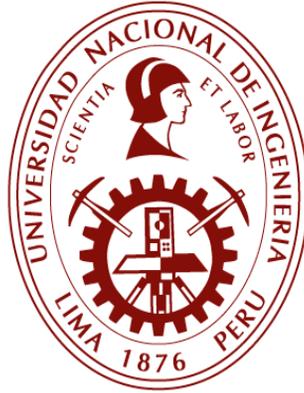


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
UNIDAD DE POSGRADO**



TESIS:

**“INTEGRACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL Y SISTEMAS DE POTENCIA PARA
OPTIMIZAR LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO DEL SISTEMA ENERGÉTICO
PERUANO”**

ELABORADO POR:

PABLO CÉSAR SALAS CÁRDENAS

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS CON
MENCIÓN EN ENERGÉTICA**

ASESOR:

DR. ING. SALOME GONZÁLES CHAVEZ

LIMA – PERÚ

2024

DEDICATORIA

Para Mariana, mi esposa, quien me apoyó en el transcurso de la maestría, en el desarrollo de la tesis y me ha dado siempre el impulso de continuar

AGRADECIMIENTO

A Dios por darme la vida y la oportunidad para seguir aprendiendo.

A Paul Serna, mi gran amigo, por dar soporte en el desarrollo del modelo matemático y computacional.

A todas las personas que ayudaron en la elaboración de la presente tesis.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTO.....	iii
ÍNDICE DE CONTENIDOS	iv
LISTA DE TABLAS.....	x
LISTA DE FIGURAS	xiii
RESUMEN	xix
ABSTRACT	xxi
INTRODUCCIÓN	xxiii
ABREVIATURA Y SIGLAS.....	xxvi
CAPÍTULO I	1
PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.2. IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE ESTUDIO	31
1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	36
1.3.1. Problema general.....	36
1.3.2. Problemas específicos	36
1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	36

1.5. OBJETIVOS	37
1.5.1. Objetivo general	37
1.5.2. Objetivos específicos	37
1.6. HIPÓTESIS	38
1.6.1. Hipótesis general	38
1.6.2. Hipótesis específicas	38
1.7. VARIABLES Y OPERALIZACIÓN DE VARIABLES	39
1.7.1. Variables	39
1.7.2. Operalización de Variables	39
1.8. DISEÑO METODOLÓGICO	40
1.8.1. Unidad de Análisis	40
1.8.2. Fuentes de Información	42
1.8.3. Tipo y Nivel de la Investigación.....	42
1.8.4. Diseño de la investigación.....	43
1.8.5. Población y Muestra.....	43
1.8.6. Técnicas e Instrumentos de recolección de Datos.....	44
1.8.7. Análisis y Procesamiento de Datos.....	45
CAPÍTULO II.	49
MARCO TEÓRICO, CONCEPTUAL Y NORMATIVO	49

2.1.	MARCO TEÓRICO	49
2.1.1.	Programación lineal	49
2.1.2.	Programación no lineal	50
2.1.3.	Programación lineal entero mixto.....	51
2.1.4.	Programación no lineal entero mixto.....	52
2.1.5.	Programación convexa	54
2.1.6.	Cono de segundo orden (SOC)	55
2.1.7.	Programación entero mixto de cono de segundo orden (MISOCP)	56
2.1.8.	Serie de Taylor.....	57
2.1.9.	Envolvente de McCormick	58
2.1.10.	Transporte de gas	60
2.1.11.	Line Pack.....	64
2.1.12.	Estaciones de compresión.....	64
2.1.13.	Regulador de presión	67
2.1.14.	Compromiso de unidades.....	67
2.1.15.	Transmisión de energía eléctrica.....	69
2.1.16.	Generación térmica	70
2.1.17.	Generación hidráulica.....	72
2.2.	MARCO CONCEPTUAL.....	73

2.3.	MARCO LEGAL	75
2.3.1.	Procedimiento Técnico N°1 Programación de la operación de corto plazo...	75
2.3.2.	Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos (DS N° 018-2004-EM).....	79
2.3.3.	Decreto Supremo que establece el mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia (DS N° 017-2018-EM).....	81
CAPÍTULO III.		83
INTEGRACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL Y SISTEMAS DE POTENCIA PARA OPTIMIZAR LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO		83
3.1.	ESTADO SITUACIONAL	83
3.1.1.	Red de gas natural de Camisea	83
3.1.2.	SEIN	87
3.1.3.	Planificación de la OCP de la RGN de Camisea	91
3.1.4.	Planificación de la OCP del SEIN	93
3.2.	MODELAMIENTO MATEMÁTICO	93
3.2.1.	Modelo matemático para optimizar la OCP del SP	94
3.2.2.	Modelo matemático para optimizar la OCP de RGN.....	100
3.2.3.	Modelo matemático para optimizar la OCP integrada de SP y RGN	109
3.2.4.	Modelo matemático para optimizar la OCP desintegrada de SP y RGN	110

3.2.5.	Variables duales de los modelos matemáticos	114
3.2.6.	Refinamiento MISOCP	116
3.3.	CASOS DE EVALUACIÓN	118
3.3.1.	Casos de validación	118
3.3.2.	Casos de estudio	120
CAPÍTULO IV		121
DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS		121
4.1.	ANÁLISIS DEL ESTADO SITUACIONAL	121
4.1.1.	Producción de la energía del SEIN	121
4.1.2.	Consumo de GN de Camisea	123
4.1.3.	Coordinación de la operación integrada	126
4.2.	ANÁLISIS DE LOS CASOS DE VALIDACIÓN	127
4.2.1.	Caso 1	129
4.2.2.	Caso 2	146
4.3.	ANÁLISIS DE CASOS DE ESTUDIO	166
4.3.1.	Escenario Avenida	166
4.3.2.	Escenario Estiaje	167
4.3.3.	Escenario Racionamiento	169
4.4.	ANÁLISIS DE CASOS DESINTEGRADOS	171

4.4.1. Escenario Avenida	171
4.4.2. Escenario Estiaje	172
4.4.3. Escenario Racionamiento	174
4.5. CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS.....	175
4.5.1. Contratación de hipótesis general.....	175
4.5.2. Contratación de hipótesis específicas 1	186
4.5.3. Contratación de hipótesis específicas 2	188
4.5.4. Contratación de hipótesis específicas 3	196
4.5.5. Contratación de hipótesis específicas 4	200
CONCLUSIONES.....	204
RECOMENDACIONES	206
REFERENCIAS.....	207
ANEXOS	211

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Clasificación de trabajos relevantes seleccionados reportados	6
Tabla 2.	Valor de la función objetivo en MM\$ y error (Gap) en % para el caso de estudio	10
Tabla 3.	Resultados de los modelos	17
Tabla 4.	Costo de electricidad, compresor y tiempo de solución del caso de estudio	22
Tabla 5.	Resumen de resultados del consumo de GN entre el sistema optimizado y el no optimizado (en W).	27
Tabla 6.	Resultados de los casos en porcentaje de incremento respecto al caso 1 en M\$	30
Tabla 7.	Capacidad del SEIN por tipo de generación	89
Tabla 8.	Demanda del SEIN por mes.....	89
Tabla 9.	Producción de energía por recurso y por mes en GWh para el 2022	122
Tabla 10.	Consumos de GN en MMPC para el 2022.....	124
Tabla 11.	Optimizadores por tipo de problema	128
Tabla 12.	Características del Equipo de Cómputo	128
Tabla 13.	Demanda de GN por nodo en Mm3 Caso 1	129
Tabla 14.	Suministro de GN diario en Mm3 Caso 1	130
Tabla 15.	Demanda del SP por barra en MW Caso 1	130
Tabla 16.	Generadores térmicos del SP Caso 1	131
Tabla 17.	CO del caso 1 en el modelo MINLP en MMUSD.....	132

Tabla 18 .	CO del caso 1 en el modelo MISOCP en MMUSD	137
Tabla 19.	CO del caso 1 en el modelo R-MISOCP en MMUSD.....	141
Tabla 20.	Iteraciones Caso 1_R-MISOCP	145
Tabla 21.	Demanda de GN por nodo en Mm3 Caso 2.....	146
Tabla 22.	Demanda de GN nodo y etapa Caso 2	147
Tabla 23.	Suministro de GN diario en Mm3 Caso 2.....	148
Tabla 24.	Generadores térmicos del SP Caso 2.....	148
Tabla 25.	Generadores hidráulicos del SP Caso 2	148
Tabla 26.	Perfil de generación de energías renovables	149
Tabla 27.	Datos de compresores caso2.....	149
Tabla 28.	Datos de reguladores de presión	150
Tabla 29.	Datos de ductos	150
Tabla 30.	CO del caso 2 en el modelo MINLP en MMUSD.....	151
Tabla 31.	CO del caso 2 en el modelo MISOCP en MMUSD	155
Tabla 32.	CO del caso 2 en el modelo R-MISOCP en MMUSD.....	160
Tabla 33.	Iteraciones Caso 2_R-MISOCP	165
Tabla 34.	Indicadores de variable independiente para caso de estudio	178
Tabla 35.	Indicadores de variable dependiente del SP para caso de estudio modelo desintegrado	179
Tabla 36.	Indicadores de variable dependiente de la RGN para caso de estudio modelo desintegrado.....	179
Tabla 37.	Indicadores de variable dependiente del SP para caso de estudio modelo integrado	180

Tabla 38.	Indicadores de variable dependiente de la RGN para caso de estudio modelo integrado	180
Tabla 39.	Presión en bares de la web del TGP y modelo integrado	182
Tabla 40.	Los CO en MM\$ de sistema energético peruano y porcentaje de ahorro	183
Tabla 41.	Los CO en MM\$ de los modelos MINLP, MISOCP y R-MISOCP	192
Tabla .	Tiempos de ejecución en segundos de los modelos MINLP, MISOCP y R- MISOCP	192

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Diagrama de la capacidad de transporte del RGN peruana.....	3
Figura 2.	Presión de nodo en el sistema de gas natural	8
Figura 3.	Error máximo de la restricción de flujo de GN relajada con el modelo MISOCP y eMISOCP	11
Figura 4.	Comparación de los enfoques del caso de estudio.....	13
Figura 5.	Gráficos de resultados del artículo de investigación	18
Figura 6.	Problema de transporte de gas	19
Figura 7.	Problema de transporte de gas auxiliar.....	19
Figura 8.	Escenarios de coordinación y operación de sistemas interdependientes ..	24
Figura 9.	Gráficos de resultados del artículo de investigación	30
Figura 10.	Topología de la unidad de análisis.....	41
Figura 11.	Esquema del método Branch and Bound.....	52
Figura 12.	Árbol Branch and bound sin pre-solución después de 360 segundos de tiempo de cómputo con 10,000 nodos.	54
Figura 13.	Región convexa y no convexa	55
Figura 14.	Árbol Branch and bound sin presolución después de 360 segundos de tiempo de cómputo con 10,000 nodos	56
Figura 15.	Representación de la envolvente de McCormick	60
Figura 16.	Representación de la red de transporte de gas natural.....	60
Figura 17.	Representación de la red de transporte de gas natural.....	61
Figura 18.	Compresor de GN	65

Figura 19. Regulador de presión	67
Figura 20. Flujo de potencia en una línea de transmisión	70
Figura 21. Función de consumo linealizada	71
Figura 22. Recorrido del Sistema de transporte por ductos de GN de Camisea	84
Figura 23. Volúmenes inyectados en principales puntos de RGN de Camisea en el 2022 en millones de pies cúbicos	84
Figura 24. Esquema de la red de transporte de TGP	86
Figura 25. Esquema de la red de distribución de GN de Cálidda	86
Figura 26. Esquema de la red de distribución de GN de Contugas	87
Figura 27. Energía por recurso del año 2022 en el SEIN	88
Figura 28. Aproximación convexa de componente cuadrática	107
Figura 29. Aproximación convexa de componente bilineal	108
Figura 30. Algoritmo “Enhacend MISCOP”	117
Figura 31. Topología del Caso 1	119
Figura 32. Topología del Caso 2	120
Figura 33. Participación de la producción de energía por recurso y Cmg por mes en 2022	123
Figura 34. Participación por destino de consumo del total de GN de Camisea 2022	125
Figura 35. Participación por destino de consumo del mercado interno de GN de Camisea 2022	126
Figura 36. Consumos del mercado interno y CT de GN de Camisea 2022	126
Figura 37. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 1_MINLP	133

Figura 38. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx	
Caso 1_MINLP	134
Figura 39. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de	
line pack Caso 1_MINLP	135
Figura 40. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 1_MINLP	136
Figura 41. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo	
Caso 1_MISOCP	138
Figura 42. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso	
1_MISOCP	138
Figura 43. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de	
line pack Caso 1_MISOCP	139
Figura 44. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 1_MISOCP	140
Figura 45. Error de convexificación flujo de GN Caso 1_MISOCP	141
Figura 46.. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 1_R-	
MISOCP	142
Figura 47. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso	
1_R-MISOCP	143
Figura 48. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de	
line pack Caso 1_R-MISOCP	143
Figura 49. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 1_R-MISOCP	144
Figura 50. Error de convexificación flujo de GN Caso 1_R-MISOCP	145
Figura 51. Representación del caso2	146

Figura 52. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 2_MINLP	151
Figura 53. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso 2_MINLP	152
Figura 54. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de line pack Caso 2_MINLP	153
Figura 55. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 2_MINLP	154
Figura 56. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 2_MISOCP	156
Figura 57. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso 2_MISOCP	157
Figura 58. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de line pack Caso 2_MISOCP	157
Figura 59. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 2_MISOCP	158
Figura 60. Error de convexificación flujo de GN Caso 2_MISOCP	159
Figura 61. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 2_R- MISOCP	161
Figura 62. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso 2_R-MISOCP	162
Figura 63. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de line pack Caso 2_R-MISOCP	163
Figura 64. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 2_R-MISOCP	164
Figura 65. Error de convexificación flujo de GN Caso 2_R-MISOCP	165

Figura 66. Resultados del caso de estudio escenario avenida integrado.....	167
Figura 67. Resultados 1 del caso de estudio escenario estiaje integrado	168
Figura 68. Resultados 2 del caso de estudio escenario estiaje integrado	169
Figura 69. Resultados del caso de estudio escenario racionamiento integrado.....	170
Figura 70. Resultados del caso de estudio escenario avenida desintegrado	171
Figura 71. Resultados del caso de estudio escenario estiaje desintegrado	173
Figura 72. Resultados del caso de estudio racionamiento estiaje desintegrado	175
Figura 73. Resultados de presión de un caso de estudio.....	181
Figura 74. Datos de condiciones operativas del 26/07/2023.....	181
Figura 75. Los Cmg del SP en \$/MWh de sistema energético peruano y porcentaje de ahorro.....	184
Figura 76. Rendimiento de los escenarios evaluados para las CT a GN	185
Figura 77. Porcentaje de interacción RGN y SP	187
Figura 78. Convexificación de la región menor igual a la ecuación cónica de transporte	190
Figura 79. Error de convexificación MISCOP vs. R-MISOCP	193
Figura 80. Error medio por iteración y costo normalizado por iteración	194
Figura 81. Indicadores de variable dependiente caso 1	194
Figura 82. Indicadores de variable dependiente caso 2	195
Figura 83. Line pack horario por escenario de racionamiento.....	197
Figura 84. Balance diario de GN por escenario de racionamiento 1	198
Figura 85. Balance diario de GN por escenario de racionamiento 2	199
Figura 86. Producción hidráulica por periodo en escenarios de avenida y estiaje. ...	201

Figura 87. Volumen útil de embalses por periodo en escenarios de avenida y estiaje.....	201
Figura 88. Balance de energía por recurso para escenarios de avenida a estiaje	202
Figura 89. CO y % de carga de capacidad de transporte de la RGN por % de caudal máximo turbinable	203

RESUMEN

Actualmente los sistemas de potencia dependen considerablemente de las centrales térmicas que utilizan gas natural, lo que resalta la estrecha interdependencia entre la generación eléctrica interconectada y el gas natural suministrado. Por consiguiente, es de suma importancia analizar la integración apropiada de los sistemas de potencia y las redes de gas natural.

Para abordar esta compleja interacción, se ha desarrollado un Modelo Entero Mixto Cónico de Segundo Orden (MISOCP), que ha sido aproximado al Modelo Entero Mixto No Lineal No Convexo. Respecto a la red de gas, se incluye la formulación del transporte de gas considerando las variaciones de altitud en los nodos, característica fundamental del transporte de gas natural en el Perú dado que el gasoducto atraviesa la cordillera de los Andes. Por el lado del sistema de potencia, se modela un problema de compromiso de unidades hidrotérmicas sin pérdidas. Este modelo ha sido validado con otros casos investigados y su aplicación ha sido evaluada específicamente en el contexto peruano, considerando condiciones de avenida, estiaje y racionamiento.

Los resultados obtenidos demuestran que el modelo MISOCP reduce el tiempo de ejecución en un 90% y con un refinamiento adicional se logra un error de convexificación de 1%. Para el caso peruano, la operación integrada reduce el costo operativo en un 0.3% y el costo marginal en un 1.2%. Además, se observa que condiciones hídricas muy secas afectan negativamente la operación integrada, mientras que la gestión del line pack beneficia dicha operación.

Palabras Clave: Optimización, integración de sistemas energéticos, sistemas de potencia, gas natural, costo marginal, programación matemática, operación de corto plazo

ABSTRACT

Currently power systems depend considerably on thermal power plants that use natural gas, which highlights the close interdependence between interconnected electricity generation and the natural gas supplied. Therefore, it is of utmost importance to analyze the appropriate integration of power systems and natural gas networks.

To address this complex interaction, a Second-Order Conical Mixed Integer Model (MISOCP) has been developed, which has been approximated to the Non-Linear Non-Convex Mixed Integer Model. Regarding the gas network, the formulation of gas transportation is included considering the altitude variations in the nodes, a fundamental characteristic of natural gas transportation in Peru given that the gas pipeline crosses the Andes mountain range. On the power system side, a commitment problem for lossless hydrothermal units is modeled. This model has been validated with other investigated cases and its application has been evaluated specifically in the Peruvian context, considering flood, low water and rationing conditions.

The results obtained demonstrate that the MISOCP model reduces the execution time by 90% and with additional refinement a convexification error of 1% is achieved. In the Peruvian case, the integrated operation reduces the operating cost by 0.3% and the marginal cost by 1.2%. Furthermore, it is observed that very dry water conditions negatively affect the integrated operation, while line pack management benefits said operation.

Keywords: Optimization, integration of energy systems, power systems, natural gas, marginal cost, mathematical programming, short-term operation

INTRODUCCIÓN

La presente tesis lleva como título “Integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo del sistema energético peruano”. Consiste en analizar la integración de la red de gas natural y el sistema de potencia en el Perú, formular un modelo matemático, desarrollar computacionalmente el modelo planteado, validarlo y analizar casos de estudio que permitan un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Este trabajo de investigación aplicada ha sido redactado como parte de los requisitos de la graduación del programa de Maestro en Ciencias con mención en Energética de la Universidad Nacional de Ingeniería. El periodo de investigación y redacción de este trabajo ha durado de julio del 2022 a marzo del 2024.

La tesis se desarrolló con la información y conocimientos adquiridos en las empresas donde consolidé mi experiencia profesional, tales como COES que es el operador del SEIN; Fenix Power Perú, empresa de generación térmica a GN; Celepsa empresa de generación hidrotérmica. Así como las coordinaciones y mesas de trabajo que he tenido con miembros de las empresas Transportadora de Gas del Perú (TGP), siendo esta última transportista de gas; y por otro lado, Pluspetrol, empresa productora de gas, y que debido a la interacción del SEIN con la red de gas de Camisea me permitió tener un panorama más amplio y preciso del tema que aborda la presente tesis.

Para estudiar el sistema energético peruano, se abordarán conceptos de optimización de sistemas de potencia, optimización del transporte de gas, investigación de operaciones y programación matemática computacional.

En el capítulo I, se describe la realidad problemática entre el manejo de las redes de gas natural y los sistemas de potencia, y la necesidad de optimizar su operación en conjunto. Asimismo, se formuló el problema general, problemas específicos, objetivo general y objetivos específicos que son una parte neurálgica en el presente trabajo de investigación. Adicionalmente, se recopiló información de antecedentes bibliográficos, que enriquecen esta investigación, de lo más resaltante se encontró un modelo de optimización para el sistema energético de Grecia.

En el capítulo II, se delimita el marco teórico, donde se encontró información sobre temas de programación entero-mixta, linealización por partes, transporte de gas, transmisión de energía eléctrica y compromiso de unidades. Por otro lado, el marco conceptual define los conceptos de sistema eléctrico de potencia, red de gas, integración energética, programación matemática, central térmica a gas natural, entre otros relacionados con el presente trabajo de investigación. Por último, el marco legal tomará en cuenta normativa regulatoria de las diferentes instituciones nacionales como COES, MINEM y OSINERGMIN.

En el capítulo III, se desarrolla la integración de las redes de gas natural y sistemas de potencia en el Perú, tomando como punto de inicio el estado situacional y planificación de la operación de corto plazo de forma independiente. El siguiente punto tratado son los modelamientos matemáticos de la optimización del sistema de potencia, la red de gas y

la integración de estos. Los modelos matemáticos fueron desarrollados computacionalmente con el software Julia y con el optimizador Gurobi, Ipopt y Juniper. Los modelos fueron probados en unos casos de validación, y analizados en los casos de estudio para el sistema energético peruano.

En el capítulo IV, se presentan los análisis exhaustivos realizados, los resultados de la investigación y la contrastación de hipótesis. En primer lugar, se analizan los resultados estadísticos de la integración de la red de gas natural y sistemas de potencia, y su coordinación integrada. En segundo lugar, se analizan los resultados de los casos de validación modelos MINLP, MISOCP y R-MISOCP, y se decanta por el modelo R-MISOCP. En tercer lugar, se desarrollan los casos de estudio de avenida, estiaje y racionamiento con la operación integrada y no integrada. En cuarto y último lugar, se contrastan las hipótesis en base a la investigación y sustentados con los casos desarrollados.

Finalmente, se logra resolver el problema general y los problemas específicos. Además, se presentan las conclusiones y recomendaciones para optimizar la operación del sistema energético peruano, con énfasis en la interacción de la red de gas natural con el sistema de potencia.

ABREVIATURA Y SIGLAS

CC	Ciclo combinado
CER	Central de energías renovable
CH	Central hidroeléctrica
CI	Costo incremental
CMg	Costo marginal
CO	Costo de operación
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
CT	Central termoeléctrica
D2	Diesel
GN	Gas natural
GWh	Giga watt hora
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LT	Línea de transmisión
M\$	Miles de dólares
MM\$	Millones de dólares
MILP	Programación lineal entero mixto
MINLP	Programación no lineal entero mixto
MISOCP	Programación cónica de segundo orden entero mixto
MW	Mega watt
OCP	Operación de corto plazo
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PDO	Programa diario de operación
RGN	Redes de gas natural
SEIN	Sistema eléctrico interconectado nacional
SP	Sistema de potencia
TG	Unidad Turbogás
TV	Unidad Turbovapor
UG	Unidad de generación
\$	Dólares
\$/MWh	Dólares por mega watt hora
\$/m ³	Dólares por metro cúbico

CAPÍTULO I

PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN

El GN es transportado mediante RGN desde plantas de producción hasta puntos de consumo, ciertos puntos de consumo son UG que combustionan el GN para producir energía eléctrica. La energía eléctrica, es generada, transportada y consumida en los SP. En ese marco, las UG térmica consumen GN de la RGN y generan energía eléctrica para el SP.

En el Perú, el SP es el SEIN y la red de GN de mayor envergadura es la RGN de Camisea. Cabe precisar que, se cuenta con redes de GN en Aguaytía y Talara, pero de menor envergadura.

1.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

La significativa participación de las UG térmicas a GN en el mundo y en el Perú, ha incrementado el grado de interdependencia entre las redes de GN y los SP. Estas unidades operan para cubrir la rampa de subida durante el pico de demanda, cubren la intermitente generación renovable y suplen la demanda ante contingencias, de este modo, se mantiene el balance generación demanda de los sistemas de potencia. Tal es así, por la misma característica de los sistemas de potencia, que requieren un balance de manera instantánea; mientras que, las redes de gas natural no requieren de un balance instantáneo debido a la compresibilidad del gas.

Actualmente, existe interés científico por modelar la operación de los sistemas energéticos integrados, así como también determinar su operación óptima mediante programación matemática y con el uso herramientas computacionales. En ese marco, estos son los antecedentes destacados que dan forma a la presente investigación:

Navarro, Rojas, De Oliveira, Luyo y Molina (2022)¹, plantearon el problema de la investigación de desarrollar un modelo de optimización para el despacho económico de la integración para el SP y RGN peruano. Además, el objetivo fue reducir el costo de la OCP, lo que supone un reto debido a las diferentes fuentes de energía, costos y restricciones. La investigación también pretendió abordar la implementación de políticas para la integración de los mercados de electricidad y gas, mitigando los efectos de la congestión de la RGN y las restricciones en la transmisión eléctrica.

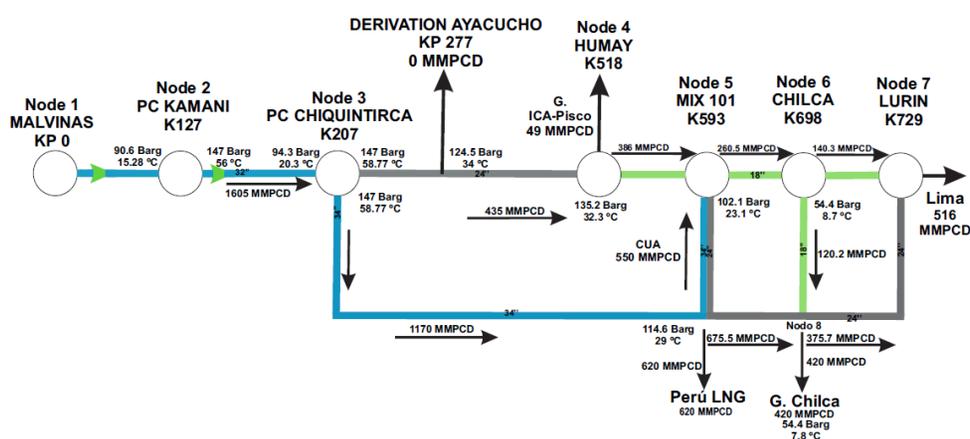
El modelo fue formulado con una función objetivo que tuvo los CO del SP, formulado por una ecuación cuadrática de la potencia despacha por las UG, y los CO del transporte y producción de GN, de carácter lineal. Con relación a las restricciones del SP, consideraron un flujo AC con pérdidas, límites de tensión y ángulo por nodo, y restricciones de las UG. Con relación a las restricciones de la RGN, el flujo fue representado con la ecuación de Weymouth, con límites de flujo, presión y suministro.

El modelo propuesto se aplicó al SP y RGN de Camisea del Perú, simulando el comportamiento de los mercados a corto plazo cuando los mercados de electricidad y gas se acoplan, mediante la aplicación de programación no lineal discreta. El estudio

¹ Navarro, R., Rojas, H., De Oliveira, I. S., Luyo, J. E., & Molina, Y. P. (2022). En el artículo de investigación: "Optimization Model for the Integration of the Electric System and Gas Network: Peruvian Case. *Energies*, 15(10), 3847". Publicado en: "Energies", 15(10). Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/10/3847>

exploró una red equivalente de GN basada en la información de los gasoductos de transporte de GN desde Camisea hasta Lima, según la figura 1, con sus respectivos parámetros y restricciones, y el sistema equivalente de 500 kV del SEIN, obtenido mediante el método equivalente de Ward no lineal.

Figura 1. Diagrama de la capacidad de transporte del RGN peruana



Fuente: Navarro, R., Rojas, H., De Oliveira, I. S., Luyo, J. E., & Molina, Y. P. (2022). *Optimization Model for the Integration of the Electric System and Gas Network: Peruvian Case*

Las principales conclusiones de la investigación son las siguientes. El modelo de optimización desarrollado en el estudio permite la simplificación y unificación considerable de las ecuaciones de comportamiento físico de ambas redes lo que permite la determinación de los costos de producción óptimos del modelo integrado gas-electricidad, la influencia de las restricciones en la transmisión, la red de gasoductos, la variación de los precios de las barras del SP y el comportamiento de los parámetros de la red. El estudio encontró que el operador puede obtener mejores CO de los SP y RGN, lo que también puede ayudar a mejorar la confiabilidad del suministro de GN a los

productores de energía. El estudio agregó que es necesario incorporar ecuaciones adicionales en el modelo para abordar fuentes renovables y activos de flexibilidad operativa, como instalaciones de almacenamiento de energía, etc.

Raheli, Wu, Zhang, y When (2021)², plantearon como objetivo analizar la literatura sobre el funcionamiento óptimo de RGN y SP, en modelos de OCP, para identificar los beneficios de la optimización coordinada e integrada en comparación con la optimización independiente de los dos sectores.

La situación problemática fue el mal funcionamiento de la coordinación de RGN y SP. Por el lado del SP, se está incorporando gradualmente una mayor cantidad de energías renovables con producción variable, como la solar y eólica, cuya generación de energía depende de la disponibilidad del recurso en tiempo real. Como consecuencia, la naturaleza de las energías renovables presenta nuevos retos al balance de generación y demanda, trayendo nuevos desafíos a los sistemas de control, operación y planificación de los SP. Por el lado de la RGN, mencionaron que el GN es un combustible clave para la transición energética, por su baja huella de carbono respecto a otros combustibles, bajo costo de inversión y flexibilidad operativa. A este respecto, se presentaron ideas innovadoras para explorar las interdependencias y sinergias con otros sistemas. Además, los SP y RGN se han acoplado cada vez más, pero los dos sectores siguen operando de forma independiente.

² Raheli, E., Wu, Q., Zhang, M., & Wen, C. (2021). En el artículo de investigación: "Optimal coordinated operation of integrated natural gas and electric power systems: A review of modeling and solution methods". Publicado en: "Renewable and Sustainable Energy Reviews", 145, 111134. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032121004226>

Los autores recapitularon los conceptos de transmisión eléctrica en corriente alterna y continua; en el transporte de gas natural detallaron la dinámica del gas y su compresibilidad, modelos de estado estacionario y cuasi-estacionario con line pack. Integraron los SP y RGN con las CT a GN, las tecnologías “power-to-gas” y los compresores. La función objetivo consistió en minimizar el CO del sistema energético integrado, sujeto a las limitaciones de la RGN, el SP y las restricciones de acoplamiento.

Mencionaron la complejidad del problema debido a ser un problema de MINLP, por las restricciones de flujo de gas, compromiso de unidades, modelamiento de compresores y pérdidas de transmisión eléctrica. Para ello, revisaron técnicas de descomposición como el método de multiplicadores de dirección alterna (de siglas en inglés ADMN) o el método de descomposición de Benders. En la Tabla 1, se muestra un resumen desarrollado por los autores en relación con la literatura actual.

Los autores concluyeron que, las características físicas diferentes de los SP y RGN necesitan tenerse muy en cuenta, cuando las estrategias de integración de la operación son desarrolladas. Para los SP, los modelos de estado estacionario se han adoptado para encontrar la planificación óptima de las UG. Por el contrario, la dinámica lenta de los gases y la capacidad de almacenamiento intrínseca de los gasoductos, requieren el uso del estado transitorio o cuasi-estacionario, con el fin de capturar adecuadamente el line pack. El modelado del line pack, es crucial para la OCP de las RGN y es una fuente adicional de flexibilidad en sistemas energéticos integrados. Se pueden establecer diferentes niveles de coordinación y estrategias de optimización, cuando los esquemas de operación completamente integrados se adopten, los mayores beneficios económicos

y ambientales son obtenidos en comparación que cuando los dos operadores del sistema optimizaban su red por separado. Sin embargo, las estrategias de co-optimización completas requieren que se intercambien una gran cantidad de datos entre los SP y RGN, o con una entidad de terceros. Este intercambio de información es obstaculizado por cuestiones de privacidad y regulación, ya que hoy en día, en la mayoría de los países, los SP y RGN son operados por diferentes entidades y optimizadas por separado.

Tabla 1. Clasificación de trabajos relevantes seleccionados reportados

Classification of selected relevant works reported in the literature.

Source	Model		Linking components		Opt. strategy	Uncertainties	Solution approach for gas flow model	Solution via decomposition
	EPS	NGS	GFPP	P2G				
[7]	DC	Steady-state	✓		Simultaneous	No	Newton-Raphson	Yes (Benders)
[12]	DC	Steady-state	✓		Bi-level	No	Convex relaxation	Yes (Benders)
[14]	DC	Transient	✓	✓	Sequential	No	Newton-Raphson	No
[23]	DC	Transient	✓	✓	Simultaneous	No	Linearization	No
[25]	DC	Transient	✓		Bi-level	No	Successive LP	Yes (Benders)
[51]	DC	Quasi-steady-state	✓	✓	Simultaneous	Yes (RO)	Piecewise linearization	Yes (ADMM)
[52]	DC	Quasi-steady-state	✓	✓	Simultaneous	Yes (RO)	Outer linear approximation	Yes (C&CG)
[53]	DC	Quasi-steady-state	✓		Sequential	Yes (SO)	Successive LP	No
[55]	DC	Steady-state	✓	✓	Bi-level	No	Linearization	No
[84]	DC	Quasi-steady-state	✓		Simultaneous	No	Piecewise linearization (incremental method)	No
[88]	DC	Steady-state	✓	✓	Simultaneous	Yes (RO)	Piecewise linearization (incremental method)	Yes (C&CG)
[94]	DC	Transient	✓		Simultaneous	Yes (RO)	Linearization	Yes (C&CG)
[95]	DC	Steady-state	✓		Simultaneous	Yes (DRO)	Outer linear approximation	No
[96]	DC	Steady-state	✓		Simultaneous	Yes (DRO)	Outer linear approximation	No
[97]	DC	Steady-state	✓		Simultaneous	No	Piecewise linearization (extended incremental method)	No
[98]	DC	Quasi-steady-state	✓		Simultaneous	No	Convex relaxation	No
[99]	AC	Steady-state and transient	✓		Simultaneous	No	Convex relaxation	No
[108]	DC	Quasi-steady-state	✓		Simultaneous	Yes (DRO)	Convex relaxation	No
[110]	DC	Steady-state	✓		Simultaneous	Yes (SO)	Piecewise linearization	No
[111]	DC	Steady-state	✓		Simultaneous	Yes (RO)	Convex relaxation	Yes (C&CG)
[116]	DC	Steady-state	✓		Simultaneous	No	Convex relaxation	Yes (ADMM)
[118]	DC	Quasi-steady-state	✓		Simultaneous	No	Convex relaxation	No
[119]	DC	Quasi-steady-state	✓		Simultaneous	No	Convex relaxation	Yes (ADMM)
[123]	DC	Steady-state	✓		Simultaneous	No	Convex relaxation	Yes (ADMM)
[125]	DC	Steady-state	✓		Simultaneous	No	Convex relaxation	Yes (ADMM)

Fuente: Raheli, E., Wu, Q., Zhang, M., & Wen, C. (2021). *Optimal coordinated operation of integrated natural gas and electric power systems: A review of modeling and solution methods*.

Sun, Ding, Hu y Shou (2019)³, plantearon como objetivo modelar las características significativas de una RGN de larga distancia, considerando el modelo dinámico. Debido

³ Sun, H., Ding, C., Hu, S., & Zhou, W. (2019, September). En el artículo de investigación: "Optimal Dispatch of Integrated Electricity and Natural Gas Energy Systems with Long-Distance Pipeline Networks" Publicado en "IEEE 3rd International Electrical and Energy Conference (CIEEC)" (pp. 1054-1059). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9077336>

a que, en la operación en tiempo real la fluctuación de la demanda de GN no se encuentra en estado estable.

La situación problemática reside en el incremento a gran escala de las UG térmica a GN y el desarrollo de la tecnología “power to gas” en China, motivado por una transformación de la matriz energética. Como consecuencia, ha generado un descuido de las características dinámicas de la RGN de gran distancia en los modelos de despacho integrado, que consideran la red de gas en estado estable. Actualmente, para describir las ecuaciones de fluidos de GN, se simplifican las ecuaciones, para evitar la influencia de ciertos intervalos con inestabilidad numérica.

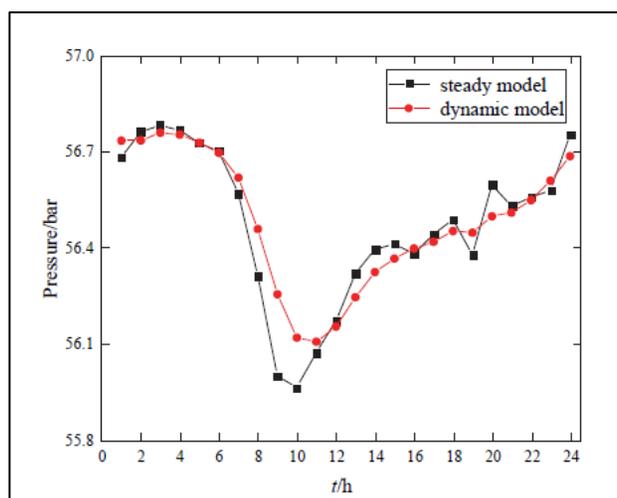
Iniciaron con el modelado de la dinámica de las RGN, mediante las ecuaciones de hidrodinámica, que son simplificadas y resueltas por el método de diferencias finitas, para determinar el line pack en cada intervalo de estudio.

Analizaron los conceptos de despacho óptimo integrado de SP y RGN. Asimismo, la función objetivo fue minimizar el CO de centrales eléctricas y de producción de los pozos de GN, sujeta a restricciones de: balance nodal, capacidad de pozos de producción y centrales, límites de transporte de gas y de transmisión eléctrica, rampa de toma de carga de centrales, restricciones de line pack y presión nodal.

El modelo planteado por los autores fue un SP de prueba IEEE-39 barras y la RGN de Bélgica de 20 nodos desarrollado en el software MATLAB, en un horizonte de 24 horas. Lo más resaltante en la solución del modelo presentado, es que en las primeras 6 horas las UG térmica se encuentran a carga mínima y hay un exceso de energía eólica, como

consecuencia, se toma la energía eólica y se genera GN con la tecnología “power to gas”. Asimismo, en una comparativa entre el modelo estacionario y el modelo dinámico, se evidenció que el cambio de presión es más suave en el modelo dinámico, debido a la existencia de características dinámicas lentas del GN. Los autores notaron que, en la salida de gas de los pozos, el modelo estacionario presenta mayores fluctuaciones que el modelo dinámico. Estas diferencias lo explicaron, debido a que cuando la demanda de GN es grande, el line pack es liberado, y que cuando la demanda de GN es más pequeña, ésta se complementará, de modo que la inyección de gas de los pozos sea más suave. En la figura 2, mostramos la diferencia del modelo estacionario y dinámico, para la presión de nodo.

Figura 2. Presión de nodo en el sistema de gas natural



Fuente: Sun, H., Ding, C., Hu, S., & Zhou, W. (2019, September). Optimal Dispatch of Integrated Electricity and Natural Gas Energy Systems with Long-Distance Pipeline Networks

Finalmente, los autores concluyeron que las tecnologías “power to gas” pueden convertir el excedente de la energía eólica en GN e inyectarlo a la red, por lo tanto, se almacena la energía eólica. El modelo dinámico que propusieron los autores refleja el retraso del GN en la red, la diferencia de presiones en los nodos y la capacidad de almacenamiento del ducto. El modelo despacho óptimo propuesto por los autores, evita la situación de grandes rangos de salida y fluctuación de GN bajo el modelo estacionario, y aumenta el espacio de ajuste del pozo de GN, que es propicio para el funcionamiento seguro del sistema energético y la garantía de suministro confiable.

Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019)⁴, abordaron la problemática de la coordinación entre los SP y RGN en la operación diaria, y propusieron un modelo de optimización mixta no lineal para la planificación conjunta de ambos sistemas. Además, discutieron los retos técnicos y las posibles soluciones para la implementación del modelo propuesto.

Formularon un problema que tiene como objetivo minimizar el CO del SP y RGN compuesto por arranques, paradas, costo variable de combustible y de operación y mantenimiento, la energía y GN no servida, y costos de pozo de producción. Por el lado del SP, modelaron un problema unit commitment de flujo DC multinodal sin pérdidas. Por el lado de la RGN, utilizaron la ecuación de Weymouth para el flujo, representaron el line pack, formularon ecuaciones linealizadas para los compresores. Por el lado de la integración, modelaron linealmente el consumo de GN de las UG térmica a GN. La

⁴ Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: “Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model”. Publicado en “IEEE Transactions on Power Systems” 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

formulación anterior descrita representa un problema de programación no lineal entero mixto no convexo.

Los casos de estudio fueron un modelo pequeño de 4 nodos de la RGN y 4 barras del SP, y otro una red IEEE de 118 barras, y RGN de 28 nodos con 7 compresores y 5 pozos de producción. Los resultados obtenidos fueron que el modelo MISCOP es mucho más rápido que el modelo MINLP, no obstante, presenta error respecto a la formulación exacta, ver tabla 2. Además, la mejora del MISCOP mediante ajuste del límite de la relajación reduce el error de las restricciones relajadas, ver figura 3.

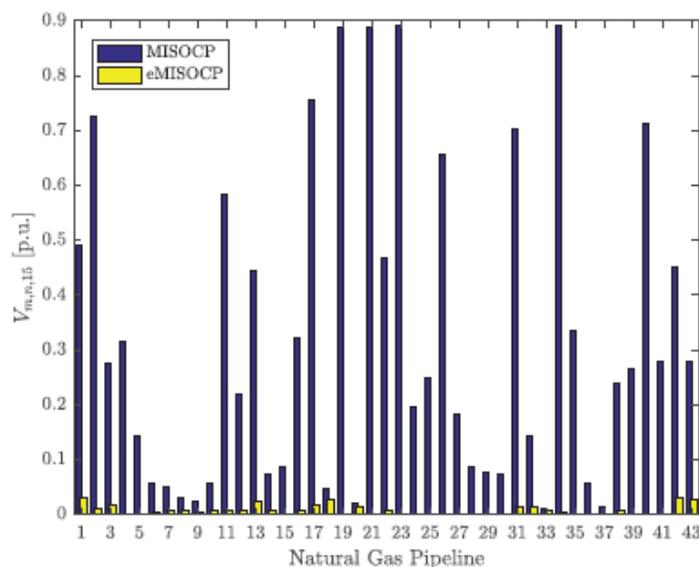
Finalmente, los autores concluyen que la coordinación entre los SP y RGN es importante y puede mejorar la eficiencia y la confiabilidad del sistema energético integrado. El modelo propuesto integra una relajación mejorada de flujo de GN no lineal con un modelo de compromiso de unidad, puede proporcionar soluciones de alta calidad y precisión para la planificación conjunta de ambos sistemas. Además, el artículo destaca la necesidad de una mayor investigación y análisis para determinar si se debe buscar una coordinación más estrecha entre los dos sistemas.

Tabla 2. Valor de la función objetivo en MM\$ y error (Gap) en % para el caso de estudio

Model	Value	Gap
MINLP	44.29	–
MISOCP	43.81	1.1
eMISOCP	44.21	0.2

Fuente: Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model.

Figura 3. Error máximo de la restricción de flujo de GN relajada con el modelo MISOCP y eMISOCP



Fuente: Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model.

Schwele, Ordoudis, Kazempour y Pinson (2019)⁵, plantearon como objetivo modelar el despacho integrado de los SP y RGN, utilizando la flexibilidad operativa de las RGN, debido a la capacidad de almacenamiento de los ductos. Para ello, evidenciaron un reto computacional, donde exploraron métodos de relajación cuadrática convexa y aproximaciones lineales.

Plantearon como situación problemática, el creciente ingreso de energías renovables con componente estocástica, que introducen incertidumbre y variabilidad a la operación. En

⁵ Schwele, A., Ordoudis, C., Kazempour, J., & Pinson, P. (2019, June). En el artículo de investigación: "Coordination of power and natural gas systems: Convexification approaches for linepack modeling". Publicado en "IEEE Milan PowerTech" (pp. 1-6). Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/331599180_Coordination_of_Power_and_Natural_Gas_Systems_Convexification_Approaches_for_Linepack_Modeling

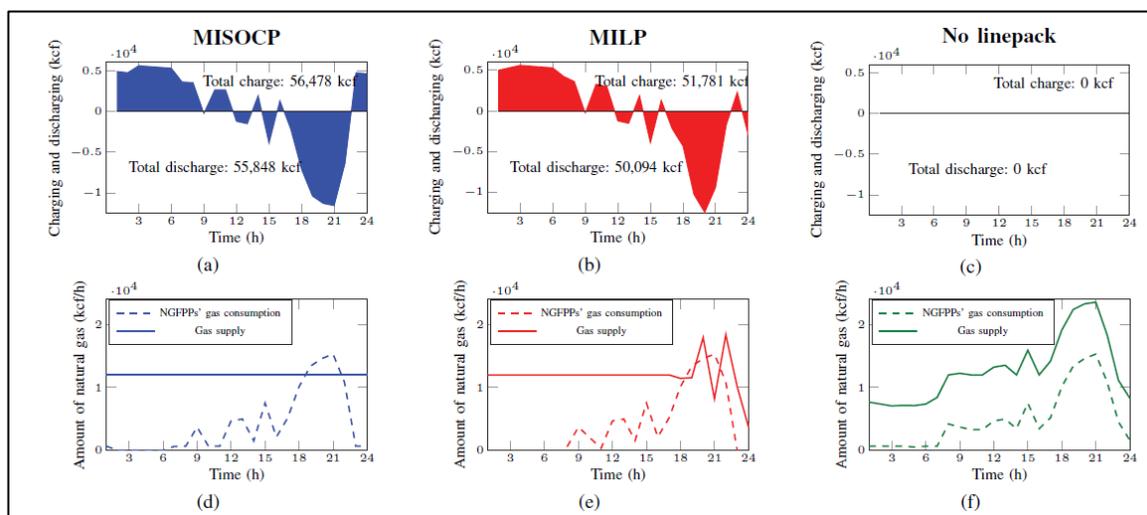
ese marco, las CT a GN suelen proporcionar la flexibilidad operativa, en SP con alta participación de energías renovables, vinculando las RGN con los SP. En operaciones de sistemas de energía, las limitaciones relacionadas a la RGN se están volviendo de suma importancia. Por ejemplo, para la planificación de SP y decisiones de operación de reservas, para garantizar la disponibilidad del GN para las CT.

La metodología planteada por los autores fue formular un modelo co-optimizado que incluya el modelamiento del line pack y brindar flexibilidad al sistema de energía. El modelo co-optimizado es un problema entero no convexo, con la función objetivo de minimizar el costo de operación del sistema de potencia y el costo de producción de los pozos, sujeto a restricciones tanto de la red de gas como el sistema de potencia; y con modelado del transporte de gas por ductos con la ecuación de Weymouth.

Los autores plantearon 2 enfoques para buscar la convexidad del line pack, el primero fue con un problema de MISOCP e incluyeron la técnica de relajación de McCorminck para introducir una variable auxiliar al problema; el segundo fue mediante la aproximación a un problema lineal entero mixto basado en la expansión de las series Taylor alrededor de puntos de presión fijos.

Los enfoques fueron analizados en un sistema energético integrado, compuesto por un sistema de gas natural de 12 nodos y una red eléctrica IEEE de 24 nodos, en un horizonte de 24 horas, desarrollado en Python usando Gurobi como solver. En la figura 4, se muestra los resultados obtenidos por los autores.

Figura 4. Comparación de los enfoques del caso de estudio



Fuente: Schwele, A., Ordoudis, C., Kazempour, J., & Pinson, P. (2019, June). Coordination of power and natural gas systems: Convexification approaches for linepack modeling.

Finalmente, los autores concluyeron que el modelo MISOCP presenta buenos resultados para resolver el problema de despacho de los SP y RGN, para ductos de flujo bidireccional. Asimismo, el desempeño del modelo probado por los autores fue contrastado con un modelo MILP para las ecuaciones del line pack y un modelo sin line pack. Cabe precisar que, los autores notaron que el modelo MILP es mucho más rápido que el modelo MISOCP, pero es menos preciso.

Vahid-Pakdel, Pesaran y Mohammadi-Ivatloo (2018) ⁶, se enfocaron en el problema de flujo de energía óptimo en sistemas de energía de múltiples portadores, y buscaron introducir nuevos enfoques de optimización para abordar este problema. Además, analizaron cómo la consideración de múltiples portadores de energía en la optimización

⁶Vahid-Pakdel, M. J., Hajiabbas, M. P., & Mohammadi-Ivatloo, B. (October). En el artículo de investigación: "Impact of Integrated Optimization of Independent Energy Carriers on Power Systems" Publicado en "Classical and Recent Aspects of Power System Optimization" (pp. 389-405). Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128124413000148>

de sistemas de energía puede hacer que los problemas sean más complicados, pero también más completos. También, mencionaron cómo la entrada de tecnologías de conversión de energía progresivas ha introducido nuevos desafíos en los estudios de gestión de energía.

Los autores formularon un problema no lineal con la función objetivo del costo de producción de UG y producción de pozos de extracción de GN, mediante ecuaciones cuadráticas. Por el lado del SP, formularon un flujo AC, con límites de tensión por nodo, capacidad de líneas de transmisión y UG. Por el lado de la RGN, el flujo con la ecuación de Weymouth, los compresores y sus límites, límites de presión y suministro de GN.

Utilizaron el software GAMS para simular diferentes casos de estudio en un sistema de prueba que consta de una red eléctrica de 14 buses conectada a una red de gas natural de 17 nodos a través de hubs⁷ de energía distribuida. Además, mencionaron que la formulación desarrollada puede ser mejorada mediante el uso de técnicas de descomposición o algoritmos evolutivos para optimizaciones a gran escala.

Los autores destacaron que la optimización simultánea los SP y RGN, considerando sus restricciones técnicas, puede aumentar la complejidad de la optimización, pero también puede mejorar su integralidad. Además, indicaron que la interdependencia de las RGN puede afectar la expansión de la transmisión de los SP y que la consideración de otros sistemas de energía, como la calefacción urbana y el transporte de combustibles fósiles líquidos, puede extender aún más los estudios de sistemas de energía integrados.

⁷ Punto donde se concentra la demanda de un recurso energético.

Finalmente, concluyen que la integración de los SP y RGN permite un importante potencial de optimización a pesar del aumento de la complejidad. Además, Considerar las limitaciones del gas natural proporciona una visión más realista y completa de los problemas de optimización del sistema de energía. Asimismo, La implementación de sistemas de energía integrados puede proporcionar soluciones flexibles a los problemas técnicos de los SP, lo que puede contribuir a enfrentar la crisis energética mundial.

Luo, Yang, Zhang, Chen, Wang y Xu (2018)⁸, plantearon como objetivo analizar el flujo óptimo de los SP y RGN', para un sistema energético integrado. La hipótesis fue que el método de linealización por partes obtendría una solución con mayor precisión y en menor tiempo que otros métodos.

El flujo del SP en corriente alterna fue aproximado como flujo de corriente continúa considerando las pérdidas de transmisión, que están en función de las tensiones de los nodos, conductancias de la línea y el coseno de la diferencia angular entre nodos. Además, en condiciones de operación normal la tensión tiende a 1 p.u., y con el uso de series de Maclaurin aproximaron las pérdidas en función de la conductancia y el cuadrado de la diferencia angular, a su vez la linealizaron mediante series de Taylor.

El flujo de las RGN fue representado con la ecuación de Weymouth, que relaciona el flujo de gas natural con un parámetro característico de la geometría del ducto, las propiedades del gas, y la raíz cuadrada de la diferencia de cuadrados de las presiones de entrada y

⁸ Luo, S., Yang, L., Zhang, X., Chen, W., Wang, K., & Xu, Y. (2018, October). En el artículo de investigación: "A Fully Linear-Constrained Optimal Electricity-Gas Flow in an Integrated Energy System" Publicado en "IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)" (pp. 1-6). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8582209>

salida del ducto. Asimismo, linealizaron la ecuación de Weymouth mediante series de Taylor.

En ambos flujos formularon la ley de la conservación de la energía por cada nodo. El flujo del SP tuvo restricciones de potencias mínimas y máximas de las UG, y capacidad de las líneas de transmisión. El flujo de la RGN tuvo restricciones de flujo mínimo y máximo de los pozos de producción, y las presiones mínimas y máximas por nodo. En ese marco, la función objetivo estuvo compuesta por los costos de las UG y pozos de producción.

La metodología desarrollada en el trabajo de investigación fue mediante la linealización de dos etapas. En la primera etapa se linealizó la ecuación de flujo de gas, modelado con la ecuación de Weymouth; asimismo, se construyó el modelo con el flujo de potencia en corriente continua sin pérdidas de transmisión y el flujo de gas linealizado; el resultado de esta etapa, son las presiones nodales y ángulos eléctricos. En la segunda etapa se linealizaron las pérdidas de transmisión y la ecuación de flujo de gas; además, se tomó como punto inicial el resultado de la primera etapa.

El caso de estudio fue el SP de prueba IEEE de 14 barras y una RGN de 12 nodos. Los autores evaluaron los siguientes modelos. En el modelo 1: no lineal preciso con el flujo de potencia de corriente alterna y flujo de gas no lineal. En el modelo 2: lineal simplificado, donde el flujo de potencia es de corriente continua sin considerar las pérdidas de transmisión, pero el flujo de gas linealizado (primera etapa del método planteado). En el modelo 3: lineal, donde el flujo de potencia es en corriente continúa considerando las pérdidas de transmisión linealizadas y flujo de gas linealizado.

La Tabla 3 se muestra los resultados del CO del sistema integrado (TOC), costo operativo del sistema de potencia (EOC), costo operativo de la red de gas natural, pérdidas de potencia y tiempo de solución. El modelo 1 es más preciso y tiene una representación exacta, pero es el que más demora respecto a los demás. El modelo 2 que tiene una linealización simplificada, es el más rápido de todos, pero más costoso respecto a los otros modelos, y presentó mayores desviaciones de presión y flujo de línea que el modelo 1. Por último, el modelo 3 duplica el tiempo de ejecución del modelo 2, pero tiene menor error en el costo operativo. Además, el modelo 3 presentó menos error que el modelo 2, en el flujo de línea de transmisión y presión nodal de la OCP, según la figura 5.

Tabla 3. Resultados de los modelos

RESULTS PRODUCED BY THREE OEGF MODELS					
Models	TOC/\$	EOC/\$	NOC/\$	ETL/MW	Time/s
Model 1	44953.531	3550.227	41403.304	7.097	1.518
Model 2	45124.394	2697.678	42426.716	0	0.016
Model 3	44933.282	3580.401	41352.881	6.191	0.030*

* Computational time of Model 3 includes time consumption in first and second stage.

Fuente: Luo, S., Yang, L., Zhang, X., Chen, W., Wang, K., & Xu, Y. (2018, October). A Fully Linear-Constrained Optimal Electricity-Gas Flow in an Integrated Energy System.

Finalmente, los autores concluyen que el método propuesto de linealización de dos etapas es capaz de obtener una solución de alta calidad para obtener el flujo de potencia y gas natural óptimo de un sistema energético integrado. Los resultados numéricos demostraron la efectividad del modelo propuesto, este puede producir una alta precisión y lograr una eficiencia computacional deseable.

Figura 5. Gráficos de resultados del artículo de investigación

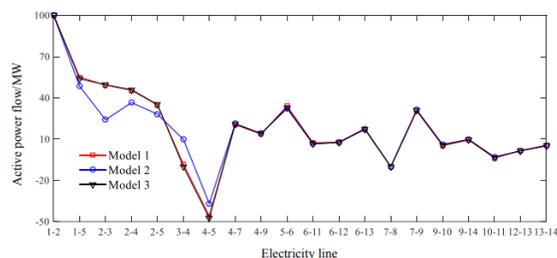


Fig. 3. Line power flows in EPS

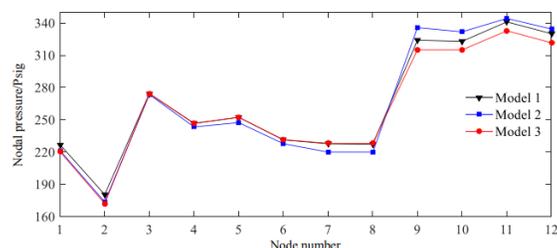


Fig. 4. Nodal pressures in NGS

Fuente: Luo, S., Yang, L., Zhang, X., Chen, W., Wang, K., & Xu, Y. (2018, October). A Fully Linear-Constrained Optimal Electricity-Gas Flow in an Integrated Energy System.

De Wolf (2017)⁹, tuvo como objetivo determinar el plan de operación óptimo para una empresa de transporte de GN que debe satisfacer una demanda en diferentes nodos a una presión mínima garantizada.

La realidad problemática fue para una empresa operadora de una RGN. Si la empresa es integrada, debe decidir las cantidades de GN a comprar de diferentes productores con el fin de satisfacer la demanda distribuida en sus diferentes nodos, y garantizar la presión requerida por los consumidores. En ese marco, el autor definió que la empresa debe optimizar su OCP y decidir de qué contrato de GN tomar el recurso. Asimismo, describió que la RGN se compone de nodos de suministro donde el GN se inyecta, nodos de demanda donde el GN es consumido, y otros nodos intermedios donde el GN es simplemente redirigido.

⁹ De Wolf, D. (2017). En el artículo de investigación: "Mathematical properties of formulations of the gas transmission problem.". Publicado en "Tehnički glasnik", 11(3), 133-137. Disponible en: <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-02396747/document>

El autor formuló un problema de programación no lineal donde se minimiza el costo de suministro de GN; sujeto a las restricciones de balance nodal, presión nodal, capacidad de pozos y flujo de GN (ecuación no lineal), según la figura 6. Además, el problema anterior es no convexo, definió que la entrada de gas a la red es fija y formuló un problema auxiliar que brindó una región factible.

Figura 6. Problema de transporte de gas

$$\begin{array}{l} \min z = \sum_{j \in N_s} c_j s_j \\ \text{s.t.} \begin{cases} \sum_{j|(i,j) \in A} f_{ij} - \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} - s_i = 0 & \forall i \in N \\ \underline{s}_i \leq s_i \leq \bar{s}_i & \forall i \in N \\ \underline{\pi}_i \leq \pi_i \leq \bar{\pi}_i & \forall i \in N \\ \text{sign}(f_{ij}) f_{ij}^2 - C_{ij}^2 (\pi_i - \pi_j) = 0 & \forall (i,j) \in A \end{cases} \end{array}$$

Fuente: De Wolf, D. (2017). *Mathematical properties of formulations of the gas transmission problem*.

El problema auxiliar consistió en minimizar la potencia mecánica disipada en las tuberías de gas y solo sujeto a las restricciones de balance nodal, según la figura 7. Cabe precisar que, el autor mencionó que el problema auxiliar cumple con las condiciones de Kuhn-Tucker para problemas convexos.

Figura 7. Problema de transporte de gas auxiliar

$$\begin{array}{l} \min h = \sum_{(i,j) \in A} \frac{|f_{ij}| f_{ij}^2}{3C_{ij}^2} \\ \text{s.t.} \quad \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} - \sum_{j|(i,j) \in A} f_{ij} + s_i = 0 \quad \forall i \in N \end{array}$$

Fuente: De Wolf, D. (2017). *Mathematical properties of formulations of the gas transmission problem*.

La utilidad de la investigación fue buscar las condiciones de convexidad a un problema no lineal y no convexo, que es el transporte de gas. Además, se demostró que un punto factible para el problema no convexo se puede encontrar como la solución de un problema convexo. El uso de la solución de este problema auxiliar como punto de partida para el no convexo general, que presentó las siguientes ventajas:

- Para un problema de optimización no convexo, es bueno saber que partir lejos de la solución óptima puede dar una solución local óptima lejos de la global.
- Usar este punto como punto de partida puede reducir tiempos computacionales para el problema general.

Por último, concluyó que el problema de transporte de GN es convexo si la entrada de la red de gas es fija en todos los nodos de demanda y suministro. También, mostró como calcular una región factible del problema resolviendo un problema estrictamente convexo con no linealidad solo en la función objetivo. Este problema presenta una representación física, que es la minimización de la potencia mecánica disipada en las tuberías.

Sirvent, Kanelakis, Geibler y Biskas (2017)¹⁰, identificaron una fuerte interdependencia entre las RGN y SP. Esto es debido a la importancia de UG térmica a GN, principalmente ciclos combinados, y la creciente penetración de las fuentes de energía renovable. En ese sentido, plantearon como objetivo resolver el problema de optimización de sistemas acoplados de electricidad y GN mediante aproximación lineal. Asimismo, tuvieron como

10 Sirvent, M., Kanelakis, N., GEISLER, B., & Biskas, P. (2017). En el artículo de investigación: "Linearized model for optimization of coupled electricity and natural gas systems". Publicado en: "Journal of Modern Power Systems and Clean Energy", 5(3), 364-374. Disponible en: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-017-0275-2>

hipótesis que al incrementar la precisión de la aproximación lineal se tendría mayor costo de la función objetivo.

El procedimiento utilizado por los autores fue la linealización del problema. Por un lado, en el SP con las restricciones de arranque y parada de UG, tiempo mínimo de operación y tiempo mínimo fuera de servicio, estado operativo, potencia de las UG, rampas de subida y bajada, balance de energía y reserva del sistema. Por otro lado, en la RGN modelaron el flujo de GN mediante la ecuación de Weymouth linealizada, consideraron límites de presión en nodos y el diagrama característico de los turbocompresores. Por último, integraron los dos sistemas mediante la función de consumo de las CT. En suma, los autores utilizaron como método de linealización el incremental extendido.

Los autores, tomaron como caso de estudio el sistema energético griego. Por una parte, del SP griego, consideraron a las CT con una oferta de precio igual a su costo variable mínimo, de las que cuentan con unidades en CC, ciclo abierto y las UG a carbón; para las CH consideraron 15 plantas, con un costo de oportunidad un poco más alto que el costo variable de la CT más cara. Asimismo, mencionan que países con una baja cantidad de generación hidráulica, como Grecia, las CH operan en los picos de demanda. Por otra parte, en la RGN griega, los autores modelaron la red como una red radial que cuenta con 3 puntos de ingreso, dos en el norte en Sidirokastro y Kipi, y en el sur en Revythousa. Adicionalmente, modelaron la estación de compresión Nea Messimvria y una válvula de control en el ducto de Lavrio.

Los autores evaluaron dos escenarios, el caso 1 cuenta con la disponibilidad de las redes de GN al 100%, mientras que el caso 2 cuenta con el mantenimiento de la planta de gas

de Revythousa. En ambos casos utilizaron distintos niveles de precisión de más a menos.

En ese sentido, se obtuvieron los siguientes resultados mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4. Costo de electricidad, compresor y tiempo de solución del caso de estudio

Accuracy	Case I				Case II			
	C_e (€)	C_c (€)	C_s (€)	Solution time (s)	C_e (€)	C_c (€)	C_s (€)	Solution time (s)
A	4155106.61	1918.72	0.00	593.54	4652407.31	4563.49	900463.23	3600.00
B	4155105.52	1587.34	0.00	166.86	4642512.18	4408.67	900418.07	3600.00
C	4155095.11	1219.04	0.00	34.65	4642326.27	3856.23	899957.85	3600.00
D	4155000.91	865.70	0.00	10.05	4642212.69	2912.82	895779.05	1089.00

Fuente: Sirvent, M., Kanelakis, N., GEIBLER, B., & Biskas, P. (2017). Linearized model for optimization of coupled electricity and natural gas systems

Los autores mostraron que el costo de la OCP y tiempo de solución incrementaba al mejorar la precisión de la linealización incremental extendida. Asimismo, que en el caso 2 se garantizó cubrir la demanda eléctrica, mas no la de las cargas de gas.

Por otra parte, los autores compararon el modelo de SP y RGN, con el modelo de SP; en sentido de la producción de ciclos combinados de gas natural. Notaron que para el caso 1, existe una reducción de la producción de las centrales de ciclo combinado, debido a no poder hacer uso de line pack, mientras que en el caso 2 la diferencia fue mucho más significativa debido al mantenimiento de la planta de gas de Revythousa.

Finalmente, los autores concluyeron que el método incremental extendido dio buena precisión en un modelo energético real, en el que se aproximó las ecuaciones de la dinámica de gases. Asimismo, concluyeron que el incremento en la precisión incrementa el costo operativo, y el efecto de las limitaciones en el sistema de gas sobre el sistema de potencia aumenta el costo de la OCP.

Zlotnik, Roald, Backhaus, Chertkov y Anderson (2016) ¹¹, tuvieron el objetivo de analizar la coordinación de la planificación de los SP y RGN, mediante técnicas de control dinámico para el flujo de gas por ductos para examinar la planificación de la operación de UG y operación de compresores de GN para diferentes niveles de integración. Además, plantearon formular múltiples escenarios de coordinación y desarrollar implementaciones computacionales manejables y físicamente precisas.

La situación problemática que describieron los autores radica en la dependencia del GN en Estados Unidos para la producción de energía eléctrica, la creciente preocupación por falta de coordinación integrada entre los SP y RGN. Asimismo, la búsqueda de acciones reguladoras para reducir barreras legales en miras a adaptar la sincronización del mercado, regulación y operación física.

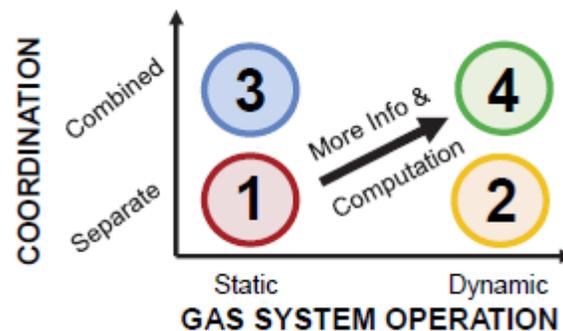
Los autores establecieron 4 escenarios de coordinación, representado en la figura 8:

- Escenario 1, operación independiente y en estado estacionario.
- Escenario 2, operación independiente considerando la dinámica del GN.
- Escenario 3, operación combinada y en estado estacionario.
- Escenario 4, operación combinada y considerando la dinámica del GN.

¹¹ Zlotnik, A., Roald, L., Backhaus, S., Chertkov, M., & Andersson, G. (2016). En el artículo de investigación: "Coordinated scheduling for interdependent electric power and natural gas infrastructures". Publicado en: "IEEE Transactions on Power Systems", 32(1), 600-610. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7440893>

Estos escenarios fueron desarrollados en un sistema de potencia IEEE RTS96 acoplado a una red de gas natural de 24 ductos, conectados a través de 4 turbinas a gas natural, modelado en MATLAB y usaron el solver IPOPT.

Figura 8. Escenarios de coordinación y operación de sistemas interdependientes



Fuente: Zlotnik, A., Roald, L., Backhaus, S., Chertkov, M., & Andersson, G. (2016). *Coordinated scheduling for interdependent electric power and natural gas infrastructures*.

Los resultados de la investigación se evaluaron para distintos niveles de estrés del sistema base y alto. Se aplicaron relaciones de compresión y tomas de gas correspondientes a los perfiles de generación en una simulación del sistema de gasoductos, para la cual se determinaron las trayectorias de presión en toda la RGN. Las simulaciones sirvieron para confirmar que la solución es factible. Los resultados mostraron que la coordinación entre los SP y RGN es esencial para la seguridad y la eficiencia económica en condiciones de alto estrés. Se concluye que tanto el control dinámico de la RGN como la mayor coordinación proporcionan beneficios. Aunque la optimización combinada completamente cooperativa puede no ser posible en la práctica, es valioso examinar los beneficios que traerían tales escenarios de mejor caso. Los

resultados preliminares aún requieren mejoras en la modelización y el cálculo. Los beneficios significativos observados justifican el trabajo futuro que explore algoritmos de optimización con modelos de sistemas de energía más completos y que permitan el intercambio iterativo de información limitada, como cortes de viabilidad y precios marginales. En resumen, la investigación concluyó que la coordinación entre los SP y RGN es esencial para la seguridad y la eficiencia económica en condiciones de alto estrés, y que tanto el control dinámico de la RGN como la mayor coordinación proporcionan beneficios.

Aybar (2014)¹², tuvo como objetivo demostrar que es posible controlar ciertas condiciones operativas de la RGN de Camisea y obtener un funcionamiento óptimo del sistema de transporte y distribución en conjunto.

La problemática que planteó es que la coordinación de los gaseoductos de Camisea es de manera independiente por el transportista y distribuidor. En ese marco, presentó como hipótesis que se puede reducir el consumo de combustible de estaciones de compresión si se considera un funcionamiento integrado.

Respecto al modelo matemático planteado en el trabajo de investigación, se tiene lo siguiente:

- En cada nodo se cumple la conservación de la masa, flujos entrantes iguales a flujos salientes.

¹² Chávez, V. A. A. (2014). En el artículo de investigación: "Control de parámetros operativos para optimizar el funcionamiento de la red principal de transporte y distribución de gas natural seco del Proyecto Camisea I". Publicado en: "TECNIA", 24(2), 29-29. Disponible en: <http://www.revistas.uni.edu.pe/index.php/tecnia/article/view/39/32>

- La representación del flujo másico por los ductos es mediante la ecuación de Osiadacz, válida para ductos de alta presión.
- Para los compresores sus dominios están definidos por la tasa interna del flujo volumétrico, cabeza adiabática y velocidad del compresor.

La función objetivo del modelo que planteó el autor, es minimizar el consumo de combustibles de los compresores en base al espacio vectorial compuesto por el flujo másico, presión de entrada y salida.

El método de solución estuvo compuesto por un preprocesamiento, donde se refinó las cotas de dominio de operación factible de los compresores; asignación de flujos iniciales; y la obtención de un conjunto de presiones óptimas aplicando programación dinámica no secuencial.

El caso de estudio fue la RGN de Camisea, en específico transporte y distribución, donde se modeló las estaciones de compresión de Chiquintirca y el City Gate de Lurín. Las demandas que consideró el autor son las de los días operativos reales el 15/10/12, 01/11/12 y 26/11/12. Además, definió condiciones iniciales de presión por nodo y condiciones operativas de los compresores.

En la Tabla 5, se muestran los resultados obtenidos por el autor. Observó que el sistema optimizado reduce el consumo de combustible en 39.7% en promedio, con ello el autor evidencia que su modelo puede reducir el consumo de combustible de las estaciones compresoras, cumpliendo los rangos técnicos establecidos.

Tabla 5. Resumen de resultados del consumo de GN entre el sistema optimizado y el no optimizado (en W).

Escenario	Sistema optimizado	Sistema no optimizado	Diferencia relativa
26/11/2012	15,000.7	39,718.0	62.23%
01/11/2012	13,797.4	31,755.2	56.55%
15/10/2012	14,205.4	33,387.7	57.45%
01/10/2012	13,427.0	27,990.1	52.03%
15/09/2012	29,108.0	38,520.6	24.44%
01/09/2012	24,021.4	25,462.6	5.66%
15/08/2012	22,545.2	36,013.7	37.40%
01/08/2012	26,849.5	34,974.6	23.23%
15/07/2012	18,273.3	24,823.7	26.39%
01/07/2012	16,582.7	34,747.9	52.28%

Fuente: Aybar, V. (2014). Control de parámetros operativos para optimizar el funcionamiento de la red principal de transporte y distribución de gas natural seco del Proyecto Camisea I.

Finalmente, el autor concluyó que, mediante el control adecuado de parámetros operativos, se optimiza el funcionamiento integrado de la red principal de transporte y distribución del proyecto de gas de Camisea, obteniendo un ahorro en el consumo de combustible de las estaciones de compresión de 39.7% en promedio. Cabe señalar que la estación de compresión de transporte es más eficiente que la de distribución.

Correa y Sánchez (2014)¹³, plantearon el trabajo de investigación de modelar la integración de los SP y RGN, motivados por el importante aporte de las UG térmica a GN y la creciente penetración de energías renovables en Europa.

¹³ Correa-Posada, C. M., & Sánchez-Martín, P. (2014). En el artículo de investigación: "Integrated power and natural gas model for energy adequacy in short-Term operation". Publicado en: "IEEE Transactions on Power Systems", 30(6), 3347-3355. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6977991>

El objetivo que plantearon fue formular un modelo que integre los SP y RGN en la OCP, que permita minimizar el CO considerando la dinámica del GN.

La hipótesis planteada por los autores fue que, un modelo integral permitirá obtener el grado de flexibilidad de las RGN en la OCP y que la linealización por partes garantizará una solución óptima global con menor tiempo computacional. Asimismo, presentaron un modelo destinado a ser usado por operadores de sistema, compañías de energía, planificadores y reguladores, para determinar la OCP de un sistema energético integrado.

En la formulación del problema, buscaron minimizar en el SP el costo operativo de las UG, costos de arranque y energía no servida. Mientras que, en las redes de gas se minimizaron los costos de producción de los pozos, costos de almacenamiento y energía no servida. Las restricciones operativas que consideraron para los SP fueron las potencias máximas y mínimas de las UG, capacidad de las líneas de transmisión y la reserva del sistema; para las RGN, fueron las capacidades mínimas y máximas de inyección de los pozos de producción, límites mínimos y máximos de presión nodal, y capacidad de los tanques de almacenamiento.

Los autores, se basan en la ley de la conservación de la energía para el transporte de los recursos energéticos. Por una parte, en el transporte de GN consideran al gas en estado estable y las leyes que rigen la dinámica del gas en ductos. Por otra parte, en la transmisión de energía eléctrica, consideran un modelo de flujo de corriente continua sin pérdidas de transmisión.

Además, utilizaron la metodología de linealización por partes, con el fin de ahorrar el procesamiento computacional, que se requiere para resolver problemas no lineales. En ese sentido, dentro del sistema de ecuaciones planteadas por los autores, la ecuación de la dinámica de gas es una función no lineal, la que fue linealizada por partes. En ese marco, el problema es de MINLP.

El caso de estudio planteado en dicho trabajo de investigación es un SP IEEE de 24 barras y la red de alta presión de Bélgica de 20 nodos, en un horizonte diario y con discretización horaria. Además, los autores consideraron que todas las unidades térmicas cuentan con contratos interrumpibles de transporte. Asimismo, plantearon 3 escenarios de operación, donde el primero se omite la dinámica del gas y en los otros dos se considera la dinámica del gas con condiciones iniciales diferentes de “line pack”.

En la figura 9, se condensa resultados de la OCP mostrado por los autores. La subfigura “Total line pack”, indicaron que el caso 2 tiene un mayor line pack inicial que el caso 3 y que ambos tienen la mismo line pack meta en la etapa 24. Como consecuencia, en la subfigura “Total production of gas fired units” evidenciaron un incremento de la producción de las UG a GN en el caso 2 debido a mayor uso del line pack. Seguidamente, en la subfigura “Gas production and storage” evidenciaron una relación inversa entre de la producción de los pozos de GN, y la diferencia de line pack final e inicial. Además, los tanques almacenan GN hasta la etapa 10 donde hay menor demanda de GN, según el subfigura “Load profile”.

Figura 9. Gráficos de resultados del artículo de investigación

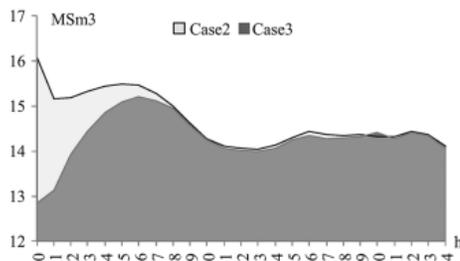


Fig. 6. Total line pack.

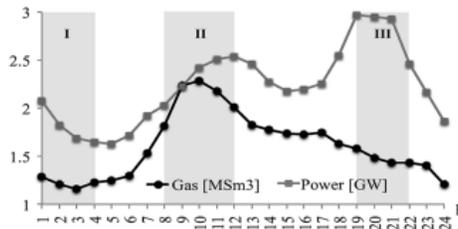


Fig. 4. Load profile.

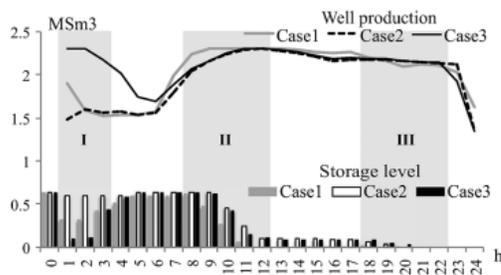


Fig. 7. Gas production and storage.

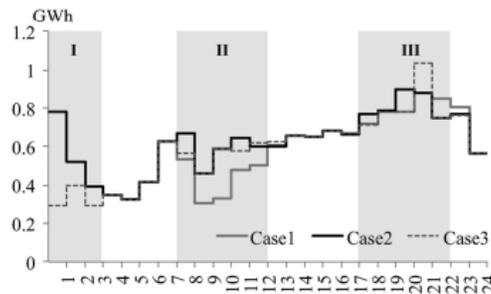


Fig. 5. Total production of gas-fired units.

Fuente: Correa-Posada, C. M., & Sánchez-Martín, P. (2014). "Integrated power and natural gas model for energy adequacy in short-term operation".

En la tabla 6, se muestran los costos de la OCP, en general a mayor uso del GN almacenado de los ductos se reducen los CO, y cuando se reduce el uso se incrementa el CO.

Tabla 6. Resultados de los casos en porcentaje de incremento respecto al caso 1 en M\$

	Case1	Case2	Case3
Gas Costs	1.96	-5.7%	1.2%
Power Costs	8.436	-0.4%	0.6%
Total Costs	10.396	-1.4%	0.7%

Fuente: Correa-Posada, C. M., & Sánchez-Martín, P. (2014). "Integrated power and natural gas model for energy adequacy in short-term operation".

Finalmente, los autores concluyen que convertir el modelo de MINLP a MILP, mediante el método de linealización por partes, garantiza la solución óptima global para el problema. Además, modelar la dinámica y compresibilidad del GN provee flexibilidad al sistema de potencia en el corto plazo. A su vez, las RGN con altos niveles de “line pack” permiten reducir la producción de los pozos de producción.

1.2. IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE ESTUDIO

Los sistemas energéticos han evolucionado con pequeñas o sin dependencias a un conjunto de sistemas integrados que incluyen usuarios, ciudades y regiones. Este crecimiento ha sido conducido con objetivos políticos, económicos y ambientales. Por ello, los sistemas energéticos a nivel mundial tienden a reducir las emisiones de carbono manteniendo la confiabilidad, competencia y flexibilidad. La flexibilidad puede ser obtenida con la integración de sistemas energéticos, como la electricidad, calor y combustibles. No obstante, se requiere coordinar los sistemas energéticos a nivel de infraestructura, transporte y data; como los SP y RGN.

En el 2021, la producción de energía eléctrica en todo el mundo tuvo una importante contribución de la generación térmica utilizando GN, representando el 26.5% del total¹⁴.

Además, el consumo global de GN de los SP fue de aproximadamente un 34%¹⁵, lo que

¹⁴ World Energy Outlook 2022 página 281. Disponible en:
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>

¹⁵ World Energy Outlook 2022, página 280. Disponible en:
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>

demuestra la relevancia de esta fuente de energía en el consumo energético mundial, según la Agencia Internacional de la Energía. En el Perú, el 37.6% de la energía eléctrica producida fue por UG térmica a GN, según el COES¹⁶. Asimismo, la demanda de las UG a GN representa un 30.7 %¹⁷ de la demanda total de GN de Camisea del Perú, estimación con cifras de Osinergmin. A tal efecto, los sistemas de potencia en el mundo y en el Perú dependen de las redes de GN para su suministro. Asimismo, las redes de GN requieren de determinar y pronosticar el consumo de las UG pertenecientes a los SP para la óptima operación de la red.

Las UG térmica cubren los picos de demanda y la intermitencia de las energías renovables. De modo que, el consumo de GN de las unidades varía la demanda de GN e impactan sobre los parámetros operativos de la RGN. En ese marco, los SP requieren mayor flexibilidad de la RGN para evitar el arranque de UG más costosas y mantener la continuidad del suministro económico y eficiente. Sin embargo, las redes de gas natural requieren una mejor planificación del consumo de GN de los SP para evitar una mala operación e incorrecto control de parámetros operativos.

En el Perú, si bien es cierto existen investigaciones, pero son de operación de SP o RGN, mas no investigaciones que integren ambos sistemas. La carencia de investigación de OCP del sistema energético peruano integrado se debe a que las empresas de generación con activos de CT a GN se encargan de gestionar el intercambio de

¹⁶ Informe de la Operación Anual del SEIN 2021, página 1. Disponible en:

<https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Post%20Operaci%C3%B3n%2FInformes%2FEvaluaci%C3%B3n%20Anual%2F2021%2FInf.Anual%202021.pdf>

¹⁷ Información de la visualización 2 del Transporte de GN por ductos, disponible en el siguiente enlace: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiYjE5MjJmOTAtNjhIMC00NjVhZmYtYTM5Zjg4YmFIMzExliwidCI6IjIhNzRmMTA0LThjMGUtdNDRINy1hMTFILWU0ZGMwMzAxZTlzYyIsImMiOiR9>

información entre el SP y RGN. Además, las actividades de la cadena de suministro de GN tienen carácter monopólico; por lo cual, la RGN y el SP optimizan cada uno su operación de forma independiente.

Otro punto para mencionar es que el Perú cuenta con una participación importante de CH que operan en forma complementaria a las CT. Por tal motivo, la ausencia de lluvias representa un riesgo operativo y económico para el sistema energético integrado, por disminución de la producción de las CH.

Una diferencia significativa para la operación del SP y la RGN en el sistema energético peruano es la discretización del tiempo para la planificación de la OCP. Por una parte, la discretización que se utiliza en el SP es medio horario en el caso de planes diarios y horario para planes semanales. Por otra parte, la RGN utiliza un horizonte diario, un volumen total, y no considera perfiles de consumo. En suma, la diferencia de discretización trae como consecuencia un mal control de parámetros operativos en el transporte de gas. Pues el arranque de una CT a GN ocasiona variaciones en la presión de entrega y la necesidad de incrementos de potencia de las estaciones compresoras, como consecuencia se obtiene una operación ineficiente. En ese sentido, la operación de gas actuará en función al requerimiento en tiempo real y no una debida operación planificada.

Un problema serio es un racionamiento del GN. En este marco, se reduce el volumen abastecido por la RGN tanto para el sistema de potencia como para las otras industrias que hacen uso del GN. Como consecuencia, se incrementa el costo de operación del SP debido a operar unidades de generación más costosas, como unidades a diésel;

asimismo, la industria que utiliza el gas natural obtiene pérdidas económicas por dejar de producir o por cambiar a un combustible complementario más costoso. Por ejemplo, el 08/10/20 hubo un racionamiento de gas natural que incrementó el costo de operación del SEIN de 1.53¹⁸ a 8.84¹⁹ millones de soles, debido a la reducción de 1540 MMPCD a 395 MMPCD de GN para el Perú sin contar la exportación de gas a México; como consecuencia operaron CT más costosas a D2.

Ante un racionamiento de GN en el Perú, se cuenta con un decreto supremo²⁰ que establece unos lineamientos temporales para el abastecimiento de la demanda de gas natural. Por un lado, se suspenden la exportación de gas natural, y por otro, se dispone a hacer un uso eficiente del gas natural tanto para los sistemas de potencia como para los otros usos; asimismo, establece que la coordinación sea directa entre coordinador del SEIN y el causante del racionamiento del gas natural. Cabe señalar que el SEIN elabora un despacho por eficiencia de las unidades a gas natural de Camisea a diferencia de costos variables como se hace normalmente. No obstante, la coordinación directa

¹⁸ Información del Informe del Programa Diario de Operación del SEIN del 04/10/20. Disponible en: https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/ProgOperacion/ProgramaDiario?path=Operaci%C3%B3n%2FPrograma%20de%20Operaci%C3%B3n%2FPrograma%20Diario%2F2020%2F10_OCTUBRE%2FD%C3%ADa%2004%2F

¹⁹ Información del Informe del Programa Diario de Operación del SEIN del 08/10/20. Disponible en: https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/ProgOperacion/ProgramaDiario?path=Operaci%C3%B3n%2FPrograma%20de%20Operaci%C3%B3n%2FPrograma%20Diario%2F2020%2F10_OCTUBRE%2FD%C3%ADa%2008%2F

²⁰ Decreto Supremo que establece el mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-establece-el-mecanismo-de-racionamiento-decreto-supremo-n-017-2018-em-1672838-7/>

entre el sector GN y electricidad no solo debe darse en condición de racionamiento, sino también en condiciones normales.

En resumidas cuentas, se tiene ciertas disposiciones mencionadas en el párrafo anterior, que tienen como objetivos efectivizar el uso eficiente del gas natural, solo ante una emergencia que ocasione racionamiento de gas natural, sin tomar las decisiones con un modelo integrador. Sin embargo, en condiciones de operación normal cada sistema opera de forma independiente, donde no se cuenta con una operación óptima global. A este respecto, hace falta hacer efectivo un modelo integrador que permita optimizar la operación de la red gas natural y el sistema de potencia, a fin de optimizar la operación del sistema energético integrado.

Finalmente, se cuenta con la siguiente problemática:

- Carencia de coordinación y planificación de la OCP de los SP y RGN de forma integrada.
- Horizontes de planificación de OCP del SP y RGN del sistema energético peruano, no coinciden. El SEIN planifica la operación diaria de 00:00 a 24 horas, mientras que, la red de gas de Camisea planifica de 06:00 a 05:59 del día siguiente.
- Distinta discrecionalidad de planificación de la OCP entre el SP y la RGN del sistema energético peruano. El SEIN programa con una discrecionalidad de medias horas, mientras que la red de gas de Camisea programa con un volumen requerido diario.
- Fuerte dependencia entre los SP y RGN, y carencia de modelos que analicen la OCP integrada.
- Vulnerabilidad del sistema energético integrado ante la escasez de agua.
- Vulnerabilidad del sistema energético integrado ante racionamiento de suministro de GN.

- El SEIN cuenta con coordinador y operador del sistema. Mientras que, en la red de gas de Camisea el productor, transportista y distribuidor operan independientemente.
- Pérdida de line pack y presión en los ductos de RGN, debido a arranques de CT requeridas en tiempo real para abastecer la demanda del SP.

1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1. Problema general

¿Cuál es el impacto de integrar las redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar de la operación de corto plazo del sistema energético peruano?

1.3.2. Problemas específicos

PE1. ¿Cuál es el estado actual de la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia en el sistema energético peruano?

PE2. ¿Cómo modelar la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo?

PE3. ¿Cómo influye el line pack en la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo?

PE4. ¿Cómo afecta el periodo hidrológico en la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo?

1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

La presente tesis se justifica debido a que el regulador, operadores y Ministerio de Energía y Minas contarán con un modelo computacional para caracterizar la integración de los sistemas de potencia y redes de gas natural. A su vez, para la determinación de

la operación de corto plazo, por lo que se unirán conocimientos teóricos de la operación de dos importantes recursos para los sistemas energéticos, siendo este tema de interés global por sus implicancias técnicas y económicas.

La investigación servirá para evaluar medidas regulatorias como el mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia (DS N° 017-2018-EM), donde los operadores de gas y de sistema de potencia buscan optimizar la operación de cada sistema independientemente, mediante sus respectivos modelos de optimización.

Por otro lado, La presente tesis es importante porque formula un modelo de integración de redes de gas natural y sistemas de potencia con el fin de optimizar la operación de corto plazo del sistema energético peruano del sistema energético peruano, analizando sus características técnicas y económicas. Asimismo, su importancia es porque cubrirá la ausencia de investigación de la integración del sistema energético peruano por parte del regulador y operadores del sistema.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo general

Formular un modelo de integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para la optimización de la operación de corto plazo del sistema energético peruano.

1.5.2. Objetivos específicos

OE1. Determinar cuál es el estado actual de la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia en el sistema energético peruano.

- OE2. Modelar la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo.
- OE3. Determinar la influencia del line pack en la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo.
- OE4. Determinar la afectación del periodo hidrológico en la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo.

1.6. HIPÓTESIS

1.6.1. Hipótesis general

La integración de redes de gas natural y sistemas de potencia optimiza la operación de corto plazo del sistema energético peruano reduciendo costos operativos.

1.6.2. Hipótesis específicas

- HE1. El sistema energético peruano tiene alta interdependencia y baja coordinación entre las redes de gas natural y sistemas de potencia.
- HE2. Los métodos de relajación reducen el tiempo computacional y tiene buena precisión del modelamiento de la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo.
- HE3. El line pack provee de flexibilidad a la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo.
- HE4. Un periodo hidrológico muy seco vulnera la operación de corto plazo de la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia.

1.7. VARIABLES Y OPERALIZACIÓN DE VARIABLES

1.7.1. Variables

Variable independiente:

X: Integración de redes de gas natural y sistemas de potencia

Variable dependiente:

Y: Optimizar la operación de corto plazo del sistema energético peruano

1.7.2. Operalización de Variables

Indicadores de la variable dependiente:

X1: Caudales y potencia de centrales hidroeléctricas

X2: Generación de energías renovables

X4: Potencia de Centrales térmicas

X3: Demanda de energía del sistema de potencia

X4: Demanda de gas natural

X5: Suministro y disponibilidad de gas natural

X6: Volumen meta

Y6: Line pack meta

Indicadores de la variable independiente:

Y1: Costo operativo del sistema energético integrado

Y2: Costo marginal del sistema energético integrado

Y3: Line pack

Y4: Flujo volumétrico de gas por ducto

Y5: Producción de pozos de extracción de gas

Y6: Flujos de la red de transmisión eléctrica

Y7: Producción de centrales de generación

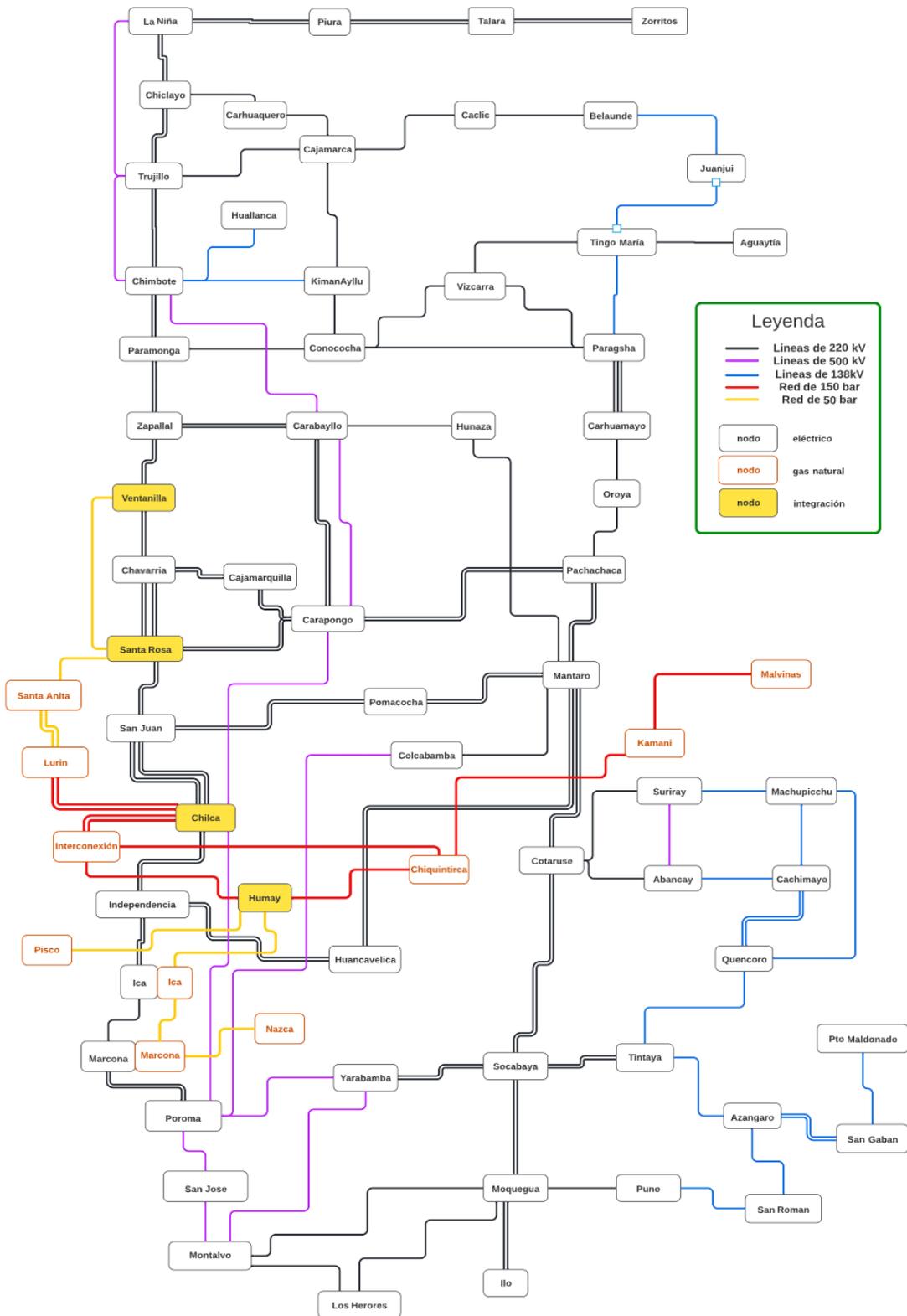
Y8: Volumen de embalses

1.8. DISEÑO METODOLÓGICO

1.8.1. Unidad de Análisis

La unidad de análisis propuesta está compuesta por la planificación de la OCP de la RGN de Camisea y el SP del Perú, el SEIN. Para fines de este plan de tesis se elabora una representación resumida que contempla las unidades de generación en operación comercial y de la infraestructura de gas natural en 150 y 50 bares. Con relación al SP de se incluyen los ciclos combinados, generación renovables y CH. Con relación a la RGN, se propone modelar las estaciones compresoras y reguladores de presión, la red de distribución de Calidda y Contugas. En la figura 10, se esquematiza el sistema energético peruano a ser analizado, modelado y evaluado en la presente tesis. Es preciso señalar que, el sistema está siendo analizado con la infraestructura a inicios del 2023.

Figura 10. Topología de la unidad de análisis



1.8.2. Fuentes de Información

Las fuentes de información primaria son recolectadas directamente de primera mano durante el proceso de investigación, y son las siguientes para la presente tesis:

- Entrevista a profesionales del sector de gas natural y visita al centro de control de TGP.
- Entrevista a profesionales del operador del SEIN y visita al centro de control de COES.
- Entrevista a profesionales en el campo de matemática aplicada.

Las fuentes de información secundaria consisten en datos y conocimientos previamente recopilados y publicados, que se utilizan como referencia y apoyo en la investigación.

Incluyen para la presente tesis:

- Artículos científicos sobre integración de sistemas energéticos en revistas científicas como IEEE o Elsevier.
- Libros sobre operación de sistemas de potencia, redes de gas natural y optimización.
- Tesis sobre operación de sistemas energéticos.
- Estadísticas de Operación del SEIN y de la red de gas Natural de Camisea.
- Publicaciones de COES, Osinergmin, TGP, Pluspetrol y Cálidda.

1.8.3. Tipo y Nivel de la Investigación

La presente tesis contempla los siguientes niveles de investigación:

Cuantitativa: La investigación busca optimizar el costo de operación del sistema energético peruano y determinar los parámetros de la OCP del sistema energético peruano.

Analítica: Busca analizar la integración de los SP y RGN mediante un modelo matemático y computacional, con el fin de obtener el comportamiento de los parámetros de la OCP del sistema energético peruano.

Explicativa: Se desarrolla el estado actual de la interdependencia entre la RGN de Camisea y el SP peruano SEIN, y como está influye en la OCP.

Descriptiva: Se describe los componentes, características técnicas y económicas de la RGN y SP del sistema energético peruano.

Correlacional: La investigación plantea relacionar la variable independiente que la integración de los SP y RGN con la OCP del sistema energético peruano.

1.8.4. Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es experimental o de simulación. Debido a que, se simulara escenarios de avenida, estiaje y racionamiento en un modelo computacional del sistema energético peruano para optimizar la operación de corto plazo en términos de costo operativo.

1.8.5. Población y Muestra

La población es el sistema energético peruano, que corresponde a la infraestructura del SP y de la RGN a inicios del 2023f. Además, la muestra es un escenario de avenida, estiaje, y racionamiento de GN.

1.8.6. Técnicas e Instrumentos de recolección de Datos

Esta investigación de tesis se centra en la optimización de redes de gas natural y sistemas de potencia en la operación de corto plazo, abordando específicamente el problema del compromiso de unidades integrado con la red de gas en Perú, utilizando el modelo MISCOP. Para asegurar una base sólida de datos y análisis, se emplearon dos técnicas complementarias de recolección de datos. En primer lugar, se aplicó la técnica Delphi, consultando a una selección de expertos del sector de gas natural, sistemas de potencia y matemática aplicada. Esta metodología permitió capturar no solo conocimientos profundos sobre las dinámicas del sector energético peruano, sino también obtener opiniones especializadas cruciales para la modelización integrada. Las interacciones complejas entre la operación del sistema eléctrico nacional y la infraestructura de gas natural fueron exploradas a fondo, proporcionando perspectivas clave que enriquecieron el diseño y la implementación del modelo MISCOP.

Además, se llevó a cabo un análisis documental exhaustivo, complementado con el registro meticuloso de datos mediante matrices y tablas. Esta fase incluyó la recopilación organizada de información técnica detallada, estadísticas relevantes y documentos normativos vigentes. La combinación de datos primarios obtenidos a través de la técnica Delphi y datos secundarios procedentes de fuentes documentales proporcionó una base integral para la modelización y la validación del modelo MISCOP en el contexto específico de Perú. Este enfoque integrado no solo fortaleció la fundamentación teórica del estudio, sino que también facilitó la aplicación práctica del modelo para resolver eficazmente los desafíos operativos y de planificación en el sector energético del país.

1.8.7. Análisis y Procesamiento de Datos

El preprocesamiento de datos se realizó inicialmente en Excel para estructurar las tablas de entrada del sistema energético peruano, detallando las características técnicas de los componentes de la RGN y SP para optimizar OCP. Estos datos fueron organizados en archivos ".csv" para facilitar su posterior procesamiento. Se llevó a cabo un análisis exhaustivo de las demandas de GN del SP sobre la demanda total de la RGN y la participación de las CT a GN sobre la operación del SEIN, con el fin de evaluar el estado operativo y las interacciones entre ambos sistemas. Los datos recopilados y preprocesados fueron cargados en un software de modelamiento algebraico, que para este trabajo de investigación fue Julia con el paquete JuMP y los optimizadores Gurobi, Ipopt y Juniper.

La selección de Julia se fundamenta en diversas ventajas clave. Julia es un lenguaje de programación de alto rendimiento diseñado específicamente para cálculos numéricos y científicos, con una velocidad comparable a la del lenguaje C, lo cual es esencial para resolver problemas complejos y de gran escala en optimización energética. Además, Julia permite escribir código de manera intuitiva y expresiva, facilitando la formulación y solución de problemas matemáticos complejos como los de programación no lineal entera mixta (MINLP). El paquete JuMP en Julia es una herramienta poderosa para la modelación algebraica de problemas de optimización, ofreciendo una sintaxis clara y concisa que acelera el desarrollo y reduce la probabilidad de errores. La combinación de Julia y JuMP con optimizadores avanzados como Gurobi, Ipopt y Juniper permite abordar una amplia gama de problemas de optimización, desde programación lineal (LP) y no

lineal (NLP) hasta programación entera (IP) y programación con restricciones cónicas de segundo orden (SOCP). Además, Julia es un software de código abierto, lo que permite acceso gratuito y colaboración abierta, con una comunidad en constante crecimiento que ofrece soporte y mejoras continuas.

En Julia, se desarrolló de un modelo matemático computacional de un problema de MINLP con una técnica de relajación convexa, mediante convexificación de la ecuación cuadrática y envolvente de McCormick. Por tanto, el problema se convirtió a un MISOCP y se implementó un refinamiento iterativo para mejorar la calidad de los resultados.

Se validó el modelo con seis casos de laboratorio, de los cuales tres corresponden a un antecedente bibliográfico (caso 1) y otro a un caso desarrollado específicamente para esta tesis que representa el sistema energético peruano (caso 2). La validación del modelo se realizó al demostrar que el método de relajación convexa y refinamiento R-MISCOP obtiene resultados con un bajo nivel de error y con un tiempo de cómputo menor en comparación con el problema MINLP original. Este proceso de validación es crucial, ya que garantiza que el modelo propuesto no solo es matemáticamente sólido, sino que también es eficiente en términos computacionales. Además, se obtuvieron los mismos resultados para el caso 1 que los presentados en la investigación de Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019)²¹, lo cual refuerza la robustez y la precisión del modelo desarrollado.

²¹ Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: "Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model". Publicado en "IEEE Transactions on Power Systems" 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

Con el modelo validado, se ingresaron los datos de la unidad de análisis, que es el sistema energético peruano, para obtener los resultados en diversos escenarios. Estos resultados fueron fundamentales para la contrastación de las hipótesis específicas 3 y 4, así como la hipótesis general. La implementación del modelo permitió evaluar distintos escenarios operativos y estratégicos del sistema energético, proporcionando insights valiosos sobre su comportamiento y rendimiento bajo diferentes condiciones.

Asimismo, se evaluó el modelo desintegrado para la operación del sistema energético peruano, donde se optimizó primero el sistema de potencia y, con los consumos de gas natural resultantes, se ingresaron estos datos a la red de gas natural en una discretización diaria. Esta evaluación del modelo desintegrado tenía como objetivo obtener los beneficios de la integración del sistema energético y contrastar la hipótesis general. La optimización secuencial de estos subsistemas permitió identificar posibles mejoras en la eficiencia y la coordinación operativa entre los diferentes componentes del sistema energético.

Adicionalmente, se desarrollaron analíticas de datos con Python, lo cual permitió una mayor exploración y comprensión de los datos utilizados y generados por el modelo. Python, con su amplia gama de bibliotecas para análisis de datos y visualización, facilitó la extracción de patrones y tendencias significativas, así como la evaluación de los resultados del modelo desde múltiples perspectivas. Las visualizaciones se explotaron utilizando PowerBI, una herramienta poderosa para la creación de dashboards interactivos y gráficos informativos que facilitaron la interpretación de los resultados y la toma de decisiones basada en datos.

En resumen, la combinación de un modelo matemático robusto, técnicas avanzadas de optimización, y herramientas modernas de análisis y visualización de datos, proporcionó una plataforma integral y efectiva para abordar los desafíos del sistema energético peruano, validando las hipótesis planteadas y ofreciendo soluciones prácticas y eficientes para su mejora operativa y estratégica.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO, CONCEPTUAL Y NORMATIVO

2.1. MARCO TEÓRICO

2.1.1. Programación lineal

Según Castillo, Conejo, Pedregal, García y Alguacil (2002)²² un problema de programación lineal consiste en encontrar el óptimo (máximo o mínimo) de una función lineal en un conjunto que puede expresarse como la intersección de un número finito de hiperplanos y semiespacios en \mathbb{R}^n , denominado región factible.

La forma estándar del problema de programación lineal es la siguiente:

$$\text{Min } (Z = c^T x) \text{ st: } Ax = b, x \geq 0$$

Donde c es un vector que pertenece a \mathbb{R}^n , b es un vector que pertenece a \mathbb{R}^m y A es una matriz $m \times n$. Asimismo, un punto x que satisface las restricciones es una solución factible, y un punto factible \bar{x} tal que $c^T x \geq c^T \bar{x}$ para cualquier otro punto factible x se denomina la solución óptima del problema.

Por otra parte, los problemas de programación lineal tienen las siguientes propiedades:

²² Castillo, E., Conejo, A., Pedregal, P., García, R., & Alguacil, N. (2002). Formulación y resolución de modelos de programación matemática en ingeniería y ciencia. Capítulo 4 página 75. Ciudad Real: Centro de Documentación de la Fac. de Ciencias Económicas UNMP.

- Si la región factible está acotada, el problema siempre tiene una solución.
- El óptimo de un problema de programación lineal es siempre un óptimo global.
- La solución óptima se alcanza por lo menos en un punto extremo de la región factible.

Finalmente, un método general para resolver cualquier problema de programación lineal es el método simplex desarrollado por el matemático estadounidense George Dantzig en 1947.

2.1.2. Programación no lineal

Según Hillier y Lieberman (2010)²³ el problema de programación no lineal consiste en encontrar $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ para maximizar $f(x)$, sujeto a $g_i(x) \leq b_i$, para $i = 1, 2, \dots, m$ y $x \geq 0$. Donde $f(x)$ y $g(x)$ son funciones dadas de n variables de decisión. En ese marco, existen una variedad de problemas de programación no lineal, los que dependen de las características de $f(x)$ y $g(x)$.

La solución óptima de este tipo de problemas no se encuentra necesariamente en un punto extremo de la región factible. Otra complicación que surge es que un máximo local no necesariamente es un máximo global. A este respecto, los algoritmos no pueden distinguir entre un máximo local y global. Por tanto, es necesario conocer las condiciones para garantizar que un máximo local es un máximo global de la región factible.

²³ Hillier, F. & Lieberman, G. (2010). Introducción a la investigación de operaciones. Capítulo 12.

2.1.3. Programación lineal entero mixto

Un MILP general se formula en forma estándar minimizando:

$$Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j$$

sujeto a

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j &= b_i; \quad i = 1, 2, \dots, m \\ x_j &\geq 0; \quad j = 1, 2, \dots, n \\ x_j &\in \mathbf{N}; \quad \text{para todos o algunos } j = 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

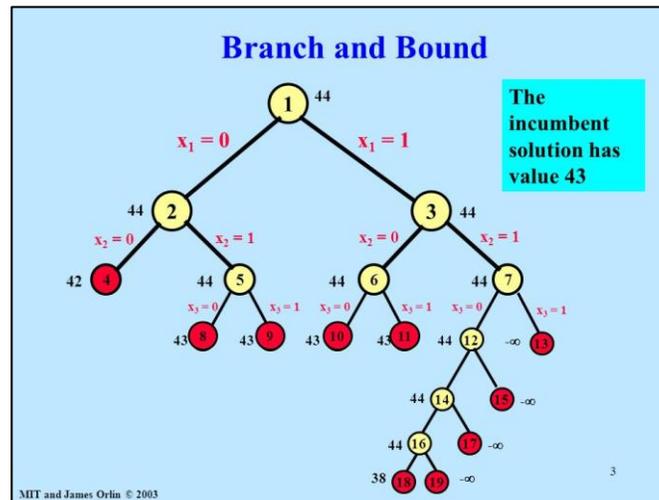
donde \mathbf{N} se emplea en este capítulo para referirse al conjunto $\{0, 1, 2, \dots\}$.

Según Zhu, J. (2009)²⁴, el problema del sistema de potencia se puede formular como un problema de optimización de programación de enteros mixtos (MIP) con variables enteras como la relación de derivación del transformador, el ángulo de cambio de fase y el estado de encendido o apagado de la UG. MIP es extremadamente exigente con los recursos informáticos y el número de variables discretas es un indicador importante de lo difícil que será resolver un MIP. Los métodos MIP que se utilizan para resolver problemas de flujo de carga, son la técnica de programación recursiva de enteros mixtos que utiliza un método de aproximación y el método de “Branch and Bound”, que es un método típico para la programación de enteros, ver figura 11. Generalmente, se adopta una técnica de descomposición para descomponer el problema MIP en un problema continuo y un problema entero. Los métodos de descomposición como el método de descomposición de Benders, pueden mejorar en gran medida la eficiencia en la

²⁴ Zhu, J. (2015). Optimization of power system operation. John Wiley & Sons.

resolución de una red a gran escala, al reducir las dimensiones de los subproblemas individuales.

Figura 11. Esquema del método Branch and Bound.



Fuente: Jame B. Orlin (2003). Presentaciones de clases de MIT.

2.1.4. Programación no lineal entero mixto

Según Belotti, Kirches, Leyffer, Linderoth, Luedtke y Mahajan (2013)²⁵, muchos problemas de decisión óptima en aplicaciones científicas, de ingeniería y del sector público implican decisiones discretas y dinámicas de sistemas no lineales que afectan a la calidad del diseño o plan final. Los problemas MINLP combinan la dificultad combinatoria de la optimización de conjuntos de variables discretas con los retos de la gestión de sistemas no lineales. MINLP es uno de los paradigmas de modelado más generales en optimización e incluye tanto la programación no lineal (NLP) como la

²⁵ Belotti, P., Kirches, C., Leyffer, S., Linderoth, J., Luedtke, J., & Mahajan, A. (2013). Mixed-integer nonlinear optimization. *Acta Numerica*, 22, 1-131.

programación lineal de enteros mixtos (MILP) y subproblemas. Estos problemas son conveniente expresado como:

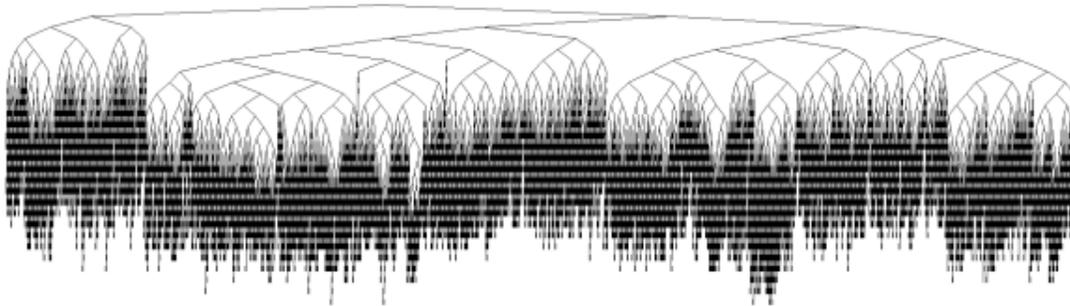
$$\left\{ \begin{array}{ll} \underset{x}{\text{minimize}} & f(x), \\ \text{subject to} & c(x) \leq 0, \\ & x \in X, \\ & x_i \in \mathbb{Z}, \forall i \in I, \end{array} \right.$$

Donde $f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ y $c: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$ son funciones dos veces continuamente diferenciables, $X \subset \mathbb{R}^n$

es un conjunto poliédrico delimitado, y $I \subseteq \{1, \dots, n\}$ es el índice de conjunto de las variables enteras. Observaron que se puede incluir fácilmente restricciones de maximización y otras más generales, como restricciones de igualdad, o límites inferior y superior $l \leq c(x) \leq u$. Restricciones discretas más generales que no son enteros pueden modelarse utilizando los denominados conjuntos ordenados especiales de tipo I.

El MINLP es un problema combinatorio NP-difícil, porque incluye MILP y su solución generalmente requiere buscar enormes árboles de búsqueda; ver la figura 12. Peor aún, los problemas de optimización de enteros no convexos son en general indecidibles.

Figura 12. Árbol Branch and bound sin pre-solución después de 360 segundos de tiempo de cómputo con 10,000 nodos.



Fuente: Belotti, P., Kirches, C., Leyffer, S., Linderoth, J., Luedtke, J., & Mahajan, A. (2013). *Mixed-integer nonlinear optimization*

2.1.5. Programación convexa

Según Boyd y Vandenberghe (2004)²⁶ la programación convexa es un campo de la optimización matemática que trata con problemas de optimización convexa. Un problema de optimización convexa se refiere a un problema donde la función objetivo es convexa y las restricciones también son convexas. Los problemas convexos tienen propiedades muy deseables, como la existencia de un único mínimo global y la solución óptima se encuentra en uno de los puntos extremos del conjunto de soluciones factibles, lo que los hace más fáciles de resolver que los problemas no convexos.

Las ecuaciones fundamentales de programación convexa son las siguientes:

- Función objetivo convexa: una función $f(x)$ es convexa si, para cualquier par de puntos x_1 y x_2 en su dominio y cualquier valor α en el rango $[0, 1]$, se cumple que:

$$f(\alpha x_1 + (1 - \alpha)x_2) \leq \alpha f(x_1) + (1 - \alpha)f(x_2)$$

²⁶ Boyd, S., Boyd, S. P., & Vandenberghe, L. (2004). *Convex optimization*. Cambridge university press.

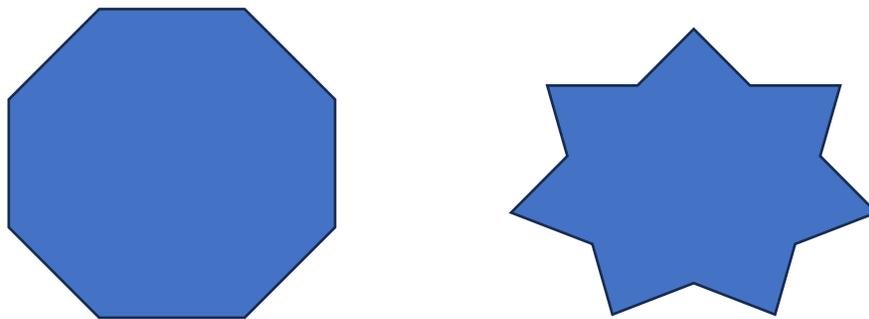
En otras palabras, cualquier punto en el segmento entre x_1 y x_2 es al menos tan bueno como el punto medio de x_1 y x_2 .

- Restricciones convexas: una restricción es convexa si su conjunto de soluciones factibles es convexo. Es decir, si x_1 y x_2 satisfacen la restricción, entonces cualquier punto en el segmento entre x_1 y x_2 también satisface la restricción.

Una técnica comúnmente utilizada para resolver problemas de optimización convexa es la programación lineal (LP) y la programación cuadrática (QP). Además, se pueden utilizar otras técnicas, como la programación semidefinida (SDP), la programación cono de segundo orden (SOCP) y la programación no lineal convexa.

En la figura 13, se presenta una región convexa que es un polígono y una no convexa que es la estrella.

Figura 13. Región convexa y no convexa



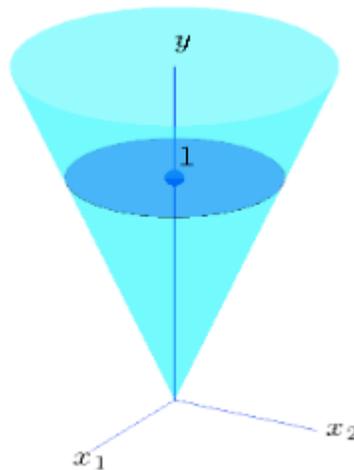
2.1.6. Cono de segundo orden (SOC)

Según Ghaoui (2014)²⁷, el cono de segundo orden en \mathbb{R}^3 es el conjunto de vectores (x_1, x_2, y) con $y \geq \sqrt{x_1^2 + x_2^2}$. En la figura 14 se muestra parte del cono y

²⁷ Ghaoui, L. E. (2014). Hyper-Textbook: Optimization Models and Applications.

un corte (en $y=1$), es también denominado cono de helado. La programación de conos de segundo orden (SOCP) es una generalización de la programación lineal y cuadrática que permite restringir la combinación afín de variables dentro de conos de segundo orden. El modelo SOCP incluye como casos especiales problemas con objetivo cuadrático convexo y restricciones. Los modelos SOCP son particularmente útiles en problemas de geometría, así como en programas lineales donde los datos se conocen de manera imprecisa.

Figura 14. Árbol Branch and bound sin presolución después de 360 segundos de tiempo de cómputo con 10,000 nodos



Fuente: Ghaoui, L. E. (2014). *Hyper-Textbook: Optimization Models and Applications*.

2.1.7. Programación entero mixto de cono de segundo orden (MISOCP)

Según Benson y Sağlam (2013)²⁸, los problemas MISOCP pueden ser expresados como:

²⁸Benson, H. Y., & Sağlam, Ü. (2013). Mixed-integer second-order cone programming: A survey.

$$\begin{aligned} \min_{x \in \mathcal{X}} \quad & c^T x \\ \text{s.t.} \quad & \|A_i x + b_i\| \leq a_{0i}^T x + b_{0i}, \quad i = 1, \dots, m, \end{aligned}$$

Donde x es el n -vector variables de decisión, $X = \{(y, z): y \in \mathbb{Z}^p, z \in \mathbb{R}^k, p + k = n\}$ y los datos son $c \in \mathbb{R}^n$, $A_i \in \mathbb{R}^{m_i \times n}$, $b_i \in \mathbb{R}^{m_i}$, $a_{0i} \in \mathbb{R}^n$, y $b_{0i} \in \mathbb{R}^n$ para $i = 1, \dots, m$. La notación $\|\cdot\|$ denota la norma euclidiana, y las restricciones definen el cono de segundo orden, también como el cono de Lorentz. Cuando $p = 0$, se reduce a un problema de programación de cono de segundo orden (SOCP) en la llamada forma dual.

Los métodos de punto interior han sido los métodos de solución más populares para esta clase de problemas, disfrutando tanto de buenas propiedades de convergencia teórica como de un rendimiento computacional eficiente en implementaciones como SeDuMi, SDPT3, MOSEK y CPLEX. Además de los métodos de punto interior diseñados específicamente para SOCP, también existe un método de programación lineal secuencial, un método simplex para programas cónicos, un método de punto interior para programación no lineal que trata SOCPs como caso especial, así como enfoques basados en reformulaciones poliédricas del cono de segundo orden.

2.1.8. Serie de Taylor

La Serie de Taylor es una representación matemática de una función como una serie infinita de términos, calculados a partir de las derivadas de la función en un punto particular. Esta serie está centrada en dicho punto y es especialmente útil para aproximar funciones suaves mediante polinomios.

La Serie de Taylor para una función $f(x)$ alrededor de $x=a$ se expresa generalmente de la siguiente manera:

$$f(x) = f(a) + f'(a)(x - a) + \frac{f''(a)}{2!}(x - a)^2 + \frac{f'''(a)}{3!}(x - a)^3 + \dots$$

La Serie de Taylor puede converger a la función original dentro de un intervalo específico si la función es suficientemente suave y se cumplen ciertas condiciones. La aproximación se vuelve más precisa a medida que se incluyen más términos en la serie, pero en la práctica, a menudo se utilizan solo los primeros términos para obtener aproximaciones suficientemente precisas en ciertos contextos.

2.1.9. Envolvente de McCormick

Según Urban (2017) ²⁹, las envolventes McCormick se basan en la suposición clave de que se pueden construir envolventes convexas y cóncavas para la una función. La envolvente cóncava y convexa, es el sobreestimador cóncavo y el subestimador convexo, respectivamente. La envolvente rodea la función, como un sobre encierra una carta, y limita al máximo el espacio de solución factible en comparación con todos los demás sobreestimadores cóncavos y subestimadores convexas. Pueden existir múltiples sobreestimadores cóncavos y múltiples subestimadores convexas, pero solo hay una envolvente cóncava y una envolvente convexa para una función y un dominio determinados.

²⁹ Urban, Susan. "McCormick envelopes"

Se desarrolla para cada término bilineal, se reemplaza con una nueva variable y se agregan cuatro conjuntos de restricciones, ver figura 15 para una representación gráfica. La programación no lineal se convierte en una programación lineal convexa relajada (LP) que se puede resolver más fácil y rápido. Para un término bilineal xy , la envolvente McCormick se desarrolla de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Let } w &= xy \\ x^L &\leq x \leq x^U \\ y^L &\leq y \leq y^U \end{aligned}$$

Donde x^L, x^U, y^L, y^U donde son los límites máximos y mínimos de las variables.

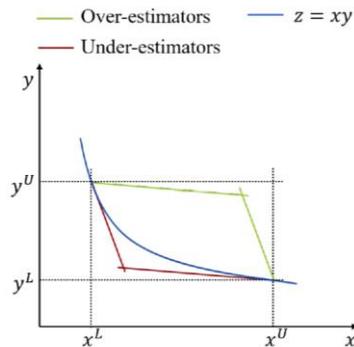
Las subestimaciones del término bilineal son representadas:

$$\begin{aligned} w &\geq x^L y + x y^L - x^L y^L \\ w &\geq x^U y + x y^U - x^U y^U \end{aligned}$$

Las sobreestimaciones del término bilineal son representadas:

$$\begin{aligned} w &\leq x^U y + x y^L - x^U y^L \\ w &\leq x y^U + x^L y - x^L y^U \end{aligned}$$

Figura 15. Representación de la envolvente de McCormick

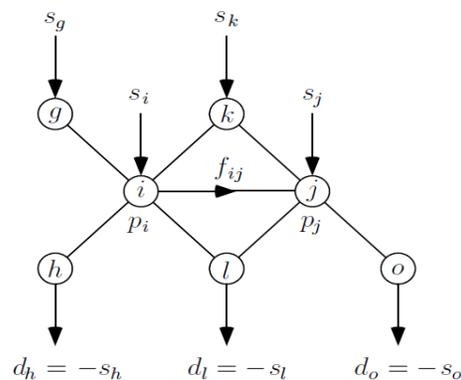


Fuente: Anna Schwele (2019) *Coordination of Power and Natural Gas Systems: Convexification Approaches for Linepack Modeling*. Presentación de DTU Electrical Engineering.

2.1.10. Transporte de gas

Según De Wolf y Semeers (2000)³⁰, la RGN es definida como una relación (N,A) donde N es un conjunto de los nodos y $A \subseteq N \times N$ que es el conjunto de arcos conectados en estos nodos.

Figura 16. Representación de la red de transporte de gas natural



Fuente: Daniel De Wolf (2017), *Mathematical properties of formulations of the gas transmission problem*,

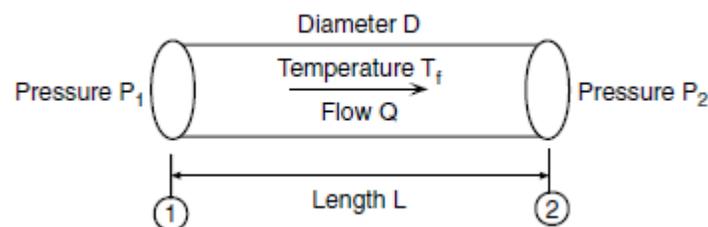
³⁰ De Wolf, D., & Smeers, Y. (2000). The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm. *Management Science*, 46(11), 1454-1465.

De la figura 16, cada nodo tiene asociado dos variables, la presión y el suministro de gas. Si el suministro es positivo, corresponde a un pozo de producción y si es negativo es demanda. Además, existe un flujo de gas asociado a cada arco(i,j) de i a j; y hay dos tipos de arcos, los arcos pasivos (A_p) que corresponden a ductos, mientras que los arcos activos (A_a) corresponde a ductos con un compresor.

El transporte de gas natural es limitado por la inyección máxima y mínima de los pozos de producción, y en cada nodo por los niveles mínimos y máximos de presión. Asimismo, se tiene una ecuación de la conservación de flujo para cada nodo.

Según Menon, E. Shashi (2005)³¹, la ecuación de flujo general, para el flujo isotérmico en estado estacionario en un gasoducto se relaciona con la caída de presión y el caudal. Asimismo, cuando la elevación entre los puntos del gasoducto es diferente, la ecuación de flujo general es afectada. En la figura 17, se representa un gasoducto y sus parámetros para ejemplificar la ecuación:

Figura 17. Representación de la red de transporte de gas natural



Fuente: Menon, E. Shashi (2005) *Gas pipeline hydraulics*

³¹ MENON, E. Shashi. *Gas pipeline hydraulics*, capítulo 2.3. Crc Press, 2005.

La ecuación general del flujo de gas por ductos es la siguiente:

$$Q = 5.747 \times 10^{-4} F \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left[\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GT_f L_e Z} \right]^{0.5} D^{2.5}$$

L_e es una longitud equivalente:

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s}$$

Asimismo, s es el parámetro de ajuste por elevación, cuando la elevación es constante s es 0.

$$s = 0.0684G \left(\frac{H_2 - H_1}{T_f Z} \right)$$

Donde:

- Q = el flujo de gas en condiciones estándar, m³/día
- F = factor de transmisión, adimensional
- P_b = presión base, en kPa
- T_b = temperatura base, en K
- P_1 = presión del punto de recepción de gas del ducto, en kPa
- P_2 = presión del punto de entrega de gas del ducto, en kPa
- G = gravedad del gas
- T_f = temperatura promedio del gas, en K
- L = longitud del gasoducto, en km
- Z = compresibilidad del gas, adimensional

- D = diámetro interno del gasoducto, en mm
- H_1 = elevación del punto de recepción de gas del ducto, en m
- H_2 = elevación del punto de entrega de gas del ducto, en m

El factor de transmisión y el factor de fricción es relacionado por:

$$F = \frac{2}{\sqrt{f}}$$

La ecuación de Colebrook-White relaciona el factor de fricción y el número de Reynolds, rugosidad de la tubería y diámetro del gasoducto.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{e}{3.7D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \text{ para } Re > 4000$$

Donde:

- Re = número de Reynolds del flujo, adimensional.
- e = rugosidad absoluta del gasoducto, en m

Para flujo turbulento en gasoductos rugosos, con número de Reynolds muy grandes, la ecuación de Colebrook-White se puede simplificar debido a que el segundo sumando dentro del logaritmo tiende a 0.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{e}{3.7D} \right) \text{ para flujo turbulento}$$

2.1.11. Line Pack

El line pack es el volumen de gas almacenado en el gasoducto. Según Menon, E. Shashi (2005)³², el line pack se define con la siguiente ecuación:

$$V_b = 7.855 \times 10^{-4} \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_{avg}}{Z_{avg} T_{avg}} \right) (D^2 L)$$

Donde:

- P_{avg} = presión media en el segmento de gasoducto, en kPa
- T_{avg} = temperatura media en el segmento de gasoducto, en K
- Z_{avg} = compresibilidad media en el segmento de gasoducto, adimensional

Los valores medios de presión, temperatura y compresibilidad se pueden tomar como el promedio aritmético de la entrada y salida del gasoducto.

2.1.12. Estaciones de compresión

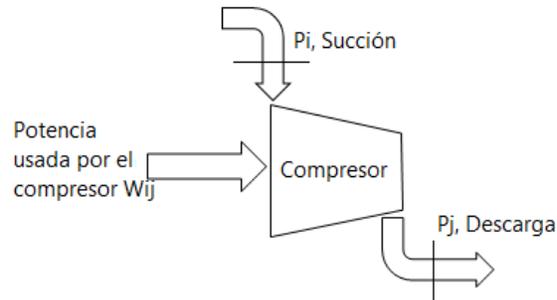
Son estaciones compuestas por turbocompresores o motocompresores que elevan la presión en una red de gas natural y consumen gas natural de esta para su operación, ver representación en la figura 18. Según Correa-Posada, C. M., y Sanchez-Martin, P. (2014)³³, los compresores en la red de gas natural son equivalentes a los transformadores en sistemas de potencia usados para subir la tensión. En ese marco, las presiones se relacionan con el factor de compresión Γ con la siguiente ecuación:

³² MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics, capítulo 3.12. Crc Press, 2005.

³³ Correa-Posada, C. M., & Sánchez-Martín, P. (2014). En el artículo de investigación: "Integrated power and natural gas model for energy adequacy in short-Term operation". Publicado en: "IEEE Transactions on Power Systems", 30(6), 3347-3355. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6977991>

$$P_j \leq \Gamma_c P_i$$

Figura 18. Compresor de GN



Según Bakhouya, B., y De Wolf, D (2008)³⁴, la potencia usada por un compresor puede ser formulada de la siguiente manera:

$$W_{ij} = \frac{1}{k n_{ad}} \frac{100}{3600} \frac{P_0}{T_0} T_i \frac{Z_m}{Z_0} \frac{\gamma}{\gamma - 1} f_{ij} \left(\left(\frac{P_j}{P_i} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right)$$

Donde los autores establecieron unos parámetros para los turbocompresores y motocompresores con el fin de simplificar la ecuación, los parámetros son los siguientes:

- W_{ij} = potencia usada por el compresor en kW
- f_{ij} = flujo de gas, en m³ por hora
- P_0 = presión base, asumieron en 1.01325 bar
- T_0 = temperatura base, asumieron 273.15 K
- γ = constante adiabática, asumieron 1.309

³⁴ Bakhouya, B., & De Wolf, D. (2008, February). Solving the gas transmission problem with consideration of the compressors. In *9ème conférence de la Société Française de Recherche Opérationnelle et d'Aide à la Décision*.

- Z_o = factor de compresibilidad, asumieron 1
- k = adimensional, asumieron $0.95 \cdot 0.97 \cdot 0.98$
- n_{ad} = factor de eficacia, 0.75 para turbocompresor y 0.8 para motocompresor.
- Z_m = compresibilidad media, asumieron 0.9
- T_i = temperatura media de 288.15 K.

A este respecto, los autores redefinieron la potencia usada por el compresor con la siguiente ecuación:

$$W_{ij} = \gamma_1 f_{ij} \left(\left(\frac{P_j}{P_i} \right)^{\gamma_2} - 1 \right)$$

Donde, $\gamma_1 = 0.167$ para un turbocompresor y 0.157 para un motocompresor, y $\gamma_2 = 0.236$.

Asimismo, la potencia usada por el compresor debe ser menor que la máxima potencia \overline{W}_{ij} :

$$W_{ij} \leq \overline{W}_{ij}$$

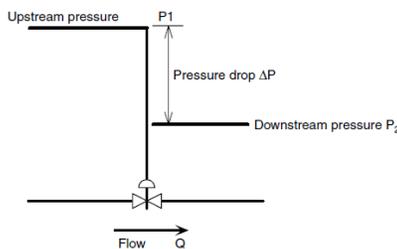
El consumo de gas del motocompresor o turbocompresor se define con la siguiente ecuación, $n_{termica}$ es la eficiencia térmica:

$$consum_{cij} = \frac{1}{0.9 n_{termica}} W_{ij}$$

2.1.13. Regulador de presión

Según Menon, E. Shashi (2005)³⁵, es una válvula que tiene la función de controlar o regular la presión en cierta sección de un gasoducto. El regulador de presión es generalmente usado para mantener la presión constante del downstream, ver figura 19.

Figura 19. Regulador de presión



Fuente: Menon, E. Shashi (2005) *Gas pipeline hydraulics*

2.1.14. Compromiso de unidades

Según Sivanagaraju & Sreenivasan (2009)³⁶, el problema de compromiso de unidades no es más que determinar las unidades que deben operar para una carga en particular. "Comprometer" una unidad generadora es "encenderla", es decir, ponerla al día, sincronizarla con el sistema y conectarla para que pueda entregar energía a la red. Mientras que, el despacho económico distribuye económicamente la carga real del sistema a medida que se eleva a las diversas unidades que ya están en línea. Sin embargo, el problema de compromiso de unidades planea que el mejor conjunto de unidades esté disponible para suministrar la carga prevista o prevista del sistema durante un período de tiempo futuro.

³⁵ MENON, E. Shashi (2005). *Gas pipeline hydraulics*, capítulo 9.12. Crc Press, 2005.

³⁶ Sivanagaraju, S. & Sreenivasan (2009). *Power system operation and control*. Pearson Education India.

El problema de compromiso de unidades integra restricciones a los problemas de minimización de sistemas de potencia. Tales como, restricciones de potencia de rampa de subida y bajada, tiempo mínimo de operación, tiempo mínimo de fuera de servicio, etc.

Según Soroudi (2017) ³⁷, formula matemáticamente el tiempo mínimo de operación y fuera de servicio. Representa los estados encendido y apagado de una unidad i en un tiempo t por $u_{i,t}$. Adicionalmente, las variables de arranque y parada son representadas por $y_{i,t}$ y $z_{i,t}$, respectivamente.

$$\begin{aligned} y_{i,t} - z_{i,t} &= u_{i,t} - u_{i,t-1} \\ y_{i,t} + z_{i,t} &\leq 1 \\ y_{i,t}, z_{i,t}, u_{i,t} &\in \{0, 1\} \end{aligned}$$

El tiempo mínimo de operación UT_i , es el tiempo consecutivo como mínimo que debe operar una UG y es formulado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^{\zeta_i} 1 - u_{i,t} &= 0 \\ \sum_{t=k}^{k+UT_i-1} u_{i,t} &\geq UT_i y_{i,k}, \forall k = \zeta_i + 1 \dots T - UT_i + 1 \\ \sum_{t=k}^T u_{i,t} - y_{i,t} &\geq 0, \forall k = T - UT_i + 2 \dots T \\ \zeta_i &= \min \{T, (UT_i - U_i^0) u_{i,t=0}\} \end{aligned}$$

³⁷ Soroudi, A. (2017). Power system optimization modeling in GAMS (Vol. 78). Switzerland: Springer.

El tiempo mínimo fuera de servicio DT_i , es el tiempo consecutivo como mínimo que debe estar fuera de servicio una UG y es formulado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^{\xi_i} u_{i,t} &= 0 \\ \sum_{t=k}^{k+DT_i-1} 1 - u_{i,t} &\geq DT_i z_{i,k}, \forall k = \xi_i + 1 \dots T - DT_i + 1 \\ \sum_{t=k}^T 1 - u_{i,t} - z_{i,t} &\geq 0, \forall k = T - DT_i + 2 \dots T \\ \xi_i &= \min \{T, (DT_i - S_i^0)[1 - u_{i,t=0}]\} \end{aligned}$$

Finalmente, se incluye en el CO del SP el arranque y parada de las UG. El costo de arranque de una UG i es el producto del costo de arranque de la UG por la variable binaria $y_{\{i,t\}}$. Por otra parte, el costo de parada de una UG i es el producto del costo de arranque de la UG por la variable binaria $z_{\{i,t\}}$.

2.1.15. Transmisión de energía eléctrica

La transmisión de energía de las centrales a los centros de carga se realiza mediante líneas de transmisión y transformadores. En ese sentido, la planificación de la operación de SP requiere modelar la transmisión para definir la topología de la red, definir los flujos de potencia y calcular las pérdidas de transmisión.

Según Soroudi (2017)³⁸, menciona que hay condiciones necesarias que hacen que sea aceptable la formulación de flujo de potencia en corriente continua para aproximar el flujo de potencia en corriente alterna como: la razón entre la resistencia y la reactancia debe

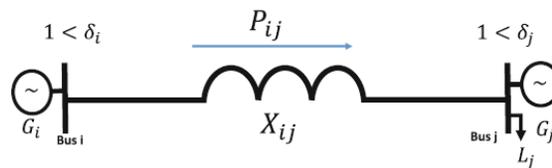
³⁸ Soroudi, A. (2017). Power system optimization modeling in GAMS (Vol. 78). Capítulo 6 página 141. Switzerland: Springer.

ser lo suficientemente grande como para que la reactancia pueda despreciarse, y que las magnitudes de voltaje tiendan a 1. En ese sentido, se puede visualizar en la figura 20 el flujo de potencia en corriente continua. Asimismo, el flujo de potencia se define como razón entre la diferencia de ángulo eléctrico de dos nodos y la resistencia.

$$P_{ij} = \frac{\delta_i - \delta_j}{X_{ij}}$$

Cabe precisar que, para la solución del problema de planificación de la operación de SP se asume una barra slack, la cual tiene un valor de ángulo eléctrico 0.

Figura 20. Flujo de potencia en una línea de transmisión



Fuente: Soroudi, A. (2017). *Power system optimization modeling in GAMS*. Springer

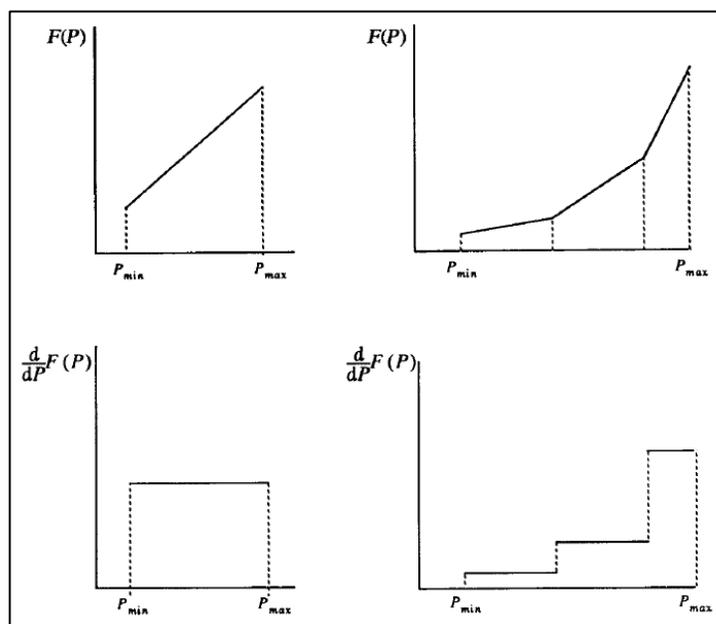
2.1.16. Generación térmica

Las UG térmica se encargan de transformar la energía de los combustibles a energía eléctrica. Estas pueden ser a GN, residual, diésel, biogás y nucleares.

“La función de consumo de los generadores es representada como una función lineal de un tramo o múltiples” (Wollenberg & Sheblé, 2013) ³⁹. Ver figura 8.

³⁹ Wood, A. J., Wollenberg, B. F., & Sheblé, G. B. (2013). *Power generation, operation, and control*. Capítulo 3 página 63. John Wiley & Sons.

Figura 21. Función de consumo linealizada



Fuente: Wood A., Wollenberg B. y Sheblé G. (2013). *Power generation, operation, and control*.

Según PSR (2020)⁴⁰, existe un tratamiento específico para las CT de CC, compuestas por UG térmica a GN y a vapor. Para cada UG se definen las configuraciones posibles de acuerdo con sus características operativas. Además, para cada configuración se definen los datos operativos correspondientes (potencia, consumo específico, etc.). Naturalmente, se agrega una restricción a la planificación de la OCP de los SP, para que solamente una configuración pueda estar activa en cada etapa, según la siguiente ecuación:

⁴⁰ PSR (2020). Manual de Metodología NCP 5.23. Rio de Janeiro: PSR.

$$G(CC,t) = \sum_{j \in CC} w(j,t) \cdot \sum_{k=1}^K G_T(j,t,k) \quad t = 1..T$$

$$\sum_{j \in CC} w(j,t) \leq 1 \quad t = 1..T$$

Donde:

$G(CC,t)$: generación del ciclo combinado.

$W(j,t)$: variable auxiliar, =1, si la configuración j está en operación; =0 caso contrario.

$GT(j,t,k)$: generación de la configuración j en la etapa t , tramo de producción k .

2.1.17. Generación hidráulica

Las UG hidráulica se encargan de transformar la energía cinética del caudal de agua de los ríos en energía eléctrica. Asimismo, las UG hidráulica pueden contar o no con un embalse, y estos ser optimizados para la operación de los SP.

Según PSR (2020)⁴¹, La producción de UG's hidráulica se determina por medio del producto entre el factor de producción y el caudal turbinado. Asu vez, es limitada por la potencia máxima y mínima de las UG's. Según las siguientes ecuaciones:

$$P_H = FP * Q$$

$$P_{min} \leq P_H \leq P_{max}$$

Asimismo, las próximas ecuaciones definen respectivamente los límites mínimos y máximos del volumen de agua almacenada y del caudal turbinado por las UG's:

$$Q_{mim} \leq Q \leq Q_{max}$$

⁴¹ PSR (2020). Manual de Metodología NCP 5.23. Rio de Janeiro: PSR.

$$V_{mim} \leq V \leq V_{max}$$

2.2. MARCO CONCEPTUAL

A. Sistema de potencia, es una red de componentes eléctricos instalados para suministrar, transferir y usar energía eléctrica.

B. Red de gas natural, es un conjunto de componentes instalados, para suministrar, transferir y usar gas natural.

C. Integración de sistemas energéticos, Según el International Institute of Energy System Integrations (2016)⁴², es el proceso de planificar y coordinar la operación de los sistemas de energía en múltiples vías y/o escalas geográficas para brindar servicios de energía confiables y rentables con un impacto mínimo en el medio ambiente.

D. Central térmica a gas, es el componente del sistema de potencia que quema GN para generar electricidad, mediante un ciclo termodinámico y consume GN de la RGN. Asimismo, tiene una función de consumo característico a su nivel de carga. Existen centrales de ciclo abierto, que mediante el ciclo termodinámico Joule Brayton, ingresan aire del compresor y gas natural hacia una cámara de combustión, donde se produce gases calientes que se expanden en la turbina a gas propiamente generando potencia mecánica que acciona al generador eléctrico. También existen centrales de ciclo combinado, que utilizan los gases de escape de la turbina a gas para calentar y vaporizar

⁴² International Institute for Energy Systems Integration. (2016). Energy Systems Integration: Defining and Describing the Value Proposition. Denver. Disponible en el siguiente enlace: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66616.pdf>

agua en una caldera recuperadora cuyo vapor se expande en una turbina de vapor mediante un ciclo Rankine produciendo potencia mecánica que mueve a otro generador eléctrico.

E. Line Pack, es el volumen de gas natural que se almacena en un ducto de transporte.

F. Compromiso de Unidades, según Sivanagaraju & Sreenivasan (2009)⁴³, el problema de compromiso de unidades no es más que determinar las unidades que deben operar para una carga en particular. "Comprometer" una unidad generadora es "encenderla", es decir, ponerla al día, sincronizarla con el sistema y conectarla para que pueda entregar energía a la red. Mientras que, el despacho económico distribuye económicamente la carga real del sistema a medida que se eleva a las diversas unidades que ya están en línea. Sin embargo, el problema de compromiso de unidades planea que el mejor conjunto de unidades esté disponible para suministrar la carga prevista o prevista del sistema durante un período de tiempo futuro.

G. Interdependencia, es un concepto que hace referencia al conjunto de relaciones recíprocas que se establecen entre diferentes sistemas energéticos.

H. Periodo hidrológico, es un periodo con características de lluvias en las cuencas hídricas en un año hidrológico. Este puede ser de avenida con altas lluvias y otro de estiaje con bajas lluvias.

⁴³ Sivanagaraju, S., & Sreenivasan, G. (2009). *Power system operation and control*. Delhi: Pearson Education.

J. Flexibilidad, Según National Grid ESO (2020)⁴⁴, la flexibilidad energética es la habilidad de ajustar el suministro y la demanda con el fin alcanzar el balance energético, manteniendo los flujos de energía a través de las redes dentro de los límites operativos seguros.

H. Generación, es una actividad que tiene la función de suministrar energía eléctrica para satisfacer la demanda de SP, transformando la energía de otros recursos energéticos en electricidad.

J. Transmisión, Es una actividad que tiene la función de transportar energía eléctrica en un SP, haciendo uso de líneas, transformadores y subestaciones.

2.3. MARCO LEGAL

2.3.1. Procedimiento Técnico N°1 Programación de la operación de corto plazo

Es el procedimiento técnico N°1⁴⁵ del COES, que tiene como objetivo establecer los criterios técnicos y la metodología para la elaboración de los programas de operación de corto plazo del SEIN. Adicionalmente, considera la gestión eficiente para el aprovechamiento de los recursos energéticos teniendo en cuenta los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

⁴⁴ National Grid ESO. (2020). *Introduction to energy system flexibility*. Londres. Disponible en el siguiente enlace: <https://www.nationalgrideso.com/document/189851/download>

⁴⁵ Programación de la Operación de Corto Plazo. Disponible en el siguiente enlace: <https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Marco%20Normativo%2FProcedimientos%2FTecnicos%2F01%20Programaci%C3%B3n%20de%20la%20Operaci%C3%B3n%20de%20Corto%20Plazo.pdf>

Este procedimiento establece responsabilidades al COES: como establecer medios para presentar y consolidar la información, elaborar los programas, emitirlos en plazos establecidos y poner a disposición de los agentes, coordinar con los centros de control las modificaciones y operar unidades por regulación de tensión. Por otro lado, los agentes del SEIN deben cumplir con enviar la información requerida, verificar que las condiciones del programa no vulneren la seguridad de los equipos, operar sus instalaciones para adecuar los niveles de tensión y suministrar potencia reactiva para las unidades de generación.

Para la elaboración de los programas de operación el COES requiere de la información brindada por los agentes, tales como:

- Información de intercambios internacionales de electricidad.
- Disponibilidad de combustible de las CT.
- Costo de racionamiento de energía eléctrica para la programación de la operación.
- Características técnicas de las UG y de las instalaciones de transmisión.
- Pronóstico de los aportes hídricos para las CH.
- Demanda prevista.
- Costo Variable y de Arranque-Parada de las UG.
- Mantenimiento e intervenciones en los equipos del SEIN.
- Reserva rotante de regulación primaria y secundaria
- Pruebas de UG.
- Programa de generación de CT de cogeneración.
- Programa de generación de UG que utilizan energías renovables.

- UG con regímenes particulares.
- Información proveniente de la programación de Mediano Plazo.
- Otras informaciones.

Con toda la información recabada se establecen los siguientes criterios:

- Criterios de seguridad del SEIN.
- Condiciones iniciales para los programas, en el caso del PSO las condiciones previstas para el final de la semana operativa, y para el PDO las condiciones previstas para el inicio del día operativo.
- Las CH de pasada se modelan con capacidad de almacenamiento igual a cero.
- Las UG por pruebas serán despachadas igual al valor del programa enviado por el agente.
- Las CT de cogeneración se tratan de acuerdo con el reglamento de cogeneración.
- Las unidades de generación RER serán consideradas con un costo variable igual a cero.
- El programa de racionamiento de carga manual establecido por el procedimiento técnico "Racionamiento por Déficit de Oferta".
- Los parámetros del modelo de despacho económico son fijados por COES (como error de convergencias, tolerancias, número de iteraciones, etc.) mediante notas técnicas.
- En caso de contar con información el COES tomará la mejor información a su criterio.

- El horizonte de optimización a utilizar para elaborar el PDO será de tres (3) días como mínimo. De resultar necesario, a partir del segundo día se utilizará la información de mantenimientos correspondiente al PSO en ejecución o, de corresponder, la información del PSO en elaboración. Se utiliza una discretización mediohoraria para el PDO.
- Los programas efectuarán un análisis de flujos de carga para verificar que la tensión en las barras del SEIN, se encuentren dentro del rango de operación señalado en la normatividad vigente.

Con la información y los criterios para la programación se formula un modelo despacho que cuente con una función objetivo⁴⁶ que considere los siguientes términos: costos variables de UG representadas mediante una función cuadrática o lineal por tramos, costos de arranque-parada y baja eficiencia en aumento y toma de carga, máquina de racionamiento en cada barra, función de costos futuros esperado para embalses estacionales, y otros costos asociados (como costos por suspensión de sólidos). Asimismo, las restricciones que considera el modelo son capacidades de las centrales, modalidades de ciclos combinados, tiempos mínimos de operación en servicio y fuera de servicio, modelado de la red de transmisión mediante flujo DC que contemple la capacidad y represente las pérdidas, embalses, topología hidráulica, balance nodal, reserva rotante de regulación primaria y secundaria, mantenimientos y enlace con el mediano plazo.

⁴⁶ Costo Operativo(CO) del SEIN

Adicionalmente, el modelo a utilizarse en la planificación de la operación de corto plazo del SEIN debe estar basado en técnicas de programación matemática, minimizar el costo de operación y permita obtener los multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones. Como resultado el modelo debe entregar como mínimo:

- Generación de centrales
- Cmg en las barras
- Volúmenes para los embalses
- Valor Agua de los embalses
- Vertimiento de los embalses
- Racionamiento de energía eléctrica por barra
- Flujo de potencia en el sistema de transmisión
- Operación de unidades forzadas

Finalmente, se emite el PDO con los resultados mencionados, con la metodología establecida, todos los días antes de las 16:00 horas.

2.3.2. Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos (DS N° 018-2004-EM⁴⁷)

Es una guía legal que establece las regulaciones y pautas para el transporte de gas natural en Perú. El documento describe las regulaciones para el transporte de GN a través de gasoductos. Cubre temas como contratos, servicios, custodia del gas,

⁴⁷ Disponible en:

https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/898531/DS-018-2004-EM_Anexo.pdf?v=1593531282

mediciones, facturación, pagos, garantías, presiones y más. También define varios términos utilizados en las regulaciones y especifica las responsabilidades del concesionario y el usuario.

Define el servicio de transporte firme, que no podrá estar sujeto a ninguna restricción, salvo disposiciones transitorias; y el servicio de transporte interrumpible que este sujeto a interrupciones o reducciones.

Se detallan los puntos de recepción que tienen una presión establecida donde el transportista recibe el GN y lo custodia para su cliente, hasta el punto de entrega en las redes del distribuidor de GN.

El Capítulo XII del documento establece las Normas de Despacho del Sistema de Transporte de GN. El objetivo de estas normas es regular el régimen de despacho a cargo del Concesionario para la normal y correcta ejecución de sus Contratos de Transporte, garantizando su calidad, confiabilidad, equidad, seguridad y continuidad. El artículo 35, establece que el Concesionario debe hacer sus mejores esfuerzos para publicar en una página web y mantener actualizada diariamente la información de detalle sobre la operación del Sistema de Transporte, que posibilite la máxima transparencia de información en la operación del sistema. El artículo 36, establece que el Usuario debe presentar al Concesionario diariamente una solicitud de Transporte indicando los volúmenes de GN que pretende cargar en el Punto de Recepción y que el Concesionario ponga a su disposición en el Punto de Entrega, en relación con los servicios contemplados en los Contratos de Transporte con este Usuario. El artículo 42, establece que el Usuario debe realizar sus mejores esfuerzos por ajustar las entregas y

recepciones de gas natural a su Solicitud de Transporte, a fin de mantener un equilibrio diario en el Sistema de Transporte.

2.3.3. Decreto Supremo que establece el mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia (DS N° 017-2018-EM⁴⁸)

Este es un decreto supremo del año 2017, que tiene como objetivo establecer el mecanismo de racionamiento en situaciones que afecten y pongan en emergencia el abastecimiento parcial o total de gas natural para el mercado interno. Esta norma es de cumplimiento del sector GN y eléctrico.

La norma establece que un agente de la cadena de suministro que genere una situación que afecte al abastecimiento del gas natural debe comunicar al Dirección General de Hidrocarburos mediante un oficio o correo electrónico. En ese sentido, la norma establece los dos supuestos, que la activación sea por un mantenimiento programado en la red de GN y otro por la ocurrencia de una situación no programada.

Como consecuencia, de la activación del Mecanismo de Racionamiento:

- Destinar el GN únicamente al mercado interno.
- Declaración de situación excepcional el SEIN.

⁴⁸ Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-establece-el-mecanismo-de-racionamiento-decreto-supremo-n-017-2018-em-1672838-7/#:~:text=N%C2%BA%20017%2D2018%2DEM&text=Establecer%20el%20Mecanismo%20de%20Racionamiento,gas%20natural%20en%20el%20pa%C3%ADs.>

- El productor hará uso del GN contenido en el line pack, para la asignación de los consumidores.

Adicionalmente, se establece un orden de prioridad de la asignación de GN en casos de Emergencia:

- 1) Consumidores residenciales y regulados comerciales.
- 2) Establecimientos para el suministro de GNV.
- 3) Generadores Eléctricos.
- 4) Consumidores Industriales Regulados con consumos menores de 20,000 m³/día.
- 5) Consumidores Industriales Regulados con consumos mayores de 20,000 m³/día.
- 6) Consumidores independientes.

La norma menciona que se aplica un orden de prioridad al orden 1 y 2, y al resto se asigna gas por prorratio. En relación con el prorratio, el productor efectúa el reparto teniendo en cuenta los consumos de los 07 días calendarios anterior al inicio de la emergencia. En caso de existir un excedente en el reparto se asigna el gas al orden inmediato posterior. Cabe precisar, que la disponibilidad de gas se presenta en días operativos del sector de gas que va desde las 06:00 horas de un día hasta las 05:59 horas del día siguiente. Por ejemplo, el día operativo 30 de octubre va desde las 00:06 horas del día 30 de octubre hasta las 05:59 horas del día 31 de octubre.

De parte de los consumidores de GN deben realizar actividades que resulten necesarias para optimizar sus niveles de consumo. Por otra parte, Osinergmin debe fiscalizar y supervisar el cumplimiento del mecanismo.

CAPÍTULO III.

INTEGRACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL Y SISTEMAS DE POTENCIA PARA OPTIMIZAR LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO

En el presente capítulo se desarrolla el estado situacional del sistema energético peruano, que comprende la parte de la cadena de valor del GN de Camisea y el SEIN. Además, se incluyó el modelo matemático para optimizar la operación de corto plazo de los sistemas energéticos.

3.1. ESTADO SITUACIONAL

3.1.1. Red de gas natural de Camisea

La red de GN de Camisea es la red GN más importante del Perú, está compuesta por un sistema de ductos que atraviesan la Cordillera de los Andes, con el objetivo de transportar el GN producido en la selva de Cuzco a los centros de consumo en la costa centro peruana. El GN es distribuido por Calidda y Contugas, y otra parte es exportado mediante un proceso de licuefacción a México. Cabe señalar que, Perú tiene una RGN en Piura y Ucayali, pero de menor envergadura. En la figura 22 se ilustra el recorrido del GN de Camisea

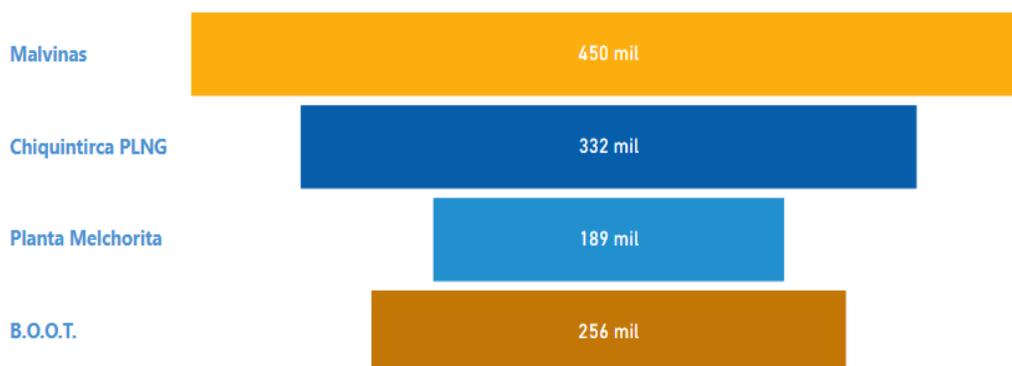
La RGN es suministrada por la planta de procesamiento de GN de Malvinas, la cual cuenta con una capacidad de 1680 MMPCD y es operada por Pluspetrol. Este GN es extraído de 3 pozos, que son los lotes 56 y 88 operados por Pluspetrol, y el lote 57 operado por Repsol. En la figura 23, se muestra el volumen de GN inyectado en los principales puntos de la RGN de Camisea para el 2022.

Figura 22. Recorrido del Sistema de transporte por ductos de GN de Camisea



Fuente: Osinergmin (2021), LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

Figura 23. Volúmenes inyectados en principales puntos de RGN de Camisea en el 2022 en millones de pies cúbicos

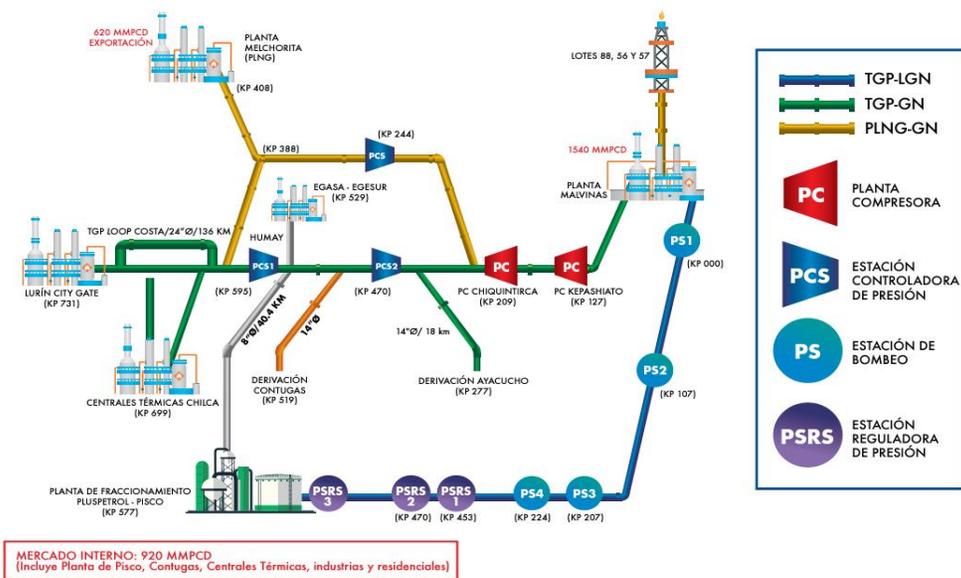


Fuente: Osinergmin, Observatorio Energético Minero

El sistema de transporte de GN está conformado por un gasoducto de 730 km y un ducto en paralelo en la costa de 136 km, este inicia en la Planta Malvinas y termina en el City Gate de Lurín. Además, se cuentan con instalaciones relevantes para la operación como las plantas de compresión de Chiquintirca y Kamani que permiten transportar 1540 MMPCD de GN. En la figura 24, se presenta un esquema del sistema de transporte de GN gaseoso y líquido operado por TGP y LGN. El recorrido del GN inicia en Malvinas, pasa por un tramo inicial del gasoducto, y las estaciones de compresión Chiquintirca y Kamani para llegar al punto más alto de la Cordillera de los Andes. Posteriormente, el ducto se bifurca en un gasoducto de LNG y otro de TGP, el ducto de TGP tiene una derivación hacia Ayacucho, Contugas, CT Independencia de Egesur y la planta de Fraccionamiento de Pisco, el ducto de LNG se conecta con el TGP cerca de Humay y continúa hacia la planta de Melchorita. Desde Humay el GN continúa su recorrido con un loop hacia Lurín, y en este tramo se conectan las CT de Chilca, Kallpa, Las Flores, Olleros y Fenix.

La distribución de GN de Camisea, se desarrolla por Calidda en Lima con una capacidad de 420 MMPCD, y Contugas en Ica con una capacidad de 250 MMPCD. Además, en las redes de Calidda se conectan las CT Ventanilla, y Santa Rosa I y II, y en el caso de Contugas se conecta la CT Independencia. En las figuras 25 y 26, se representan esquemas de las redes de distribución de GN de Calidda y Contugas, respectivamente.

Figura 24. Esquema de la red de transporte de TGP



Fuente: Osinermin (2021), LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

Figura 25. Esquema de la red de distribución de GN de Cálida



Fuente: Osinermin (2021), LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

En el anexo 2 se detalla la topología y los datos de la RGN utilizados para el desarrollo del caso de estudio de la presente tesis.

Figura 26. Esquema de la red de distribución de GN de Contugas



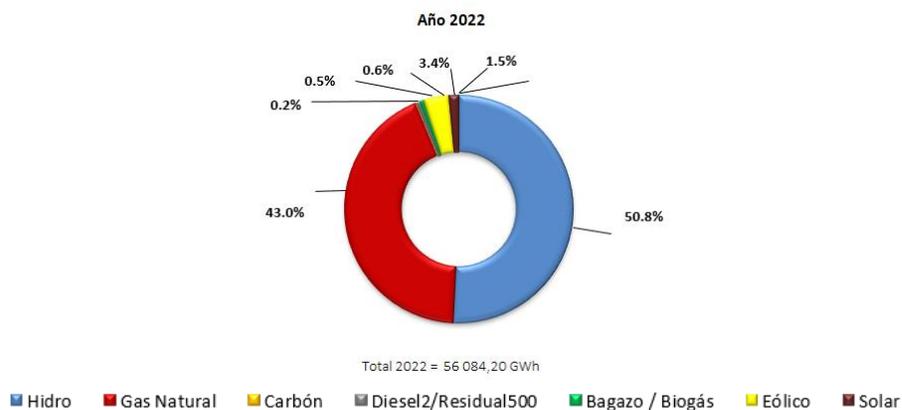
3.1.2. SEIN

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú es un sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica que interconecta a nivel nacional a los SP de las regiones costa, sierra y selva. El SEIN es operado y administrado por el COES, el cual es un organismo técnico especializado encargado de la operación coordinada y segura del sistema eléctrico nacional.

El parque de generación del SEIN cuenta con diversas fuentes de energía, como hidroeléctrica, térmica, eólica, solar y biomasa. La energía generada es transmitida a través de líneas de transmisión de alta tensión a diferentes subestaciones ubicadas en distintas zonas del país, donde es distribuida a los usuarios finales a través de redes de distribución en media y baja tensión.

El SEIN es abastecido principalmente por energía hidráulica y térmica a GN, e incluye una componente mínima de energías renovables no convencionales. En la figura 27, se detalla la participación de la producción por recurso en el SEIN del 2022, donde la participación hidro fue del 50.8% y la del GN del 43.0% con una demanda de energía de 56 048.2 GWh.

Figura 27. Energía por recurso del año 2022 en el SEIN



Fuente: Informe anual COES 2022

El SEIN, en el año 2022 tuvo una capacidad de generación de 13,190.242 MW compuesta por generación hidroeléctrica, termoeléctrica, solar y eólica, según la

Estadística Anual 2022 de COES⁴⁹, ver tabla 7. Por consiguiente, dicha capacidad fue suficiente para satisfacer la demanda del SEIN en energía de 56 TWh y una máxima potencia de 7,173 MW, según el Informe de la Operación Anual del SEIN del COES⁵⁰, ver tabla 8.

Tabla 7. Capacidad del SEIN por tipo de generación

Tipo de Generación	Potencia Efectiva (MW)	Participación (%)
Hidroeléctrica	5,202.20	39.44
Termoeléctrica	7,033.56	53.32
Solar	282.28	2.14
Eólico	672.20	5.10
Total	13,190.24	100

Fuente: Estadística Anual COES 2021

Tabla 8. Demanda del SEIN por mes

Mes	Potencia Máxima Del Mes (MW)	Producción De Energía (GWh)
Enero	7,070.28	4,683.97
Febrero	7,146.76	4,321.24
Marzo	7,065.42	4,718.93
Abril	7,024.30	4,430.66
Mayo	6,961.37	4,594.95
Junio	7,069.91	4,544.47
Julio	7,113.76	4,697.05
Agosto	7,073.72	4,714.24
Setiembre	7,315.80	4,686.59
Octubre	7,309.36	4,847.26
Noviembre	7,426.57	4,832.06
Diciembre	7,467.45	5,012.26

⁴⁹Sub-Dirección de Gestión de la Información COES (2022). En el informe: "Estadística Anual 2021", sección 02 "Estado actual de la Infraestructura del SEIN", cuadro 2.2. Adicionalmente, el detalle de las centrales al 2021 se encuentra en el cuadro 2.1.

Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica2021#>

⁵⁰ Sub-Dirección de Gestión de la Información COES (2022). En el informe: "Estadística Anual 2021", sección 03 "Diagrama de Carga y Diagrama de Duración del SEIN", cuadro 3.1.

Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica2021#>

Anual	7,467.45	56,083.67
-------	----------	-----------

Fuente: Estadística Anual COES 2021

En general, la demanda del SEIN se cubrió de la siguiente forma para el 2022:

- Inicialmente con centrales de generación renovable cómo: solares, eólicas, térmicas a bagazo, térmicas con cogeneración e hidroeléctricas menores a 20 MW. Cabe precisar que estas centrales ingresaron a la operación con costo cero y se programaron según su perfil de generación pronosticado.
- Las siguientes tecnologías de generación son las CH con un costo aproximado de 0.5 \$/MWh. Cabe precisar que, estas van a disponer del recurso en función de la estacionalidad hidrológica del año.
- Después, las UG a GN, en orden general fueron las centrales con GN de Talara, Camisea y Aguaytía. Cabe precisar que, normalmente la demanda se cubrió, utilizando o despachando hasta las centrales a GN, y en específico con las de CT con GN de Camisea.⁵¹
- Cuando se requirió mayor energía, por indisponibilidad de las centrales base de menores costos, con los recursos energéticos anteriores mencionados, operaría la central Ilo 2 a carbón.

⁵¹ Con relación a las CT's de Camisea, la mayoría son ciclos combinados, esto quiere decir que cuentan con modos de operación donde se combinan TG's y TV's, con el fin de aprovechar la temperatura de los gases de escape de la TG y ganar eficiencia. Asimismo, a la operación de una TG de una CT se denomina ciclo abierto. Por otro lado, se cuenta con CT's que usan dos combustibles, D2 y GN.

- Finalmente, en caso extremo de un mayor requerimiento de energía por indisponibilidad de centrales que operan con recursos energéticos más económicos, operarían unidades térmicas a diésel.

En el anexo 2 se detalla la topología y los datos del SEIN utilizados para el desarrollo del caso de estudio de la presente tesis.

3.1.3. Planificación de la OCP de la RGN de Camisea

La planificación de la OCP de la RGN de Camisea, la analizaremos desde el punto de vista del transportista debido a la importancia que presenta para hacer entrega del GN a todos los puntos de consumo y la recepción de todo el GN inyectado por el productor en la planta Malvinas. Asimismo, nos centraremos en la programación diaria, que se desarrolla el día inmediato anterior.

Es preciso destacar que, en el sector GN se utiliza como unidad de programación diaria, el día operativo que inicia un día a las 06:00 horas y finaliza el día inmediato posterior a las 06:00 horas.

TGP cuenta con un sistema propio llamado Nabis, donde los usuarios cargan sus nominaciones de GN en un horizonte de cuatro días operativos con una discretización horaria. No obstante, en condición de racionamiento de GN, el COES realiza la nominación de GN por las CT. Además, se debe tener en cuenta la capacidad de inyección de la planta de Malvinas, el requerimiento de LNG para la exportación de GN y la capacidad propia de la red de transporte.

Con relación a los usuarios de GN que coordinan la nominación de GN con TGP son centrales eléctricas, Calidda, Contugas, algunas industrias y exportación. Además, estos pueden transferir capacidad de transporte entre ellos, siempre que tengan contratos bilaterales, se informe a TGP y se tenga la conformidad de ambas partes.

Una vez que se tienen todas las nominaciones de GN, se espera confirmación de Pluspetrol y TGP autoriza el volumen de GN transportado. Además, el transportista agrega una solicitud de acuerdo de balance operativo (OBA), con el objetivo de agregar el consumo de GN de las plantas compresoras y nivelar el line pack del sistema. Con ello, solicita la inyección diaria de GN a Pluspetrol con el consumo de los usuarios de GN más el OBA.

Otro punto para tener en cuenta en la planificación de la operación son el impacto de los mantenimientos, en caso hubiera dentro del periodo de programación. En ese contexto, se identifican riesgos y se planifican actividades.

Con la información de demanda y análisis de mantenimientos, se simulan casos operativos para analizar el caudal de entrega versus el line pack diario, para definir el line pack óptimo, necesario para transportar GN y que garantice una operación eficiente. Posteriormente, se obtiene el perfil de presiones y potencia de los turbocompresores, y se verifica el estatus de las plantas de compresión y se definen variables de operación en un horizonte diario y semanal.

3.1.4. Planificación de la OCP del SEIN

La planificación de la OCP del SEIN, sigue los lineamientos del PR-01 del COES, descrito en la sección 2.3.1 de la presente tesis. Sin embargo, en esta sección mostraremos el enfoque práctico y su relación con la integración del GN. Asimismo, nos centraremos en la programación diaria, que se desarrolla el día inmediato anterior.

La planificación de la OCP requiere datos de disponibilidad de la infraestructura de transmisión y generación, disponibilidad de combustibles como GN, D2 y carbón, y pronósticos de caudales, demanda y producción de energía renovable. Con relación al GN, las CT declaran la disponibilidad de GN para el día a programar, a excepción de que se active el mecanismo de racionamiento de GN y el encargado de brindar la disponibilidad de GN es un agente de la cadena de producción de la RGN.

Con la información debidamente recopilada, el COES optimiza la operación con un modelo propio llamado Yupana, con el objetivo de determinar el programa de despacho de las centrales de SEIN, niveles de embalse, flujos de línea y costos marginales. Los programas de despacho sirven para coordinar la operación del SEIN en tiempo real. No obstante, para determinar los volúmenes meta y arranque de unidades con amplios tiempos mínimos de operación, se realiza una optimización en un horizonte mayor, que como mínimo debe ser de 3 días, según el procedimiento COES N°1.

3.2. MODELAMIENTO MATEMÁTICO

El modelamiento de los sistemas energéticos permite la planificación y coordinación de la operación. Por tal motivo, tanto las RGN como los SP, tiene modelos que permiten

caracterizar las infraestructuras, topologías, restricciones operativas y condiciones técnico-económicas.

En la presente tesis, se desarrolló un modelo integrado de las RGN y SP en una discretización horaria. No obstante, se desarrollaron modelos de los sistemas por separado, recogiendo las características de la planificación y el conocimiento recopilado de sus modelos.

3.2.1. Modelo matemático para optimizar la OCP del SP

Actualmente, el COES utiliza un modelo de optimización no lineal entero mixto llamado Yupana, que usa el método de descomposición de Benders para la solución del problema. Este modelo es bastante completo para la programación de corto plazo, es código cerrado y desarrollado en GAMS, que es un software de paga. Asimismo, el modelo puede ser descargado por los agentes del SEIN.

Para fines académicos, en la presente tesis se plantea desarrollar un modelo de optimización lineal entero mixto y se omiten las pérdidas de transmisión. Además, debido a la importancia del recurso hídrico para la producción de energía se modelaron CH y CR.

En lo siguiente, se va a describir los índices y conjuntos, variables y parámetros para la formulación del problema de optimización de la OCP del SP.

Índices y conjuntos

$B(i)$ Conjunto de barras

$GT(gt)$	Conjunto de generadores térmicos
$B_{GT}(i)$	Subconjunto de GT conectados a la barra i
$GT_{CC}(cc)$	Subconjunto de GT que conforman un ciclo combinado
GT_{GN}	Subconjunto de GT con GN de Camisea
$GH(gh)$	Conjunto de generadores hidráulicos
$B_{GH}(i)$	Subconjunto de GH conectados a la barra i
$GR(gr)$	Conjunto de generadores renovables
$B_{GR}(gr)$	Subconjunto de GR conectados a la barra i
$B_{LT}(lt_{i,j})$	Conjunto de línea de transmisión de la barra i a la barra j
GH_{Emb}	Subconjunto de generadores hidráulicos con embalse
GH_{pas}	Subconjunto de generadores hidráulicos de pasada
$T(t)$	Conjunto de periodos
gt	Índice del GT
gh	Índice del GH
gr	Índice del GR
t	Índice del T
i, j	Índice del B
$lt_{i,j}$	Índice del B_{LT}
cc	Índice del GT_{CC} , contiene 2 gt

Parámetros y constantes

$P_{tmin_{gt}}$	Potencia mínima de un gt [MW]
$P_{tmax_{gt}}$	Potencia máxima de un gt [MW]
$P_{ini_{gt}}$	Potencia mínima de un gt [MW]
TMO_{gt}	Tiempo mínimo de operación [h]
TMF_{gt}	Tiempo mínimo fuera de servicio [h]

FCm_{gt}	Pendiente de la función lineal de consumo
FCb_{gt}	Termino independiente de la función lineal de consumo
$q_{gh,t}$	Caudal de ingreso por un gh en un periodo t [m^3/s]
$PRER_{gr,t}$	Potencia pronosticada por un gr en un periodo t [MW]
n_{gh}	Rendimiento de un gh [MW/(m^3/s)]
$Phmin_{gt}$	Potencia mínima de un gh [MW]
$Phmax_{gt}$	Potencia máxima de un gh [MW]
$Vol_{gh,t0}$	Volumen inicial de un gh del GH_{Emb} [hm^3]
$Vol_{gh,tmax}$	Volumen meta de un gh del GH_{Emb} [hm^3]
Δt	Discretización de la optimización (para el SP es 1 hora)
$relh$	Factor para llevar el caudal en segundos a 1 hora y en hm^3
$tmax$	Periodo de tiempo máximo
$Vmax_{gh}$	Volumen máximo de un gh del GH_{Emb} [hm^3]
$Vmin_{gh}$	Volumen mínimo de un gh del GH_{Emb} [hm^3]
$D_{i,t}$	Demanda en un periodo t y en una barra i [MW]
REF	Barra de referencia
$FLmax_{lt}$	Flujo de potencia máximo por un lt [MW]
$FLmin_{lt}$	Flujo de potencia mínimo por un lt [MW]
x_{lt}	Reactancia de lt [pu]
r_{lt}	Resistencia de lt [pu]
S_{base}	Potencia base [MW]

Variables

$pt_{gt,t}$	Potencia activa producida por un gt en un periodo t [MW]
$ph_{gh,t}$	Potencia activa producida por un gh en un periodo t [MW]
$pr_{gr,t}$	Potencia activa producida por un gr en un periodo t [MW]

$rp_{i,t}$	Racionamiento de potencia activa en una i en un periodo t [MW]
$u_{gt,t}$	Variable binaria de condición encendido 1 y apagado 0 por un gt en un periodo t
$y_{gt,t}$	Variable binaria de arranque 1 y no arranque 0 por un gt en un periodo t
$w_{gt,t}$	Variable binaria de parada 1 y no parada 0 por un gt en un periodo t
$uh_{gh,t}$	Variable binaria de condición encendido 1 y apagado 0 por un gh en un periodo t
$qt_{gh,t}$	Caudal turbinado por un gh en un periodo t [m ³ /s]
$qv_{gh,t}$	Caudal vertido por un gh en un periodo t [m ³ /s]
$Vol_{gh,t}$	Volumen de un gh del GH_{Emb} en un periodo t [m ³]
$\theta_{i,t}$	Ángulo eléctrico de una i en un periodo t
$fl_{lt,t}$	Flujo de potencia por un lt en un periodo t [MW]
$consum_{gt,t}$	Consumo de combustible por un gt en un periodo t [unidades de combustible]
CE	Costo de operación del SP [MM \$]
$ccomb_{gt}$	Costo de combustible de un gt [\$/unidades de combustible]
$cvnc_{gt}$	Costo variable no combustible de un gt [\$/MWh]
$CArr_{gt}$	Costo arranque de un gt
ca	Canon agua [\$/MWh]
$RacP$	Racionamiento del SP [\$/MWh]
$COSP$	Costo operativo del SP [\$]

La función objetivo esta descrita en la ecuación (1), y consiste en minimizar la operación del SP, con los costos operativos de las CT, CH y racionamiento.

$$\begin{aligned}
 COSP = \min \sum_{t \in T} \left[\sum_{gt \in GT} pt_{gt,t} \cdot cvnc_{gt} + consum_{gt,t} \cdot ccomb_{gt} + y_{gt,t} \cdot CArr_{gt} \right. \\
 \left. + \sum_{gh \in GH} ph_{gh,t} \cdot ca + \sum_{i \in B} rp_{i,t} \cdot RacP \right] \quad (1)
 \end{aligned}$$

Las ecuaciones del (2) al (8) formulan las restricciones de las CT. La ecuación (2) limita la potencia generada de un CT. La ecuación (3) formula las condiciones de encendido y apagado con el arranque y parada de una CT. Las ecuaciones (5) y (6) formulan los TMO y TMF. La ecuación (6) formula la unicidad del modo de operación de CT pertenecientes a un CC. La ecuación (8) formula el consumo de combustible mediante una linealización de la función de consumo de una CT.

$$Ptmin_{gt} \cdot u_{gt,t} \leq pt_{gt,t} \leq Ptmax_{gt} \cdot u_{gt,t}, \forall gt \in GT, t \in T \quad (2)$$

$$y_{gt,t} - w_{gt,t} = u_{gt,t} - u_{gt,t-1}, \forall gt \in GT, t \in T \quad (3)$$

$$y_{gt,t}, w_{gt,t}, u_{gt,t} \in \{0,1\}, \forall gt \in GT, t \in T \quad (4)$$

$$\sum_{gt \in GT} \sum_{t \in T} y_{gt,t} \cdot I_{(t \leq tt) \wedge (t > tt - TMO_{gt})} \leq u_{g,tt}, \forall gt \in GT, tt \in T \quad (5)$$

$$\sum_{gt \in GT} \sum_{t \in T} w_{gt,t} \cdot I_{(t \leq tt) \wedge (t > tt - TMF_{gt})} \leq 1 - u_{g,tt}, \forall gt \in GT, tt \in T \quad (6)$$

$$\sum_{cc \in GT_{CC}} \sum_{t \in T} u_{gt,t} \leq 1, \forall cc \in GT_{CC}, t \in T \quad (7)$$

$$consum_{gt,t} = pt_{gt,t} \cdot FCm_{gt} + u_{gt,t} \cdot FCb_{gt}, \forall gt \in GT, t \in T \quad (8)$$

Las ecuaciones del (9) al (14) formulan las restricciones de las CH. La ecuación (9) limita la potencia generada y determina la condición encendido-apagado de una CH. La

ecuación (10) formula el rendimiento de un CH. Las ecuaciones (11) y (12) formulan un balance hidráulico para la CH de pasada y CH con embalse, respectivamente. La ecuación (13) formula los límites operativos de los embalses. La ecuación (14) formula el volumen meta de los embalses.

$$Phmin_{gh} \cdot uh_{gh,t} \leq ph_{gh,t} \leq Phmax_{gh} \cdot uh_{gh,t}, \forall gh \in GH, t \in T \quad (9)$$

$$ph_{gh,t} = n_{gh} \cdot qt_{gh,t}, \forall gh \in GH, t \in T \quad (10)$$

$$qt_{gh,t} + qv_{gh,t} = q_{gh,t}, \forall gh \in GH_{pas}, t \in T \quad (11)$$

$$Vol_{gh,t} = Vol_{gh,t-1} + (q_{gh,t} - qt_{gh,t} - qv_{gh,t}) * relh, \forall gh \in GH_{Emb}, t \in T \quad (12)$$

$$Vmin_{gh} \leq Vol_{gh,t} \leq Vmax_{gh}, \forall gh \in GH_{Emb}, t \in T \quad (13)$$

$$Vol_{gh,t} = Vol_{gh,tmax}, \forall gh \in GH_{Emb} \quad (14)$$

Las ecuaciones (15) y (16) formulan la máxima producción de las CR y el máximo racionamiento, respectivamente.

$$pr_{gr,t} \leq PRER_{gr,t}, \forall gr \in GR, t \in T \quad (15)$$

$$rp_{i,t} \leq D_{i,t}, \forall i \in B, t \in T \quad (16)$$

Las ecuaciones del (17) al (18) formulan la transmisión y balance. La ecuación (17) formula la barra de referencia. La ecuación (18) limita el flujo por LT. La ecuación (19) formula el flujo por una LT. La ecuación (20) formula el balance del SP en cada barra y periodo, donde la suma de las potencias generadas por las CT, CH y CR, la potencia de racionamiento, y la suma de flujo es igual a la demanda.

$$\theta_{REF,t} = 0, \forall t \in T \quad (17)$$

$$FLmin_{lt} \leq fl_{lt,t} \leq FLmax_{lt}, \forall lt \in B_{LT}, t \in T \quad (18)$$

$$fl_{lt_{i,j},t} = S_{base} \cdot \frac{x_{lt}}{x_{lt}^2 + r_{lt}^2} \cdot (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}), \forall i, j \in B_{LT}, t \in T \quad (19)$$

$$\begin{aligned} \Delta t \cdot \left(\sum_{gt \in B_{GT}} pt_{gt,t} + \sum_{gt \in B_{GH}} ph_{gh,t} + \sum_{gt \in B_{GR}} pr_{gr,t} + rp_{i,t} - D_{i,t} \right) \\ = \Delta t \cdot \left(\sum_{j \in B} fl_{lt_{i,j},t} - fl_{lt_{i,j},t} \right), \forall i \in B, t \in T \end{aligned} \quad (20)$$

En resumen, las ecuaciones del (1) al (20) formulan la operación del SP como un problema lineal entero mixto.

3.2.2. Modelo matemático para optimizar la OCP de RGN

Actualmente, TGP optimiza la operación mediante escenarios en un horizonte de 5 días, con una discretización diaria, el modelo es totalmente privado y reservado.

Para fines académicos, en la presente tesis se plantea desarrollar un modelo de optimización no lineal, donde se convexifica la ecuación del transporte de GN mediante la técnica de relajación cónica de segundo orden (SOC). Además, se considera una formulación lineal para el consumo de gas de estaciones compresoras y reguladoras de presión.

En lo siguiente, se va a describir los índices y conjuntos, variables y parámetros para la formulación del problema de optimización de la OCP de las RGN.

Índices y conjuntos

$N(n)$ Conjunto de nodos

$S(s)$	Conjunto de pozos de producción de GN
N_s	Subconjunto de S conectados a al nodo n
$N_{GD}(gd_{n,m})$	Conjunto de ductos de GN del nodo n al nodo m
$N_{COM}(com_{n,m})$	Conjunto de estaciones compresoras de GN del nodo n al nodo m
$N_{REG}(reg_{n,m})$	Conjunto de reguladores de presión de GN del nodo n al nodo m
$T(t)$	Conjunto de periodos
t	Índice del T
n, m	Índice del N
$gd_{n,m}$	Índice del N_{GD}
$com_{n,m}$	Índice del N_{COM}
$reg_{n,m}$	Índice del N_{REG}

Parámetros y constantes

$Smax_s$	Capacidad máxima horaria de un s [Mm^3]
$Smax_s$	Capacidad máxima horaria de un s [Mm^3]
$DispS_{s,t}$	Disponibilidad de un s [pu]
$Prmax_n$	Presión máxima de un n [bar]
$Prmin_n$	Presión mínima de un n [bar]
$Rmax_{com}$	Relación máxima de compresión de un com
$Rmin_{com}$	Relación mínima de compresión de un com
$Rmin_{com}$	Relación mínima de compresión de un com
fco_{com}	Constante consumo de compresor por flujo comprimido de un com
Pin_{reg}	Presión de ingreso mínima de un reg [bar]
PiM_{reg}	Presión de ingreso máxima de un reg [bar]
Po_{reg}	Presión de salida de un reg [bar]
fre_{reg}	Constante consumo del calentador por flujo regulador de un reg

Cnm_{gd}	Constante geométrica para transporte por gd
sqe_{gd}	Constante de ajuste por diferencia de alturas por gd
Cnm_{gd}	Constante geométrica para almacenamiento por gd
$costG_s$	Costo de inyección de un s [\$/m ³]
$RacG$	Racionamiento del RGN [\$/m ³]
$DG_{n,t}$	Demanda de GN en un nodo n y periodo t [Mm ³]

Variables

$su_{s,t}$	Volumen de gas suministrado por un s en un periodo t [Mm ³]
$pr_{n,t}$	Presión en n en un periodo t [bar]
$ccp_{com,t}$	Consumo de un com en un periodo t [Mm ³]
$FC_{com,t}$	Flujo por un compresor com en un periodo t [Mm ³]
$cfr_{reg,t}$	Consumo de un reg en un periodo t [Mm ³]
$FR_{reg,t}$	Flujo por un compresor reg en un periodo t [Mm ³]
$FG_{gd,t}$	Flujo por un gasoducto gd en un periodo t [Mm ³]
$FO_{gd,t}$	Flujo de ingreso por un gasoducto gd en un periodo t [Mm ³]
$FI_{gd,t}$	Flujo de salida por un gasoducto gd en un periodo t [Mm ³]
$LP_{gd,t}$	Line pack de un gasoducto gd en un periodo t [Mm ³]
$rgn_{n,t}$	Racionamiento de GN en n en un periodo t [Mm ³]
$CORGN$	Costo operativo de la RGN [\$/]

La función objetivo esta descrita en la ecuación (21), y consiste en minimizar la operación de la RGN, con los costos operativos de los pozos de producción y el racionamiento de GN. Cabe precisar que, los costos están \$/m³ y el suministro y racionamiento en Mm³.

$$CORGN = \min \sum_{t \in T} \left[\sum_{s \in S} su_{s,t} \cdot costG_s \cdot 1000 + \sum_{n \in N} rgn_{n,t} \cdot RacG \cdot 1000 \right] \quad (21)$$

Las ecuaciones del (22) al (29) formulan las restricciones de la RGN que no pertenecen a los gasoductos. La ecuación (22) formula los límites de la inyección de los pozos de producción y también considera la disponibilidad ocasionada por un mantenimiento y/o restricción. La ecuación (23) formula los límites operativos de las presiones en los nodos. Las ecuaciones (24) y (25) formulan las relaciones mínimas y máximas de compresión, y la (26) el consumo de GN del compresor. La ecuación (27) y (28) limita los rangos operativos de presión de ingreso de los reguladores de presión, y la (29) el consumo de GN de los postcalentadores.

$$Smin_s \leq su_{s,t} \leq Smax_s \cdot DispS_{s,t}, \forall s \in S, t \in T \quad (22)$$

$$Prmin_n \leq pr_{n,t} \leq Prmax_n, \forall n \in N, t \in T \quad (23)$$

$$pr_{n,t} \cdot Rmax_{com} \geq pr_{m,t} \forall n, m \in N_{COM}, t \in T \quad (24)$$

$$pr_{n,t} \cdot Rmin_{com} \leq pr_{m,t} \forall com_{n,m} \in N_{COM}, t \in T \quad (25)$$

$$ccp_{com,t} = FC_{com,t} \cdot fco_{com}, \forall com \in N_{COM}, t \in T \quad (26)$$

$$Pin_{reg} \leq pr_{n,t} \leq PiM_{reg} \forall reg_{n,m} \in N_{REG}, t \in T \quad (27)$$

$$pr_{m,t} = Poreg \forall reg_{n,m} \in N_{REG}, t \in T \quad (28)$$

$$cfr_{reg,t} = FR_{reg,t} \cdot fre_{reg}, \forall com \in N_{REG}, t \in T \quad (29)$$

Las ecuaciones del (30) al (34) formulan el transporte de GN y balance nodal. La ecuación (30) formula el transporte de GN con la ecuación general de flujo de GN. La ecuación (31) formula la relación entre el flujo de ingreso y salida con el flujo transportado de un gasoducto. La ecuación (32) formula el line pack de un gasoducto. La ecuación

(33) formula la variación de line pack entre periodos con la diferencia de flujo de entrada y salida de un gasoducto. La ecuación (34) formula el balance de la RGN en cada nodo y periodo, donde la suma de inyecciones de los pozos y racionamiento es igual al consumo de GN de compresores y reguladores de presión, demanda, suma de flujos comprimidos, suma de flujos regulados, suma de flujos de ingreso y flujos de salida.

$$\left(\frac{FG_{gd,t}}{Cnm_{gd}/24}\right)^2 = (pr_{n,t})^2 - (sqe_{gd} \cdot pr_{m,t})^2, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (30)$$

$$FG_{gd,t} = \frac{FI_{gd,t} + FO_{gd,t}}{2}, FG_{gd,t} \geq 0, \forall gd \in N_{GD}, t \in T \quad (31)$$

$$LP_{gd,t} = knm_{gd} \cdot \frac{pr_{n,t} + pr_{m,t}}{2}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (32)$$

$$LP_{gd,t} - LP_{gd,t-1} = FI_{gd,t} - FO_{gd,t}, \forall gd \in N_{GD}, t \in T \quad (33)$$

$$\begin{aligned} & \Delta t \cdot \left(\sum_{s \in N_S} su_{s,t} + rgn_{n,t} - DG_{n,t} - \sum_{n \in N_{COM}} ccp_{com,t} - \sum_{m \in N_{REG}} cfr_{reg,t} \right) \\ & = \Delta t \left(\sum_{m \in N_{GD}} FI_{gd,t} - \sum_{n \in N_{GD}} FO_{gd,t} + \sum_{m \in N_{COM}} FC_{com,t} - \sum_{n \in N_{COM}} FC_{com,t} \right. \\ & \quad \left. + \sum_{m \in N_{REG}} FR_{reg,t} - \sum_{n \in N_{REG}} FR_{reg,t} \right), \forall n \in N, t \in T \quad (34) \end{aligned}$$

En resumen, las ecuaciones del (21) al (34) formula la operación de RGN como un problema no lineal no convexo. Por consiguiente, se convexificó el problema con la relajación convexa de la ecuación (30), según las formulaciones desarrolladas en

investigaciones precedentes por Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019)⁵², y Schwele, Ordoudis, Kazempour y Pinson (2019)⁵³. A este respecto, se agregaron variables auxiliares, algunos parámetros calculados, y se sustituyó la ecuación (30) por aproximaciones convexas.

Parámetros y constantes

$a_{min_{gd}}$	Suma de presiones mínima de los nodos n y m de un gd [bar]
$a_{max_{gd}}$	Suma de presiones máxima de los nodos n y m de un gd [bar]
$b_{min_{gd}}$	Diferencia de presiones mínima de los nodos n y m de un gd [bar]
$b_{max_{gd}}$	Diferencia de presiones máxima de los nodos n y m de un gd [bar]
$FG_{min_{gd}}$	Flujo mínimo por un gasoducto gd [Mm3]
$FG_{max_{gd}}$	Flujo máximo por un gasoducto gd [Mm3]

Variables auxiliares

$a_{gd,t}$	Suma de presión de los nodos n y m de un gd en un periodo t [bar]
$b_{gd,t}$	Diferencia de presión de los nodos n y m de un gd en un periodo t [bar]
$k_{gd,t}$	Flujo de salida por un gasoducto gd en un periodo t [Mm3]
$\lambda_{gd,t}$	Combinación bilineal de $a_{gd,t}$ y $b_{gd,t}$ para un gasoducto gd en un periodo t [bar ²]

⁵² Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: "Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model". Publicado en "IEEE Transactions on Power Systems" 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en:

<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

⁵³ Schwele, A., Ordoudis, C., Kazempour, J., & Pinson, P. (2019, June). En el artículo de investigación: "Coordination of power and natural gas systems: Convexification approaches for linepack modeling". Publicado en "IEEE Milan PowerTech" (pp. 1-6). Disponible en:

https://www.researchgate.net/publication/331599180_Coordination_of_Power_and_Natural_Gas_Systems_Convexification_Approaches_for_Linepack_Modeling

Inicialmente la ecuación (30) se puede sustituir por la (35) y (36). Sin embargo, la ecuación (36) es no convexa, mientras que la ecuación (35) es una restricción cónica de segundo orden (SOC).

$$\left(\frac{FG_{gd,t}}{Cnm_{gd}/24}\right)^2 \leq (pr_{n,t})^2 - (sqe_{gd} \cdot pr_{m,t})^2, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (35)$$

$$\left(\frac{FG_{gd,t}}{Cnm_{gd}/24}\right)^2 \geq (pr_{n,t})^2 - (sqe_{gd} \cdot pr_{m,t})^2, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (36)$$

Las ecuaciones (37) y (38) formulan las variables auxiliares a y b. Además, la combinación bilineal de a y b da como resultado la componente de la derecha de la desigualdad de la ecuación (36).

$$a_{gd,t} = pr_{n,t} + sqe_{gd} \cdot pr_{m,t}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (37)$$

$$b_{gd,t} = pr_{n,t} - sqe_{gd} \cdot pr_{m,t}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (38)$$

En adelante se convexificará la ecuación (36) remplazando las variables cuadráticas por variables lineales en la ecuación (39). Las ecuaciones (40) y (41) formulan la aproximación convexa de $(FG_{gd,t})^2$ mediante una convexificación cuadrática, para una representación gráfica ver la figura 28. Las ecuaciones del (42) al (45) formulan la aproximación convexa de $(pr_{n,t})^2 - (sqe_{gd} \cdot pr_{m,t})^2$ mediante la envolvente de McCormick, para una representación gráfica ver la figura 29.

$$\frac{k_{gd,t}}{(Cnm_{gd}/24)^2} \geq \lambda_{gd,t}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (39)$$

$$k_{gd,t} \geq (FG_{gd,t})^2, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (40)$$

$$k_{gd,t} \leq (FGmin_{gd} + FGmax_{gd})FG_{gd,t} - FGmin_{gd}FGmax_{gd}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (41)$$

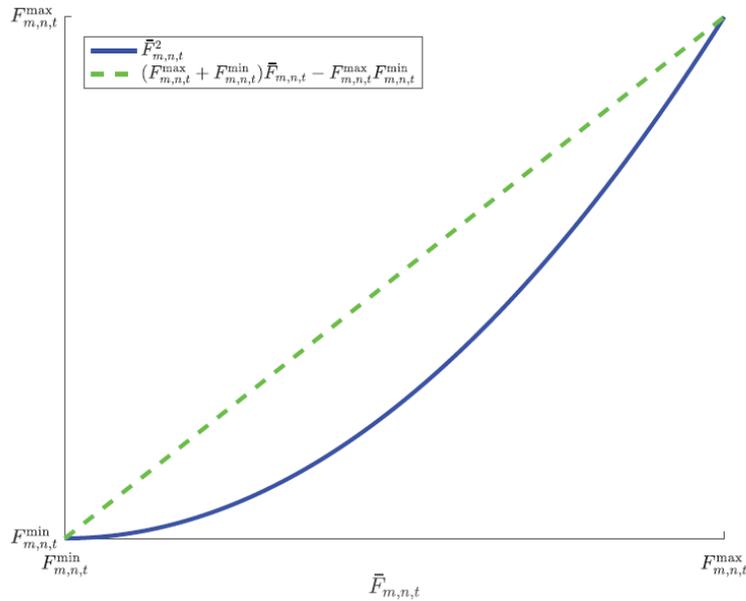
$$\lambda_{gd,t} \geq amin_{gd}b_{gd,t} + bmin_{gd}a_{gd,t} - amin_{gd}bmin_{gd} \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (42)$$

$$\lambda_{gd,t} \geq amax_{gd}b_{gd,t} + bmax_{gd}a_{gd,t} - amax_{gd}bmax_{gd} \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (43)$$

$$\lambda_{gd,t} \leq amin_{gd}b_{gd,t} + bmax_{gd}a_{gd,t} - amin_{gd}bmax_{gd} \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (44)$$

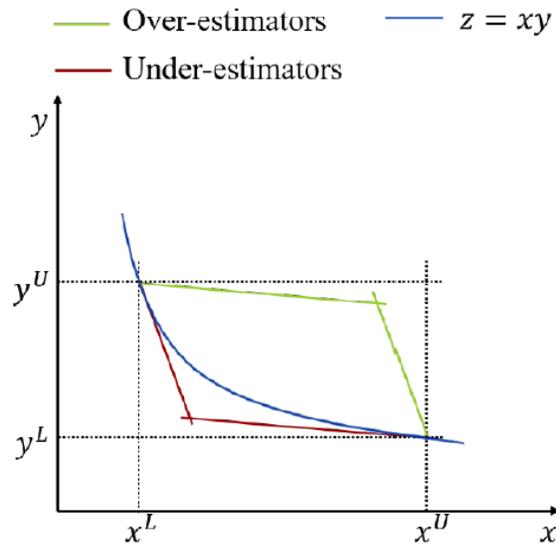
$$\lambda_{gd,t} \leq amax_{gd}b_{gd,t} + bmin_{gd}a_{gd,t} - amax_{gd}bmin_{gd} \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (45)$$

Figura 28. Aproximación convexa de componente cuadrática



Fuente: Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model.

Figura 29. Aproximación convexa de componente bilineal



Schwele, A., Ordoudis, C., Kazempour, J., & Pinson, P. (2019). Coordination of power and natural gas systems: Convexification approaches for line pack modeling.

Es preciso señalar que, la precisión de la ecuación de transporte de GN puede ser evaluada con la siguiente fórmula:

$$errcvx_{gd,t} = \frac{(pr_{n,t})^2 - (sqe_{gd} \cdot pr_{m,t})^2 - \left(\frac{FG_{gd,t}}{Cnm_{gd}/24}\right)^2}{(pr_{n,t})^2}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T \quad (46)$$

Además, se puede tener un porcentaje medio de la precisión de la restricción de transporte de GN:

$$errcvx_T = 100 \cdot \frac{\sum_{t \in T, gd \in N_{GD}} pres_{gd,t}}{|T| \cdot |N_{GD}|} \quad (47)$$

En síntesis, las ecuaciones del (21) al (29), del (31) al (34), (35), y del (37) al (45) formulan la operación de la RGN como un problema no lineal cónico de segundo orden (SOC).

3.2.3. Modelo matemático para optimizar la OCP integrada de SP y RGN

Actualmente, los mercados energéticos coordinan y optimizan la operación independiente de los SP y RGN.

Para fines académicos, en la presente tesis se plantea desarrollar un modelo de optimización no lineal entero mixto, donde se convexifica la ecuación del transporte de GN mediante la técnica de relajación cónica de segundo orden (SOC), para obtener un problema MISOCP.

Los índices y conjuntos, variables y parámetros para la formulación del problema de optimización de la OCP de las RGN y SP, son los descritos en los modelos matemáticos de las secciones 5.2.1 y 5.2.2. Asimismo, los periodos t y el horizonte de estudio T tienen la misma escala. Sin embargo, se agrega el siguiente conjunto y variable:

N_{CT}	Subconjunto de CT conectados al nodo n
CO	Costo operativo de la RGN y SP [\\$]

La función objetivo esta descrita en la ecuación (21), y consiste en minimizar la operación de la RGN, con los costos operativos de los pozos de producción y el racionamiento de GN.

$$CO = \min (COSP + CORGN) \quad (48)$$

La ecuación (49) reformula la ecuación de balance nodal de GN incluyendo el consumo de GN de las CT.

$$\begin{aligned}
 & \Delta t \cdot \left(\sum_{s \in N_S} su_{s,t} + rgn_{n,t} - DG_{n,t} - \sum_{n \in N_{COM}} ccp_{com,t} - \sum_{m \in N_{REG}} cfr_{reg,t} - \sum_{n \in N_{CT}} consum_{gt,t} \right) \\
 & = \Delta t \left(\sum_{m \in N_{GD}} FI_{gd,t} - \sum_{n \in N_{GD}} FO_{gd,t} + \sum_{m \in N_{COM}} FC_{com,t} - \sum_{n \in N_{COM}} FC_{com,t} \right. \\
 & \quad \left. + \sum_{m \in N_{REG}} FR_{reg,t} - \sum_{n \in N_{REG}} FR_{reg,t} \right), \forall n \in N, t \in T \quad (49)
 \end{aligned}$$

Finalmente, las ecuaciones del (2) al (20), del (22) al (33), (48) y (49) formulan la operación de la RGN y SP como un problema no lineal entero mixto (MILNP). No obstante, las ecuaciones del (2) al (20), del (22) al (29), del (31) al (33), (35), del (37) al (45), (48) y (49), formulan la operación de la RGN y SP como un problema no lineal cónico de segundo orden (SOC).

3.2.4. Modelo matemático para optimizar la OCP desintegrada de SP y RGN

La red GN de optimizan su operación con una discretización diaria. Para lo cual convertiremos las ecuaciones de la RGN del problema MISCOP de horarias a diarias:

Índices y conjuntos

$D(d)$	Conjunto de días
d	Índice del D

Parámetros y constantes

$Disp_{S,d}$	Disponibilidad de un s en d [pu]
$consum_{gt,d}$	Consumo de GN de un gt y día d [Mm ³]
$DG_{n,d}$	Demanda de GN en un nodo n y periodo t [Mm ³]

Variables

$su_{s,d}$	Volumen de gas suministrado por un s en un periodo d [Mm ³]
$pr_{n,d}$	Presión en n en un periodo d [bar]
$ccp_{com,d}$	Consumo de un com en un periodo d [Mm ³]
$FC_{com,d}$	Flujo por un compresor com en un periodo d [Mm ³]
$cfr_{reg,d}$	Consumo de un reg en un periodo d [Mm ³]
$FR_{reg,d}$	Flujo por un compresor reg en un periodo d [Mm ³]
$FG_{gd,d}$	Flujo por un gasoducto gd en un periodo d [Mm ³]
$FO_{gd,d}$	Flujo de ingreso por un gasoducto gd en un periodo d [Mm ³]
$FI_{gd,d}$	Flujo de salida por un gasoducto gd en un periodo d [Mm ³]
$LP_{gd,d}$	Line pack de un gasoducto gd en un periodo d [Mm ³]
$rgn_{n,d}$	Racionamiento de GN en n en un periodo d [Mm ³]
$CORGND$	Costo operativo de la RGN desintegrado [\$]

Variables auxiliares

$a_{gd,d}$	Suma de presión de los nodos n y m de un gd en un periodo d [bar]
$b_{gd,d}$	Diferencia de presión de los nodos n y m de un gd en un periodo d [bar]
$k_{gd,d}$	Flujo de salida por un gasoducto gd en un periodo d [Mm ³]
$\lambda_{gd,d}$	Combinación bilineal de $a_{gd,t}$ y $b_{gd,t}$ para un gasoducto gd en un periodo d [bar ²]

La función objetivo de la RGN en forma diaria esta descrita en la ecuación (50), y consiste en minimizar la operación de la RGN, con los costos operativos de los pozos de producción y el racionamiento de GN.

$$CORGN = \min \sum_{d \in D} \left[\sum_{s \in S} su_{s,t} \cdot costG_s \cdot 1000 + \sum_{n \in N} rgn_{n,t} \cdot RacG \cdot 1000 \right] \quad (50)$$

Las ecuaciones

$$24 \cdot Smin_s \leq su_{s,d} \leq 24 \cdot Smax_s \cdot DispS_{s,d}, \forall s \in S, d \in D \quad (51)$$

$$Prmin_n \leq pr_{n,t} \leq Prmax_n, \forall n \in N, d \in D \quad (52)$$

$$pr_{n,d} \cdot Rmax_{com} \geq pr_{m,d} \forall n, m \in N_{COM}, d \in D \quad (53)$$

$$pr_{n,d} \cdot Rmin_{com} \leq pr_{m,d} \forall com_{n,m} \in N_{COM}, d \in D \quad (54)$$

$$ccp_{com,d} = FC_{com,d} \cdot fco_{com}, \forall com \in N_{COM}, d \in D \quad (55)$$

$$Pin_{reg} \leq pr_{n,d} \leq PiM_{reg} \forall reg_{n,m} \in N_{REG}, d \in D \quad (56)$$

$$pr_{m,d} = Po_{reg} \forall reg_{n,m} \in N_{REG}, d \in D \quad (57)$$

$$cfr_{reg,d} = FR_{reg,d} \cdot fre_{reg}, \forall com \in N_{REG}, d \in D \quad (58)$$

$$FG_{gd,d} = \frac{FI_{gd,d} + FO_{gd,d}}{2}, FG_{gd,d} \geq 0, \forall gd \in N_{GD}, d \in D \quad (59)$$

$$LP_{gd,d} = knm_{gd} \cdot \frac{pr_{n,d} + pr_{m,d}}{2}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (60)$$

$$LP_{gd,d} - LP_{gd,d-1} = FI_{gd,d} - FO_{gd,d}, \forall gd \in N_{GD}, d \in D \quad (61)$$

$$\left(\frac{FG_{gd,d}}{Cnm_{gd}} \right)^2 \leq (pr_{n,d})^2 - (sqe_{gd} \cdot pr_{m,d})^2, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (62)$$

$$a_{gd,d} = pr_{n,d} + sqe_{gd} \cdot pr_{m,d}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (63)$$

$$a_{gd,d} = pr_{n,d} - sqe_{gd} \cdot pr_{m,d}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (64)$$

$$\frac{k_{gd,d}}{(Cnm_{gd})^2} \geq \lambda_{gd,d}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (65)$$

$$k_{gd,d} \geq (FG_{gd,d})^2, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (66)$$

$$k_{gd,d} \leq (FGmin_{gd} + FGmax_{gd})FG_{gd,d} - FGmin_{gd}FGmax_{gd}, \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (67)$$

$$\lambda_{gd,d} \geq amin_{gd}b_{gd,d} + bmin_{gd}a_{gd,d} - amin_{gd}bmin_{gd} \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (68)$$

$$\lambda_{gd,d} \geq amax_{gd}b_{gd,d} + bmax_{gd}a_{gd,d} - amax_{gd}bmax_{gd} \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (69)$$

$$\lambda_{gd,d} \leq amin_{gd}b_{gd,d} + bmax_{gd}a_{gd,d} - amin_{gd}bmax_{gd} \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (70)$$

$$\lambda_{gd,d} \leq amax_{gd}b_{gd,d} + bmin_{gd}a_{gd,d} - amax_{gd}bmin_{gd} \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D \quad (71)$$

Para resolver el problema de optimización del SP y RGN desintegrado. Inicialmente encontramos la solución del problema del SP. Las ecuaciones del (1) al (20) formulan la operación del SP como un problema lineal entero mixto. Como consecuencia se obtiene el *COSP* y *consum_{gt,t}*.

Como segundo paso se resuelve el problema de optimización de la RGN ingresando los parámetros horarios, para ello se incluyen las siguientes ecuaciones

$$consum_{gt,d} = \sum_{t \in T} consum_{gt,t}^*, \forall gt \in GT, d \in D \quad (72)$$

$$DG_{n,d} = \sum_{t \in T} DG_{n,t}, \forall n \in N, d \in D \quad (73)$$

La ecuación (49) reformula la ecuación de balance nodal de GN incluyendo el consumo de GN de las CT y demanda de forma horaria.

$$\begin{aligned}
& \left(\sum_{s \in N_S} su_{s,d} + rgn_{n,d} - DG_{n,d} - \sum_{n \in N_{COM}} ccp_{com,d} - \sum_{m \in N_{REG}} cfr_{reg,d} - \sum_{n \in N_{CT}} consum_{gt,d} \right) \\
& = \left(\sum_{m \in N_{GD}} FI_{gd,d} - \sum_{n \in N_{GD}} FO_{gd,d} + \sum_{m \in N_{COM}} FC_{com,d} - \sum_{n \in N_{COM}} FC_{com,d} \right. \\
& \quad \left. + \sum_{m \in N_{REG}} FR_{reg,d} - \sum_{n \in N_{REG}} FR_{reg,d} \right), \forall n \in N, d \in D
\end{aligned} \tag{74}$$

En síntesis, las ecuaciones de la (50) a (74) formulan la operación de la RGN diaria como un problema no lineal cónico de segundo orden (SOC). Como consecuencia se obtiene el *COSRGND*.

Finalmente, el costo operativo desintegrado se obtiene con la ecuación (75)

$$COD = COSP^* + CORGND^* \tag{75}$$

3.2.5. Variables duales de los modelos matemáticos

Las variables duales más importantes son asociadas a las restricciones de balance de energía, debido a que nos brindan los costos marginales. Sin embargo, el solver utilizado para el desarrollo de los modelos, que es Gurobi genera variables duales para problemas lineales.

Para obtener las variables duales del modelo de optimización de la OCP del SP, se fijaron las variables binarias y se optimizó nuevamente.

Por un lado, para obtener las variables duales del modelo de optimización de la OCP de la RGN, se linealizó la restricción (30) mediante la expansión de la serie de Taylor hasta

el primer orden en el punto óptimo de la solución SOC, según Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019) ⁵⁴. En la ecuación (76) se formuló la expansión y las variables con superíndice * fueron fijadas con la solución del problema de SOC. Por consiguiente, con las ecuaciones del (21) al (29), del (31) al (34), y (76) se optimizó la RGN y se obtuvieron las variables duales.

$$\begin{aligned}
 & \frac{(FG_{gd,t}^*)^2 + 2 \cdot FG_{gd,t}^* \cdot (FG_{gd,t} - FG_{gd,t}^*)}{(Cnm_{gd}/24)^2} \\
 & = (pr_{n,t}^*)^2 + 2 \cdot pr_{n,t}^* \cdot (pr_{n,t} - pr_{n,t}^*) \\
 & - (sqe_{gd} \cdot pr_{m,t}^*)^2 - 2 \cdot sqe_{gd} \cdot pr_{m,t}^* \cdot (sqe_{gd} \cdot pr_{m,t} - sqe_{gd} \cdot pr_{m,t}^*) , \\
 & \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, t \in T
 \end{aligned} \tag{76}$$

Por otro lado, para obtener las variables duales de modelo de optimización de la OCP de la RGN y SP, se toman las ecuaciones del (2) al (20), (22) al (29), del (31) al (34), (48) y (76). Cabe precisar que, las variables binarias del SP fueron fijadas con la solución del problema MIP y las variables con superíndice * de la ecuación (56) son fijadas con la solución del problema de SOC.

Además, para obtener las variables duales de modelo de optimización de la OCP de la RGN diario, se toman las ecuaciones del (50) al (61), incluyendo la ecuación (77).

⁵⁴ Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: "Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model". Publicado en "IEEE Transactions on Power Systems" 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

$$\begin{aligned}
& \frac{(FG_{gd,d}^*)^2 + 2 \cdot FG_{gd,d}^* \cdot (FG_{gd,d} - FG_{gd,d}^*)}{(Cnm_{gd})^2} \\
& = (pr_{n,d}^*)^2 + 2 \cdot pr_{n,d}^* \cdot (pr_{n,d} - pr_{n,d}^*) \\
& \quad - (sqe_{gd} \cdot pr_{m,d}^*)^2 - 2 \cdot sqe_{gd} \cdot pr_{m,d}^* \cdot (sqe_{gd} \cdot pr_{m,d} - sqe_{gd} \cdot pr_{m,d}^*) , \\
& \quad \forall gd_{n,m} \in N_{GD}, d \in D
\end{aligned} \tag{77}$$

3.2.6. Refinamiento MISOCP

Como se pudo notar la formulación MISCOP realizó una relajación convexa de la ecuación del transporte GN descrita en la ecuación (30). Por tal motivo, se formuló la precisión de la ecuación de transporte de GN descrita en la ecuación (46) y la presión media en la ecuación (47).

Según Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019)⁵⁵, propusieron un algoritmo para refinar la solución MISOCP. El que consistió en iterar el problema mientras el error medio de la ecuación (47) sea menor a un umbral establecido. La primera iteración la desarrollaron con el problema MISOCP como se describió en las secciones anteriores, éste tenía definido los valores de $FGmin_{gd}$, $FGmax_{gd}$, $amin_{gd}$, $amax_{gd}$, $bmin_{gd}$ y $bmax_{gd}$ sin una formulación descrita, que ingresaban a la relajación convexa. Como resultado, tuvieron los valores de $FG_{gd,t}$, $a_{gd,t}$ y $b_{gd,t}$ iniciales. Además, tuvieron un conjunto $\{\epsilon^k\}_{k=1}^K$, que disminuyó lentamente para redefinir $FGmin_{gd}$, $FGmax_{gd}$, $amin_{gd}$, $amax_{gd}$, $bmin_{gd}$ y $bmax_{gd}$ de tal forma que convergieron a envolvente ajustadas sin cortar la solución óptima. Los autores denominaron al algoritmo “eMISOCP bound-tightening”

⁵⁵ Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: “Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model”. Publicado en “IEEE Transactions on Power Systems” 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

Figura 30. Algoritmo “Enhanced MISCOP”

Algorithm 1 eMISOCP bound-tightening

- 1: **input:** δ , sequence $\{\epsilon^k\}_{k=1}^K$
- 2: **initialize:** $k \leftarrow 1$; initialize values for $F_{m,n,t}^{\min}$, $F_{m,n,t}^{\max}$, $a_{m,n,t}^{\min}$, $a_{m,n,t}^{\max}$, $b_{m,n,t}^{\min}$, $b_{m,n,t}^{\max}$ $\forall (m, n) \in G_B, t \in T$
- 3: **repeat**
- 4: Solve eMISOCP to obtain $F_{m,n,t}^{\text{inc}}$, $a_{m,n,t}^{\text{inc}}$, $b_{m,n,t}^{\text{inc}}$ $\forall (m, n) \in G_B, t \in T$
- 5: $F_{m,n,t}^{\min} \leftarrow (1 - \epsilon^k) F_{m,n,t}^{\text{inc}}$, $\forall (m, n) \in G_B, t \in T$
- 6: $F_{m,n,t}^{\max} \leftarrow (1 + \epsilon^k) F_{m,n,t}^{\text{inc}}$, $\forall (m, n) \in G_B, t \in T$
- 7: $a_{m,n,t}^{\min} \leftarrow (1 - \epsilon^k) a_{m,n,t}^{\text{inc}}$, $\forall (m, n) \in G_B, t \in T$
- 8: $a_{m,n,t}^{\max} \leftarrow (1 + \epsilon^k) a_{m,n,t}^{\text{inc}}$, $\forall (m, n) \in G_B, t \in T$
- 9: $b_{m,n,t}^{\min} \leftarrow (1 - \epsilon^k) b_{m,n,t}^{\text{inc}}$, $\forall (m, n) \in G_B, t \in T$
- 10: $b_{m,n,t}^{\max} \leftarrow (1 + \epsilon^k) b_{m,n,t}^{\text{inc}}$, $\forall (m, n) \in G_B, t \in T$
- 11: $k \leftarrow k + 1$
- 12: **until** $|\pi_{m,t}^2 - \pi_{n,t}^2 - \bar{F}_{m,n,t}^2 / W_{m,n}^2| / \pi_{m,t}^2 \leq \delta$ $\forall (m, n) \in G_B, t \in T$ **or** $k > K + 1$

Fuente: Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model.

En la figura 30, se describe el algoritmo eMISOCP bound-tightening. Sin embargo, cuando se realizaron las evaluaciones se encontraron infactibilidades. El método busca un refinamiento de las cotas máximas y mínimas, pero eso puede generar restricciones muy duras y que no se puedan cumplir. Por consiguiente, se optó por realizar una modificación al algoritmo de la figura 30, para la aplicación en la presente tesis, que consistió en sólo refinar las cotas máximas y dejar las cotas mínimas con el valor inicial. La modificación fue en la línea 5, 7 y 9.

$$(5) F_{m,n,t}^{\min} \leftarrow FGmin_{gd}, \forall (m, n) \in G_B, t \in T$$

$$(7) a_{m,n,t}^{\max} \leftarrow amax_{gd}, \forall (m, n) \in G_B, t \in T$$

$$(9) b_{m,n,t}^{\min} \leftarrow bmin_{gd}, \forall (m, n) \in G_B, t \in T$$

Finalmente, al método propuesto por Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019) y la modificación agregada se denominó “Refinamiento MISCOP”.

3.3. CASOS DE EVALUACIÓN

3.3.1. Casos de validación

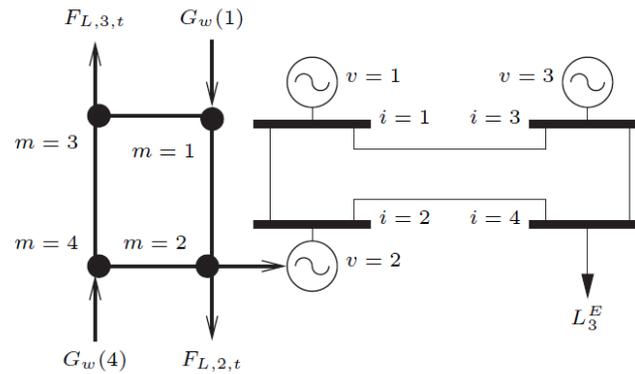
Los casos de estudio servirán para validar los modelos matemáticos y analizar la operación integrada del sistema energético peruano. Por tal motivo, tenemos dos tipos de casos, los casos de validación que son un caso pequeño y otro mediano, y los casos de estudio donde se evalúa la unidad de análisis en distintos escenarios. Es preciso señalar, que los datos de los casos son descritos en el anexo 3.

Caso 1

Es un caso pequeño desarrollado por Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019)⁵⁶, compuesto por 4 nodos de GN, 4 gasoductos, dos pozos de producción, 1 UG de GN, 2 UG diésel, 4 barras del SP y 4 LT. La topología del caso es representada en la figura 31 y el horizonte de estudio es 24 horas.

⁵⁶ Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: “Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model”. Publicado en “IEEE Transactions on Power Systems” 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

Figura 31. Topología del Caso 1

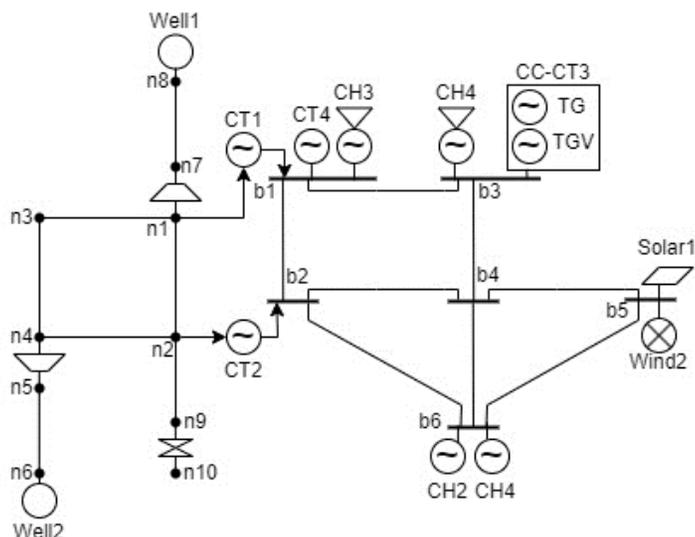


Fuente: Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). *Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model*.

Caso 2

Este caso es desarrollado como parte de la investigación compuesto por una RGN y SP. Por una parte, la RGN está compuesta por 10 nodos, 7 gasoductos, 2 compresores, 2 pozos de producción y un regulador de presión. Por otra parte, el SP está compuesto por 6 barras, 2 CH de pasada, 2 CH con embalse, 1 CR solar, 1 CR eólica, 3 CT a GN y 1 CT a diésel como ciclo combinado. La topología del caso es representada en la figura 32 y el horizonte de estudio es 24 horas.

Figura 32. Topología del Caso 2



3.3.2. Casos de estudio

El caso de estudio es el sistema energético peruano con la integración del SEIN y la RGN de Camisea para el 2022. El caso es descrito a grandes rasgos en la sección 1.8, unidad de análisis, y la topología graficada en la figura 10. Los datos de la RGN y el SP para el caso de estudio serán descritos en el anexo 4.

El caso de estudio es evaluado en 3 escenarios:

- Escenario de estiaje, con caudales de ingresos de meses de pocas lluvias para CH.
- Escenario de avenida, con caudales de ingresos de meses de altas lluvias para CH.
- Escenario racionamiento de GN, con una disminución de la capacidad de la planta Malvinas al 30%.

CAPÍTULO IV.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS

En el presente capítulo se analizó el estado situacional de la integración de RGN y SP para el sistema energético peruano, se validó el modelo matemático mediante la implementación computacional y se analizaron los casos de estudio.

4.1. ANÁLISIS DEL ESTADO SITUACIONAL

El análisis del estado situacional es del punto de vista energético, como la participación de los recursos primarios para la producción de electricidad del SEIN y los destinos del consumo de GN de la RGN de Camisea.

4.1.1. Producción de la energía del SEIN

En este apartado, analizamos la producción de energía eléctrica del SEIN por mes y totalizada en el año 2022. En la figura 30, el agua y el GN son los recursos energéticos más importantes para la producción de energía eléctrica del SEIN, cuyos porcentajes de participación son 50.8 y 43%, respectivamente.

Para más detalle en la tabla 9 presentamos la producción de energía eléctrica por tipo de recurso en GWh para el 2022. Además, se incluyeron los recursos energéticos

renovables y combustibles más costosos que el GN, cómo el carbón y D2, que participan en menor medida.

En la figura 33, se presentó el porcentaje de participación de los recursos energéticos y el Cmg promedio por mes del SEIN para el año 2022. De la figura notamos que el porcentaje de participación del GN fue menor de enero a mayo, mientras que, de junio a diciembre fue mayor, esto es debido a la estacionalidad del agua y la complementariedad que brinda el GN para cubrir los requerimientos de energía eléctrica. Además, en los meses de noviembre y diciembre hubo un incremento de la producción de energía eléctrica con unidades a carbón y D2, que se reflejó en un incremento de los Cmg de 35 a 90 \$/MWh. Debido a indisponibilidades de CT en noviembre y una sequía que aconteció en diciembre.

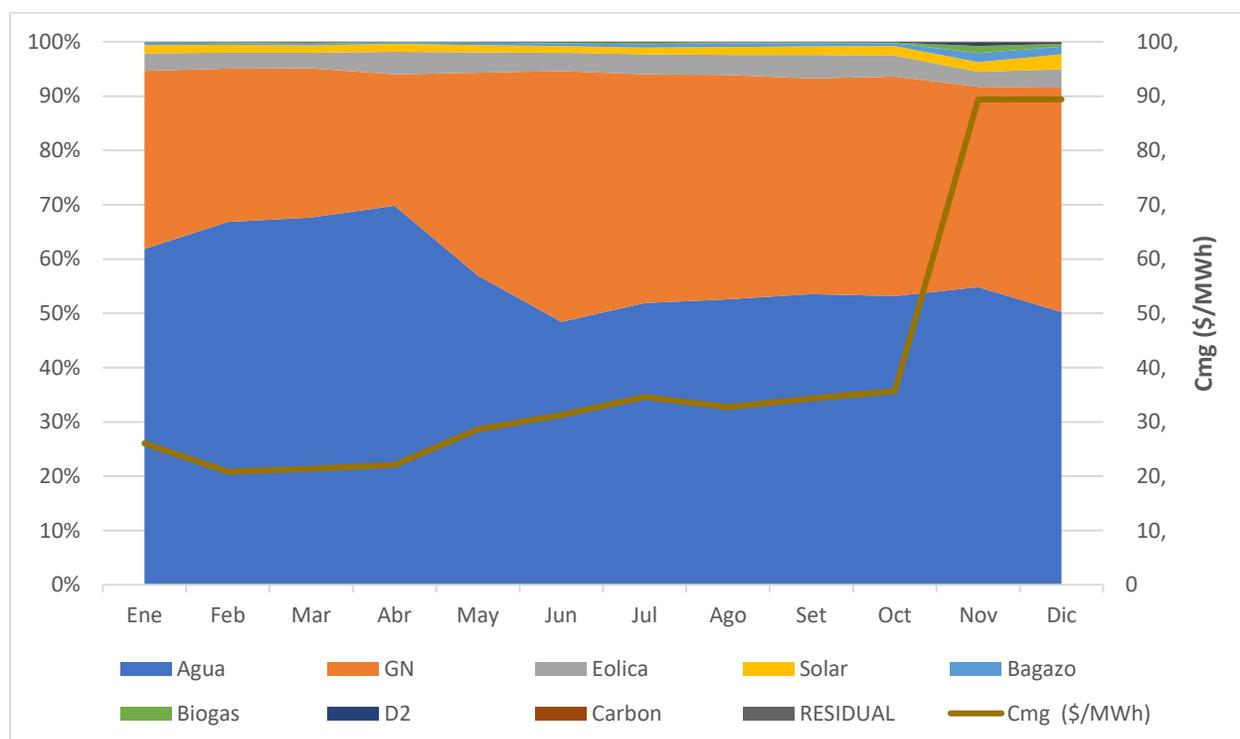
En síntesis, el SEIN depende del agua y el GN para la producción de energía eléctrica. No obstante, depende menos del GN en meses de avenida.

Tabla 9. Producción de energía por recurso y por mes en GWh para el 2022

Mes	Agua	GN	Eólica	Solar	Bagazo	Biogás	D2	Carbón	Residual
Ene	2,895.5	1,538.6	150.4	71.8	21.3	6.4	0.0	-	-
Feb	2,887.1	1,220.6	126.1	63.1	13.7	6.5	3.4	0.8	-
Mar	3,192.8	1,295.7	136.3	63.6	14.5	7.8	6.1	1.3	0.7
Abr	3,092.8	1,073.8	182.9	64.1	11.7	4.4	0.6	0.4	-
May	2,616.9	1,717.7	171.8	62.2	19.6	4.9	1.0	0.9	-
Jun	2,201.6	2,097.5	155.8	55.0	22.2	6.6	5.9	-	-
Jul	2,438.2	1,978.6	172.6	58.9	28.3	11.7	6.6	1.2	0.9

Ago	2,477.9	1,947.8	175.8	67.4	34.2	6.7	3.9	0.4	-
Set	2,509.2	1,860.7	202.5	75.0	29.0	7.2	1.9	1.2	-
Oct	2,576.5	1,960.0	188.4	85.3	25.3	7.0	3.6	1.2	-
Nov	2,649.0	1,784.2	131.2	86.8	81.9	61.9	29.6	7.5	-
Dic	2,519.9	2,068.2	172.1	136.5	72.8	26.0	10.0	7.2	0.1

Figura 33. Participación de la producción de energía por recurso y Cmg por mes en 2022



4.1.2. Consumo de GN de Camisea

En este apartado, analizamos los destinos del consumo de GN por mes y totalizados en el año 2022. Por ello disgregamos los consumos de las CT, Calidda, Contugas, LNG y

otros destinos. En la figura 23, el 42% del GN extraído en Malvinas se exporta mediante la planta Melchorita y lo restante es para la demanda de GN interna.

En la tabla 10, se detallaron los consumos de GN para cada mes del año 2022 en MMPC. Donde se evidenció que, los consumos de GN de Calidda, Contugas y Pluspetrol Humay tienden a ser constantes y presentan baja variabilidad. Mientras que, los consumos de las CT son variables debido al consumo estacional y los consumos para la exportación de la Planta Melchorita son más volátiles.

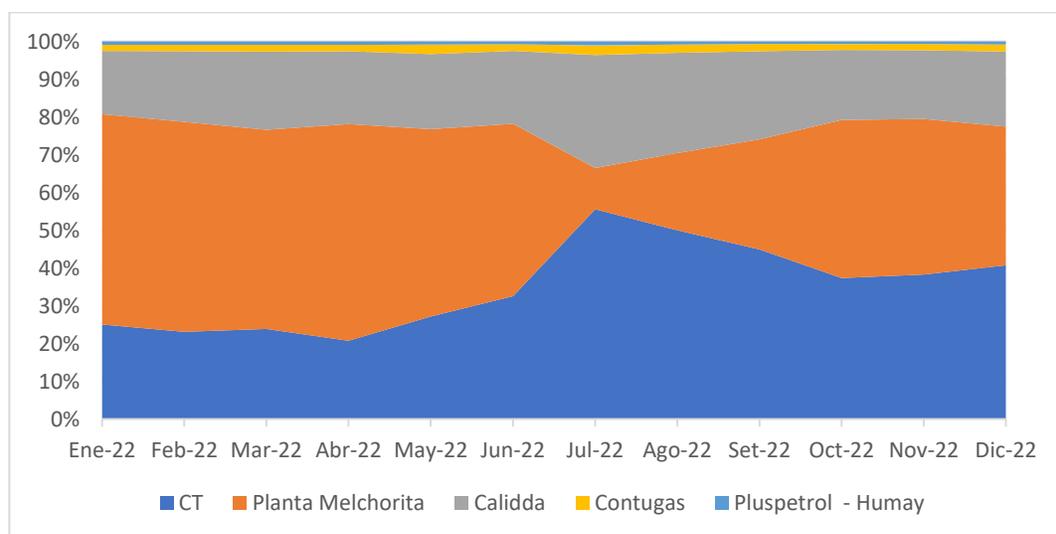
En la figura 34, la participación por destino de consumo del total de GN de Camisea del 2022, donde se puede destacar que los principales consumidores son las CT y la planta Melchorita, y en menor medida Calidda. Otro punto resaltante, es la reducción de la participación de la planta Melchorita en julio y agosto, debido a un oleaje anómalo que se presentó en el mar peruano e imposibilitó la carga a los buques que transportan el GN licuado. En ese marco, se tomó la opción de analizar solo el consumo del mercado interno del GN de Camisea.

Tabla 10. Consumos de GN en MMPC para el 2022

Mes	CT	Planta Melchorita	Calidda	Contugas	Pluspetrol Humay	Mercado interno	Exportación	Total
Ene-22	9,852	21,884	6,589	643	344	17,429	21,884	39,312
Feb-22	8,115	19,567	6,565	601	303	15,583	19,567	35,150
Mar-22	8,669	19,171	7,550	630	338	17,187	19,171	36,358
Abr-22	7,392	20,464	6,901	592	321	15,206	20,464	35,670
May-22	10,924	20,014	8,020	1,006	327	20,277	20,014	40,290
Jun-22	13,159	18,450	7,814	690	311	21,974	18,450	40,424

Jul-22	15,157	2,986	8,164	693	280	24,293	2,986	27,279
Ago-22	15,287	6,268	8,133	665	252	24,336	6,268	30,604
Set-22	15,411	10,001	8,027	647	234	24,319	10,001	34,320
Oct-22	16,039	17,956	7,956	667	290	24,952	17,956	42,908
Nov-22	16,785	18,060	7,982	714	298	25,778	18,060	43,838
Dic-22	15,875	14,354	7,743	736	317	24,671	14,354	39,024
Total	152,665	189,173	91,443	8,283	3,614	256,005	189,173	445,178

Figura 34. Participación por destino de consumo del total de GN de Camisea 2022



En la figura 35, la participación por destino de consumo del mercado interno de GN de Camisea del 2022, donde se puede inferir que los consumidores principales son las CT con un promedio anual del 60%, y en menor medida Calidda. Otro punto resaltante, es que la variabilidad del consumo del mercado interno es por el consumo estacional de las CT, como se puede notar en la figura 36.

Figura 35. Participación por destino de consumo del mercado interno de GN de Camisea 2022

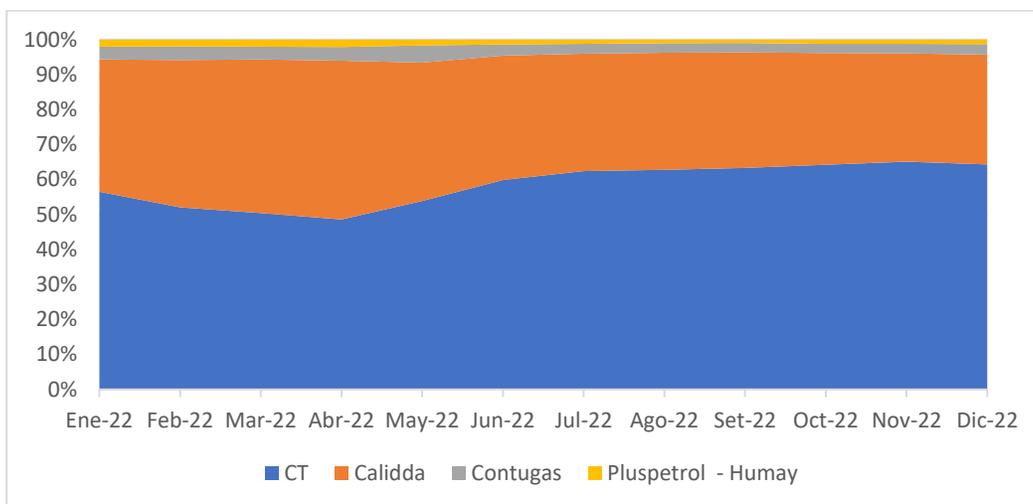
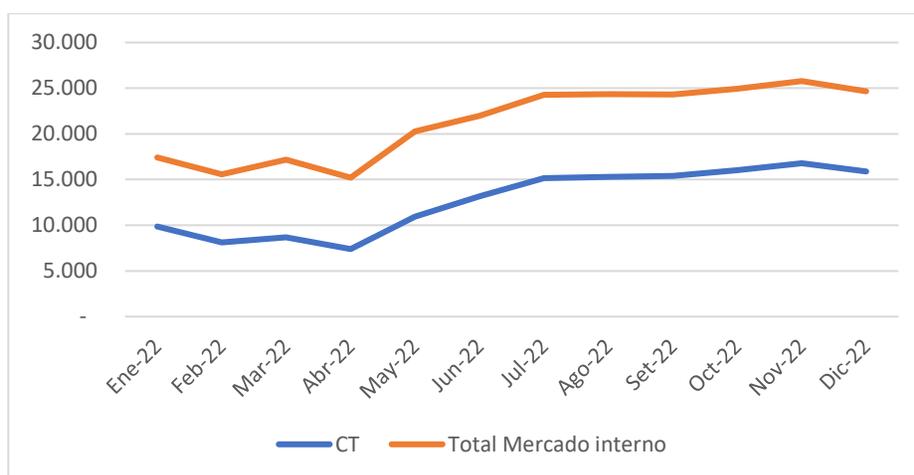


Figura 36. Consumos del mercado interno y CT de GN de Camisea 2022



4.1.3. Coordinación de la operación integrada

La coordinación de la operación del SP y la RGN del Perú se desarrolla de forma independiente, del lado del SEIN el encargado es el COES, mientras que, del lado de la RGN es TGP. Sin embargo, podríamos mencionar de una coordinación indirecta, donde el papel de las empresas de generación que tiene CT a GN es muy importante para el intercambio de información. Debido a que, estas empresas declaran la disponibilidad de

GN y sus contratos de GN para la planificación de la operación del SEIN, y para el sector GN nominan el consumo de GN correspondiente a las previsiones de los programas y reprogramas de operación emitidos por el COES.

Sin embargo, existe una coordinación integrada entre el SP y RGN, cuando se declara en emergencia la RGN y se activa el mecanismo de racionamiento de GN según el DS 017-2018-EM, por mantenimientos correctivos o programados en la cadena de producción de GN. En este caso, el COES ejecuta un despacho por eficiencia para las CT a GN de Camisea. Posteriormente, el resultado del consumo de GN del programa es enviado a TGP o Pluspetrol para validar la nominación para las CT a GN. Cabe precisar, que las CT operan a disposición de COES con el volumen de GN obtenido en un despacho por eficiencia.

4.2. ANÁLISIS DE LOS CASOS DE VALIDACIÓN

Inicialmente, se desarrolló computacionalmente el modelo matemático de la integración RGN y SP para optimizar la OCP de un sistema energético integrado, descrito en la sección 3.2. El software utilizado para el modelado computacional fue Julia que es software libre y con el optimizador Gurobi.

Para validar el problema se formuló la integración de RGN y SP, como un problema MINLP, MISOCP y R-MISOCP. Es preciso señalar, que la formulación MINLP es más exacta para el modelo planteado, pero requiere mucho esfuerzo computacional; además, para garantizar una solución óptima global se requiere que la región factible sea convexa, y como se detalló en la sección 2.1.10, el flujo de transporte de GN en un ducto no es

una región convexa. Mientras que, la formulación MISCOP genera una solución aproximada, debido a que el flujo de GN es convexificado como se detalló en la sección 3.2.3. El modelo MISOCP es validado con el modelo MINLP.

Resolver el problema computacional requiere optimizadores, que para cada tipo de problema se describen en la tabla 11. El optimizador Juniper para el MINLP requiere de un optimizador NLP y un optimizador MIP, este también es un optimizador aproximado porque no tiene un uso específico para problemas no convexos.

Tabla 11. Optimizadores por tipo de problema

Problema	Optimizador
NLP	Ipopt
MILP	Gurobi
MINLP	Juniper
MISOCP	Gurobi

Los casos fueron ejecutados en una computadora con las características descritas en la tabla 12.

Tabla 12. Características del Equipo de Cómputo

Característica	Nombre
Procesador	AMD Ryzen 7 3700X 8-Core Processor 3.59 GHz
RAM	32.0 GB
Tipo de sistema operativo	W10 Pro-64 bits

El análisis de los casos de validación del modelo consistió en hacer un análisis de los resultados de la formulación MINLP, MISOCP y R-MISOCP para los casos validación descritos en la sección 3.3.1. Se presentaron los indicadores de la variable dependiente

de la presente tesis para las formulaciones, manteniendo los mismos indicadores de la variable independiente.

4.2.1. Caso 1

El caso 1 es un caso pequeño desarrollado por Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019)⁵⁷, compuesto por 4 nodos de GN, 4 gasoductos, dos pozos de producción, 1 UG de GN, 2 UG diésel, 4 barras del SP y 4 LT. La topología del caso es representada en la figura 31, el horizonte de estudio es de 24 horas y la discretización horaria. Los datos del caso se encuentran en el Anexo 3. Sin embargo, se describió los indicadores de la variable independiente “Integración de las redes de GN y SP” en las tablas 13, 14, 15 y 16. Es preciso señalar que, este caso es un SP puramente térmico por lo que no contiene CH ni centrales renovables, y la disponibilidad del suministro de GN es del 100%. Además, la capacidad horaria se consideró como la capacidad diaria entre 24 para la RGN.

Tabla 13. Demanda de GN por nodo en Mm3 Caso 1

Periodo	1	2	3	4
1	0	5.231	3.219	0
2	0	4.916	3.025	0
3	0	4.682	2.881	0
4	0	4.975	3.061	0
5	0	5.052	3.109	0
6	0	5.247	3.229	0
7	0	6.218	3.827	0
8	0	7.377	4.540	0
9	0	9.059	5.575	0
10	0	9.270	5.705	0
11	0	8.816	5.425	0

⁵⁷ Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: “Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model”. Publicado en “IEEE Transactions on Power Systems” 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

12	0	8.147	5.014	0
13	0	7.397	4.552	0
14	0	7.186	4.422	0
15	0	7.059	4.344	0
16	0	6.988	4.300	0
17	0	7.062	4.346	0
18	0	6.601	4.062	0
19	0	6.416	3.948	0
20	0	6.027	3.709	0
21	0	5.829	3.587	0
22	0	5.829	3.587	0
23	0	5.695	3.505	0
24	0	4.919	3.027	0

Tabla 14. Suministro de GN diario en Mm3 Caso 1

Pozo	Gnode	Capacidad max diaria Mm3	Costo de GN \$/m3
Gsup_1	1	216	10
Gsup_2	4	192	7

Tabla 15. Demanda del SP por barra en MW Caso 1

Periodo	1	2	3	4
1	0	0	0	814.034
2	0	0	0	777.28
3	0	0	0	758.903
4	0	0	0	741.389
5	0	0	0	729.714
6	0	0	0	770.578
7	0	0	0	863.981
8	0	0	0	910.683
9	0	0	0	998.249
10	0	0	0	1085.814
11	0	0	0	1126.678
12	0	0	0	1138.354
13	0	0	0	1103.327
14	0	0	0	1021.6
15	0	0	0	974.898
16	0	0	0	986.573
17	0	0	0	1009.924
18	0	0	0	1144.191

19	0	0	0	1330.998
20	0	0	0	1325.161
21	0	0	0	1313.485
22	0	0	0	1104.495
23	0	0	0	971.395
24	0	0	0	838.295

Tabla 16. Generadores térmicos del SP Caso 1

Generador	Barra SP	Pmax MW	Pmin MW	ccomb \$/Mm3	cvnc \$/MWh	Eficiencia Mm3/MW	Nodo RGN
G1	1	500	30	75	0	1	
G2	2	900	45	700	0	0.005	2
G3	3	500	30	70	0	1	

Resultados del Modelo MINLP

En la tabla 17, se resumieron los costos de la función objetivo de la integración de RGN y SP para la formulación MINLP. Se observó un costo total de 3.296 MM\$ y el 88% perteneció a los costos de la RGN. En la figura 37, se presentaron los costos segmentados por cada periodo, y se evidenció mayor CO de la RGN respecto al SP. Por un lado, se notó que el perfil de los CMg del SP no se encontró en niveles de los CI de las UG, como cuando se optimiza la red independientemente, debido a la influencia de la RGN; por ejemplo, de las etapas 9 a la 12 hubo un incremento del CMg coincidente con los CMg de la RGN, y en las etapas a de 19 a 21 se obtuvieron los mayores CMg del SP por la máxima demanda de este. Por otro lado, el CMg del RGN, tienden al costo de producción de pozo más costoso que es de 10 \$/m³. Sin embargo, de las 9 a la 12 se obtuvieron CMg de la RGN mayores del orden de 16.5 \$/m³.

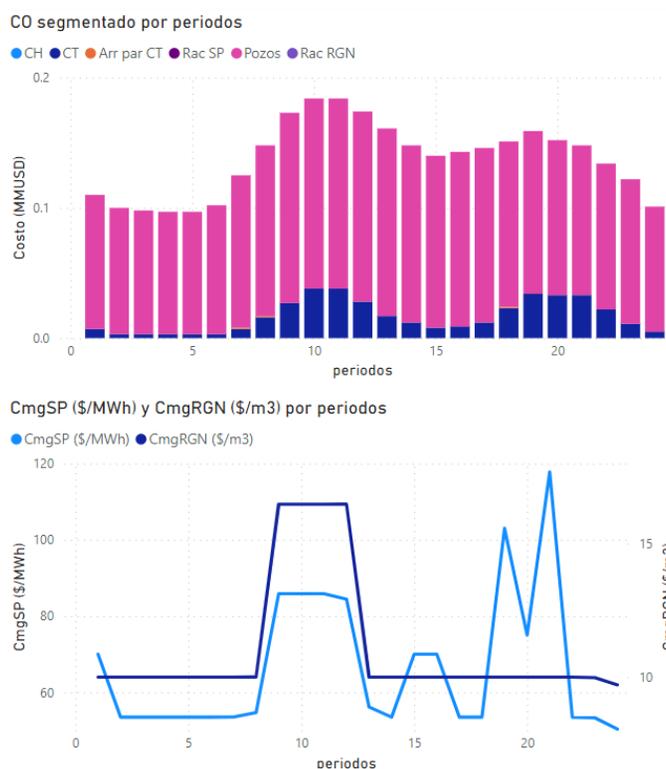
Tabla 17. CO del caso 1 en el modelo MINLP en MMUSD

Costos	MINLP
Racionamiento SP	0
Costo térmico SP	0.393
Arranque - Parada CT SP	0.002
Racionamiento GN	0
Producción pozos	2.901
Costo hidráulico SP	0
Costo total SP y RGN	3.296

En la figura 38, se graficó la producción de UG térmica en orden a su CI, la unidad más económica a GN (G2) cubrió mayor parte de la demanda, posteriormente la cubrieron las unidades G1 y G3, con los CI de 75 y 73 \$/MWh, respectivamente. Es preciso señalar que, una característica del SP es que la demanda y generación son balanceados en cada

etapa, tal como evidenció el gráfico la demanda se superpone sobre las columnas apiladas de la producción de UG. Además, se graficaron los flujos de las LT del SP, y se notó mayor flujo en la L-2003 que va de la barra 2 a la 4, debido a que en la barra 2 está la G2 (más económica) y en la barra 4 toda la demanda del SP.

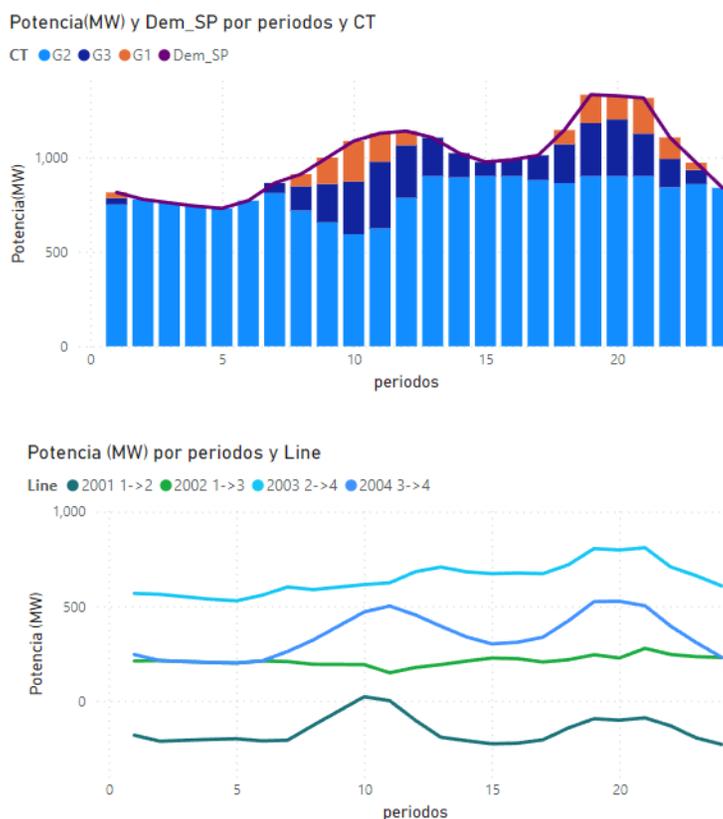
Figura 37. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 1_MINLP



Por el lado de la RGN. En la figura 39, se graficó la producción de los pozos de GN y la demanda total de GN, donde se consideró el consumo de GN de la G2 del SP. Se notó que el pozo “Gsup_2” opera a máxima generación con 8Mm3 por hora y con un costo operativo de 7 \$/m3, y el complemento lo cubrió el “Gsup_1” con un costo operativo de 10 \$/m3. Además, se notó que la demanda de la RGN no se balanceó cada etapa con la inyección de los pozos de GN. Esto es debido, a la flexibilidad energética que brindan

los ductos de GN, cómo podemos notar las diferencias entre la inyección de los pozos son para guardar o usar GN del line pack del ducto. Un dato relevante, fue que de la etapa 9 a la 11 la capacidad horaria de GN o cubrió la demanda de GN, pero esta se cubrió con la descarga del line pack, y es el motivo por el CMg de la RGN llegó a 16\$/m³. El line pack inicial fue 6.095 Mm³ y el line pack meta fue 0. Como resultado, el line pack final en la etapa 24 fue de 5.41 Mm³.

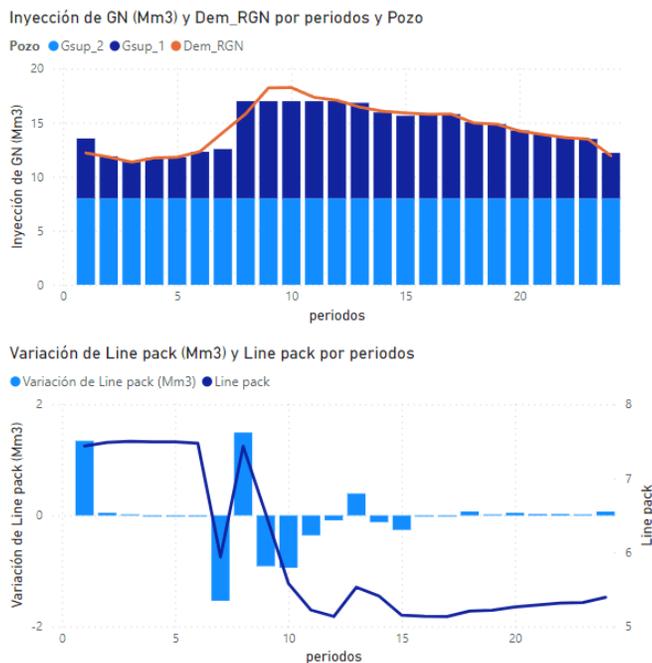
Figura 38. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso 1_MINLP



En la figura 40, se graficaron los flujos de GN transportados, se evidenció mayor flujo en los ductos 1 y 3, dado que llegan a un punto de alta demanda de GN. Además, se graficó un perfil de presiones por nodo donde se tomó el promedio, mínimo y máximo de las

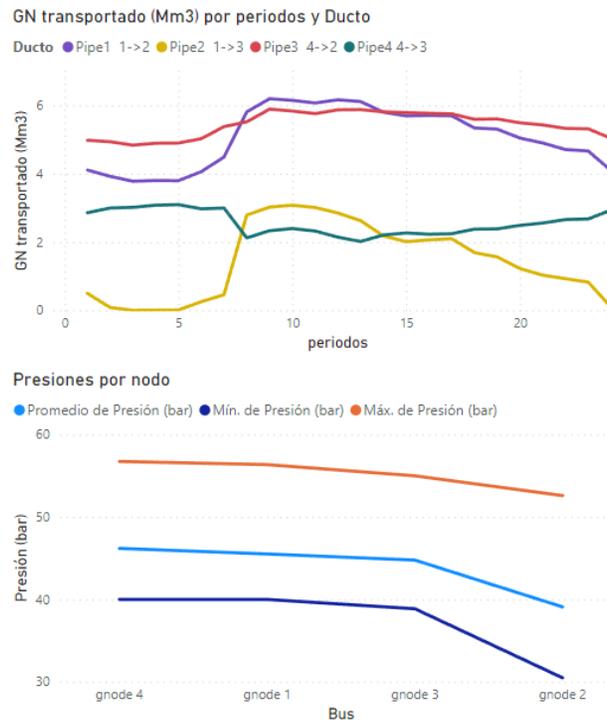
etapas. Se notó que la presión mayor es en el nodo 4, donde se conecta el “Gsup_2” más económico, y la presión mínima se obtiene en el nodo 2, que es el nodo de mayor demanda y se conecta la G2.

Figura 39. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de line pack Caso 1_MINLP



Finalmente, el CO fue 3.296 MM\$ y el tiempo de cómputo fue de 694.64 segundos. Cabe precisar que, se utilizó un núcleo del procesador de la computadora utilizada.

Figura 40. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 1_MINLP



Resultados del Modelo MISOCP

En la tabla 18, se resumieron los costos de la función objetivo de la integración de RGN y SP para la formulación MISOCP. Se observó un costo total de 3.289 MM\$ y el 88% perteneció a los costos de la RGN. En la figura 41, se presentaron los costos segmentados por cada periodo, y se evidenció mayor CO de la RGN respecto al SP. Por un lado, se evidenció que el CMg del SP se ve influenciado por la RGN, se evidenció un CMg de la RGN de 16.33 \$/m³, de la etapa 9 a la 11. Por otro lado, el CMg del SP se vio influenciado por el costo de racionamiento de la RGN y se obtuvo en esas etapas un CMg del orden de los 3000\$/MWh, la mitad del costo de racionamiento del SP.

Tabla 18 .CO del caso 1 en el modelo MISOCP en MMUSD

Costos	MISOCP
Racionamiento SP	0
Costo térmico SP	0.382
Arranque - Parada CT SP	0.002
Racionamiento GN	0
Producción pozos	2.901
Costo hidráulico SP	0
Costo total SP y RGN	3.289

Por el lado del SP, en la figura 42, se graficó la producción de UG térmica en orden a su CI, la unidad más económica a GN (G2) cubrió mayor parte de la demanda, posteriormente la cubrieron las unidades G1 y G3, con los CI de 75 y 73 \$/MWh, respectivamente. Asimismo, se graficaron los flujos de las LT del SP, y se notó mayor flujo en la L-2003 que va de la barra 2 a la 4, debido a que en la barra 2 está la G2 (más económica) y en la barra 4 la demanda del SP.

Figura 41. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 1_MISOCP

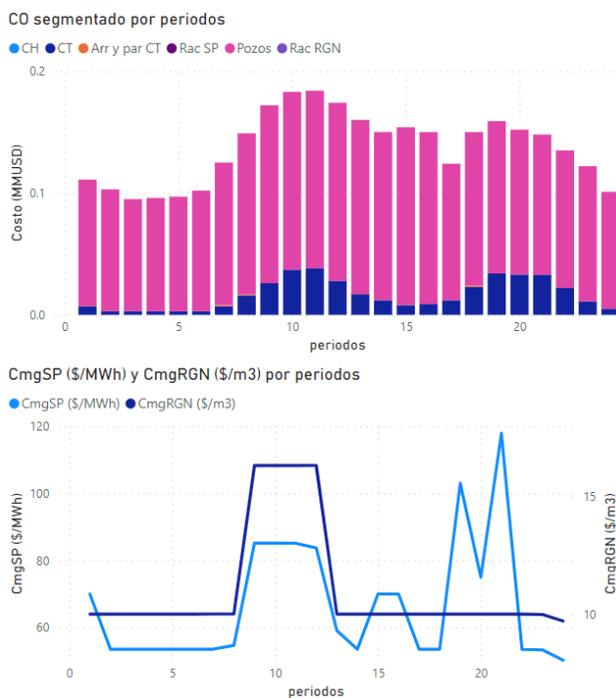
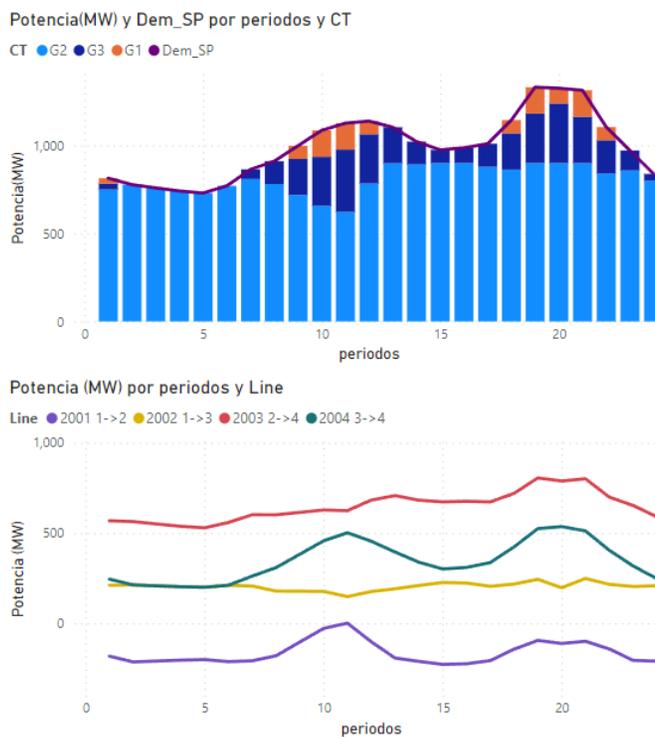
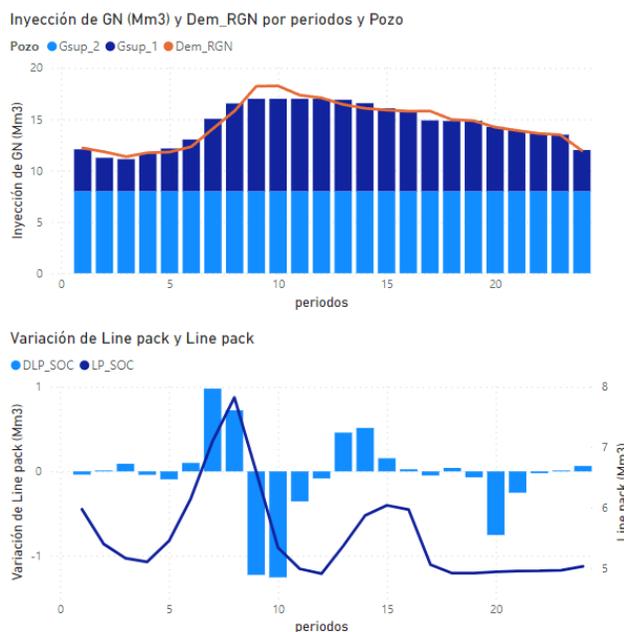


Figura 42. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso 1_MISOCP



Por el lado de la RGN. En la figura 43, se graficó la producción de los pozos de GN y la demanda total de GN, donde se consideró el consumo de GN de la G2 del SP. Se notó que el pozo “Gsup_2” opera a máxima generación con 8Mm3 por hora, con un costo operativo de 7 \$/m3 y el complemento de la demanda lo cubrió el “Gsup_1” con un costo operativo de 10 \$/m3. Además, se notó que la demanda de la RGN no se balanceó cada etapa con la inyección de los pozos de GN. Esto es debido, a la flexibilidad energética que brindan los ductos de GN, cómo podemos notar las diferencias entre la inyección de los pozos son para guardar o usar GN del line pack del ducto. El line pack inicial fue 6.095 Mm3 y el line pack meta fue 0, el line pack final en la etapa 24 fue de 5.03 Mm3.

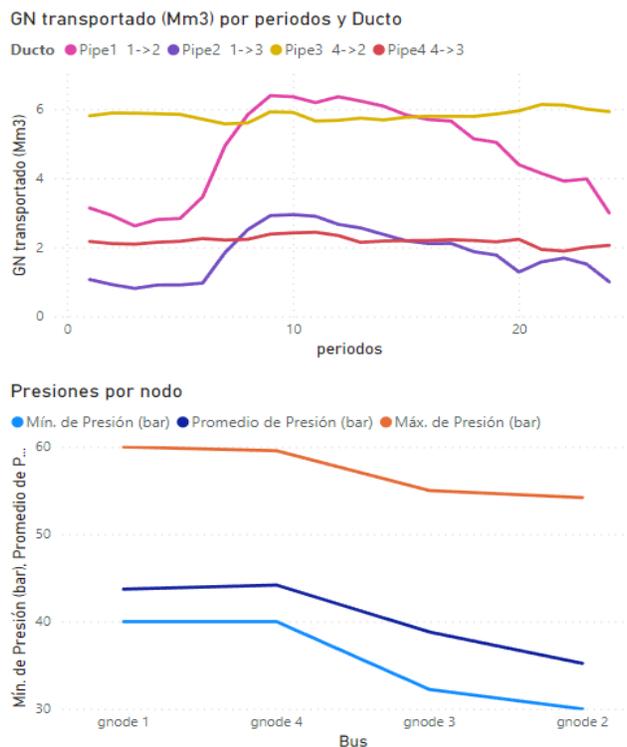
Figura 43. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de line pack Caso 1_MISOCP



En la figura 44, se graficaron los flujos de GN transportados, se evidenció mayor flujo en los ductos 1 y 3, dado que llegan a un punto de alta demanda de GN. Además, se graficó un perfil de presiones por nodo donde se tomó el promedio, mínimo y máximo de las

etapas. Se notó que la presión mayor es en el nodo 4, donde se conecta el “Gsup_2” más económico, y la presión mínima se obtiene en el nodo 2, un nodo de mayor demanda.

Figura 44. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 1_MISOCP



En la figura 45, se graficaron los errores medios de la convexificación de la ecuación de flujo de transporte de GN. Se obtuvo un error medio de 9.8%, teniendo etapas con mayor error que llegan a 18% como máximo. Por tal motivo, se planteó el modelo de refinamiento del MISOCP para reducir el error de convexificación.

Finalmente, el CO fue 3.289 MM\$ y el tiempo de cómputo fue de 6.809 segundos. Cabe precisar que, se utilizó un núcleo del procesador de la computadora utilizada.

Figura 45. Error de convexificación flujo de GN Caso 1_MISOCP



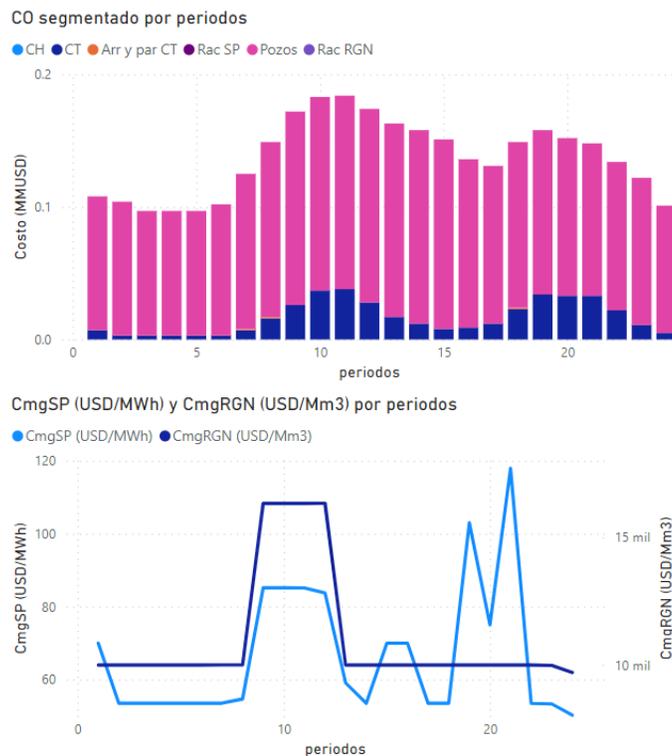
Resultados del Modelo R-MISOCP

En la tabla 19, se resumieron los costos de la función objetivo de la integración de RGN y SP para la formulación R-MISOCP. Se observó un costo total de 3.295 MM\$ y el 88% perteneció a los costos de la RGN. En la figura 46, se presentaron los costos segmentados por cada periodo, y se evidenció mayor CO de la RGN respecto al SP. Por un lado, se notó que el perfil de los CMg del SP no se encuentra en niveles de los CI de las UG, debido a la influencia de la RGN; por ejemplo, de las etapas 9 a la 12 hubo un incremento del CMg coincidente con los CMg de la RGN, y en las etapas a de 19 a 21 se obtuvieron los mayores CMg del SP por la máxima demanda de este. Por otro lado, el CMg del RGN, tienden al costo de producción de pozo más costoso que es de 10 \$/m³; sin embargo, de las 9 a la 12 se obtuvieron CMg mayores del orden de 16.33 \$/m³.

Tabla 19. CO del caso 1 en el modelo R-MISOCP en MMUSD

Costos	R-MISOCP
Racionamiento SP	0
Costo térmico SP	0.392
Arranque - Parada CT SP	0.002
Racionamiento GN	0
Producción pozos	2.901
Costo hidráulico SP	0
Costo total SP y RGN	3.295

Figura 46.. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 1_R-MISOCP



En la figura 47, se graficó la producción de UG térmica en orden a su CI, la unidad más económica a GN (G2) cubrió mayor parte de la demanda, posteriormente la cubrieron las unidades G1 y G3, con los CI de 75 y 73 \$/MWh, respectivamente. Es preciso señalar que, una característica del SP es que la demanda y generación son balanceados en cada etapa, como se pudo reflejar la demanda se superpone sobre las columnas apiladas de la producción de UG. Además, se graficaron los flujos de las LT del SP, y se notó mayor flujo en la L-2003 que va de la barra 2 a la 4, debido a que en la barra 2 está la G2 (más económica) y en la barra 4 la demanda del SP.

Figura 47. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso 1_R-MISOCP

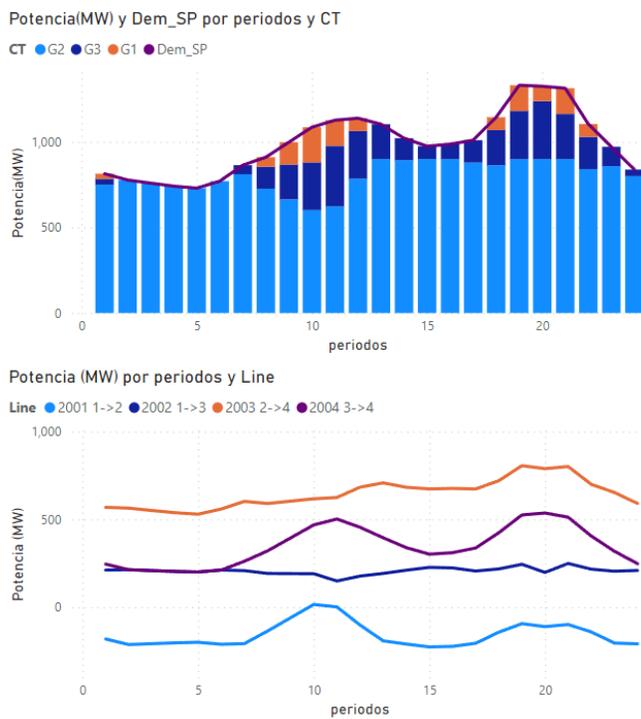
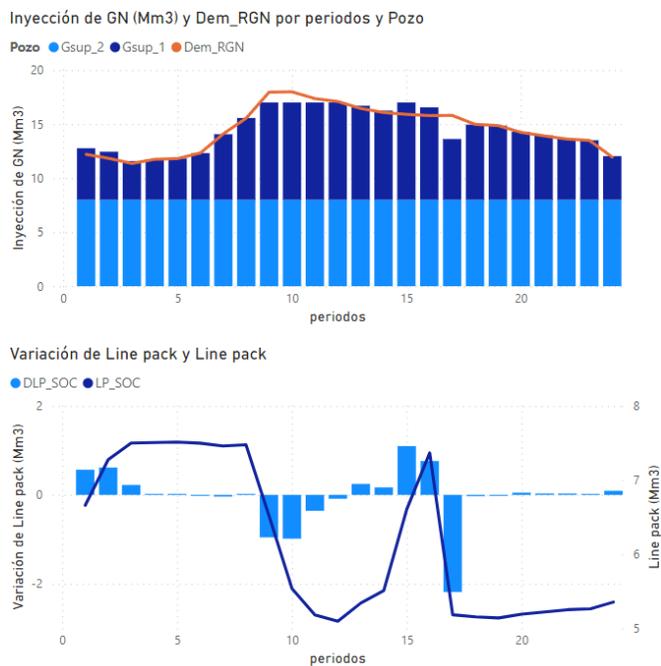
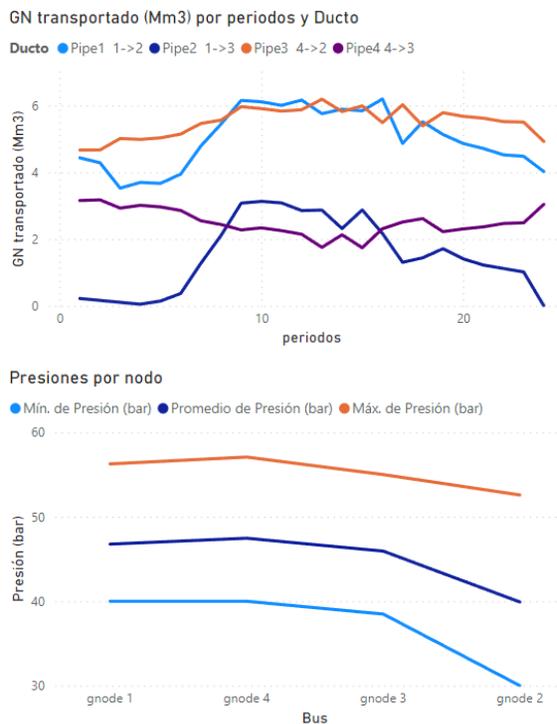


Figura 48. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de line pack Caso 1_R-MISOCP



Por el lado de la RGN. En la figura 48, se graficó la producción de los pozos de GN y la demanda total de GN, donde se consideró el consumo de GN de la G2 del SP. Se notó que el pozo “Gsup_2” opera a máxima generación con 8Mm3 por hora, con un costo operativo de 7 \$/m3 y el complemento de la demanda lo cubrió el “Gsup_1” con un costo operativo de 10 \$/m3. Además, se notó que la demanda de la RGN no se balanceó cada etapa con la inyección de los pozos de GN. Esto es debido, a la flexibilidad energética que brindan los ductos de GN, cómo podemos notar las diferencias entre la inyección de los pozos son para guardar o usar GN del line pack del ducto. El line pack inicial fue 6.095 Mm3 y el line pack meta fue 0, el line pack final en la etapa 24 fue de 5.35 Mm3.

Figura 49. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 1_R-MISOCP



En la figura 49, se graficaron los flujos de GN transportados, se evidenció mayor flujo en los ductos 1 y 3, dado que llegan a un punto de alta demanda de GN. Además, se graficó

un perfil de presiones por nodo donde se tomó el promedio, mínimo y máximo de las etapas. Se notó que la presión mayor es en el nodo 4, donde se conecta el “Gsup_2” más económico, y la presión mínima se obtiene en el nodo 2, un nodo de mayor demanda.

En la figura 50, se graficaron los errores medios de la convexificación de la ecuación de flujo de transporte de GN. Se obtuvo un error medio de 1.45%, teniendo etapas con mayor error que llegan a 4.37% como máximo. Por tal motivo, se evidenció que el método R_MISOCP reduce el error de convexificación. Además, en la tabla 20, se presentaron los resultados de las iteraciones realizadas.

Finalmente, el CO fue 3.2958 MM\$ y el tiempo de cómputo fue de 11.229 segundos. Cabe precisar que, se utilizó un núcleo del procesador de la computadora utilizada.

Figura 50. Error de convexificación flujo de GN Caso 1_R-MISOCP



Tabla 20. Iteraciones Caso 1_R-MISOCP

Iteraciones	Cost MMUSD	% Error Medio	% Error Max
1	3.2893	11.92	32.09
2	3.2929	5.47	25.56
3	3.2943	3.04	23.95

Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	0	3.219	0	0	0	0	0	0	4.708
2	0	0	3.025	0	0	0	0	0	0	4.424
3	0	0	2.881	0	0	0	0	0	0	4.214
4	0	0	3.061	0	0	0	0	0	0	4.477
5	0	0	3.109	0	0	0	0	0	0	4.547
6	0	0	3.229	0	0	0	0	0	0	4.723
7	0	0	3.827	0	0	0	0	0	0	5.596
8	0	0	4.540	0	0	0	0	0	0	6.640
9	0	0	5.575	0	0	0	0	0	0	8.153
10	0	0	5.705	0	0	0	0	0	0	8.343
11	0	0	5.425	0	0	0	0	0	0	7.934
12	0	0	5.014	0	0	0	0	0	0	7.332
13	0	0	4.552	0	0	0	0	0	0	6.657
14	0	0	4.422	0	0	0	0	0	0	6.467
15	0	0	4.344	0	0	0	0	0	0	6.353
16	0	0	4.300	0	0	0	0	0	0	6.289
17	0	0	4.346	0	0	0	0	0	0	6.356
18	0	0	4.062	0	0	0	0	0	0	5.941
19	0	0	3.948	0	0	0	0	0	0	5.775
20	0	0	3.709	0	0	0	0	0	0	5.424
21	0	0	3.587	0	0	0	0	0	0	5.246
22	0	0	3.587	0	0	0	0	0	0	5.246
23	0	0	3.505	0	0	0	0	0	0	5.126
24	0	0	3.027	0	0	0	0	0	0	4.427

Tabla 22. Demanda de GN nodo y etapa Caso 2

Periodo	1	2	3	4	5
1	0	488.420	146.526	814.034	219.789
2	0	466.368	139.910	777.280	209.866
3	0	455.342	136.603	758.903	204.904
4	0	444.833	133.450	741.389	200.175
5	0	437.828	131.349	729.714	197.023
6	0	462.347	138.704	770.578	208.056
7	0	518.389	155.517	863.981	233.275
8	0	546.410	163.923	910.683	245.884
9	0	598.949	179.685	998.249	269.527
10	0	651.488	195.447	1085.814	293.170
11	0	676.007	202.802	1126.678	304.203

Periodo	1	2	3	4	5
12	0	683.012	204.904	1138.354	307.356
13	0	661.996	198.599	1103.327	297.898
14	0	612.960	183.888	1021.600	275.832
15	0	584.939	175.482	974.898	263.222
16	0	591.944	177.583	986.573	266.375
17	0	605.954	181.786	1009.924	272.679
18	0	686.515	205.954	1144.191	308.932
19	0	798.599	239.580	1330.998	359.369
20	0	795.097	238.529	1325.161	357.793
21	0	788.091	236.427	1313.485	354.641
22	0	662.697	198.809	1104.495	298.214
23	0	582.837	174.851	971.395	262.277
24	0	502.977	150.893	838.295	226.340

Tabla 23. Suministro de GN diario en Mm3 Caso 2

Pozo	Gnode	Capacidad max diaria Mm3	Costo de GN \$/m3
Gsup_1	8	240	15
Gsup_2	6	192	9

Tabla 24. Generadores térmicos del SP Caso 2

Generador	Barra SP	Pmax MW	Pmin MW	ccomb \$/Mm3	cvnc \$/MWh	Eficiencia Mm3/MW	Nodo RGN	CCiclo
G1	1	500	30	9000	0.5	0.004	1	
G2	2	900	45	8000	0.5	0.005	2	
G3-TG	3	300	50	8500	0.5	0.0045	3	Ciclo1
G4	1	200	20	180	0.3	1	-	
G3-TG-TV	3	420	30	8500	1	0.003	3	Ciclo1

Tabla 25. Generadores hidráulicos del SP Caso 2

Unit	node	Pmax MW	Pmin MW	q m3	Ren MW/m3	cost \$/MWh	Vmin hm3	Vmax hm3	Vi hm3	Vf hm3
UHp1	3	200	0	30	4	5	0.1	1	0.15	0.15

UHp2	6	500	0	37.5	8	5	1.41	3.44	1.5	1.5
UHp3	1	150	0	18	5	5	0	0	0	0
UHp4	6	200	0	30	4	5	0	0	0	0

Tabla 26. Perfil de generación de energías renovables

Periodo	solar1	wind2
1	0	81
2	0	81
3	0	81
4	0	81
5	0	81
6	0	81
7	30	90
8	60	90
9	60	90
10	60	90
11	60	90
12	60	66
13	60	66
14	60	66
15	60	66
16	60	66
17	60	78
18	60	78
19	30	75
20	0	75
21	0	75
22	0	75
23	0	69
24	0	69

Tabla 27. Datos de compresores caso2

Compresor	Nodo_I	Nodo_F	Rel Comp min	Rel Comp max	FC_max	factor_consum
Comp1	5	4	1	3	10	0.005
Comp2	7	1	1	3	10	0.005

Tabla 28. Datos de reguladores de presión

Regulador	Nodo_I	Nodo_F	Pin_min	Pin_max	Pout	factor_consum
Reg1	9	10	50	110	33	0.004

Tabla 29. Datos de ductos

Ductos	Inicio	Final	Cmn	Kmn	L_0 (Mm3)	sqe	L_f (Mm3)
Pipe1	1	2	5.444	0.03424	1.524	1.000	1.524
Pipe2	1	3	5.444	0.03424	1.558	1.000	1.558
Pipe3	4	2	5.444	0.03424	1.489	1.000	1.489
Pipe4	4	3	5.444	0.03424	1.524	1.000	1.524
Pipe5	6	5	5.444	0.03524	1.530	1.150	1.530
Pipe6	8	7	5.444	0.03524	1.530	1.200	1.530
Pipe7	2	9	5.444	0.03524	2.050	0.550	2.050

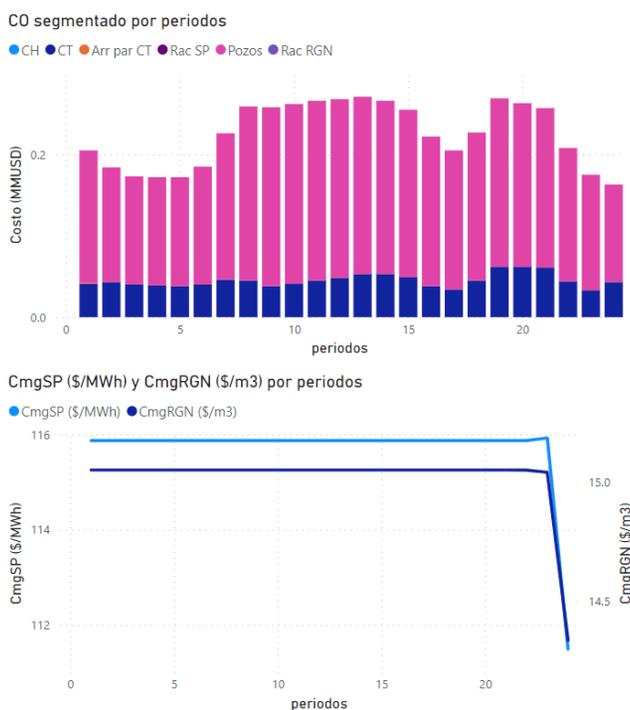
Resultados del Modelo MINLP

En la tabla 30, se resumieron los costos de la función objetivo de la integración de RGN y SP para la formulación MINLP. Se observó un costo total de 5.486 MM\$, el 78.9% perteneció a los costos de la RGN, el 19.7% a los costos de operación de la UG térmica y el complemento fue de los costos de operación de las UG hidráulica. En la figura 52, se presentaron los costos segmentados por cada periodo, y se evidenció mayor CO de la RGN respecto al SP. Los costos elevados fueron de las etapas 9 a la 12, debido básicamente a mayor demanda de la RGN, el otro pico de costos se dio de las etapas 19 a la 21, debido a horas de máxima demanda del SP. Por un lado, se notó que el perfil de los CMg del SP no se encontró en niveles de los CI de las UG, como cuando se optimiza el SP de forma independientemente. Asimismo, de la etapa 1 a la 23 el CMg del SP fue de 115.88 \$/MWh. Por otro lado, el CMg de la RGN de la etapa 1 a la 23 fue de 15.05 \$/m³; por lo que se evidencia una influencia de la RGN en los CMG del SP.

Tabla 30. CO del caso 2 en el modelo MINLP en MMUSD

Costos	MINLP
Racionamiento SP	0
Costo térmico SP	1.080
Arranque - Parada CT SP	0.001
Racionamiento GN	0
Producción pozos	4.329
Costo hidráulico SP	0.076
Costo total SP y RGN	5.486

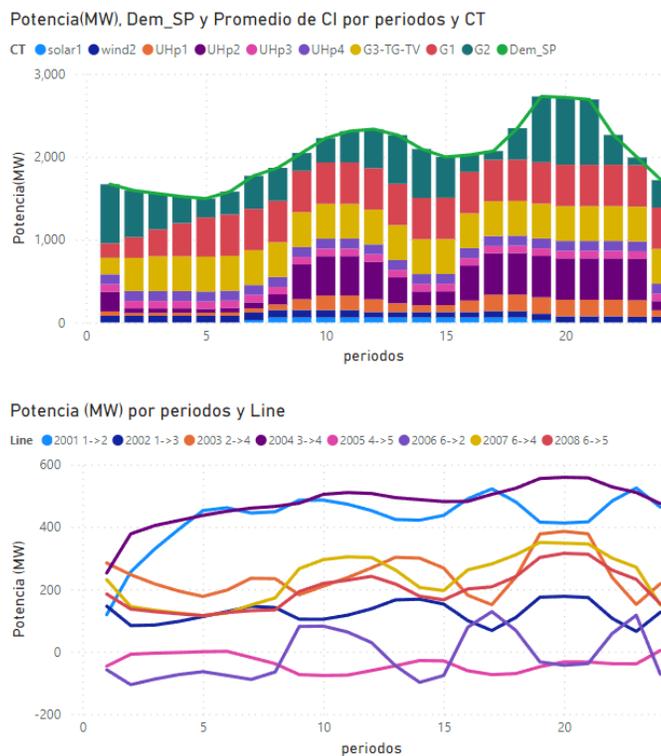
Figura 52. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 2_MINLP



Por el lado del SP, en la figura 53 se graficó la producción de las UG en orden a su CI. Las UG más económicas son las renovables “solar1” y “wind2” con 0 \$/MWh. Posteriormente, cubrieron la demanda las UG hidroeléctrica “UHp1”, “UHp2”, “UHp3” y “UHp4” con 5 \$/MWh. Se notó que “UHp1” y “UHp2” tuvieron una generación variable debido a tener un caudal menor al máximo turbinable y contar con un embalse que brinda

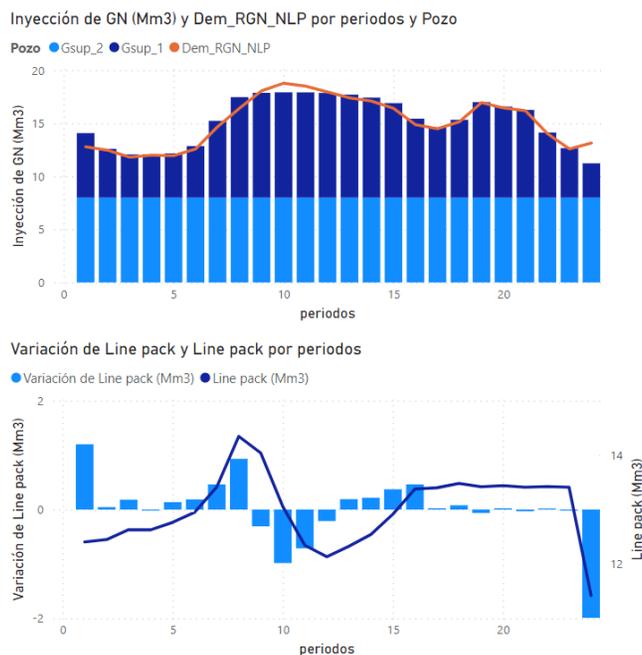
flexibilidad energética; y la “UHp3” y “UHp4” generó una potencia constante debido a contar con un caudal constante y ser una central de pasada. Por último, se cubrió la demanda con UG térmica donde operaron la G3-TG-TV con CI de 26.50 \$/MWh, G1 con 36.5 \$/MWh y G2 con 40.5 \$/MWh, que son unidades a GN. Es preciso señalar que, una característica del SP es que la demanda y generación son balanceados en cada etapa, tal como evidenció el gráfico la demanda se superpone sobre las columnas apiladas de la producción de UG. Además, se graficaron los flujos de las LT del SP, y se notó mayor flujo en la L-2001 y L-2004, debido a que en la barra 1 y 3 se concentra gran parte de las UG del caso.

Figura 53. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso 2_MINLP



Por el lado de la RGN, en la figura 54 se graficó la producción de los pozos de GN y la demanda total de GN, donde se consideró el consumo de GN de las UG del SP. Se notó que el pozo “Gsup_2” opera a máxima generación con 8 Mm3 por hora y con un costo operativo de 9 \$/m3, y el complemento lo cubrió el “Gsup_1” con un costo operativo de 15 \$/m3. Además, se notó que la demanda de la RGN no se balanceó cada etapa con la inyección de los pozos de GN. Esto es debido, a la flexibilidad energética que brindan los ductos de GN, cómo podemos notar las diferencias entre la inyección de los pozos son para guardar o usar GN del line pack del ducto. Un dato relevante, fue que de la etapa 4 a la 6 el pozo ‘Gsup_2’llegó a máxima producción, y la demanda superó la producción de los pozos, pero fue abastecida con el line pack. El line pack inicial fue 11.20 Mm3 y el line pack meta mínima fue 11.20 Mm3. Como resultado, el line pack final en la etapa 24 fue de 11.42 Mm3.

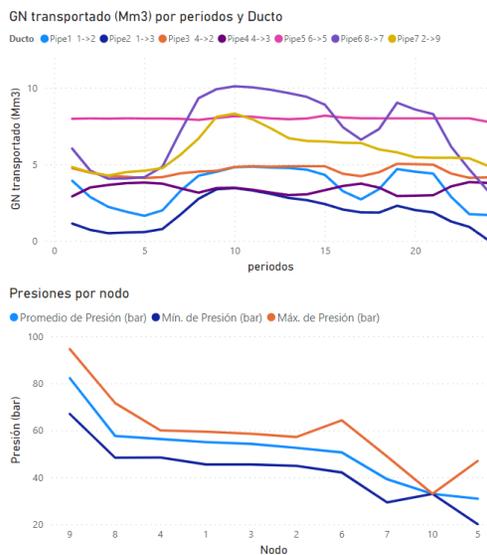
Figura 54. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de line pack Caso 2_MINLP



En la figura 55, se graficaron los flujos de GN transportados, se evidenció mayor flujo en los ductos 5 y 6, dado que llegan a un punto de alta demanda de GN. Además, se graficó un perfil de presiones por nodo donde se tomó el promedio, mínimo y máximo de las etapas. Se notó que la presión mayor es en el nodo 9 de 82 bar en promedio, esto se debe a que es el nodo final del ducto “Pipe 7”⁵⁸ con valor de s_{qe} menor a 1, y posteriormente se conecta a un regulador de presión. Asimismo, la presión mínima fue el nodo 5 de 30.93 bar esta es el nodo final del ducto “Pipe 5”⁵⁹ con valor de s_{qe} mayor a 1, y posteriormente se conecta a un compresor para ganar presión

Finalmente, el CO fue 5.486 MM\$ y el tiempo de cómputo fue de 31.71 segundos. Cabe precisar que, se utilizó 4 núcleos del procesador de la computadora utilizada.

Figura 55. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 2_MINLP



⁵⁸ El ducto “Pipe 7” va del nodo 2 al nodo 9 tiene un valor de s_{qe} 0.55, lo que significa que el nodo 2 esta por encima del nodo 9 y el GN gana presión al llegar nodo 9.

⁵⁹ El ducto “Pipe 5” va del nodo 6 al nodo 5 tiene un valor de s_{qe} 1.15, lo que significa que el nodo 6 está por debajo del nodo 5 y el GN pierde presión al llegar nodo 5.

Resultados del Modelo MISOCP

En la tabla 31, se resumieron los costos de la función objetivo de la integración de RGN y SP para la formulación MISOCP. Se observó un costo total de 5.487 MM\$, el 78.9% perteneció a los costos de la RGN, el 19.7% a los costos de operación de la UG térmica y el complemento fue de los costos de operación de las UG hidráulica. En la figura 52, se presentaron los costos segmentados por cada periodo, y se evidenció mayor CO de la RGN respecto al SP. Los costos elevados fueron de las etapas 9 a la 12, debido básicamente a mayor demanda de la RGN, el otro pico de costos se dio de las etapas 19 a la 21, debido a horas de máxima demanda del SP. Por un lado, se notó que el perfil de los CMg del SP no se encontró en niveles de los CI de las UG, como cuando se optimiza el SP de forma independientemente. Asimismo, de la etapa 1 a la 21 el CMg del SP fue de 115.88 \$/MWh. Por otro lado, el CMg de la RGN de la etapa 1 a la 23 fue de 15.05 \$/m³; por lo que se evidencia una influencia de la RGN en los CMG del SP.

Tabla 31. CO del caso 2 en el modelo MISOCP en MMUSD

Costos	MISOCP
Racionamiento SP	0
Costo térmico SP	1.080
Arranque - Parada CT SP	0.002
Racionamiento GN	0
Producción pozos	4.329
Costo hidráulico SP	0.076
Costo total SP y RGN	5.487

Por el lado del SP, en la figura 57 se graficó la producción de las UG en orden a su CI. Las UG más económicas son las renovables “solar1” y “wind2” con 0 \$/MWh.

Posteriormente, cubrieron la demanda las UG hidroeléctrica “UHp1”, “UHp2”, “UHp3” y “UHp4” con 5 \$/MWh. Se notó que “UHp1” y “UHp2” tuvieron una generación variable debido a tener un caudal menor al máximo turbinable y contar con un embalse que brinda flexibilidad energética; y la “UHp3” y “UHp4” generó una potencia constante debido a contar con un caudal constante y ser una central de pasada. Por último, se cubrió la demanda con UG térmica donde operaron la G3-TG-TV con CI de 26.50 \$/MWh, G1 con 36.5 \$/MWh y G2 con 40.5 \$/MWh, que son unidades a GN. Es preciso señalar que, una característica del SP es que la demanda y generación son balanceados en cada etapa, tal como evidenció el gráfico la demanda se superpone sobre las columnas apiladas de la producción de UG. Además, se graficaron los flujos de las LT del SP, y se notó mayor flujo en la L-2001 y L-2004, debido a que en la barra 1 y 3 se concentra gran parte de las UG del caso.

Figura 56. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 2_MISOCP

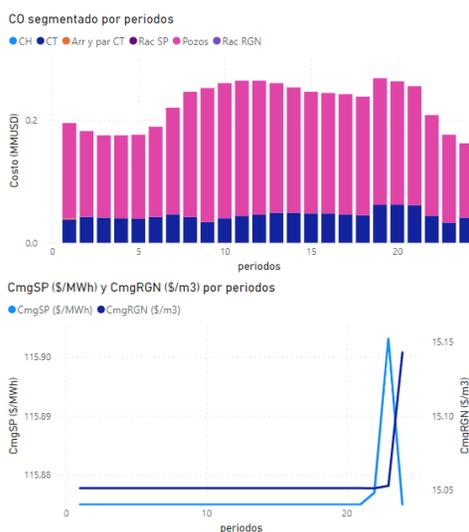


Figura 57. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso 2_MISOCP

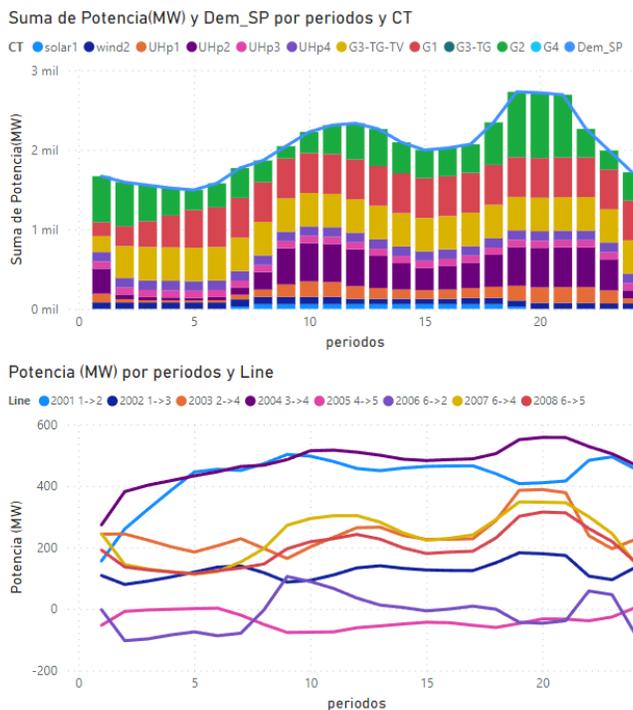
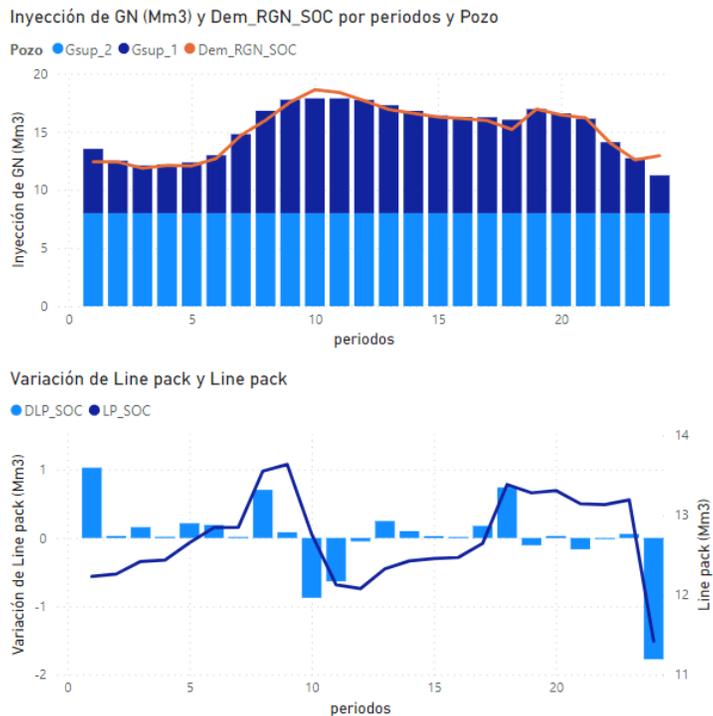
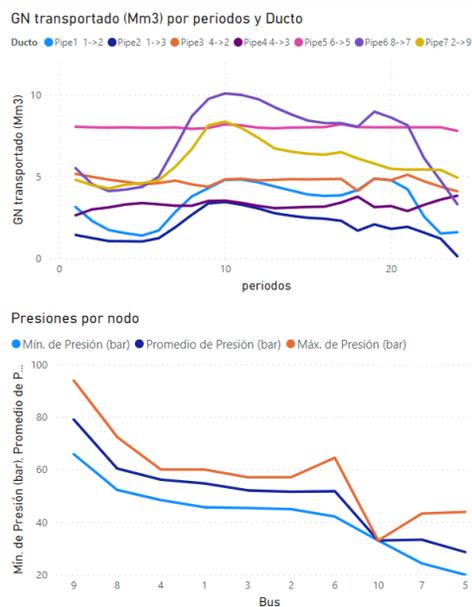


Figura 58. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de line pack Caso 2_MISOCP



Por el lado de la RGN, en la figura 58 se graficó la producción de los pozos de GN y la demanda total de GN, donde se consideró el consumo de GN de las UG del SP. Se notó que el pozo “Gsup_2” opera a máxima generación con 8 Mm3 por hora y con un costo operativo de 9 \$/m3, y el complemento lo cubrió el “Gsup_1” con un costo operativo de 15 \$/m3. Además, se notó que la demanda de la RGN no se balanceó cada etapa con la inyección de los pozos de GN. Esto es debido, a la flexibilidad energética que brindan los ductos de GN, cómo podemos notar las diferencias entre la inyección de los pozos son para guardar o usar GN del line pack del ducto. Un dato relevante, fue que de la etapa 21 y 26 que la producción de los pozos no abasteció la demanda, pero fue abastecida con el line pack. El line pack inicial fue 11.20 Mm3 y el line pack meta mínima fue 11.20 Mm3. Como resultado, el line pack final en la etapa 24 fue de 11.42 Mm3.

Figura 59. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 2_MISOCP



En la figura 59, se graficaron los flujos de GN transportados del modelo MISOCP, se evidenció mayor flujo en los ductos 5 y 6, dado que llegan a un punto de alta demanda de GN. Además, se graficó un perfil de presiones por nodo donde se tomó el promedio, mínimo y máximo de las etapas. Se notó que la presión mayor es en el nodo 9 de 79 bar en promedio, esto se debe a que es el nodo final del ducto “Pipe 7”⁶⁰ con valor de s_{qe} menor a 1, y posteriormente se conecta a un regulador de presión. Asimismo, la presión mínima fue el nodo 5 de 28.61 bar esta es el nodo final del ducto “Pipe 5”⁶¹ con valor de s_{qe} mayor a 1, y posteriormente se conecta a un compresor para ganar presión.

En la figura 60, se graficaron los errores medios de la convexificación de la ecuación de flujo de transporte de GN. Se obtuvo un error medio de 8.3%, teniendo etapas con mayor error que llegan a 11.5% como máximo.

Figura 60. Error de convexificación flujo de GN Caso 2_MISOCP



⁶⁰ El ducto “Pipe 7” va del nodo 2 al nodo 9 tiene un valor de s_{qe} 0.55, lo que significa que el nodo 2 esta por encima del nodo 9 y el GN gana presión al llegar nodo 9.

⁶¹ El ducto “Pipe 5” va del nodo 6 al nodo 5 tiene un valor de s_{qe} 1.15, lo que significa que el nodo 6 está por debajo del nodo 5 y el GN pierde presión al llegar nodo 5.

Finalmente, el CO fue 5.487 MM\$ y el tiempo de cómputo fue de 7.82 segundos. Cabe precisar que, se utilizó 4 núcleos del procesador de la computadora utilizada.

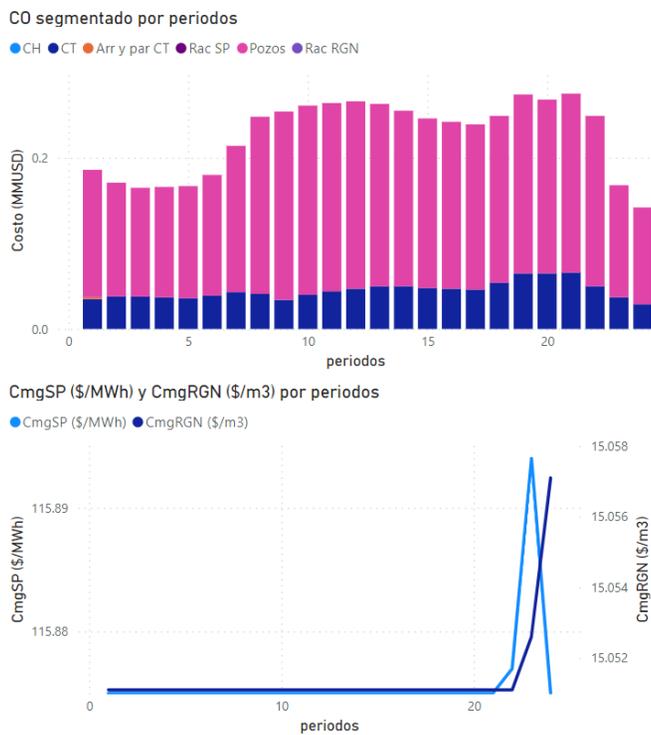
Resultados del Modelo R-MISOCP

En la tabla 32, se resumieron los costos de la función objetivo de la integración de RGN y SP para la formulación MISOCP. Se observó un costo total de 5.486 MM\$, el 78.9% perteneció a los costos de la RGN, el 19.7% a los costos de operación de la UG térmica y el complemento fue de los costos de operación de las UG hidráulica. En la figura 61, se presentaron los costos segmentados por cada periodo, y se evidenció mayor CO de la RGN respecto al SP. Los costos elevados fueron de las etapas 9 a la 12, debido básicamente a mayor demanda de la RGN, el otro pico de costos se dio de las etapas 19 a la 21, debido a horas de máxima demanda del SP. Por un lado, se notó que el perfil de los CMg del SP no se encontró en niveles de los CI de las UG, como cuando se optimiza el SP de forma independientemente. Asimismo, de la etapa 1 a la 21 el CMg del SP fue de 115.88 \$/MWh. Por otro lado, el CMg de la RGN de la etapa 1 a la 22 fue de 15.05 \$/m³; por lo que se evidencia una influencia de la RGN en los CMG del SP.

Tabla 32. CO del caso 2 en el modelo R-MISOCP en MMUSD

Costos	MISOCP
Racionamiento SP	0
Costo térmico SP	1.080
Arranque - Parada CT SP	0.002
Racionamiento GN	0
Producción pozos	4.329
Costo hidráulico SP	0.076
Costo total SP y RGN	5.486

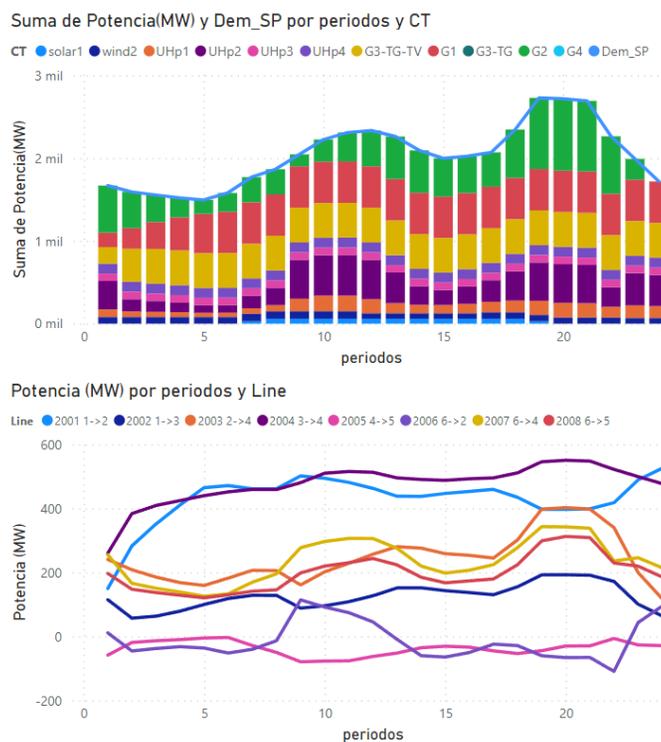
Figura 61. Costo operativo segmentado y costo marginal por periodo Caso 2_R-MISOCP



Por el lado del SP, en la figura 62 se graficó la producción de las UG en orden a su CI. Las UG más económicas son las renovables “solar1” y “wind2” con 0 \$/MWh. Posteriormente, cubrieron la demanda las UG hidroeléctrica “UHp1”, “UHp2”, “UHp3” y “UHp4” con 5 \$/MWh. Se notó que “UHp1” y “UHp2” tuvieron una generación variable debido a tener un caudal menor al máximo turbinable y contar con un embalse que brinda flexibilidad energética; y la “UHp3” y “UHp4” generó una potencia constante debido a contar con un caudal constante y ser una central de pasada. Por último, se cubrió la demanda con UG térmica donde operaron la G3-TG-TV con CI de 26.50 \$/MWh, G1 con 36.5 \$/MWh y G2 con 40.5 \$/MWh, que son unidades a GN. Es preciso señalar que, una característica del SP es que la demanda y generación son balanceados en cada etapa,

tal como evidenció el gráfico la demanda se superpone sobre las columnas apiladas de la producción de UG. Además, se graficaron los flujos de las LT del SP, y se notó mayor flujo en la L-2001 y L-2004, debido a que en la barra 1 y 3 se concentra gran parte de las UG del caso.

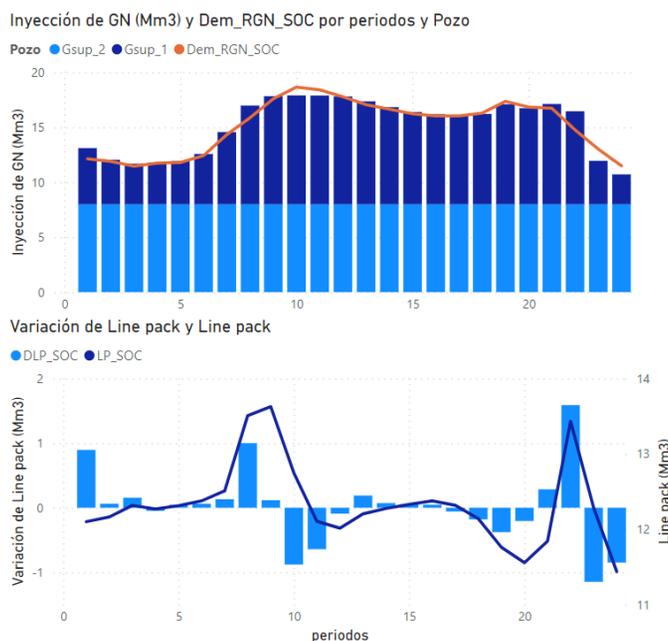
Figura 62. Producción de UG con balance de demanda y flujos de la red de Tx Caso 2_R-MISOCP



Por el lado de la RGN, en la figura 63 se graficó la producción de los pozos de GN y la demanda total de GN, donde se consideró el consumo de GN de las UG del SP. Se notó que el pozo “Gsup_2” opera a máxima generación con 8 Mm³ por hora y con un costo operativo de 9 \$/m³, y el complemento lo cubrió el “Gsup_1” con un costo operativo de 15 \$/m³. Además, se notó que la demanda de la RGN no se balanceó cada etapa con la inyección de los pozos de GN. Esto es debido, a la flexibilidad energética que brindan

los ductos de GN, cómo podemos notar las diferencias entre la inyección de los pozos son para guardar o usar GN del line pack del ducto. Un dato relevante, fue que de la etapa 21 y 26 que la producción de los pozos no abasteció la demanda, pero fue abastecida con el line pack. El line pack inicial fue 11.20 Mm3 y el line pack meta mínima fue 11.20 Mm3. Como resultado, el line pack final en la etapa 24 fue de 11.44 Mm3.

Figura 63. Producción de Pozos con balance de demanda, line pack y variación de line pack Caso 2_R-MISOCP

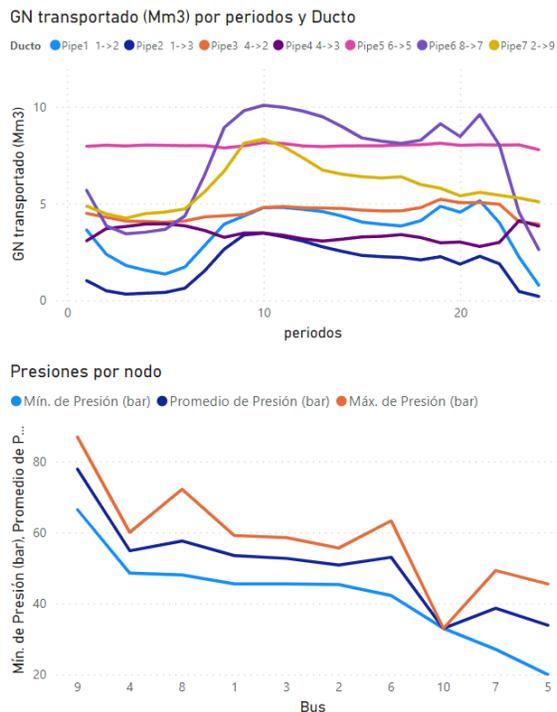


En la figura 64, se graficaron los flujos de GN transportados del modelo R-MISOCP, se evidenció mayor flujo en los ductos 5 y 6, dado que llegan a un punto de alta demanda de GN. Además, se graficó un perfil de presiones por nodo donde se tomó el promedio, mínimo y máximo de las etapas. Se notó que la presión mayor es en el nodo 9 de 77.8 bar en promedio, esto se debe a que es el nodo final del ducto “Pipe 7”⁶² con valor de

⁶² El ducto “Pipe 7” va del nodo 2 al nodo 9 tiene un valor de $s_{qe} 0.55$, lo que significa que el nodo 2 esta por encima del nodo 9 y el GN gana presión al llegar nodo 9.

sqe menor a 1, y posteriormente se conecta a un regulador de presión. Asimismo, la presión mínima fue el nodo 5 de 33.89 bar esta es el nodo final del ducto “Pipe 5”⁶³ con valor de sqe mayor a 1, y posteriormente se conecta a un compresor para ganar presión.

Figura 64. Flujo de GN por ducto y presiones por nodo Caso 2_R-MISOCP



En la figura 65, se graficaron los errores medios de la convexificación de la ecuación de flujo de transporte de GN. Se obtuvo un error medio de 0.99%, teniendo etapas con mayor error que llegan a 1.79% como máximo. Además, en la tabla 33, se presentaron los resultados de las iteraciones realizadas.

⁶³ El ducto “Pipe 5” va del nodo 6 al nodo 5 tiene un valor de sqe 1.15, lo que significa que el nodo 6 está por debajo del nodo 5 y el GN pierde presión al llegar nodo 5.

Figura 65. Error de convexificación flujo de GN Caso 2_R-MISOCP

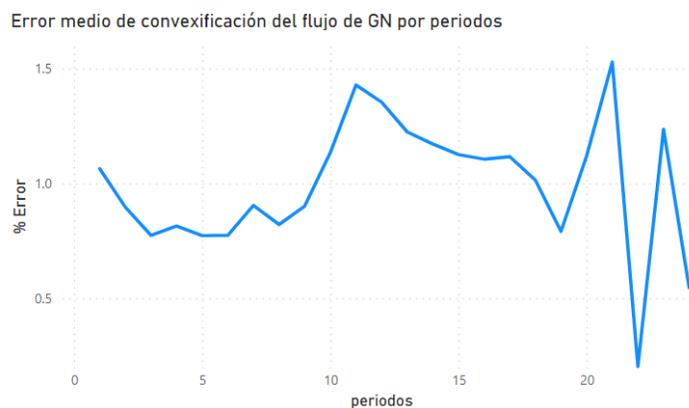


Tabla 33. Iteraciones Caso 2_R-MISOCP

Iteraciones	Cost MMUSD	% Error Medio	% Error Max
1	5.4858	8.31	33.48
2	5.4859	2.77	11.83
3	5.4861	1.40	6.67
4	5.4861	0.99	7.42
5	5.4858	8.31	33.48

Finalmente, el CO fue 5.486 MM\$ y el tiempo de cómputo fue de 11.10 segundos. Cabe precisar que, se utilizó 4 núcleos del procesador de la computadora utilizada.

4.3. ANÁLISIS DE CASOS DE ESTUDIO

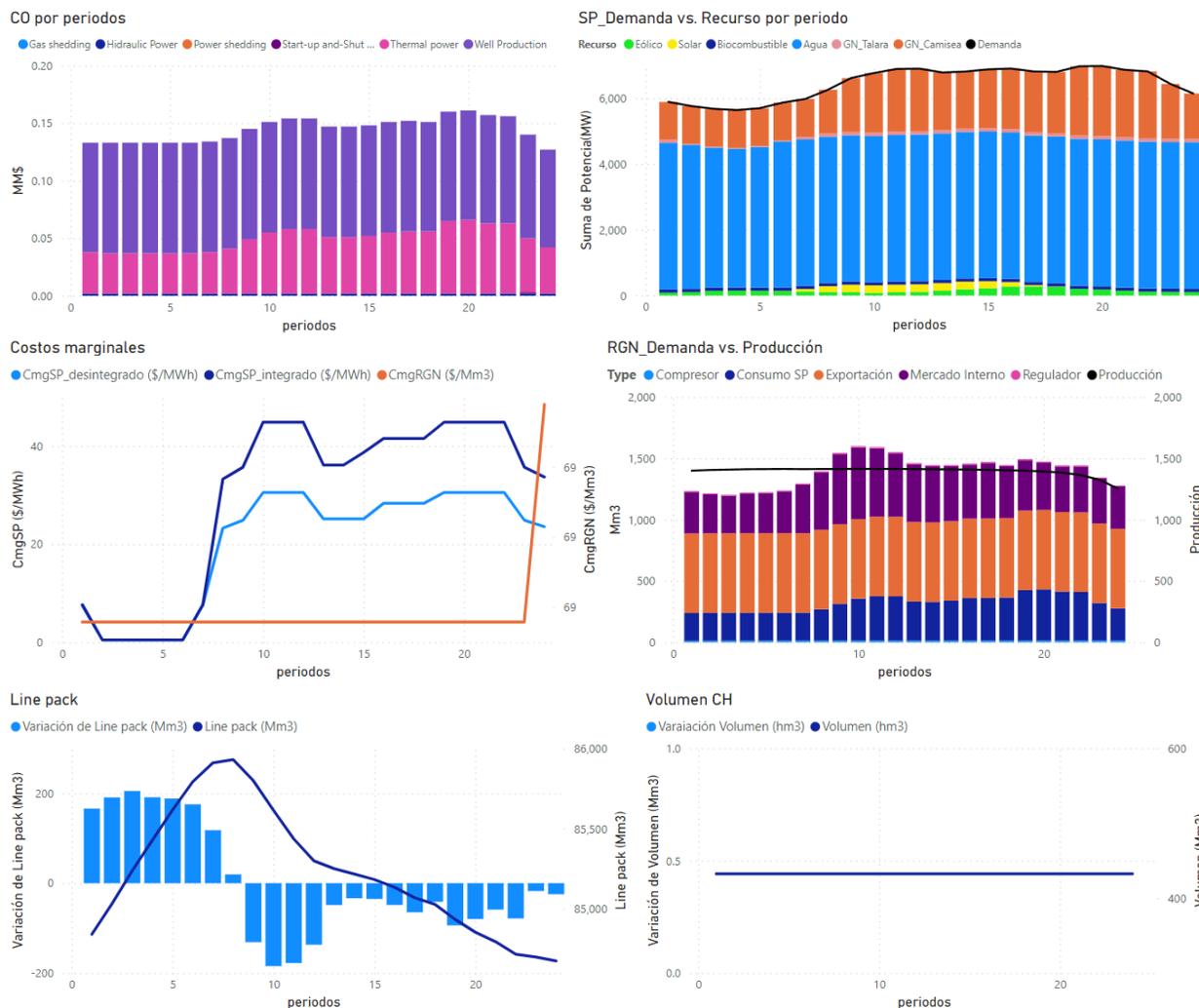
Los casos de estudio son representaciones del SEIN y la RGN de Camisea donde se analizan escenarios típicos de avenida, estiaje y una condición de racionamiento de GN, en el modelo acoplado con discretización horaria.

4.3.1. Escenario Avenida

El escenario de avenida es un escenario en donde se presenta mayor participación de las centrales hidroeléctricas, debido a mayor caudal de las cuencas.

El costo operativo fue de 3.470 MM\$, donde la producción de los pozos de GN representó el 65.7% y el complemento el SP. El CmgSP integrado, CmgSP desintegrado y el CmgRGN fueron de 29.4 \$/MWh, 24.02 \$/MWh y 68.86 \$/Mm³, respectivamente. El SP fue suministrado principalmente por CH con una participación del 68.5%, el 25.06% la participación de CT con GN de Camisea, y el complemento por CER y GN de Talara. La RGN suministró 1,183 MMPCD (33,498 Mm³) 29.8% al mercado interno, 22.1% al consumo de las CT a GN, 46.48% a la exportación y el complemento el consumo de GN de estaciones de compresión y regulación de presión; asimismo, el balance suministro demanda no se cumple debido a uso del line pack de los gasoductos. La variación del line pack de en el horizonte de estudio es de 0 Mm³, sin embargo, entre los periodos hay variación del line pack que da flexibilidad a la RGN. La variación del volumen de los embalses de las CH en los periodos y en el horizonte es de 0 hm³, y el volumen se mantiene en los valores máximos de los embalses. Los detalles por periodo se muestran en la figura 66.

Figura 66. Resultados del caso de estudio escenario avenida integrado



4.3.2. Escenario Estiaje

El escenario de estiaje es un escenario en donde se presenta mayor participación de las centrales hidroeléctricas, debido a mayor caudal de las cuencas.

El costo operativo fue de 5.076 MM\$, donde la producción de los pozos de GN representó el 54.7% y el complemento el SP. El CmgSP integrado, CmgSP desintegrado y el CmgRGN fueron de 26.67 \$/MWh, 38.37 \$/MWh y 68.86 \$/Mm3, respectivamente. El SP

fue suministrado principalmente por CH con una participación del 41.9%, el 51.44% la participación de CT con GN de Camisea, y el complemento por CER y GN de Talara. La RGN suministró 1,443.2 MMPCD (40,867 Mm³) 24.4% al mercado interno, 35.9% al consumo de las CT a GN, 38.1% a la exportación y el complemento el consumo de GN de estaciones de compresión y regulación de presión; asimismo, el balance suministro demanda no se cumple debido a uso del line pack de los gasoductos. La variación del line pack de en el horizonte de estudio es de 0 Mm³, sin embargo, entre los periodos hay variación del line pack que da flexibilidad a la RGN. La variación del volumen de los embalses de las CH en los en el horizonte de estudio es de 0.01 hm³ que representa el 0.03%, sin embargo, entre los periodos hay variación de volumen que da flexibilidad al SP. Los detalles por periodo se muestran en las figuras 67 y 68.

Figura 67. Resultados 1 del caso de estudio escenario estiaje integrado

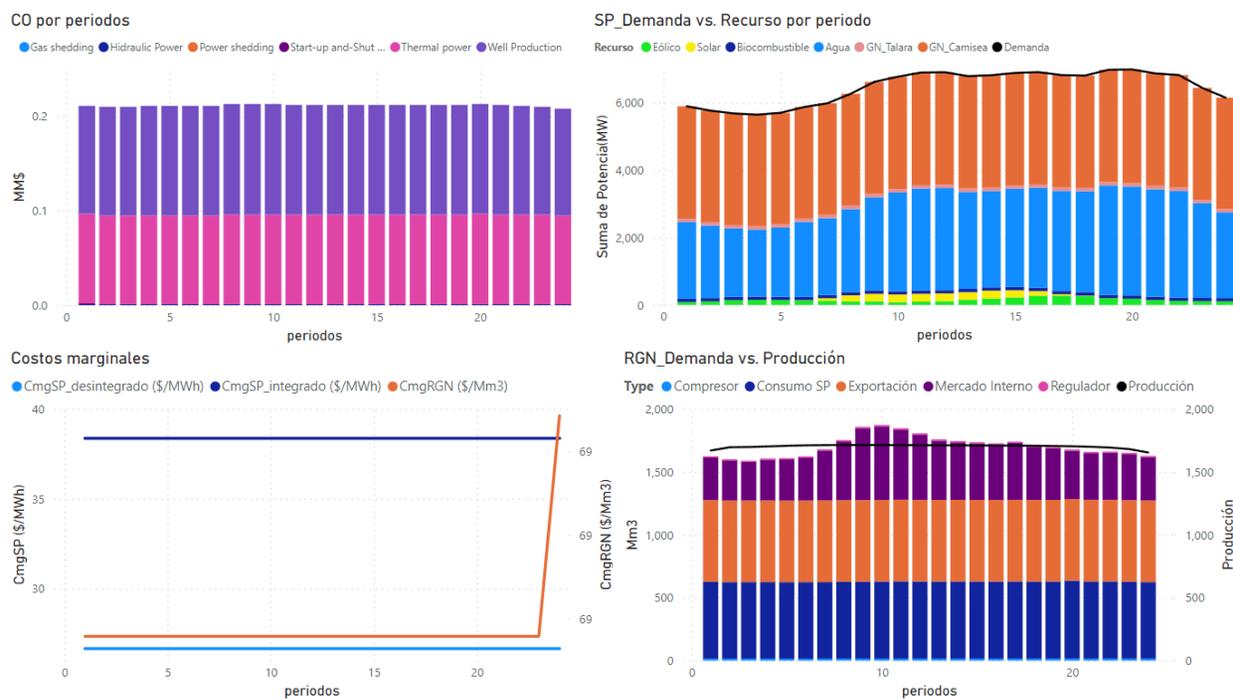
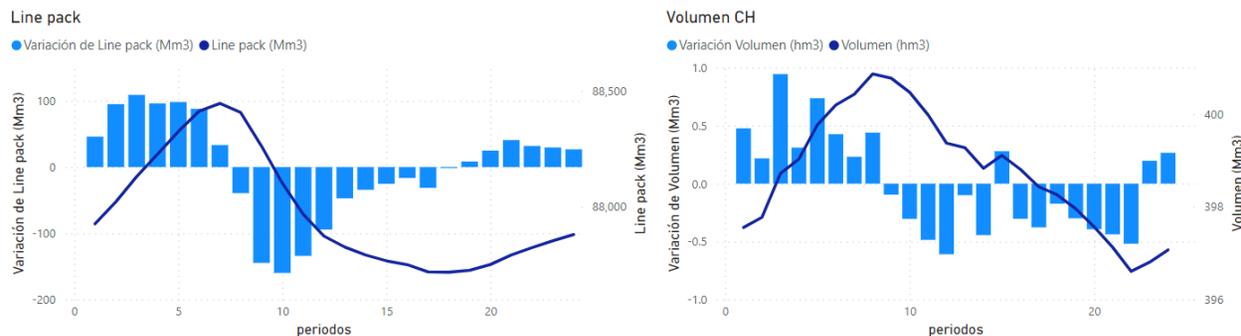


Figura 68. Resultados 2 del caso de estudio escenario estiaje integrado



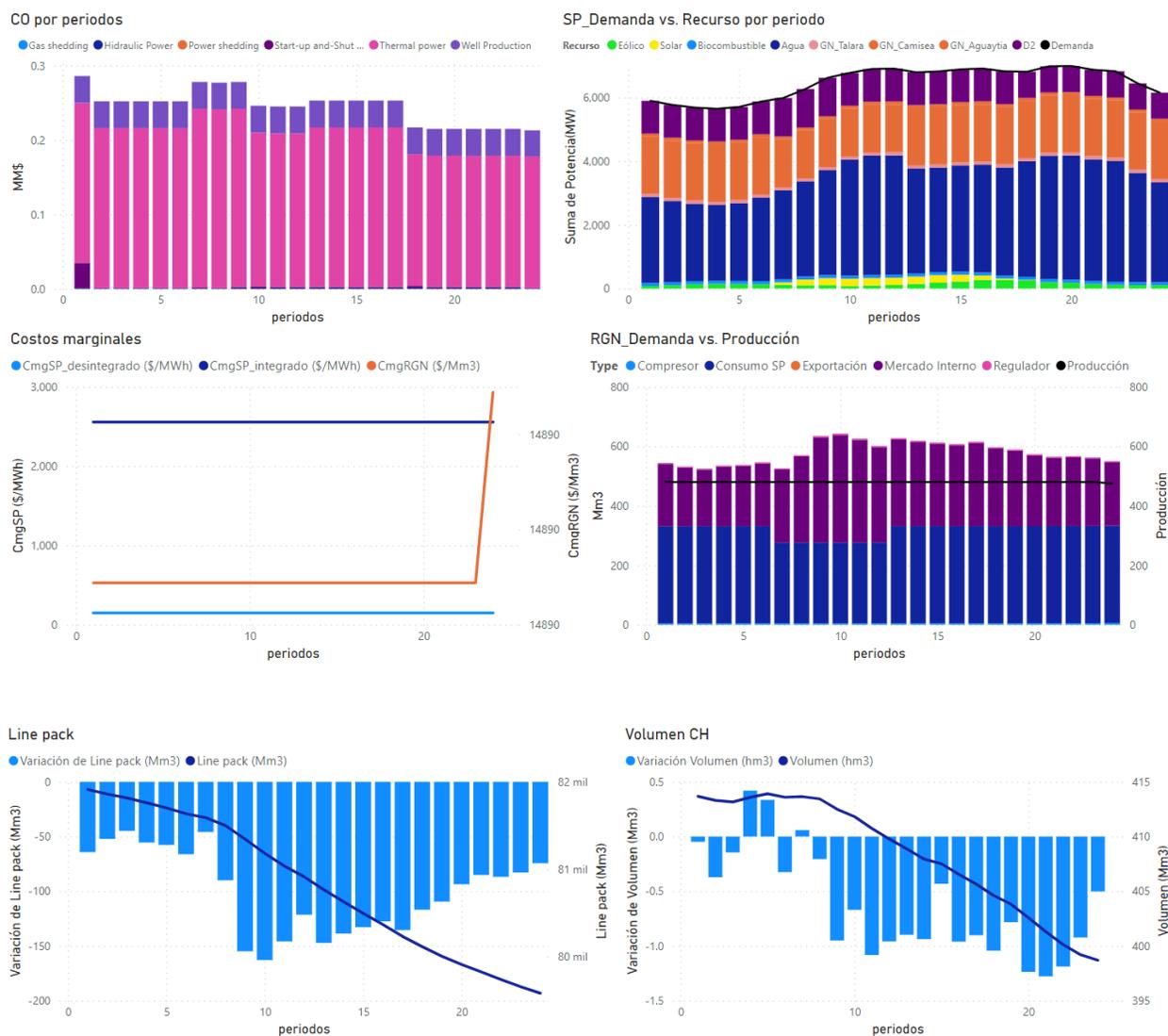
4.3.3. Escenario Racionamiento

El escenario de racionamiento es un escenario en donde se presenta una reducción de la capacidad de la planta de producción Malvinas a 406.7 MMPCD y una descarga de line pack en los ductos que incrementan en 84.5 MMPCD. En suma, se tiene una capacidad 491.2 MMPCD (13,905.7 Mm3), menor a las demandas de GN de los escenarios de avenida y estiaje.

El costo operativo fue de 5.8850 MM\$, donde la producción de los pozos de GN representó el 14.7% y el complemento el SP. El CmgSP integrado, CmgSP desintegrado y el CmgRGN fueron de 2,556.50 \$/MWh, 149.43 \$/MWh y 14.89 \$/Mm3, respectivamente. El SP fue suministrado principalmente por CH con una participación del 49.92%, el 26.68% la participación de CT con GN de Camisea, 15.3% por CT a D2, y el complemento por CER y GN de Talara. La RGN suministró 491.2 MMPCD (13,905.7) 44.4% al mercado interno, 54.06 % al consumo de las CT a GN, 0.0% a la exportación y el complemento el consumo de GN de estaciones de compresión y regulación de presión; asimismo, el balance suministro demanda no se cumple debido a uso del line pack de

los gasoductos. La variación del line pack de en el horizonte de estudio es de- 84.47 MMPCD (2392 Mm3), que da flexibilidad a la RGN en esta condición crítica. La variación del volumen de los embalses de las CH en los en el horizonte de estudio es de -15 hm3 que representa el 40% de los volúmenes útiles, sin embargo, entre los periodos hay variación de volumen que da flexibilidad al SP. Los detalles por periodo se muestran en las figuras 69.

Figura 69. Resultados del caso de estudio escenario racionamiento integrado



4.4. ANÁLISIS DE CASOS DESINTEGRADOS

Los casos de estudio son representaciones del SEIN y la RGN de Camisea donde se con el modelo desintegrado los escenarios del caso de estudio en la sección 4.3.

4.4.1. Escenario Avenida

Figura 70. Resultados del caso de estudio escenario avenida desintegrado



El costo operativo fue de 3.470 MM\$, donde la producción de los pozos de GN representó el 65.71% y el complemento el SP. El CmgSP desintegrado y el CmgRGN fueron de

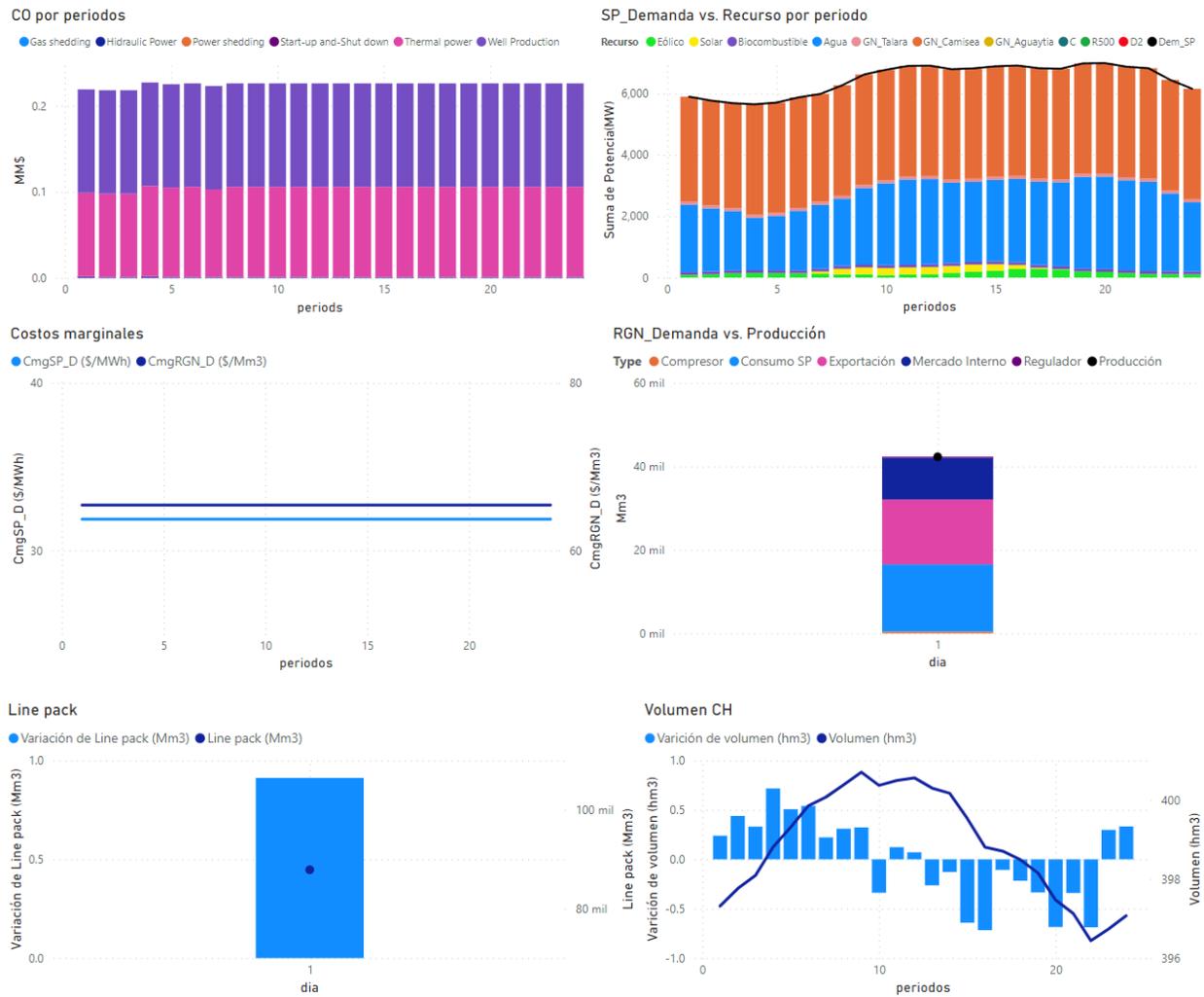
20.99 \$/MWh y 65.42 \$/Mm³, respectivamente. El SP fue suministrado principalmente por CH con una participación del 68.5%, el 25.23% la participación de CT con GN de Camisea, y el complemento por CER y GN de Talara. La RGN suministró 1,185 MMPCD (33,556 Mm³) 29.7% al mercado interno, 22.2% al consumo de las CT a GN, 46.4% a la exportación y el complemento el consumo de GN de estaciones de compresión y regulación de presión; asimismo, el balance suministro demanda se cumple debido a que no se puede reflejar el efecto del line pack que da flexibilidad a la RGN. La variación del line pack de en el horizonte de estudio es de 2.28 Mm³ que representa un 0.02% del line pack. La variación del volumen de los embalses de las CH en los periodos y en el horizonte es de 0 hm³, y el volumen se mantiene en los volúmenes máximos de los embalses. Los detalles por periodo se muestran en la figura 70.

4.4.2. Escenario Estiaje

El costo operativo fue de 5.09 MM\$, donde la producción de los pozos de GN representó el 54.7% y el complemento el SP. El CmgSP desintegrado y el CmgRGN fueron de 26.67 \$/MWh y 65.42 \$/Mm³, respectivamente. El SP fue suministrado principalmente por CH con una participación del 41.9%, el 51.44% la participación de CT con GN de Camisea, y el complemento por CER y GN de Talara. La RGN suministró 1,442.4 MMPCD (40,844.23 Mm³) 24.4% al mercado interno, 35.9% al consumo de las CT a GN, 38.1% a la exportación y el complemento el consumo de GN de estaciones de compresión y regulación de presión; asimismo, el balance suministro demanda se cumple debido a que no se puede reflejar el efecto del line pack que da flexibilidad a la RGN. La variación del line pack de en el horizonte de estudio es de 0.91 Mm³ que representa un 0.01% del line

pack. La variación del volumen de los embalses de las CH en los en el horizonte de estudio es de 0.01 hm³ que representa el 0.01%, sin embargo, entre los periodos hay variación de volumen que da flexibilidad al SP. Los detalles por periodo se muestran en la figura 71.

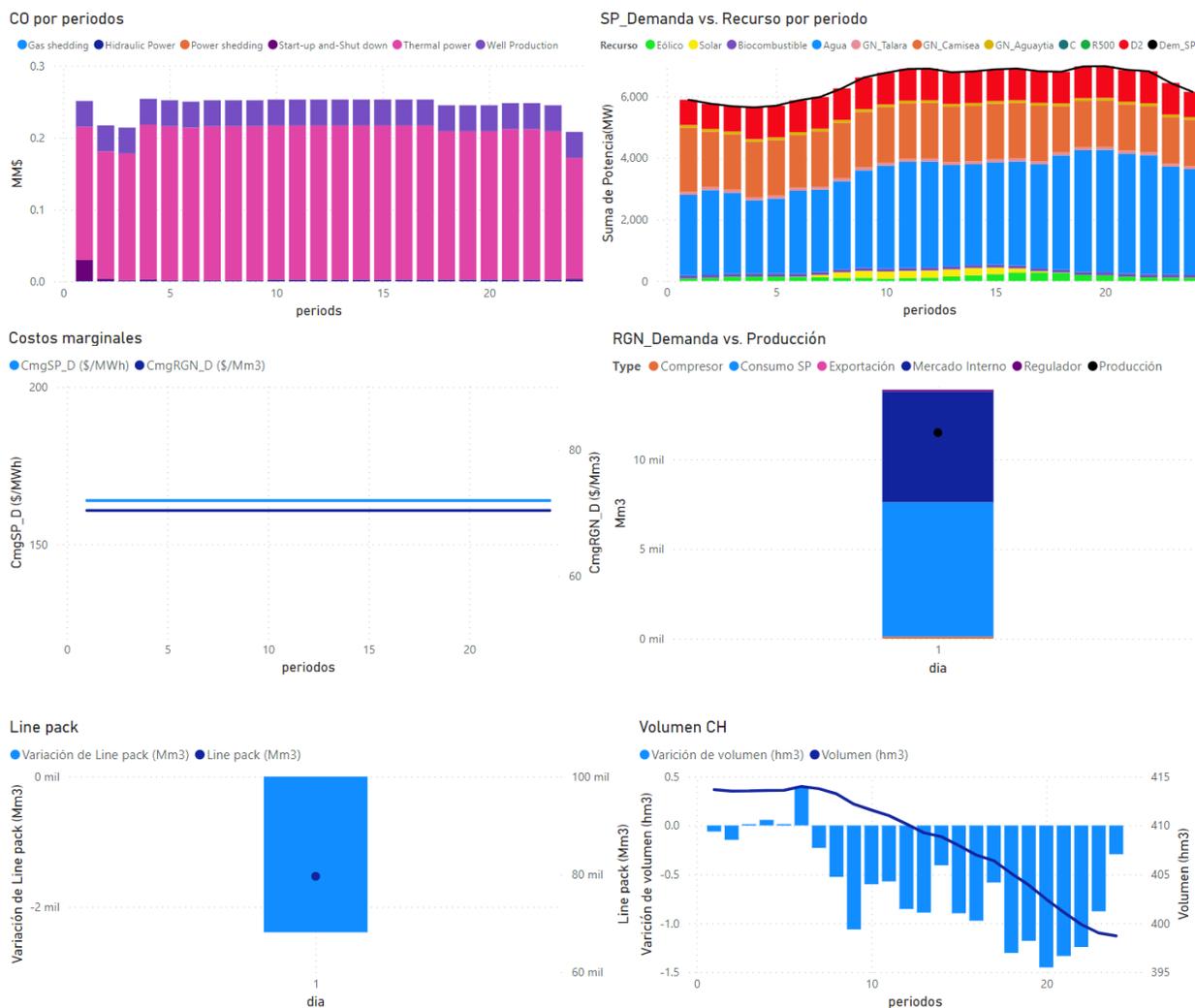
Figura 71. Resultados del caso de estudio escenario estiaje desintegrado



4.4.3. Escenario Racionamiento

El costo operativo fue de 5.902 MM\$, donde la producción de los pozos de GN representó el 14.64% y el complemento el SP. El CmgSP desintegrado y el CmgRGN fueron de 163.89 \$/MWh y 70.37 \$/Mm³, respectivamente. El SP fue suministrado principalmente por CH con una participación del 49.92%, el 26.61% la participación de CT con GN de Camisea, 15.37% por CT a D2, y el complemento por CER y GN de Talara. La RGN suministró 490.5 MMPCD (13,889.07) 44.5% al mercado interno, 54.0 % al consumo de las CT a GN, 0.0% a la exportación y el complemento el consumo de GN de estaciones de compresión y regulación de presión; asimismo, el balance suministro demanda no se cumple debido a uso del line pack de los gasoductos. La variación del line pack de en el horizonte de estudio es de – 84.40 MMPCD (2390 Mm³), que da flexibilidad a la RGN en esta condición crítica. La variación del volumen de los embalses de las CH en los en el horizonte de estudio es de -15 hm³ que representa el 40% de los volúmenes útiles, sin embargo, entre los periodos hay variación de volumen que da flexibilidad al SP. Los detalles por periodo se muestran en las figuras 72.

Figura 72. Resultados del caso de estudio racionamiento estiaje desintegrado



4.5. CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS

4.5.1. Contrastación de hipótesis general

Se planteó que, la integración de la RGN y SP optimiza la OCP del sistema energético peruano reduciendo CO. A este respecto, para analizar la hipótesis se desarrolló el capítulo III que estudia la integración de la RGN y SP desde el punto de vista situacional,

modelamiento matemático y desarrollo del modelo computacional para la evaluación de casos.

La situación actual de la interdependencia de la RGN y SP en el Perú se da por la operación de las CT a GN principalmente en Chilca, su importante participación para el suministro de energía eléctrica al SEIN y la considerable demanda para la RGN de Camisea. En ese marco, el GN desempeña un papel fundamental como recurso esencial, equiparándose en importancia al agua en el suministro eléctrico. Sin embargo, la coordinación entre la RGN y SP es baja para la planificación de la OCP. Además, los horizontes y discretizaciones de optimización son distintos, que introducen error y una pérdida del efecto horario a la RGN. Por consiguiente, la situación actual es propicia para la plantear la integración de la RGN y SP.

La integración de RGN y SP ha generado interés científico en formular modelos matemáticos y desarrollarlos computacionalmente para optimizar la OCP representado como un problema MINLP no convexo. Navarro, Rojas, De Oliveira, Luyo y Molina (2022)⁶⁴, y Aybar (2014)⁶⁵ resuelven el problema NLP de la operación integrada y de la RGN, respectivamente; no obstante, no garantiza una solución óptima global debido a que el problema es no convexo. Sirvent, Kanelakis, Geibler y Biskas (2017)⁶⁶, y Luo,

⁶⁴ Navarro, R., Rojas, H., De Oliveira, I. S., Luyo, J. E., & Molina, Y. P. (2022). En el artículo de investigación: "Optimization Model for the Integration of the Electric System and Gas Network: Peruvian Case. *Energies*, 15(10), 3847". Publicado en: "*Energies*", 15(10). Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/10/3847>

⁶⁵ Chávez, V. A. A. (2014). En el artículo de investigación: "Control de parámetros operativos para optimizar el funcionamiento de la red principal de transporte y distribución de gas natural seco del Proyecto Camisea I". Publicado en: "*TECNIA*", 24(2), 29-29. Disponible en: <http://www.revistas.uni.edu.pe/index.php/tecnia/article/view/39/32>

⁶⁶ Sirvent, M., Kanelakis, N., GEISLER, B., & Biskas, P. (2017). En el artículo de investigación: "Linearized model for optimization of coupled electricity and natural gas systems". Publicado en: "*Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*", 5(3), 364-374. Disponible en: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-017-0275-2>

Yang, Zhang, Chen, Wang y Xu (2018)⁶⁷, utilizan métodos de linealización para convertir la integración a un problema MILP. Schwele, Ordoudis, Kazempour y Pinson (2019)⁶⁸, y Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019)⁶⁹ utilizan la relajación convexa para resolver la integración como un problema MISOCP. Tal es así, algunos autores modelan un problema de compromiso de unidades otros de despacho económico, o consideran incluir el line pack. Sin embargo, no hay un modelo que incluya el modelamiento de las CH con sus embalses y la variación de altitudes de los nodos de la RGN, que forman parte del aporte a la comunidad científica.

Debido a la interdependencia de la RGN y SP del Perú, se formuló un modelo matemático desarrollado en Julia y con el optimizador Gurobi para analizar la integración de la RGN y SP. Los resultados se obtuvieron en 7 escenarios, de los que se desarrollaron 3 en la sección 3.3.2 que son uno de avenida, estiaje y racionamiento de GN. En el análisis de los resultados, se notó que la CT Aguaytía a GN de Camisea tenía más ventaja que las CT de GN de Camisea; por tal motivo, se agregó al caso de estudio la RGN de Aguaytía, que comprende de un pozo y la conexión a la CT de Aguaytía.

⁶⁷ Luo, S., Yang, L., Zhang, X., Chen, W., Wang, K., & Xu, Y. (2018, October). En el artículo de investigación: "A Fully Linear-Constrained Optimal Electricity-Gas Flow in an Integrated Energy System" Publicado en "IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)" (pp. 1-6). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8582209>

⁶⁸ Schwele, A., Ordoudis, C., Kazempour, J., & Pinson, P. (2019, June). En el artículo de investigación: "Coordination of power and natural gas systems: Convexification approaches for linepack modeling". Publicado en "IEEE Milan PowerTech" (pp. 1-6). Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/331599180_Coordination_of_Power_and_Natural_Gas_Systems_Convexification_Approaches_for_Linepack_Modeling

⁶⁹ Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: "Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model". Publicado en "IEEE Transactions on Power Systems" 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

Los indicadores de la variable independiente integración de RGN y SP son descritos en la tabla 34, que caracterizan los escenarios descritos como los porcentajes del caudal máximo que reflejan la estación hidrológica, y los suministros de GN que reflejan la condición de racionamiento. Asimismo, la demanda de energía eléctrica fue de 155.3 GWh y generación RER de 14.6 GWh para todos los escenarios. Cabe precisar que, en los escenarios de racionamiento se consideró la aplicación del DS-017 EM-2018 para calcular la demanda de GN no eléctrica a ser abastecida en función de la capacidad de los pozos y la descarga del line pack.

Tabla 34. Indicadores de variable independiente para caso de estudio

Nro.	Escenario	Demanda GN no CT (MMPCD)	%Q máximo	Suministro de GN (MMPCD)	% Variación de volumen útil de CH	Variación del line pack (MMPCD)
1	Avenida	902.3	100%	1,680.0	-	-
2	Estiaje +Q	902.3	75%	1,680.0	-	-
3	Estiaje	902.3	45%	1,680.0	-	-
4	Estiaje -Q	902.3	25%	1,680.0	-	-
5	Racionamiento +LP	245.2	50%	406.7	-40%	169.0
6	Racionamiento	218.1	50%	406.7	-40%	84.5
7	Racionamiento -LP	191.1	50%	406.7	-40%	-

Los indicadores de la variable dependiente optimizar la OCP del sistema energético obtenidos de para el modelo integrado se detallan en las tablas 35 y 36 y para el modelo desintegrado en las tablas 37 y 38. Este resumen, el porcentaje de participación por recurso energético para el SP⁷⁰, consumo de GN de Camisea, CO y Cmg del SP, suministro de GN, aporte del line pack, tipos de consumos de la RGN, CO y Cmg de la

⁷⁰ La demanda para el sistema de potencia es la misma en todos los escenarios 155.3 GWh.

RGN. Cabe precisar que, en el modelo integrado el Cmg de la SP tiene influencia de la RGN. Por tal motivo, se agregó una iteración adicional con un modelo que optimiza solo el SP con las condiciones del modelo integrado, pero con variables binarias fijas del resultado del modelo integrado.

Tabla 35. Indicadores de variable dependiente del SP para caso de estudio modelo desintegrado

Escenarios	RER	% Participación por recurso					Consumo GN	CO SP	Cmg SP
		Agua	GN Talara	GN Camisea	GN Aguaytía	D2			
							MMPCD	MM\$	\$/MWh
Avenida	5.2%	68.5%	1.1%	25.2%	0.0%	0.0%	263.5	1.190	21.0
Estiaje +Q	5.2%	60.0%	1.5%	33.3%	0.0%	0.0%	338.4	1.524	31.2
Estiaje	5.2%	38.1%	1.5%	55.2%	0.0%	0.0%	568.4	2.518	31.9
Estiaje -Q	5.2%	22.8%	1.5%	58.5%	1.4%	10.6%	630.5	5.919	169.0
Racionamiento +LP	5.2%	49.9%	1.5%	31.9%	1.4%	10.1%	319.1	3.847	127.8
Racionamiento	5.2%	49.9%	1.5%	26.6%	1.4%	15.4%	264.9	5.038	163.9
Racionamiento -LP	5.2%	49.9%	1.5%	21.0%	1.4%	20.9%	208.4	6.400	151.2

Tabla 36. Indicadores de variable dependiente de la RGN para caso de estudio modelo desintegrado

Suministro	Variación Line pack	Mercado Interno	Exportación	Consum GN	Regulador	Compresor	Racionamiento	CO RGN	Cmg RGN
MMPCD	MMPCD	MMPCD	MMPCD	MMPCD	MMPCD	MMPCD	MMPCD	MM\$	\$/MMPC
1,182.98	0.00	352.42	549.85	261.47	7.51	11.74	-	2.278	1,852.5
1,253.14	- 0.00	352.42	549.85	330.56	7.87	12.44	-	2.412	1,852.5
1,494.91	- 0.00	352.42	549.85	568.38	9.43	14.84	-	2.880	1,852.5
1,538.55	0.00	352.42	549.85	611.12	9.89	15.27	-	3.031	379,974.9
405.03	168.88	245.16	-	320.45	4.04	4.27	-	0.860	1,992.7
406.59	84.48	218.09	-	265.49	3.34	4.16	-	0.863	1,992.7
406.74	- 0.03	191.05	-	208.82	2.81	4.04	-	0.864	1,992.7

Tabla 37. Indicadores de variable dependiente del SP para caso de estudio modelo integrado

Escenarios	% Participación por recurso						Consumo GN MMPCD	CO SP MM\$	CmgSP acoplado \$/MWh	CmgSP desacoplado \$/MWh
	RER	Agua	GN	GN	GN	D2				
			Talara	Camisea	Aguaytia					
Avenida	5.2%	68.5%	1.3%	25.1%	0.0%	0.0%	261.5	1.192	29.4	20.4
Estiaje +Q	5.2%	60.0%	1.5%	33.3%	0.0%	0.0%	330.6	1.501	38.4	26.7
Estiaje	5.2%	38.1%	1.5%	55.2%	0.0%	0.0%	568.4	2.515	46.9	31.9
Estiaje -Q	5.2%	22.8%	1.5%	57.4%	1.4%	11.7%	611.1	6.151	194.0	201.3
Racionamiento +LP	5.2%	49.9%	1.5%	32.0%	1.4%	9.9%	320.4	3.817	2,556.5	127.8
Racionamiento	5.2%	49.9%	1.5%	26.7%	1.4%	15.3%	265.5	5.022	2,556.5	149.4
Racionamiento -LP	5.2%	49.9%	1.5%	21.1%	1.4%	20.9%	208.8	6.386	149.4	149.4

Tabla 38. Indicadores de variable dependiente de la RGN para caso de estudio modelo integrado

Suministro MMPCD	Aporte Line pack MMPCD	Mercado Interno MMPCD	Exportacio n MMPCD	ConsumG N MMPCD	Regulado r MMPCD	Compresor MMPCD	CO RGN MM\$	CmgRGN \$/MMPC
1,185.06	-	352.42	549.85	263.48	7.52	11.76	2.280	1,950.0
1,261.54	-	352.42	549.85	338.38	7.91	12.52	2.424	1,950.0
1,494.95	-	352.42	549.85	568.38	9.43	14.84	2.880	1,950.0
1,540.00	17.93	352.42	549.85	630.48	9.90	15.29	10.680	1,950.0
403.67	168.87	245.16	-	319.10	4.04	4.25	0.840	421,637. 3
406.04	84.41	218.09	-	264.88	3.34	4.15	0.864	421,637. 3
406.32	-	191.05	-	208.34	2.80	4.03	0.864	20,460.3

Un indicador crucial para la operación eficiente del sistema energético, especialmente para la RGN, es la presión y el efecto de altitudes en los nodos de GN. La investigación realizada ha contribuido significativamente a la literatura al abordar la integración de la RGN y SP, particularmente en la aplicación de modelos integrados al contexto peruano, donde la RGN atraviesa la imponente cordillera de los Andes. En el desarrollo del modelo matemático para la OCP de la RGN se incluye una constante sqe_{gd} y se refina la constante Cnm_{gd} de la ecuación cónica de transporte de GN, ecuación 30 de la sección 3.2.2. Este refinamiento se ha llevado a cabo mediante la aplicación de la ecuación general del flujo de GN a través de ductos con variación de alturas, conforme se describe en el marco teórico de la sección 2.1.10.

Figura 73. Resultados de presión de un caso de estudio

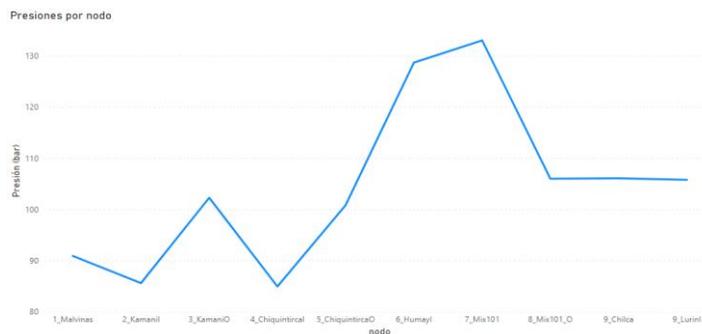


Figura 74. Datos de condiciones operativas del 26/07/2023

CONDICIONES OPERATIVAS
 día 26/07/2023

Entrega	Volúmen Entregado (SMm3)	Flujo Máximo (SMm3/h)	Flujo Mínimo (SMm3/h)	Presión de Entrega (barg)
Cárida Lurin	5,490.64	312.87	0.00	106.08
Cárida Kallpa	3,401.24	161.64	91.43	104.09
Cárida Engie Energía PERÚ	1,369.43	99.09	0.00	107.11
Cárida Kallpa Las Flores	748.27	57.32	0.00	106.83
Contugas Independencia	91.56	5.53	0.00	120.35
Pluspetrol Humay	129.57	8.61	0.79	120.80
Contugas Chíncha	153.80	22.52	0.42	122.53
Contugas Humay	144.34	12.43	0.00	120.86
Cárida Chilca 2	17.85	4.63	0.00	106.74
Cárida Chilca 1	0.00	0.00	0.00	106.75
Ayacucho	0.00	0.00	0.00	62.10
Cárida Cañete	10.43	0.92	0.18	111.60
Total Volúmen Entregado	11,557.13			

Recepción	Valor
Presión de Recepción (barg)	91.76
Volúmen Recibido (SMm3)	10,520.25

Pablo Salas (pablo.salas@coes.org.pe) está conectado



La información contenida en el presente reporte es operativa y referencial, y está sujeta a modificación luego del proceso de validación y balance al fin de cada periodo mensual. Se considera que 1 metro cúbico estándar equivale a 35,31467 pies cúbicos estándar.

Fuente: Extranet de TGP, acceso libre: <http://extranet.tgp.com.pe:8083/>

En la figura 73 se presenta un perfil de presiones correspondiente a un caso de estudio que simula la operación del 26/07/2023. Se observa una disminución de la presión entre Malvinas y Kamanil, así como entre KamaniO y Chiquintircal, atribuible al aumento de la altitud. Es por esta razón que se han instalado y modelado estaciones de compresión en Kamani y Chiquintirca para mantener las condiciones operativas. Por otro lado, la presión entre Mix 101 y ChiquintircaO aumenta, a pesar de la ausencia de una estación compresora en este tramo. Este comportamiento se explica mediante el modelado del efecto de altitudes, donde se observa una pérdida de presión desde el punto ChiquintircaO hasta cruzar el punto más alto de la cordillera, seguida de un incremento de presión hasta llegar a la costa. La figura 74 muestra los datos de las condiciones operativas del 26/07/2023 obtenidos de la web de TGP. Además, en la tabla 39 se presenta la comparación de las presiones del modelo integrado con las condiciones operativas de TGP, revelando una variación media de -2.7% en los nodos analizados.

Tabla 39. Presión en bares de la web del TGP y modelo integrado

Nodo	TGP	Modelo integrado	% Variación TGP/modelo
Malvinas	91.76	89.73	2.2%
Humay	120.8	127.85	-5.8%
Chilca	106.74	106.09	0.6%
Lurin	106.08	105.79	0.3%

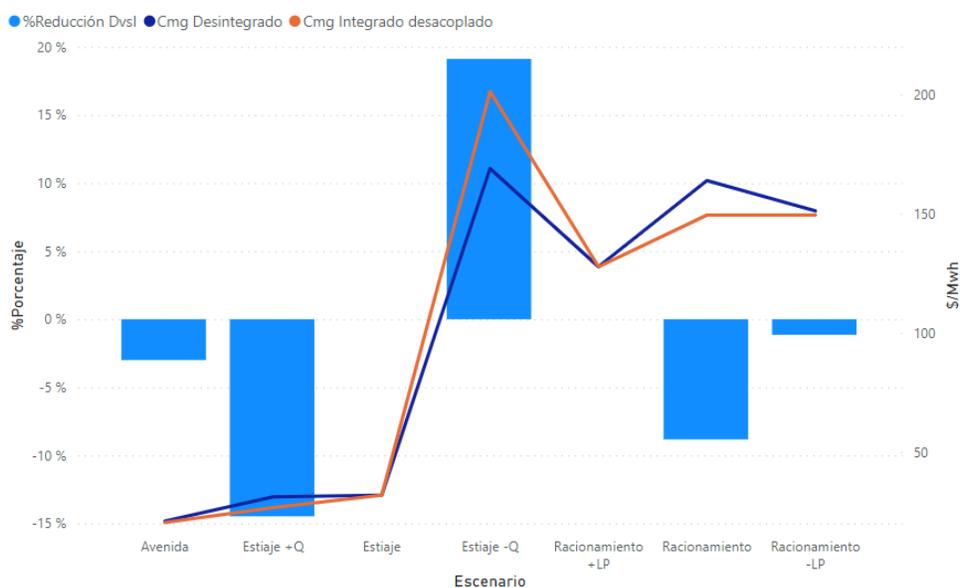
Los indicadores más importantes para la optimización de la OCP de un sistema energético son los CO y Cmg. Es preciso señalar que el modelo desintegrado e integrado cuentan con el mismo horizonte de estudio y discretización. No obstante, la RGN tiene

un horizonte de estudio diferente, el que introduce en sí errores a la planificación de la OCP, motivo por el que se consideró el mismo horizonte de estudio para ambos modelos. En la tabla 40, se muestran los escenarios evaluados, donde se nota que en el escenario “Estiaje -Q” hay un ahorro de 44.7%, atípico respecto a los otros datos. Debido a que la condición hídrica muy seca requiere mayor operación de CT a GN, a pesar de ello, al optimizar la red de GN se congestiona el ducto y raciona carga en la RGN. En la figura 75, se presentan los CMg del SP donde solo se incrementa el Integrado vs el Desintegrado en el escenario “Estiaje -Q”. Debido a que el modelo integrado, sí considera la capacidad de transporte de la RGN y la opera hasta su límite sin racionar GN, trayendo como consecuencia un menor consumo de GN de las CT de la SP.

Tabla 40. Los CO en MM\$ de sistema energético peruano y porcentaje de ahorro

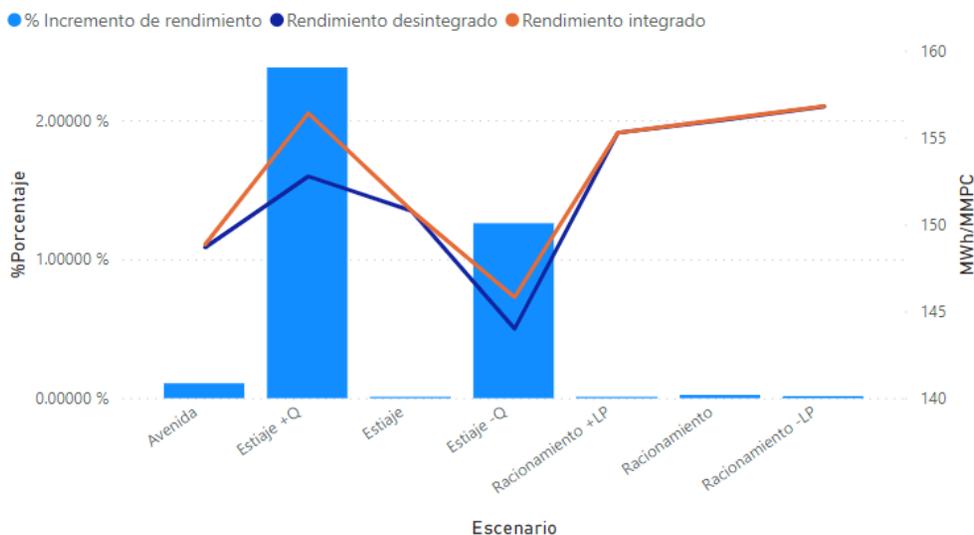
Escenario	Desintegrado	Integrado	Porcentaje de ahorro Integrado vs Desintegrado
Avenida	3.470	3.470	0.0%
Estiaje +Q	3.948	3.913	0.9%
Estiaje	5.398	5.395	0.1%
Estiaje -Q	16.599	9.182	44.7%
Racionamiento +LP	4.687	4.677	0.2%
Racionamiento	5.902	5.885	0.3%
Racionamiento -LP	7.264	7.250	0.2%

Figura 75. Los Cmg del SP en \$/MWh de sistema energético peruano y porcentaje de ahorro



La disminución de los CO y el impacto en los Cmg se justifican en un uso eficiente de la GN de Camisea, como se puede ver en la figura 76. En todos los escenarios evaluados, hay un mejor aprovechamiento del GN y como consecuencia una reducción de los CO del modelo integrado respecto al desintegrado. Asimismo, se presenta una reducción media de -0.3% del CO, a excepción del caso “Estiaje -Q” que es de -44.7%. Si bien es cierto, la reducción es un valor relativamente pequeño, sin embargo, una reducción de esa magnitud genera un ahorro de CO de 5.59 MM\$ anualmente y una reducción de las transacciones del mercado eléctrico mayorista por la reducción de Cmg del SP, según los escenarios planteados.

Figura 76. Rendimiento de los escenarios evaluados para las CT a GN



La hipótesis general se contrastó con la investigación de Kanelakis, Geibler y Biskas (2017)⁷¹ donde concluyeron que, la reducción de la producción de energía del modelo desintegrado respecto al integrado se atribuye al hecho de que la RGN no puede asignar la cantidad deseada de gas a las CT a GN de acuerdo con la solución óptima del modelo del SP desintegrado. A este respecto, en la presente tesis se determina que el modelo integrado mejora del aprovechamiento del GN de las CT de Camisea respecto al modelo desintegrado.

La hipótesis general se contrastó con la investigación de Zlotnik, Roald, Backhaus, Chertkov y Anderson (2016)⁷², donde concluyeron que el modelo integrado y una mayor coordinación brindan beneficios necesarios para la seguridad y la eficiencia económica

71 Sirvent, M., Kanelakis, N., GEIßLER, B., & Biskas, P. (2017). En el artículo de investigación: "Linearized model for optimization of coupled electricity and natural gas systems". Publicado en: "Journal of Modern Power Systems and Clean Energy", 5(3), 364-374. Disponible en: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-017-0275-2>

72 Zlotnik, A., Roald, L., Backhaus, S., Chertkov, M., & Andersson, G. (2016). En el artículo de investigación: "Coordinated scheduling for interdependent electric power and natural gas infrastructures". Publicado en: "IEEE Transactions on Power Systems", 32(1), 600-610. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7440893>

en condiciones de alto estrés. Tal es así, que en la presente tesis se determina que en condiciones de alto estrés hídrico el modelo integrado es 44.7% más económico que el desintegrado. Asimismo, en condiciones de racionamiento de GN, una mínima variación de la bolsa de GN para las CT del SP puede generar un sobre costo del SP o mayor racionamiento en la RGN, encareciendo el CO en ambos casos.

En conclusión, la hipótesis general se contrastó al demostrar que, la integración de la RGN y SP optimiza la OCP del sistema energético peruano reduciendo los CO en -0.3% en condiciones normales y -44.7% en condiciones hídricas muy secas. Asimismo, los Cmg del SP se reducen en -1.2%.

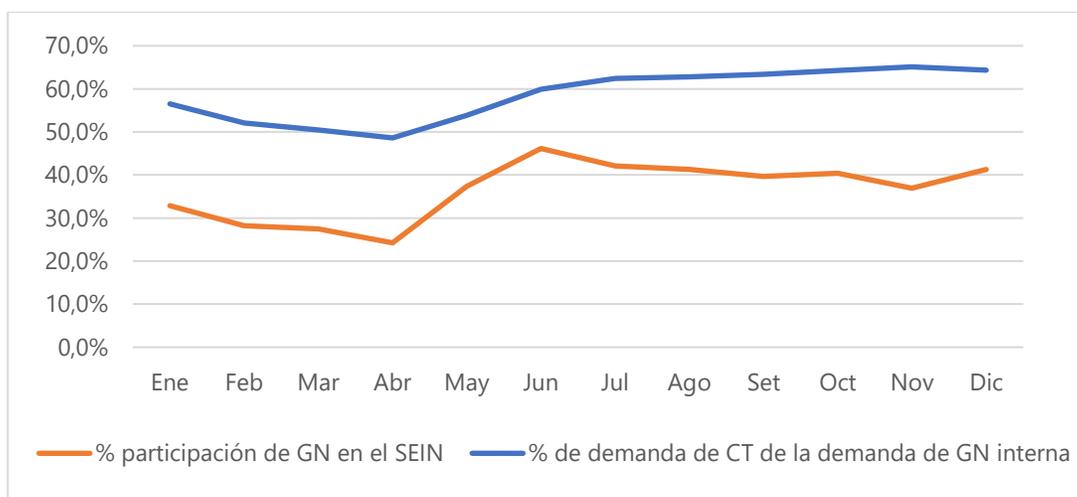
4.5.2. Contrastación de hipótesis específicas 1

Se planteó que, el sistema energético peruano tiene una alta interdependencia y baja coordinación entre las RGN y SP. Por ello, para analizar la hipótesis se desarrolló el apartado 3.1, donde se analizó el estado situacional y planificación de la operación práctica de la RGN de Camisea, el SEIN.

Por un lado, en la figura 77 se graficó la tendencia de la interdependencia entre el SP y la RGN. En primer lugar, la línea naranja nos muestra la participación de las CT a GN en la producción de energía eléctrica del SP, entre los meses de enero a abril donde se nota una participación de 28.2%, mientras que de mayo a diciembre una participación del 40.7%. Puesto que, el GN es un recurso complementario al recurso hídrico, y en los meses de enero a abril, las CH incrementan su producción por el incremento de lluvias. Además, la participación mínima de las CT a GN de mayo a diciembre, se dio en

noviembre con 36.9%, debido a una sequía en la sierra que provocó que operen CT a D2. En segundo lugar, la línea azul nos muestra el porcentaje de la demanda interna⁷³ de la RGN de Camisea, entre los meses de enero a abril se nota una participación de 51.9%, mientras que de mayo a diciembre una participación del 62.0%. En síntesis, la participación media de las CT a GN en el SP es de 36.5%, y el porcentaje de la demanda de las CT de la demanda interna de GN es de 58.6%. Por lo consiguiente, se evidencia una alta interdependencia entre las RGN y SP.

Figura 77. Porcentaje de interacción RGN y SP



Por otro lado, la coordinación entre el SP y la RGN es indirecta en la mayoría de los días. Sin embargo, hubo 2 mantenimientos en la RGN donde se declaró en emergencia el suministro de GN

- El 6 y 7 de abril del 2022 se ejecutó un mantenimiento en el transporte de GN, donde se priorizó el mercado interno.

⁷³ No incluye exportación de GN. En específico, la demanda de Perú LNG.

- El 26 al 28 de noviembre de 2022 se ejecutó un mantenimiento en el transporte de GN, donde se priorizó el mercado interno.

En total, hubo 5 días en el 2022 donde se activó el mecanismo de racionamiento, y el COES coordinó directamente con los agentes de GN para la optimización de los sistemas. Como resultado, ambos coordinaron el 1.37% de los días, lo que demuestra la baja coordinación entre los sistemas. No obstante, los días restantes estuvieron a cargo de los generadores que tienen CT a GN.

En conclusión, la hipótesis específica se contrastó al demostrar que, el sistema energético peruano tiene una alta interdependencia y baja coordinación entre las RGN y SP. Debido a que el porcentaje de producción de CT a GN son del 36.5% y el consumo de estos representa el 58.6% para el sistema energético peruano, siendo más altos en estiaje. Además, de los 365 días del año 2022, solo hubo una coordinación directa el 1.37% de los días, mientras que los demás días fue una coordinación indirecta.

4.5.3. Contrastación de hipótesis específicas 2

Se planteó que, los métodos de relajación reducen el tiempo computacional y tienen buena precisión del modelamiento de la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo. Por ello, para analizar la hipótesis se desarrolló el apartado 6.2, donde se analizaron dos casos de validación, se resolvió el problema MINLP, la relajación convexa con el problema MISOCP y un refinamiento de la solución MISOCP. Además, en la sección 3.2 se describió la formulación del modelo matemático de la integración de RGN y SP.

El método de relajación utilizado fue la relajación convexa, que consiste en aproximar las restricciones o funciones no convexas en convexas. Es preciso señalar que, los problemas de optimización no convexas no cuentan con soluciones óptimas globales, sino presentan soluciones óptimas locales, por lo que dependerá de las condiciones iniciales del problema. No obstante, los problemas convexas presentan una solución óptima global. En ese marco, el modelo matemático de la integración de RGN y SP es un problema MINLP, debido a que la ecuación del transporte de GN es cónica⁷⁴. La ecuación cónica se puede sustituir con dos desigualdades, donde la parte superior del cono es convexa y representa una restricción cónica de segundo orden (SOC), y la parte inferior es no convexa. Por tal motivo, la convexificación se realiza mediante cambios de variable, aproximación convexa de la función cuadrática y aproximación convexa de diferencias de cuadrados mediante envolvente de McCormick. Las ecuaciones de convexificación que forman parte del problema MISOCP están descritas entre las ecuaciones 35 y 47 de la sección 3.2.2.

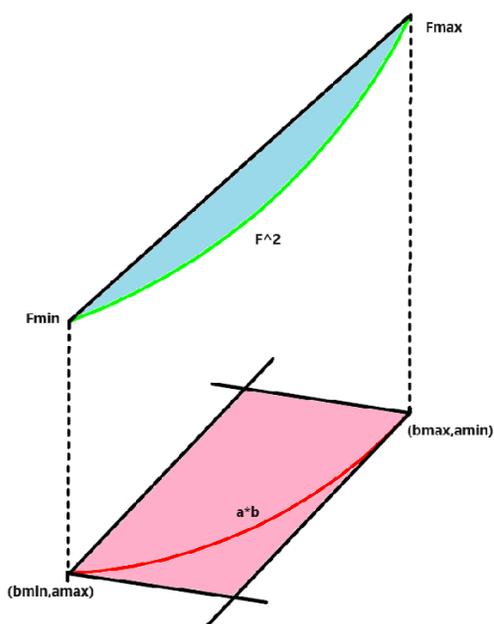
Además, se pudo notar que la literatura analizada internacionalmente y la desarrollada en Perú no consideran el efecto de la diferencia de alturas en los nodos de la RGN. Esto es de suma importancia para el Perú debido a que la RGN atraviesa la cordillera de los Andes, desde la selva a la costa peruana. Cabe precisar que, el transporte de la selva a la sierra ocasiona una pérdida de presión por el incremento en la altura, y de la sierra a la costa ocasiona un aumento de presión debido a la disminución de altura. En ese

⁷⁴ La ecuación es la número 30 que se encuentra en la sección 3.2.2. La forma más cotidiana de ver la región en el espacio que genera es con el cono de helado.

marco, la ecuación cónica de transporte representada en la presente tesis cuenta con el efecto de la variación de altitud para representar el transporte de GN por la cordillera de los Andes.

Para determinar los costos marginales del SP y la RGN, que son variables duales, se requiere tener un problema lineal con el solver utilizado, que es Gurobi. Por consiguiente, para obtener las variables duales, después de obtener la solución del problema se resolvió un problema adicional donde se fijaron las variables enteras y se linealizó la ecuación cónica de transporte de GN mediante la expansión de la serie de Taylor.

Figura 78. Convexificación de la región menor igual a la ecuación cónica de transporte



El problema MISOCP brindó una solución rápida y cercana a la función objetivo del problema MINLP. No obstante, presentó un error medio 9.8% para el caso 1 y de 8.3% para el caso 2. Por tal motivo, se planteó refinar la solución. Chen, Conejo, Sioshansi y

Wei (2019) ⁷⁵ plantearon un algoritmo para reducir el error de la convexificación; sin embargo, al reproducir el algoritmo se presentaron infactibilidades en los problemas. En la figura 78, se representó las aproximaciones convexas de la función cuadrática (región azul) y de la diferencia de cuadrados (región rosa); además la función cuadrática es mayor a la diferencia de cuadrados, según la ecuación 36. Al encontrar el resultado de las variables f , a y b ; y actualizar los límites de estas variables según el algoritmo de los autores; no garantiza que se cumpla la restricción de que la región azul generada sea mayor igual a la región rosa, y como consecuencia se encuentre una infactibilidad. Por lo expuesto, con el análisis gráfico se optó por fijar un límite de las variables mencionadas del problema inicial en las iteraciones, con el objetivo de evitar las infactibilidades. Los límites fijados fueron F_{min} , b_{min} y a_{max} y los límites complementarios fueron actualizados con cada iteración.

En la sección 4.2 se analizaron dos casos de validación uno desarrollado por Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019), y otro caso pequeño donde se incluyen toda la infraestructura de las RGN y SP que contiene el sistema energético peruano. Además, se analizaron variaciones del caso 1 con incremento y disminución de demanda, y el caso 2 fue analizado en una condición de avenida y otra en restricción de la capacidad de un pozo de GN.

⁷⁵ Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: "Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model". Publicado en "IEEE Transactions on Power Systems" 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

En la tabla 41, se resumen los costos operativos de los 6 casos evaluados con los modelos MINLP, MISOCP y R-MISOCP. Como se puede notar los errores en los casos evaluados MISOCP y R-MISOCP son inferiores a +-2% respecto al MINLP. No obstante, el error del R-MISOCP es menor que el MISOCP.

Tabla 41. Los CO en MM\$ de los modelos MINLP, MISOCP y R-MISOCP

Caso	MINLP	MISOCP	error MISOCP	R-MISOCP	error R-MISOCP
Caso 1	3.296	3.289	-0.21%	3.295	-0.03%
Caso 1 + 10% demanda	3.768	3.755	-0.35%	3.764	-0.11%
Caso 1 - 10% demanda	2.879	2.864	-0.52%	2.867	-0.42%
Caso 2	5.486	5.487	0.02%	5.487	0.02%
Caso 2 avenida	4.447	4.447	0.00%	4.447	0.00%
Caso 2 restricción GN	5.921	5.827	-1.59%	5.842	-1.33%

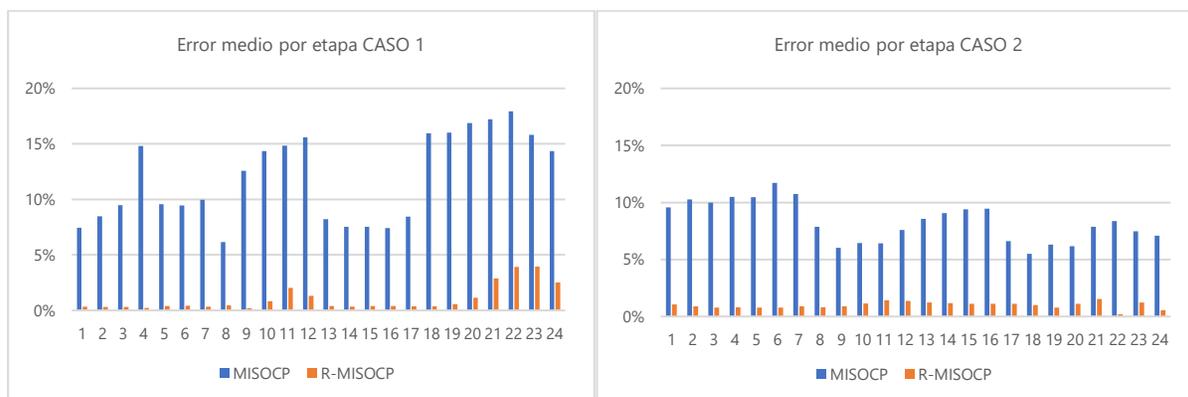
En la tabla 42, se resumen los tiempos de ejecución de los 6 casos evaluados. Como se puede notar el tiempo en el modelo MISOCP se reduce a 6.8% y en el modelo R-MISOCP al 9.8% respecto al modelo MINLP. Por lo que, el modelo R-MISOCP toma un 45% más de tiempo que el modelo MISOCP.

Tabla 42. Tiempos de ejecución en segundos de los modelos MINLP, MISOCP y R-MISOCP

Caso	Núcleos	MINLP	MISOCP	R-		
				MISOCP/MINLP	MISOCP	R-MISOCP/MINLP
Caso 1	1	196.39	7.97	4.1%	10.30	5.2%
Caso 1 + 10% demanda	1	198.76	7.23	3.6%	10.35	5.2%
Caso 1 - 10% demanda	1	149.49	7.14	4.8%	10.91	7.3%
Caso 2	4	31.24	7.83	25.1%	11.11	35.5%
Caso 2 avenida	4	336.03	8.73	2.6%	16.36	4.9%
Caso 2 restricción GN	8	1611.68	10.80	0.7%	12.94	0.8%

El método de relajación convexa utilizada en el desarrollo de la tesis para la ecuación cónica del transporte de GN, por lo que es necesario evaluar el error de convexificación, ecuación 46 y 47 de la sección 3.2.2. En la figura 79, se representó los errores medios por etapa de los casos 1 y 2 para el modelo MISOCP y R-MISOCP, del que se puede notar que el modelo R-MISOCP tiene un error medio del 1% mientras que el modelo MISOCP de 10%.

Figura 79. Error de convexificación MISCOP vs. R-MISOCP



En la figura 80, se puede notar que al incrementar el número de iteraciones tenemos una reducción del error de convexificación de la ecuación cónica de transporte de GN, lo que permite contar con una solución más precisa para la OCP del sistema energético peruano. Sin embargo, al incrementar las iteraciones en el modelo R-MISOCP se incrementa el CO, el que se va acercando al CO del modelo MINLP.

En las figuras 81 y 82 se compararon algunos indicadores de la variable dependiente de la presente tesis para los modelos MINLP y R-MISOCP. Se nota que los Cmg de la RGN y del SP son bastante cercanos dando una muy buena aproximación el modelo R-MISCOP respecto al modelo MINLP. Sin embargo, se encuentra mayores diferencias en

el line pack y en las presiones debido a que son parámetros que tienen más influencia a la ecuación cónica de transporte de GN; asimismo, los valores meta de line pack son muy cercanos en los casos analizados. Por lo que, se infiere que el modelo R-MISOCP tiene una representación cercana al modelo MINLP.

Figura 80. Error medio por iteración y costo normalizado por iteración

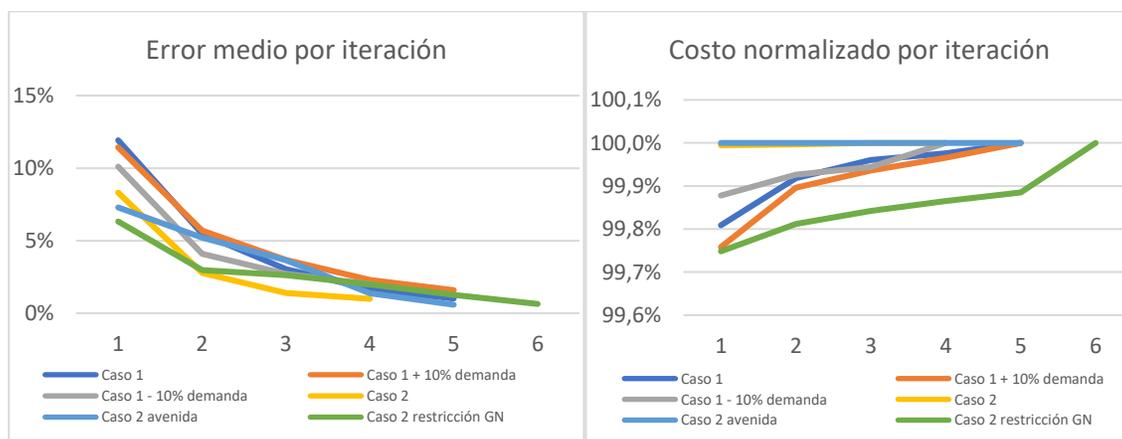


Figura 81. Indicadores de variable dependiente caso 1

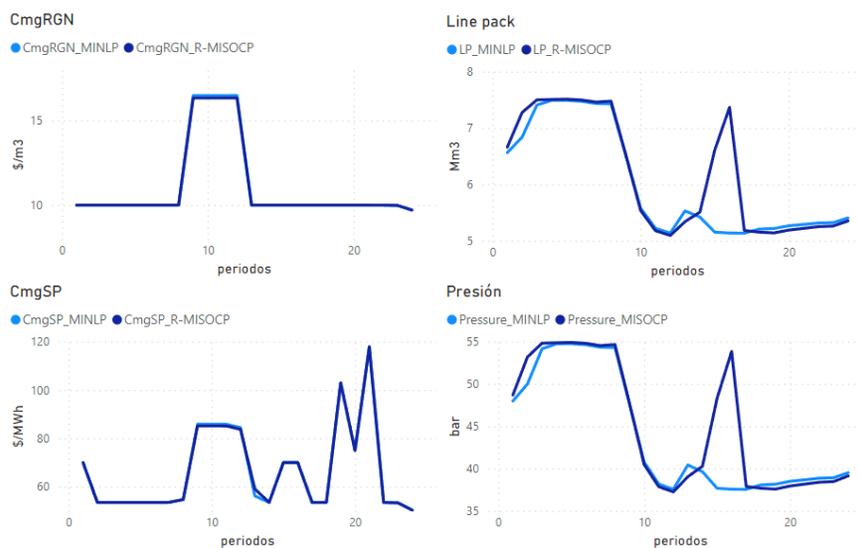
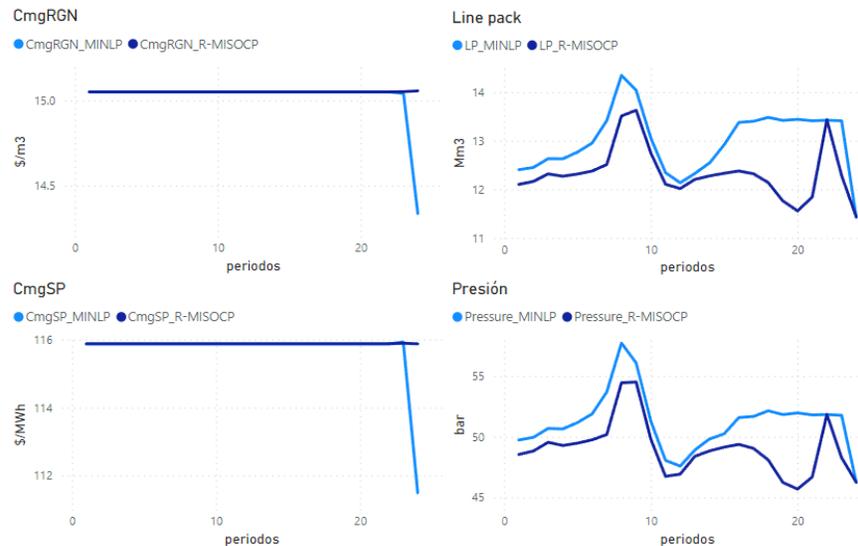


Figura 82. Indicadores de variable dependiente caso 2



La hipótesis específica se contrastó con la investigación de Correa y Sánchez (2014)⁷⁶, debido a que se pudo garantizar una solución óptima global para la integración de RGN y SP mediante la linealización por partes. Por lo que, en la presente tesis se consideró convertir el problema de integración MINLP en un problema convexo donde también se garantiza una solución óptima global.

La hipótesis específica se contrastó con la investigación de Schwele, Ordoudis, Kazempour y Pinson (2019)⁷⁷, donde concluyeron que el modelo MISOCP es más rápido, pero menos preciso que el modelo MINLP para un sistema energético con una RGN con flujo bidireccional. Por lo que, en la presente tesis se consideró refinar el

⁷⁶ Correa-Posada, C. M., & Sánchez-Martín, P. (2014). En el artículo de investigación: "Integrated power and natural gas model for energy adequacy in short-Term operation". Publicado en: "IEEE Transactions on Power Systems", 30(6), 3347-3355. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6977991>

⁷⁷ Schwele, A., Ordoudis, C., Kazempour, J., & Pinson, P. (2019, June). En el artículo de investigación: "Coordination of power and natural gas systems: Convexification approaches for linepack modeling". Publicado en "IEEE Milan PowerTech" (pp. 1-6). Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/331599180_Coordination_of_Power_and_Natural_Gas_Systems_Convexification_Approaches_for_Linepack_Modeling

modelo MISOCP y con flujo unidireccional que es una característica de la RGN de Camisea del sistema energético peruano.

La hipótesis específica se contrastó con la investigación de Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019)⁷⁸, debido a que se pudo reproducir los resultados del caso de ejemplo donde se obtuvo valores iguales a los CO para los 3 modelos MINLP, MISOCP y R-MISOCP. Asimismo, se contrastó que el modelo R-MISOCP presenta soluciones con una reducción considerable del error de convexificación de la ecuación cónica de transporte de GN, incrementando el tiempo de ejecución respecto al MISOCP, pero sigue siendo mucho menor al MINLP.

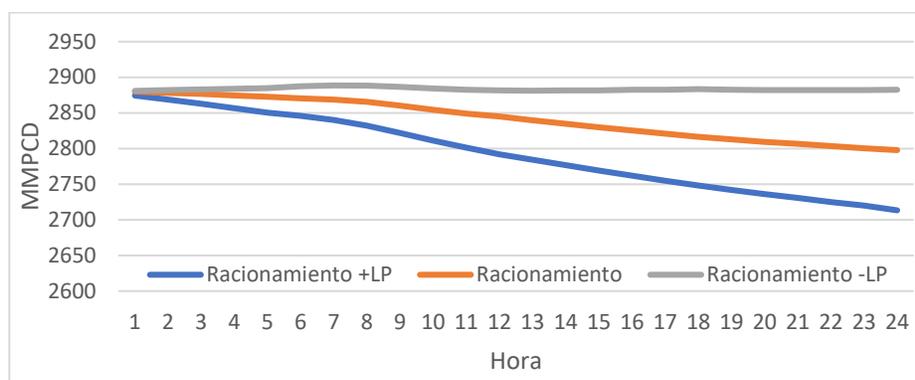
En conclusión, la hipótesis específica se contrastó al demostrar que, el método de relajación convexa R-MISOCP reduce el tiempo computacional y tienen buena precisión del modelamiento de la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo. Debido a que el tiempo de ejecución se redujo en 90% y el error de la función objetivo y convexificación fue de 1.8% y 1% respectivamente.

4.5.4. Contrastación de hipótesis específicas 3

Se planteó que, el line pack provee flexibilidad a la integración de la RGN y SP para OCP. A este respecto, para analizar la hipótesis se desarrollaron los escenarios de racionamiento que cuentan con variación de line pack.

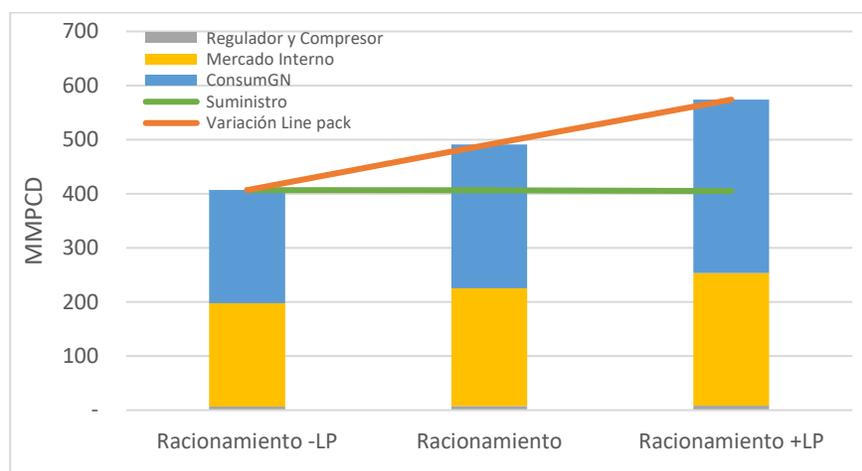
⁷⁸ Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: "Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model". Publicado en "IEEE Transactions on Power Systems" 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

Figura 83. Line pack horario por escenario de racionamiento



Los escenarios con variación de line pack son los que llevan el nombre de racionamiento donde se tiene limitado el suministro de GN con niveles distintos de descarga de line pack, en la figura 83 se observa el perfil horario. El escenario “Racionamiento - LP” descarga 0 MMPCD con una tendencia constante. El escenario “Racionamiento” descarga 84.4 MMPCD con una tendencia decreciente. El escenario “Racionamiento + LP” descarga 168.9 MMPCD con una tendencia decreciente y con mayor pendiente. Debido a ser un escenario de racionamiento no se observa una carga y descarga notoria como en los escenarios de “Avenida” y “Estiaje”, ver figura 66 y 67. Además, aumentar el line pack permite suministrar más GN al mercado interno y satisfacer la demanda de las CT a GN, ver figura 84. La flexibilidad de la RGN, proporcionada por el line pack, posibilita el ajuste del equilibrio entre oferta y demanda de gas natural en respuesta a las variaciones en el line pack y sus metas operativas.

Figura 84. Balance diario de GN por escenario de racionamiento 1

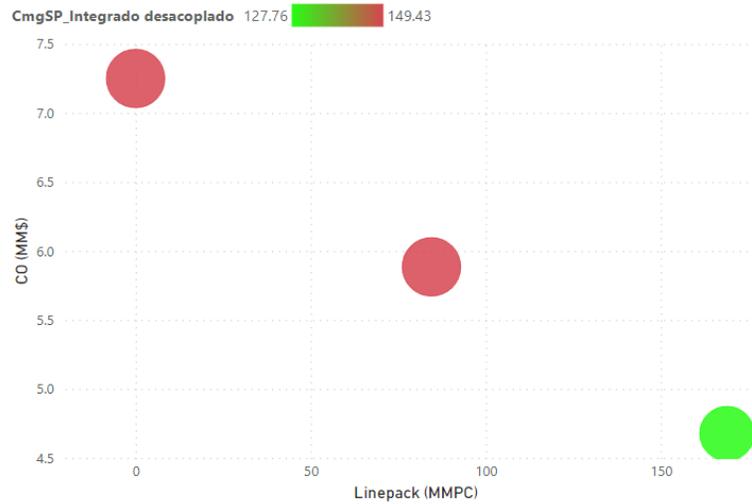


Los resultados obtenidos demuestran que a medida que se incrementa la descarga del line pack se reducen los CO, debido a la mayor producción de las CT a GN, como se puede notar en la figura 85. Asimismo, hay una reducción del costo marginal de 149.43 a 127.76 \$/MWh, debido a desplazamientos de unidades térmicas a D2 más costosas.

El CMg SP utilizado en la figura 85 es el costo marginal integrado desacoplado. Debido a que, el CMgSP integrado acoplado es influenciado por el racionamiento de GN. En la tabla 47, notamos que el CMg de la RGN en los escenarios de racionamiento es 421,637 \$/MMPC⁷⁹, que es el costo de racionamiento de la RGN. En efecto, afecta el CMgSP llevándolo orden de los 2,557 \$/MWh que ni es el costo incremental de la CT más costosa despachada 149 \$/MWh, ni el costo de racionamiento del SP 6000\$/MWh.

⁷⁹ 14.89 \$/m³ en unidades métricas

Figura 85. Balance diario de GN por escenario de racionamiento 2



La hipótesis específica se contrastó con la investigación de Sun, Ding, Hu y Shou (2019)⁸⁰, donde concluyeron que el modelo dinámico que contiene el line pack puede reflejar la diferencia flujo en los extremos del ducto y la capacidad de almacenamiento de la RGN. Asimismo, el despacho que obtuvieron evita una situación de un gran rango de producción y fluctuaciones del pozo. En ese marco, se contrastó que el line pack refleja la capacidad de almacenamiento de la RGN de Camisea, donde obtuvimos un almacenamiento útil de 168 MMPC como máximo. Además, en la condición de racionamiento estudiado se mantuvo estable la producción del pozo de Malvinas, aprovechando al máximo cada molécula de GN. Sin embargo, las cargas y descargas de line pack en cada hora complementa el neteo del balance suministro-demanda.

⁸⁰ Sun, H., Ding, C., Hu, S., & Zhou, W. (2019, September). En el artículo de investigación: "Optimal Dispatch of Integrated Electricity and Natural Gas Energy Systems with Long-Distance Pipeline Networks" Publicado en "IEEE 3rd International Electrical and Energy Conference (CIEEC)" (pp. 1054-1059). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9077336>

La hipótesis específica se contrastó con la investigación de Chen, Conejo, Sioshansi y Wei (2019)⁸¹, concluyen que la congestión de la RGN restringe el uso de la generación a base de GN y aumenta los CMg del SP. En ese marco, se contrasta que una limitación de la RGN lleva a obtener costos de racionamiento de GN que limitan la producción de las CT a GN e incrementan los CMg del SP, como se observó en los escenarios de racionamiento. No obstante, el SP cuenta con un Mercado Eléctrico Mayorista a diferencia del GN. Por consiguiente, en la presente tesis se planteó desacoplar los CMg del SP del modelo integrado, para reflejar la señal del mercado eléctrico con sus propias condiciones operativas.

En conclusión, la hipótesis específica se contrastó al demostrar que, el line pack provee flexibilidad a la integración de la RGN y SP para la OCP. Debido a que el line pack complementa el neteo de la del balance suministro-demanda. Además, en condiciones de racionamiento el line pack almacenado en la RGN permite reducir CO y cortes de GN.

4.5.5. Contrastación de hipótesis específicas 4

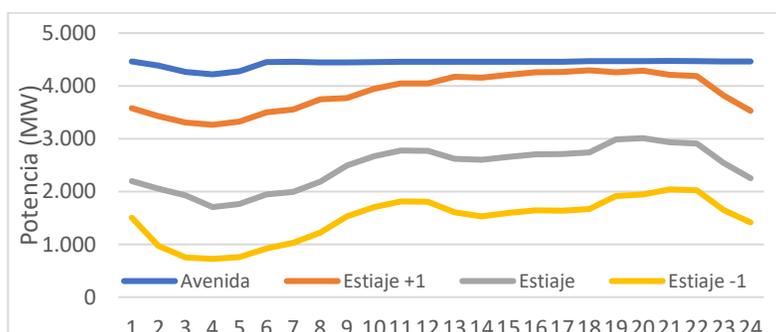
Se planteó que, un periodo hidrológico muy seco vulnera la OCP de la integración de SP y RGN. A este respecto, para analizar la hipótesis se desarrollaron los escenarios de avenida y estiaje que cuentan con variación de line pack.

Los escenarios con analizados son los que llevan el nombre de avenida estiaje donde se ha variado el caudal de entrada a los caudales de ingreso a las CH, en la figura 86 se

⁸¹ Chen, S., Conejo, A. J., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). En el artículo de investigación: "Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model". Publicado en "IEEE Transactions on Power Systems" 34(5) (pp. 3729-3738). Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8680015>

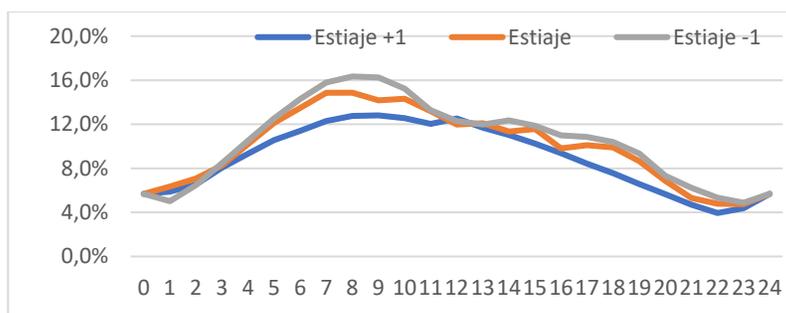
observa el perfil horario. El escenario “Avenida”, “Estiaje + 1”, “Estiaje” y “Estiaje -1” cuenta con un caudal de ingreso del 100%, 75%, 50% y 25% respectivamente. Se nota que, en el escenario de avenida, la tendencia es que la producción hidro tienda a 4460 MW, no obstante, de la etapa 2 a la 5 es menor debido al vertimiento hidráulico. En los escenarios de estiaje a medida que se reduce el caudal, reduce la producción media e incrementa la varianza de la producción.

Figura 86. Producción hidráulica por periodo en escenarios de avenida y estiaje.



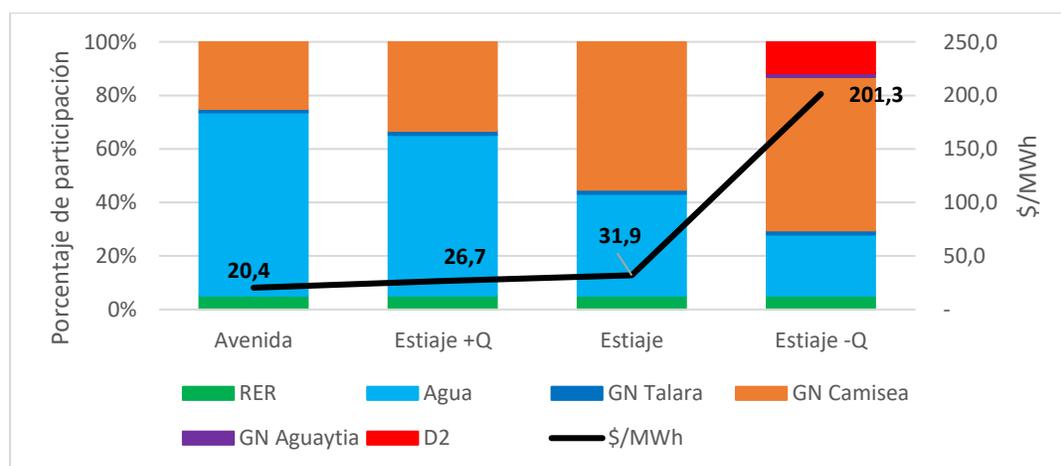
Los volúmenes útiles de los embalses también brindan flexibilidad al sistema energético. Debido que permiten modular la generación hidráulica con la carga o descarga de los embalses, como se muestra en la figura 87. Asimismo, se nota mayor varianza en el perfil del volumen útil a medida que se reduce el caudal.

Figura 87. Volumen útil de embalses por periodo en escenarios de avenida y estiaje.



En el balance de energía por tipo de recurso, se observa que mientras se reduce el caudal de entrada representado en los escenarios se incrementa la participación de la CT a GN, como se nota en la figura 88. Como consecuencia, hay un incremento del Cmg del SP y del consumo de gas. Tal es así, que en el escenario más crítico “Estiaje -Q” se despachan unidades con GN de Aguyatía, que compiten con ciclos abiertos de CT de GN. A pesar de ello, no se logra suministrar la demanda y el flujo de transporte que opera de Malvinas a Chiquintirca opera a un 99.91% de la capacidad nominal. Para completar el abastecimiento de la demanda eléctrica se completa con CT a D2 mucho mas costosas. Cabe precisar que, el modelo integrado en este escenario tiene un beneficio considerable al modelo desintegrado, que no tiene la integrada la restricción de la capacidad de transporte, despacha más unidades a GN de Camisea y que la RGN no tiene la capacidad de suficiente.

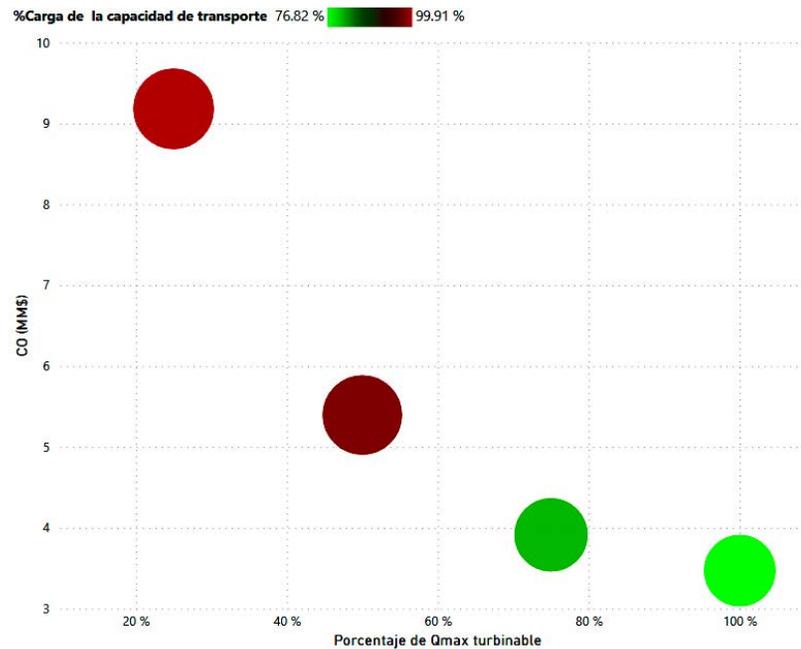
Figura 88. Balance de energía por recurso para escenarios de avenida a estiaje



El CO del sistema energético peruano y el porcentaje de la capacidad de transporte de la RGN se incrementa a medida de la reducción de caudal de las CH, ver figura 89.

Debido, a que el GN y agua son recursos energéticos complementarios. Sin embargo, la RGN tiene una capacidad de transporte, que como podemos notar en el escenario caudal 25% se tiene el máximo sobrecosto y la operación de CT a D2.

Figura 89. CO y % de carga de capacidad de transporte de la RGN por % de caudal máximo turbinable



En conclusión, la hipótesis específica se contrastó al demostrar que, un periodo hidrológico muy seco vulnera la OCP de la integración de SP y RGN. Debido a que una reducción del caudal incrementa el costo operativo y reduce la reserva operativa de capacidad de transporte de GN

CONCLUSIONES

1. La integración de la red de gas natural y sistema de potencia optimiza la operación de corto plazo del sistema energético peruano, reduciendo los costos operativos 0.3% en condiciones normales y 44.7% en condiciones hídricas muy secas. Asimismo, los costos marginales del sistema de potencia se reducen en 1.2%.
2. El sistema energético peruano tiene una alta interdependencia y baja coordinación entre las RGN y SP. Debido a que el porcentaje de producción de CT a GN son del 36.5% y el consumo de estos representa el 58.6% para el sistema energético peruano, siendo más altos en estiaje. Además, de los 365 días del año 2022, solo hubo una coordinación directa el 1.37% de los días, mientras que los demás días fue una coordinación indirecta.
3. El método de relajación convexa R-MISOCP reduce el tiempo computacional y tienen buena precisión del modelamiento de la integración de redes de gas natural y sistemas de potencia para optimizar la operación de corto plazo. Debido a que el tiempo de ejecución se redujo en 90% y el error de la función objetivo y convexificación fue de 1.8% y 1% respectivamente.
4. El line pack provee flexibilidad a la integración de la RGN y SP para la OCP, debido a que el line pack complementa el neteo del balance suministro-demanda. Además, en condiciones de racionamiento el line pack almacenado en la RGN permite reducir CO y cortes de GN.

5. Un periodo hidrológico muy seco vulnera la OCP de la integración de SP y RGN, debido a que una reducción del caudal incrementa el CO y reduce la reserva operativa de capacidad de transporte de GN

RECOMENDACIONES

1. Incrementar coordinaciones y mesas de trabajo entre operadores de la RGN y SP para encontrar condiciones óptimas operativas que beneficien ambos sectores.
2. Reorganizar el horizonte de estudio de corto plazo del GN. Es decir, que inicie de 0 a 24 horas para que coincida con el SP y evitar errores de pronóstico de operación.
3. Modificar la discretización diaria a horaria de la RGN para obtener el efecto horario y captar mejor la flexibilidad de la RGN.
4. En días previos al racionamiento de GN carga el line pack de los ductos para incrementar la disponibilidad de GN para el mercado interno.
5. Establecer las condiciones de presión de operación normal y emergencia, para incrementar la flexibilidad energética de la RGN.
6. Analizar horizontes más amplios de operación para tomar decisiones estratégicas en arranques de CC.
7. A futuras investigaciones, para el análisis del sistema energético peruano incluir pérdidas de la red de transmisión, la convexificación del consumo de compresores y ampliar el horizonte de estudio a más días.

REFERENCIAS

1. Bakhouya, B., & De Wolf, D. (2008). Solving the gas transmission problem with consideration of the compressors. *In 9ème conférence de la Société Française de Recherche Opérationnelle et d'Aide à la Décision.*
2. Belotti, P., Kirches, C., Leyffer, S., Linderoth, J., & Luedtke, J. (2012). *Mixed-Integer Nonlinear Optimization.* Illinois: Argonne National Laboratory.
3. Benson, H., & Sağlam, Ü. (2013). Mixed-Integer Second-Order Cone Programming: A Survey. *Theory Driven by Influential Applications*, 13-36.
4. Boyd, S., & Vandenberghe, L. (2004). *Convex optimization.* Cambridge University press.
5. Chávez, A. (2014). Control de parámetros operativos para optimizar el funcionamiento de la red principal de transporte y distribución de gas natural seco del Proyecto Camisea I. *Tecnia, volumen 24, nro 2*, 29.
6. Chen, S., Conejo, A., Sioshansi, R., & Wei, Z. (2019). Unit commitment with an enhanced natural gas-flow model. *IEEE Transactions on Power systems* 34.5, 3729-3738.
7. COES. (2015). *Procedimiento Técnico N°1 Programación de la operación de corto plazo.* Lima: COES.
8. Conejo, A., Castillo, E., Pedregal, P., García, R., & Alguacil, N. (2002). *Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería*

y *Ciencia*. Universidad de Castilla La Mancha: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.

9. Correa Posada, C., & Sanchez Martin, P. (2014). Integrated power and natural gas model for energy adequacy in short-term operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, vol. 30, no 6, 3347-3355.
10. De Wolf, D. (2017). Mathematical properties of formulations of the gas transmission problem. *Tehnički glasnik* vol. 11, no 3, 133-137.
11. De Wolf, D., & Smeers, Y. (2000). The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm. *Management Science*, 1454-1465.
12. Ghaoui, L. (2021). *Hyper-Textbook: Optimization Models and Applications*. California: UC Berkeley.
13. Hillier, F., & Lieberman, G. (2010). *Introducción a la investigación de Operaciones*. México DF: Mc Graw Hill.
14. International Energy Agency. (2022). *World Energy Outlook*. Paris: IEA.
15. International Institute for Energy Systems Integration. (2016). *Energy Systems Integration: Defining and Describing the Value Proposition*. Denver.
16. Luo, S., Yang, L., Zhang, X., Cheng, W., Wang, K., & Xu, Y. (2018). Fully Linear-Constrained Optimal Electricity-Gas Flow in an Integrated Energy System. *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 1-6.

17. Markowitz, H., & Manne, A. (1957). On the Solution of Discrete Programming Problems. *Econometrica*, 84-110.
18. Menon, E. (2005). *Gas pipeline hydraulics*. Boca Raton: Taylor & Francis Group.
19. MINEM. (2018). *Decreto Supremo que establece el mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia*. Lima: MINEM.
20. National Grid Eso. (2020). *Introduction to energy system flexibility*. Londres.
21. Navarro, R., Rojas, H., De Oliveira, I., Luyo, J., & Molina, Y. (2022). Optimization Model for the Integration of the Electric System and Gas Network: Peruvian Case. *MDPI - Energies*, 3847.
22. PSR. (2020). *Modelo NCP Manual de metodología*. Sao Paulo.
23. Raheli, E., Wu, Q., Zhang, M., & Wen, C. (2021). Optimal coordinated operation of integrated natural gas and electric power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
24. Shwele, A., Ordoudis, C., Kazempour, J., & Pinson, P. (2019). Coordination of power and natural gas systems: Convexification approaches for linepack modeling. *IEEE Milan PowerTech*, 1-6.
25. Sirvent, M., Kanelakis, N., & Geibler, B. (2017). Linearized model for optimization of coupled electricity and natural gas systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 5 (3), 364-374.

26. Sivanagaraju, S., & Sreenivasan, G. (2009). *Power system operation and control*. Chennai • Delhi • Chandigarh: Pearson Education.
27. Soroudi, A. (2017). *Power system optimization modeling in GAMS*. Dublin, Ireland: Springer.
28. Sun, H., Ding, C., Hu, S., & Zhou, W. (2019). Optimal Dispatch of Integrated Electricity and Natural Gas Energy Systems with Long-Distance Pipeline Networks. *IEEE 3rd International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, 1054-1059.
29. Urban, S. (2021). *Cornell University*. Obtenido de https://optimization.cbe.cornell.edu/index.php?title=McCormick_envelopes
30. Vahid-Pakdel, M., Pesaran Hajiabbas, M., & Mohammadi-Ivatloo, B. (2018). Impact of Integrated Optimization of Independent Energy Carriers on Power Systems. *Classical and Recent Aspects of Power System Optimization*, 389-405.
31. Wollenberg, B., & Sheblé, G. (2013). *Power Generation, Operation, and Control*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.
32. Zhu, J. (2009). *Optimization of power system operation*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.
33. Zlotnik, A., Roald, L., Backhaus, S., Chertkov, M., & Anderson, G. (2016). Coordinated Scheduling for Interdependent Electric Power and Natural Gas Infrastructures. *IEEE Transactions on Power Systems*, 600-610.

ANEXOS

Anexo 1. Matriz de consistencia

TITULO: INTEGRACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL Y SISTEMAS DE POTENCIA PARA OPTIMIZAR LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO DEL SISTEMA ENERGÉTICO PERUANO					
PROBLEMA	OBJETIVO	HIPOTESIS	VARIABLES	INDICADORES	TECNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS
<p>Problema General ¿Cuál es el impacto de integrar las RGN y SP para optimizar de la OCP del sistema energético peruano?</p> <p>Problemas Específicos 1. ¿Cuál es el estado actual de la integración de RGN y SP en el sistema energético peruano? 2. ¿Cómo modelar la integración de RGN y SP para optimizar la OCP? 3. ¿Cómo influye el line pack en la integración de RGN y SP para optimizar la OCP? 4. ¿Cómo afecta el periodo hidrológico en la integración de RGN y SP para OCP?</p>	<p>Objetivo General Formular un modelo de integración de RGN y SP para la optimización de la OCP del sistema energético peruano.</p> <p>Objetivos Específicos 1. Determinar cuál es el estado actual de la integración de RGN y SP en el sistema energético peruano. 2. Modelar la integración de RGN y SP para optimizar la OCP. 3. Determinar la influencia del line pack en la integración de RGN y SP para optimizar la OCP. 4. OE4. Determinar la afectación del periodo hidrológico en la integración de RGN y SP para optimizar la OCP.</p>	<p>Hipótesis General La integración de RGN y SP optimiza OCP del sistema energético peruano reduciendo costos operativos.</p> <p>Hipótesis Específicos H1. El sistema energético peruano tiene alta interdependencia y baja coordinación entre las RGN y SP. H2. Los métodos de relajación reducen el tiempo computacional y tiene buena precisión del modelamiento de la integración de RGN y SP para optimizar la operación de corto plazo. H3. El line pack provee de flexibilidad a la integración de RGN y SP para optimizar la OCP. H4. Un periodo hidrológico muy seco vulnera la OCP de la integración de RGN y SP.</p>	<p>Variable Independiente: X: Integración de redes de gas natural y sistemas de potencia</p> <p>Variable dependiente: Y: Optimizar la operación de corto plazo del sistema energético peruano</p>	<p>Indicadores X: X1: Caudales y potencia de centrales hidroeléctricas X2: Generación de energías renovables X4: Potencia de Centrales térmicas X3: Demanda de energía del sistema de potencia X4: Demanda de gas natural X5: Suministro y disponibilidad de gas natural X6: Volumen meta Y6: Line pack meta</p> <p>Indicadores Y: Y1: CO del sistema energético integrado Y2: Costo marginal del sistema energético integrado Y3: Line pack Y4: Flujo volumétrico de gas por ducto Y5: Producción de pozos de extracción de gas Y6: Flujos de la red de transmisión eléctrica Y7: Producción de centrales de generación Y8: Volumen de embalses</p>	<p>*Búsqueda Documental. *Entrevista a expertos.</p>

Anexo 2. Red GN de Camisea y datos

Nodos de la RGN

Nodo	Presión mínima (bar)	Presión máxima (bar)
Malvinas	80	150
Kamanil	60	130
KamaniO	70	150
ChiquintircaI	60	120
ChiquintircaO	100	150
HumayI	100	150
Mix101	90	160
Mix101_O	90	160
Chilca	90	160
LurinI	70	160
HumayO	20	55
LurinO	20	55
Pisco	35	50
Ica	35	50
Marcona	35	50
Nazca	35	50
SantaRosa	35	60
SantaAnita	35	60
Ventanilla	35	60
NG_Aguaytia	50	60

Ductos de la RGN

Ducto	Nodo inicial	Nodo final	Cnm	Knm	Line pack inicial Mm3	sqe	Line pack final Mm3	Capacidad diaria Mm3
Pipe1	Malvinas	Kamanil	4,161	0.808	10,282	1.062	10,282	43,608
Pipe2	KamaniO	ChiquintircaI	4,697	0.556	6,496	1.204	6,496	43,608
Pipe3	ChiquintircaO	HumayI	2,021	1.426	17,967	0.784	17,967	43,608
Pipe4	HumayI	Mix101	1,273	0.152	2,180	0.967	2,180	43,608
Pipe5	ChiquintircaO	Mix101	3,200	2.922	37,504	0.758	37,504	43,608
Pipe6	Mix101_O	Chilca	1,060	0.212	2,225	0.999	2,225	43,608
Pipe7	Mix101_O	Chilca	3,090	0.483	5,077	0.999	5,077	43,608
Pipe8	Chilca	LurinI	1,942	0.063	660	1.003	660	43,608
Pipe9	Chilca	LurinI	5,662	0.143	1,505	1.003	1,505	43,608

Pipe10	HumayO	Pisco	953	0.045	218	0.964	218	600
Pipe11	HumayO	Ica	2,151	0.110	526	1.001	526	7,079
Pipe12	Ica	Marcona	1,127	0.413	2,018	0.966	2,018	7,079
Pipe13	Marcona	Nazca	88	0.011	52	1.046	52	7,079
Pipe14	LurinO	SantaAnita	2,427	0.085	437	1.017	437	11,893
Pipe15	SantaAnita	SantaRosa	10,126	0.005	26	0.993	26	11,893
Pipe16	SantaRosa	Ventanilla	2,768	0.067	349	0.985	349	11,893
Pipe17	LurinO	SantaAnita	2,674	0.070	360	1.017	360	11,893

Reguladores de presión

Regulador	Nodo inicial	Nodo final	Presión_min	Presión_max	Presión de salida	Relación de consumo
R_Humay	HumayI	HumayO	0	150	48	0.005
R_Lurin	LurinI	LurinO	50	160	52	0.005
R_Mix	Mix101	Mix101_O	50	160	105	0.005

Compresores

Compresor	Nodo inicial	Nodo final	Relación comp máxima	Relación comp mínima	Flujo comprimido máximo	Relación de consumo
C_Kamani	Kamanil	KamaniO	1	3	43608	0.005
C_Chiquintirca	ChiquintircaI	ChiquintircaO	1	3	43608	0.005

Pozos de producción

Pozo	Nodo	Cap máxima Mm3	Cap mínima Mm3	Costo \$/m3
Camisea	Malvinas	47572	0	0.068
W_Aguaytia	NG_Aguaytia	1000	0	0.099

Anexo 3. SEIN y datos

Centrales térmicas

Unidad	Barra	Pmax	Pmin	b	Ccomb	CVNC	C_start	C_down	Cond_I	EffID	Nodo	TMO	TMA	CCiclo
	SP	MW	MW	Mm3	\$/Mm3	\$/MWh	\$	\$		Mm3/MW	RGN	h	h	
KALLPATG1GAS	ChilcaRep220	186.6	100	10.9	137.6	2.0223	607.78	607.78	0	0.22	Chilca	8	5	CT-Kallpa-Cald1
KALLPATG2GAS	ChilcaRep220	189.7	100	11.4	137.6	2.0223	533.04	533.04	0	0.22	Chilca	8	5	CT-Kallpa-Cald2
KALLPATG3GAS	ChilcaRep220	193.0	100	11.4	137.6	2.0223	517.58	517.58	0	0.21	Chilca	8	5	CT-Kallpa-Cald3
KALLPACC1GAS	ChilcaRep220	279.8	220	11.1	137.6	3.345	3294.48	3294.48	1	0.14	Chilca	23	24	CT-Kallpa-Cald1
KALLPACC2GAS	ChilcaRep220	278.8	220	5.6	137.6	3.345	3156.55	3156.55	1	0.17	Chilca	23	24	CT-Kallpa-Cald2
KALLPACC3GAS	ChilcaRep220	284.7	220	7.4	137.6	3.345	3186.98	3186.98	1	0.16	Chilca	23	24	CT-Kallpa-Cald3
CHILCA1TG1GAS	ChilcaCTM220	172.0	10	11.1	137.6	1.9972	388.60	388.60	0	0.20	Chilca	3	5	CT-Chilca-Cald1
CHILCA1TG2GAS	ChilcaCTM220	172.4	15	11.6	137.6	1.9972	291.81	291.81	0	0.19	Chilca	3	5	CT-Chilca-Cald2
CHILCA1TG3GAS	ChilcaCTM220	189.6	15	12.4	137.6	1.9972	419.79	419.79	0	0.21	Chilca	3	5	CT-Chilca-Cald3
CHILCA1CC1GAS	ChilcaCTM220	251.8	120	10.9	137.6	3.345	4041.00	4041.00	1	0.14	Chilca	23	24	CT-Chilca-Cald1
CHILCA1CC2GAS	ChilcaCTM220	251.7	230	4.4	137.6	3.345	4036.75	4036.75	1	0.16	Chilca	23	24	CT-Chilca-Cald2
CHILCA1CC3GAS	ChilcaCTM220	282.1	230	6.3	137.6	3.345	4090.72	4090.72	1	0.17	Chilca	23	24	CT-Chilca-Cald3
AGETG1GAS	Aguaytia220	90.1	60	7.2	100.5	3.9154	509.68	509.68	0	0.25	NG_Aguaytia	23	23	CT-Aguayta-G
AGETG2GAS	Aguaytia220	90.0	60	7.9	100.5	3.6247	500.75	500.75	1	0.25	NG_Aguaytia	23	23	CT-Aguayta-G
MAL2_TGN4GAS	Talara220	100.0	25	6.7	29.8	1.9972	37.09	37.09	1	0.19		0	23	8 0
VENT3GAS	Ventanilla220	150.3	90	9.6	137.6	2.0223	442.00	442.00	0	0.21	Ventanilla	23	4	CT-Venta-Cald3
VENT4GAS	Ventanilla220	150.9	90	10.5	137.6	2.0223	396.80	396.80	0	0.20	Ventanilla	23	4	CT-Venta-Cald4
VENTCC3GAS	Ventanilla220	212.2	173	7.2	137.6	3.345	6392.74	6392.74	1	0.15	Ventanilla	20	4	CT-Venta-Cald3
VENTCC4GAS	Ventanilla220	213.4	182	6.9	137.6	3.345	5934.66	5934.66	1	0.16	Ventanilla	20	4	CT-Venta-Cald4
RFILO2TG1D2	Moquegua220	167.7	96	3.4	2877.1	4	642.85	642.85	0	0.05		0	2	5 0
RFILO2TG2D2	Moquegua220	168.0	96	3.4	2877.1	4	621.75	621.75	0	0.05		0	2	5 0
RFILO2TG3D2	Moquegua220	166.2	96	3.3	2877.1	4	652.03	652.03	0	0.05		0	2	5 0
ILO2_CARB	Moquegua220	0.0	0	2.4	176.0	2.3921	82175.00	82175.00	0	0.34		0	6.63	0 0
INDEP_GAS	Independencia220	23.2	4	0.8	114.3	2.4543	12.08	12.08	0	0.20	HumayO	1	0.6	0

Unidad	Barra	Pmax	Pmin	b	Ccomb	CVNC	C_start	C_down	Cond_I	EffID	Nodo	TMO	TMA	CCiclo
	SP	MW	MW	Mm3	\$/Mm3	\$/MWh	\$	\$		Mm3/MW	RGN	h	h	
OLLEROS_TG1_GAS	Chilca500	192.8	125	8.7	137.6	1.9972	652.92	652.92	0	0.24	Chilca	4	4.3333	CT-Olleros
LFLORESTG1GAS	ChilcaCTM220	188.9	100	11.0	137.6	2.0223	521.30	521.30	0	0.21	Chilca	8	5	CT-Flores
SN_TV1R500	Marcona220	17.6	12	0.3	3283.4	1.32	1122.84	1122.84	0	0.08		0	8	8 0
SN_TV2R500	Marcona220	19.3	12	0.1	3283.4	1.32	2233.21	2233.21	0	0.08		0	8	8 0
SN_TV3R500	Marcona220	24.3	12	0.4	3283.4	1.32	1126.57	1126.57	0	0.07		0	8	8 0
SH_CUMMINS	Marcona220	0.0	0	0.0	3911.8	2.4543	0.30	0.30	0	0.05		0	1	0.6 0
CHIL_SLZ12-R500D2	Socabaya220	0.0	0	0.0	2531.7	2.4543	0.39	0.39	0	0.07		0	2	2 0
MOLL123D2	Socabaya220	0.0	0	0.2	2561.4	7.5357	56.08	56.08	0	0.06		0	2	4 0
FENIXGT12GAS	Chilca500	191.9	120	10.4	137.5	2.0223	600.25	600.25	0	0.21	Chilca	0	12	CT-Fenix-Cald12
FENIXCCGT12GAS	Chilca500	287.7	199	4.5	137.5	3.345	4246.37	4246.37	1	0.16	Chilca	0	24	CT-Fenix-Cald12
FENIXGT11GAS	Chilca500	191.0	120	11.2	137.5	2.0223	475.34	475.34	0	0.21	Chilca	0	12	CT-Fenix-Cald11
FENIXCCGT11GAS	Chilca500	287.6	199	5.2	137.5	3.345	4293.40	4293.40	1	0.16	Chilca	0	24	CT-Fenix-Cald11
OQUENDTG1_GAS	Ventanilla220	28.0	1	2.0	0.0	0	19.63	19.63	1	0.22	Ventanilla	2	1.25	0
RECKATG1-D2	Chiclayo220	178.0	55	3.7	3452.8	5.0215	62690.98	62690.98	0	0.05		0	2	5 0
PTO_BRVOTG3-D2	SanJose500	180.2	92	2.6	2519.9	1.9972	1006.88	1006.88	0	0.06		0	2	8 0
PTO_BRVOTG1-D2	SanJose500	179.8	92	2.6	2519.9	1.9972	919.24	919.24	0	0.06		0	2	8 0
PTO_BRVOTG4-D2	SanJose500	183.6	92	2.5	2519.9	1.9972	996.59	996.59	0	0.06		0	2	8 0
PTO_BRVOTG2-D2	SanJose500	179.9	92	2.5	2519.9	1.9972	1059.44	1059.44	0	0.06		0	2	8 0
CTNEPITG43D2	Montalvo500	208.3	120	4.8	2629.0	1.9972	2243.34	2243.34	0	0.05		0	2	5 0
CTNEPITG42D2	Montalvo500	208.3	120	4.3	2629.0	1.9972	2254.61	2254.61	0	0.05		0	2	5 0
CTNEPITG41D2	Montalvo500	208.7	120	4.3	2629.0	1.9972	2561.48	2561.48	0	0.05		0	2	5 0
CHILCA2CCOMBTG41-GAS	ChilcaCTM220	114.0	67.34	3.7	137.5	3.345	4826.49	4826.49	1	0.15	Chilca	23	24	CT-Chilca2
CHILCA2TG41-GAS	ChilcaCTM220	76.5	39.7	6.5	137.5	1.9972	109.23	109.23	0	0.19	Chilca	5	5	CT-Chilca2
CHILINATG-D2	Socabaya220	11.9	5.5	0.6	2531.7	1.9972	0.39	0.39	0	0.06		0	2	4 0
STAROSAUI6-GAS	SantaRosa220	55.0	32	4.1	137.6	1.9972	49.82	49.82	0	0.26	SantaRosa	6	12	0
STAROSAUI5-GAS	SantaRosa220	51.2	32	4.8	137.6	1.9972	73.01	73.01	0	0.24	SantaRosa	6	12	0
STAROSAWESTTG7-GASCONH2O	SantaRosa220	119.5	65	6.4	137.6	2.0223	290.71	290.71	0	0.26	SantaRosa	23	12	0
STAROSATG8GAS	SantaRosa220	184.9	100	11.1	137.6	2.0223	601.73	601.73	0	0.22	SantaRosa	23	12	0
OLLEROSCCOMBTG1-GAS	Chilca500	296.3	211	4.7	137.6	3.345	0.01	0.01	1	0.17	Chilca	20	4	CT-Olleros

Unidad	Barra	Pmax	Pmin	b	Ccomb	CVNC	C_start	C_down	Cond_I	EffID	Nodo	TMO	TMA	CCiclo	
	SP	MW	MW	Mm3	\$/Mm3	\$/MWh	\$	\$		Mm3/MW	RGN	h	h		
LFLORESCOMBGT1-GAS	ChilcaCTM220	322.0	175	8.3	137.6	3.345	0.00	0.00	1	0.15	Chilca	23	24	CT-Flores	
VENT3D2	Ventanilla220	142.4	75	3.5	2126.7	2.0223	1976.32	1976.32	0	0.05		0	23	0	CT-Venta-Cald3
VENT4D2	Ventanilla220	137.8	75	2.7	2126.7	2.0223	1481.13	1481.13	0	0.05		0	23	0	CT-Venta-Cald4
FENIXGT12D2	Chilca500	181.4	51	3.7	2558.3	1.9972	0.53	0.53	0	0.06		0	0	12	CT-Fenix-Cald12
FENIXGT11D2	Chilca500	182.1	51	3.5	2558.3	1.9972	0.53	0.53	0	0.06		0	0	12	CT-Fenix-Cald11
FENIXCCGT12D2	Chilca500	269.5	145	1.8	2558.3	3.345	0.53	0.53	0	0.05		0	22	23	CT-Fenix-Cald12
FENIXCCGT11D2	Chilca500	270.5	145	1.6	2558.3	3.345	0.53	0.53	0	0.05		0	22	23	CT-Fenix-Cald11

Centrales hidroeléctricas

Unidad	Nodo	Pmax	Pmin	caudal	Ren	costo	Embalse	Vmin	Vmax	Vi	Vf
		MW	MW	m3/s	MW/m3/s	\$/MWh		Hm3	Hm3	Hm3	Hm3
CH_Huinco	Carapongo220	277.9	20	12.2	10.2	0.5	1	0.15	0.43	0.2	0.2
CH_Matucana	Carapongo220	137.0	20	7.1	8.7	0.5	1	0.02	0.06	0.025	0.025
CH_Callahuanca	Carapongo220	84.4	8	11.1	3.4	0.5	0	0	0	0	0
CH_Huampani	Carapongo220	30.9	6	9.5	1.5	0.5	0	0	0	0	0
CH_Moyopampa	SanJuan220	69.1	8	8.7	3.6	0.5	0	0	0	0	0
CH_Mantaro	Mantaro220	678.7	30	47.7	6.4	0.5	1	1.4121	3.4454	1.42	1.4
CH_Restitucion	Mantaro220	219.4	35	47.3	2.1	0.5	0	0	0	0	0
CH_Oroya	Oroya220	9.1	1	3.0	1.4	0.5	0	0	0	0	0
CH_Pachachaca	Oroya220	9.7	0.37	3.0	1.5	0.5	0	0	0	0	0
CH_Yaupi	Carhuamayo220	113.7	10	13.1	3.9	0.5	0	0	0	0	0
CH_Huanchor	Oroya220	19.8	6.11	4.9	1.8	0.5	0	0	0	0	0
CH_Pariac	Huallanca138	4.8	0	1.2	1.8	0.5	0	0	0	0	0
CH_Yanango	Pachachaca220	43.1	5	9.0	2.2	0.5	0	0	0	0	0
CH_Chimay	Pachachaca220	152.3	45	40.6	1.7	0.5	1	0.2	1.5	0.3	0.3
CH_Charcani4	Socabaya220	15.4	2.4	6.8	1.0	0.5	0	0	0	0	0

Unidad	Nodo	Pmax MW	Pmin MW	caudal m3/s	Ren MW/m3/s	costo \$/MWh	Embalse	Vmin Hm3	Vmax Hm3	Vi Hm3	Vf Hm3
CH_Charcani5	Socabaya220	146.6	15	11.8	5.6	0.5	1	0.0253	0.0905	0.03	0.03
CH_Charcani6	Socabaya220	8.9	1.4	6.7	0.6	0.5	0	0	0	0	0
CH_Aricota1	LosHeros220	22.1	1.5	2.0	4.9	0.5	0	0	0	0	0
CH_Arico2	LosHeros220	12.2	1.5	2.1	2.7	0.5	0	0	0	0	0
CH_Machupicchu	Machupicchu138	168.8	3	25.1	3.0	0.5	0	0	0	0	0
CH_SanGaban2	SanGaban138	115.7	5	8.9	5.8	0.5	1	0.025	0.148	0.05	0.05
CH_Yuncan	Carhuamayo220	136.7	16	13.3	4.6	0.5	1	1.268	1.602	1.3	1.3
CH_EIPlatanal	ChilcaRep220	227.1	20	18.3	5.6	0.5	1	0.12	0.57	0.15	0.15
CH_Cahua	Paramonga220	45.4	6	10.9	1.9	0.5	0	0	0	0	0
CH_Malpaso	Oroya220	48.4	6	36.2	0.6	0.5	1	19.7383	23.5664	20	20
CH_CaniondelPato	Huallanca138	265.6	25.64	34.0	3.5	0.5	1	0	0.72	0.1	0.1
CH_Cahuaquero	Carhuaquero220	94.5	10	9.5	4.5	0.5	1	0.07	0.597	0.1	0.1
CH_GallitoCiego	Trujillo220	35.3	12	18.5	0.9	0.5	0	0	0	0	0
CH_Arcata	Tintaya138	5.1	0.1	1.2	1.9	0.5	0	0	0	0	0
CH_SantaTeresa	Suriray220	89.8	20	23.9	1.7	0.5	0	0	0	0	0
CH_Quitaracsa	KimanaYllu220	117.8	16	7.0	7.5	0.5	1	0.0003	0.27	0.005	0.005
CH_CerroDelAguila	Colcabamba220	564.8	64.5	105.7	2.4	0.5	1	20.092	32.426	21	21
CH_Pchaglla	Paragsha138	6.4	1	1.7	1.7	0.5	0	0	0	0	0
CH_Cahuaquero4	Carhuaquero220	10.0	0.8	1.2	3.9	0.5	0	0	0	0	0
CH_Cheves	Paramonga220	179.6	20	15.5	5.2	0.5	1	0.085	0.4874	0.1	0.1
CH_Huanza	Huanza220	98.3	4.5	7.3	6.0	0.5	1	0.263	0.636	0.3	0.3
CH_Mcda	Colcabamba220	10.4	2.88	8.6	0.5	0.5	0	0	0	0	0
CH_Carhuac	Carapongo220	20.4	3.7	6.4	1.4	0.5	0	0	0	0	0
CH_CaniaBRava	Carhuaquero220	5.7	1.061	8.7	0.3	0.5	0	0	0	0	0
CH_LaVirgen	Oroya220	93.8	4.69	13.7	3.1	0.5	0	0	0	0	0
CH_Chaglla	Paragsha220	470.4	140	66.8	3.2	0.5	1	351.47	365.965	352	352

Centrales Renovables

Unidad	Barra	Combustible
CS_Majes	Socabaya220	Solar
CH_Carpapata	Oroya220	Agua
CS_Reparticion	Socabaya220	Solar
CT_Paramonga	Paramonga220	Biocombustible
CT_Huaycoloro	Carapongo220	Biocombustible
CH_LaJoya	Socabaya220	Agua
CH_SantaCruz	Huallanca138	Agua
CH_Huasahuasi	Oroya220	Agua
CH_Roncador	Paramonga220	Agua
CH_Purmacana	Paramonga220	Agua
CH_NuevolImperial	ChilcaRep220	Agua
CT_Maple	Piura220	Biocombustible
CS_Tacna	LosHeros220	Solar
CS_Panamericana	Ilo220	Solar
CH_Pizarras	Carhuaquero220	Agua
CH_Pias	KimanAyllu138	Agua
CH_Poechos1	Piura220	Agua
CE_Talara	Piura220	Eólico
CE_Cupisnique	Trujillo220	Eólico
CH_Electroriente	Juanjui138	Agua
CH_Curumuy	Piura220	Agua
CH_Poechos2	Piura220	Agua
CH_Cancahylo	Oroya220	Agua
CH_Chancay	Zapallal220	Agua
CH_Rucuy	Zapallal220	Agua
CH_Runatullo	Carabayllo220	Agua
CH_Runatullo3	Carabayllo220	Agua
CT_LaGringa	Carapongo220	Biocombustible
CS_Moquegua	Ilo220	Solar
CE_Marcona	Marcona220	Eólico
CE_3Hermanas	Marcona220	Eólico
CH_Yanapampa	Paramonga220	Agua
CT_Tablazo	Piura220	Biocombustible
CH_Potrero	Cajamarca220	Agua
CH_Maranion	Vizcarra220	Agua
Cs_Rubi	Montalvo500	Solar
CH_Yarucaya	Paramonga220	Agua
CS_Intipampa	Moquegua220	Solar
CH_Her	Carapongo220	Agua
CH_ElAngel	SanGaban138	Agua
CT_DonCatalina	Carapongo220	Biocombustible

Unidad	Barra	Combustible
CE_Wayra	Poroma220	Eólico
CH_Zania	Chiclayo220	Agua
CH_8Ago	TingoMaria138	Agua
CH_Renovandes	Paragsha138	Agua
CH_EICarmen	TingoMaria138	Agua
CT_CaniaBrava	Piura220	Biocombustible
CT_SanJacinto	Piura220	Biocombustible
CH_Manta	KimanAyllu138	Agua
CT_Callao	Ventanilla220	Biocombustible
CE_Huambos	Carhuaquero220	Eólico
CE_Duna	Carhuaquero220	Eólico
CT_Tallanca	Piura220	Biocombustible
CH_SantaRosa	Paramonga220	Agua
CS_Yarucaya	Paramonga220	Solar

Sistema de transmisión

Linea/Transformador	Barra inicio	Barra fin	x_pu	Pmax_MW	r_pu
L-2249	Talara220	Zorritos220	0.001415	152	0.00018342
L-2250	Piura220	Talara220	0.0010906	178	0.00012513
L-2295-48	Piura220	Talara220	0.00108449	178	0.00015425
L-2241	Piura220	LaNina220	0.0010728	170	0.0001669
L-2162	Piura220	LaNina220	0.00091211	180	0.00015659
L-2239	LaNina220	Chiclayo220	0.0012439	170	0.00020403
L-2164-38	LaNina220	Chiclayo220	0.00125325	180	0.00021642
L-2296-36-34	Chiclayo220	Trujillo220	0.00192688	180	0.00033911
L-2297-37-35	Chiclayo220	Trujillo220	0.00192625	180	0.000339
L-2232	Trujillo220	Chimbote220	0.0013264	152	0.00018515
L-2233	Trujillo220	Chimbote220	0.0013258	152	0.00015842
L-2215	Chimbote220	Paramonga220	0.0021934	180	0.00041117
L-2216	Chimbote220	Paramonga220	0.0021934	180	0.00041117
L-2213-12	Paramonga220	Zapallal220	0.00141822	180	0.00024597
L-2279-14-17	Paramonga220	Zapallal220	0.00141922	180	0.00024608
L-2242	Zapallal220	Ventanilla220	0.00018429	250	0.0000328
L-2243	Zapallal220	Ventanilla220	0.00018429	250	0.0000328
L-2107	Zapallal220	Carabaylo220	0.0000593	476	0.00000657
L-2108	Zapallal220	Carabaylo220	0.0000593	476	0.00000657
L-2244	Ventanilla220	Chavarria220	0.00010921	180	0.000019
L-2245	Ventanilla220	Chavarria220	0.00010921	180	0.000019
L-2246	Ventanilla220	Chavarria220	0.00011365	180	0.0000199
L-2247	Ventanilla220	Chavarria220	0.00010921	180	0.000019
L-2003	Chavarria220	SantaRosa220	0.000087	149	0.0000128

Linea/Transformador	Barra inicio	Barra fin	x_pu	Pmax_MW	r_pu
L-2004	Chavarria220	SantaRosa220	0.000087	149	0.0000128
L-2011	SantaRosa220	SanJuan220	0.00026827	229	0.0000395
L-2010-18	SantaRosa220	SanJuan220	0.00026828	229	0.0000395
L-2092	SanJuan220	ChilcaRep220	0.00035393	353	0.0000609
L-2093	SanJuan220	ChilcaRep220	0.00035969	353	0.0000269
L-2094	SanJuan220	ChilcaRep220	0.00034174	353	0.0000587
L-2095	SanJuan220	ChilcaRep220	0.00034174	353	0.0000587
L-R26	ChilcaRep220	ChilcaCTM220	0.00026872	758	0.0000008
L-2091	ChilcaRep220	Independencia220	0.001686	180	0.00028546
L-2090	ChilcaRep220	Independencia220	0.0016828	180	0.00028507
L-2209	Independencia220	Ica220	0.00056069	141	0.000095
L-2210	Independencia220	Ica220	0.00056069	170	0.000095
L-2211	Ica220	Marcona220	0.0015692	180	0.00026571
L-2292	Marcona220	Poroma220	0.00014559	350	0.000019
L-2293	Marcona220	Poroma220	0.00014559	350	0.000019
L-2190	Chiclayo220	Carhuaquero220	0.00075777	300	0.0000831
L-2240	Carhuaquero220	Chiclayo220	0.00069744	145	0.0001281
L-2260	Trujillo220	Cajamarca220	0.0013946	167	0.00015495
L-2192	Cajamarca220	Caclic220	0.0012176	220	0.00013822
L-2194	Caclic220	Belaunde220	0.0011154	220	0.00012292
L-2278	Paramonga220	Conococha220	0.0010383	180	0.00011823
L-2269	Conococha220	KimanAyllu220	0.0017346	180	0.00032517
L-2270	Conococha220	KimanAyllu220	0.0017346	180	0.00032517
L-2272	KimanAyllu220	Cajamarca220	0.00184279	240	0.00021284
L-2274	KimanAyllu220	Cajamarca220	0.00184279	240	0.00021284
L-2253	Conococha220	Vizcarra220	0.0004883	190	0.0000556
L-2264	Conococha220	Paragsha220	0.0014372	174	0.00018666
L-2254	Vizcarra220	Paragsha220	0.0012656	250	0.00013618
L-2252	TingoMaria220	Vizcarra220	0.0018123	190	0.00020635
L-2251	TingoMaria220	Aguaytia220	0.00076449	190	0.000087
L-2258	Paragsha220	Carhuamayo220	0.00043106	185	0.0000464
L-2267	Paragsha220	Carhuamayo220	0.00043107	185	0.0000464
L-2268	Paragsha220	Carhuamayo220	0.00043107	185	0.0000464
L-2259	Oroya220	Carhuamayo220	0.00077122	160	0.000083
L-2224	Pachachaca220	Oroya220	0.00022738	250	0.00002355
L-2219	Pachachaca220	Mantaro220	0.0020222	152	0.00024191
L-2218	Pachachaca220	Mantaro220	0.0020222	152	0.00024191
L-2220	Mantaro220	Huanza220	0.00312472	152	0.0003544
L-2110	Huanza220	Carabayllo220	0.00080578	152	0.0000933
L-2222	Pachachaca220	Carapongo220	0.00107579	153	0.00013515
L-2223	Pachachaca220	Carapongo220	0.00106381	153	0.00013337
L-2709	Carapongo220	Cajamarquilla220	0.0000554	340	0.0000082
L-2708	Carapongo220	Cajamarquilla220	0.0000554	340	0.00000821

Linea/Transformador	Barra inicio	Barra fin	x_pu	Pmax_MW	r_pu
L-2014	Cajamarquilla220	Chavarria220	0.00021989	339	0.00003255
L-2015	Cajamarquilla220	Chavarria220	0.00021989	339	0.00003255
L-2701	Carapongo220	SantaRosa220	0.00021799	342	0.0000319
L-2702	Carapongo220	SantaRosa220	0.000218	343	0.0000319
L-2201	Mantaro220	Pomacocha220	0.0020246	152	0.00024226
L-2202	Mantaro220	Pomacocha220	0.0020246	152	0.00024226
L-2205	Pomacocha220	SanJuan220	0.0011358	152	0.00014139
L-2206	Pomacocha220	SanJuan220	0.0011358	152	0.00014139
L-2103	Carabayllo220	Planicie220	0.00039689	350	0.00005395
L-2104	Carabayllo220	Planicie220	0.00039689	350	0.00005395
L-2105	Planicie220	ChilcaCTM220	0.00030976	350	0.0000421
L-2106	Planicie220	ChilcaCTM220	0.00030976	350	0.0000421
L-2203	Mantaro220	Huancavelica220	0.00072787	152	0.0000838
L-2204	Mantaro220	Huancavelica220	0.00072787	152	0.0000838
L-2051	Mantaro220	Cotaruse220	0.00081647	505	0.00024054
L-2052	Mantaro220	Cotaruse220	0.00081647	505	0.00024054
R28	Mantaro220	Colcabamba220	0.00032903	1000	0.00000089
L-2132	Independencia220	Huancavelica220	0.00189	152	0.00022523
L-2231	Independencia220	Huancavelica220	0.0019796	152	0.00022784
L-2053	Cotaruse220	Socabaya220	0.0008751	505	0.00025772
L-2054	Cotaruse220	Socabaya220	0.0008751	505	0.00025772
L-2025	Socabaya220	Moquegua220	0.0010827	150	0.00014597
L-2026	Socabaya220	Moquegua220	0.0010827	150	0.00014597
L-2029	Moquegua220	LosHeros220	0.001314	150	0.00015781
L-2036	LosHeros220	Montalvo220	0.0013612	250	0.00016349
L-2057	Moquegua220	Montalvo220	0.0000405	700	0.0000032
L-2022	Socabaya220	Tintaya220	0.0010827	150	0.00014597
L-2023	Socabaya220	Tintaya220	0.0010827	150	0.00014597
L-2059	Cotaruse220	Suriray220	0.0019643	350	0.00019184
L-2060	Cotaruse220	Abancay220	0.0013958	350	0.00013631
L-2050	Abancay220	Suriray220	0.00056851	350	0.0000555
L-2030	Moquegua220	Puno220	0.00202254	150	0.00018992
AT91_LANina	LaNina220	LaNina500	0.00137743	600	0.0000153
L-5010	Trujillo500	LaNina500	0.00214308	700	0.00016147
AT85-523	Trujillo220	Trujillo500	0.00115522	720	0.00000857
L-5008	Trujillo500	Chimbote500	0.00089184	600	0.0000585
AT84-523	Chimbote220	Chimbote500	0.00115522	720	0.00000857
L-5006	Chimbote500	Carabayllo500	0.00243492	600	0.0001593
T500_220CRB	Carabayllo220	Carabayllo500	0.00068869	1200	0.00000062
L-5003	Carapongo500	Carabayllo500	0.00018342	866	0.0000182
AT-114	Carapongo220	Carapongo500	0.00112051	750	0.00000966
L-5001	Chilca500	Carapongo500	0.00041395	1400	0.0000413
AT72_500_220	Chilca500	ChilcaCTM220	0.00137743	600	0.00000119

Linea/Transformador	Barra inicio	Barra fin	x_pu	Pmax_MW	r_pu
L-5032	Chilca500	Poroma500	0.00259453	700	0.00018998
AUT-5371	Poroma500	Poroma220	0.00165289	450	0.0000191
L-5031	Poroma500	Colcabamba500	0.00123306	1400	0.00016519
TR_COLCABAM	Colcabamba500	Colcabamba220	0.0011157	750	7.75E-07
L-5034	Poroma500	SanJose500	0.00110418	700	0.00022097
L-5033_CS	Poroma500	Yarabamba500	0.00123797	1400	0.00023755
L-5037	SanJose500	Montalvo500	0.00030625	700	0.0000633
L-5035	Yarabamba500	Montalvo500	0.00067423	1400	0.000043
AUT-5671	Montalvo500	Montalvo220	0.00115016	750	0.0000133
TR_YARABAMBA	Yarabamba500	Yarabamba220	0.00116808	750	0.00000718
AT220_138PSG	Paragsha220	Paragsha138	0.00076643	117	0.0000192
AT82-211_AT1	TingoMaria220	TingoMaria138	0.0014186	100	0.0000143
T_BEL220_138	Belaunde220	Belaunde138	0.00001	100	9.92E-09
L-1018	Belaunde138	Juanjui138	0.00205337	65	0.0005851
L-1122	Juanjui138	TingoMaria138	0.00288726	65	0.00079066
L-1142	TingoMaria138	Paragsha138	0.00182208	65	0.00054749
T-Suriray	Suriray220	Suriray138	0.0010467	120	0.0000187
AT90-212	Abancay220	Abancay138	0.0010467	120	0.0000187
T-Tintaya	Tintaya220	Tintaya138	0.0014186	120	0.0000143
AT220_138PUN	Puno220	Puno138	0.001015	117	0.0000166
L-1038	Suriray138	Machupicchu138	0.00072466	149	0.0000219
L-1001	Machupicchu138	Cachimayo138	0.00081338	71	0.0002548
L-1007	Abancay138	Cachimayo138	0.00094709	90	0.00025711
L-1003	Cachimayo138	Quencoro138	0.00022938	71	0.0000689
L-1050	Quencoro138	Tintaya138	0.00199104	90	0.00061898
L-1002	Quencoro138	Machupicchu138	0.00106686	90	0.00029966
L-1006	Tintaya138	Azangaro138	0.00130007	91	0.00035182
L-1009	Azangaro138	SanGaban138	0.00178978	120	0.00039472
L-1010	Azangaro138	SanGaban138	0.00165651	120	0.00036533
L-1015	SanGaban138	PtoMaldonado138	0.00174841	108	0.00059293
L-1011	Azangaro138	SanRoman138	0.0008965	90	0.00023864
L-1046	SanRoman138	Puno138	0.00031355	80	0.0000693
L-2065	Yarabamba220	Socabaya220	0.00023629	600	0.00000264
L-2066	Yarabamba220	Socabaya220	0.00023629	600	0.00000264
AT11_30-211	Chimbote220	Chimbote138	0.00044866	240	0.00000877
L-1103	Chimbote138	Huallanca138	0.00083274	100	0.0002106
L-1104	Chimbote138	Huallanca138	0.00083274	100	0.00021044
L-1105	Chimbote138	Huallanca138	0.00083274	100	0.00020931
L-1131	Huallanca138	KimanaYyllu138	0.0000667	135	0.0000225
T-Kiman	KimanaYyllu220	KimanaYyllu138	0.001204	135	0.0000114
L-2034	Moquegua220	Ilo220	0.0018806	300	0.00029069
L-2033	Moquegua220	Ilo220	0.0018806	300	0.00029069