

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:

**MODELIZACIÓN PARA LA ÓPTIMA SELECCIÓN DE UNIDADES DE
GENERACIÓN TÉRMICA CONSIDERANDO LA PROGRAMACIÓN DEL
COMBUSTIBLE**

AUTOR:

HENRRY FABRICIO VELASTEGUI TIXI

DIRECTOR:

SANTIAGO RAÚL ESPINOSA GUALOTUÑA

Quito, Marzo 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Henry Fabricio Velastegui Tixi autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 01 de Marzo del 2015

Henry Fabricio Velastegui Tixi
CC: 171374407-4

AUTOR

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la tesis, así como la investigación respecto a la “MODELIZACIÓN PARA LA ÓPTIMA SELECCIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA CONSIDERANDO LA PROGRAMACIÓN DEL COMBUSTIBLE” realizada por el Sr. Henry Fabricio Velastegui Tixi, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 01 de Marzo del 2015

Ing. Santiago Raúl Espinosa Gualotuña
DIRECTOR

DEDICATORIA.

Henry Fabricio Velastegui Tixi

*Este proyecto es dedicado con mucho amor
a mi esposa, a mis hijos, a mi madre y a mi
padre que está en el cielo, que han sido
tolerantes y han sabido brindarme el apoyo
y las fuerzas suficientes en todo momento,
para poder conseguir mis metas
profesionales.*

AGRADECIMIENTO.

Henry Fabricio Velastegui Tixi

Agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana por permitirme ser parte de la institución como estudiante, y de manera especial al Ing. Santiago Espinosa por su apoyo en el desarrollo de la tesis.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO	2
1.1. Sistema de generación eléctrico	2
1.1.1 Introducción.....	2
1.1.2 Situación actual del sistema de generación eléctrico hidrotérmico en el Ecuador.....	3
1.2 Crecimiento y proyección de la demanda eléctrica.....	5
1.2.1 Demanda proyectada en el Ecuador	6
1.3 Operación del sistema eléctrico tradicional	10
1.3.1 Planificación eléctrica de operación	10
1.3.2 Modelo para la operación energética.....	11
1.4 Perspectivas para el abastecimiento de la demanda eléctrica del sistema nacional interconectado	12
1.4.1 Expansión de la generación eléctrica	13
CAPÍTULO II.....	15
OPTIMIZACIÓN EN SELECCIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA	15
2.1 Unidades de generación térmica	15
2.1.1 Definición y principio de funcionamiento de una central térmica	15
2.1.2 Clasificación de las centrales térmicas	17
2.1.2.1 Centrales térmicas clásicas o convencionales	17
2.1.2.2 Centrales térmicas no convencionales	19
2.2 Despacho económico de unidades de generación térmica	21
2.2.1 El problema del despacho económico	23
2.3 Métodos de optimización	25
2.3.1 Método de Lagrange.....	25
2.3.2 Método del punto interior	27
2.3.3 Programación lineal.....	29

2.3.4	Programación lineal entera mixta.....	31
2.4	Restricciones aplicables a la solución del problema de la selección de unidades de generación térmica	34
2.4.1	Restricciones globales	35
2.4.1.1	Restricción de balance de potencia	35
2.4.1.2	Restricciones de reserva de potencia.....	35
2.4.2	Restricciones individuales.....	36
2.4.2.1	Límite de generación de potencia activa.....	36
2.4.2.2	Tiempo mínimo antes del arranque.....	37
2.4.2.3	Tiempo mínimo de funcionamiento	37
2.4.2.4	Variación de toma de carga.....	38
2.4.2.5	Tiempo máximo de operación de unidades térmicas	38
2.4.2.6	Restricción de combustible	38
CAPÍTULO III.....		40
MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA BASADOS EN OPTIMIZACIÓN.....		40
3.1	Modelo de optimización para solución del problema	40
3.1.1	Modelo Matemático.....	40
3.1.2	Costo variable de producción	41
3.1.3	Costo de Arranque	42
3.2	Optimización del modelo específico para la selección de unidades de generación térmica.....	42
3.3	Restricciones aplicables al modelo	44
3.4	Caso de estudio en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano.....	47
CAPITULO IV		50
ANALISIS DE RESULTADOS E INDICADORES		50
4.1	Principales evidencias de la optimización del despacho económico en Unidades Térmicas	50
4.1.1	Caso Base.....	50
4.1.2	Caso uno	53
4.1.3	Caso Dos.....	55

4.1.4 Resumen de resultados de los casos de estudio	58
4.2 Indicadores de demanda eléctrica	62
4.2.1 Indicador de abastecimiento de la demanda eléctrica caso base	62
4.2.2 Indicador de abastecimiento de la demanda eléctrica caso uno.....	63
4.2.3 Indicador de abastecimiento de la demanda eléctrica caso dos	63
4.3 Efecto de emplear unidades térmicas de generación.....	64
4.4 Análisis de sensibilidad.....	65
4.4.1 Sensibilidad ante la disponibilidad de combustible con respecto a los costos. 65	
4.4.2 Sensibilidad ante la cuota hidráulica con respecto a los costos.....	66
CONCLUSIONES	67
RECOMENDACIONES.....	69
REFERENCIAS.....	70
ANEXOS	72

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 Esquema analítico de balance de energía y potencia	7
FIGURA 2 Evolución histórica y proyección de clientes totales por grupo de consumo en el Ecuador	7
FIGURA 3 Evolución de la demanda de potencia en bornes de generación	9
FIGURA 4 Infraestructura en generación Plan de Expansión 2013-2022	14
FIGURA 5 Proceso de una central térmica.....	17
FIGURA 6 Diagrama de flujo de una central termoeléctrica de ciclo combinado con un solo generador	20
FIGURA 7 Esquema de una central de ciclo combinado con dos generadores.....	21
FIGURA 8 Centrales térmicas unidas a una barra común	23
FIGURA 9 Algoritmo de Punto Interior	28
FIGURA 10 Región Factible	31
FIGURA 11 Modelo para la selección de unidades térmicas	43
FIGURA 12 Caso base.....	48
FIGURA 13 Caso uno.....	48
FIGURA 14 Caso dos	49
FIGURA 15 Despacho económico horario caso base.....	51
FIGURA 16 Despacho de potencias por tipo de combustible caso base	51
FIGURA 17 Gráfica consumo de combustible caso base	52
FIGURA 18 Indicador de combustibles costos y volumen total caso base	52
FIGURA 19 Despacho económico horario caso uno.....	53
FIGURA 20 Despacho de potencias por tipo de combustible caso uno	54
FIGURA 21 Gráfica consumo de combustible caso uno	54
FIGURA 22 Indicador de combustibles costos y volumen total caso uno	55
FIGURA 23 Despacho económico horario caso dos	56
FIGURA 24 Despacho de potencias por tipo de combustible caso dos.....	56
FIGURA 25 Gráfica consumo de combustible caso dos	57
FIGURA 26 Indicador de combustibles costos y volumen total caso dos	57
FIGURA 27 Resumen de potencias por tipo de combustible casos de estudio	58

FIGURA 28 Resumen de consumo de combustible, casos de estudio	59
FIGURA 29 Costos operativos totales para los casos de estudio	60
FIGURA 30 Consumo de combustible total según casos de estudio	61
FIGURA 31 Índices de demanda eléctrica caso base	62
FIGURA 32 Índices de demanda eléctrica caso base	63
FIGURA 33 Índices de demanda eléctrica caso base	63
FIGURA 34 Sensibilidad costo total ante la disponibilidad de combustible	65
FIGURA 35 Sensibilidad costo total ante cuota hidráulica	66

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 Infraestructura existente de generación hidroeléctrica y renovable no convencional, Diciembre 2012	4
TABLA 2 Energía renovable no convencional incorporada al SNI, Diciembre 2012	4
TABLA 3 Infraestructura existente de generación termoeléctrica, Diciembre 2012	5
TABLA 4 Métodos de estimación aplicados en cada grupo de consumo	6
TABLA 5 Proyección de la demanda anual de potencia eléctrica del SNI.	9
TABLA 6 Dimensionalidad de soluciones.	33
TABLA 7 Listado de variables	46

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Despacho económico horario programado CENACE	73
Anexo 2 Datos Técnicos de las unidades de generación térmicas clasificadas por tipo de combustible.....	76
Anexo 3 Datos y Curva de la demanda proyectada.....	77
Anexo 4 Programa optimización de combustible en GAMS	78

GLOSARIO DE TÉRMINOS

IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
SNI	Sistema Nacional Interconectado
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
PIB	Producto Interno Bruto
PME	Plan Maestro de Electrificación
GLP	Gas Licuado de Petróleo
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
LRSE	Ley del Régimen del Sector Eléctrico
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
ED	Despacho Económico
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
UC	Unit Commitment
PL	Programación Lineal
GAMS	Modelo General Algebraico
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
Gal	Galones de combustible

Modelización para óptima selección de Unidades de Generación Térmica considerando la programación de combustible

Henry Fabricio Velastegui Tixi

henchristoph@gmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Resumen— Las unidades de generación térmica cumplen un papel fundamental dentro del sistema nacional interconectado, ya que forman parte del despacho económico diario para poder abastecer a la demanda eléctrica del país, por tal razón es importante considerar una modelo eficiente para la selección de unidades térmicas, la cual permita usar de manera óptima los recursos primarios de generación y que el despacho económico de los generadores térmicos sea eficiente en términos técnicos y económicos. Por lo expuesto, la presente investigación plantea la solución del problema de selección de unidades considerando la restricción de combustibles para la producción de energía eléctrica a través de los generadores térmicos, misma que podría indicar, de forma general, los aspectos que deben darse prioridad de forma más objetiva los recursos económicos creando una mejora de procesos y selectividad de las generadoras térmicas, garantizado además el abastecimiento de la carga y la economía del sector eléctrico.

Modelling for optimal selection of Thermal Generation Units considering scheduling fuel

Henry Fabricio Velastegui Tixi

henchristoph@gmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Abstract—The thermal generation units play a key role in the national grid, as part of the economic dispatch daily to supply the country's electricity demand, therefore it is important to consider an efficient model for the selection of thermal units which allows optimal use of primary resources and generating economic dispatch of thermal generators is efficient in technical and economic terms. For these reasons, this research proposes solving the problem of selection of units considering the restriction of fuels for the production of electricity through thermal generators, it could indicate that, in general, the aspects that priority should be given to more objective way economic resources creating process improvement and selectivity of thermal generators also guaranteed supply loading and economics of the electricity sector.

INTRODUCCIÓN

Considerando que el combustible es el elemento principal para las centrales de generación térmica, las cuales además tienen complicaciones continuas con el abastecimiento de combustible ya sea por insuficiencia de recursos económicos de las generadoras o por falta de capacidad de almacenamiento por parte del productor de combustible, se ve la necesidad de poder optimizar los recursos primarios de este tipo de generación a fin de que el abastecimiento de energía eléctrica a la demanda no se vea perjudicada y se cumpla el principio de economía, es decir el abastecimiento al mínimo costo, sin dejar de lado los aspectos técnicos de las unidades de generación.

Para el desarrollo del tema propuesto en primera instancia se realizará una investigación descriptiva histórica, la cual será enfocada a la información recabada por parte de libros, papers, revistas, documentales, artículos científicos IEEE, páginas web gubernamentales, en lo que concierne al modelamiento de optimización de despacho económico, considerando los aspectos técnicos de los generadores termoeléctricos en lo que se refiere a la forma de selectividad generación primaria.

Una vez conocida la temática y la forma en que se realizan los procedimientos de despacho económico de las generadoras térmicas, se aplicará la metodología experimental, a través de la aplicación de un modelo matemático el cual permitirá obtener valores numéricos, para el efecto se realizará estudios de casos de aplicación a fin de llegar a determinar en forma óptima las selección de unidades tomando en cuenta la programación del combustible.

Después de haber obtenido los resultados en base al estudio de los casos de aplicación propuestos, se contempla la aplicación del método de investigación analítico, ya que con los resultados obtenidos se realizarán observaciones, descripciones, evaluación de los resultados, análisis de sensibilidad, proyecciones y comparación con la realidad nacional.

CAPÍTULO I

ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO

En este capítulo se tratará sobre el tema del abastecimiento de la demanda en el sistema interconectado, donde inicialmente se describe como está constituido el sistema eléctrico detallando sus componentes y las formas en las cuales se puede generar energía eléctrica. Así también el presente capítulo describe la situación actual del sistema de generación eléctrica, la proyección de la demanda eléctrica, la operación del sistema eléctrico en lo que se refiere a la administración y despacho económico; y, las perspectivas para abastecer la demanda en base a la proyección del Sistema Nacional Interconectado.

1.1. Sistema de generación eléctrico

1.1.1 Introducción

El principio del sistema de generación eléctrico consiste en transformar cualquier clase de energía primaria, sea esta química, mecánica, térmica, entre otras, en energía eléctrica. La entrega de energía es básicamente a través del funcionamiento de un maquina motriz, si bien no difieren en cuanto al principio de funcionamiento, varía en que fuente de energía primaria utiliza para convertir la energía contenida en ella, en energía eléctrica, esto constituye en un pilar fundamental para suministrar energía eléctrica buscando las maneras o formas de aprovechar los recursos naturales con el objetivo de obtener sistemas de generación eléctrica confiables y que puedan abastecer el constante crecimiento de la demanda.

Los componentes para un sistema de generación eléctrica son: generadores los cuales pueden ser de diferentes tecnologías aprovechando el energía primaria hidráulica, térmica, biomasa, solar, eólica, mareomotriz y demás fuentes que pueda ser aprovechable en el entorno de la naturaleza, todo esto como principio fundamental para el sistema eléctrico, luego de ellos se adicionan las subestaciones donde transforman el nivel de voltaje

generado con el fin de transmitir hacia lugares lejanos la energía generada, luego interviene la distribución el cual la energía eléctrica es enviada a través de las ciudades y por último el usuario, de los que pueden ser residenciales, comerciales, industriales, dentro de todo este contexto las empresas eléctricas, aplicando las tarifas sectoriales, efectúan la facturación y recaudación de acuerdo al nivel de las demandas eléctricas.

1.1.2 Situación actual del sistema de generación eléctrico hidrotérmico en el Ecuador

El parque hidrotérmico instalado hasta diciembre del 2012, consta de 16 centrales hidroeléctricas estatales entre 1 a 1.100 MW y 39 centrales pequeñas las cuales pertenecen a las empresas eléctricas, municipios y a empresas privadas, muchas centrales térmicas de generación con diferentes tipos de combustibles.

En lo que se refiere al parque termoeléctrico, éste actualmente opera con máquinas de combustión interna, de vapor y gas, también existen unidades que usan el gas natural como combustible y son operadas por CELEC EP termo gas Machala, a continuación se presentan unas tablas donde se muestra la infraestructura actual tanto en la parte hidroeléctrica como térmica.[1]

No.	EMPRESA	CENTRAL HIDROELÉCTRICA	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)	FACTOR DE PLANTA (%)
1	CELEC EP HIDROPAUTE	PAUTE	10	1.100	5.865,0	62,28
2	CELEC EP HIDROAGOYÁN	SAN FRANCISCO	2	216	914,00	45,30
3	CELEC EP HIDRONACIÓN	DAULE PERIPA	3	213	1.050	56,30
4	CELEC EP HIDROPAUTE	MAZAR	2	163	908,40	61,00
5	CELEC EP HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	2	156	1.010	73,90
6	CELEC EP HIDROAGOYÁN	PUCARÁ	2	73	149,40	23,40
7	E.E. QUITO	CUMBAYÁ	4	40	181,09	52,40
8	HIDROABANICO	HIDROABANICO	5	37,5	325,00	97,70
9	E.E. QUITO	NAYÓN	2	29,7	151,14	58,90
10	ELECAUSTRO	OCAÑA	2	26	203,00	89,00
11	ELECAUSTRO	SAUCAY	4	24	141,42	68,20
12	E.E. QUITO	GUANGOPOLO	6	20,92	86,40	47,80
13	ENERMAX	CALOPE	2	18	90,00	62,50
14	HIDROSIBIMBE	SIBIMBE	1	15	89,25	63,70
15	EMAAP-Q	RECUPERADORA	1	14,5	102,60	81,90
16	ELECAUSTRO	SAYMIRIN	6	14,4	96,26	77,20
17	E.E. RIOBAMBA	ALAO	4	10	69,12	80,00
18	E.E. COTOPAXI	ILLUCHI 1-2	6	9,2	47,69	60,00
19	EMAAP-Q	EL CÁRMEN	1	8,2	36,77	51,90
20	E.E. NORTE	AMBI	2	8	34,56	50,00
21	ECOLUZ	PAPALLACTA	2	6,2	23,62	44,10
22	MANAGENERACIÓN	ESPERANZA	1	6	19,00	-
23	LA INTERNACIONAL	VINDOBONA	3	5,86	32,66	64,50
24	E.E. QUITO	PASOCHOA	2	4,5	24,03	61,80
25	MANAGENERACIÓN	POZA HONDA	1	3	16,00	-
26	E.E. RIOBAMBA	RÍO BLANCO	1	3	18,09	69,80
27	PERLABÍ	PERLABÍ	1	2,46	13,09	61,60
28	E.E. SUR	CARLOS MORA	3	2,4	17,00	82,00
29	ECOLUZ	LORETO	1	2,15	12,97	69,80
30	E.E. NORTE	BUENOS AIRES	1	1	7,00	80,00
31	HIDROSIBIMBE	CORAZÓN	1	0,98	7,62	90,00
32	-	Otras Menores	24	21,97	94,91	50,00
		Total	108	2.256	11.837	

TABLA 1 Infraestructura existente de generación hidroeléctrica y renovable no convencional, Diciembre 2012¹

No.	EMPRESA	CENTRAL * ERNC	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)
1	ECOELECTRIC	ECOELECTRIC	3	35,20	110,84
2	SAN CARLOS	SAN CARLOS	4	30,60	87,72
3	ECUDOS	ECUDOS A - G	4	27,60	97,80
4	GENSUR	VILLONACO	11	16,50	-
		Total	22	109,90	296,35

TABLA 2 Energía renovable no convencional incorporada al SNI, Diciembre 2012²

¹ CONELEC, "PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION VOL.1," Resumen Ejecutivo PME 2013-2022, 2013.

² CONELEC, "PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION VOL.1," Resumen Ejecutivo PME 2013-2022, 2013.

No.	EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA NETA (GWh/año)
1	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	Térmica Turbogas	102,00	93,00	142,09
2		G. ZEVALLOS TG4	Térmica Turbogas	26,27	20,00	1,33
3		G. ZEVALLOS TV2-TV3	Térmica Turbogas	146,00	146,00	685,74
4		SANTA ELENA 2	Térmica MCI	90,10	90,10	388,01
5		SANTA ELENA 3	Térmica MCI	41,70	41,70	98,53
6		TRINITARIA	Térmica Turbogas	133,00	133,00	629,48
1	TERMOESMERALDAS	JARAMIJÓ	Térmica MCI	140,00	138,50	457,82
2		C. LA PROPICIA 1-2-3	Térmica MCI	10,50	9,60	16,14
3		MANTA 2	Térmica MCI	20,40	19,20	94,53
4		MIRAFLORES	Térmica MCI	29,50	24,00	27,93
			Térmica Turbogas	22,80	19,00	30,26
5		PEDERNALES	Térmica MCI	2,50	2,00	1,25
6	ESMERALDAS	Térmica Turbogas	132,50	131,00	755,35	
1	TERMO GAS MACHALA	MACHALA 1	Térmica Turbogas	140,00	128,50	813,28
2		MACHALA 2	Térmica Turbogas	136,80	124,00	406,64
1	TERMOPICHINCHA	CAMPO ALEGRE	Térmica MCI	0,40	0,36	0,51
2		CELSO CASTELLANOS	Térmica MCI	7,50	5,70	5,51
3		GUANGOPOLO	Térmica MCI	17,52	16,80	68,07
4		JIVINO	Térmica MCI	5,00	3,80	0,51
5		JIVINO 2	Térmica MCI	10,20	10,00	8,19
6		JIVINO 3	Térmica MCI	40,00	36,00	170,83
7		PAYAMINO	Térmica MCI	4,08	2,70	0,08
8		PUNÁ NUEVA	Térmica MCI	3,37	3,15	2,18
9		PUNÁ VIEJO	Térmica MCI	0,07	0,06	0,10
10		QUEVEDO 2	Térmica MCI	102,00	100,00	474,30
11		SACHA	Térmica MCI	20,40	18,00	74,23
12		SANTA ELENA	Térmica MCI	40,00	40,00	8,92
13		SANTA ROSA 1-2-3	Térmica Turbogas	51,30	51,00	17,90
14		SECOYA	Térmica MCI	11,40	10,00	25,95
1	Elecausto	EL DESCANSO	Térmica MCI	19,20	17,20	67,50
1	Electroquil	ELECTROQUIL U1-U2-U3-U4	Térmica Turbogas	181,00	181,00	217,06
1	Generoca	GENEROCA 1-2-3-4-5-6-7-8	Térmica MCI	38,12	34,33	121,41
1	Intervisa Trade	VICTORIA 2	Térmica Turbogas	115,00	102,00	60,54
1	Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	150,00	120,00	546,45
1	E. E. Ambato	LLIGUA	Térmica MCI	5,00	3,30	0,42
1	E. E. Centro Sur	CENTRAL TÉRMICA TAISHA	Térmica Turbogas	0,24	0,24	0,34
1	EEQ SA	GUALBERTO HERNANDEZ	Térmica MCI	34,32	31,20	142,15
1	Regional Sur	CATAMAYO	Térmica MCI	19,74	17,17	9,82
1	Eléctrica de Guayaquil	ALVARO TINAJERO 1-2	Térmica Turbogas	94,80	81,50	121,81
2		ANIBAL SANTOS G. 1-2-3-5-6	Térmica Turbogas	106,77	97,50	40,72
3		ANIBAL SANTOS V.	Térmica Turbogas	34,50	33,00	207,09
1	CNEL-Sucumbios	NUEVO ROCAFUERTE	Térmica MCI	0,45	0,37	0,31
2		PUERTO EL CARMEN	Térmica MCI	0,65	0,45	2,93
3		TIPUTINI	Térmica MCI	0,16	0,12	0,60
Total		43	Total	2.287,25	2.138,54	6.944,78

TABLA 3 Infraestructura existente de generación termoeléctrica, Diciembre 2012³

1.2 Crecimiento y proyección de la demanda eléctrica

La proyección de la demanda eléctrica en el Ecuador se convierte en una parte fundamental para el desarrollo del sector eléctrico, esto se analiza dentro de un esquema de mayor participación de proyectos de generación hidroeléctrica, lo cual introduce a una tendencia de una menor integración de generación termoeléctrica, debido a que este tipo de generación tiene mayor afectación ambiental tomando como referencia los sistemas de generación hidroeléctricos.[2], [3]

Otro de los aspectos fundamentales a tomar en cuenta es el fortalecimiento y repotenciación de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, referenciado a las

³ CONELEC, "PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION VOL.1," *Resumen Ejecutivo PME 2013-2022*, 2013.

condiciones actuales y futuras de la demanda eléctrica.[2]

Para poder realizar los análisis de crecimiento y proyección de la demanda eléctrica, se requiere realizar seguimientos estadísticos, información que se puede consultar en entidades que se dedican a análisis de proyección como es el caso de las siguientes mostradas a continuación:

- SISDAT, que corresponde a la evolución del número de clientes y consumo en potencia y energía por nivel de voltaje.
- NEC, información demográfica, que corresponde a estadísticas poblacionales
- BCE, BM, BP, SGCAN, INE, BRC, BCE, BCRP información macroeconómica
- PNUD, UPME, CNDC, CDEC-SIC, CDEC-SING, MINEM en lo que tiene que ver con estudios de integración energética, y análisis de mercado regional.

1.2.1 Demanda proyectada en el Ecuador

Se han realizado estudios econométricos es decir estadísticos de población en nuestro país con el objetivo de determinar la relación entre las variables de clientes y consumo y variables población y PIB por cada clasificación de consumo, a través de ello se puede obtener valores mucho más cercanos a la realidad, bajo este esquema se presenta el estudio indicado en la siguiente tabla.[2]

Grupo de consumo	Variable endógena	Método	Variables exógenas / Criterio
Residencial	Clientes	Esquema Analítico	Población, viviendas y viviendas con energía eléctrica
	Consumo unitario	Modelo econométrico	Ingreso per cápita de Ecuador
Comercial	Clientes	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
Industrial	Clientes	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
Alumbrado Público	Clientes	Análisis de períodos anteriores	Se mantuvo constante el valor en último año histórico
	Consumo total	Modelo econométrico	Clientes residenciales totales

TABLA 4 *Métodos de estimación aplicados en cada grupo de consumo*⁴

⁴ CONELEC, “PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION VOL.1,” *Resumen Ejecutivo PME 2013-2022*, 2013.

Después de analizar todas las variables existentes según las investigaciones estadísticas de lo mencionado, se requiere realizar un balance energético con el objetivo de que se pueda realizar una facturación futura y además como se pueden acoplar con las futuras cargas, y en los diferentes niveles de voltaje, lo cual se puede mostrar en la siguiente Figura

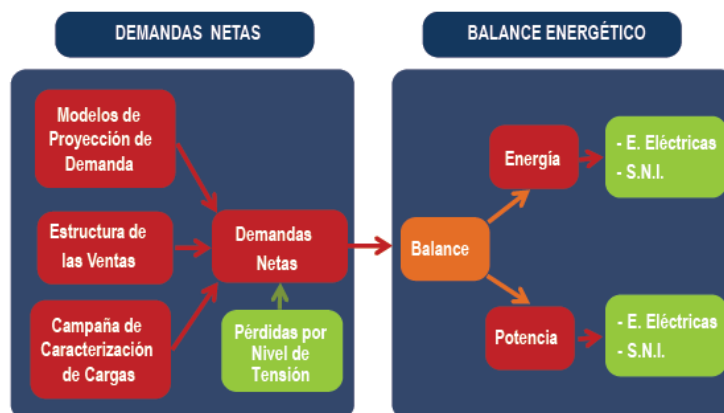


FIGURA 1 Esquema analítico de balance de energía y potencia⁵

En la Figura 2 se refleja el crecimiento de la demanda por grupo de consumo determinado para un período entre el año 2003 y 2022.

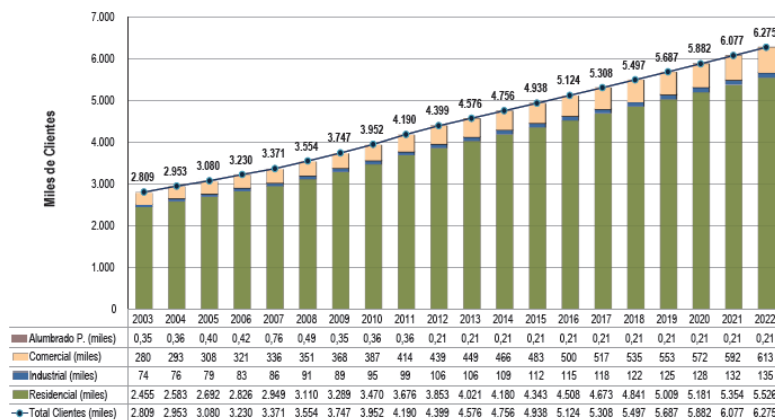


FIGURA 2 Evolución histórica y proyección de clientes totales por grupo de consumo en el Ecuador⁶

⁵ CONELEC, "PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION VOL.1," Resumen Ejecutivo PME 2013-2022, 2013

⁶ CONELEC, "PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION VOL.1," Resumen Ejecutivo PME 2013-2022, 2013

En la proyección de la demanda considera, a más del crecimiento de tendencia de la población y del consumo, la suma de importantes cargas al sistema, como son los proyectos mineros, sistemas petroleros aislados, la Refinería del Pacífico, y fundamentalmente, la migración del consumo del GLP y derivados del petróleo a electricidad.

Para realizar los estudios de la proyección de demanda, el Plan Maestro de Electrificación PME, elaborado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), consideró 5 hipótesis, las cuales se mencionan de manera general y son las siguientes.

HIPOTESIS 1: Línea base de proyección

HIPOTESIS 2: Demandas Industriales relacionadas con el campo minero, cemento, siderúrgico, transporte, petróleo, proyectos de eficiencia energética.

HIPOTESIS 3: Demanda del Programa Nacional de Cocción Eficiente

HIPOTESIS 4: Demanda de la Refinería del Pacífico, Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP, industriales y zona de desarrollo

HIPOTESIS 5: Demanda de RPD, y demanda del Programa Nacional de Cocción eficiente.

Todas estas hipótesis están basadas a crecimientos económicos de corto, mediano y largo, en base a los análisis realizados se toma como mejor opción a la hipótesis 5 tanto para generación, transmisión y distribución, ya que en esta hipótesis se aplica a las cargas industriales lo cual mejora el factor de carga y de potencia del sistema. [2]

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 5								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				2.002				6,0
2002				2.132				6,5
2003				2.223				4,3
2004				2.401				8,0
2005				2.424				1,0
2006				2.642				9,0
2007				2.706				2,4
2008				2.785				2,9
2009				2.768				-0,6
2010				2.879				4,0
2011				3.052				6,0
2012				3.207				5,1
2013	3.247	3.334	3.370		1,2	4,0	5,1	
2014	3.357	3.480	3.551		3,4	4,4	5,4	
2015	3.876	4.032	4.150		15,5	15,9	16,9	
2016	4.686	4.875	5.047		20,9	20,9	21,6	
2017	5.448	5.669	5.906		16,2	16,3	17,0	
2018	5.717	5.974	6.282		4,9	5,4	6,4	
2019	5.911	6.205	6.589		3,4	3,9	4,9	
2020	6.110	6.442	6.909		3,4	3,8	4,9	
2021	6.277	6.650	7.210		2,7	3,2	4,3	
2022	6.437	6.864	7.513		2,5	3,2	4,2	
2023	6.620	7.107	7.856		2,8	3,5	4,6	
2024	6.809	7.360	8.218		2,9	3,6	4,6	
2025	7.004	7.623	8.602		2,9	3,6	4,7	
2026	7.205	7.899	9.009		2,9	3,6	4,7	
2027	7.415	8.187	9.440		2,9	3,6	4,8	
2028	7.629	8.485	9.895		2,9	3,6	4,8	
2029	7.849	8.797	10.377		2,9	3,7	4,9	
2030	8.077	9.122	10.888		2,9	3,7	4,9	
2031	8.312	9.461	11.431		2,9	3,7	5,0	
2032	8.555	9.815	12.006		2,9	3,7	5,0	
Crec. 2001-2012				4,5%	La sensibilidad en el comportamiento de la demanda se le realizó en función de la variación del PIB, según lo indicado en el Volumen II- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica, Sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	7,4%	8,1%	9,1%					
Crec. 2023-2032	2,9%	3,6%	4,8%					

TABLA 5 Proyección de la demanda anual de potencia eléctrica del SNI.⁷

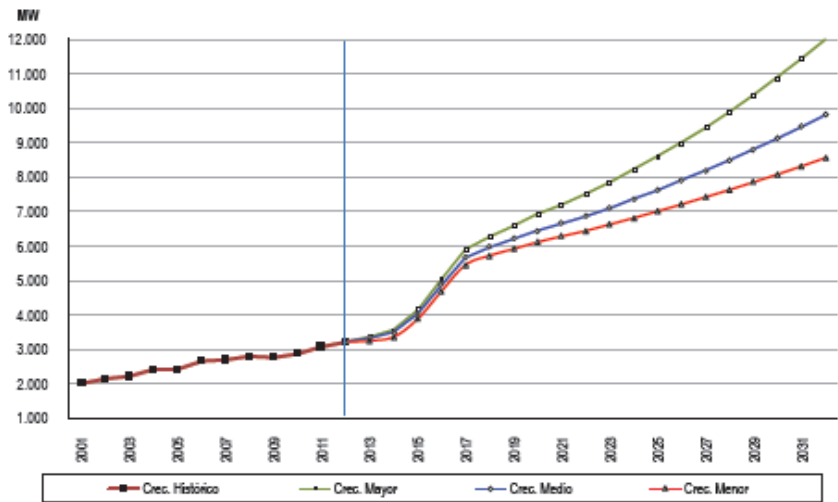


FIGURA 3 Evolución de la demanda de potencia en bornes de generación⁸

⁷ CONELEC, "PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION VOL.1," Resumen Ejecutivo PME 2013-2022, 2013

⁸ CONELEC, "PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION VOL.1," Resumen Ejecutivo PME 2013-2022, 2013

Realizando una pequeña descripción de lo que muestra la figura 3 y tomando la relación de proyección que estima el PME, se puede observar que la potencia en Megavatios (MW) mayor estimada hasta el 2022 es de 7513 MW, el cual manifiesta una tendencia alta, siendo un buen indicador para estar preparados técnica y económicamente, para solventar estas demandas proyectadas.

1.3 Operación del sistema eléctrico tradicional

La operatividad de los sistemas eléctricos es efectuada por los entes operadores de los sistemas eléctricos, los cuales efectúan las acciones correspondientes en base a las normativas en las cuales se enmarcan los procedimientos que permiten cumplir con eficiencia la operación y administración del sistema eléctrico.

En el Ecuador la entidad encargada de generar estos procedimientos y regulaciones es el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), en el cual “el inciso final del Art. 1 del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, establece que las disposiciones de dicho reglamento serán contempladas con los procedimientos de Despacho y Operación, que mediante regulación, expida el CONELEC”⁹ [4]

Esta regulación manifestada corresponde a la Regulación No. CONELEC -006/00, Procedimientos de Despacho y Operación, la cual tiene como objetivo principal establecer normativas y metodologías que permiten tener un proceso óptimo en cuanto a la planificación operativa de despacho de energía eléctrica enfocada hacia el Sistema Nacional Interconectado. [4]

1.3.1 Planificación eléctrica de operación

El objetivo de la planificación operativa del sistema eléctrico de generación es tener políticas para determinar procesos de optimización de recursos eficientes de generación, y

⁹ CONELEC, “REGULACION No CONELEC - 006/00,” *PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN*, Página 1, Párrafo 2

coordinación efectiva con los demás componentes de servicio eléctrico como es la transmisión, y así se tratara de minimizar los riesgos de falla del sistema.

En base a la determinación de las reglas que incurren para la planificación operativa, se necesita realizar una actualización cada 3 meses, está estipulado realizarlo en los meses de enero, abril, julio y octubre o en el caso de que se necesita la información cuando lo amerite.

La planificación eléctrica de operación se divide en tres facetas: Largo, Mediano y Corto Plazo, y en cada una de estas etapas se realizan análisis del sistema en cuanto tiene que ver con fenómenos estacionarios, estabilidad transitoria, dinámica y de transitorios electromagnéticos.

“La Planificación Operativa Energética se elaborará para un horizonte de optimización de largo plazo (3 años), con un período de decisión de una semana o un mes”¹⁰. [4]

1.3.2 Modelo para la operación energética

Para realizar un modelo se necesita tener características óptimas de operación, en este caso atacando a las sistemas de generación eléctricos como es el caso de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas del sistema nacional interconectado cumpliendo con lo principal de un modelamiento que es satisfacer la función objetivo que significa la minimización de costos de generación, para ello se deben tomar en cuenta varios factores operativos de las plantas hidroeléctricas como termoeléctricas.[4]

Entre las más importantes de las plantas hidroeléctricas son:

- Límites de turbinamiento
- Límites de almacenamiento
- Volúmenes de seguridad

¹⁰ CONELEC, “REGULACION No CONELEC - 006/00,” *PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN*, Página 4, Párrafo 3

- Los vertimientos
- La evaporación
- La filtración y las restricciones aguas abajo

Entre las más importantes de las plantas termoeléctricas son:

- Capacidad máxima y mínima
- Restricciones de generación por unidad
- Costos variables de producción
- Mantenimientos
- Consumo de combustible
- Combustible utilizado
- Consumo de auxiliares, entre otros.

1.4 Perspectivas para el abastecimiento de la demanda eléctrica del sistema nacional interconectado

En base a la proyección de la demanda establecida y condiciones actuales de potencia es importante tomar en cuenta estrategias de abastecimiento de energía las cuales nos permitan tener una expectativa eficiente para poder suministrar energía eléctrica y poder abastecer adecuadamente las necesidades de la demanda.

Es necesario saber que el desequilibrio que existe entre la oferta y la demanda es una situación que es no deseable y que producto de estas variables se pueden producir apagones provocando que existen pérdidas económicas por la disminución de tiempos de producción importantes.

Existen varias razones por las cuales se puede generar desabastecimientos y que se pueden convertir en estados críticos, estos pueden ser: estiajes, déficit en combustible, falta de recursos de generación, este tipo de problemas no se pueden solucionar de un día para

otro, esto puede tardar semanas incluso meses, por tal razón este tema se torna fundamental para evitar los problemas mencionados.[1]

En el año de 1996 se planteó la Ley del Régimen del Sector Eléctrico con sus siglas LRSE que dio apertura a la inversión privada para participar en proyectos de generación en el sector eléctrico, pero este esquema no dio buenos resultados por lo que se presentaron problemas de desabastecimiento de energía eléctrica, debido a ello se tomaron decisiones de importar energía eléctrica y comprar sistemas de generación térmica las cuales se adaptan rápidamente al SNI pero estas condiciones provocaron altos costos de instalación y operativos.

Para cambiar el sistema de administración de energía eléctrica, en el año del 2008 se expidió el Mandato Constituyente No 15, el cual dispuso a que el Estado asume las inversiones en el sector eléctrico, iniciándose de esta manera la creación de proyectos de generación hidroeléctrica de grandes magnitudes y proyectos de generación térmica, en este contexto y con el fin de brindar apertura a la participación privada, el Estado ha permitido la inversión en proyectos de generación con energía renovable no convencionales (ERNCC).[1]

1.4.1 Expansión de la generación eléctrica

Con base a los criterios del PME y obedeciendo a políticas oficiales del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) para relacionadas a la expansión eléctrica del país, para la expansión de generación el PME ha considerado como un hito relevante, en el horizonte 2013-2022, el ingreso masivo de 3.5 millones de cocinas eléctricas desde el 2015 hasta el 2017 con una penetración al 80% de clientes residuales y luego una migración paulatina hasta llegar al 90% en el 2022.

El alcance del PME está proyectado para tener infraestructura de generación con un crecimiento mayor de demanda por un tiempo aproximado de 10 años, con lo cual se propone en omitir las interconexiones de energía internacionales, que en este caso es con

Colombia y que el Ecuador sea autónomo en su abastecimiento de energía eléctrica y que cumpla con criterios técnicos de calidad y confiabilidad.[1]

Para poder tener firmeza de generación eléctrica en épocas de estiaje para los años 2013, 2014, y 2015 se necesitan proyectos de generación hidroeléctricos y de generación térmica adicional a los que se tiene actualmente, por lo que se requiere aproximadamente unos 150 MW para el estiaje en el período 2014.

A continuación se describen los proyectos de generación a ser implementados:

- Proyectos Hidroeléctricos: Ingreso de operación en el 2016 Soldados Minas Yanuncay y la Merced de Jondachi. Ingreso de operación en el 2017 Tigre con 80 MW, para operar en el 2018 Sabanilla con 30 MW, y proyectos de proyección para el 2021 Chontal-Chirapi con 351 MW y Paute Cardenillo con 564 MW.
- Proyectos de generación Térmica: Para el 2014 en Guayaquil con 150 MW, Gas Ciclo Simple con 250 MW, para el 2017 Gas de Ciclo Combinado con 125 MW.[1]

En la siguiente figura se muestra en resumen de cómo está establecido el esquema de expansión de generación estimada en el período 2013-2022.

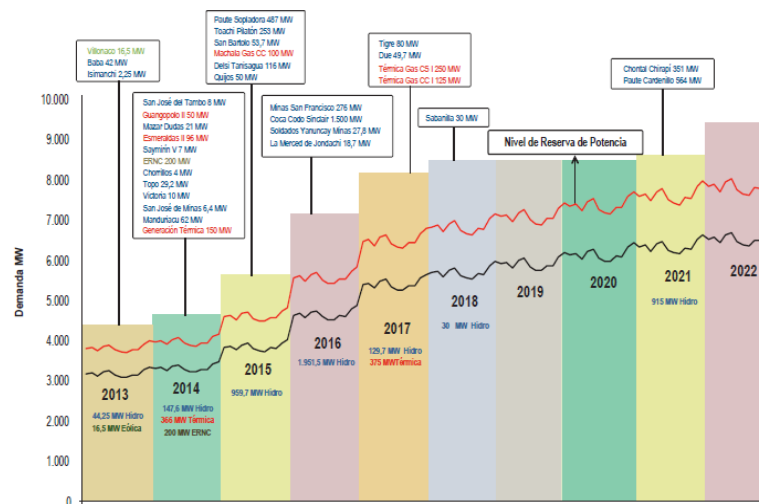


FIGURA 4 Infraestructura en generación Plan de Expansión 2013-2022¹¹

¹¹ CONELEC, “PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION VOL 3.,” PRESPECTIVAS Y EXPANCIÓN DEL Sist. Electr. ECUATORIANO, vol. 2

CAPÍTULO II

OPTIMIZACIÓN EN SELECCIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA

En este capítulo se tratará sobre los aspectos de las unidades de generación térmica, su clasificación e importancia dentro del sistema nacional interconectado, así también se tratará la temática del despacho económico, sus principios y problemas; en este contexto se contempla la descripción de los métodos de optimización utilizados para minimizar costos operativos de las centrales de generación térmica considerando las restricciones aplicables a este tipo de modelizaciones matemáticas.

2.1 Unidades de generación térmica

Las unidades de generación térmica por lo general son utilizadas para satisfacer las demandas generadas en horas pico o las demandas en horas de base en el caso que las unidades de generación hidroeléctrica no pudieran abastecer o si existen problemas por el estiaje. En este sentido, las centrales térmicas se convierten en parte fundamental para el sistema eléctrico ya que de cierta manera ayudan a mantener la confiabilidad en la entrega del servicio.[5]

2.1.1 Definición y principio de funcionamiento de una central térmica

Una central térmica es un conjunto de equipos que producen energía eléctrica mediante la combustión de algún combustible como el carbón, fuel oil o gas, introducida en una caldera diseñada especialmente para esta aplicación. El principio de funcionamiento de los diferentes tipos de centrales térmicas o también conocida como central termoeléctrica son similares, la diferencia es en el distinto tratamiento que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y el diseño de los quemadores que pueden variar según sea el tipo de combustible.

El sistema de funcionamiento de una central térmica inicia con el almacenamiento de combustible en el depósito desde donde es suministrado a la central, pasando por la caldera

donde se provoca la combustión generando calor la cual produce vapor a partir del agua que circula por un serpentín ubicado en las paredes de la caldera.

El vapor que se genera llega a tener una alta presión la cual provoca que giren las paletas o álabes de la turbina, esta turbina consta de tres niveles o facetas que son de alta media y baja presión unidos por un mismo eje, el objetivo de esta estructura mecánica de la turbina es aprovechar al máximo la fuerza del vapor ya que por más que entre con alta presión a la turbina durante el recorrido del eje puede perder presión, se debe tomar en cuenta que el vapor antes de entrar a la turbina debe ser cuidadosamente deshumidificado, si es que este proceso no se toma en cuenta las gotas de agua que transportarían serían lanzados con una gran velocidad hacia los álabes lo cual puede provocar desgaste o stress mecánico a las paletas hasta el punto de llegar a desgastarlos por completo.

La turbina esta acoplada a un alternador generador provocando que la energía mecánica que se produce se convierta en energía eléctrica, esta energía eléctrica producida es transmitida mediante componentes eléctricos como transformadores, líneas de transmisión hacia los usuarios que son los consumidores finales.

El vapor con una presión menor a la inicial es enviado a unas condensadoras donde es enfriado y convertido nuevamente en agua, donde es transportado al serpentín en las paredes de la caldera obteniendo un ciclo cerrado del proceso.

El agua circulante que refrigera el condensador expulsa el calor extraído hacia la atmósfera a través de una torres de refrigeración, emiten de forma constante vapor de agua que no es contaminante hacia la atmósfera, para tratar de minimizar los efectos contaminantes que puede generar la combustión sobre el medio ambiente, la central dispone de una chimenea de gran altura de aproximadamente 300 metros, y adicionalmente consta de unos precipitadores que retienen las cenizas de la combustión, estas cenizas se puede aprovechar para proceso metalúrgicos y también en el campo de la construcción.[6]

A continua se muestra una figura del proceso básico de funcionamiento de una central termoeléctrica.

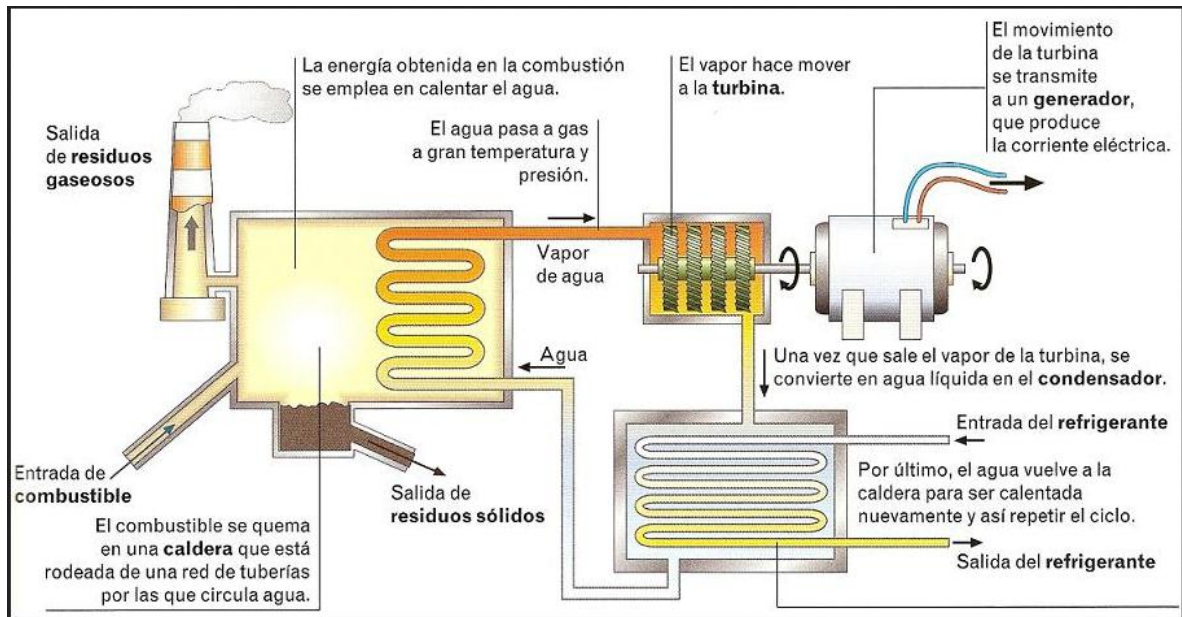


FIGURA 5 Proceso de una central térmica¹²

2.1.2 Clasificación de las centrales térmicas

Las centrales térmicas se clasifican en clásicas o también llamadas convencionales, y las centrales térmicas no convencionales

2.1.2.1 Centrales térmicas clásicas o convencionales

➤ Centrales térmicas de carbón

Estas centrales se caracterizan por preparar al carbón para que tenga una mejor combustión y esto se lo hace mediante la pulverización o cortado en trozos para poder ser inyectado a la cámara de combustión del generador de vapor interviniendo un quemador que debe ser adecuado para este combustible fósil y que pueda favorecer la mezcla con el aire comburente.

¹² <https://tecnoblogsanmartin.files.wordpress.com/2012/01/termica.jpg>

Una ventaja es que puede permitir el uso de combustible de desperdicio, una de las desventajas y que es muy importante tomarlo en cuenta es que hay un aumento de efecto invernadero lo cual atribuye al calentamiento global del planeta, los costos de inversión son altos, tiene una baja eficiencia y los arranques de estas centrales son bastante lentos, los equipos trabajan en condiciones muy duras, están expuestas a condiciones de desgaste extremas. [6]

➤ **Centrales térmicas fuel-oil**

La característica principal de estas centrales es que el combustible debe calentarse hasta tener un flujo de combustible que sea factible para poder ser inyectado hacia los quemadores y continúe con el proceso normal de una central térmica explicada anteriormente, los inconvenientes que tienen es que depende mucho de las variaciones del precio del petróleo, del stock y del abastecimiento, el arranque lento y bajo rendimiento. Uno de los factores principales a tomar en cuenta es que se tiene la exigencia de desulfuración de los humos y así poder evitar la lluvia ácida ya que este fenómeno afecta al medio ambiente incrementando el efecto invernadero en el planeta.[5]

➤ **Centrales térmicas de gas natural**

Estas centrales térmicas reemplazan al agua que pasa por el serpentín de las paredes de la caldera por gas natural, el cual es calentado ya sea por gas, petróleo o diesel, en este caso el gas circula con altas presiones y altas temperaturas el cual produce el giro de la turbina, con lo que ésta energía mecánica rotatoria es convertida en energía eléctrica ya que la turbina esta acoplada a un generador.

Una de las ventajas de estas centrales es que reducen el impacto ambiental, mejora la eficiencia energética, tiene menores emisiones de CO₂ y otros factores que contaminan el medio ambiente, estas centrales tienen una eficiencia que no supera el 35%. [6]

2.1.2.2 Centrales térmicas no convencionales

➤ Centrales térmicas de ciclo combinado

El mercado eléctrico hace que se sigan diseñando centrales térmicas que puedan ser de mayor eficiencia y competitivas, por tal razón se han diseñado tecnologías como la central térmica de ciclo combinado.

Las centrales térmicas de ciclo combinado operan con turbinas a gas y turbinas a vapor acopladas en un ciclo termodinámico, produciendo energía eléctrica. El calor residual de la turbina de combustión es enviada hacia la caldera en forma de vapor lo cual es usada para hacer girar las turbinas de vapor. Las unidades térmicas de ciclo combinado son relativamente de alta eficiencia, el rendimiento de este equipo puede variar entre un 38% que es lo normal dentro del rango de una central convencional hasta un 60 %.[6] [7]

Una de las ventajas de estas centrales térmicas es que tienen rating de rampas de aceleración rápida, es decir que los arranques de estas centrales son de mayor eficiencia, estas características mencionadas hacen que las centrales térmicas de ciclo combinado se conviertan en la tecnología a escoger por muchos de los proyectos de generación térmica, siempre y cuando el gas natural sea asequible.[7]

En la figura se describe un diagrama de flujo de una planta de turbina a gas y turbina a vapor con dos ciclos para generación de electricidad. En el primer ciclo, el gas natural y el aire comprimido son mezclados y quemados en una cámara de combustión, el aire se lo puede aprovechar para que pueda trabajar con turbinas de gas modernas y elevar a temperaturas superiores a 1000°C, esta característica es un prerrequisito importante para el primer ciclo. La energía liberada durante la combustión es usada para hacer girar la turbina la cual está conectada al generador produciendo electricidad.[8]

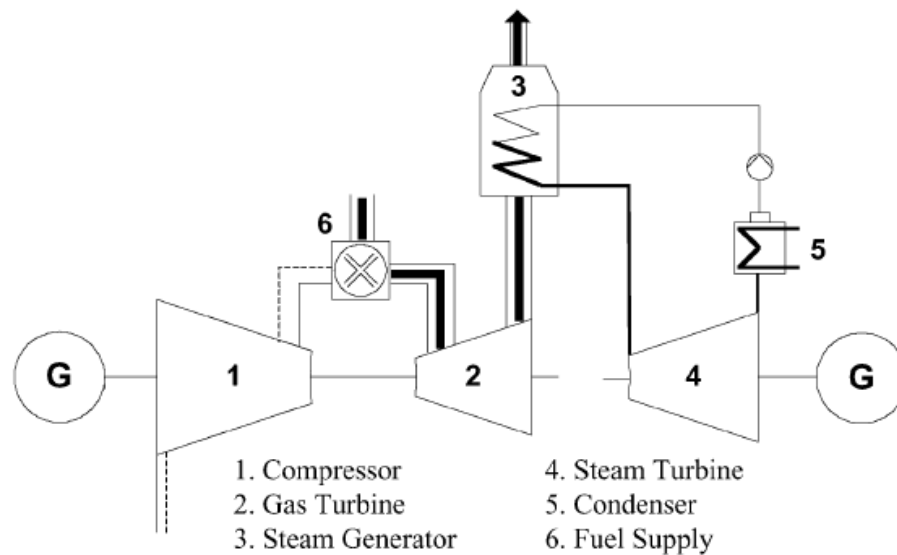


FIGURA 6 Diagrama de flujo de una central termoeléctrica de ciclo combinado con un solo generador¹³

Es importante también describir la responsabilidad hacia el medio ambiente el cual esta central produce dióxido de carbono en menor cantidad que el resto de centrales y esto atribuye a una mayor eficiencia de la máquina. Una central térmica de ciclo combinado puede producir alrededor de 0.8-lb de CO₂ por kilowatt-hora, en comparación con la de una central térmica de carbón el cual es alrededor de 2-lb de CO₂. [8]

Estas centrales son bastantes flexibles ya que pueden ser operadas por la quema de una variedad de combustibles que van desde gas limpio natural y petróleo destilado a petróleo crudo, unidades de ciclo combinado de tamaño comercial pueden trabajar con combustibles gaseosos derivados del carbón. Las variantes que se pueden dar en estas centrales son interesantes una de ellas es que se puede aprovechar teniendo un generador en la salida de la turbina de gas y otro generador en el lado de la salida de la turbina de vapor como se puede observar en la siguiente figura, [8]

¹³ Short-Term Scheduling of Combined Cycle Units, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO. 3, AUGUST 2004

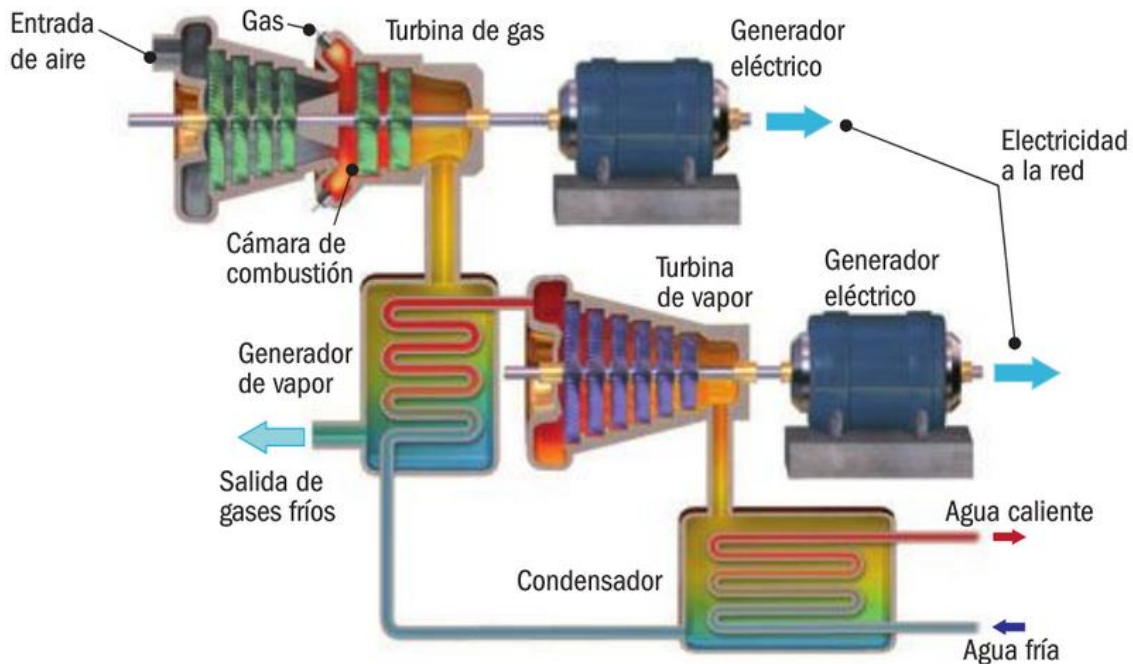


FIGURA 7 Esquema de una central de ciclo combinado con dos generadores¹⁴

2.2 Despacho económico de unidades de generación térmica

El concepto esencial del despacho económico (ED) es asignar o seleccionar centrales de generación eléctrica disponibles para cubrir la variación de la demanda eléctrica, tratando de minimizar los costos de generación total. [9]

En nuestro país la entidad que regula los procesos de despacho económico es el Concejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y el organismo encargado de calcular y ejecutar los despachos es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). El Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado en el Artículo 5 del Capítulo II dispone que el CENACE “*calculará e informará el despacho económico horario, controlará su ejecución y realizará la supervisión en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado, todo lo cual se orientará al aprovechamiento óptimo de los recursos de generación, transmisión y distribución, sometidos al despacho central, incluyendo las interconexiones internacionales.*”¹⁵

¹⁴ <https://www.google.com.ec/search?q=central>

¹⁵ [Reglamento de Despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado](#), página 3, párrafo 1

El artículo 8 del mismo Reglamento en lo que respecta al Despacho Económico señala que: “El CENACE, mediante un modelo aprobado por el CONELEC, calculará el despacho económico horario de los recursos de generación sujetos a despacho central y las transferencias de energía por interconexiones internacionales, de tal forma que se atienda la demanda horaria y se minimicen los costos de operación, considerando.”¹⁶

- a) *La predicción de demanda horaria;*
- b) *Los Costos Variables de las Unidades de Generación*
- c) *Las restricciones técnicas que se impongan sobre todo el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades en la operación.*
- d) *El programa de mantenimiento de las unidades de generación sujetas a despacho central.*
- e) *Las proyecciones de importación y exportación de electricidad a través de las interconexiones internacionales, este punto ya no sería establecido cuando estén en operación las centrales eléctricas que están en ejecución.*
- f) *El margen de reserva de generación de acuerdo a los criterios de confiabilidad y calidad de servicio establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación; y, Otros aspectos particulares a indicarse en los Procedimientos de Despacho y Operación.[10]*

En lo que se refiere al literal c), el CENACE deberá asegurar que la solución técnica adoptada para levantar la restricción es la más económica, desde el punto de vista de minimizar el costo total de operación del sistema.

El CENACE comunicará diariamente el despacho horario a los Generadores sujetos al despacho central, supervisará y controlará su cumplimiento. La información estará disponible para todos los Agentes MEM.

¹⁶ [Reglamento de Despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado](#), página 4, párrafo 2

El Despacho Horario será modificado durante la ejecución del mismo con el fin de tener en cuenta las condiciones de operación y los recursos del Sistema.” [10]

2.2.1 El problema del despacho económico

Tomando como referencia una configuración con N generadores a una barra común. La entrada de cada unidad representa un costo de la unidad, la salida de cada unidad es la generación de potencia de cada unidad particular. Con lo mencionado se puede deducir que el costo total del sistema es la suma del costo de cada unidad generadora, una de las restricciones más relevante sobre la operación del sistema es que la suma de las salidas de potencia debe ser igual a la demanda de la carga. Se muestra en la siguiente figura lo mencionado.[11]

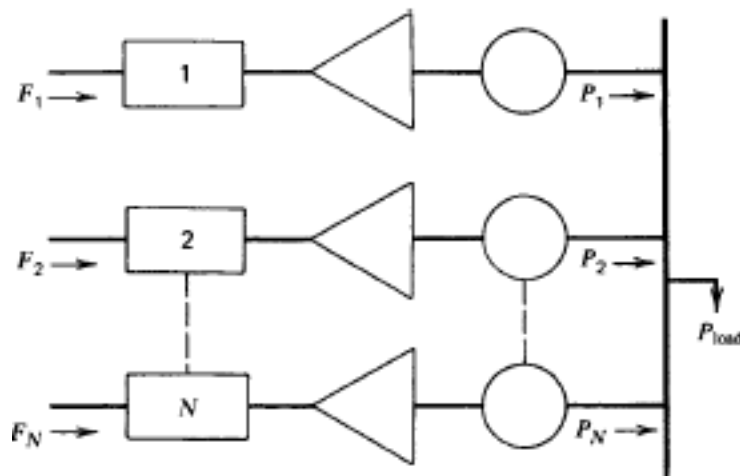


FIGURA 8 Centrales térmicas unidas a una barra común¹⁷

Matemáticamente la figura 8 puede ser declarado en forma muy concisa, esto es una función objetivo (Ft), sujeto a las restricciones de la suma de potencia de generación que debe ser igual a la carga recibida, en formula se plantea de la siguiente manera:

$$F(t) = F1 + F2 + F3 \dots FN_{gen} \quad (1)$$

¹⁷ A. Wood, B. Wollemborg, and G. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, pag 64

Dónde:

F(t)= Función objetivo

$$F1 + F2 + F3 \dots Fn = Carga Recibida$$

El Unit Commitment (UC) o despacho económico aplicado de forma detallada es una parte importante en los temas de planificación operativa, el UC se refiere a la optimización para determinar los problemas del estado de arranque y de parada (ON/OFF) de las unidades de generación con el fin de minimizar los costos de operación para un tiempo de horizonte dado.

Un problema práctico es la combinación de problemas de optimización involucrando varias restricciones como demanda de carga, reserva rodante, tiempos mínimos de arranque y parada, restricciones operacionales de unidades individuales.[12]

El objetivo principal del UC es decidir cuál de las unidades de generación en este caso térmicas están disponibles para arrancar o apagarse en un horizonte de tiempo, por lo que el costo de operación debe ser el mínimo sujeto a las demandas y restricciones, el problema del UC tiene la siguiente formulación:

$$\min C_{total} = \sum_{k=1}^H \sum_{i=1}^N Fi(Pi, k) * Vik + \sum_{i=1}^N Cst, i \quad (2)$$

Dónde:

N: Número de unidades de generación

H: Número de consideraciones de tiempo de etapas

Ctotal: Costo de operación total

Fi(Pi, k): La función de costo de combustible de las unidades térmicas .[12]

Cst, i: Costo de arranque total por unidad durante el período de estudio

Vik: Estatus de la unidad, puede ser 0 o 1

Pi, k: Potencia de generación de salida de la unidad

2.3 Métodos de optimización

Existen algunas clasificaciones de problemas de optimización según la característica que se requiera, se puede clasificar en dos grupos: Programación lineal y Programación no lineal respectivamente, y dependiendo si en el problema existen variables enteras estos dos grupos se pueden subdividir en: Programación Lineal Entera Mixta que es la que se usará para el desarrollo del presente tema de investigación, y Programación no Lineal Entera Mixta.

La aplicación de estos métodos, de acuerdo al problema, tendrán la finalidad de satisfacer la demanda horaria estimada en base a una predicción y a su vez se minimice los costos. El período de análisis comúnmente es de corto plazo equivalente a 24 horas.

2.3.1 Método de Lagrange

Es un método para encontrar los máximos y los mínimos de funciones de múltiples variables sujetas a restricciones y la ecuación es la siguiente:[11]

$$L = F_T + \lambda\phi \quad (3)$$

Dónde:

$F_T =$ Función Objetivo
 $\lambda =$ Multiplicador de Lagrange
 $\phi =$ Función de Restricción

La característica necesaria para obtener un valor extremo de la función objetivo resulta cuando se toma la primera derivada de la función de lagrange con respecto a cada una de las variables independientes y conjunto de derivadas igualando a 0, en el caso de que exista N+1 variables el valor de N de la potencia de salida, P_i mas el multiplicador de lagrange, λ , la derivada de la función de lagrange con respecto al multiplicador simplemente devuelve la ecuación de restricción, obteniendo la siguiente ecuación:

$$\frac{\delta L}{\delta P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 \quad (4)$$

$$0 = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda$$

Dónde:

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \text{Costo incremental}$$

Es así que, para que exista la condición necesaria para un existente costo mínimo de operación, para la condición de las centrales térmicas es que el costo incremental de todas las unidades de generación debe ser igual para algún valor indeterminado de λ , se debe tomar en cuenta para esto que para esta condición necesaria debemos agregar una restricción de modo que la suma de las potencias de salida debe ser igual a la demanda de la carga. [11]

$$P_{i,min} < P_i < P_{i,max} \quad (5)$$

Dónde:

P_i = Potencia de salida

$P_{i,min}$ = Potencia de salida mínimo

$P_{i,max}$ = Potencia de salida máximo

2.3.2 Método del punto interior

Este método se trata de convertir las restricciones de límites en ecuaciones mediante el ingreso de variables y asegurar que estas variables sean positivas penalizando la función objetivo a través de términos logarítmicos ponderados por un factor de penalización, se considera el problema siguiente:[13]

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } f(x) \\ & \text{Sujeto a } h(x) = 0 \end{aligned} \tag{6}$$

Dónde:

x = Es una variable

x^m = Cota inferior

x^M = Cota superior

$f(x)$ = Es la función objetivo a minimizar

$h(x)$ = Es una función de igualdad

Se definen las variables de holgura.

$$x_s = x^M - x$$

$$x_i = x - x^m$$

De esta manera cambia el problema de la función (6) por:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } f(x) \\ & \text{Sujeto a } h(x) = 0 \\ & x^s + x - x^M = 0 \\ & x_i - x + x^m = 0 \\ & x_s, x_i \geq 0 \end{aligned} \tag{7}$$

Realizando este procedimiento se ha pasado de un problema con restricciones de desigualdad a un problema con restricciones de igualdad, pero todavía existe condiciones de no negatividad, para mitigar estas condiciones de no negatividad se tratan añadiendo a la función objetivo una función de barrera logarítmica que consiste en tomar valores cada vez mayores cuando estas variables de holgura se vayan acercando a cero, teniendo el siguiente problema.[13]

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } f(x) - \mu(\ln x_s + \ln x_i) \\
 & \text{Sujeto a } h(x) = 0 \\
 & x_s + x - x^M = 0 \\
 & x_i - x + x^m = 0
 \end{aligned} \tag{8}$$

Dónde μ es un factor de penalización que tiende a cero cuando el algoritmo llega a ser óptimo. En la siguiente figura se muestra en forma de bloques como se estructura el algoritmo del método de punto interior.

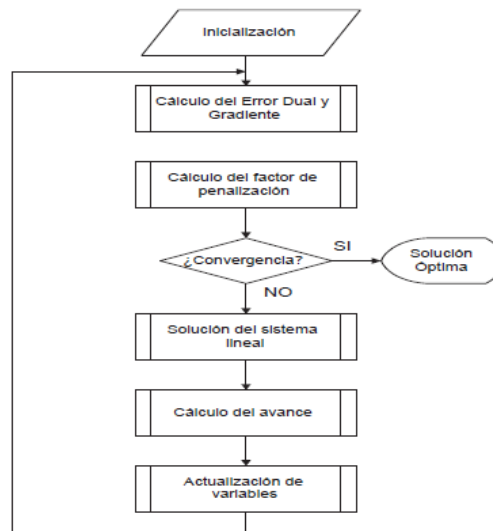


FIGURA 9 Algoritmo de Punto Interior¹⁸

¹⁸ S. D. E. Potencia and T. Doctoral, “Técnicas Avanzadas de Predicción y Optimización Aplicadas a Sistemas de Potencia,” 2005.

2.3.3 Programación lineal

La programación lineal (PL) es una metodología matemática que tiene como objetivo asignar en forma eficiente recursos limitados a actividades conocidas con el fin de alcanzar el objetivo deseado. Una de las ventajas que tiene la programación lineal es que le permite resolver problemas en diversos campos y una de ellas es la optimización del despacho económico, los cuales pueden ser representados o al menos aproximados como modelos de programación lineal. [14]

En cualquier modelo de programación lineal debe tener las siguientes características:

Variables de decisión: Las cuales deben describir por completo las decisiones que se tienen que tomar.

Función objetivo: Por lo general se le conoce con la letra z , cualquiera que sea el problema en una programación lineal el que toma las decisiones desea obtener dos fines que son maximizar que por lo general son ingresos, utilidades o minimizar que casi siempre son los costos, estas funciones de maximizar o minimizar se definen como **función objetivo**.

Restricciones: Son limitaciones, las cuales restringen a las variables de decisión dependiendo del tipo de problema donde pueden asumir valores tanto negativos o positivos lo que se convierte en restricciones de signo.

Regiones factibles y no factibles : Los puntos que se encuentran dentro de la zona establecida donde satisfacen las limitaciones y restricciones se los llama región factible, y a cualquier punto que se encuentre fuera de la zona mencionada se lo denomina región no factible y dentro de la región factible se determina la solución óptima que en cuanto a la maximización es el valor más grande que toma la función objetivo dentro de la zona factible, y para problemas de minimización es el valor más pequeño que toma la función objetivo contemplada dentro de la zona o región factible.[15]

A continuación se muestra un ejemplo de cómo se plantea un problema de programación lineal, Se toma un problema de ejemplo de dos centrales eléctricas las cuales tienen los siguientes datos:

x_1 = es la salida de la central 1

x_2 = es la salida de la central 2

Beneficio de producción central, $c_1 = 3$ (\$/MWh)

Beneficio de producción central, $c_2 = 5$ (\$/MWh)

La función objetivo es:

Maximizar: $3x_1 + 5x_2$

Restricciones:

Máxima producción de la central 1, $b_1 = 4$

Máxima producción de la central 2, $b_2 = 6$

La central debe cumplir una restricción adicional de desigualdad: $3x_1 + 2x_2 \leq 18$

Expresiones Matemática

Expresión matemática de maximización

Maximizar: $z = 3x_1 + 5x_2$

Sujeto a: $x_1 \leq 4$

$x_2 \leq 6$

$3x_1 + 2x_2 \leq 18$

$x_1 \geq 0$

$x_2 \geq 0$ [11]

Expresión matemática de minimización

Minimizar: $z = -3x_1 + 5x_2$

Sujeto a: $x_1 \leq 4$

$x_2 \leq 6$

$$\begin{aligned}
 3x_1 + 2x_2 &\leq 18 \\
 x_1 &\geq 0 \\
 x_2 &\geq 0 \text{ [11]}
 \end{aligned}$$

A continuación se muestra una figura donde se puede observar la zona factible en base al ejemplo que se planteó.

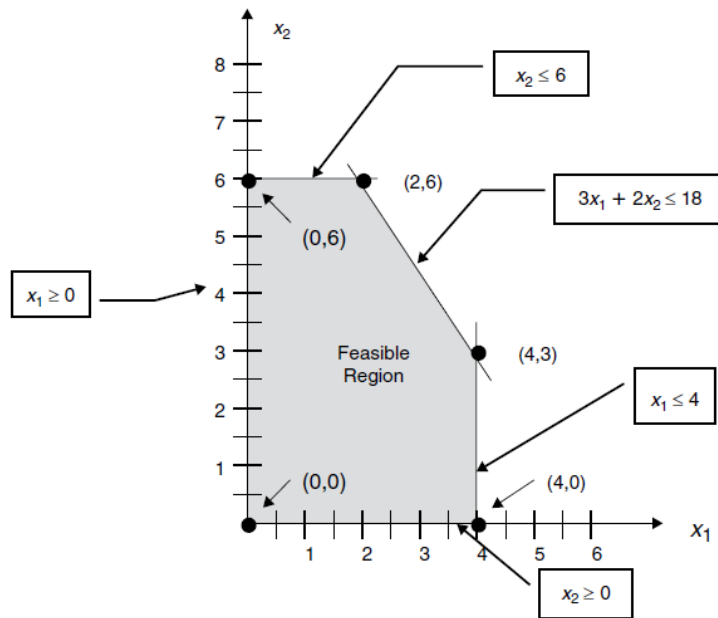


FIGURA 10 *Región Factible*¹⁹

2.3.4 Programación lineal entera mixta

La programación lineal (PL) es una de las técnicas de optimización más usadas, existen problemas en donde las variables son enteras, en este sentido uno de los métodos más usados en la programación lineal entera mixta es el denominado Ramificación y Cota que en inglés se lo conoce como (branch and bound).[11] [13]

¹⁹ A. Wood, B. Wollemborg, and G. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, Third Edit. River Street, Hoboken, NJ, 2013

Este método es exacto para encontrar la solución de un conjunto de problemas lineales, las cuales son versiones relajadas, la relajación significa suprimir las restricciones de tipo entero y binario encontrados en la última parte del modelo matemático del problema, estos problemas pueden ser resueltos matemáticamente, o por su complejidad se realizan mediante software.

Primero se resuelve el problema original relajando la integralidad de sus variables enteras, con lo cual se logra tener variables enteras con valores reales. Si el problema tiene solución entera en todas las variables enteras, esto quiere decir que se ha encontrado la solución óptima del problema, si el problema no presenta una solución entera se debe ramificar el problema en dos subproblemas, eligiendo una variable con valor actualizado que sea no entero para separarlos. Para ello lo que se hace es resolver una programación lineal con un espacio de solución menor que encierra la solución buscada, lo cual se convierte en un problema de enumeración donde son listadas todas las soluciones posibles de un problema y se determina cual es el mejor.[16]

La programación lineal entera es aplicable a un caso particular, cuando prescindiendo de las condiciones de integridad, el problema resultante puede ser resuelto mediante la programación lineal. De conformidad al tipo de variables, la clasificación de los problemas lineales enteros es:

- Enteros puros: son aquellos en que todas las variables únicamente pueden tomar valores enteros; también se distinguen dentro de estos los problemas totalmente enteros como aquellos en que tanto las variables como todos los coeficientes que intervienen en el problema han de ser enteros.
- Mixtos: son aquellos en los que hay al mismo tiempo variables continuas y variables que sólo pueden tomar valores enteros.
- Binarios: las variables sólo pueden tomar los valores cero o uno.

Atendiendo al criterio del tipo de problema, la clasificación es:

- Directo: Si el problema de decisión involucra variables enteras.
- Codificado: Cuando se trata de un problema que contiene además de aspectos cuantitativos, alguna consideración de tipo cualitativos, y por ello para tratar este tipo de aspectos se requiere el uso de variables enteras o binarias.
- Transformado: Cuando el problema no incluye variables enteras, pero para ser tratado analíticamente requiere el uso de variable enteras “artificiales”.

Los problemas lineales enteros tienen gran dimensionalidad, a pesar de que el número de soluciones factibles a analizar es un conjunto de oportunidades acotado es decir finito, éste número suele ser lo suficientemente grande (en un problema binario con n variables el número de soluciones factibles a estudiar es 2^n) como para que resulte imposible su comparación.

Variables	Soluciones	Incremento
1	2	
2	4	2
4	16	12
5	32	16
10	1.024	992
15	32.768	31.744
20	1.048.576	1.015.808
25	33.554.432	32.505.856

TABLA 6 Dimensionalidad de soluciones.

Así pues, la mayoría de los métodos de resolución comienzan su ejecución con la resolución del Problema Lineal Asociado (PLA) consistente en eliminar las condiciones de integridad, obteniéndose en consecuencia un problema de programación lineal que puede ser resuelto mediante el algoritmo del simplex.

La resolución del PLA en primer lugar, tiene una ventaja y es que si la solución a dicho problema verifica las condiciones de integridad de las variables, esta será la solución al problema entero, con lo cual no será necesario aplicar ninguna técnica especial para resolverlo

Si la solución al PLA no verifica las condiciones de integridad, lo que ocurre la mayoría de las veces, entonces habrá que utilizar algún método que nos permita resolver el problema entero. Algo que no se debe hacer, es caer en la tentación de redondear la solución obtenida al PLA a valores enteros y tomarla como válida, pues si bien esto puede ser aceptable en aquellos problemas en el que los valores de las variables son muy grandes y en consecuencia el error puede ser mínimo, en general nos puede generar dos graves problemas que son

- La solución obtenida por redondeo no es la óptima e incluso puede ser muy diferente de ella.
- La solución obtenida por redondeo es incoherente.

Así pues si se desea obtener la solución óptima al problema entero, necesariamente habremos de utilizar algún método de resolución para problemas enteros. Es así que a nivel matemático se han generado dos métodos, que se consideran más representativos y además pioneros en la resolución de problemas enteros, como son los métodos de corte (algoritmo fraccional de Gomory) y el de ramificación y acotación (Branch and Bound), siendo este último el que se usará para resolver el problema de asignación de unidades generadoras.

2.4 Restricciones aplicables a la solución del problema de la selección de unidades de generación térmica

Para poder realizar una selección de unidades de generación térmica óptima se toma en función de los costos de arranque y costos operacionales, en base a estas funciones se debe tomar en cuenta varias restricciones que se modelan bajo varios aspectos como: tiempo mínimo de operación, tiempo mínimo fuera de operación, tiempo máximo de operación.

Para resolver matemáticamente estos problemas de selección de unidades de generación térmica se lo realizará mediante programación lineal entera mixta, por lo cual la función objetivo es minimizar el costo total del sistema, el costo variable de operación, más el costo de arranque y con ello establecer que unidades se encuentran listas para abastecer la demanda dentro de un período establecido, para ello se debe satisfacer varias restricciones

las cuales se describen en la siguiente clasificación.[17]

- Restricciones Globales
- Restricciones de Reserva
- Restricciones Individuales
- Restricciones de combustible
- Restricciones Ambientales
- Restricciones de Sistema Hidráulico

2.4.1 Restricciones globales

Son conocidas como restricciones de operación, y sirven para limitar el sistema y dar estabilidad de potencia en la generación

2.4.1.1 Restricción de balance de potencia

Si se omite esta restricción puede producir variaciones en la frecuencia nominal, por lo que puede producir desequilibrio en el sistema, por tal motivo se tiene la siguiente restricción:

$$\sum_{j=1}^J P_{jk} = D_k \forall k$$

(9)

Dónde:

D_k = Demanda de potencia en el instante k

P_{jk} = Potencia activa de la unidad j en el instante k

2.4.1.2 Restricciones de reserva de potencia

Siempre es importante tener una reserva de potencia ante posibles eventualidades que pueda tener el sistema eléctrico de potencia, ya puede ser por fenómenos naturales, falla de alguna central etc. La restricción es la siguiente:

$$\sum_{j=1}^J \bar{P}_j \cdot v_{jk} \geq D_k + R_k \quad \forall k \quad (10)$$

Dónde:

\bar{P}_j = Límite máximo de potencia de la unidad j

R_k = Potencia de reserva requerida por el sistema en el instante k

v_{jk} = Es una variable binaria que toma el valor de 1 si la central j está en funcionamiento durante el período k y 0 en otro caso

2.4.2 Restricciones individuales.

Este tipo de restricciones son hechas para cada equipo dando limitaciones individuales a las unidades generadoras teniendo las siguientes restricciones.

2.4.2.1 Límite de generación de potencia activa

Las centrales térmicas tienen sus limitantes tanto máximas como mínimas de generación de potencia y no pueden ser excedidas, para ello se formula la siguiente ecuación:

$$\sum_{j=1}^J \underline{P}_j v_{jk} \leq P_{jk} \leq \bar{P}_j v_{jk} \quad \forall k \quad (11)$$

Dónde:

$\underline{P}_j, \bar{P}_j$ = Potencia activa mínima y máxima de la unidad j.

2.4.2.2 Tiempo mínimo antes del arranque

Se considera el tiempo mínimo fuera de servicio de la central luego de salir de línea

$$v(j, A) \leq 1 + v(j, k) - v(j, k - 1) \quad (12)$$

$$\forall k = 2 \dots T - 1, A = k + 1 \dots \min(T, k + T_{down} - 1)$$

Dónde:

T_{down} = Mínimo número de horas que la unidad j debe quedar apagada después de haber quedado fuera de línea.

$v(j, A)$ = Es una variable binaria que toma el valor de 1 si la central j está en funcionamiento durante el período A y 0 en otro caso

2.4.2.3 Tiempo mínimo de funcionamiento

Es el tiempo mínimo de operación una vez que es sincronizado al sistema

$$v(j, A) \geq v(j, k) - v(j, k - 1) \quad (13)$$

$$\forall k = 2 \dots T - 1, A = k + 1 \dots \min(T, k + T_{up} - 1)$$

Dónde:

T_{up} = Mínimo número de horas que la unidad i debe quedar encendida o en línea después de haber sido arrancada

2.4.2.4 Variación de toma de carga

Se lo conoce como rampa máxima de subida y bajada, y es la velocidad de toma de carga de una unidad de generación y depende del tipo de turbina y se representa con las siguientes expresiones

$$P_{jk+1} - P_{jk} \leq S_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K - 1 \quad (14)$$

Dónde:

$$P_{j0} = P_j^0$$

$$P_{jk} - P_{jk+1} \leq T_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K - 1 \quad (15)$$

Dónde:

S_j = Rampa máxima de subida de la central j

T_j = Rampa máxima de bajada de la central j

2.4.2.5 Tiempo máximo de operación de unidades térmicas

Representa el tiempo máximo en horas que una unidad de generación térmica puede permanecer en línea una vez que entra en operación en cualquier hora, a este tiempo se lo conoce también como maximum uptime y se lo representa de la siguiente manera.

$$\sum_{k=0}^{\min(T-K, Tmu(j)+1)} v(j, k + A) \leq Tmu(j) \quad j \in MUC; k = 2 \dots T - 1 \quad (16)$$

Dónde:

$j \in MUC$ = Conjunto de plantas con restricciones de maximum uptime

$Tmu(j)$ = Máximo tiempo que la planta j puede permanecer en líneas el tiempo en horas

2.4.2.6 Restricción de combustible

Es la disponibilidad de combustible que se tiene en la selección de unidades de generación térmica por tipo de combustible

$$\sum_k^T \sum_j^J \frac{P_{jk}}{rend_j} \leq \vartheta_{comb} \quad \forall j \in \text{Tipo de combustible} \quad (17)$$

Dónde:

ϑ_{comb} = Es la disponibilidad de combustible en galones para generadores de un tipo específico de combustible

$rend_j$ = Es el rendimiento de la unidad j en (MW/galón)

P_{jk} = Es la producción de la central j durante el período k

La disponibilidad de combustible tiene dos facetas que son la disponibilidad máxima y la disponibilidad mínima y se representan con las siguientes ecuaciones:

$$\vartheta_{comb(max)} = \sum_{j=1}^J \frac{P_{jmax} \times MUT}{rend_j} \quad \forall j \in \text{combustible} \quad (18)$$

$$\vartheta_{comb(min)} = \sum_{j=1}^J \frac{P_{jmin} \times MUT}{rend_j}$$

Dónde:

$\vartheta_{comb(max)}$ = Disponibilidad máxima de combustible

$\vartheta_{comb(min)}$ = Disponibilidad mínima de combustible

MUT = Es el tiempo mínimo de operación de las centrales termoeléctricas

$$\sum_{k=1}^K \frac{P_{jk}}{rend_j} \leq \text{Volumen maximo de almacenamiento} \quad \forall \in \text{combustible}$$

$$\sum_{k=1}^K \frac{P_{jk}}{rend_j} \geq \text{Volumen minimo de almacenamiento} \quad \forall \in \text{combustible}$$

CAPÍTULO III

MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA BASADOS EN OPTIMIZACIÓN

En este capítulo se explica cuáles serán los aspectos a considerar para la resolución del problema mediante la aplicación del optimizador denominado General Algebraic Modeling System (GAMS). Además se muestra un caso de ejemplo con el sistema nacional interconectado, tomando referencia de información del CENACE de un predespacho programado, aplicándolo a nuestro optimizador e ingresando toda la información necesaria a la base de datos, y realizar las simulaciones respectivas.

3.1 Modelo de optimización para solución del problema

3.1.1 Modelo Matemático

El modelo matemático de optimización se plantea mediante la Función Objetivo o la denominada también función de minimización, la cual para la solución del problema se plantea la minimización de los costos operativos más los costos de arranque de las unidades de generación que están participando en el despacho de potencias en un período de tiempo, que en este caso es durante las 24 horas, la ecuación estaría expresada de la siguiente manera.[17]

$$z = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J (B_j P_{jk} + C_j y_{jk})$$

(19)

Dónde:

B_j = Costo variable de la central j

P_{jk} = Producción de la central j durante el período k

C_j = Costo de arranque de la central j

y_{jk} = Variable binaria que toma el valor de 1 si la central j se arranca al comienzo del período k y 0 en otro caso [18]

Los costos variables de producción y los costos de arranque fueron desarrollados bajo ciertas regulaciones que las realizó el CONELEC y que se describen a continuación

3.1.2 Costo variable de producción

En la Regulación No. CONELEC 003/03 que tiene que ver con la Declaración de Costos Variables de Producción manifiesta que *“el artículo 8 literal b del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Interconectado, establece que el CENACE calculará el despacho económico horario para la cual considerará, entre otros aspectos, los costos variables de las unidades de generación”*.²⁰

El costo variable de producción son los costos necesarios para poder operar la unidad generadora y que puede variar en función de la energía producida

Los costos variables de producción se componen de los siguientes rubros: [19]

- Combustibles
- Transporte de combustible
- Lubricantes, productos químicos
- Agua potable
- Energía eléctrica para servicios auxiliares
- Mantenimientos programados en los que tiene que ver con mantenimientos preventivos y correctivos durante el ciclo operativo
- Costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usadas para el control del impacto ambiental.

²⁰ <http://www.conelec.gob.ec/images/normativa/CONELEC-003-03-COSTOS%20VARIABLES.pdf>, pag1, párrafo 1

3.1.3 Costo de Arranque

El costo de arranque-parada de una unidad termoeléctrica es aquel que incurre para poner en operación y ubicar en línea la unidad, luego de que esta unidad ha permanecido parada, a solicitud del CENACE por más de 48 horas, esto se lo considera como un arranque en frío, en el caso de que la unidad sea puesto en línea antes de las 48 horas, se considerará como un arranque el caliente y no será objeto de remuneración. [20]

La forma de remuneración tiene mucho que ver con el mercado eléctrico donde se encuentre operando la unidad, en ocasiones se considera como una constante, en otros casos como una función escalonada o también puede ser representada por una función exponencial. [17]

Este concepto lo menciona la Regulación No. CONELEC 004/00 en el artículo 18 del Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. Para el presente estudio se considerará un costo fijo y constante en el tiempo, el cual es declarado por el agente y registrado por el operador del sistema de conformidad a la normativa vigente.

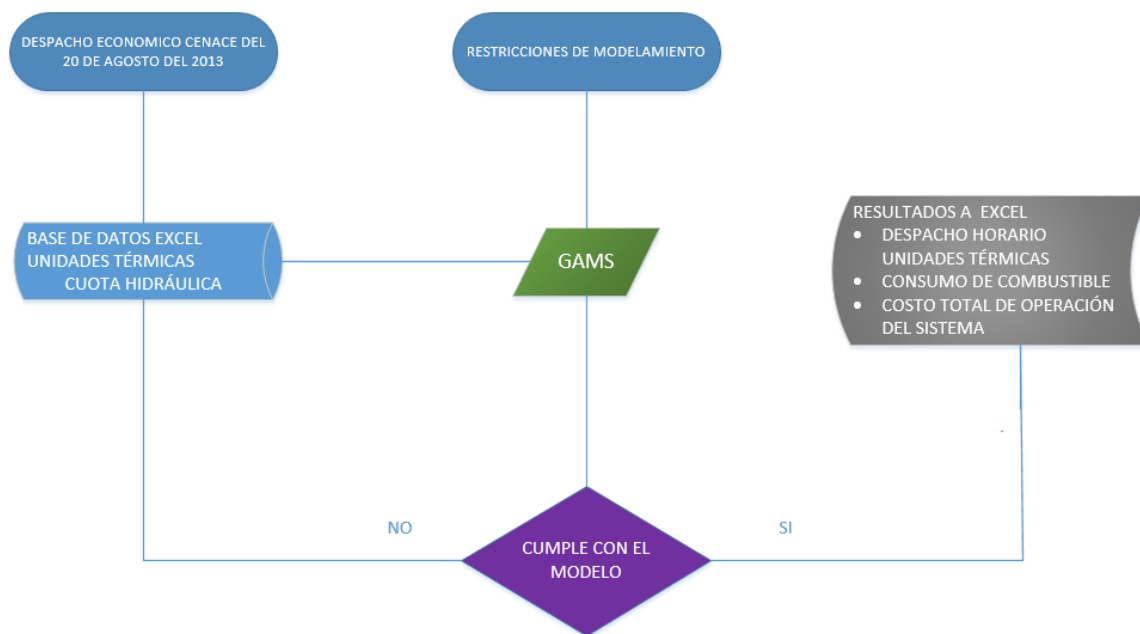
3.2 Optimización del modelo específico para la selección de unidades de generación térmica.

Para la resolución del modelo de optimización para la selección de unidades de generación térmica se ha utilizado el software de optimización matemática GAMS, cuyas siglas en inglés corresponden a “General Algebraic Modeling System”, el cual a través de un lenguaje de programación permite modelar y resolver los diversos problemas de optimización.[18]

Todas las restricciones del problema matemático anteriormente descrito, son ingresadas al optimizador, interpretando las ecuaciones de restricciones en el lenguaje de

programación, una vez definido el problema se procede a su solución mediante un solver de alto nivel que resolverá el mismo a través de la técnicas de la programación lineal entera.

A fin de facilitar el ingreso de datos para el optimizador, se desarrolló una base de datos mediante el EXCEL (Ver Anexo 2) donde se encuentran toda la información de las unidades generadoras que fueron consideradas para el estudio, clasificándolas por tipo de combustible. Dichos datos corresponderán a los datos de entrada para el optimizador, el cual a través de su solver realizará las interacciones adecuadas, observando que cumplan con todas las restricciones de operación, dando así el resultado del despacho económico, entregando el optimizador los resultados de la asignación de potencia por cada unidad de generación para el período de las 24 horas, así mismo el GAMS entrega los resultados del consumo de combustible por cada unidad generadora durante el período de análisis.



IGURA 11 Modelo *para la selección de unidades térmicas*

3.3 Restricciones aplicables al modelo

Las restricciones que se aplicaron para el modelamiento de optimización y que fueron ingresados al software GAMS se detallan a continuación:

Función Objetivo

$$z = \sum_{k=1}^K \cdot \sum_{j=1}^J (B_j P_{jk} + C_j y_{jk})$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

- Balance de Potencia

$$\sum_{j=1}^J P_{jk} = D_k \quad \forall k$$

- Reserva de Potencia

$$\sum_{j=1}^J \bar{P}_j \cdot v_{jk} \geq D_k + R_k \quad \forall k$$

- Límite de generación de potencia activa

$$\sum_{j=1}^J \underline{P}_j v_{jk} \leq P_{jk} \leq \bar{P}_j v_{jk} \quad \forall k$$

- Tiempo mínimo antes del arranque

$$v(j, A) \leq 1 + v(j, k) - v(j, k - 1)$$

$$\forall k = 2 \dots T - 1, A = k + 1 \dots \min(T, k + T_{down} - 1)$$

- Tiempo mínimo de funcionamiento

$$v(j, A) \geq v(j, k) - v(j, k - 1)$$

$$\forall k = 2 \dots T - 1, A = k + 1 \dots \min(T, k + T_{up} - 1)$$

- Variación de toma de carga

Rampa máxima de subida

$$P_{jk+1} - P_{jk} \leq S_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K - 1$$

Rampa máxima de bajada

$$P_{jk} - P_{jk+1} \leq T_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K - 1$$

- Tiempo máximo de operación de unidades térmicas

$$\sum_{k=0}^{\min(T-K, Tmu(j)+1)} v(j, k + A) \leq Tmu(j) \quad j \in MUC; k = 2 \dots T - 1$$

- Restricción de combustible

$$\vartheta_{comb(max)} = \sum_{j=1}^J \frac{P_{jmax} \times MUT}{rend_j}$$

$$\forall j \in combustible \quad (18)$$

$$\vartheta_{comb(min)} = \sum_{j=1}^J \frac{P_{jmin} \times MUT}{rend_j}$$

$$\sum_k^K \frac{P_{jk}}{rend_j} \leq \text{Volumen maximo de almacenamiento} \quad \forall \in combustible$$

$$\sum_k^K \frac{P_{jk}}{rend_j} \geq \text{Volumen minimo de almacenamiento} \quad \forall \in combustible$$

Dónde:

$\vartheta_{comb(max)}$ = Disponibilidad máxima de combustible

$\vartheta_{comb(min)}$ = Disponibilidad mínima de combustible

MUT = Es el tiempo mínimo de operación de las centrales termoeléctricas

- **Listado de términos de las restricciones que participan en el modelo**

K	Horizonte de tiempo = 24 horas
C_j	Costo de arranque en \$ de la central j
B_j	Costo variable en \$/MWh de la central j
J	Número de centrales del sistema
D_k	Demanda de la potencia en el instante K
$\bar{P}_j \bar{P}$	Límite máximo de potencia de la unidad j
R_k	Potencia de reserva requerida por el sistema en el instante k
\underline{P}_j	Límite mínimo de potencia de la unidad j
T_d	Tiempo mínimo de que la planta j debe permanecer fuera de línea
T_u	Tiempo mínimo que la planta j debe permanecer en línea
S_j	Rampa máxima de subida de carga de la central j
T_j	Rampa máxima de bajada de la central j
$Tmu(j)$	Máximo tiempo de la planta j que puede permanecer en línea
ϑ_{comb}	Disponibilidad de combustible
$rend_j \vartheta_{comb}$	Rendimiento de la unidad j en MWh/galón
v_{jk}	Variable binaria que toma el valor de 1 si la central j está funcionamiento durante el período k y 0 en otro caso
MUT	Tiempo mínimo de operación
$Tdown$	Mínimo número de horas que la unidad j debe quedar apagada después de haber quedado fuera de línea
Tup	Mínimo número de horas que la unidad i debe quedar encendida o en línea después de haber sido arrancada

TABLA 7 Listado de variables

3.4 Caso de estudio en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano

Para el caso de estudio en el Sistema Nacional Interconectado se pretende tomar como referencia el despacho económico diario programado del día martes 20 de Agosto del 2013, información del CENACE (**Ver Anexo 1**).

La información tomada del despacho económico realizado por el CENACE, a fin de generar la resolución del problema de asignación de unidades propuesto, es la relacionada a las unidades de generación que participaron en ese despacho, y los Datos de la demanda horaria proyectada durante el período de 24 horas (**Ver Anexo 3**)

El despacho antes descrito se encuentra en la época lluviosa, aspecto por el cual el aporte hidráulico es mayor, por ende es importante recalcar que para la resolución del problema propuesto considera el aporte hidráulico energético de las centrales de Paute y Mazar que son las de mayor capacidad de aportación al sistema nacional interconectado.

Para las unidades de generación se ha considerado 7 unidades térmicas de combustible fuel oil, 27 unidades térmicas de combustible residuo, 16 unidades térmicas de combustible diésel, 6 unidades térmicas de gas natural, además de las centrales hidráulicas.

Además de lo citado, el despacho es efectuado en barra única, aspecto por el cual el estudio no toma en cuenta las líneas de transmisión, y como se mencionó anteriormente el aporte energético hidráulico solo se toma en cuenta la 2 centrales hidroeléctricas de Paute y Mazar.

Con base a los supuestos planteados, el caso base toma en consideración un despacho económico en condiciones normales, es decir que no ingresan al modelamiento en GAMS las restricciones de volumen de combustible, ni disponibilidad de combustible, con ello se obtiene la información del despacho económico que servirá como punto de partida para el análisis de los siguientes casos de estudio, la esquematización de lo mencionado se muestra a través de la figura siguiente:

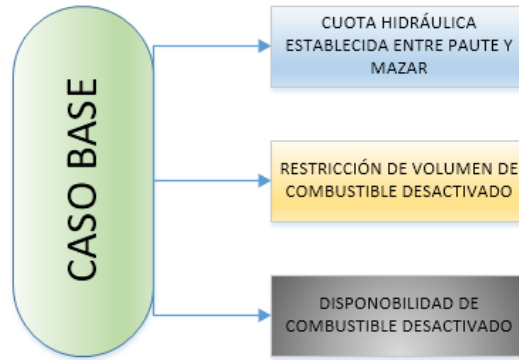


FIGURA 12 *Caso base*

Para el caso uno se toma como referencia la información del despacho del caso base y se activa la restricción de volumen de combustible para cada unidad térmica clasificada por tipo de combustible dando limitaciones de volúmenes máximo y mínimos de combustible, los cuales son resultados de la programación del combustible, en todas las unidades generadoras que intervienen en el despacho, manteniéndose relajada la restricción de disponibilidad de combustible, como se muestra en la Figura 13.



FIGURA 13 *Caso uno*

Para el caso dos, de la misma forma se toma como referencia la información de entrada del caso base, sin embargo para este caso se proceden a activar las restricciones de volúmenes de combustible y la disponibilidad total de combustible.

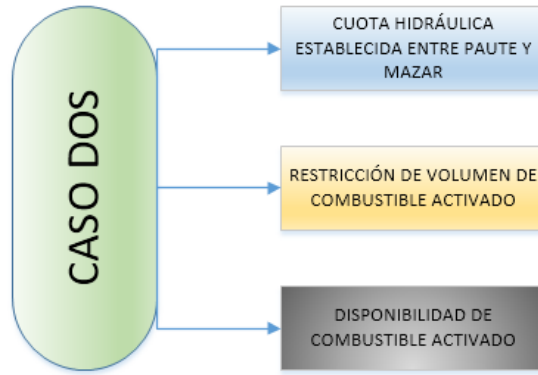


FIGURA 14 *Caso dos*

CAPITULO IV

ANALISIS DE RESULTADOS E INDICADORES

En este capítulo se analizarán los resultados obtenidos de las simulaciones de los casos descritos, posteriormente se describirán indicadores de demanda eléctrica resultado de los despachos económicos durante los casos de estudio; y, finalmente se efectuará el análisis de sensibilidad del combustible respecto a los costos operativos totales y la hidrología.

4.1 Principales evidencias de la optimización del despacho económico en Unidades Térmicas

Para mostrar las principales evidencias, como se ha mencionado en el capítulo anterior se han recopilado la información de las unidades generadoras que deben intervenir para el abastecimiento de la demanda pronosticada para un período de 24 horas, tomando en cuenta que para la resolución del problema no se consideran los aportes de la interconexión con Colombia, y solo se consideran los aportes de las centrales hidráulicas Paute y Mazar y todas la unidades de generación térmica que intervendrán en el despacho. Con estos antecedentes a continuación se muestran la resolución de los casos de análisis propuestos.

4.1.1 Caso Base

Para este caso se toma en cuenta los datos de la cuota hidráulica referida al despacho económico programado del CENACE, que en este caso es de 23299 MWh, valor que corresponde al aporte energético diario a ser entregado por las centrales hidroeléctricas de Paute con 20844 MW y Mazar con 2455 MW. Con base a lo citado, el caso base resolverá el problema del despacho de unidades de generación en condiciones normales, es decir que se relajan las restricciones de volumen y de disponibilidad de combustible, bajo estas condicionantes y mediante la utilización del GAMS, se resuelve el problema de la asignación de generadores de forma horaria .

DESPACHO ECONOMICO HORARIO GAMS

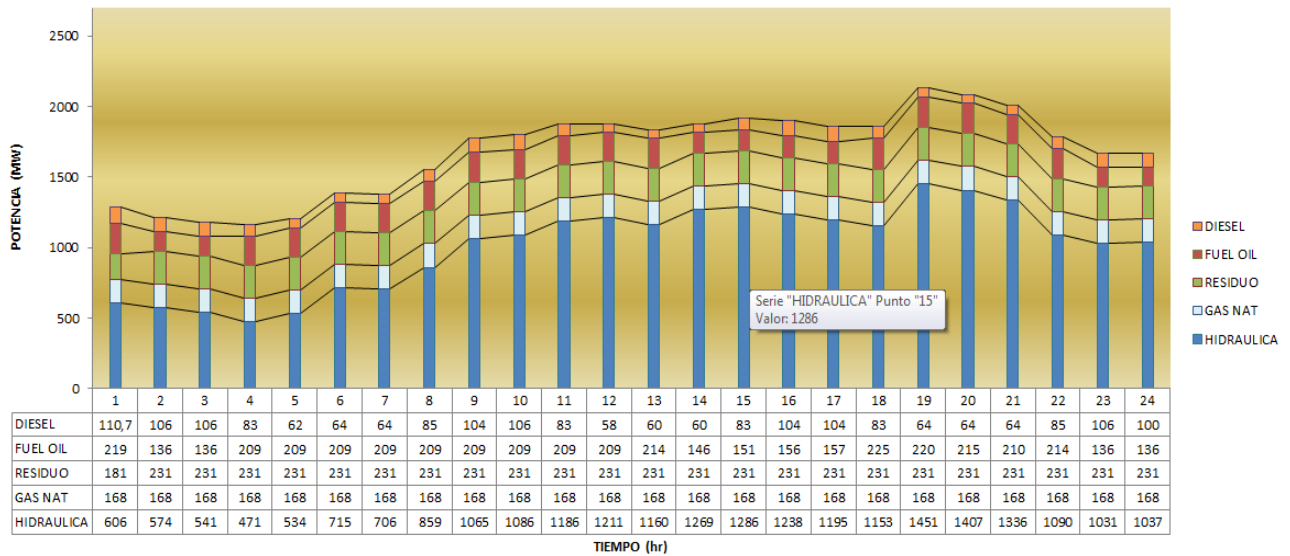


FIGURA 15 Despacho económico horario caso base

La figura 15 muestra el resultado del despacho económico cumpliendo las condiciones que se habían planteado, se puede observar claramente que el aporte hidráulico es predominante en el despacho, ya que se trata de una período con hidrología alta, donde se puede aprovechar el recurso hídrico; en lo que se refiere a las generadoras térmicas todas las unidades de gas natural intervienen en el despacho, lógicamente que estas unidades deben de ser aprovechadas al máximo por ser más eficientes y su costo operativo es económico y el resto de generadores cumplen con su aporte de potencias, considerando el abastecimiento a mínimo costo de la demanda. La figura 16 muestra el aporte energético de las unidades despachadas por tipo de recurso primario.

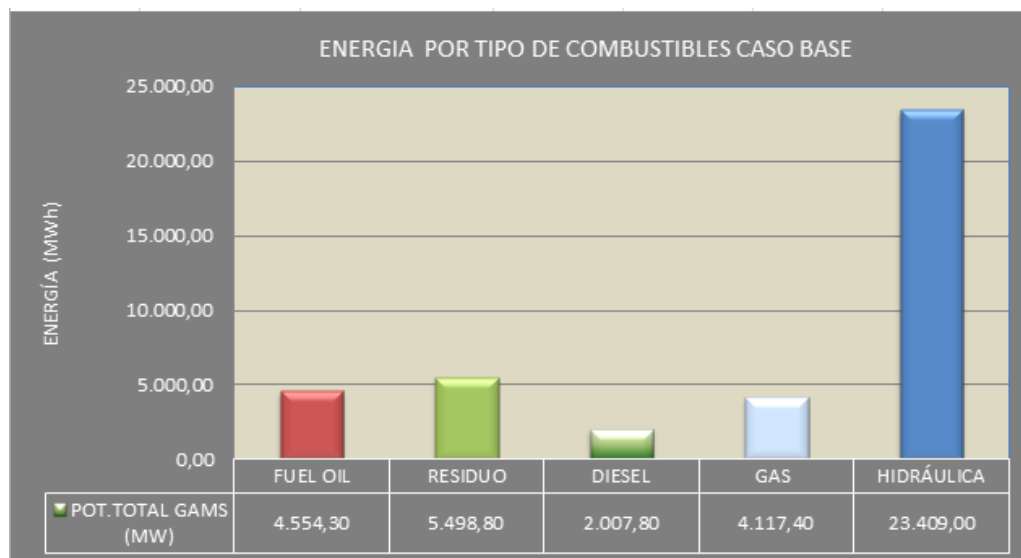


FIGURA 16 Despacho de potencias por tipo de combustible caso base

Como se puede observar en la figura 17 el mayor consumo de combustible lo tienen las unidades térmicas con combustible residuo, esto es coherente ya que las unidades térmicas de este tipo de combustible tienen un costo operativo menor que las unidades de diésel y además son las más numerosas a nivel de generadores térmicos dentro del despacho económico, de tal manera que en términos globales son los que deben consumir mayor cantidad de combustible en el despacho.

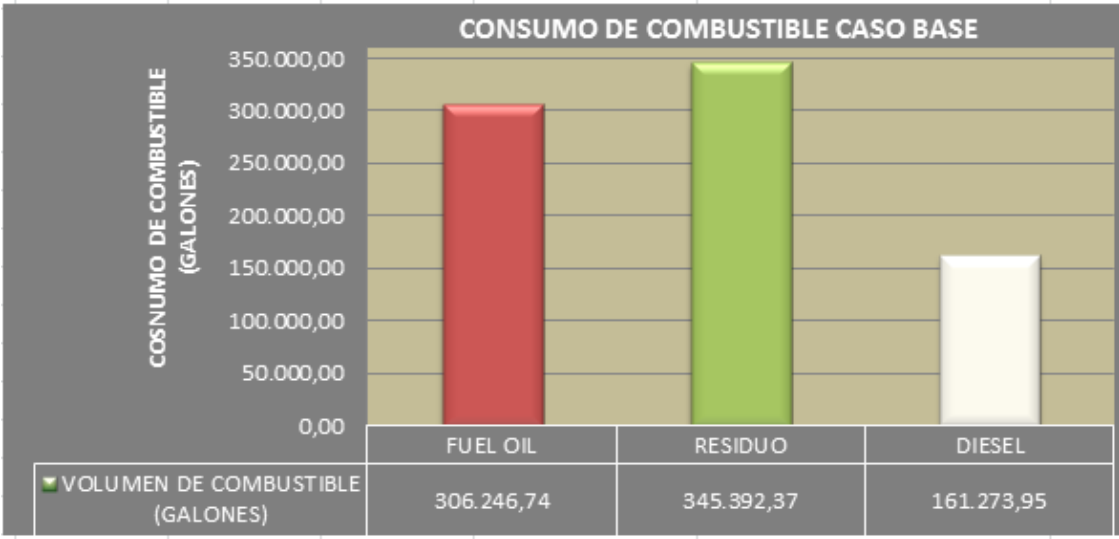


FIGURA 17 Gráfica consumo de combustible caso base

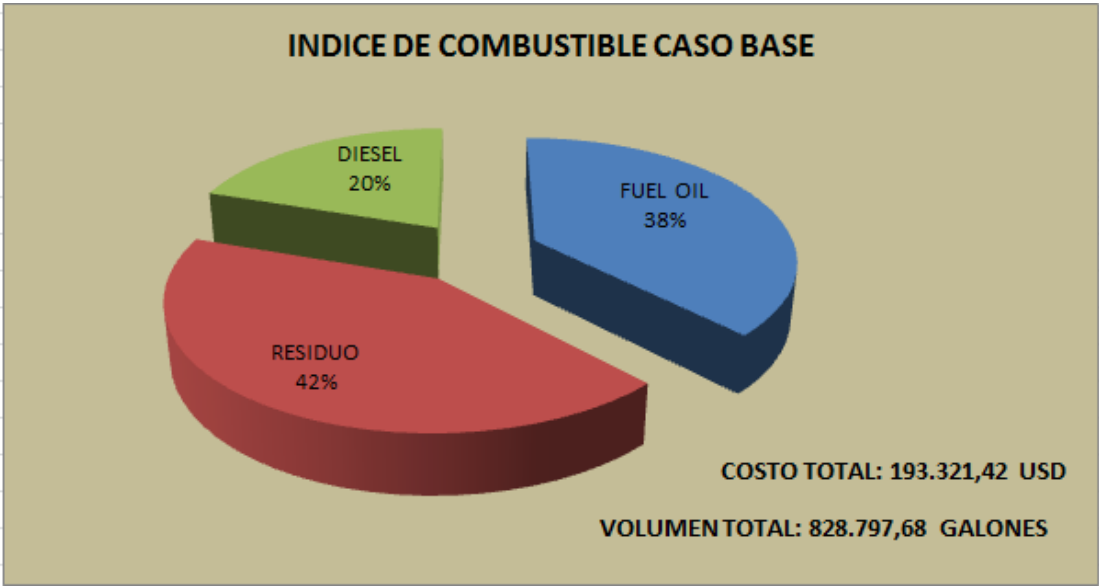


FIGURA 18 Indicador de combustibles costos y volumen total caso base

Como se puede observar en la figura 18, el combustible residuo tiene un mayor consumo de combustible con un 42 %, posterior a ello está el combustible fuel oil con un 38% y después le sigue el combustible diesel con un 20%, con esta representación de aporte de consumos al sistema se tiene un volumen total de 828.797.68 galones de combustible, obteniéndose un costo del sistema de 193.321.42 USD.

4.1.2 Caso uno

Los resultados en este caso muestran claramente que la cuota hidráulica se mantiene a los mismos valores que en el caso base (23299 MW), adicionalmente se mantiene relajada la restricción de disponibilidad de combustible, y se activa la restricción de volumen de combustible por cada unidad, tomando en cuenta este antecedente se tienen los siguientes resultados.

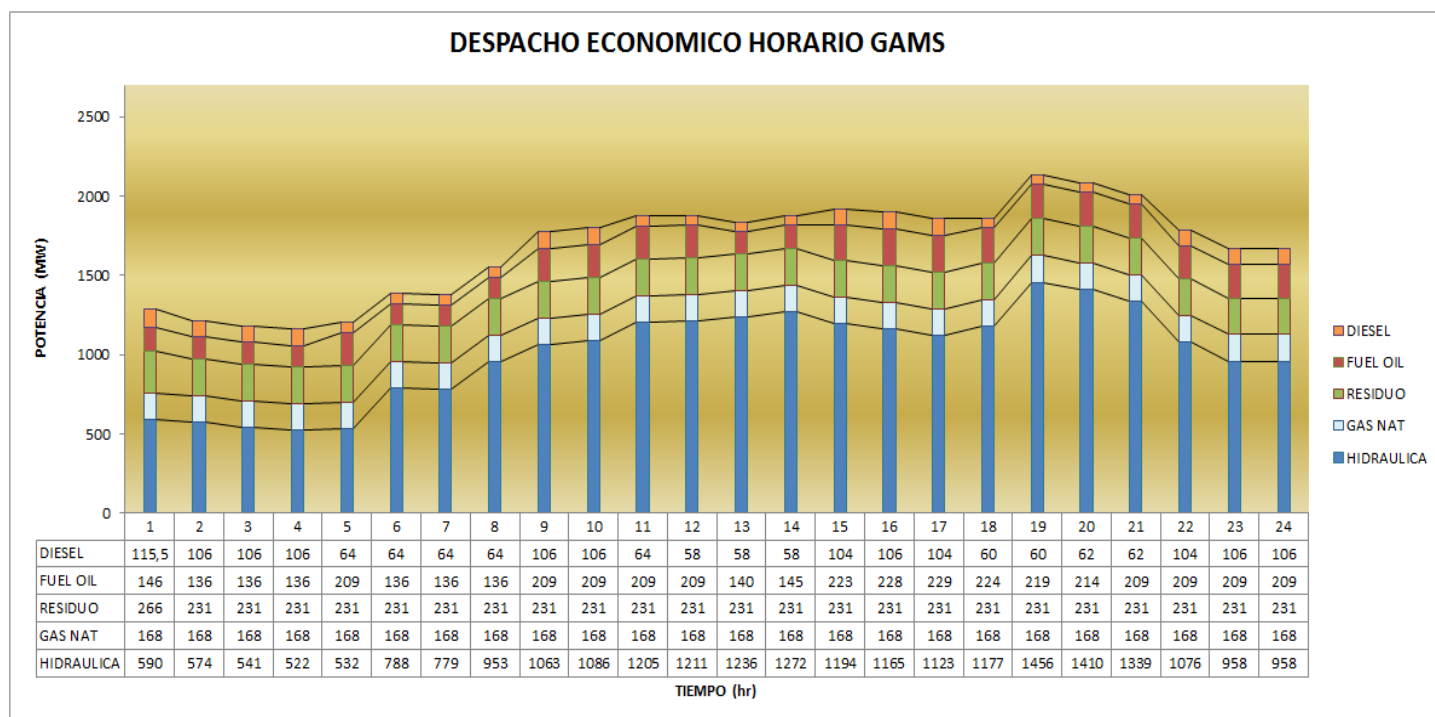


FIGURA 19 Despacho económico horario caso uno

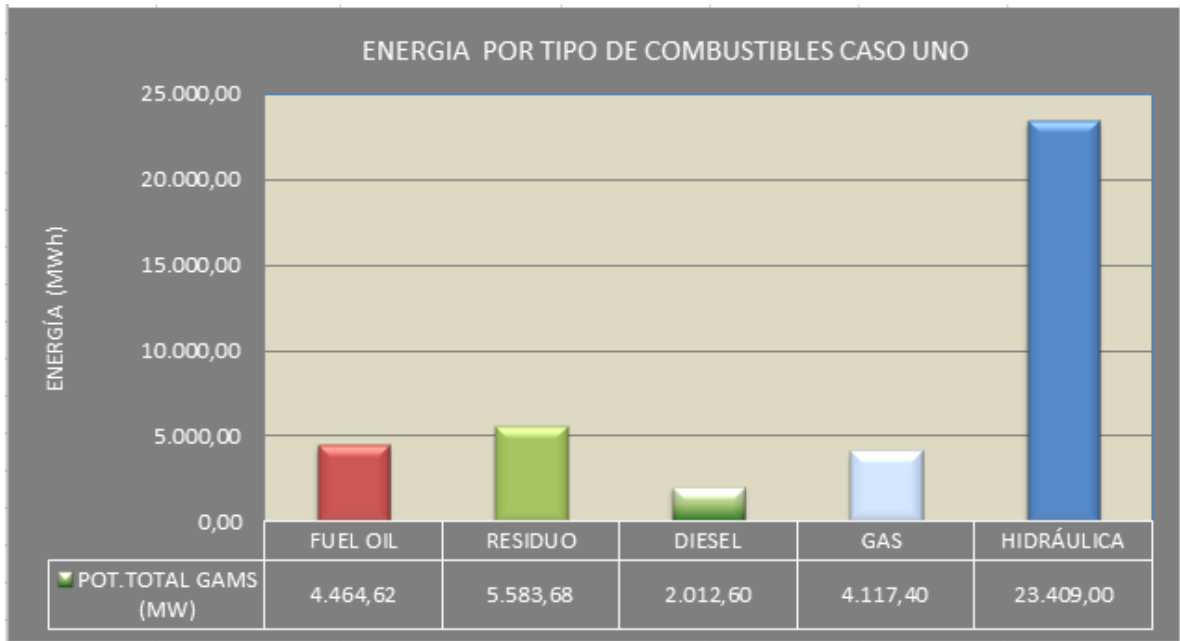


FIGURA 20 Despacho de potencias por tipo de combustible caso uno

De la misma manera que en el caso base, la tendencia de aportes tanto hidráulicos como térmicos tiene casi la misma apreciación en su forma del despacho económico horario, los resultados se los puede apreciar en la figura 19 y 20.

En la figura 21 se puede apreciar los resultados de consumos de combustible para el caso uno.

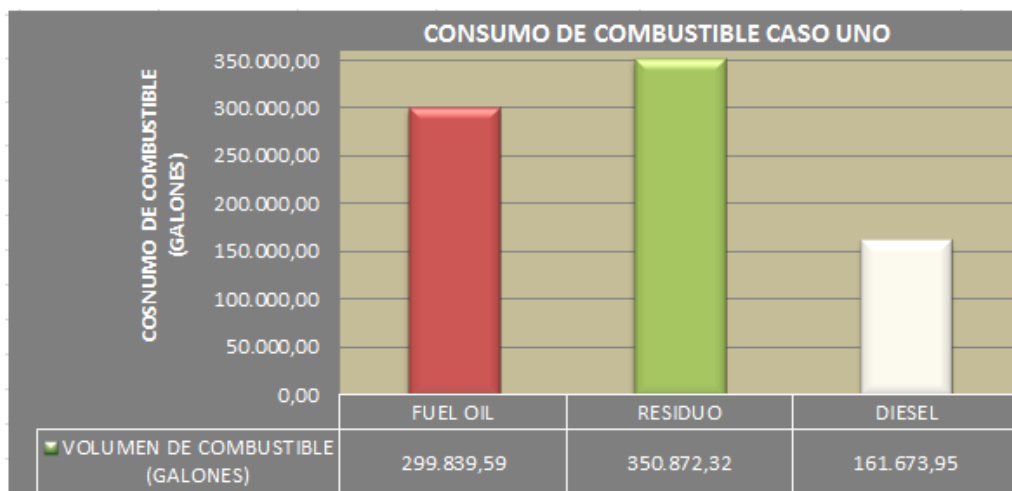


FIGURA 21 Gráfica consumo de combustible caso uno

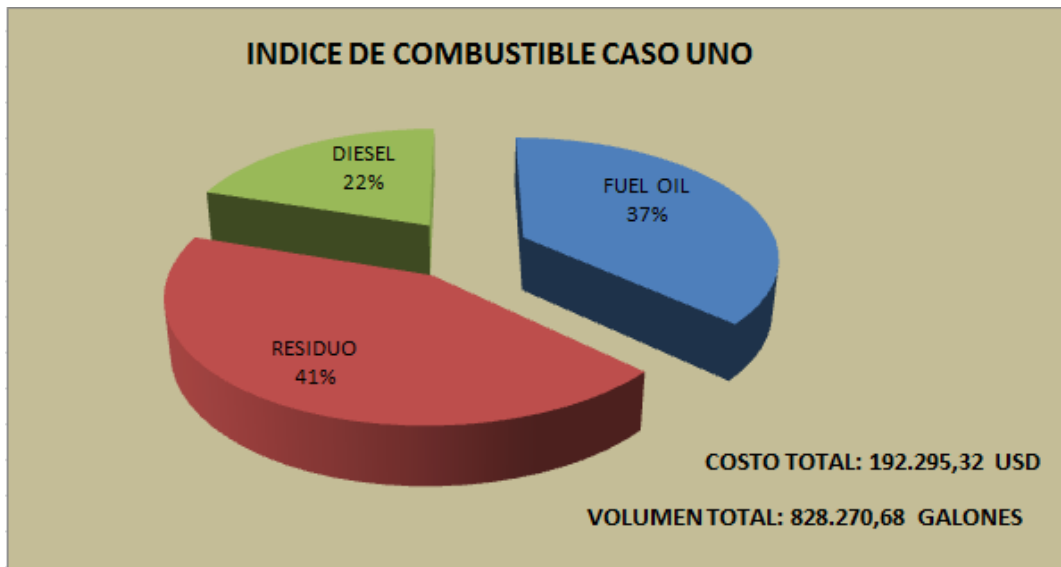


FIGURA 22 *Indicador de combustibles costos y volumen total caso uno*

Como se puede observar en la Figura 22, el consumo de combustible tanto del residuo, como del fuel oil se redujo en 1% y en diesel el 2% en comparación con el caso base, con lo que al activar la restricción de volumen de combustible de las unidades de generación se observa una reducción del volumen total, el cual el programa optimiza el uso de combustibles de las generadores que tienen mayor aporte de combustible al sistema que en este caso son las unidades con combustible residuo y fuel oil que son la mayor cantidad de unidades térmicas dentro del despacho económico.

Con la restricción de volumen de combustible activada, se puede reflejar que se redujo en un 0.53 % del costo total operativo entre el caso base y el caso 1 y el 0.063 % del volumen total del sistema con referencia al caso base.

4.1.3 Caso Dos

El caso dos considera que la cuota hidráulica se mantiene en los mismos valores que los dos casos anteriores, se mantiene activada la restricción de volumen de cada unidad generadora y adicionalmente se activa la restricción de disponibilidad de combustible que en este caso puntual se lo realiza solo para el combustible diesel tomado como referencia el dato de consumo de combustible de diesel del caso uno que es de 161673.95 galones, para este modelamiento el dato de disponibilidad de combustible lo simulamos con un dato

menor al del caso, para el efecto se determina un valor de 155000 galones, obteniendo los siguientes resultados.

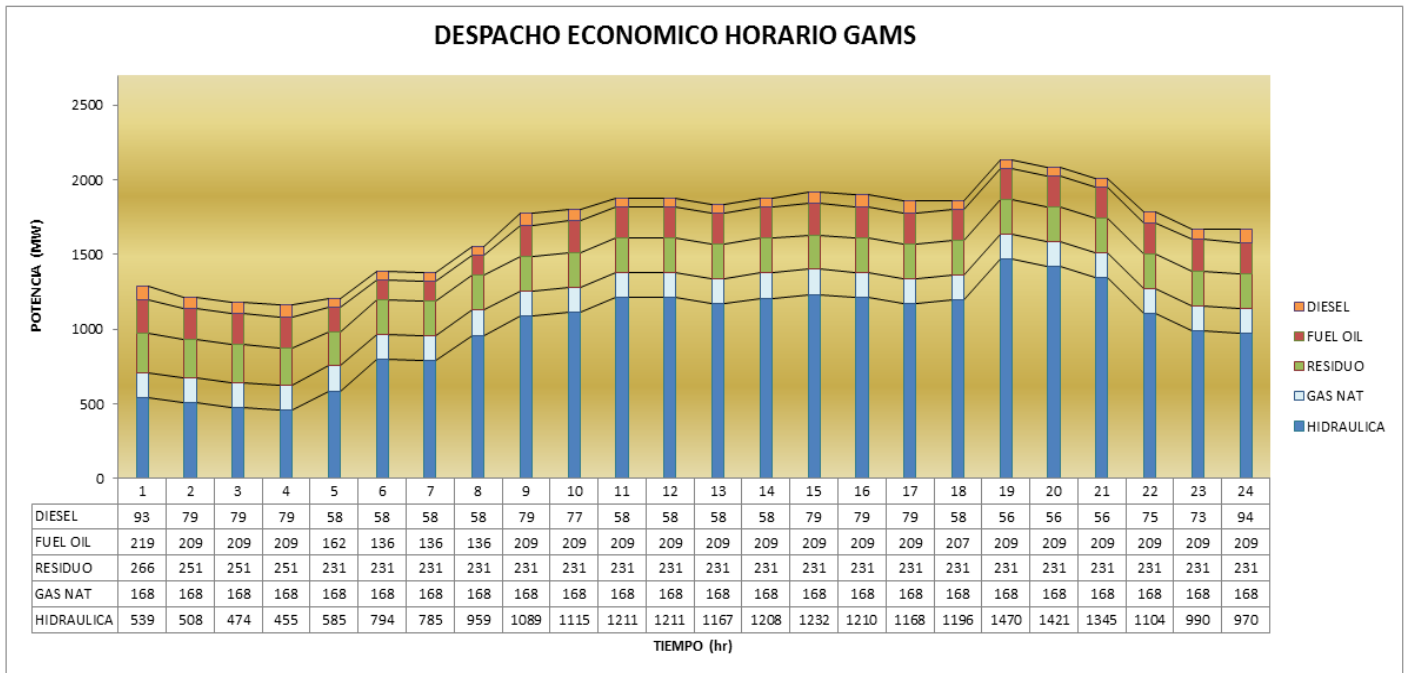


FIGURA 23 Despacho económico horario caso dos

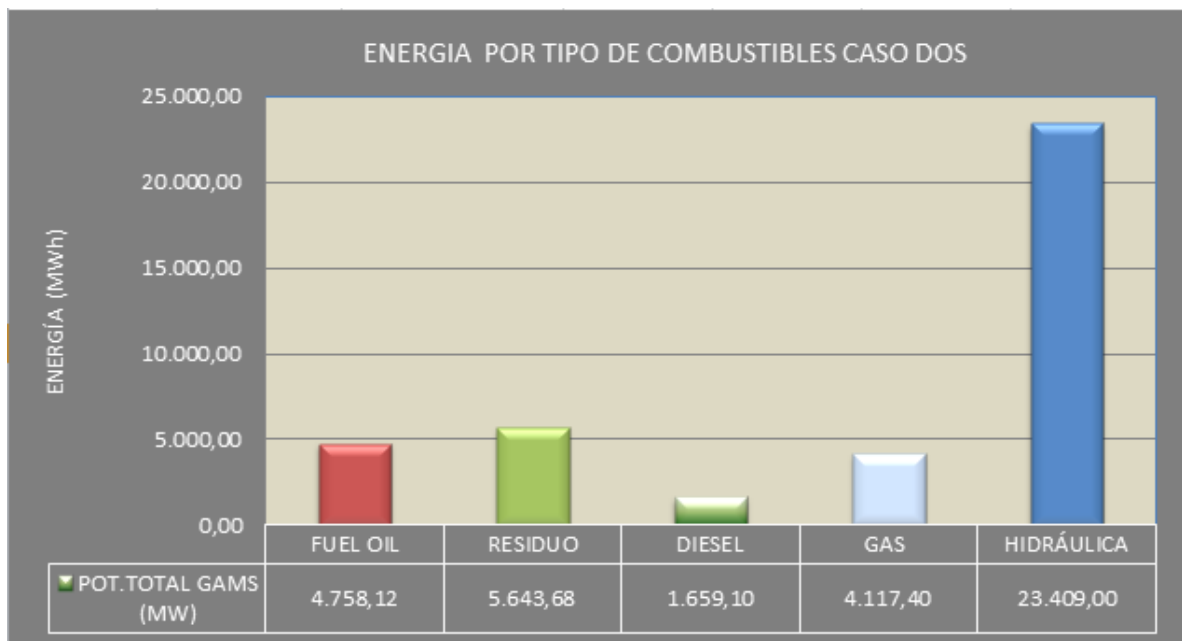


FIGURA 24 Despacho de potencias por tipo de combustible caso dos

Se puede observar en la figura 24, que al reducir la disponibilidad de combustible de diesel, la potencia eléctrica de despacho de las unidades térmicas de diesel también se reduce, con lo que se puede manifestar que para compensar esa demanda restante intervienen las otras unidades térmicas fuel oil, gas natural y residuo para ayudar a compensar la reducción del aporte de las unidades generadoras a diésel.

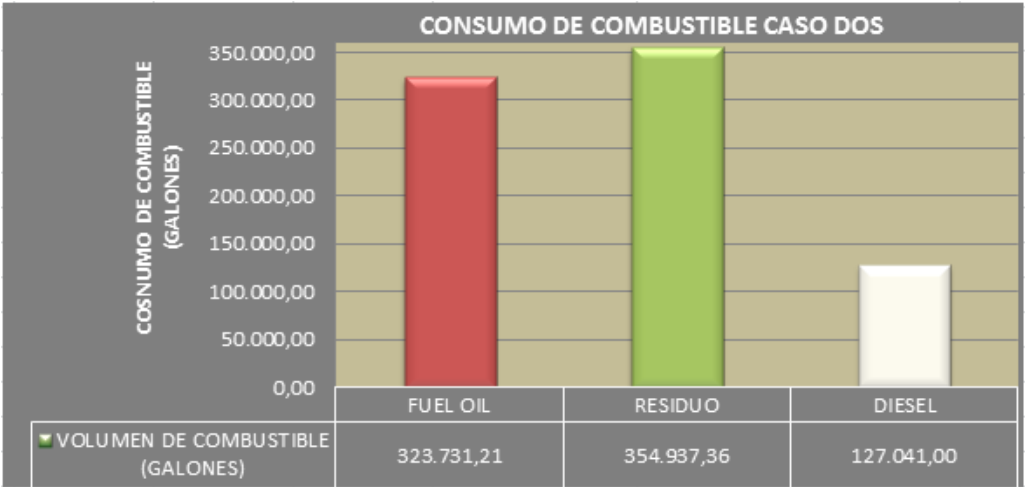


FIGURA 25 Gráfica consumo de combustible caso dos

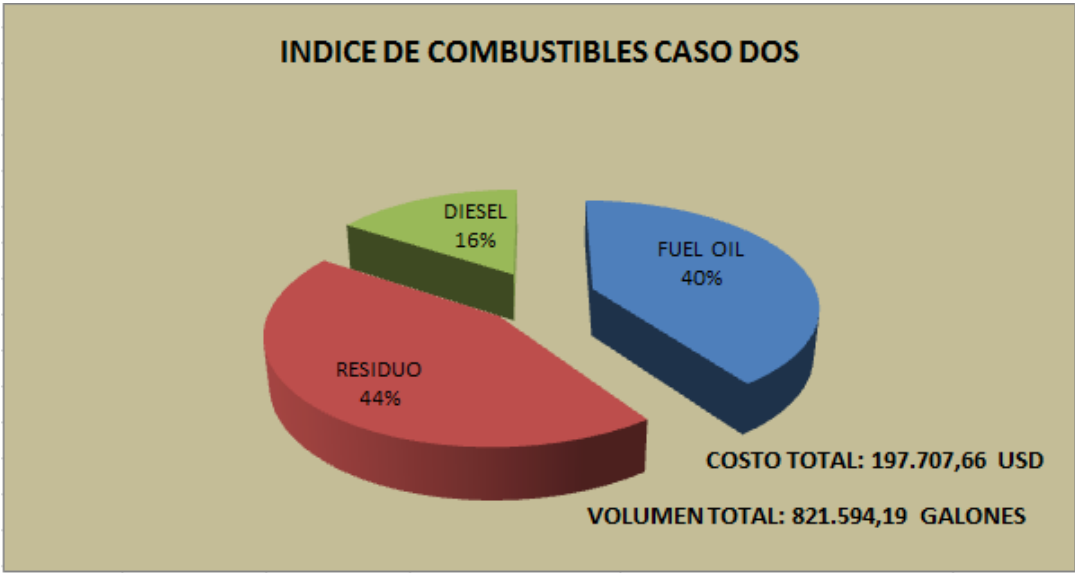


FIGURA 26 Indicador de combustibles costos y volumen total caso dos

Con la disponibilidad reducida del combustible diésel, se puede observar en la figura 26 que el índice de consumo de combustible diesel en el despacho económico se redujo de un

22 % a un 16% y pues lógicamente generando un aumento de porcentaje de consumo de combustible tanto en la unidades térmicas de tipo residuo y fuel oil.

4.1.4 Resumen de resultados de los casos de estudio

En este punto se muestra un resumen de los resultados de energía, consumos de combustible y costos operativos que se han generado durante los despachos económicos realizados en los casos de estudio.

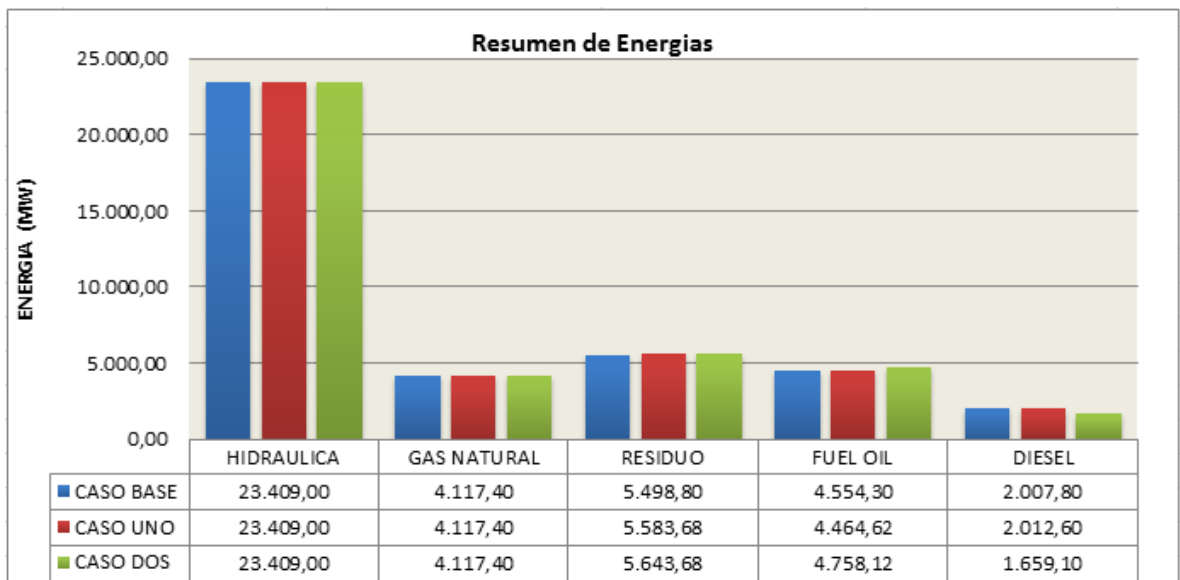


FIGURA 27 Resumen de potencias por tipo de combustible casos de estudio

En la figura 27 se muestra un resumen de las potencias clasificadas por tipo de energía primaria en cada caso de estudio, se puede apreciar que las unidades de generación hidráulica y las unidades térmicas de gas natural no sufren ninguna variación de potencias para cualquiera de los casos, ya que la optimización trata de minimizar el costos del sistema, buscando las unidades de generación económicas y eficientes durante el despacho, por lo tanto la solución del optimizador decide que estas unidades mencionadas siempre trabajen con las mismas características para los tres casos.

Para las demás generadoras térmicas se puede observar que las tendencias son casi similares con pequeñas variaciones de potencias dependiendo los casos, dichas variaciones

podrán ser significativas en función de las condiciones que se coloquen en las restricciones consideradas para el despacho.

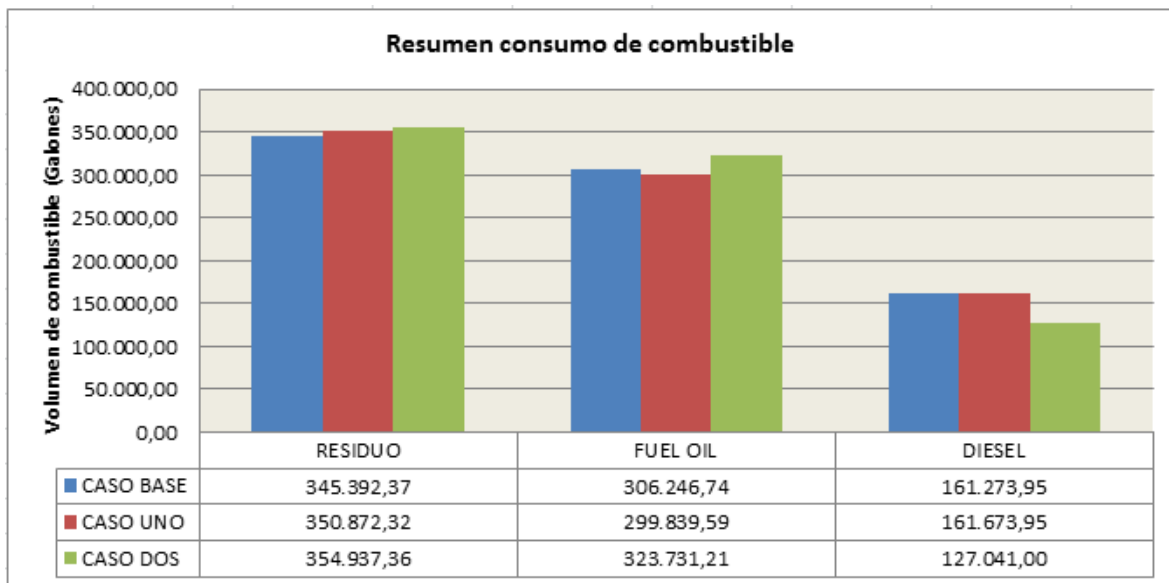


FIGURA 28 *Resumen de consumo de combustible, casos de estudio*

En la figura 28 se muestra un resumen de consumo de combustibles, clasificados por tipo de combustibles por cada caso de estudio, donde se puede observar que para el caso de las unidades térmicas de combustible tipo residuo sufre un incremento de consumo de combustible del 1.56% con respecto al caso base, y un incremento de 1.14 % del caso uno con respecto al caso dos.

Con respecto a las unidades térmicas con combustible fuel oil, refiriéndonos al caso base con respecto al caso uno tiende a disminuir en un 2.13 %, cabe indicar que en el caso uno se activó la restricción de volumen de combustible a todas las unidades térmicas, para el caso 2 con respecto al caso uno sufre un incremento del 7.38%, la cual es un incremento importante ya que se toma en cuenta que en el caso 2 se activó la restricción de disponibilidad de combustible en el diésel, referenciando a una disponibilidad de combustible baja.

Para las unidades térmicas de diesel entre el caso base y caso uno existe un aumento de consumo del 0.24 % y se disminuye notablemente entre el caso uno y caso dos un 27 %, lo

cual demuestra que la restricción de disponibilidad de combustible en el diesel limita a que estas unidades puedan llegar a consumir más de su disponibilidad configurada y hace que las otras unidades que no son de diesel despachen mayor potencia, y por ende tengan que incrementar su consumo de combustible.

En la figura 29, se muestra los costos operativos totales de los despachos económicos dependiendo del caso de estudio.

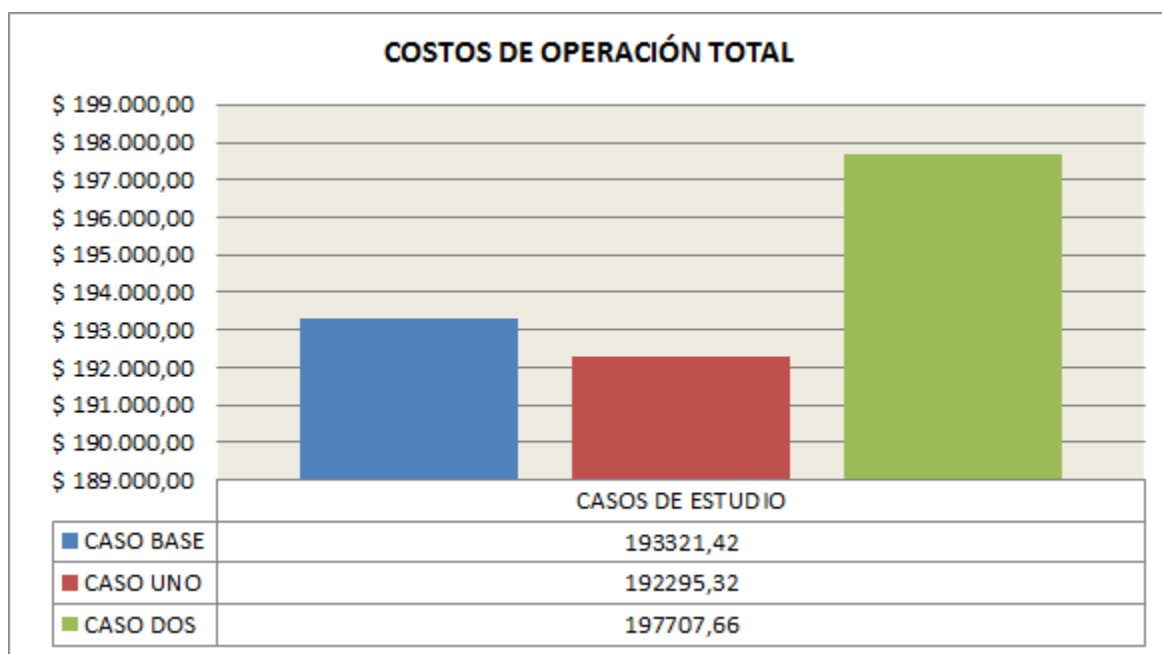


FIGURA 29 *Costos operativos totales para los casos de estudio*

Como se puede observar para en el caso base se tiene un costo establecido ya que en este caso el despacho económico se lo hace en forma convencional es decir sin restricciones de combustible y muestra un costo operativo total del sistema de 193.321,42 USD, para el caso uno se activa la restricción de volumen por cada unidad térmica se realiza el despacho económico obteniendo un costo operativo de 192.295,32 lo cual representa un ahorro económico del 0.53% tomando como referencia del caso base, mientras que tomando como referencia el caso uno se puede observar que existe un incremento del costo operativo del 2.73%, tomando en cuenta que para el caso dos para el despacho económico fue activado la restricción de la disponibilidad de combustible en las unidades con combustible diesel, lo

que significa que se incrementó la potencia de unidades térmicas que no operan a diésel, generando un incremento en el costo.

En la figura 30 se muestra los consumos de combustible totales del despacho económico en unidad de galones producidos en los casos de estudio.

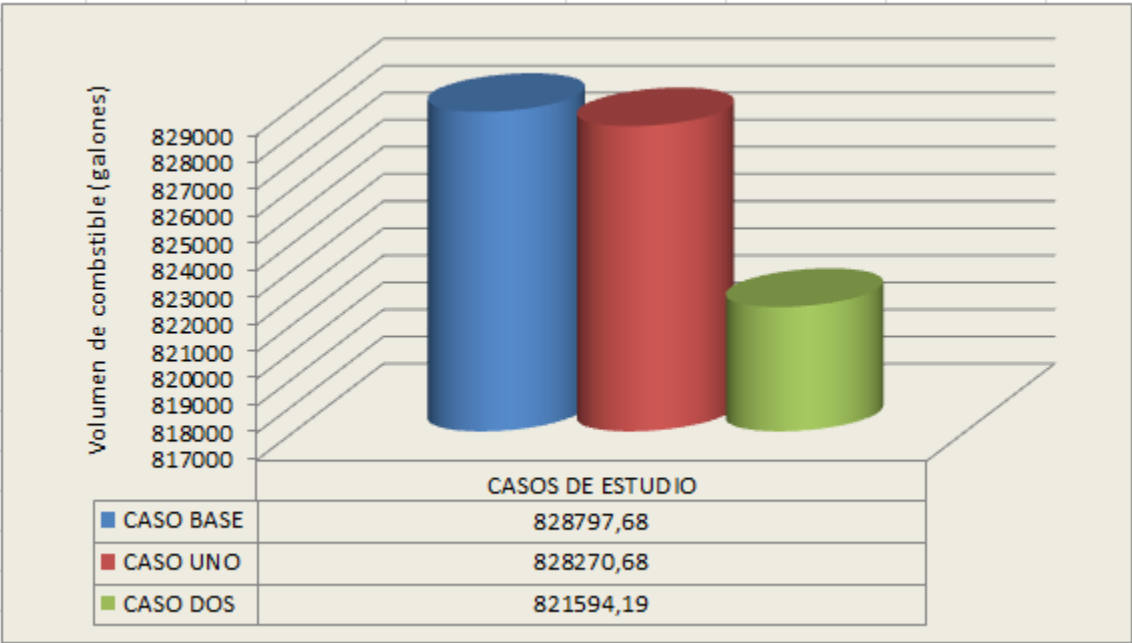


FIGURA 30 Consumo de combustible total según casos de estudio

Haciendo la comparación del caso base con el caso uno se puede observar que existe un ahorro de consumo de combustible del 527 galones con respecto al caso base lo cual representa un 0.063%, tomando en cuenta que para el caso uno se realizó el despacho económico con la activación de la restricción de volúmenes de combustible a todas la unidades térmicas, el caso dos es especial ya que las condiciones de consumo de combustible se manejan bajo una disponibilidad para las unidades diesel que en este caso es baja tomando referencia el valor del consumo de combustible diesel total del caso uno, por lo que en la gráfica se puede observar que el volumen total del despacho para el caso dos es menor.

4.2 Indicadores de demanda eléctrica

4.2.1 Indicador de abastecimiento de la demanda eléctrica caso base

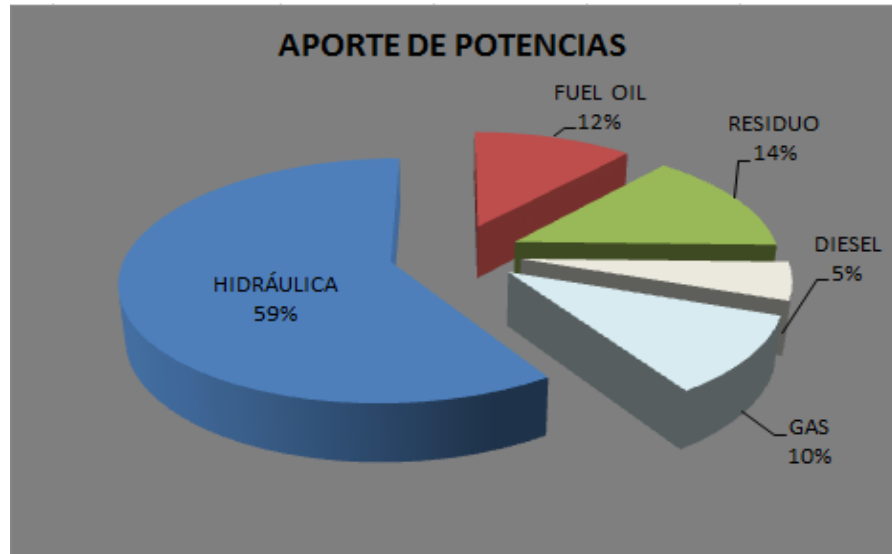


FIGURA 31 Índices de demanda eléctrica caso base

En la figura 31 se muestra los porcentajes de aporte energético por tipo de generador que permitieron de abastecimiento de la demanda eléctrica durante el despacho económico horario con un período de 24 horas, tanto de las centrales hidráulicas con un aporte unificado entre Paute y Mazar y las generadoras térmicas, la cual se puede observar que el aporte hidráulico es mayor con un 59 % al todo el sistema, mientras que el resto lo asumen las generadoras térmicas.

4.2.2 Indicador de abastecimiento de la demanda eléctrica caso uno

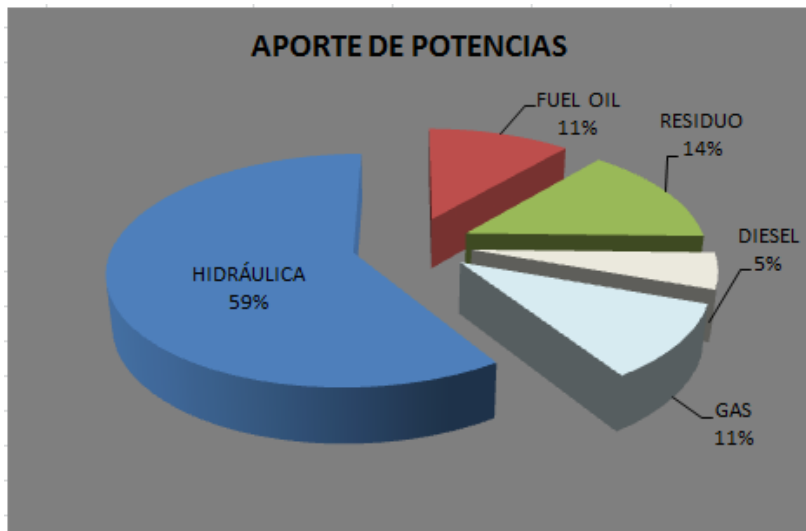


FIGURA 32 Índices de demanda eléctrica caso base

En la figura 32 se observa casi la misma tendencia de aportes de demanda eléctrica como en el caso base, el aporte hidráulico se mantiene ya que para el caso uno se usa el mismo valor de cuota hidráulica que el caso base, para el caso uno el aporte de potencias de las unidades térmicas tanto en gas aumentó en 1 % y en fuel oil disminuyó el 1%.

4.2.3 Indicador de abastecimiento de la demanda eléctrica caso dos

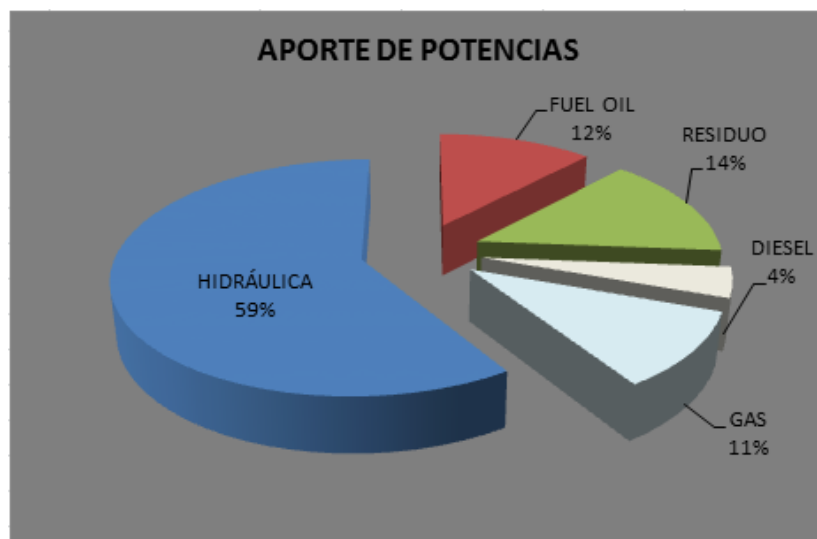


FIGURA 33 Índices de demanda eléctrica caso base

En la figura 33 se puede observar que el aporte global de demanda eléctrica en las unidades térmicas de diesel disminuye en 1% con respecto al caso uno, ya que en el caso dos se activa la restricción de disponibilidad de combustible lo que obliga a que estas unidades se limiten a entregar mayor potencia.

4.3 Efecto de emplear unidades térmicas de generación

Los efectos de emplear unidades de generación térmica pueden recaer en aspectos económicos y ambientales. Dentro de la parte económica, existe una serie de circunstancias en las cuales representa uso de recursos como es el caso de transporte de combustible hacia las unidades generadoras que se encuentran en lugares bastante distantes, la irregularidad del abastecimiento de combustible, la falta de stock de combustible por parte del Estado, es decir estos sistemas de generación térmica son dependientes de factores externos para que puedan trabajar, como se ha analizado los costos operativos sobre todo de las centrales térmicas que usan combustibles para poder generar son considerables, que al país le representa una fuerte inversión, por lo que en los actuales momentos se está trabajando para que el recurso hidráulico sea aprovechado y que las centrales hidráulicas de generación eléctrica tengan un mayor aporte al sistema nacional interconectado, sin embargo se requieren, en el corto, mediano y largo plazo, usar unidades generadoras térmicas en períodos de estiaje.

Otro de los puntos importantes que se debe mencionar es que estas centrales térmicas emiten emisiones de gases que son contaminantes a la atmósfera debido a la quema de los combustibles fósiles y dependiendo del tipo de combustible pueden ser más agresivos al medio ambiente, de todas formas todas las generadoras térmicas emiten a la atmósfera CO_2 de mayor o menor proporción dependiendo del tipo de combustible que se use.

4.4 Análisis de sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad se toma como referencia el caso dos que es donde se encuentran activadas todas las restricciones de las cuales se ha mencionado durante el análisis, de esta forma se pretende realizar el análisis de los siguientes puntos:

4.4.1 Sensibilidad ante la disponibilidad de combustible con respecto a los costos.

Para realizar el análisis de sensibilidad, es importante recalcar que la cuota hidráulica se mantiene con el valor de 23409 MW, y se toma referencia la disponibilidad de combustible diesel inicial que se realizó para el caso dos que es de 155000 galones, con este valor nos permite realizar variaciones incrementando y reduciendo la disponibilidad de combustibles.

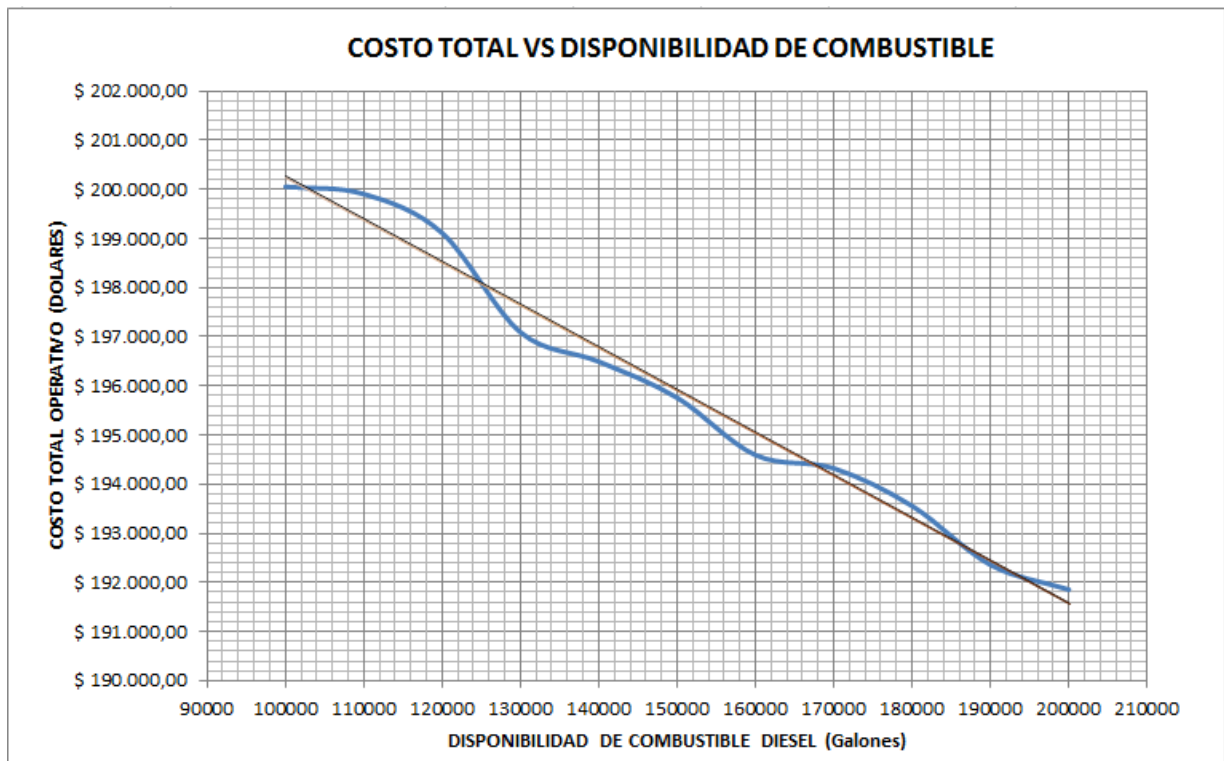


FIGURA 34 Sensibilidad costo total ante la disponibilidad de combustible

Como se puede observar en la figura 34, se toma un rango de valores de disponibilidad de combustible a variar entre 100000 hasta 200000 galones, sobre este rango se realizaron los despachos económicos y se tomaron los resultados de costos operativos totales teniendo como resultado que al disminuir la disponibilidad de combustible diesel los costos operativos del sistema aumenta, por lo tanto se puede concluir que la disponibilidad de combustible es inversamente proporcional al costo operativo del despacho económico.

4.4.2 Sensibilidad ante la cuota hidráulica con respecto a los costos.

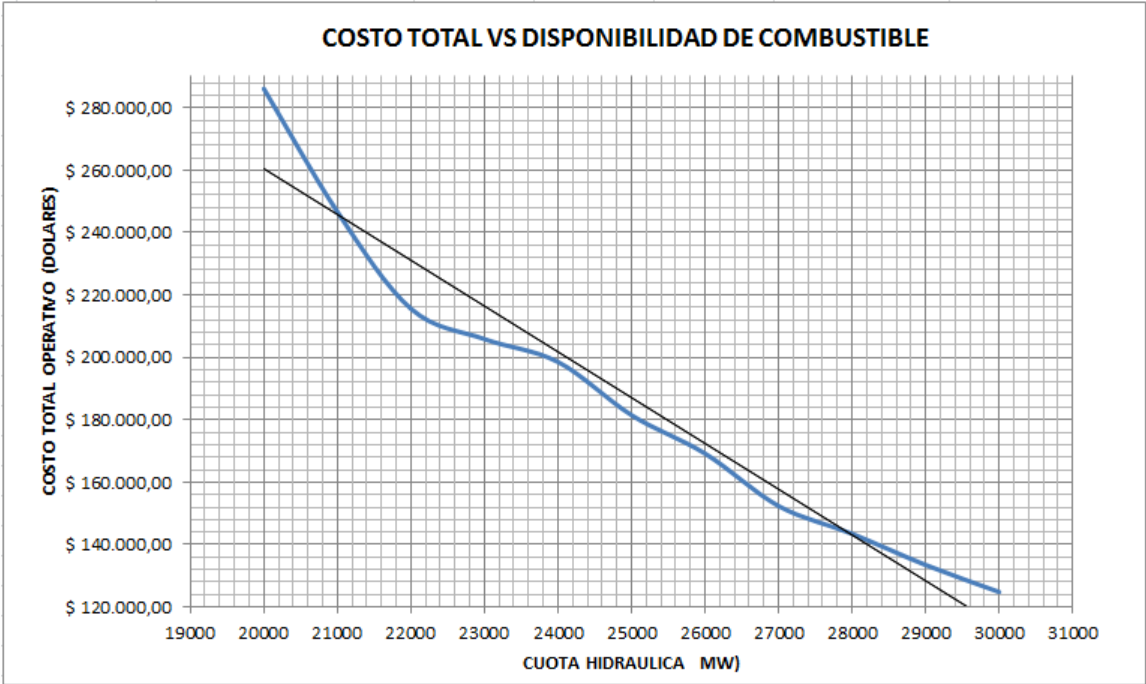


FIGURA 35 *Sensibilidad costo total ante cuota hidráulica*
Autor

Para el análisis de sensibilidad ante la cuota hidráulica, la disponibilidad de combustible se mantuvo con el valor de 155000 galones con la que fue el despacho económico del caso dos, y la variación de la cuota hidráulica para el análisis de sensibilidad se realizó entre 20000h hasta 30000 MWh, rango con la cual se realizaron las optimizaciones, dando como resultado que a menor cuota hidráulica en el despacho económico los costos operativos tienden a aumentar, mientras que si la cuota hidráulica es mayor en el despacho los costos operativos tienden a disminuir.

CONCLUSIONES

El presente trabajo realizó un modelamiento matemático de optimización, en el cual se consideraron las restricciones técnicas de las unidades de generación y cuya función objetivo fue la minimización de costo operativo del sistema eléctrico. Como resultado de la resolución del problema de asignación de unidades de generación, se obtuvo la optimización de los recursos primarios para la generación eléctrica y el abastecimiento continuo de la demanda para un período de 24 horas.

Con base en la información entregada por CENACE referente al predespacho para una época de hidrología alta, se determinó las unidades de generación que participarían en el despacho así como la curva de demanda horaria a ser abastecida, en este contexto, se elaboró una base de datos de dichas unidades de generación (térmicas e hidráulicas), incluyendo todos los aspectos técnicos y económicos que se usan para poder resolver el problema del despacho económico.

Dada la cantidad de variables que deben ser obtenidas al resolver el problema de la asignación de unidades generadoras, es complejo llegar a una solución óptima que permita minimizar los costos operativos del sistema, más aún cuando se incluyen restricciones operativas asociadas al uso y disponibilidad del combustible, ya que el stock de combustibles está vinculado con aspectos exógenos que son difíciles de modelar matemáticamente. Sin embargo, el presente trabajo ha realizado aproximaciones factibles para modelar la disponibilidad, la capacidad de uso y almacenamiento de combustibles, obteniéndose resultados adecuados y que no se encuentren fuera del foco de la operación del parque generador, lo cual permitirá en menor o mayor medida en la toma de decisiones referentes al despacho económico.

El consumo del combustible global entre el caso base y el caso uno, mostro una reducción al activar la restricción de volumen de combustible por cada unidad generadora, lo cual evidencia que el modelo de optimización considera la restricción de capacidad de

almacenamiento y permite ayudar a que se optimice recursos primarios usados en la producción de energía eléctrica a través de la operación de generadores térmicos.

En el análisis de sensibilidad tomando en cuenta la disponibilidad de combustible de diesel, se realizaron las variaciones en un rango de entre 100000 y 200000 galones de combustible diesel, y se obtienen los resultados que se detallan en el Capítulo IV del presente trabajo, se aprecia que a menor disponibilidad de combustible mayor es el costo operativo del sistema.

Adicionalmente a lo comentado en el párrafo inmediato anterior y considerando los escenarios de sensibilidad usados, se concluye que si la disponibilidad de combustible de diesel disminuye a un límite inferior significativo, el problema del despacho no puede ser resuelto ya que la disponibilidad de combustible es inferior al mínimo necesario para que las generadoras térmicas abastezcan la demanda.

El análisis de sensibilidad ante la cuota hidráulica tiene el mismo contexto que ante la disponibilidad, es decir que a mayor cuota hidráulica menor es el costo de operación de todo el sistema ya que las generadoras térmicas tienden a disminuir sus potencias o a no ingresar dentro del despacho lo que provoca que se optimice el recurso energético y por ende se disminuyan los costos del sistema. De igual forma, el análisis de sensibilidad concluyó que, si se establece un valor mínimo de cuota energética, el problema del despacho no puede ser resuelto, ya que el aporte hidráulico y térmico no es lo suficiente para poder abastecer a la demanda horaria.

RECOMENDACIONES

El comprender sobre la operación del sistema es relevante para determinar los aspectos técnicos y económicos que involucra el abastecimiento de la demanda, en tal sentido se recomienda que la Universidad, en la cátedra correspondiente, pueda profundizar sobre los temas de operación y eficiencia del sistema nacional interconectado ya que son temas que ameritan ser analizados a mayor detalle, permitiendo así generar nuevos aportes que ayuden de alguna manera a mejorar procesos operativos del sistema eléctrico ecuatoriano.

La accesibilidad de información, sobre todo de los datos técnicos de las generadoras tanto térmicas como hidráulicas, debería tener el carácter de público, sobre todo para las universidades con carreras técnicas o afines, eso ayudaría generar estudios factibles y de calidad para la mejora de los aspectos operativos.

Se recomienda que se pueda realizar un trabajo adicional, a fin de determinar el comportamiento técnico y económico de las generadoras térmicas en el mediano plazo ya que dada la política energética se implementarán nuevos proyectos hidráulicos, reduciendo así el aporte energético del tipo térmico.

Un punto fundamental fue la creación de la base de datos que fue ingresada a Excel y que sirvió para poder enlazar esta información con el simulador GAMS e interactuar conjuntamente, y las soluciones que el optimizador realiza las envía nuevamente a Excel, con esta concatenación de información de Excel a GAMS y viceversa, fue de gran ayuda para poder interpretar visual y numéricamente los desarrollos de los resultados obtenidos, por lo expuesto y a criterio personal fue complicado tratar de entender el lenguaje de programación que es propio de programa matemático, por lo cual se recomienda que en el caso de usar el software utilizado para efectuar análisis se debe considerar las características del lenguaje propio de GAMS.

REFERENCIAS

- [1] CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación Vol 3.,” *Perspect. y Expansión del Sist. Eléctrico Ecuatoriano*, vol. 2, p. 224, 2013.
- [2] CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación Vol.1,” *Resum. Ejec. PME 2013-2022*, vol. 1, p. 85, 2013.
- [3] CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación Vol.2,” *Estud. y Gestión la Demanda Eléctrica*, p. 177, 2013.
- [4] CONELEC, “Regulación No CONELEC - 006/00,” *Procedimientos de Despacho y operación (Versión 2.0)*, 2014. [Online]. Available: <http://www.conelec.gob.ec/images/normativa/ProcedimientosDespacho.pdf>.
- [5] K. Marcos, W. Torres, and G. Vizhñay, “Operación económica de los sistemas eléctricos de potencia utilizando programación dinámica,” Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1999.
- [6] A. Ayala, *Centrales Térmicas*, El Cid Edi. Argentina, 2007, p. 25.
- [7] F. Gao, S. Member, and G. B. Sheble, “Stochastic Optimization Techniques for Economic Dispatch with Combined Cycle Units,” *IEEE 9th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst.*, pp. 1–8, 2006.
- [8] B. Lu and M. Shahidehpour, “Short-Term Scheduling of Combined Cycle Units,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1616–1625, Aug. 2004.
- [9] F. Gao, S. Member, and G. B. Sheble, “Economic Dispatch Algorithms for Thermal Unit System Involving Combined Cycle Units,” *IEEE Trans. Power Syst.*, no. August, pp. 22–26, 2005.
- [10] “Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.” Decreto 2070, Quito, p. 9, 2006.
- [11] A. Wood, B. Wollemborg, and G. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, Third Edit. River Street, Hoboken, NJ, 2013, p. 632.

- [12] R.-H. Liang and F.-C. Kang, "Thermal Generating Unit Commitment using an extended mean field annealing neural network," *IEEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 147, no. 3, p. 164, 2000.
- [13] S. D. E. Potencia and T. Doctoral, "Técnicas Avanzadas de Predicción y Optimización Aplicadas a Sistemas de Potencia," 2005.
- [14] A. Kumar, K. Devi, and S. P. Yadav, "Method to Solve Linear Programming Problems Using Vague Sets," *IEEE Int. Adv. Comput. Conf.*, no. March, pp. 6–7, 2009.
- [15] W. L. Winston, *Investigación de Operaciones Aplicaciones y Algoritmos*, Cuarta Edi. Indiana, 2004, p. 1418.
- [16] R. A. Hincapié, "Planteamiento de Subestaciones y Alimentadores en Sistemas de Distribución Usando Programación Entera," *IEEE Sci. Tech. Año XI, No 27, Abril 2005.UTP. ISSN 0122-1701*, no. 27, p. 6, 2005.
- [17] H. Arcos and S. Espinoza, "Selección de Unidades con Restricción de Combustible y Flujo," *IEEE, Artículo*, pp. 133–140.
- [18] E. Castillo, A. J. Conejo, and P. Pedregal, "Formulación y resolución de modelos de programación matemática en ingeniería y ciencia," vol. 1, p. 560, 2002.
- [19] CONELEC, "CONELEC-003-03-COSTOS VARIABLES.pdf," 2003. [Online]. Available: http://www.conelec.gob.ec/images/normativa/CONELEC-003-03-COSTOS_VARIABLES.pdf.
- [20] CONELEC, "REGULACIÓN No CONELEC 004/00," 2000. [Online]. Available: www.conelec.gob.ec/images/.../ArranqueTurboVapor 004_00.doc.
- [21] L. Barbara, "Despacho Económico Ambiental en Sistemas Eléctros," Universidad Católica de Chile, 1998.
- [22] P. Peralta, "Despacho Económico con Restricciones Ambientales en Sistemas Térmicos," Universidad de Cuenca, 2010.

ANEXOS

Anexo 1. Despacho económico horario programado CENACE



DESPACHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO

HORA PUBLICACION WEB: 14:29

En Operación de tiempo real el ingreso, variación de carga y salida de las unidades, está bajo coordinación del CENACE.

Fecha: martes, 20 de agosto de 2013

EMPRESA HORA	PAUTH	MAZAH	MLANH	AGOYH	SFAH	CUMBH0A	NAYOH0A	QUANH0A	PASOH0A	CHILH0A	OCANH	SAUCH0A	RAYMH0A	ALAOH0A	RBLAH0A	AMBH0A	SMIGH0A	LPLAH0A	LL1H0A	LL2H0A	CARMH0A	RECUH0A	LOREH0A	PAPAH0A	HABAH	SIBIH	CALOH	PENH0A	CMORH0A
0-1	809.1	-	30.0	130.0	192.0	-	-	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	4.3	1.5	2.4
1-2	739.6	-	30.0	130.0	192.0	-	-	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	4.3	1.5	2.4
2-3	709.9	-	30.0	130.0	192.0	-	-	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	4.3	1.5	2.4
3-4	687.0	-	30.0	130.0	192.0	-	-	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	4.3	1.5	2.4
4-5	738.6	-	30.0	130.0	192.0	8.0	6.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	4.3	1.5	2.4
5-6	891.0	-	30.0	130.0	192.0	8.0	6.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	4.3	1.5	2.4
6-7	873.3	-	30.0	130.0	192.0	8.0	6.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	4.3	1.5	2.4
7-8	883.4	85.0	30.0	130.0	192.0	8.0	6.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	5.1	1.5	2.4
8-9	871.7	130.0	45.0	130.0	192.0	8.0	6.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	5.1	1.5	2.4
9-10	865.6	170.0	130.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	5.7	1.5	2.4
10-11	861.2	170.0	130.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	6.6	1.5	2.4
11-12	861.2	170.0	130.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	6.4	1.5	2.4
12-13	863.3	170.0	130.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	6.4	1.5	2.4
13-14	861.3	170.0	130.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	20.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	6.3	1.5	2.4
14-15	879.2	170.0	130.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	20.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	6.3	1.5	2.4
15-16	860.2	170.0	130.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	20.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	6.2	1.5	2.4
16-17	862.2	130.0	130.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	20.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	5.9	1.5	2.4
17-18	877.4	130.0	130.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	20.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	5.9	1.5	2.4
18-19	893.7	170.0	195.0	148.0	212.0	27.0	26.0	5.1	2.1	0.6	13.0	22.0	14.4	9.0	2.9	4.0	2.9	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	5.7	1.5	2.4
19-20	898.3	170.0	195.0	148.0	212.0	27.0	26.0	5.1	2.1	0.6	13.0	22.0	14.4	9.0	2.9	4.0	2.9	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	5.0	1.5	2.4
20-21	865.2	170.0	195.0	148.0	212.0	27.0	26.0	5.1	2.1	0.6	13.0	22.0	14.4	9.0	2.9	4.0	2.9	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	5.0	1.5	2.4
21-22	877.8	130.0	195.0	148.0	212.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	22.0	14.4	9.0	2.9	4.0	2.9	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	4.6	1.5	2.4
22-23	891.7	85.0	85.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	4.6	1.5	2.4
23-24	933.7	85.0	85.0	130.0	192.0	10.0	8.9	5.1	2.1	0.6	13.0	19.0	14.4	9.0	2.9	3.0	2.0	1.0	2.5	3.5	7.2	6.5	2.0	4.0	38.5	4.7	4.6	1.5	2.4
ENERGIA	20,844.2	2,420.0	2,530.0	3,192.0	4,688.0	241.0	219.9	122.4	20.4	14.4	312.0	473.0	345.6	216.0	89.6	76.0	51.6	24.0	60.0	84.0	172.8	126.0	48.0	96.0	924.0	112.8	125.7	36.0	37.6
TIBLES (m)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ble barres	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000	0,2000
USD(MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CENACE, despacho económico de generación hidráulica 20 de Agosto del 2013

EMPRESA	TOM2TT002	TOM2TT004	TOMATT002	TOM2TT001	TOM2TT006	TOM2TT003	ESMETHA01	SEL3TMC03	DES3TMC04	DES3TMC03	SEL3TMC01	JARATMC01	SEL3TMC02	DES3TMC01	MAN2TMC01	GHERTMC04	GHERTMC03	GHERTMC06	GHERTMC01	GHERTMC02	QZEVTA03	SEL2TMC01	QZEVTA02	
HORA																								
0-1	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3			11,3		11,3									70,0	26,0	
1-2	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3			11,3		11,3									70,0	26,0	
2-3	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3			11,3		11,3									70,0	26,0	
3-4	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3			11,3		11,3									70,0	26,0	
4-5	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3			11,3		11,3									70,0	26,0	
5-6	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3			11,3		11,3									70,0	26,0	
6-7	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3			11,3		11,3		5,5							70,0	23,1	
7-8	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	12,6	98,0		5,5								70,0	23,1	
8-9	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3			11,3		11,3									70,0	26,0	
9-10	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3			11,3		11,3									70,0	26,0	
10-11	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3			11,3		11,3									70,0	26,0	
11-12	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0									70,0	64,3	
12-13	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0									70,0	64,3	
13-14	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0									70,0	64,3	
14-15	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0									70,0	64,3	
15-16	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0									70,0	64,3	
16-17	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0		4,3							70,0	64,3	
17-18	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	11,3	23,8		4,3	6,5	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	70,0	64,3	
18-19	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0									70,0	64,3	
19-20	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0		13,3							70,0	64,3	
20-21	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0		13,3							70,0	64,3	
21-22	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0		13,3							70,0	23,1	
22-23	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	13,3		98,0		13,3							70,0	23,1	
23-24	20,0	20,0	67,6	20,0	20,0	20,0	125,0	11,3	4,3	4,3	11,3		98,0		4,3							70,0	26,0	
ENERGIA	400,0	479,9	1.622,3	479,9	479,9	479,9	1.999,9	291,9	68,8		291,9	1.493,8	145,6	34,4	196,3	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	1.539,6	951,5	1.196,0	
TIBI(\$/M)	4.195,7	5.063,5	17.342,7	5.077,9	5.077,9	5.096,9	190.104,3	15.718,9	4.196,0	4.191,1	15.789,4	89.988,5	8.070,6	3.073,5	12.116,4	4.676,1	4.684,7	4.696,7	4.715,9	4.715,9	109.916,8	50.763,7	88.791,0	
bls bonnet	3,5769	3,5414	3,5440	3,5486	3,5487	3,5635	3,6313	3,6816	3,6923	3,6928	3,7020	3,7325	3,7668	3,8885	4,3650	4,4049	4,4109	4,4210	4,4332	4,4332	4,7203	4,7648	4,8846	
USD/KWh																								

Fuente: CENACE, despacho económico de generación térmica 20 de Agosto del 2013

EMPRESA	JIV3TMC03	JIV3TMC04	JIV3TMC01	JIV3TMC02	ASAFVA01	QUANTMC03	QUANTMC04	GROCTMC06	GROCTMC08	GROCTMC01	GROCTMC08	GROCTMC07	TQUATMC01	QUANTMC01	TQUATMC02	TQUATMC03	TQUATMC04	ATINTT001	MIRATMC12	MIRATMC11	CATATMC07	CATATMC08	ASANTT003	
HORA																								
0-1	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
1-2	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
2-3	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
3-4	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
4-5	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
5-6	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
6-7	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
7-8	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
8-9	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
9-10	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
10-11	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
11-12	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
12-13	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
13-14	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
14-15	10,5	10,5	10,5	10,5	25,0	25,0							10,0											
15-16	10,5	10,5	10,5	10,5	25,0	25,0							10,0											
16-17	10,5	10,5	10,5	10,5	25,0	25,0							10,0											
17-18	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
18-19	10,5	10,5	10,5	10,5	25,0	25,0							10,0											
19-20	10,5	10,5	10,5	10,5	25,0	25,0							10,0											
20-21	10,3	9,0	10,5	9,2	25,0	25,0							10,0											
21-22	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
22-23	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
23-24	9,0	9,0	9,0	9,0	25,0	25,0							10,0											
ENERGIA	127,3	165,9	148,5	227,6	599,5	71,1	70,0	53,2	53,2	53,2	12,6	53,2	349,0	66,1	355,0	296,7	58,3	266,0	5,0	5,0	4,0	3,0	20,0	
TIBI(\$/M)	7.271,5	8.492,1	8.449,2	13.092,9	47.476,0	4.202,0	4.141,0	3.521,4	3.521,4	3.521,4	63,6	3.521,4	23.344,0	3.911,1	24.294,0	20.396,0	4.007,1	18.844,0	31,5	31,5	2,4	2,4	15,3	
bls bonnet	4,9067	4,9067	4,9067	4,9067	4,9455	5,7144	5,7660	6,3463	6,3463	6,3463	6,3463	6,3463	6,3463	6,5522	6,5586	6,6712	6,6872	6,9055	6,9528	7,9914	7,9914	8,2345	8,3715	
USD/KWh																								

Fuente: CENACE, despacho económico de generación térmica 20 de Agosto del 2013

EMPRESA	ASANTTG02	CATATMC10	MIRATMC15	MIRATMC14	MIRATMC10	MIRATMC16	MIRATMC08	MIRATMC13	CCASTMC04	CCASTMC01	CCASTMC02
HORA											
0- 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1- 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2- 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3- 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4- 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5- 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6- 7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7- 8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8- 9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9- 10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	-
10- 11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	-
11- 12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8
12- 13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8
13- 14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8
14- 15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8
15- 16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8
16- 17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8
17- 18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8
18- 19	20,0	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
19- 20	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8	1,8
20- 21	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8	1,8
21- 22	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8	1,8
22- 23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23- 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERGIA	20,0	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	7,2	23,4	19,8
TIBLES (gall)	2.020,2	174,5	166,7	166,7	166,7	166,7	153,3	145,8	600,0	1.949,9	1.649,9
ble borne	9,0669	9,1449	9,5438	9,5613	9,5613	9,5706	9,6059	9,6398	9,8293	9,8293	9,8293
USD/kWh)											

Fuente: CENACE, despacho económico de generación térmica 20 de Agosto del 2013

Anexo 2 Datos Técnicos de las unidades de generación térmicas clasificadas por tipo de combustible

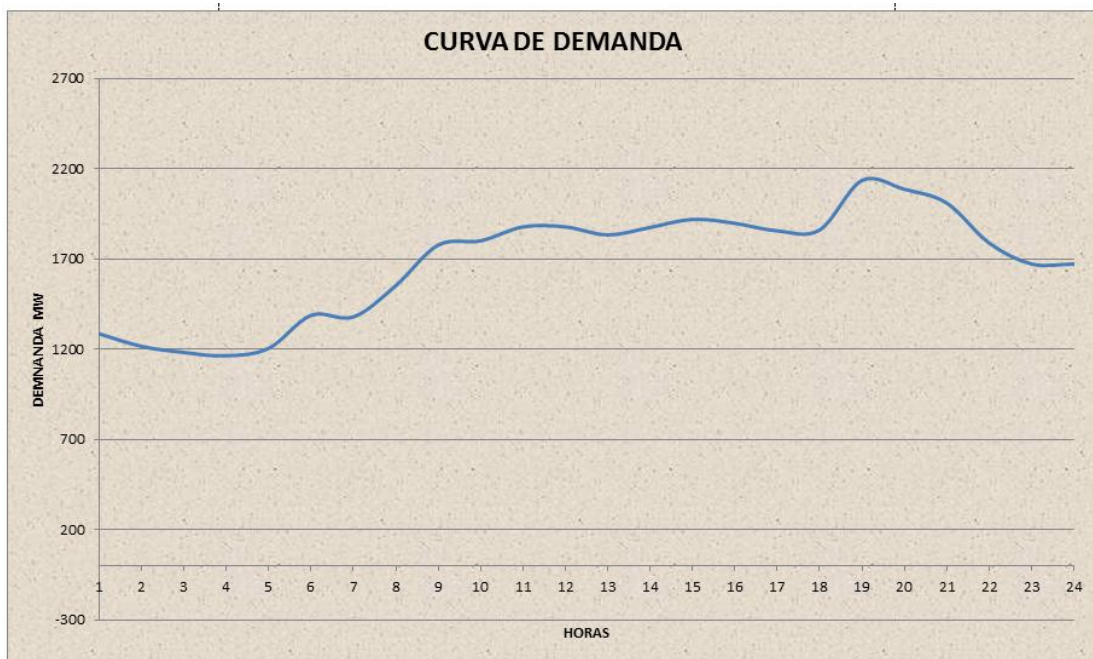
CENTRAL	EMPRESA	UNIDAD	TIPO DE COMBUSTIBLE	TIPO DE UNIDAD		P _{MAX}	P _{MIN}	LBS	LBS	CA	CV	RIND
						NW	NW	NW/H	NW/H	\$	\$/NW/H	NW/GAL
12	ELECTROQUAYAS	C. SEVALLOS TV1	FUEL-OIL	VAPOR	1	73,00	26,00	105,00	135,00	8.650,00	12,31	0,0133200
151	SANTA ELENA	SANTA ELENA II	FUEL-OIL		2	81,10	23,12	5,00	5,00	0,00	14,99	0,0180000
13	ELECTROQUAYAS	C. SEVALLOS TV2	FUEL-OIL	VAPOR	3	73,00	18,00	105,00	135,00	1.500,00	9,56	0,0138000
56	SANTA ELENA	SANTA ELENA III U3	FUEL-OIL		4	13,30	11,30	25,00	20,00	0,00	10,21	0,0180000
56	SANTA ELENA	SANTA ELENA III U1	FUEL-OIL		5	13,30	11,30	25,00	20,00	0,00	10,15	0,0180000
56	SANTA ELENA	SANTA ELENA III U2	FUEL-OIL		6	13,30	11,30	5,00	5,00	0,00	10,18	0,0180000
32	CATRE	A. SANTOS 1	FUEL-OIL		7	29,00	10,00	10,00	10,00	0,00	15,82	0,0126300
1	TERMOSMERALDAS	ESMERALDAS	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	12	125,00	65,00	75,00	90,00	52.000,00	11,94	0,0157800
2	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLLO 1	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	13	5,10	4,50	11,25	11,25	250,00	56,97	0,0170000
4	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLLO 3	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	14	5,10	4,50	0,33	1,00	250,00	42,67	0,0170000
5	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLLO 4	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	15	5,10	4,50	0,33	1,00	250,00	43,33	0,0170000
158	JIVINIO	JIVINIO III U1	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	16	10,50	9,00	4,00	4,00	0,00	29,67	0,0166000
159	JIVINIO	JIVINIO III U2	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	17	10,50	9,00	4,00	4,00	0,00	29,67	0,0166000
160	JIVINIO	JIVINIO III U3	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	18	10,50	9,00	4,00	4,00	0,00	29,67	0,0166000
161	JIVINIO	JIVINIO III U4	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	19	10,50	9,00	4,00	4,00	0,00	29,67	0,0166000
52	ERQUITO	C. HERNANDEZ 1	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	20	5,20	5,20	8,01	7,20	383,53	16,93	0,0146700
53	ERQUITO	C. HERNANDEZ 2	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	21	5,20	4,20	5,40	7,20	120,50	4,23	0,0165400
54	ERQUITO	C. HERNANDEZ 3	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	22	5,20	4,20	5,40	7,20	120,50	4,23	0,0165500
55	ERQUITO	C. HERNANDEZ 4	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	23	5,20	4,20	5,40	7,20	120,50	4,23	0,0166800
75	ELCAUSTRO	EL DESCANSO 1	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	24	4,30	3,60	10,20	18,00	0,00	12,20	0,0165700
56	ERQUITO	C. HERNANDEZ 5	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	25	5,20	4,20	5,40	7,20	120,50	4,23	0,0166000
75	ELCAUSTRO	EL DESCANSO 3	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	26	4,30	3,60	10,20	18,00	0,00	4,00	0,0165700
122	TERMOQUAYAS	TERMOQUAYAS 1	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	27	20,00	10,00	8,01	30,00	1.268,00	42,90	0,0146900
123	TERMOQUAYAS	TERMOQUAYAS 2	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	28	40,00	20,00	105,00	210,00	2.536,00	42,93	0,0147600
124	TERMOQUAYAS	TERMOQUAYAS 3	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	29	40,00	20,00	105,00	240,00	2.536,00	42,96	0,0146600
125	TERMOQUAYAS	TERMOQUAYAS 4	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	30	50,00	1,00	150,00	240,00	3.170,00	42,99	0,0145700
75	ELCAUSTRO	EL DESCANSO 4	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	31	4,30	3,60	10,20	18,00	0,00	12,20	0,0165700
148	CELEC TERMOSMERALDAS	MANA II	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	32	18,60	9,30	100,00	120,00	5.310,00	21,04	0,0162000
120	GENEROCA	ROCAFUERTE 1	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	33	4,20	3,50	3,00	3,00	0,00	31,64	0,0146700
120	GENEROCA	ROCAFUERTE 5	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	34	4,20	3,50	3,00	3,00	0,00	31,64	0,0146700
120	GENEROCA	ROCAFUERTE 6	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	35	4,20	3,50	3,00	3,00	0,00	31,64	0,0146700
120	GENEROCA	ROCAFUERTE 7	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	36	4,20	3,50	3,00	3,00	0,00	31,64	0,0146700
120	GENEROCA	ROCAFUERTE 8	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	37	4,20	3,50	3,00	3,00	0,00	31,64	0,0146700
165	JARAMILJO	JARAMILJO 01	RESIDUO	MOTOR DE COMBUSTION	38	134,28	24,88	270,00	277,00	5.310,00	20,93	0,0166000
71	TERMOPICHINCHA	MIRAFLORES 12	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	39	5,00	1,50	120,00	120,00	0,00	6,09	0,0124000
76	TERMOPICHINCHA	MIRAFLORES 13	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	40	2,00	0,60	6,00	12,00	0,00	10,00	0,0126200
76	TERMOPICHINCHA	MIRAFLORES 14	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	41	2,00	0,60	6,00	12,00	0,00	10,00	0,0133400
76	TERMOPICHINCHA	MIRAFLORES 15	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	42	2,00	0,60	7,20	21,60	0,00	10,00	0,0094900
76	TERMOPICHINCHA	MIRAFLORES 16	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	43	2,00	0,60	7,20	21,60	0,00	10,00	0,0097500
96	TERMOPICHINCHA	MIRAFLORES 8	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	44	2,00	0,60	7,20	21,60	0,00	10,00	0,0097500
130	CELISO CASTELLANOS	CELISO CASTELLANOS U1	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	45	1,80	1,60	8,00	20,00	5,00	62,70	0,0120000
130	CELISO CASTELLANOS	CELISO CASTELLANOS U1	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	46	1,80	1,60	8,00	20,00	5,00	62,70	0,0120000
130	CELISO CASTELLANOS	CELISO CASTELLANOS U4	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	47	1,80	1,60	8,00	20,00	5,00	62,70	0,0120000
91	ERSUR	CATAMAYO 6	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	48	1,00	0,64	9,01	30,00	0,00	9,50	0,0146700
92	ERSUR	CATAMAYO 7	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	49	2,50	1,23	12,51	75,00	0,00	9,50	0,0142100
96	TERMOPICHINCHA	MIRAFLORES 10	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	50	2,00	0,60	6,00	12,00	0,00	10,00	0,0126200
95	ERSUR	CATAMAYO 10	DIESEL	MOTOR DE COMBUSTION	51	2,20	1,13	20,25	67,50	0,00	9,50	0,0127700
34	CATRE	A. TINAJERO 1	DIESEL	GAS	52	46,50	30,00	204,00	252,00	0,00	8,74	0,0141200
32	CATRE	A. SANTOS 2	DIESEL	GAS	53	21,00	10,00	300,00	300,00	0,00	8,95	0,0099000
32	CATRE	A. SANTOS 3	DIESEL	GAS	54	29,50	10,00	300,00	300,00	0,00	9,94	0,0104500
153	TERMOGAS MACHALA	TERMOGAS MACHALA II U2	GAS NATURAL	GAS	68	20,00	13,00	150,00	150,00	0,00	5,84	10,6600000
154	TERMOGAS MACHALA	TERMOGAS MACHALA II U3	GAS NATURAL	GAS	69	20,00	13,00	150,00	150,00	0,00	5,76	10,7700000
155	TERMOGAS MACHALA	TERMOGAS MACHALA II U4	GAS NATURAL	GAS	70	20,00	19,90	150,00	150,00	0,00	5,75	10,6600000
156	TERMOGAS MACHALA	TERMOGAS MACHALA II U5	GAS NATURAL	GAS	71	20,00	13,00	150,00	150,00	0,00	5,78	10,6600000
152	TERMOGAS MACHALA	TERMOGAS MACHALA II U1	GAS NATURAL	GAS	72	20,00	19,90	150,00	150,00	0,00	5,86	10,7300000
109	MACHALA POWER	MACHALA POWER B	GAS NATURAL	GAS	73	67,60	30,00	150,00	150,00	0,00	3,61	0,1036000
17	HIDRO PAUTE		HIDRO		74	0,00	0,00	150,00	150,00	0,00	3,58	0,1037000
18	MAGAL		HIDRO		75	2000,00	110,00	3000,00	3000,00	0,00	0,20	0,0000000
					76	50,00	10,00	1400,00	2100,00	0,00	0,20	0,0000000

Fuente: Centro Nacional de Control de Energía CENACE, datos año 2013

Anexo 3 Datos y Curva de la demanda proyectada

RESERVA	DEMANDA	POT_MAX_PAUTE
R	D	PMP
51,40	1284,9	1233,50
48,60	1215	1166,40
47,25	1181,3	1134,05
46,50	1162,4	1115,90
48,16	1204	1155,84
55,48	1386,9	1331,42
55,13	1378,3	1323,17
62,08	1552	1489,92
71,06	1776,5	1705,44
72,00	1800	1728,00
75,08	1877,1	1802,02
75,08	1877,1	1802,02
73,32	1833	1759,68
74,96	1874	1799,04
76,76	1919	1842,24
75,88	1897	1821,12
74,20	1855	1780,80
74,40	1860	1785,60
85,38	2134,4	2049,02
83,41	2085,3	2001,89
80,36	2008,9	1928,54
71,50	1787,4	1715,90
66,86	1671,4	1604,54
66,86	1671,4	1604,54

Fuente: CENACE, Curva de Demanda proyectada despacho 20 de Agosto del 2013



Anexo 4 Programa optimización de combustible en GAMS

\$title OPTIMAZACIÓN DE COMBUSTIBLE DE UNIDADES GENERADORAS TERMICAS

** Declaracion conjuntos.

set

K indice de periodos de tiempo /1*25/

J indice de generadores /1*76/

PER periodo /CONSUMO/

;

table GDATA(J,*)

\$call =xls2gms "i=D:\TESIS-HV\HDT.xls" o=D:\TESIS-HV\DATOSG.inc R=GEN!F1:AC79

\$include D:\TESIS-HV\DATOSG.inc

;

table PDATA(K,*)

\$call =xls2gms "i=D:\TESIS-HV\HDT.xls" o=D:\TESIS-HV\DATOSP.inc R=DEM!B3:E27

\$include D:\TESIS-HV\DATOSP.inc

;

alias(K,A);

** Variables de optimizacion.

VARIABLES

z valor de la funcion objetivo (\$) del periodo total (24H)

p(J,K) potencia generada (MW) por el generador j en el periodo k (H)

v(J,K) vale 1 si el generador j esta acoplado en el periodo k

y(J,K) Vale 1 solo cuando arranca el generador

vol(J,K) volumen de combustible (GAL) del generador j en el periodo k

CO EMISION DE CO2 (TONELADAS) en el periodo total (24H)

CUOTOT VALOR DE CUOTA HIDRAULICA (MW) en el periodo total (24H)

COMBT VALOR DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE DIESEL TOTAL (GALONES)

pf(J,K) potencia generada (MW) por los generadores fuel oil en el periodo k (H)

pr(J,K) potencia generada (MW) por los generadores residuo en el periodo k (H)

pd(J,K) potencia generada (MW) por los generadores diesel en el periodo k (H)

pg(J,K) potencia generada (MW) por los generadores gas en el periodo k (H)

ph(J,K) potencia generada (MW) por los generadores hidros en el periodo k (H)

vfl(J,PER) consumo fuel oil (GAL) en el período total (25H) de la unidad j

vrđ(J,PER) consumo residuo (GAL) en el período total (25H) de la unidad j

vd(J,PER) consumo diesel (GAL) en el periodo total (25H) de la unidad j

vg(J,PER) consumo diesel (GAL) en el periodo total (25H) de la unidad j

cstd(J,PER) costo diesel unidad j en periodo

cstfl(J,PER) costo fuel oil unidad j en periodo

cstrsd (J,PER) costo residuo unidad j en periodo

cstgas(J,PER) costo gas unidad j en periodo

;

** La potencia positiva.

POSITIVE VARIABLES

p(J,K)
vol(J,K)
;

** Las decisiones de acoplamiento se tratan como variables binarias.

BINARY VARIABLES

v(J,K)
y(J,K) 1 solo cuando arranca el generador
;

** Valores iniciales de acoplamiento y potencia.

v.fx(J,'1')=GDATA(J,'Vin');
p.fx(J,'1')=GDATA(J,'Pin');
vol.fx(J,'1')=GDATA(J,'Vini');

** Restricciones.

EQUATIONS

COST funcion objetivo
PMAXLIM(J,K) maximo de la potencia generada
PMINLIM(J,K) minimo de la potencia generada

VOLMAXFUELOIL(J,PER) Volumen máximo de almacenamiento FUEL OIL
VOLMINFUELOIL(J,PER) Volumen minimo de almacenamiento FUEL OIL

VOLMAXRESIDUO(J,PER) Volumen máximo de almacenamiento RESIDUO
VOLMINRESIDUO(J,PER) Volumen minimo de almacenamiento RESIDUO

VOLMAXDIESEL(J,PER) Volumen máximo de almacenamiento DIESEL
VOLMINDIESEL(J,PER) Volumen minimo de almacenamiento DIESEL

VOLMAXGAS(J,PER) Volumen máximo de almacenamiento GAS
VOLMINGAS(J,PER) Volumen minimo de almacenamiento GAS

LOAD(K) balance de potencias
RESERVE(K) reserva rodante
RAMPUP(J,K) rampa de subida
RAMPDOWN(J,K) rampa de bajada
DOWNTIMEin tiempo minimo de salida inicial
UPTIMEin tiempo minimo de operacion inicial
DOWNTIME tiempo minimo de salida
UPTIME tiempo minimo de operacion
MAXUPTIME(J,K) tiempo maximo de operacion
PMINHID(J,K) Potencia minima de HIDRAULICAS
PMAXP(J,K) Potencia maxima de MAZAR
PMAXHP(J,K) Potencia maxima de HIDROPAUTE
CUOTAEN(J) Cuota energetica

DISPCOMBDIES Disponibilidad de combustible DIESEL

CUOTAT CUOTA TOTAL HIDRAULICA
COMB TOTAL DE DIESEL

PFUELOIL(J,K) POTENCIA DE GENERADORES FUEL OIL
PRESIDUO(J,K) POTENCIA DE GENERADORES RESIDUO
PDISEL(J,K) POTENCIA DE GENERADORES DIESEL

PGAS(J,K) POTENCIA DE GENERADORES GAS
PHIDRO(J,K) POTENCIA DE GENERADORES HIDROELECTRICOS

VFOIL(J,PER) VOLUMEN DE GENERADORES FUEL OIL
VRESIDUO(J,PER) VOLUMEN DE GENERADORES RESIDUO
VDISEL(J,PER) VOLUMEN DE GENERADORES DIESEL
VGAS(J,PER) VOLUMEN GENERADORES GAS

costod(J,PER) costo operativo diesel
costofl(J,PER) costo operativo fuel oil
costorsd(J,PER) costo operativo residuo
costogas(J,Per) costo operativo gas
;

COST.. z =e= SUM((J,K)\$ (ORD(K) GE 2), GDATA(J,'CA')*y(J,K)+GDATA(J,'CV')*p(J,K));

PMAXLIM(J,K)\$ (ord(K) GE 2 and ord(J) LE 77)..p(J,K)=l=GDATA(J,'PMAX')*v(J,K);
PMINLIM(J,K)\$ (ord(K) GE 2 and ord(J) LE 77)..p(J,K)=g=GDATA(J,'PMIN')*v(J,K);

LOAD(K)\$ (ord(K) GT 1)..SUM(J,p(J,K))=e=PDATA(K,'D');

RESERVE(K)\$ (ord(K) GT 1)..SUM(J,GDATA(J,'PMAX')*v(J,K))=g=PDATA(K,'D')+PDATA(K,'R');

RAMPUP(J,K)\$ (ord(K) GT 1)..p(J,K)-p(J,K-1)=l=GDATA(J,'LRS');

RAMPDOWN(J,K)\$ (ord(K) GT 1)..p(J,K-1)-p(J,K)=l=GDATA(J,'LRB');

DOWNTIMEin(J,K,A)\$ (ord(A) GT 1 AND Ord(A) GE ord(K)+1 AND Ord(A) LE (Ord(K)+(GDATA(J,'MDT')-GDATA(J,'MDTin'))-1) AND ORD(A)LE 25).. v(J,K-1)-v(J,K)+v(j,A)=l=1;

UPTIMEin(J,K,A)\$ (ord(A) GT 1 AND Ord(A) GE ord(K)+1 AND Ord(A) LE (Ord(K)+(GDATA(J,'MUT')-GDATA(J,'MUTin'))-1) AND ORD(A)LE 25).. v(J,K-1)-v(J,K)+v(j,A)=g=0;

DOWNTIME(J,K,A)\$ (ord(K) GT 2 AND Ord(A) GE ord(K)+1 AND Ord(A) LE (Ord(K)+(GDATA(J,'MDT')-1) AND ORD(K)LE 24).. v(J,K-1)-v(J,K)+v(j,A)=l=1;

UPTIME(J,K,A)\$ (ord(K) GT 2 AND Ord(A) GE ord(K)+1 AND Ord(A) LE (Ord(K)+(GDATA(J,'MUT')-1) AND ORD(K)LE 24).. v(J,K-1)-v(J,K)+v(j,A)=g=0;

MAXUPTIME(J,K)\$ (ord(K) GT 2 AND Ord(K) LE 24 and GDATA(J,'TMO')LE 24).. SUM(A\$(Ord(A) GE ord(K) and Ord(A) LE (GDATA(J,'TMO')+ord(k)+2) and Ord(A) LE 25),v(j,A))=l=GDATA(J,'TMO');

PMINHID(J,K)\$ (ord(J) GE 75 and ord(k) GT 1).. p(J,K)=g=GDATA(J,'PMIN');

PMAXP(J,K)\$ (ord(J) EQ 76 and ord(k) GT 1).. p(J,K)=l=GDATA(J,'PMAX');

PMAXHP(J,K)\$ (ord(J) EQ 75 and ord(k) GT 1).. p(J,K)=l=PDATA(K,'PMP');

CUOTAEN(J) \$(ord(J) GE 75).. sum(K\$(ord(K) GT 1),p(J,K))=L=GDATA(J,'CUOTA');

**DISPCOMBRD.. SUM((K,J)\$ (ORD(J) GE 12 AND ORD(J) LE 38), p(J,K)/GDATA(J,'REND'))=L=GDATA('12','DSPC');

**DISPCOMBFL.. SUM((K,J)\$ (ORD(J) GE 1 AND ORD(J) LE 11), p(J,K)/GDATA(J,'REND'))=L=GDATA('1','DSPC');

DISPCOMBDIES.. SUM((K,J)\$ (ORD(J) GE 39 AND ORD(J) LE 67), p(J,K)/GDATA(J,'REND'))=L=GDATA('39','DSPC');

CUOTAT.. CUOTOT=E=SUM((K,J)\$ (ord(K) GE 2 AND ord(J) GE 75),p(J,K));
COMB.. COMBT=E=SUM((K,J)\$ (ORD(K) GE 2 AND ORD (J) GE 39 AND ORD (J) LE 67),
p(J,K)/GDATA(J,'REND'));

PFUELOIL(J,K) \$(ORD(J) GE 1 AND ORD (J) LE 11).. pf(J,K) =E= p(J,K);
PRESIDUO(J,K) \$(ORD(J) GE 12 AND ORD (J) LE 38).. pr(J,K) =E= p(J,K);
PDISEL(J,K) \$(ORD(J) GE 39 AND ORD (J) LE 67).. pd(J,K) =E= p(J,K);
PGAS(J,K) \$(ORD(J) GE 68 AND ORD (J) LE 74).. pg(J,K) =E= p(J,K);
PHIDRO(J,K) \$(ORD(J) GE 75 AND ORD (J) LE 76).. ph(J,K) =E= p(J,K);

VFOIL(J,PER) \$(ORD(J) GE 1 AND ORD (J) LE 11).. vfl(J,PER)=e=SUM(K\$(ord(K) GE 2),
p(J,K)/GDATA(J,'REND'));
VOLMAXFUELOIL(J,PER)\$ (ORD(J) GE 1 AND ORD (J) LE 11)..vfl(J,PER)=L=GDATA(J,'Vmaxalmc');
VOLMINFUELOIL(J,PER)\$ (ORD(J) GE 1 AND ORD (J) LE 11)..vfl(J,PER)=G=GDATA(J,'Vminalmc');

VRESIDUO(J,PER) \$(ORD(J) GE 12 AND ORD (J) LE 38).. vrd(J,PER)=e=SUM(K\$(ord(K) GE 2),
p(J,K)/GDATA(J,'REND'));
VOLMAXRESIDUO(J,PER)\$ (ORD(J) GE 12 AND ORD (J) LE 38)..Vrd(J,PER)=L=GDATA(J,'Vmaxalmc');
VOLMINRESIDUO(J,PER)\$ (ORD(J) GE 12 AND ORD (J) LE 38)..vrd(J,PER)=G=GDATA(J,'Vminalmc');

VDISEL(J,PER) \$(ORD(J) GE 39 AND ORD (J) LE 67).. vd(J,PER)=e=SUM(K\$(ord(K) GE 2),
p(J,K)/GDATA(J,'REND'));
VOLMAXDIESEL(J,PER)\$ (ORD(J) GE 39 AND ORD (J) LE 67)..vd(J,PER)=L=GDATA(J,'Vmaxalmc');
VOLMINDIESEL(J,PER)\$ (ORD(J) GE 39 AND ORD (J) LE 67)..vd(J,PER)=G=GDATA(J,'Vminalmc');

VGAS(J,PER) \$(ORD (J)GE 68 AND ORD(J) LE 74).. vg(J,PER)=e=SUM(K\$(ord(K) GE 2),
p(J,K)/GDATA(J,'REND'));
VOLMAXGAS(J,PER)\$ (ORD (J)GE 68 AND ORD(J) LE 74)..vg(J,PER)=L=GDATA(J,'Vmaxalmc');
VOLMINGAS(J,PER)\$ (ORD (J)GE 68 AND ORD(J) LE 74)..vg(J,PER)=G=GDATA(J,'Vminalmc');

costod(J,PER) \$(ORD(J) GE 39 AND ORD (J) LE 67).. cstd(J,PER)=e=SUM(K\$(ord(K) GT 1),
GDATA(J,'CA')*y(J,K)+GDATA(J,'CV')*p(J,K));
costofl(J,PER) \$(ORD(J) GE 1 AND ORD (J) LE 11).. cstfl(J,PER)=e=SUM(K\$(ord(K) GT 1),
GDATA(J,'CA')*y(J,K)+GDATA(J,'CV')*p(J,K));
costorsd(J,PER) \$(ORD(J) GE 12 AND ORD (J) LE 38).. cstrsd(J,PER)=e=SUM(K\$(ord(K) GT 1),
GDATA(J,'CA')*y(J,K)+GDATA(J,'CV')*p(J,K));
costogas(J,PER) \$(ORD(J) GE 68 AND ORD (J) LE 74).. cstgas(J,PER)=e=SUM(K\$(ord(K) GT 1),
GDATA(J,'CA')*y(J,K)+GDATA(J,'CV')*p(J,K));

*** Declaracion del modelo y solucion mediante programacion entera mixta.
MODEL SEL /ALL/;

SOLVE SEL USING MIP MINIMIZING z;

execute_unload 'SEL',p,pf,pr,pd,pg,ph,vfl,vrd,vd,vg,z,CUOTOT,COMBT,cstd,cstfl,cstrsd,cstgas;

execute'gdxxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=pf rng=OUT!B3:AA14';
execute'gdxxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=pr rng=OUT!B17:AA44';
execute'gdxxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=pd rng=OUT!B47:AA76';
execute'gdxxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=pg rng=OUT!B79:AA86';
execute'gdxxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=ph rng=OUT!B89:AA91';
execute'gdxxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=z rng=OUT!B94';


```
execute'gdxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=vfl rng=OUT!AC3:AD14';
execute'gdxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=vrd rng=OUT!AC17:AD44';
execute'gdxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=vd rng=OUT!AC47:AD76';
execute'gdxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=vg rng=OUT!AC79:AD86';
execute'gdxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=cstd rng=OUT!AE47:AF76';
execute'gdxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=cstfl rng=OUT!AE3:AF14';
execute'gdxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=cstrsd rng=OUT!AE17:AF44';
execute'gdxrw SEL.gdx o=D:\TESIS-HV\HDT.xls var=cstgas rng=OUT!AE79:AF86';

execute'gdxviewer SEL.gdx';
```