

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS JERÁRQUICO EN LA COMPARACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES FRENTE A FUENTES DE ENERGÍA ALTERNATIVAS PARA LA TOMA DE DECISIONES EN EL SECTOR ENERGÉTICO VENEZOLANO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Hernández H., María A.
Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas, 2012.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS JERÁRQUICO EN LA COMPARACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES FRENTE A FUENTES DE ENERGÍA ALTERNATIVAS PARA LA TOMA DE DECISIONES EN EL SECTOR ENERGÉTICO VENEZOLANO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Díaz

TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Mariel Padrino

Dr. Yobiris Rigual

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Hernández H., María A.
Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas, 2012.

Caracas, Junio de 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller María Hernández, titulado:

**“ANÁLISIS JERÁRQUICO EN LA COMPARACIÓN DE LOS
COMBUSTIBLES FÓSILES FRENTE A FUENTES DE ENERGÍA
ALTERNATIVAS PARA LA TOMA DE DECISIONES EN EL
SECTOR ENERGÉTICO VENEZOLANO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniera de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Miguel Castillejo
Jurado

Prof. Lisbeth Miranda
Jurado

Prof. Pedro Díaz
Tutor Académico

Ing. Mariel Padrino
Tutora Industrial

*A mis padres,
por su cariño y apoyo incondicional,
son mi todo, los amo.*

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la Virgen del Valle por iluminar mi camino y darme el apoyo y fortaleza necesaria para vencer los obstáculos que se han presentado, por poner en mi vida a excelentes personas que me ayudaron a lo largo de mis estudios profesionales y mi vida.

A mi madre y padre, María y Alberto, no tengo palabras para expresar lo agradecida que estoy con ustedes y con Dios por permitirme estar en sus vidas. Gracias por la preocupación, por el amor, cariño, dedicación, apoyo incondicional, por tolerarme, comprenderme y perdonarme, por ser los brazos que siempre han estado y estarán para sostenerme y levantarme, por ser la voz que da vida a mi espíritu en los momentos difíciles, por la alegría, por las oportunidades que me han permitido vivir, por todos los sacrificios que han tenido que hacer por mí y mi hermano, para poder llegar a este punto, que pueden estar seguros serán recompensados. Por todo lo que han hecho y seguirán haciendo por nosotros GRACIAS, ustedes son por mucho las personas que dan vida a mi mundo.

A mi hermano Carlos (Aní), por brindarme siempre su especial apoyo y cariño en los momentos que más lo he necesitado y sus esporádicos consejos.

A mis hermanos Jesús y Nohelia, por su apoyo y ánimo para seguir adelante, por esperar de mí lo posible e imposible.

A mi madrina Belkys, gracias porque sin su apoyo, cariño, fe y oraciones nada de esto habría sido posible, Gracias por el afecto tan grande hacia mi familia en especial hacia mi madre. Te quiero mucho.

A mi Dani, agradecida estoy contigo, debido a que has estado conmigo en todo momento, me has escuchado, entendido, aconsejado, regañado y querido como solo tú sabes. Porque has soñado conmigo y me enseñaste a confiar y creer que puedo lograr todo lo que quiera en esta vida. Porque juntos hemos unido nuestros puntos hacia atrás y hacia adelante GRACIAS por ser mi amigo, mi hermano, mi confidente

y siempre estar ahí para mí. Sabes que siempre lo estaré para ti mientras tú así lo quieras. Te súper adoro.

A mis amigas: Albelis, Andrea, Dubraska, Tita y Génesis, gracias por los momentos que juntas hemos vivido, por las risas, el apoyo, la compañía, las amo y les deseo toda la felicidad y éxitos en sus vidas.

A mi tutora industrial Mariel Padrino, muchísimas gracias por todo lo que has hecho por mí, porque desde el primer día que entre a Intevep, me has acogido y ayudado en todo y más de lo que he esperado. Gracias por tus consejos que siempre tendré presente, por el cariño que me has dado, por cuidarme y hacer de mi estadía en la empresa el mejor comienzo que he podido esperar en el campo laboral. Mariel, gracias por siempre creer en mí y por brindarme tu confianza y tus conocimientos. Eres sin lugar a dudas una excelente profesional y ser humano excepcional, además de un ejemplo a seguir. Te aprecio y admiro mucho y espero tener el gusto de volver a trabajar contigo en un futuro.

A mi tutor académico Pedro Díaz, gracias porque has sido el único docente que de corazón ha sabido aconsejarme cuando lo he necesitado, por haber aceptado ser mi guía mientras vivías momentos duros, porque con todo y eso me apoyaste en mis pequeños inconvenientes, pero más allá de todo gracias por ser mi amigo, porque quizás sin darte cuenta me has animado, justamente en los momentos que me he sentido más agobiada, espero haber hecho lo mismo contigo. Gracias por permitirme conocerte aunque sea un poquito. De corazón te quiero y admiro tu calidad como ser humano, fortaleza y excelencia profesional.

A mi co-tutora industrial Yobiris Rigual, gracias por defenderme y apoyarme en los momentos más apremiantes de mi estadía en Intevep y por creer en mis capacidades como futura profesional.

Al profesor Miguel Castillejo por el apoyo que me brindo durante la realización del presente TEG

A Alaiza Balza, Adriana Miaja, Ana Gonzales, Francisco Miranda y Carlos Cabrera por toda la ayuda que me han brindado durante la realización de mi TEG. Por darme la oportunidad de trabajar con ustedes, por todo lo que he aprendido profesionalmente gracias a ustedes, por sus consejos, camaradería, compañerismo y amabilidad. Son excelentes profesionales y seres humanos de verdad gracias por todo, espero en un futuro tener el gusto de trabajar de nuevo con ustedes.

A PDVSA-Intevep, por la confianza demostrada al incluirme en la Gerencia de Manejo Integrado de Gas en calidad como Tesista y por las experiencias y el conocimiento adquirido que me permitieron crecer como persona y profesional.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela y profesores, por permitirme crecer personal y profesionalmente. Les estaré eternamente agradecida.

A todas las personas que de una u otra forma colaboraron con el desarrollo de este TEG.

Muchas gracias...

Hernández H., María A.

ANÁLISIS JERÁRQUICO EN LA COMPARACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES FRENTE A FUENTES DE ENERGÍA ALTERNATIVAS PARA LA TOMA DE DECISIONES EN EL SECTOR ENERGÉTICO VENEZOLANO

Tutor académico: Prof. Pedro Díaz. Tutor industrial: Ing., Mariel Padrino.
TEG. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.
Año 2011, 306 p.

Palabras clave: energías alternativas, energías convencionales, sector energético nacional, gas natural, Proceso de Análisis Jerárquico, Principio de Hurwics, matriz.

Resumen. El Propósito del presente trabajo especial de grado fue determinar la viabilidad técnica, económica, ambiental y operacional del uso de fuentes de energías convencionales, asociadas a la producción y explotación de hidrocarburos y sus derivados, frente a las fuentes de energías alternativas que se encuentran en proyecto de desarrollo y construcción en Venezuela. La metodología implicó, en primer lugar, realizar un análisis de la situación actual del mercado energético dependiente del petróleo y gas natural, así como también de los planes y recursos disponibles en el país para el desarrollo de las tecnologías de generación alternativa. Seguidamente, fueron seleccionados una serie de parámetros de evaluación, los cuales se valoraron para construir una matriz de datos, donde toda la información pertinente a las fuentes de energías propuestas fue almacenada. Posteriormente se estableció una mesa de trabajo conformada por un panel de 12 expertos en el área energética, con el fin de aplicar un método multicriterio para la toma de decisiones denominado Proceso de Análisis Jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés) para determinar la importancia relativa de los criterios y subcriterios de evaluación dentro del estudio. Una vez estos fueron ponderados, se evaluaron las fuentes de energías con base en el Principio de Hurwics, mediante una matriz de evaluación, donde cada uno de los expertos reflejó su criterio en cuanto al desempeño y viabilidad de las alternativas propuestas, haciendo uso de la matriz de datos como material de apoyo y de su propio conocimiento en el área. Finalmente, los datos de la mesa fueron integrados, proyectando en ellos al gas natural como el combustible ideal para fortalecer e impulsar el crecimiento del sector eléctrico nacional y solventar la crisis actual en la que se encuentra el mismo. Motivo por el cual, se propuso el incremento de la producción de gas natural a nivel nacional, tanto para abastecer la demanda interna como para disminuir la importación de dicho combustible. De igual manera, se determinó que el uso de combustibles líquidos, tales como: gasoil y fueloil, no es favorable en la generación eléctrica, frente a algunas energías alternativas, entre ellas la hidroeléctrica y la solar, debido principalmente al costo de oportunidad que tienen en el mercado internacional.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	viii
ÍNDICE GENERAL	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	xx
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xxiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Justificación.....	4
1.3 Objetivos	5
1.3.1 Objetivo General	5
1.3.2 Objetivos Específicos	5
1.4 Alcance	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	7
2.1 Antecedentes	7
2.2 Fuentes primarias de energía.....	11
2.2.1 Gas natural	11
2.2.2 Cadena de valor del gas natural.....	11
2.2.3 Gas metano.....	14
2.2.4 Derivados del petróleo empleados en las centrales termoeléctricas.....	14
2.2.5 Carbón.....	15
2.2.6 Uranio	16
2.2.7 Biomasa	16
2.3 Tecnologías que emplean hidrocarburos para la producción de energía	17
2.3.1 Ciclo simple con turbina a vapor.....	18
2.3.2 Ciclo simple con turbina dual a gas o gasoil.....	19

2.3.3 Ciclo combinado dual a gas o gasoil	20
2.3.4 Sistema integrado de gasificación y ciclo combinado.....	21
2.4 Energías alternativas.....	22
2.4.1 Energía solar	23
2.4.2 Energía eólica.....	26
2.4.3 Energía hidroeléctrica.....	27
2.4.4 Energía de la biomasa.....	29
2.4.5 Energía nuclear.....	30
2.4.6 Energía geotérmica.....	32
2.5 Toma de decisiones	34
2.5.1 Análisis de decisión multicriterio.....	35
2.5.2 Métodos multicriterio para la toma de decisiones.....	37
2.5.3 Proceso de análisis jerárquico	37
CAPÍTULO III: MERCADO ENERGÉTICO DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL	
EN VENEZUELA.....	45
3.1 Reservas de hidrocarburos	45
3.1.1 Reservas de petróleo	46
3.1.2 Reservas de gas	48
3.2 Producción de hidrocarburos.....	49
3.2.1 Producción de petróleo	50
3.2.2 Producción de gas.....	51
3.3 Exportación de petróleo y sus derivados	53
3.4 Disponibilidad y consumo de combustibles fósiles en el mercado interno	55
3.5 Matriz energética de Venezuela	58
3.6 Uso de combustibles fósiles en el desarrollo eléctrico	59
3.6.1 Capacidad instalada	60
3.6.2 Energía generada	61
3.6.3 Consumo de combustibles	62
3.7 Tendencia del mercado energético mundial.....	63

CAPÍTULO IV: POTENCIAL DE LAS ENERGÍAS DE GENERACIÓN ALTERNATIVAS EN VENEZUELA.....	66
4.1 Energía solar.....	66
4.2 Energía eólica.....	68
4.3 Energía hidroeléctrica	70
4.4 Energía de la biomasa	72
4.5 Energía nuclear.....	73
4.6 Energía geotérmica	75
CAPÍTULO V: PROPUESTA METODOLÓGICA.....	76
5.1 Metodología	76
5.1.1 Selección de criterios globales de evaluación.....	76
5.1.2 Selección de criterios específicos o subcriterios	77
5.1.3 Valoración de subcriterios y construcción de base de datos.....	77
5.1.4 Aplicación del método AHP	77
5.1.5 Construcción de matriz de rangos	82
5.1.6 Evaluación de alternativas	84
5.1.7 Protocolo para la comparación de alternativas.....	85
CAPÍTULO VI: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA COMPARACIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS.....	86
6.1 Selección de criterios y subcriterios de evaluación	88
6.1.1 Criterios globales.....	88
6.1.2 Subcriterios	88
6.2 Valoración de subcriterios y premisas	93
6.2.1 Premisas técnicas.....	96
6.2.2 Premisas económicas	109
6.2.3 Premisas ambientales.....	113
6.2.4 Premisas operacionales	113
6.3 Ponderación de criterios mediante el método AHP.....	115
6.4 Comparación y selección de tecnologías termoeléctricas.....	121

6.4.1 Evaluación de las tecnologías termoeléctricas	121
6.4.2 Integración de datos.....	125
6.5 Comparación de combustibles fósiles con fuentes de energías alternativas	126
6.6 Jerarquización de combustibles fósiles en la generación eléctrica.....	131
6.6.1 Aplicación del método AHP	131
6.7 Protocolo para la comparación de combustibles fósiles con fuentes de energías alternativas	137
CAPÍTULO VII: RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	144
7.1 Comparación y selección de tecnologías termoeléctricas.....	144
7.1.1 Experto N°1.....	144
7.1.2 Experto N°2.....	153
7.1.3 Experto N°3.....	159
7.1.4 Experto N°4.....	166
7.1.5 Experto N°5.....	173
7.1.6 Experto N°6.....	181
7.1.7 Experto N°7.....	188
7.1.8 Experto N°8.....	194
7.1.9 Resultados generales.....	200
7.2 Comparación de las fuentes de energías convencionales y alternativas	208
7.2.1 Comparación técnica	208
7.2.2 Comparación económica.....	216
7.2.3 Comparación ambiental	222
7.2.4 Comparación operacional	229
7.2.5 Resultados generales.....	234
7.3 Jerarquización de los combustibles fósiles en la generación eléctrica	243
CAPÍTULO VIII: CASO ESTUDIO: POTENCIAL GASÍFERO DE UN CAMPO PETROLERO PARA SATISFACER LAS NECESIDADES DE ENERGÍA DE UNA POBLACIÓN CERCANA	245
8.1 Generalidades del campo	245
8.2 Pronóstico de producción.....	246

8.3 Tratamiento del gas natural.....	249
8.3.1 Proceso de endulzamiento.....	250
8.3.2 Proceso de deshidratación.....	252
8.3.3 Extracción de líquidos	253
8.4 Propuesta para el suministro de energía	256
CONCLUSIONES	259
RECOMENDACIONES	261
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	262
APÉNDICES	270
Apéndice A: Cálculos tipo	271
Apéndice B: Instrumento de evaluación.....	279
Apéndice C: Perfiles profesionales de los miembros de la mesa de trabajo	287
Apéndice D: Matriz de datos	292
Apéndice E: Datos sobre índices de emisiones según el manual OLADE 2011 ...	296
Apéndice F: Pronóstico de la producción del Campo CS	299

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Cadena de valor del gas natural	13
Figura 2.2. Fuentes de biomasa	17
Figura 2.3. Ciclo simple con turbina a vapor	19
Figura 2.4. Ciclo simple con turbina dual a gas o gasoil	20
Figura 2.5. Ciclo combinado	21
Figura 2.6. Sistema integrado de gasificación y ciclo combinado	22
Figura 2.7. Estructura de la unión tipo P y N	24
Figura 2.8. Efecto fotovoltaico	25
Figura 2.9. Central hidroeléctrica	28
Figura 2.10. Fisión nuclear.....	30
Figura 2.11. Fusión nuclear.....	31
Figura 2.12. Modelo jerárquico general.....	39
Figura 2.13. Diagrama de flujo del método AHP.....	44
Figura 3.1. Reservas probadas de petróleo por gravedad API para los años 2009 - 2010.....	47
Figura 3.2. Distribución de las reservas probadas de gas natural en las cuencas petrolíferas de Venezuela	49
Figura 3.3. Producción petrolera anual para el período 2007 - 2010.....	51
Figura 3.4. Producción gasífera anual para el período 2007 - 2010.....	52
Figura 3.5. Exportación de petróleo y productos en el período 2008 - 2010.....	54
Figura 3.6. Exportación petrolera por destino para el año 2010	55
Figura 3.7. Mercado del gas natural en Venezuela.....	56
Figura 3.8. Disponibilidad de combustibles líquidos para el mercado interno	58
Figura 3.9. Matriz energética de Venezuela.....	59
Figura 3.10. Capacidad instalada y demanda máxima entre el período 2005-2010 ...	60
Figura 3.11. Capacidad de generación entre el período 2005 - 2010	61
Figura 3.12. Suministro de combustibles en el sector eléctrico	62
Figura 3.13. Consumo de gas, gasoil y fueloil para el período 2005 - 2009.....	63

Figura 3.14. Capacidad instalada por fuente de energía 2008 - 2035.....	64
Figura 4.1. Mapa de la radiación solar en Venezuela	67
Figura 4.2. Energía solar en Venezuela	68
Figura 4.3. Mapa eólico a 50 metros de altura	69
Figura 4.4. Mapa de la primera etapa del proyecto piloto	71
Figura 4.5. Mapa de la segunda etapa del proyecto piloto.....	72
Figura 4.6. Potencial hidroeléctrico del Bajo Caroní.....	73
Figura 5.1. Modelo jerárquico para ejemplo	78
Figura 6.1. Esquema de la metodología	87
Figura 6.2. Principales fuentes consultadas	95
Figura 6.3. Potencial de las fuentes de energía en Venezuela.....	108
Figura 6.4. Precios de los combustibles.....	109
Figura 6.5. Esquema del proceso de selección y valoración de criterios y subcriterios de evaluación.....	114
Figura 6.6. Proceso de ponderación de criterios mediante el método AHP.....	120
Figura 6.7. Comparación global de tecnologías termoeléctricas.....	125
Figura 6.8. Esquema de la metodología para la comparación de tecnologías termoeléctricas y fuentes alternativas vs. combustibles fósiles	130
Figura 6.9. Modelo jerárquico para la selección de combustibles.....	132
Figura 6.10. Menú del protocolo metodológico	138
Figura 6.11. Sección del protocolo correspondiente a las evaluaciones de tecnologías termoeléctricas y fuentes de energías	139
Figura 6.12. Sección del protocolo correspondiente a la ponderación de los criterios. Cálculos comprimidos.....	140
Figura 6.13. Sección del protocolo correspondiente a la ponderación de los criterios. Cálculos.....	140
Figura 6.14. Sección del protocolo correspondiente a la comparación de tecnologías térmicas y fuentes de energías convencionales y alternativas.....	141
Figura 6.15. Sección del protocolo correspondiente a la jerarquización de los combustibles fósiles	142
Figura 7.1. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el experto Nº1.....	146

Figura 7.2. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°1.	147
Figura 7.3. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°1.	149
Figura 7.4. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°1.....	150
Figura 7.5. Ponderación de los criterios globales según el experto N°1.....	151
Figura 7.6. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°1.	152
Figura 7.7. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°2.	153
Figura 7.8. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°2.	155
Figura 7.9. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°2.	156
Figura 7.10. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°2.....	157
Figura 7.11. Ponderación de los criterios globales según el experto N°2.....	157
Figura 7.12. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°2.	158
Figura 7.13. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°3.	160
Figura 7.14. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°3.....	161
Figura 7.15. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°3.	163
Figura 7.16. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°3.....	164
Figura 7.17. Ponderación de los criterios globales según el experto N°3.....	165
Figura 7.18. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°3.	166
Figura 7.19. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°4.	167

Figura 7.20. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°4.....	168
Figura 7.21. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°4.	169
Figura 7.22. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°4.....	170
Figura 7.23. Ponderación de los criterios globales según el experto N°4.....	171
Figura 7.24. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°4.	172
Figura 7.25. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°5.	173
Figura 7.26. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°5.....	175
Figura 7.27. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°5.	176
Figura 7.28. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°5.....	178
Figura 7.29. Ponderación de los criterios globales según el experto N°5.....	179
Figura 7.30. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°5.	180
Figura 7.31. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°6.	181
Figura 7.32. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°6.....	183
Figura 7.33. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°6.	184
Figura 7.34. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°6.....	185
Figura 7.35. Ponderación de los criterios globales según el experto N°6.....	186
Figura 7.36. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°6.	187
Figura 7.37. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°7.	189

Figura 7.38. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°7.....	190
Figura 7.39. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°7	191
Figura 7.40. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°7.....	192
Figura 7.41. Ponderación de los criterios globales según el experto N°7.....	192
Figura 7.42. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°7.	193
Figura 7.43. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°8.	195
Figura 7.44. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°8.....	196
Figura 7.45. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°8	197
Figura 7.46. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°8.....	198
Figura 7.47. Ponderación de los criterios globales según el experto N°8.....	198
Figura 7.48. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el experto N°8.	199
Figura 7.49. Evaluación técnica general de las tecnologías termoeléctricas	201
Figura 7.50. Evaluación económica general de las tecnologías termoeléctricas.....	203
Figura 7.51. Evaluación ambiental general de las tecnologías termoeléctricas	204
Figura 7.52. Evaluación operacional general de las tecnologías termoeléctricas	205
Figura 7.53. Ponderación general de los criterios globales.....	206
Figura 7.54. Evaluación general de las tecnologías termoeléctricas	207
Figura 7.55. Evaluación técnica de las fuentes de energía según los expertos N°: 1, 2, 8, 9 y 12.....	210
Figura 7.56. Evaluación técnica de las fuentes de energía según los expertos N°: 3, 4 y 5.	212
Figura 7.57. Evaluación técnica de las fuentes de energía según los expertos N°: 6 y 7	214

Figura 7.58. Evaluación técnica de las fuentes de energía según los expertos N°: 10 y 11.	215
Figura 7.59. Evaluación económica de las fuentes de energía según los expertos N°: 2, 3, 4, 8 y 9	217
Figura 7.60. Evaluación económica de las fuentes de energía según los expertos N°: 1, 7 y 10.....	219
Figura 7.61. Evaluación económica de las fuentes de energía según los expertos N°: 5, 6, 11 y 12	221
Figura 7.62. Evaluación ambiental de las fuentes de energía según los expertos N°: 2, 4, 7 y 8.....	223
Figura 7.63. Evaluación ambiental de las fuentes de energía según los expertos N°: 1, 6 y 11.....	225
Figura 7.64. Evaluación ambiental de las fuentes de energía según los expertos N°: 5, 10 y 12.....	227
Figura 7.65. Evaluación ambiental de las fuentes de energía según los expertos N°: 3 y 9	229
Figura 7.66. Evaluación operacional de las fuentes de energía según los expertos N°: 1, 2, 3, 4 y 5	230
Figura 7.67. Evaluación operacional de las fuentes de energía según los expertos N°: 7, 9, 10 y 12	231
Figura 7.68. Evaluación operacional de las fuentes de energía según los expertos N°: 6, 8 y 11.....	233
Figura 7.69. Evaluación técnica global de las fuentes de energía	235
Figura 7.70. Evaluación económica global de las fuentes de energía	237
Figura 7.71. Evaluación ambiental global de las fuentes de energía	238
Figura 7.72. Evaluación operacional global de las fuentes de energía	239
Figura 7.73. Ponderación general de los criterios globales para la comparación de fuentes de energía	240
Figura 7.74. Evaluación global de las fuentes de energía	242
Figura 7.75. Jerarquización de los combustibles fósiles	244
Figura 8.1. curvas de declinación de producción de gas (a) y petróleo (b).....	247
Figura 8.2. Mapa de la propuesta de generación	256

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2.1: Tecnologías de paneles fotovoltaicos.....	26
Tabla N° 2.2: Escala de valoración de Saaty	40
Tabla N° 2.3: Matriz de comparación por pares.....	41
Tabla N° 2.4: Matriz normalizada	41
Tabla N° 2.5: Valores del índice aleatorio basados en el número de opciones.....	42
Tabla N° 5.1: Escala de valoración numérica seleccionada	79
Tabla N° 5.2: Matriz de comparación por pares con la jerarquización de criterios completa	79
Tabla N° 5.3: Matriz de comparación por pares completa.....	80
Tabla N° 5.4: Normalización de matriz por pares	81
Tabla N° 5.5: Cálculo de vector prioridad	81
Tabla N° 5.6: Matriz principal por vector prioridad	81
Tabla N° 5.7: Cálculo del nuevo vector	82
Tabla N° 5.8: Esquema de la matriz de rangos	83
Tabla N° 5.9: Escala de valoración basada en el principio de Hurwics	83
Tabla N° 5.10: Estructura de la matriz de evaluación	85
Tabla N° 6.1: Características de los reactores de fisión tomados como referencia...	101
Tabla N° 6.2: Parámetros económicos de la energía fotovoltaica	110
Tabla N° 6.3: Parámetros económicos de la energía eólica	110
Tabla N° 6.4: Parámetros económicos de la energía hidroeléctrica	110
Tabla N° 6.5: Parámetros económicos de la energía nuclear	111
Tabla N° 6.6: Parámetros económicos de los ciclos simples con turbinas a gas	111
Tabla N° 6.7: Parámetros económicos de los ciclos combinados	111
Tabla N° 6.8: Parámetros económicos de los ciclos simples con turbinas a vapor ..	112
Tabla N° 6.9: Parámetros económicos de los sistemas IGCC	112
Tabla N° 6.10: Matriz de comparación por pares llenada parcialmente	116
Tabla N° 6.11: Matriz principal de comparación por pares completa	116
Tabla N° 6.12: Matriz de comparación por pares normalizada.....	117

Tabla N° 6.13: Vector prioridad de los criterios globales de evaluación	117
Tabla N° 6.14: Nuevos vectores en el análisis de consistencia.....	117
Tabla N° 6.15: Índice y razón de consistencia	118
Tabla N° 6.16: Vectores prioridad de los criterios y subcriterios evaluados por el experto N°1.....	119
Tabla N° 6.17: Matriz de rangos N°1	122
Tabla N° 6.18: Matriz de evaluación de las tecnologías termoeléctricas completada por el Experto N°1	123
Tabla N° 6.19: Continuación de la matriz de evaluación de las tecnologías termoeléctricas completada por el experto N°1.....	124
Tabla N° 6.20: Matriz de rangos N°2	127
Tabla N° 6.21: Matriz de evaluación de las fuentes de energía completada por el experto N°1.....	128
Tabla N° 6.22: Continuación de la matriz de evaluación de las fuentes de energía completada por el experto N°1	129
Tabla N° 6.23: Matriz de comparación por pares de los criterios globales en la jerarquización de combustibles fósiles	132
Tabla N° 6.24: Matriz de comparación por pares normalizada respecto a los criterios globales para la jerarquización de combustibles fósiles	133
Tabla N° 6.25: Vector prioridad de los criterios globales para la jerarquización de combustibles fósiles	133
Tabla N° 6.26: Análisis de consistencia para la jerarquización de combustibles fósiles	
Tabla N° 6.27: Vector prioridad correspondiente al criterio: Potencial	134
Tabla N° 6.28: Vector prioridad correspondiente al criterio: Poder calorífico	135
Tabla N° 6.29: Vector prioridad correspondiente al criterio: Costo de combustible	135
Tabla N° 6.30: Vector prioridad correspondiente al criterio: Emisiones de CO	135
Tabla N° 6.31: Vector prioridad correspondiente al criterio: Emisiones de CO ₂	135
Tabla N° 6.32: Vector prioridad correspondiente al criterio: Emisiones de SO ₂	136
Tabla N° 6.33: Vector prioridad correspondiente al criterio: Emisiones de NO ₂	136
Tabla N° 6.34: Matriz de prioridades	136
Tabla N° 6.35: Jerarquización de combustibles fósiles en la generación eléctrica ...	137

Tabla N° 8.1: Histórico de producción del período 2007 - 2012	246
Tabla N° 8.2: Histórico de producción del período 2013 - 2039	248
Tabla N° 8.3: Límites máximos y mínimos de los componentes del gas natural según la normativa COVENIN.....	249
Tabla N° 8.4: Composición del gas natural en el Campo “CS”	250
Tabla N° 8.5: Composición del gas natural resultante del proceso de endulzamiento	251
Tabla N° 8.6: Cálculos de la riqueza del gas natural	254
Tabla N° 8.7: Porcentaje de recobro de la planta de extracción y gas residual.....	254
Tabla N° 8.8: Características del gas residual	255
Tabla N° 8.9: Productos de planta	256
Tabla N° 8.10: Especificaciones de la central	257

LISTA DE ABREVIATURAS

AHP	Proceso de Análisis Jerárquico
AIPOP	Asociación Integral de Políticas Públicas
ANIH	Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat
APPA	Asociación de Productores de Energías Renovables
ASIF	Asociación de la Industria Fotovoltaica
AsoVAC	Asociación Venezolana para el Avance de la Ciencia
BND	Barriles producidos diariamente a condiciones normales
BP	British Petroleum
BPC	Billones de Pies Cúbicos
BPCN	Billones de Pies Cúbicos Normales
BTL	Proceso químico que transforma la biomasa en líquido
CAVEINEL	Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica
CAVENAL	Cámara de la Comercio e Industria Venezolano-Alemana
CC	Ciclo Combinado
CDTS	Centro de Desarrollo Tecnológico Sustentable del Ecuador
CNE	Comisión Nacional de Energía de Chile
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina
CORPOELEC	Corporación Eléctrica Nacional
COSR	Centro Operativo Santa Rosa
EIA	U.S, Energy Information Administration
ENEGAS	Ente Nacional de Gas
ENERSOLE	Energía Solar de Venezuela
EVE	Ente Vasco de Energía
FPO	Faja Petrolífera del Orinoco
GNL	Gas Natural Líquido
GTL	Proceso químico que convierte el gas metano en líquido
GWh	Gigavatio-hora
IA	Índice Aleatorio

IAEA	Agencia Internacional de Energía Atómica
IC	Índice de Consistencia
ICEX	Instituto Español de Comercio Exterior
ICT	Instituto de Ciencias de la Tierra de la Universidad Central de Venezuela
IEA	Agencia Internacional de Energía
IER	Instituto de Investigación en Energías Renovables
IGCC	Sistema Integrado de Gasificación con Ciclo Combinado
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas de México.
INDE	Instituto Nacional de Electricidad de Guatemala
INDENE	Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar
ININ	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares de México
INTEVEP	Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo
IPCC	Panel Intergubernamental del Cambio Climático de la ONU
IVIC	Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas
KWh	Kilovatio-hora
LEEPIC	Lineamientos para las Evaluaciones Económicas de Proyectos de Inversión de Capital
LGN	Líquidos del Gas Natural
MBNM	Miles de Barriles Normales por Mes
MCP	Matriz de Comparación por Pares
MINAMB	Ministerio del Poder Popular para el Ambiente.
MMBbl	Millones de Barriles
MMBPE	Millones de Barriles de Petróleo Equivalente
MMBPED	Millones de Barriles de Petróleo Equivalente Diarios
MMBTU/LB	Unidad de poder calorífico
MMPC	Millones de Pies Cúbicos
MMPCND	Millones de Pies Cúbicos Normales por Día
MMPCNM	Millones de Pies Cúbicos Normales por Mes
MMTM	Millones de Toneladas Métricas

MMTPE	Millones de Toneladas de Petróleo Equivalente
MPPEP	Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo
MPPEE	Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica
MPPPM	Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería
MW	Megavatio
MWh/año	Capacidad de generación
NEA	Agencia Nuclear de Energía
NIA	Asociación de la Industria Nuclear
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OPEP	Organización de los Países Exportadores de Petróleo
OPEX	Costo de operación y mantenimiento
OP SIS	Oficina de Operaciones de Sistemas Interconectadas Caracas
PGA	Proyecto de Gas-Anaco
Qg	Tasa de gas
Qo	Tasa de petróleo
RC	Razón de Consistencia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SWANA	Asociación de Desechos Sólidos de Norteamérica
TEG	Trabajo Especial de Grado
TEPCO	Compañía de generación eléctrica de Tokio
TG	Turbina a Gas
Tn/año	Toneladas por año
TPC	Trillones de Pie cúbico
TV	Turbina a Vapor
\$USD	Dólar norte americano
\$USD/Kwh	Costo de generación
\$USD/MMBTU	Costo de combustible
\$USD/Kw	Costo unitario de la inversión
VP	Vector Prioridad

INTRODUCCIÓN

La presencia de combustibles fósiles en el territorio nacional ha permitido la evolución y el sustento económico de nuestro país a partir del inicio de su explotación en el año 1875. Esto nos ha atribuido una amplia experiencia en la explotación petrolera en el territorio nacional, siendo hoy el país con mayores reservas de petróleo a nivel mundial. Sin embargo, este no es el único hidrocarburo de marcada abundancia en nuestro país, ya que en los últimos tiempos se han realizado valiosos descubrimientos en materia de gas natural, comprobando su abundancia tanto en tierra como en las costas venezolanas.

El gas natural en nuestro país ha sido explotado en menor cantidad que el petróleo, por ende se tiene una experiencia limitada, más aun en el área costa afuera. En la actualidad el gas se emplea con fines domésticos, energéticos y en apoyo a la recuperación mejorada de petróleo.

El petróleo y el gas natural poseen un enorme potencial como recursos de los cuales es posible obtener grandes cantidades de energía. Es por ello que en la actualidad el sector energético debería estar avocado a un mayor provecho de los mismos para su fortalecimiento. No obstante, el empleo de ambos recursos con fines energéticos involucra la afectación del medio natural. Por lo tanto, resulta necesaria la evaluación no solo económica, operacional y técnica sino ambiental al considerar incrementar la producción de hidrocarburos para cubrir las necesidades energéticas de la nación.

Con base en lo expuesto anteriormente, PDVSA-INTEVEP se ha propuesto el desarrollo de la presente investigación, con la finalidad de evaluar los aspectos técnicos, económicos, operacionales y ambientales de los combustibles fósiles mediante un análisis jerárquico que permita establecer la comparación frente a otras fuentes de energía alternativas, con el propósito de respaldar las inversiones abocadas a fortalecer el sector energético nacional. Para ello se empleará un enfoque de

dinámica de sistemas, centrado en la aplicación de un método de toma de decisiones multicriterio.

El presente Trabajo Especial de Grado se encuentra distribuido en nueve capítulos. En el CAPÍTULO I se expone con detalle el proyecto a desarrollar y los fundamentos de la investigación. En el CAPÍTULO II se hace referencia a las bases teóricas requeridas para la comprensión del tema, definiendo conceptos y procesos que facilitaran la continuidad de la investigación. En el CAPÍTULO III se explora el estado actual del mercado energético basado en el uso de petróleo y gas natural partiendo de las reservas, hasta la producción, consumo y exportación de hidrocarburos en Venezuela. El CAPÍTULO IV contiene información acerca de las propuestas para la implantación de energías alternativas en Venezuela, teniendo en cuenta los recursos energéticos disponibles para el desarrollo de las mismas.

La metodología del proyecto se presenta en el CAPÍTULO V, a través de un ejemplo sencillo que facilita la comprensión de los pasos a ejecutar. En el CAPÍTULO VI se aplican los procedimientos expuestos en el capítulo anterior, para el tema que compete al presente trabajo de grado. Los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología son expuestos y analizados en el CAPÍTULO VII, para posteriormente aplicar un caso estudio en el CAPÍTULO VIII, con base en la fuente de energía de mejor proyección según los resultados obtenidos previamente. Finalmente, se presentarán las conclusiones y recomendaciones que serán de utilidad para futuras investigaciones respecto al presente tópico.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

Las bases sobre las cuales se sustenta la realización del presente Trabajo Especial de Grado se presentan en las páginas siguientes, donde se expone de manera detallada el problema a evaluar, los motivos que justifican su interés, los objetivos que se pretenden alcanzar a través del mismo y la metodología a seguir para su desarrollo.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Venezuela es un país privilegiado en cuanto a recursos energéticos disponibles se refiere, debido a la presencia comprobada de grandes reservas de hidrocarburos en territorio nacional, tanto de petróleo con 296,50 MMBbl (OPEP, 2011), como de Gas Natural con 192,7 BPCN (BP, 2011), las cuales nos convierten en el primero y sexto país de mayor abundancia en dichos recursos a nivel mundial.

El petróleo y el gas natural cubren un sin número de campos de aplicación, de los que sin duda el más atractivo a nivel mundial es el energético, ya que el mismo es un índice certero del grado de desarrollo económico, tecnológico, cultural, político y social de los países. Sin embargo, en Venezuela solo una pequeña parte de dichos combustibles es empleada para abastecer el sector energético. De modo que, a pesar de ser un país petrolero y gasífero, únicamente un 35% de la energía producida está asociada a la operación de plantas termoeléctricas, por medio de las cuales es posible obtener energía de la quema de los combustibles fósiles (CORPOELEC, 2010). El petróleo bajo sus formas derivadas es utilizado en su mayoría para el funcionamiento del transporte, mientras que el gas natural se orienta a cubrir la demanda doméstica de la población venezolana.

En la actualidad Venezuela presenta dificultades respecto a la generación de energía debido a que, la matriz energética en su mayoría está constituida por hidroeléctrica y

termoeléctrica, siendo la primera el sustento del 62% de la electricidad en nuestro país (CORPOELEC, 2010). Es por ello que se ha venido estudiando la posibilidad de solventar la necesidad energética ampliando dicha matriz con la inclusión de tecnologías alternativas de generación.

Con base en lo anteriormente expuesto, PDVSA-INTEVEP se ha propuesto el desarrollo de la presente investigación, con la finalidad de evaluar el potencial del petróleo y gas natural, en busca de decisiones que permitan solventar las dificultades en materia energética que presenta nuestro país, a través de la comparación técnica, económica, operacional y ambiental con fuentes de energías alternativas, por medio de un estudio de dinámica de sistemas basado en el análisis jerárquico de cada una de las variables o criterios considerados dentro de la evaluación.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En su mayoría el petróleo y el gas natural son usados como fuentes de energía de gran demanda a nivel mundial, debido al bajo costo que se les atribuye y a los beneficios que se pueden obtener a partir de ellos. Sin embargo, el potencial de recursos energéticos de nuestro país nos permite considerar otras fuentes de energía que podrían solventar las necesidades energéticas en la actualidad, pero que se encuentran vinculadas a altos costos y algunos riesgos de operación. Por ello se hace necesario evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de aprovechar las enormes reservas de petróleo y gas natural incrementando la producción de los mismos, frente a las muchas alternativas que actualmente se desarrollan en el mercado energético con el fin de fortalecer este sector.

Venezuela cuenta con muchos años de experiencia en la explotación petrolera, de allí que este, es el combustible que sostiene la economía nacional. Sin embargo, respecto a la explotación del gas natural, nuestro país está comenzando el desarrollo de esta área. En los últimos años se ha comprobado la existencia de enormes yacimientos de gas natural cuyas reservas nos han convertido en el sexto (6) país de mayor riqueza en dicho combustible. La evaluación de la producción y del mercado interno de

hidrocarburos serviría de aval para sustentar la explotación y producción del gas natural y dirigir parte del mismo al desarrollo energético de la nación. Esto permitirá impulsar las actividades en dicho sector y en un futuro convertirnos en un país exportador de gas natural o gas natural licuado. Así mismo, promulgará el incremento de la producción petrolera y por ende el ingreso nacional a partir de dicha fuente, respaldando los actuales proyectos en materia gasífera y solventando el déficit de combustibles para la generación eléctrica.

La investigación permitirá dar lugar al planteamiento de posibles panoramas energéticos basados en el uso del petróleo y gas natural. Así mismo, el método empleado para obtener los resultados es considerado un aporte significativo, puesto que a partir de una gama de opciones es posible generar un resultado concreto. De igual manera, las deducciones obtenidas de la presente investigación contribuirán al mejoramiento informativo que se está llevando a cabo en esta área y servirá como fundamentación teórica a futuras investigaciones que se realicen en el sector energético respecto al presente tópico.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

En ese contexto, el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado involucra el logro de los siguientes objetivos:

1.3.1 Objetivo general

Realizar un análisis jerárquico basado en la comparación técnica, económica, operacional y ambiental del uso de petróleo y gas natural, frente a otras fuentes de energías alternativas para la toma de decisiones en el sector energético venezolano.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Realizar una revisión del estado actual del mercado nacional del petróleo, gas natural y otras fuentes de energía.

2. Realizar una revisión bibliográfica acerca de las tecnologías por medio de las cuales es posible obtener energía a partir del gas natural, derivados del petróleo y otras fuentes de energía.
3. Seleccionar los parámetros técnicos, económicos, operacionales y ambientales en los que se basa el estudio.
4. Evaluar el rendimiento de los combustibles fósiles frente a recursos energéticos alternativos.
5. Determinar mediante un método multicriterio para la toma de decisiones las ventajas técnicas, económicas, operacionales y ambientales del uso de tecnologías que emplean petróleo y gas natural como fuentes de energía para el desarrollo energético en Venezuela.
6. Determinar a través de un caso estudio la factibilidad del uso de petróleo o gas como combustible para la obtención de energía.

1.4 ALCANCE

En el presente Trabajo Especial de Grado se pretende, comparar el uso de combustibles fósiles con fuentes de energía alternativas para el desarrollo del sector energético en Venezuela, a través de un enfoque de dinámica de sistemas por medio del cual se comparan aspectos técnicos, económicos, operacionales y ambientales, empleando el método de selección multicriterio discreto para la toma de decisiones conocido como Proceso de Análisis Jerárquico. De igual manera permitirá sentar las bases teóricas de futuras investigaciones que se deseen llevar a cabo en este tópico para su posterior materialización.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se exponen las bases teóricas que respaldan la investigación, entre las cuales se destacan los antecedentes de trabajos previos relacionados con el tópico a desarrollar. De igual manera, se exponen conceptos básicos acerca de las fuentes primarias de energía de mayor demanda a nivel mundial, los derivados del petróleo empleados como combustibles en las centrales termoeléctricas, la cadena de valor del gas natural y los principios de operación de las tecnologías térmicas y alternativas de generación eléctrica. Los métodos multicriterio para la toma de decisiones son descritos brevemente, haciendo énfasis en el desarrollo del método de Análisis Jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés) y el Principio de Hurwics, fundamentales para la continuidad de la investigación.

La elaboración del marco teórico tiene sus bases en la revisión bibliográfica, a través de medios públicos impresos y digitales como: prensa, libros, artículos de investigación, trabajos de pregrado y postgrado e internet. Al igual que entes públicos y privados, nacionales e internacionales.

2.1 ANTECEDENTES

A continuación se describen algunos trabajos previos cuyos propósitos son similares a los seguidos en este estudio, y servirán de base para sustentar y justificar el desarrollo de la presente investigación. Sin embargo, es importante destacar que en Venezuela no se tiene registrado algún estudio similar que involucre la cantidad de tecnologías y fuentes de generación como las que se pretenden evaluar a través del presente Trabajo Especial de Grado.

En México se han realizando diversas investigaciones abocadas a la ampliación de su matriz energética, como la presentada en el Simposio: "*Maintaining the Nuclear Option in Latin America*" del 2005, por François, J.; Martín del Campo, C.; Giraldi, M. titulada ***“Evaluación comparativa integral de tecnologías de generación para el sector eléctrico Mexicano”***.

La investigación tuvo como objetivo la evaluación de las fuentes de energía alternativas: Nuclear, Carbón, Gas Natural, Hidroeléctrica y Eólica, por medio de una matriz comparativa que permitió la valoración de aspectos: económicos, sociales y ambientales, con el fin de determinar el grado de contribución de cada una de las fuentes de energía a la ampliación del sistema eléctrico mexicano.

Los resultados obtenidos, se fundamentan en la aplicación de una metodología de evaluación basada en lógica difusa e indicadores de sustentabilidad, que exhibe análisis sensitivos de cada uno de los parámetros de estudio acorde con las tecnologías de generación eléctrica sometidas a evaluación, pudiendo de esta manera determinar la factibilidad de las energías: nuclear, eólica e hidráulica por encima de la obtenida a partir del carbón y el gas natural. No obstante, la decisión depende fundamentalmente del enfoque que el cliente o ente interesado en la materialización de los resultados desee atribuirle, más aun a la energía nuclear, que a pesar de su amplia capacidad de aporte al parque eléctrico mexicano, la sociedad no la ha aceptado, debido al elevado grado de riesgo que su desarrollo implica a la seguridad nacional.

En el año 2010; Estrada, G., en su trabajo de maestría titulado ***“Análisis jerárquico para la toma de decisión en la planeación de la capacidad de generación eléctrica en México a largo plazo”***, Evaluó la posible expansión del parque eléctrico mexicano a mediano-largo plazo y la participación de la energía nuclear en el proceso, a través de la comparación con diversas tecnologías de generación, entre las cuales destacan: unidades de ciclo combinado, turbinas a gas, turbinas a vapor con desulfurador integrado, unidades geotermoeléctricas y parques eólicos. Las alternativas evaluadas

fueron representadas por seis planes de ampliación del parque eléctrico en los que se incluyeron cada una de las fuentes de energía.

La metodología empleada estuvo basada en el Proceso de Análisis Jerárquico, AHP (*Analytical Hierachy Process*) mediante el cual, fueron calificados seis criterios entre ellos: costo interno, el riesgo asociado al alza del precio de los combustibles, los costos externos, la diversidad de los energéticos primarios en la electricidad generada, la fracción importada y el porcentaje de capacidad adicionada libre de CO₂. Los criterios fueron introducidos en un modelo uninodal denominado WASP-IV, para simular la ampliación de la matriz energética mexicana.

Finalmente, los resultados fueron presentados mediante gráficos sensitivos en los cuales se vio reflejada la influencia de cada criterio de manera jerárquica, destacando la superioridad de algunos tales como: costos internos y externos, sobre el resto. Del mismo modo, la evaluación de los planes de expansión energética estableció, que de entre todas las alternativas, las mejores opciones eran aquellas en las que se incluía la energía nuclear, sobre otras en los cuales esta no participó.

Padrino, M., en su trabajo de especialización titulado ***“El gas natural y la estructura de generación eléctrica en Venezuela”*** presentado en el año 2011. Elaboró propuestas factibles de generación térmica a largo plazo en Venezuela. Para ello, realizó un estudio de la base de recursos de nuestro país y del estado actual del parque eléctrico, incluyendo aspectos tales como: capacidad instalada, oferta, demanda y consumo de energía. Así mismo, evaluó las tecnologías térmicas empleadas en la generación eléctrica, tales como: ciclo simple con turbinas duales a gas o gasoil, ciclo simple con turbinas a vapor y ciclo combinado dual a gas o gasoil; incluyendo también el sistema Integrado de Gasificación y Ciclo Combinado (IGCC), que aun no ha sido desarrollado en Venezuela. A partir de esto, representó las implicaciones técnicas, económicas y ambientales de cada tecnología, mediante criterios de evaluación que fueron analizados a través de un modelo de competencia intercombustible, del cual se obtuvieron datos técnico-económicos, que dieron lugar a la elaboración de distintos escenarios de generación térmica a largo plazo.

Posteriormente, estos fueron evaluados por un grupo de expertos en la materia con el fin de definir las condiciones de rentabilidad de cada tecnología térmica.

Los resultados reflejaron entre otros aspectos, la necesidad de incrementar la oferta de energía en Venezuela paralelamente a la producción de gas natural y combustibles líquidos, la tecnología de ciclo combinado a gas no es rentable en nuestro país teniendo en cuenta los actuales precios de la electricidad, los escenarios de mayor rentabilidad están asociados al uso de gas natural y gasoil como combustibles de alimentación, sin embargo, este último no fue recomendado debido a que el provecho del mismo como producto de exportación es mayor que el generado en el consumo interno, puesto que se encuentra altamente regulado.

La metodología empleada en el presente Trabajo Especial de Grado ha sido utilizada anteriormente como el medio más adecuado para la selección de alternativas y toma de decisiones, tal es el caso de la investigación realizada en el año 2010 por el equipo de PDVSA Gas en el Proyecto Gas Anaco (PGA), titulado ***“Generación local de energía eléctrica para el Centro Operativo Santa Rosa (COSR)”***.

El proyecto plantea la posibilidad de dotar al Centro Operativo Santa Rosa (COSR) de la infraestructura necesaria para abastecer su demanda interna de energía y generar un excedente que sea transferido a la red eléctrica nacional, mediante el aprovechamiento del calor residual de los gases de escape de las turbinas de gas. Se evaluó la aplicación de tres posibles ciclos de generación: Ciclo Simple, Ciclo Rankine Convencional y Ciclo Rankine Orgánico, mediante la elaboración de una matriz de toma de decisiones cuya base de datos fue establecida a partir de la valoración de los criterios técnicos, económicos, operacionales, de seguridad y ambiente, de mayor relevancia dentro del estudio. Posteriormente, fue aplicado el método multicriterio de análisis jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés), el cual permitió determinar que la necesidad de energía en el Centro Operativo Santa Rosa podía ser solventada con la implantación de un ciclo Rankine orgánico, debido a su eficiencia y rentabilidad bajo las condiciones de dicho campo.

2.2 FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA

Las fuentes primarias de energía constituyen todos aquellos recursos naturales a partir de los cuales es posible obtener distintos tipos de energía. Estas se encuentran en la naturaleza en forma directa o indirecta. La primera se refiere a elementos tales como: el sol (fuente de la energía solar), el agua (fuente de la energía hidráulica) y el viento (fuente de la energía eólica), cuyo estado original y características se mantienen a lo largo del proceso de generación de energía (RENA, 2008). Caso contrario ocurre con fuentes indirectas como: el petróleo, gas natural, coque, carbón, biomasa, etc.; los cuales son transformados a través de procesos previos que alteran sus condiciones iniciales para dar lugar a otras fuentes de energía, entre ellas: fueloil y gasoil, uranio enriquecido y pellets (combustible producido a partir de la compresión de pequeñas partículas de un determinado material de origen orgánico), que constituyen algunos de los combustibles de alimentación de centrales térmicas para la generación de electricidad. A continuación se presentan las fuentes primarias de energía de mayor demanda a nivel mundial:

2.2.1 Gas natural

Es una mezcla de hidrocarburos parafínicos que incluye el metano en mayor proporción, y otros hidrocarburos en menor cantidad. Esta mezcla contiene generalmente impurezas tales como: vapor de agua, sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono y otros gases inertes (Academia Nacional de la Ingeniería y Hábitat, 2009).

El gas natural puede estar alojado en un yacimiento en el cual abunda la presencia de petróleo crudo o condensado, en tal caso es llamado gas asociado. Sin embargo, cuando este se encuentra libre en el yacimiento acompañado únicamente por una pequeña cantidad de hidrocarburos líquidos (propano hasta pentano) se denomina gas no asociado.

2.2.2 Cadena de valor del gas natural

Engloba los procesos físicos que atraviesa el gas natural desde que sale de los pozos asociado o no a la producción de crudo hasta que es comercializado. En estos el gas

se transforma y acondiciona para su transporte, distribución y consumo en los diferentes sectores productivos del país (ENAGAS, 2011).

La cadena de valor del gas natural (ver Figura 2.1) está constituida por los siguientes procesos medulares:

a) Exploración y producción

La exploración es la actividad base de la cadena de valor del gas natural ya que a través de esta es posible descubrir e identificar las formaciones sedimentarias y estructuras que contienen hidrocarburos, mediante estudios de levantamiento de sísmica, magnetometría, gravimetría y diversos análisis geofísicos y geológicos. Una vez localizadas las áreas que posiblemente podrían contener gas natural, es necesario verificar su existencia perforando pozos exploratorios, cuya certificación de lugar a la planificación de la etapa de perforación de desarrollo tanto en tierra como costa fuera (Petroguia, 2010).

b) Tratamiento

El uso del gas natural en los diversos sectores productivos requiere del cumplimiento de ciertos estándares de calidad alcanzados en los procesos de tratamiento. Los gases que poseen un alto grado de pureza solo requieren de un proceso de deshidratación para ser enviados a las plantas de extracción. Sin embargo, el gas producido en la mayoría de los yacimientos demanda tratamientos de: remoción de vapor de agua, sulfuro de hidrogeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) y nitrógeno (N_2). Igualmente impurezas como: helio (He) y azufre (S) son removidas y pueden ser comercializadas individualmente (Petroguia, 2010).

c) Extracción de líquidos

Una vez que el gas natural sale de las plantas de tratamiento es liberado de impurezas, por lo cual recibe la denominación de gas dulce. Seguidamente si posee un alto contenido de hidrocarburos líquidos recibe el nombre de gas rico, el cual es enviado a las plantas de extracción donde el gas metano (CH_4) se separa del propano, butano,

pentano y componentes más pesados, que luego pueden ser comercializados por separado (ENAGAS, 2011).

d) Fraccionamiento criogénico

Proceso mediante el cual los líquidos del gas natural son separados por enfriamiento, aprovechando las temperaturas de ebullición y condensación de los hidrocarburos. Los líquidos separados son altamente valorados como productos de exportación y utilizados como materia prima en la industria petroquímica y refinerías (Petroguia, 2010).

e) Transporte y distribución del gas natural

El transporte del gas natural implica el traslado del mismo desde las áreas de producción y recolección a las de distribución, por lo cual se requiere de plantas de compresión para el transporte por gasoductos y facilidades de licuefacción, regasificación y desplazamiento, si se traslada en estado líquido (ENAGAS, 2011). Una vez transportado, el gas natural es distribuido hacia sus puntos de consumo (electricidad, doméstico, industrial, petroquímico, etc.) y comercialización.

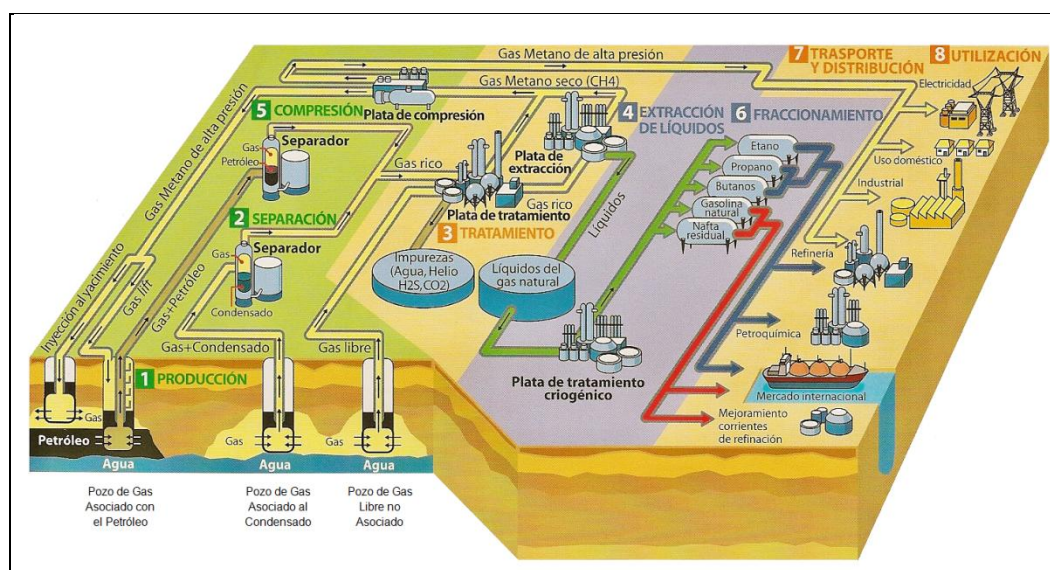


Figura 2.1. Cadena de valor del gas natural.

Fuente: Petroguia, 2010.

2.2.3 Gas metano

Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos compuesto principalmente por metano (CH_4), y a su vez cumple con las especificaciones técnicas dispuestas para su transporte y comercialización. El mismo se deriva del tratamiento, procesamiento o mezcla del gas de la refinación de la explotación directa de los yacimientos de hidrocarburos naturales o de otros fósiles (Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, 2000).

El gas metano como combustible en la generación eléctrica es bastante eficiente, ya que produce más calor por unidad de masa que otros hidrocarburos, mediante turbinas a gas o generadores de vapor. Igualmente el consumo del mismo en el mercado interno venezolano abarca sectores como: eléctrico, petroquímico, siderúrgico, mejoramiento de crudo y refinación, entre otros.

2.2.4 Derivados del petróleo empleados en las centrales termoeléctricas

Los derivados del petróleo son combustibles valiosos, que se obtienen a raíz de la transformación del crudo por procesos químicos que tienen lugar en las centrales de refinación. Los derivados empleados a nivel mundial en la producción de calor y electricidad son los siguientes:

a) Fueloil residual

También conocido como fueloil No. 5 y 6, es un subproducto del petróleo que se obtiene del proceso de destilación fraccionada. Es el combustible más económico resultante del proceso de refinación, de consistencia pastosa y típicamente con alto contenido de azufre, nitrógeno y otras impurezas. Se utiliza principalmente en estaciones de generación eléctrica e industrias donde puede quemarse directamente en calderas (PDVSA, 2005).

El fueloil se clasifica en seis clases enumeradas del uno (1) al seis (6), de las cuales el número seis es empleado en Venezuela para generar electricidad en centrales termoeléctricas (CORPOELEC, 2009).

b) Gasoil

El gasoil también llamado diesel, es un producto obtenido de la refinación del crudo a partir del proceso de destilación media a presión atmosférica. Igualmente, existen otros medios para obtener diesel que no están asociados a la refinación del crudo como es el caso del biodiesel, obtenido a través de la transformación de la biomasa en líquido (BTL, por sus siglas en inglés). Así como también por medio del proceso químico que convierte el gas metano en líquido (GTL, por sus siglas en inglés), a través del cual se producen hidrocarburos líquidos (REPSOL, 2009).

En Venezuela el gasoil es utilizado en su mayoría para cubrir la necesidad energética a través de la generación eléctrica en plantas termoeléctricas. Sin embargo, el consumo de gasoil en el sector industrial y doméstico ha venido incrementándose en los últimos tiempos (MPPEP, 2009).

c) Coque de petróleo

El coque de petróleo (*pet coke*, en inglés) es un subproducto de muy bajo costo y elevado poder calorífico, obtenido en las refinerías y plantas de mejoramiento (mejoradores) a partir del craqueo de las fracciones más pesadas del crudo (PDVSA INTEVEP, 2011).

En Venezuela, debido al cambio en el patrón de refinación de las refinerías Amuay y Cardón, del Centro Refinador Paraguaná y la construcción de los mejoradores en Jose, se ha incrementado la producción de coque. Es por ello, que este subproducto se visualiza atractivamente para el sector energético de nuestro país (Padrino, 2011).

2.2.5 Carbón

Es un mineral con alto contenido de átomos de carbono además de nitrógeno, oxígeno e hidrógeno. Se identifica con facilidad debido a su ligereza y exterior sólido de color negro o marrón. Este mineral se obtiene como resultado de la destilación o de la combustión incompleta de los tejidos vegetales y otros cuerpos orgánicos, por haber

permanecido soterrados bajo la acción de la presión y temperatura durante largos periodos de tiempo (PDVSA INTEVEP, 1997).

El elevado poder calorífico del carbón permite que sea considerado apto para la generación de energía eléctrica, sin embargo el mismo también es aprovechado para la producción de calor destinada al sector industrial y doméstico, al igual que en la fabricación de cemento, papel, vidrios, textiles, insecticidas, pinturas, perfumes, explosivos, fertilizantes, gasolina, etc. (PDVSA INTEVEP, 1997).

2.2.6 Uranio

El uranio es el elemento metálico de mayor peso atómico en la naturaleza y está constituido por tres tipos de isotopos: uranio- 238 (99,284%), uranio- 235 (0,711%) y uranio- 234 (0,0085%), de los cuales el único que tiene la propiedad de ser fisil es el uranio- 235. En la naturaleza este elemento no se encuentra libre sino contenido en minerales tales como uraninita, betafita, carnotita, etc, que por lo general poseen entre 500 gramos y 10 kilogramos del elemento por tonelada de mineral (CNEA, 2007).

En su mayoría el uranio es utilizado en reacciones nucleares, bien sea con fines de investigación o en la generación de energía a través de un reactor nuclear. En tal caso, el elemento puede ser empleado como combustible tanto a condiciones naturales como en forma enriquecida, con una concentración mayor de uranio- 235 (U^{235}) de aproximadamente 3,5% (CNEA, 2007).

2.2.7 Biomasa

El término biomasa se refiere a toda sustancia orgánica de origen renovable que puede ser utilizada con fines energéticos, como es el caso de los desechos agrícolas (residuos de maíz, bagazo de caña de azúcar, café, arroz, etc.), urbanos (desperdicios sólidos orgánicos, aguas negras, etc.), forestales (podas, ramas, aserrín, cortezas, etc.), animales (excremento y alimentos) e industriales, entre otros (ver Figura 2.2). El potencial de biomasa como fuente de energía recae en la variedad de tecnologías que permiten la conversión química, física y biológica de la materia orgánica en combustibles líquidos o gaseosos de gran eficiencia y bajo costo (BUN-CA, 2002).

La disponibilidad de la biomasa varía dependiendo de las condiciones climáticas, localización geográfica y grado de desarrollo de los sitios en los cuales se producen los desechos, dado que por lo general, los lugares más desarrollados se caracterizan por producir mayor cantidad de desperdicios orgánicos de cualquier índole.

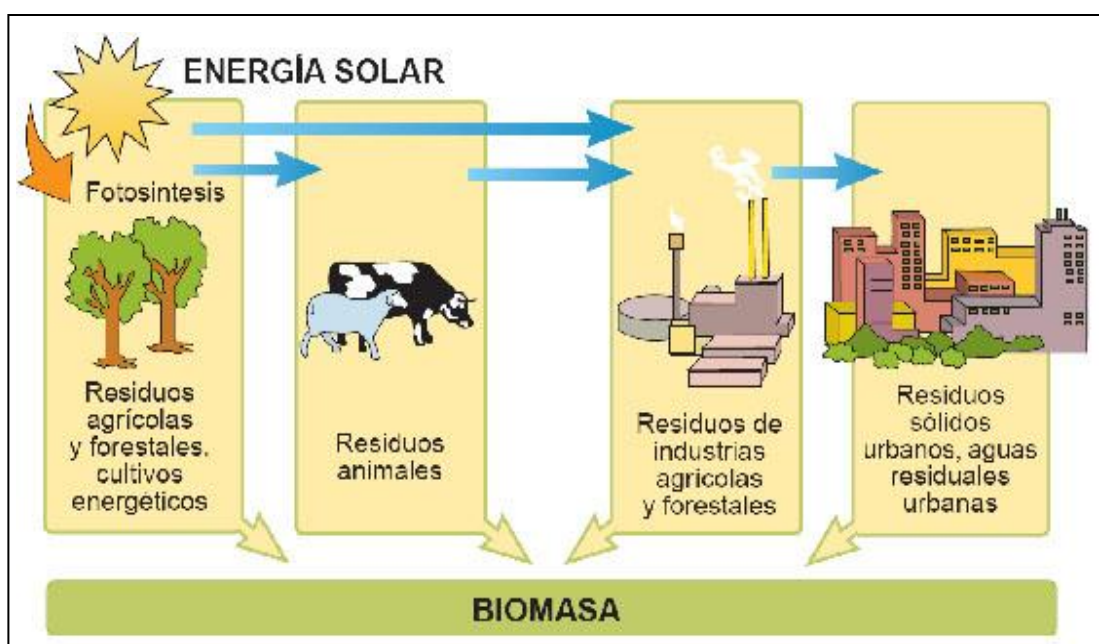


Figura 2.2. Fuentes de biomasa.

Fuente: Ministerio de Energía de Chile, 2010.

2.3 TECNOLOGÍAS QUE EMPLEAN HIDROCARBUROS PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En la actualidad existen cuatro tecnologías de generación eléctrica que a través de procesos de combustión permiten extraer la energía calórica presente en hidrocarburos tales como: gas natural, carbón y derivados del petróleo, específicamente: gasoil, fueloil y coque de petróleo. Sin embargo, en Venezuela el carbón y el coque de petróleo son los únicos combustibles que no participan en las actividades de generación eléctrica.

Las implicaciones ambientales que tiene el uso de combustibles fósiles en la producción de energía son preocupantes, debido a la cantidad de gases tóxicos tales como: monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x) y partículas sólidas, que emanan al ambiente y afectan directa o indirectamente la salud pública y el medio natural. Debido a esto, las tecnologías de generación incluyen sistemas de remoción de contaminantes que permiten atenuar el impacto ambiental y adaptar los gases de escape a las condiciones estándares establecidas en las leyes ambientales de cada país.

En las siguientes páginas se expone detalladamente las tecnologías de: ciclo simple con turbinas a gas, ciclo simple con turbinas a vapor, ciclo combinado y Sistema Integrado de Gasificación y Ciclo Combinado (IGCC), que hacen de los hidrocarburos, potenciales fuentes de energía.

2.3.1 Ciclo simple con turbina a vapor

El funcionamiento de una turbina se basa en el ciclo Rankine, en el cual el combustible que puede ser: carbón o coque, es quemado en una caldera que contiene agua con la finalidad de generar altas temperaturas que la evaporaren a presión y temperatura constante. Seguidamente, el vapor de agua es sobrecalentado y enviado a una turbina, donde se expande y enfría a través de múltiples etapas que permiten disminuir la presión del fluido de salida y aprovechar aun más la energía contenida en el vapor de agua. El incremento de etapas encarece el proceso por lo cual es necesaria la evaluación económica y técnica para definir el número de etapas rentables económicamente que minimizan las pérdidas de energía en el ciclo (Wylen, 1999).

El vapor de agua en la turbina, hace girar su eje transformando la energía térmica en energía mecánica. Este movimiento acciona el generador conectado a la misma, a través del cual la energía mecánica se convierte en electricidad (ver Figura 2.3). Los gases de combustión emanados de la caldera son procesados en un sistema de remoción de óxidos de nitrógeno (NO_x), con la finalidad de adecuar este a las condiciones de descarga establecidas en la ley orgánica del ambiente, para luego

liberarlos a la atmósfera. La eficiencia del ciclo se encuentra entre 35 y 42% (González, 2009).

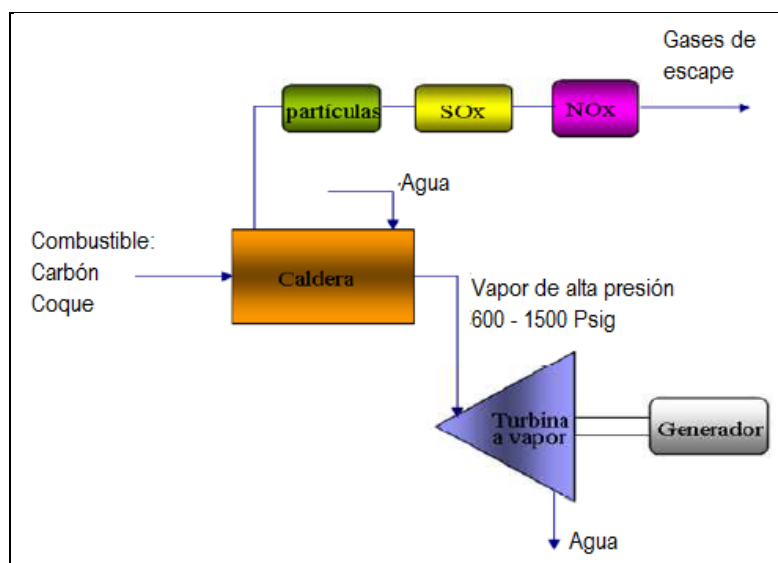


Figura 2.3. Ciclo simple con turbina a vapor.

Fuente: Padrino, 2011.

2.3.2 Ciclo simple con turbinas duales a gas o gasoil

Las turbinas a gas operan bajo el ciclo Brayton (ver Figura 2.4), donde aire fresco a condiciones ambientales se introduce en un compresor (axial o centrífugo) en el cual se incrementa la presión y temperatura del mismo, para luego ser enviado a una cámara de combustión alimentada por gas natural o gasoil. En esta la mezcla aire-gas es quemada a presión constante y los gases producidos a altas temperaturas entran a la turbina donde se expanden y enfrían hasta alcanzar la presión atmosférica, a través de múltiples etapas en las cuales el calor contenido en los gases de combustión es aprovechado en la turbina, donde la energía térmica de los mismos se convierte en mecánica y esta a su vez en eléctrica mediante un generador. Los gases liberados en la salida de la turbina son enviados a la atmósfera (Dugan, 1997).

Análogamente a los ciclos simples con turbinas a vapor, las nuevas tecnologías de turbinas a gas incorporan un sistema de remoción de óxidos de nitrógeno (NO_x), por

medio del cual es posible disminuir las emisiones del compuesto a la atmósfera. Por lo general, la eficiencia de este tipo de ciclos está comprendida entre 35 y 45% (González, 2009).

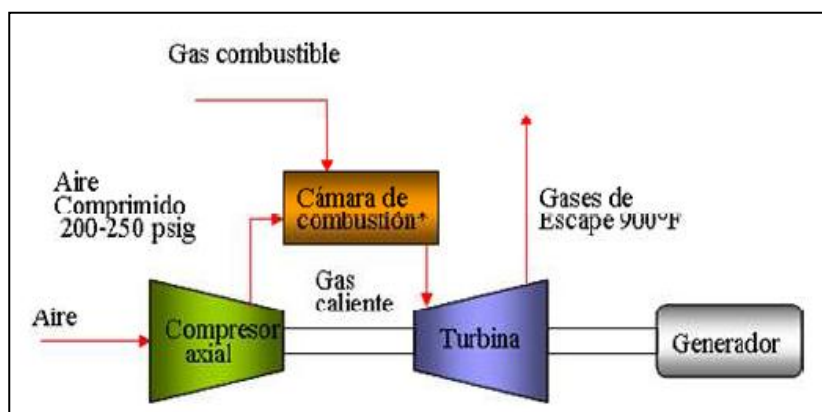


Figura 2.4. Ciclo simple con turbina dual a gas o gasoil.

Fuente: Padrino, 2011.

2.3.3 Ciclo combinado dual a gas o gasoil

El ciclo combinado como su nombre lo indica, consiste en la unión de dos ciclos: Brayton y Rankine, con la finalidad de incrementar la eficiencia en la conversión de energía. Por lo general, los ciclos combinados están constituidos por: turbinas a gas, calderas recuperadoras de vapor, turbinas a vapor y generadores conectados a las turbinas (Quillos, 2008).

En estos sistemas, los gases de escape descargados a la salida de la turbina a gas son enviados a una caldera recuperadora de vapor, en la cual se queman, aprovechando así la energía térmica remanente en ellos e incrementando la temperatura del vapor de agua que entra a la turbina a vapor (ver Figura 2.5). En estos sistemas las emisiones de óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas sólidas son muy bajas, por lo que el impacto ambiental generado a raíz de esta tecnología es menor en comparación con los producidos en los ciclos simples de turbinas a gas o a vapor. La eficiencia energética de los ciclos combinados es bastante alta y se encuentra entre 55

y 60%, ya que constituye la suma de los dos ciclos expuestos anteriormente (González, 2009).

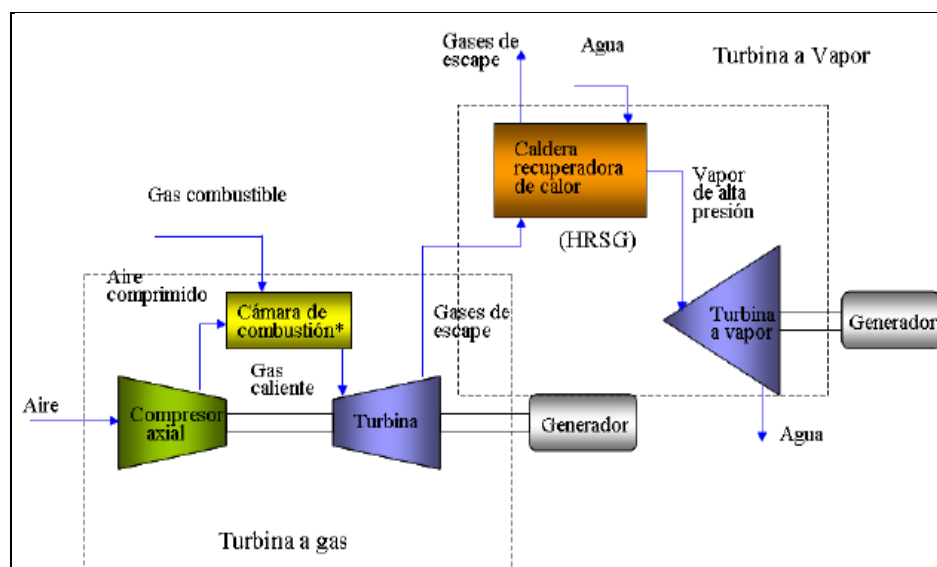


Figura 2.5. Ciclo combinado.

Fuente: Padrino, 2011.

2.3.4 Sistema Integrado de Gasificación y Ciclo Combinado (IGCC)

Consiste en la unión de dos procesos: gasificación y ciclo combinado para producir energía, donde el primero requiere principalmente de combustible, que puede encontrarse en estado sólido, líquido o gaseoso y un agente oxidante. Estos sistemas tienen la ventaja de manejar varios tipos de combustibles entre ellos convencionales tales como: carbón y fueloil, hasta residuos de vacío: coque de petróleo, asfalto, lodos de refinería, etc. Los agentes oxidantes por excelencia dentro del proceso son: el aire u oxígeno. Cuando este último es utilizado, se requiere de la instalación de una planta de separación de aire para evitar el deterioro de las turbinas en el ciclo combinado (EVE, 2001).

En la actualidad existen tres tecnologías de gasificación: flujo o corriente por arrastre, lecho fluidizado y cama fija o lecho denso, de las cuales la primera ha sido la más desarrollada en la industria (Fernández et al, 2001).

Básicamente, el proceso de gasificación consiste en la oxidación parcial del combustible, mediante la incorporación limitada de un agente oxidante, con la finalidad de producir un gas de síntesis compuesto por: monóxido y dióxido de carbono (CO , CO_2), hidrógeno (H_2), agua (H_2O) y metano (CH_4). Este entra a una planta de remoción de contaminantes tales como: ácido sulfhídrico (H_2S) y partículas sólidas, para obtener un gas limpio que será quemado en la cámara de combustión de una turbina a gas conectada a un ciclo combinado (ver Figura 2.6). La eficiencia energética de este sistema se encuentra entre 50 y 52% (EVE, 2001).

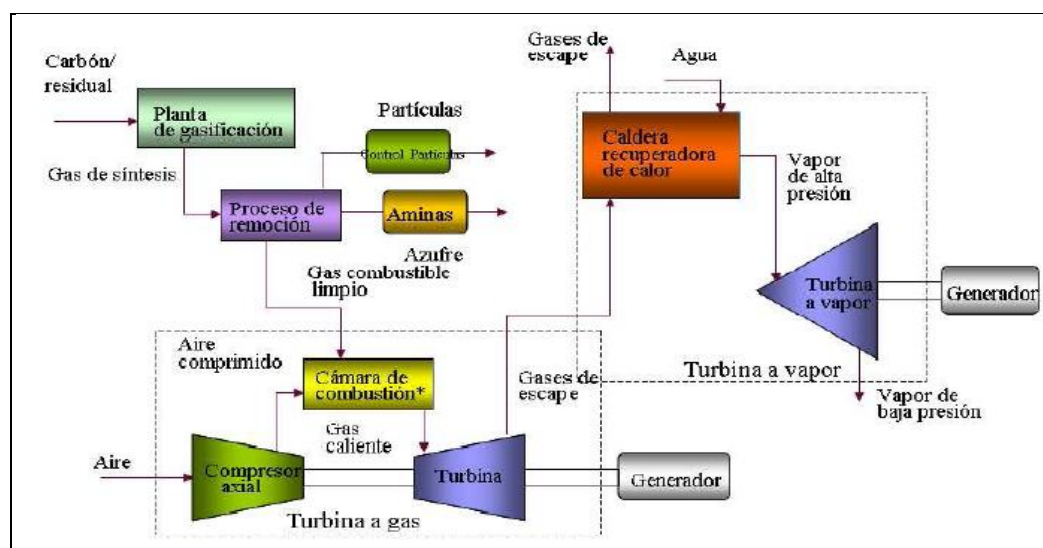


Figura 2.6. Sistema integrado de gasificación y ciclo combinado.

Fuente: Padrino, 2011.

2.4 ENERGÍAS ALTERNATIVAS

Se conoce como energía alternativa a toda aquella tecnología de generación cuya fuente no es clásica o convencional, por lo cual difiere ampliamente de la quema de combustibles fósiles (gas natural, petróleo y carbón). La generación de energía alternativa se basa en el uso de elementos naturales tales como: agua, viento, sol, minerales, entre otros, cuya transformación no implica un fuerte impacto ambiental, motivo por el cual se consideran energías verdes y renovables. Entre ellas se pueden

mentar: la energía solar, eólica, hidroeléctrica, nuclear, geotérmica y biomasa, que serán desarrolladas a continuación.

2.4.1 Energía solar

Constituye la cantidad de luz emitida por el sol que es interceptada por la tierra. La radiación solar disponible en un lugar determinado varía dependiendo de la hora, época del año y latitud, razón por la cual no es uniforme sobre la superficie terrestre. En zonas que presentan temperaturas extremadamente bajas, como las regiones polares más alejadas del Ecuador, el desarrollo de esta energía no es rentable, debido a la escasa incidencia del sol. Por el contrario, las áreas desérticas y semidesérticas experimentan un alto grado de insolación que asegura su factibilidad (IEA, 2010).

En su mayoría la energía solar es aprovechada para la generación eléctrica a través de paneles solares, los cuales están constituidos por grandes cantidades de celdas fotovoltaicas que captan la radiación transformando la energía calórica del sol en energía eléctrica. Sin embargo, el proceso es un poco más complejo y tiene su fundamento en el efecto fotovoltaico (IEA, 2010).

a) Efecto fotovoltaico

Una célula solar está constituida por: una capa de vidrio, cubierta anti-reflectiva, semiconductor tipo *n*, unión PN, semiconductor tipo *p* y el contacto posterior. Los semiconductores tipo *n* y *p* son denominados semiconductores extrínsecos, los cuales se caracterizan por contener impurezas en su estructura molecular, atribuidas a la inclusión artificial de un elemento ajeno al sistema.

Los semiconductores tipo *n* son aquellos en los cuales la fuente de impurezas está representada por uno o más átomos como el antimonio (Sb) y el fósforo (P), cuya cantidad de electrones es suficiente para constituir el enlace covalente y al mismo tiempo excederse en un electrón, por lo que, mientras la cantidad de impurezas se incrementa, el número de electrones presentes en la estructura del semiconductor aumenta. Caso contrario, ocurre con los semiconductores tipo *p*, en los que impurezas tales como: Aluminio (Al) y Boro (B) carecen de un electrón para completar el

enlace, de modo que, por cada átomo de estos elementos que se añade aparece un hueco (falta de electrón), incrementando así las cargas positivas o huecos en la estructura del semiconductor. En la Figura 2.7 se observa la estructura de la unión tipo n y p (IDEA, 2004).

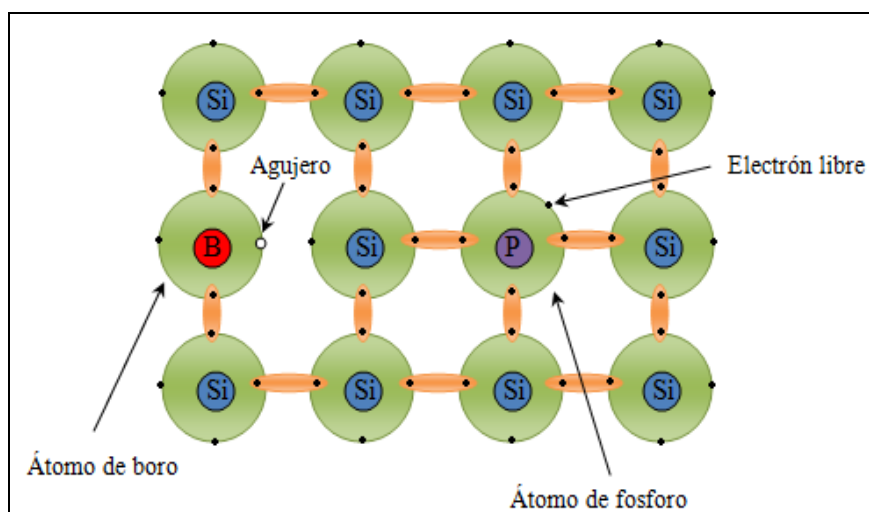


Figura 2.7. Estructura de la unión tipo P y N.

Fuente: Elaboración propia a partir de información del grupo IDEA.

En el momento en que ambos tipos de semiconductores son colocados uno junto al otro, las cargas presentes en los mismos se equiparan de tal manera que los electrones faltantes en el semiconductor tipo p son cedidos desde el tipo n . De igual manera, se movilizan las cargas positivas desde p hasta n , neutralizando la zona de unión y conformando una estructura estable. Sin embargo, a medida que los electrones van ocupando los huecos en p y a su vez van dejando huecos en la zona n , se crea una diferencia de potencial producto del movimiento de cargas de un semiconductor a otro, separados por la zona de unión (IDEA, 2004).

El efecto fotovoltaico se produce una vez que la radiación solar (fotones) incide directamente sobre la celda solar y promueve la ruptura del enlace que mantenían anteriormente los electrones y los huecos en las zonas n y p , otorgándoles libertad para circular dentro del semiconductor bajo la influencia del campo eléctrico

generado entre ambas zonas producto de la unión PN (ver Figura 2.8), el cual estimula el movimiento de cargas en sentidos opuestos, propiciando finalmente la producción de corriente eléctrica (IDEA, 2004).

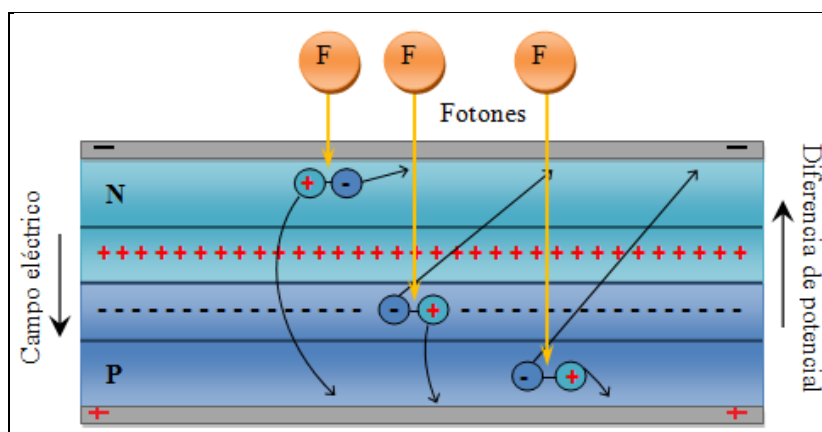


Figura 2.8. Efecto Fotovoltaico

Fuente: Elaboración propia a partir de información del grupo IDEA

b) Módulos solares fotovoltaicos

Los módulos solares también llamados paneles solares, son placas rectangulares constituidas por un conjunto de células fotovoltaicas acopladas en serie o en paralelo, las cuales aprovechan la radiación solar para generar energía con base en el efecto fotoeléctrico, mencionado anteriormente. Los paneles solares difieren notablemente uno del otro dependiendo del tipo de material semiconductor empleado en la fabricación de sus celdas (Silicio, Arseniuro de Galio, Germanio, etc.), la capacidad de generar energía y la tecnología de operación (EPIA, 2011).

En la Tabla 2.1, se observan los tres tipos de tecnologías de paneles fotovoltaicos en base al material de fabricación, siendo la más relevante, las celdas multi-unión por tener la mayor eficiencia del mercado fotovoltaico. Sin embargo, los costos asociados a estos son tan elevados que su aplicación únicamente es rentable en el espacio. Los paneles de Arseniuro de Galio (GaAr) presentan muy buena eficiencia, pero igualmente se encuentran vinculados a elevados costos de manufactura, debido a que

el mineral empleado en la construcción de los mismos es bastante frágil y su fraccionamiento resulta complejo. No obstante, entre los paneles de láminas delgadas éste, es el de mayor costo (EPIA, 2011).

Tabla N° 2.1. Tecnologías de paneles fotovoltaicos.

Fuente: EPIA, 2011.

Tecnología de Silicio Cristalino	
Material	Eficiencia (%)
Monocristalino (C-Si)	15 – 18
Policristalino (pc-Si)	11 – 15
Tecnología de Láminas Delgadas	
Material	Eficiencia (%)
Silicio amorfo (a-Si)	5 – 8
Teluro de Cadmio (CdTe)	9 – 11
Arseniuro de Galio (GaAs)	15 – 20
Seleniuro de Cobre e Indio (CIS)	10 – 12
Cobre, Indio, Galio y Selenio (CIGS)	10 – 12
Tecnología de Celdas Multi - Unión	35 – 50

La tecnología de silicio cristalino, en la que se encuentran los paneles de silicio monocristalino y policristalino, es la más comercializada a nivel mundial debido a la elevada eficiencia de los módulos y la simplicidad de su manufactura en comparación con los paneles de láminas delgadas (EPIA, 2011).

2.4.2 Energía Eólica

La energía eólica tiene su origen en la solar, (aproximadamente el 2% de la energía proveniente del sol es transformada en energía cinética por el movimiento del aire), más específicamente en el calentamiento diferencial de masas de aire por el sol, ya sea por diferencias de latitud (vientos globales) o del terreno (mar o tierra). La radiación solar difiere de un área a otra en distintos puntos de la tierra y los desequilibrios de temperatura provocan cambios de densidad en las masas de aire que

se traducen en variaciones de presión y por ende, en el movimiento del aire entre regiones calientes y frías (BUN-CA, 2002).

En la actualidad la energía eólica es empleada para abastecer el mercado energético a través de la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica y luego en eléctrica haciendo uso de grandes molinos de viento denominados aerogeneradores, mediante los cuales es posible aprovechar la energía del viento tanto en tierra firme como costa afuera. Este último escenario, es uno de los más atractivos para la localización de aerogeneradores, debido a que la fuerza del viento es mayor sobre el mar que en tierra firme, al igual que en las costas con poca vegetación.

Los aerogeneradores pueden ser de eje vertical u horizontal sin embargo, a nivel mundial los últimos son preferidos debido a la simplicidad de su instalación y al reducido espacio que requieren. Básicamente, el funcionamiento de estos equipos depende de la velocidad con la que el viento impulse las aspas del aerogenerador, las cuales se encuentran conectadas al rotor de un generador que finalmente transforma la energía mecánica producida por el movimiento de las aspas en energía eléctrica (BUN-CA, 2002).

Las desventajas de la energía eólica se deben al tipo de combustible empleado, puesto que el viento no puede ser transportado, concentrado o almacenado bajo su forma original en ningún espacio. Sin embargo, este es una fuente de energía inagotable y su uso para la generación eléctrica contribuye a minimizar el impacto ambiental. Además, no se encuentra vinculado a asuntos políticos o gubernamentales (BUN-CA, 2002).

2.4.3 Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica como su nombre lo indica, es aquella mediante la cual se emplean los recursos hídricos de una determinada zona para la producción de energía. El desarrollo hidroeléctrico requiere principalmente de importantes cantidades de agua, que a través de centrales especializadas y tecnología mareomotriz, permiten extraer la mayor cantidad de energía a partir del agua.

Las centrales hidroeléctricas representan un medio efectivo para la generación de energía, ya que no implican cambios bruscos ni afectaciones al medio ambiente. Existen dos tipos de centrales hidroeléctricas: de pasada o agua fluyente y de agua embalsada o de regulación. En las primeras es necesario crear un salto de agua artificial o natural, mediante la construcción de una presa que puede ser de hormigón o materiales sueltos, con el fin de elevar el agua y añadirle energía potencial (Rodríguez, 2008).

Una vez construido el embalse, el agua se desplaza a través de canales en el interior de la presa, perdiendo altura pero ganando velocidad y transformando la energía potencial en cinética durante su recorrido (ver Figura 2.9). Seguidamente, el agua a alta presión y velocidad entra en contacto con las turbinas hidráulicas propiciando el movimiento de los álabes y el giro de su eje, el cual conectado al generador, transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica (Rodríguez, 2008).

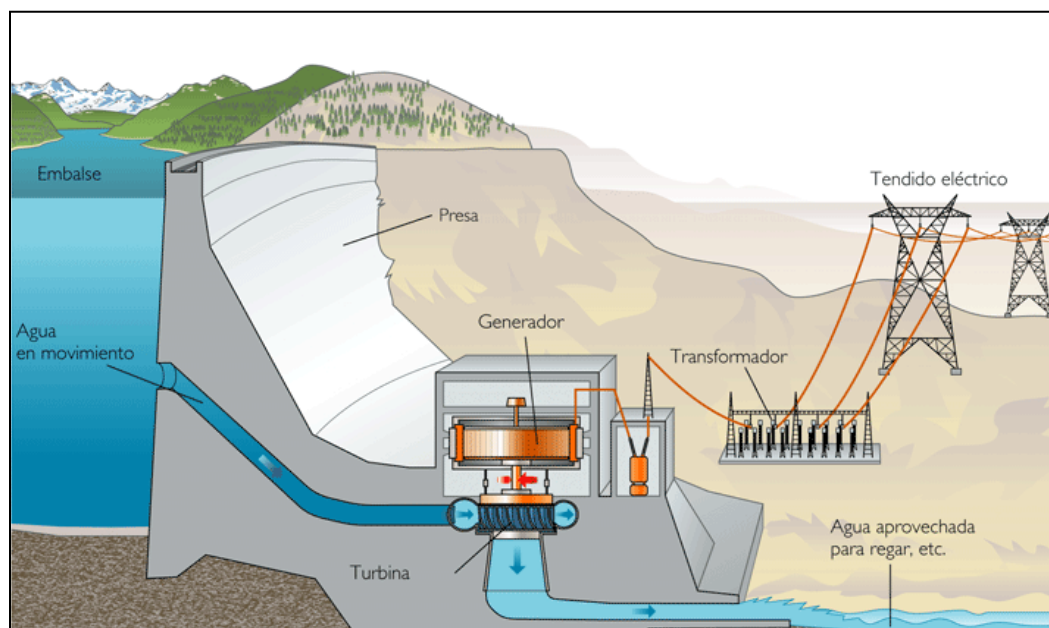


Figura 2.9. Central hidroeléctrica.

Fuente: Santillana, 2007.

Las centrales de pasada o de agua fluyente, no requieren de la construcción de un embalse tan pronunciado, puesto que aprovechan las corrientes de los ríos que bajan de las montañas a alta velocidad. Sin embargo, estas centrales requieren igualmente de la construcción de un pequeño embalse de agua para generar un mínimo salto de agua (Arroyo, 2002).

2.4.4 Energía de la biomasa

Al igual que la energía solar y eólica, la biomasa es producto de la radiación del sol, ya que a través del proceso de fotosíntesis, la clorofila de las plantas captura la energía y convierte el dióxido de carbono (CO_2) del aire, y el agua del suelo, en carbohidratos para producir la materia orgánica. Parte de esta, es transformada en diversas industrias y por animales (al alimentarse de las plantas) en desechos orgánicos que son utilizados como recursos energéticos y que luego son sometidos a diferentes procesos que los transforman en energía (BUN-CA, 2002).

Una vez que la biomasa es obtenida de diversas fuentes la misma es sometida a procesos simples como la producción de carbón vegetal, hasta procesos más complejos como la cogeneración y dermo-energía. En su mayoría, la biomasa es transformada en sistemas termoquímicos, bioquímicos y de combustión directa, los cuales involucran la quema, fermentación, gasificación, digestión aeróbica y anaeróbica y destilación de la materia orgánica, con el fin de producir las siguientes formas de energía: calor y vapor, combustibles gaseosos (biogás), biocombustibles (etanol, biodiesel), electricidad y cogeneración (IEA, 2011).

En su mayoría la biomasa es quemada para la producción de energía, y cuando la combustión es completa todo el carbón contenido en ella se transforma en dióxido de carbono (CO_2). Sin embargo, al usar la biomasa de manera sostenible, los árboles y plantas capturan el CO_2 en el proceso de fotosíntesis, motivo por el cual en términos netos no es contaminante. No obstante, el impacto que incluye la biomasa al medio ambiente ocurre cuando la combustión es incompleta, puesto que se producen gases de efecto invernadero tales como: monóxido de carbono (CO) y óxidos de nitrógeno

(NOx), que sugieren la inclusión de sistemas que minimicen las emisiones de tóxicos a la atmósfera (IEA, 2011).

2.4.5 Energía nuclear

La energía nuclear se obtiene a partir de las reacciones nucleares espontáneas o inducidas que se producen sobre núcleos de átomos radiactivos. En su mayoría esta se produce a partir de la fisión, sin embargo no se descarta la generación a partir de la fusión en las próximas décadas (IAEA, 2009).

a) Fisión

Esta reacción se produce cuando el núcleo de un átomo pesado e inestable (uranio, plutonio, estroncio o polonio, entre otros), es alterado como resultado de la colisión con un neutrón, segmentándose en dos partes y liberando al mismo tiempo neutrones y energía (ver Figura 2.10). Los fragmentos liberados continúan impactando con átomos cercanos dando lugar a una reacción en cadena de la cual se desprenden cantidades considerables de energía en forma de calor (NEA, 2003).

Los fragmentos de fisión deben ser procesados y dispuestos con sumo cuidado debido a que los mismos son altamente radiactivos y tienen una vida media que puede sobrepasar los 3.000.000 de años, tiempo durante el cual continúan liberando radiación (NEA, 2003).

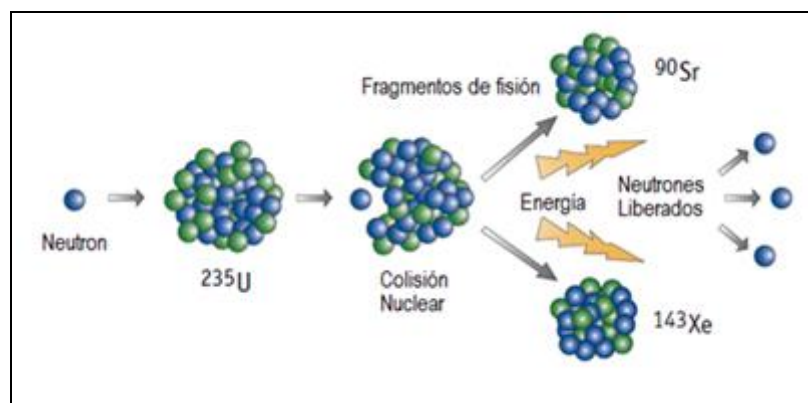


Figura 2.10. Fisión nuclear.

Fuente: NEA, 2003.

b) Fusión

La fusión nuclear es una reacción completamente opuesta a la fisión, ya que mientras en la segunda se libera energía a partir de la fragmentación molecular de núcleos de átomos pesados, en la primera se produce de la unión de núcleos de átomos ligeros para formar otros más densos (ver Figura 2.11). En la actualidad no se produce energía a raíz de la fusión, debido a que se requieren temperaturas extremadamente altas que trasformen el estado del combustible, de gas a plasma. Para ello, es necesaria la construcción de un reactor que genere las temperaturas necesarias para mantener el estado de plasma durante la reacción (NEA, 2003).

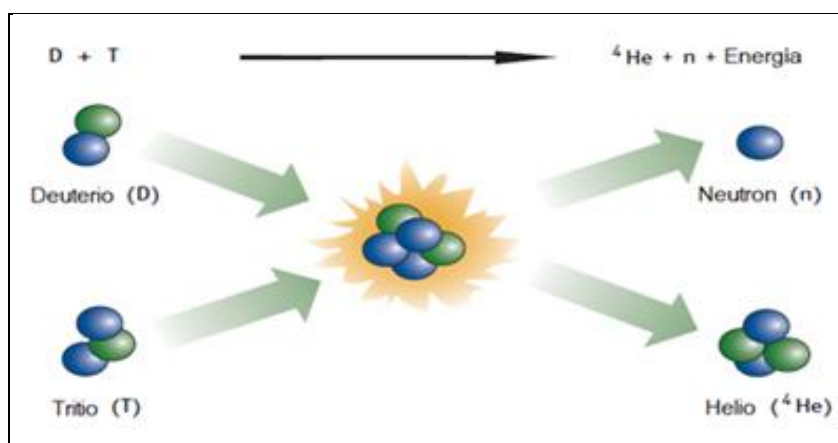


Figura 2.11. Fusión nuclear.

Fuente: NEA, 2003.

c) Centrales nucleares

Las centrales nucleares son lugares en donde a través de las reacciones que se llevan a cabo en un reactor se produce energía eléctrica. El proceso consiste en introducir barras de combustible nuclear (uranio) en su forma natural (menor cantidad de material fisible) o enriquecida (uranio tratado para extraer mayor cantidad de U^{235}), dentro de un reactor nuclear que contiene una sustancia llamada “moderador” la cual permite frenar los electrones y aumentar las posibilidades de colisión, y por ende el rendimiento de la reacción en cadena. Entre las sustancias empleadas como

moderador se tiene el grafito y el agua común, utilizada en reactores que operan con uranio enriquecido, y el agua pesada en los reactores que funcionan con uranio natural (Jinchuk, 2003).

En el reactor se insertan barras controladoras las cuales como su nombre lo indica permiten controlar el poder de la fisión, ya que están compuestas por materiales que absorben los neutrones (Cadmio, Indio, Hafnio, Plata y Boro, entre otros) y controlan el calor producido por las reacciones en cadena, así mismo son capaces de detener inmediatamente la reacción en caso de sobrecalentamiento. Seguidamente el calor generado en el reactor es dirigido a un intercambiador de calor en el cual se calienta agua para generar vapor a alta presión, que ingresa a una turbina y transforma la energía calórica en mecánica y está a su vez en eléctrica a través de un generador de electricidad (Jinchuk, 2003).

No obstante el desarrollo de la energía nuclear es considerado un proceso bastante peligroso debido a los efectos negativos (mal formaciones, epidemias, pérdidas de vidas humanas y animales, entre otros) que implica la propagación accidental de la radiactividad presente en los desechos nucleares sobre el público en general (NEA, 2003).

2.4.6 Energía Geotérmica

La energía geotérmica es aquella que se origina en el interior de la tierra producto del calor radiogénico generado por la desintegración de elementos radioactivos. Este se manifiesta en la superficie bajo la presencia de volcanes en sus fases póstumas, aguas termales y geiseres que emanan agua y vapor a altas temperaturas (MIT, 2006).

a) Tecnologías de generación

La energía geotérmica en la actualidad es aprovechada para la generación de electricidad. Sin embargo, dichos recursos que pueden encontrarse en fase líquida o vapor, deben estar a temperaturas superiores a los 100°C para que puedan ser utilizados con dichos fines.

El provecho de estos recursos es posible a través de tres tipos de plantas las cuales dependen de la temperatura del yacimiento, área y estado original de los fluidos contenidos en el mismo. Entre estas tenemos las siguientes:

- Planta de vapor seco

En este tipo de planta como su nombre lo indica el recurso geotérmico empleado es vapor seco, el cual es extraído de un yacimiento a alta temperatura (150 y 350°C) mediante la perforación de un pozo que permite conectar la superficie con los fluidos en el yacimiento. Seguidamente el vapor extraído es enviado directamente a una turbina conectada a un generador. El vapor a alta presión y temperatura hace girar los álabes de la turbina y este a su vez al generador produciendo la electricidad. El vapor que sale de la turbina pasa a un condensador en donde se convierte en agua, la cual es enviada a una torre de enfriamiento para reducir su temperatura y posteriormente inyectarla al yacimiento (IEA, 2011).

- Plantas de condensación

Las plantas de condensación son similares a las de vapor seco con la diferencia que en las primeras el fluido extraído del pozo es una mezcla de agua y vapor. Este tipo de plantas drenan yacimientos de temperaturas superiores a los 180°C que por lo general contienen abundante agua caliente (IEA, 2011).

El agua en su recorrido a superficie pasa del estado líquido al estado gaseoso producto de los cambios de presión y temperatura, motivo por el cual, estas plantas requieren de separadores antes de enviar el vapor a las turbinas, con la finalidad de eliminar el agua contenida en la mezcla. El mismo proceso puede ser repetido varias veces instalando una o más etapas de separación para aprovechar al máximo el recurso geotérmico (IEA, 2011).

- Plantas binarias

Constituyen la mayor cantidad de plantas geotérmicas a nivel mundial, puesto que utilizan el agua caliente almacenada en yacimientos de alta y media temperatura (73 y 80°C) que son los de mayor abundancia en la tierra.

Una vez que el agua se encuentra en superficie, es enviada a un evaporador donde un fluido de bajo punto de ebullición que puede ser isobutano o pentano se calienta y convierte en vapor que es aprovechado dentro de una turbina. El vapor descargado pasa a un condensador para llevarlo nuevamente a su estado líquido y bombearlo al evaporador para completar el ciclo (Hall, 2011).

2.5 TOMA DE DECISIONES

Una decisión es una elección consciente y racional, orientada a conseguir un objetivo, que se realiza a través de diversas posibilidades de actuación o alternativas. Cada alternativa de decisión implica una consecuencia que marcará la posibilidad de una solución o satisfacción, la cual debe ser tomada en consideración antes de la selección, por tal motivo, los elementos que constituyen la estructura de la decisión son: los objetivos de quién decide y las restricciones para conseguirlos; las alternativas posibles y potenciales; las consecuencias de cada alternativa; el escenario en el que se toma la decisión y las preferencias de quien decide (Escardíbul, 2011).

La selección de cada alternativa depende directamente del criterio del evaluador y de su habilidad para predecir las consecuencias que acarrea cada opción con base en el ambiente en el cual se desenvuelve la acción. Teniendo en cuenta el grado de riesgo del entorno, se presentan los siguientes tipos de decisión:

a) Decisión bajo certidumbre: es aquella en la cual el evaluador posee un amplio dominio de la situación que enfrenta, su posterior comportamiento y dirección de los resultados que espera a raíz de su selección (Escardíbul, 2011).

b) Decisión bajo incertidumbre: es aquella en la cual el evaluador desconoce la situación, su comportamiento, dirección y probabilidades de ocurrencia. Existen varios resultados asociados a cada estrategia (Escardíbul, 2011). La decisión es tomada mediante los siguientes criterios de selección:

- Criterio de Wald: está basado en lograr lo mejor de las peores condiciones posibles. Corresponde a un pensamiento pesimista, pues razona sobre lo peor que le puede ocurrir al decisor cuando elige una alternativa (Ramírez, 2004).

- Criterio Maximax: Se basa en escoger el resultado máximo entre los mejores de cada alternativa. El evaluador es optimista (Escardíbul, 2011).

- Criterio de Hurwics: este criterio da un balance entre optimismo extremo y pesimismo extremo, definiendo en primera instancia los resultados de acuerdo a valores máximos, intermedios y mínimos (Ramírez, 2004). Seguidamente, estos son ponderados en base a un factor denominado: Índice de Optimismo Relativo (α), que varía entre 0 y 1 de la siguiente manera:

$\alpha = 0$, para el caso más pesimista (criterio mínimo),

$\alpha = 1$, para el caso más optimista (criterio máximo),

$0 < \alpha < 1$, para los casos intermedios

Los puntajes otorgados a cada alternativa de acuerdo al criterio del evaluador y su visión optimista y pesimista, son sumados para realizar la selección final y tomar la decisión (Balza, 2008).

- Criterio de Savage: también llamado de costo de oportunidad, se basa en el estudio de la relación beneficio - pérdida. Este criterio propone elegir en base a lo que se dejará de ganar y seleccionar la alternativa que aporte la menor de las mayores pérdidas relativas (Ramírez, 2004).

- Criterio de Laplace: asume que todas las situaciones son equiprobables, es decir, que tienen la misma probabilidad de ocurrencia. La mejor opción será aquella que denote un mayor resultado (Escardíbul, 2011).

c) Decisión bajo riesgo: las probabilidades de ocurrencia objetivas o subjetivas de la situación son conocidas y se analizan las posibles pérdidas o beneficios producto de las mismas (Jiménez, 2009).

2.5.1 Análisis de decisión multicriterio

Un problema es considerado multicriterio si existen al menos dos criterios en conflicto (la satisfacción en uno implica la desmejora en otro) y dos o más alternativas de solución. El análisis se fundamenta en la selección organizada de una

o varias alternativas que permitan solventar el problema que se aborda, considerando múltiples criterios y las opiniones de uno o más evaluadores, lo cual facilita el proceso de toma de decisiones y el manejo de información (Toskano, 2004).

El proceso de toma de decisiones multicriterio requiere de la siguiente terminología para una mejor comprensión:

- a) Alternativas: se refiere a las posibles soluciones o acciones propuestas para solventar un problema (Toskano, 2004).
- b) Atributos: son las características que describen las alternativas de decisión. Estas pueden ser expresadas en forma cuantitativa con el nombre de: atributos objetivos, y cualitativamente como: atributos subjetivos (Jiménez, 2009).
- c) Objetivos: indican direcciones de perfeccionamiento de los atributos seleccionados, con el fin de incrementar la eficiencia del proceso. Estos están asociados con los deseos y preferencias del evaluador (Toskano, 2004).
- d) Metas: especifica el valor que cuantifica el nivel de logro que un atributo debe esforzarse por alcanzar (Jiménez, 2009).
- e) Criterios: son los parámetros que permitirán evaluar las alternativas u opciones en el proceso de toma de decisión (Jiménez, 2009).

La toma de decisiones no es una acción individual o única, es un proceso que basado en el trabajo de Jiménez (2009) consta de las siguientes etapas para la obtención de un resultado concreto.

1. Definición del problema: es el paso más importante del proceso, ya que si el problema no se encuentra bien definido, entonces los objetivos que se pretendan alcanzar posiblemente no den con la solución más eficaz.
2. Identificación de alternativas: selección de la cantidad de opciones que tiene el evaluador para solventar el problema
3. Selección de criterios: corresponde a las características más relevantes que los evaluadores han considerado para luego calificar en función de ellos las alternativas.

4. Evaluación de alternativas: las alternativas son estudiadas con base en el método de selección que se aplique.
5. Elección de una alternativa: el método debe sugerir una alternativa cuyas características predominen sobre el resto.
6. Evaluación de resultados: se realizan análisis de sensibilidad en base a cada uno de los criterios para observar el comportamiento de la alternativa seleccionada respecto a estos.

2.5.2 Métodos Multicriterio para la toma de decisiones

Los métodos de decisión multicriterio constituyen excelentes herramientas que permiten generar un consenso en contextos complejos de decisión. Los métodos son preferibles en casos en los que resulta necesaria la agrupación de puntos de vista de uno o varios grupos de personas. Esto permite que todas las partes interesadas participen en el proceso de toma de decisiones (Toskano, 2004).

Existen dos tipos de decisiones basadas en el número de alternativas de solución (Toskano, 2004):

- Decisión Multiobjetivo: generada a partir de criterios que poseen un número infinito de valores distintos que promueven infinitas alternativas de solución al problema (Garza, 2006).

- Decisión Multicriterio Discreta: es aquella, en la cual el número de alternativas de decisión es limitado, producto de valores finitos de cada uno de los criterios sometidos a evaluación (Garza, 2006).

2.5.3 Proceso de Análisis Jerárquico (AHP)

El AHP fue creado y desarrollado por el matemático Thomas L. Saaty en el año 1980. Constituye un método de análisis multicriterio de gran utilidad en la toma de decisiones, ya que a través del mismo es posible organizar información respecto a un determinado inconveniente, mediante el diseño de un modelo jerárquico, que puede

ser segmentado y analizado en partes, con el fin de visualizar los efectos sobre cada uno de sus elementos y obtener una respuesta concreta (Toskano, 2004).

El proceso requiere que quien toma las decisiones proporcione evaluaciones subjetivas respecto a la importancia relativa de cada uno de los criterios y luego, especifique su preferencia con respecto a cada una de las alternativas de decisión (Toskano, 2004).

El proceso de análisis jerárquico con base en el trabajo de Toskano (2004), se describe en los siguientes pasos:

1. La estructuración del modelo jerárquico.
2. Priorización de los elementos del modelo jerárquico.
3. Comparaciones binarias entre los elementos.
4. Evaluación de los elementos mediante asignación de “pesos”.
5. Ponderación de las alternativas de acuerdo con los pesos dados.
6. Síntesis.
7. Análisis de Sensibilidad.

El método AHP tiene la ventaja entre otras cosas, de facilitar el manejo de información cuantitativa y cualitativa respecto a las alternativas de decisión según sea la preferencia del evaluador. Además, incluye la opinión de un grupo de personas lo cual le concede mayor confiabilidad a los resultados.

a) Metodología del proceso de análisis jerárquico

Con base en el trabajo de Toskano (2004), el método de análisis jerárquico consta de la aplicación de los siguientes siete (7) pasos que conducen a la selección de una solución al problema que se plantea.

Paso 1: definir el modelo jerárquico

En primer lugar es necesario definir el modelo jerárquico tal y como se muestra en la Figura 2.12, delimitando el objetivo que se desea lograr y los criterios y subcriterios mediante los cuales se evaluarán las alternativas de decisión. Es importante destacar

que el modelo jerárquico engloba por lo general cuatro niveles, sin embargo este varía dependiendo de las dimensiones de la decisión a tomar y el número de parámetros establecidos dentro del estudio.

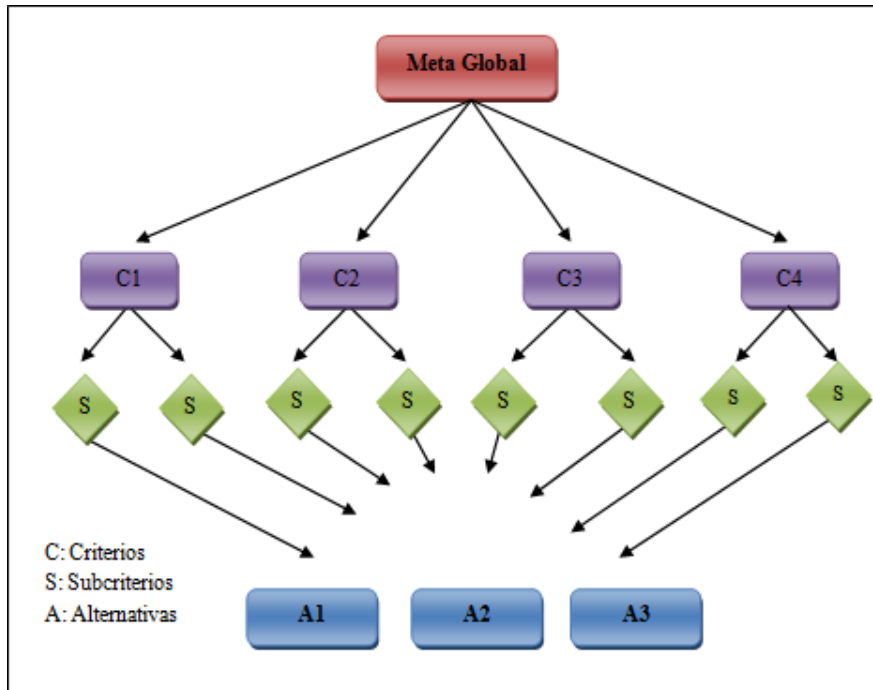


Figura 2.12. Modelo jerárquico.

Fuentes: Toskano, 2004 (Modificado, Hernández).

Paso 2: Planteamiento de las preferencias

Una vez establecido el modelo jerárquico y definido los criterios y alternativas a evaluar, es necesario que el decisor refleje su opinión a través de la valoración cuantitativa de cada uno de los elementos a evaluar. Para ello, Saaty elaboró la escala mostrada en la Tabla N° 2.2:

Tabla N° 2.2: Escala de valoración de Saaty.

Fuente: Saaty, 1990.

Planteamiento de la preferencia	Descripción	Escala de valoración
Igual importancia	Dos actividades contribuyen igual al objetivo	1
Importancia moderada de un elemento sobre otro	La experiencia y el juicio están a favor de un elemento sobre otro	3
Importancia fuerte de un elemento sobre otro	Un elemento es fuertemente Favorecido sobre otro	5
Importancia muy fuerte de un elemento sobre otro	Un elemento es muy dominante	7
Extrema importancia de un elemento sobre otro	Un elemento es favorecido por al menos un orden de magnitud de diferencia	9
Valores intermedios entre dos juicios adyacentes	Se usan como compromiso entre dos juicios	2, 4, 6, 8
Para expresar reciprocidad, se usan los inversos de estos valores		

Paso 3: Matriz de comparación por pares

Seguidamente, es necesario construir una matriz de comparación por pares con las siguientes características (ver Tabla N° 2.3):

- Las dimensiones de la matriz deben ser $n \times n$, es decir, igual número de filas y columnas, donde cada uno de los elementos presentes en la matriz (a_{ij}) representa la escogencia de un criterio o alternativas sobre el resto. Donde la letra i representa las filas y j las columnas.
- El triangulo superior derecho de la matriz es completado mediante el uso de los valores en la Tabla N° 2.2, teniendo en cuenta el juicio del evaluador. Sin embargo a raíz de los mismos se generan los valores de la esquina inferior izquierda.
- Los valores de la diagonal inferior izquierda se obtienen de la división de la unidad (1) entre sus homólogos en la diagonal superior derecha. De allí que al comparar dos elementos iguales, es decir, i igual a j , entonces $a_{ij} = 1$. Tal y como se observa en la Tabla N° 2.3.

Tabla N° 2.3. Matriz de comparación por pares.

Fuente: Jiménez, 2009 (Modificado, Hernández).

C	A	B	C		X
A	1	a_{12}	a_{13}		a_{1n}
B	$1/a_{12}$	1	a_{23}		a_{2n}
C	$1/a_{13}$	$1/a_{23}$	1		a_{3n}
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
X	$1/a_{1n}$	$1/a_{2n}$	$1/a_{3n}$		1
T	T_1	T_2	T_3		T_n

Paso 4: Matriz normalizada

Se procede a normalizar la matriz, para lo cual es necesario determinar el total de la suma de los valores presentes en cada una de las columnas de la matriz por pares (ver Figura 2.3), para luego dividir cada valor (a_{ij}) de la misma entre el total de la columna correspondiente a dicho valor.

La suma de los valores en las columnas de la matriz normalizada debe ser igual a uno (1). Tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 2.4. Matriz normalizada.

Fuente: Jiménez, 2009 (Modificado, Hernández).

C	A	B	C		X
A	1	a_{12}/T_2	a_{13}/T_3		a_{1n}/T_n
B	a_{21}/T_1	$1/T_2$	a_{23}/T_3		a_{2n}/T_n
C	a_{31}/T_1	a_{32}/T_2	$1/T_3$		a_{3n}/T_n
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
X	a_{n1}/T_1	a_{n2}/T_2	a_{n3}/T_3		$1/T_n$
T	1	1	1	1	1

Paso 5: Vector prioridad

Se determina el vector prioridad de dimensiones $1 \times n$, calculando el valor promedio de cada una de las filas de la matriz normalizada. La suma de los valores presentes en el vector prioridad debe ser igual a la unidad (1).

Paso 6: Análisis de consistencia

Se procede a realizar el análisis de consistencia multiplicando la matriz de comparación por pares con el vector prioridad, obteniendo como resultado una nueva matriz con las mismas dimensiones del vector prioridad ($1 \times n$). Una vez generado el nuevo vector, cada uno de los valores presentes en el mismo será dividido entre su homólogo en el vector prioridad para dar origen a un nuevo vector de dimensiones $1 \times n$, cuyo promedio representa un número decimal denominado λ_{max} , con el cual será posible determinar el Índice de Consistencia (IC), haciendo uso de la siguiente ecuación, donde n representa el número de criterios:

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Seguidamente, es necesario calcular el Índice Aleatorio (IA), el cual es un valor que depende del número de elementos (criterios) sometidos a evaluación. La siguiente tabla refleja los valores correspondientes al índice aleatorio:

Tabla N° 2.5. Valores del índice aleatorio basados en el número de opciones.

Fuente: Saaty, 1988.

N° elementos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I.A.	0	0	0,58	0,89	1,11	1,24	1,32	1,40	1,45	1,49

En la Tabla N° 2.5, se observan los valores estándar del índice aleatorio hasta un total de diez (10) elementos. Para una cantidad superior a esta se emplea la siguiente ecuación:

$$IA = \frac{1,98 \times (n - 2)}{n} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Finalmente, una vez obtenido el índice aleatorio se procede a calcular la Razón de Consistencia (RC) por medio de la siguiente ecuación. Donde, IC representa el índice de consistencia e IA el índice aleatorio:

$$R_c = \frac{IC}{IA} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Paso 7: Evaluación de consistencia

El valor de RC permite verificar que los cálculos realizados en los pasos anteriores son correctos. Así pues, si el valor de RC es menor o igual a 0,10, se asume que los valores dispuestos por el evaluador en la matriz de comparación por pares son consistentes con su opinión. Sin embargo, cuando el valor de RC es mayor de 0,10, es indicativo de inconsistencia en la matriz por pares realizada inicialmente, por lo cual es necesario que el evaluador revise cuidadosamente los valores asignados en esta en busca de errores que impiden que su opinión sea reflejada adecuadamente.

Es importante hacer mención a un caso especial en el cual se evalúan dos alternativas. En estas situaciones el índice aleatorio es igual a cero (0) y por consiguiente el valor de RC es indeterminado. Se concluye entonces, debido a que la consistencia de la matriz se basa en la dependencia lineal, toda matriz de comparación por pares de dimensiones 2 x 2 es consistente (Toskano, 2004).

El procedimiento anterior se lleva a cabo para cada grupo de criterios, y luego de analizar los resultados la alternativa de mayor puntaje es seleccionada como la mejor opción a escoger. Sin embargo, una de las ventajas del método AHP, es que los resultados son presentados jerárquicamente, lo cual permite determinar de manera cuantitativa la efectividad del resto de las opciones para solventar el problema.

En el diagrama de flujo que se presenta a continuación se observa de manera resumida los pasos que involucra la aplicación del método AHP.

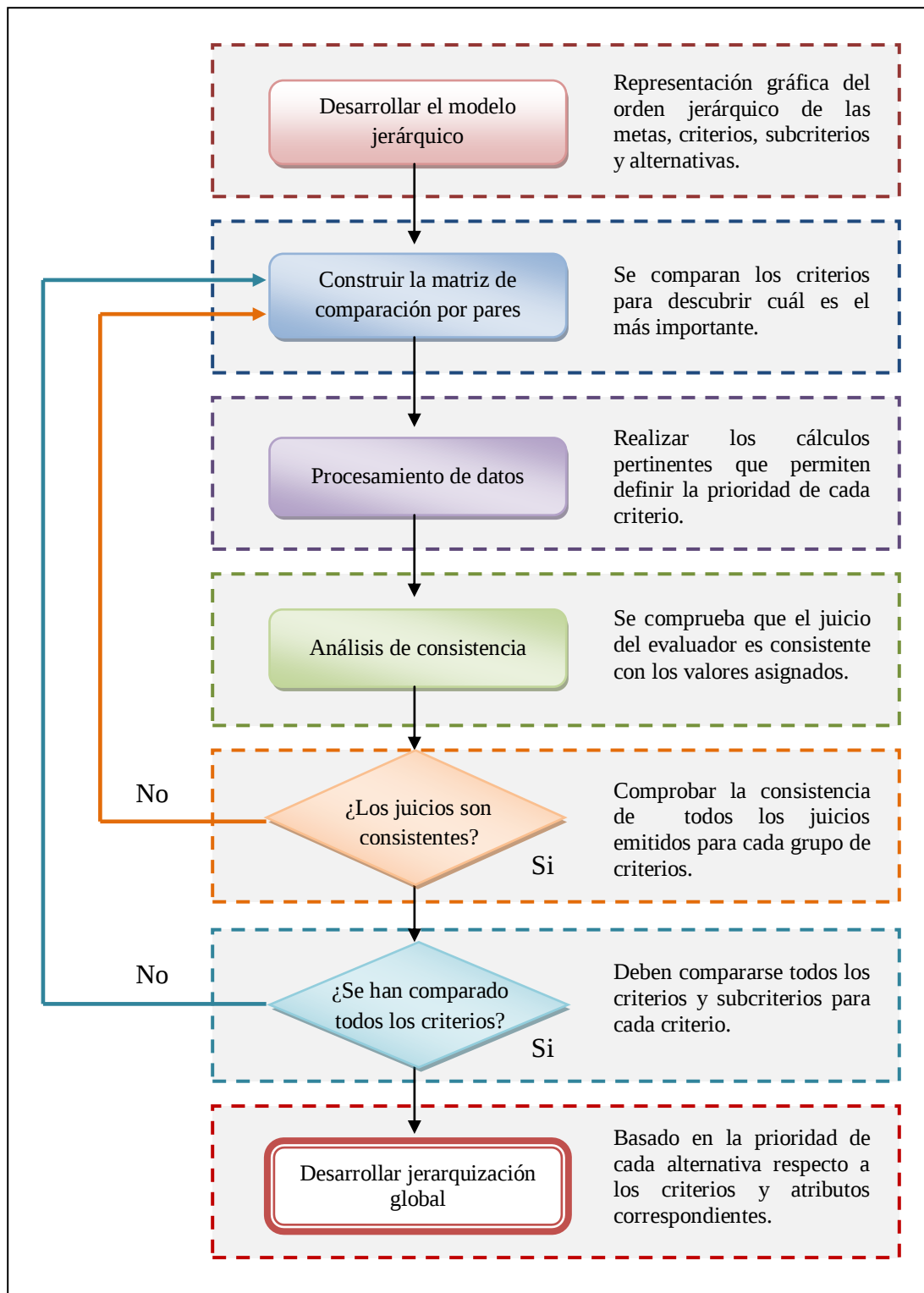


Figura 2.13. Diagrama de flujo del método AHP.

Fuente: Ho, 2006 (Modificado, Hernández).

CAPÍTULO III

MERCADO ENERGÉTICO DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN VENEZUELA

En esta sección se presenta la revisión del estado actual del mercado energético venezolano basado en el uso de petróleo y gas natural, haciendo énfasis en aspectos tales como: producción, exportación e importación de los mismos. Así como también la oferta, demanda y consumo de hidrocarburos en los diversos sectores productivos de la nación.

El análisis se enmarca en la búsqueda de información haciendo uso de medios públicos impresos como: libros, prensa, artículos de investigación, boletines informativos, etc. Al igual que documentos relacionados con entes públicos como: PDVSA-INTEVEP y otros en materia de energía eléctrica tales como CORPOELEC y sus filiales, Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Oficina de Operación de Sistemas Interconectados Caracas (OPSIS) y diversos organismos internacionales a través de sus respectivas portales web.

3.1 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Venezuela es uno de los países de mayor potencial de hidrocarburos en todo el mundo con 330.138 MMBpe (PDVSA, 2011). En la actualidad, los recursos de gas natural se han incrementando por el descubrimiento del yacimiento de gas más grande del Golfo de Venezuela y uno de los más grandes del mundo ubicado al noreste de la Península de Paraguaná en el bloque Cardón IV (PDVSA, 2010). Así mismo, en los dos (2) últimos años los trabajos de cuantificación realizados en la Faja Petrolífera del Orinoco han comprobado su verdadero potencial en petróleo pesado y extra pesado. Es por ello, que las reservas de hidrocarburos en Venezuela han

alcanzado niveles importantes en todo el mundo, los cuales se destacan a continuación:

3.1.1 Reservas de petróleo

A partir del año 2005 el estado venezolano se ha propuesto como principal objetivo en materia de hidrocarburos, la certificación de las reservas de petróleo en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) a través del Proyecto Magna Reserva, con el fin de demostrar la presencia de crudo pesado y extra pesado y no de bitumen en su interior (PDVSA, 2010).

En el año 2010 Venezuela fue reconocido como el país con las mayores reservas probadas de petróleo certificadas a nivel mundial pasando de 211.173 en el año 2009 a 296.501 MMBls (PDVSA, 2010), lo cual se traduce en un incremento de 28,8% producto de la incorporación de 85.328 MMBls, donde 200 MMBls fueron por descubrimientos y 85.128 MMBls por revisiones realizadas principalmente en la FPO (PDVSA, 2010). Sin embargo, se pretende la incorporación de 19.000 MMBls a dichas cifras en los próximos años, con lo cual el potencial de reservas probadas se incrementaría a 315.501 MMBls, cantidad difícil de superar por cualquier otro país del mundo. Además de esto, Venezuela cuenta con 37.000 MMBls que constituyen las reservas probables y 51.000 MMBls de reservas posibles (PDVSA, 2010).

La mayoría de las reservas probadas son de petróleo extra pesado tal y como se observa en la Figura 3.1, con 256.228 MMBls. Seguidamente se cuenta con 17.630 MMBls de petróleo pesado, 10.437 MMBls son de petróleo mediano, 10.229 MMBls de petróleo liviano y 1.977 MMBls son de condensado (PDVSA, 2010). No obstante, es de destacar la disminución en las reservas de petróleo liviano y mediano en 1,6% y 3,6% respectivamente, en relación al año 2009, debido a que la mayor parte adicionada fue de petróleo pesado, extra pesado y condensado, no así de petróleo mediano y liviano cuyos descubrimientos se han reducido en los últimos años (PDVSA, 2010), motivo por lo cual, se espera que estas acumulaciones continúen disminuyendo paulatinamente en los años venideros, mientras que las reservas de

petróleo pesado y extra pesado se incrementen y certifiquen al igual que su producción.

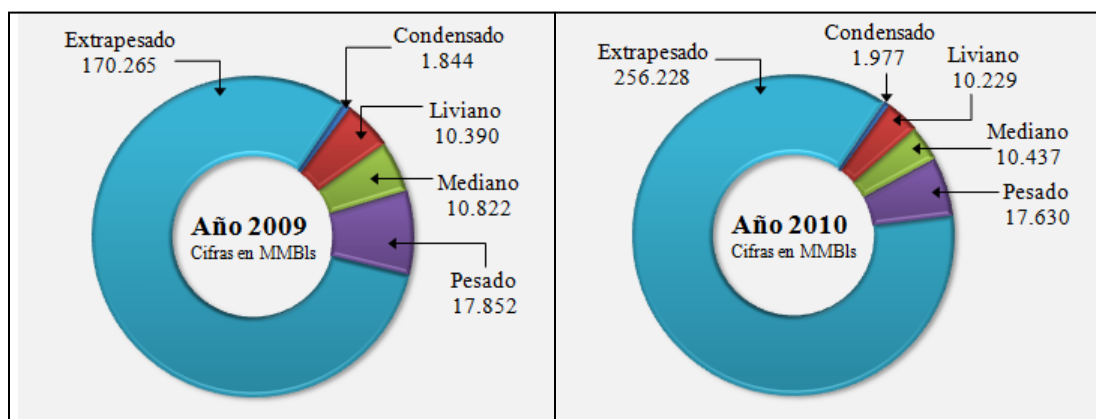


Figura 3.1. Reservas probadas de petróleo por gravedad API para los años 2009 - 2010.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Informe Anual de PDVSA 2010.

a) Ubicación de las principales acumulaciones de petróleo

Las reservas probadas de petróleo se distribuyen en cuatro (4) cuencas petrolíferas, donde la mayor parte se concentra en la Cuenca Oriental con un 92,83% (275.240 MMBls). Seguidamente, la Cuenca Maracaibo - Falcón alberga un 6,73% (19.956 MMBls), y las Cuencas Barinas - Apure (1.230 MMBls) y Carúpano (75 MMBls) con 0,41% y 0,03% respectivamente (PDVSA, 2010).

La mayoría de las reservas de petróleo se encuentran en la Faja Petrolífera del Orinoco (perteneciente a la Cuenca Oriental) distribuidas entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Esta se divide en cuatro bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, que almacenan alrededor de 3.791 MMBls de crudo pesado y 254.538 MMBls de extra pesado, para contabilizar un total de 258.329 MMBls, lo cual representa un 87,12% de las reservas probadas de la nación. De allí que en la actualidad es reconocida como la mayor acumulación de hidrocarburos líquidos en el mundo (PDVSA, 2010).

Las reservas probadas de petróleo en Venezuela cuentan con un tiempo de agotamiento de 274 años el cual será incrementado a 285 cuando los trabajos de certificación hayan culminado (PDVSA, 2010).

3.1.2 Reservas de gas

Venezuela es el sexto país con las mayores reservas probadas certificadas de gas natural a nivel mundial y el primero en América Latina con un total de 195,096 BPC (33.637 MMBpe), lo cual representa un incremento de 8,31% respecto al año 2009 donde la cifra se ubicó en 178,877 BPC (PDVSA, 2010). Durante el año 2010, fueron incorporados 17,672 BPC de los cuales 8,961 BPC se deben al descubrimiento de nuevos yacimientos y 8,711 BPC por revisión de otros existentes. Así mismo, se pretende la incorporación de 177 BPC que se encuentran en proceso de certificación y serán incluidos en los próximos años (PDVSA, 2010).

La mayor parte de las reservas probadas de gas natural corresponde a gas asociado al petróleo (ver Capítulo II) en un 90,8% lo cual se traduce en 177,147 BPC. Mientras que 9,2% (17,948 BPC) son de gas no asociado. De igual manera, se estiman 36 BPC de reservas probables y 34 BPC las reservas posibles, para contabilizar un total de 442 BPC de recursos gasíferos a nivel nacional (PDVSA, 2010).

a) Ubicación de las principales acumulaciones de gas natural

En Venezuela el mayor potencial gasífero se concentra al norte y noroeste del territorio nacional, en las costas de la plataforma continental caribeña y atlántica, abarcando una extensión de más de 500 mil kilómetros cuadrados (PDVSA, 2010).

En la Figura 3.2, se observa la distribución porcentual de las reservas probadas de gas natural por cuencas petrolíferas, donde la mayoría se localiza en la Cuenca Oriental con 74,81%, lo cual se traduce en 25,164 MMBpe, donde 36,812 MMBpe están asociados al petróleo presente en la Faja Petrolífera del Orinoco. Seguidamente la Cuenca Maracaibo – Falcón alberga un 17,44% (5,866 MMBpe) y las cuencas Carúpano y Barinas – Apure un 7,56% y 0,19% respectivamente (PDVSA, 2010).

En el año 2010, se realizó un importante descubrimiento en el campo Perla en el bloque Cardón IV del Golfo de Venezuela, correspondiente al área Costa Afuera de Occidente, en el cual se estima un potencial gasífero superior a los 7 TPC, de los cuales hasta ahora se han comprobado oficialmente 6,3 BPC de gas y 122 MMBls de condensado (PDVSA, 2010).

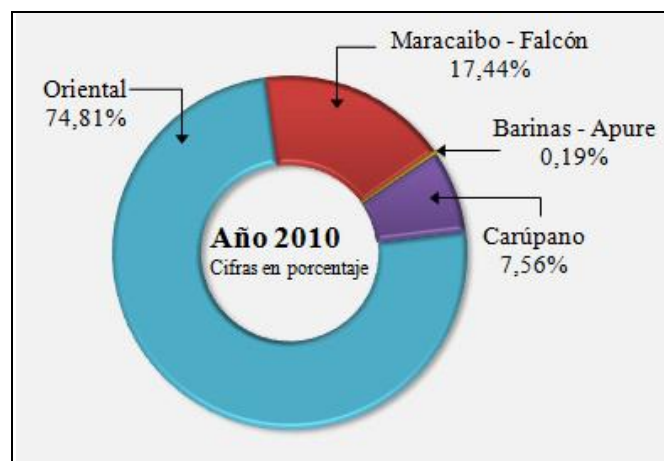


Figura 3.2. Distribución de las reservas probadas de gas natural en las cuencas petrolíferas.

Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual de PDVSA 2010.

3.2 PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

En Venezuela la producción anual fiscalizada de hidrocarburos es de 3.665 MMBpe, donde el 81,17% corresponde a la producción de petróleo, mientras que el 18,83% representa la producción de gas natural neta, la cual se refiere a la cantidad de gas destinada al consumo interno y abastecimientos de los diferentes sectores productivos, excluyendo la empleada como método de recuperación secundario (PDVSA, 2010). Es de hacer notar, que la producción gasífera se ha venido incrementando en los últimos años mientras que la producción petrolera ha disminuido considerablemente. A continuación se analizará la producción de hidrocarburos para el período comprendido entre los años 2007 y 2010.

3.2.1 Producción de petróleo

En el año 2010 la producción anual fiscalizada de petróleo crudo a nivel nacional se ubica en 2.975 MBD, donde 2.130 MBD fueron recuperados por gestión directa de PDVSA, 373 MBD por empresas mixtas liviano – mediano y 472 MBD por las empresas mixtas de la FPO (PDVSA,2010). Así mismo la producción se distribuye en los campos de la siguiente manera: 832 MBD fueron producidos en la Cuenca Maracaibo – Falcón, 61 MBD en la Cuenca Barinas – Apure y 2.082 MBD en la Cuenca Oriental. Respecto al año 2009, la producción de la Cuenca Oriental ha sido la única que se ha incrementado (4%), producto de las actividades de explotación de la FPO (PDVSA, 2010).

En la Figura 3.3, se observan los cambios que ha presentado la producción petrolera anual entre los años 2007 y 2010. En el período 2007-2008 se destaca el incremento de 10,23% (331 MBD), debido al mejoramiento del perfil de producción, la incorporación de nuevos pozos productores y el reacondicionamiento de pozos (PDVSA, 2010). Otro factor importante que contribuyó con el incremento, fue que a partir del segundo semestre del 2008, se inició una campaña de perforación de pozos debido a la disponibilidad de equipos en el mercado, así como también comenzó la inyección de agua en algunos yacimientos para estabilizar la presión (PDVSA, 2010).

No obstante, a partir del año 2008 la producción petrolera ha venido disminuyendo progresivamente. En el período 2008 – 2009, se observa el descenso de 6,90% lo que representa una diferencia de 223 MBD, producto del cumplimiento de la cuota de reducción acordada por la OPEP entre septiembre y diciembre del año 2008 y la reducción de 645 pozos activos (PDVSA, 2010).

Para el año 2010 la producción se vio afectada en un 1,23% pasando de 3.012 MBD en el 2009 a 2.975 MBD en el 2010. La reducción se debe principalmente a que los campos más antiguos en Venezuela han alcanzado su pico más alto de producción y por lo tanto esta ha comenzado a declinar, ya que la energía natural de los yacimientos no es suficiente para mantener las presiones y por ende la producción en alza. No obstante, es posible mantener los niveles de producción con la perforación y

desarrollo de nuevos campos. Sin embargo, la cantidad de pozos perforados y terminados disminuye cada año, al igual que los pozos activos (PDVSA 2010).

Con base en las estadísticas de la OPEP la producción de hidrocarburos para finales del 2011 disminuyó un 20% respecto al año 2010.

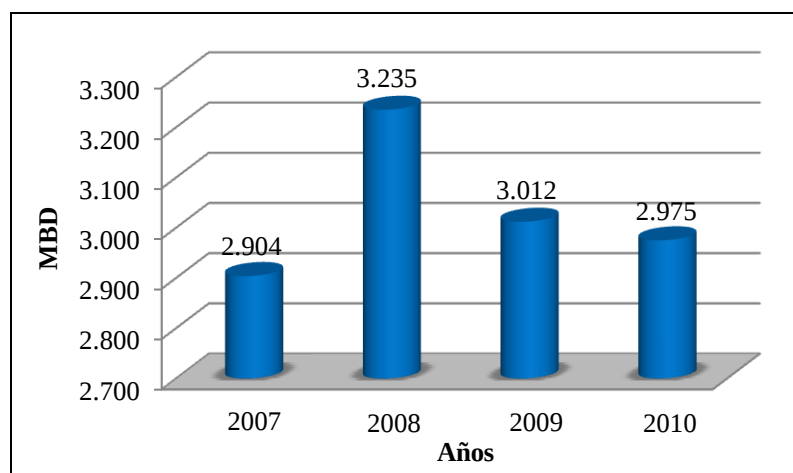


Figura 3.3. Producción petrolera anual para el período 2007 – 2010.

Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual de PDVSA 2010.

3.2.2 Producción de gas

La producción anual fiscalizada de gas natural a nivel nacional para el año 2010 se ubicó en 6.961 MMPCD, de los cuales la mayor parte fue obtenida de la Cuenca Oriental con 87,22% (6.072 MMPCD, donde 2,67% corresponden al gas asociado al crudo de la FPO). Así mismo, un 12,20% (849 MMPCD) se produjo a partir de la Cuenca Maracaibo – Falcón y una pequeña parte de 0,58% (40 MMPCD) de la Cuenca Barinas – Apure (PDVSA, 2010).

La producción total fue lograda a partir de los esfuerzos en conjunto de PDVSA PETRÓLEO con 4.844 MMPCD, PDVSA GAS con 1.151 MMPCD a través de sus divisiones: Anaco y San Tomé, empresas mixtas de la CVP con 447 MMPCD y 357 MMPCD fueron obtenidos a partir de licencias o concesiones otorgadas a terceros por

el MPPPM para la producción de gas natural en Venezuela. Además de esto se obtuvieron 162 MMPCD de gas en la FPO (PDVSA, 2010).

En la Figura 3.4 se observa que el comportamiento de la producción de gas para el período 2007 – 2010, fue bastante irregular debido a los constantes incrementos y disminuciones. En el año 2009, se destaca el aumento de 86 MMPCD de gas respecto al año 2008, debido al aumento de 16,20% en la producción de PDVSA PETRÓLEO y PDVSA GAS, específicamente en los campos de gas asociado pertenecientes a la Cuenca Oriental y a la creciente demanda de gas natural en el sector doméstico y eléctrico (PDVSA, 2010).

No obstante, para el año 2010 la producción disminuyó 29 MMPCD respecto al 2009, puesto que el aporte de PDVSA GAS se vio reducido en 77 MMPCD. De igual manera las empresas mixtas de la CVP y las empresas con licencias de explotación redujeron su producción en 118 MMPCD y 31 MMPCD respectivamente. Es importante acotar que la producción en la cuenca Maracaibo – Falcón ha venido declinando en los últimos años, debido a que la mayor parte del gas que se produce es directamente inyectado a los pozos como método de recuperación secundaria (PDVSA, 2010).

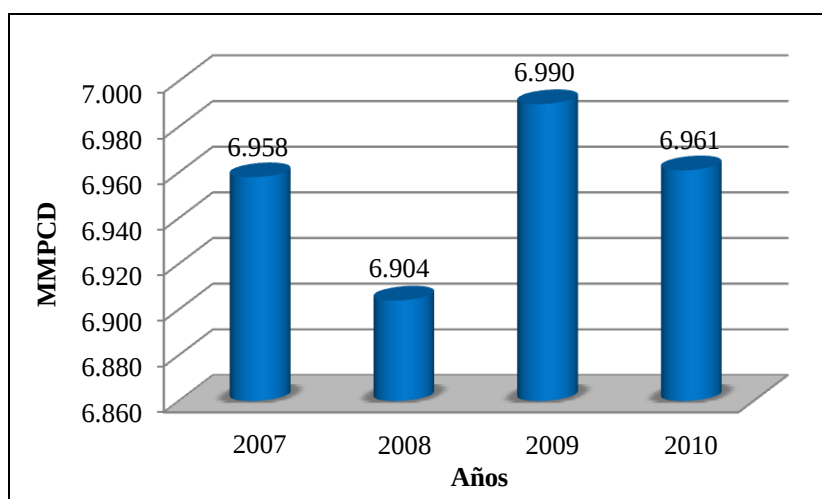


Figura 3.4. Producción gasífera anual para el periodo 2007 – 2010.

Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual de PDVSA 2010.

3.3 EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS

Las exportaciones de Venezuela son en su mayoría de petróleo, sin embargo el suministro de productos tales como: gasolinas y naftas, destilados, fueloil, asfalto, kerosene/turbo combustibles/Jet A-1, LGN, coque y azufre, etc. también constituyen un mercado que añade grandes ingresos a la nación. Ambas exportaciones son realizadas a través de PDVSA PETRÓLEO, PDVSA GAS, empresas mixtas de la CVP, Bitor y CommerChamp (PDVSA, 2010).

En el año 2010 las exportaciones globales en Venezuela (crudo y productos) fueron contabilizadas en 2897 MBD lo que representa el 81,27% de la producción petrolera. El resto es enviado al mercado interno. Sin embargo, respecto al año 2009 las exportaciones fueron reducidas en 267 MBD producto de la disminución de crudo disponible para el suministro internacional (PDVSA, 2010).

En la Figura 3.5, se observa que la exportación de crudo para el año 2009 disminuyó en 209 MBD, lo que representa un 9,38%. Este comportamiento se mantuvo en el año 2010 en el cual la reducción fue de 5,35% (108 MBD) ubicándose en 1.911 MBD de los cuales un 71,8% (1.372 MBD) corresponde a petróleo pesado, extra pesado y mejorado, un 20,3 % a crudo liviano y un 7,9% a mediano (PDVSA, 2010). De acuerdo a estas cifras la mayor cantidad del petróleo que exporta Venezuela es pesado, extra pesado y mejorado, puesto que se producen en mayor cantidad. Igualmente son los únicos tipos de crudo cuya exportación se vio incrementada (7,43%) en el período 2009 – 2010. Sin embargo, la producción actual no ha sido suficiente como para mantener o elevar los niveles de exportación y suministro de combustibles al mercado interno durante dichos períodos (PDVSA, 2010).

La tendencia de las exportaciones a disminuir (ver Figura 3.5) se observa también para los productos derivados del petróleo, puesto que el suministro cayó de 669 MBD en el 2008, a 504 MBD en el 2010, lo que representa la reducción de 24,66%. La mayoría de las exportaciones de cada producto se vio afectada, exceptuando las de coque que experimentaron un leve aumento de 7,67 % (10 MBD) respecto al año 2009. Este comportamiento se fundamenta en que la producción de crudo pesado

y extra pesado ha sido la única que se ha incrementado en los últimos cuatro (4) años y el coque es un subproducto que se obtiene a partir del craqueo de las fracciones más pesadas del petróleo (PDVSA, 2010). No obstante, en términos generales las exportaciones de productos derivados del petróleo fueron igualmente afectadas por la reducción en la producción petrolera actual.

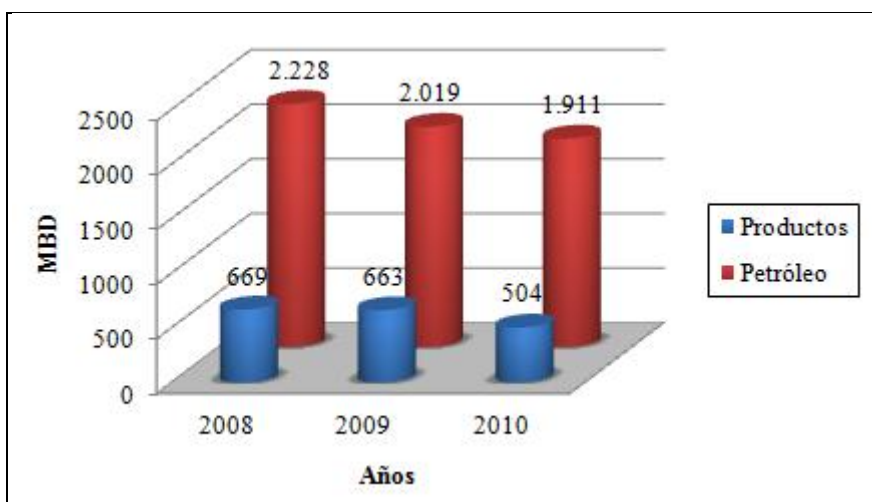


Figura 3.5. Exportación de petróleo y productos en el período 2008 - 2010.

Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual de PDVSA 2010.

Las exportaciones globales en el año 2010 estuvieron dirigidas en su mayoría a Norteamérica, con un suministro de 1.262 MBD (52%) distribuidos en Estados Unidos, Canadá y México, seguido de Asia con 541 MBD (23%), el Caribe con 296 MBD (12%), Europa con 199 MBD (8%), Suramérica con 82 MBD (3%) y Centroamérica y África con 1% respectivamente (ver Figura 3.6), donde gran parte de las exportaciones de petróleo estuvieron dirigidas a Norteamérica y Asia, mientras que los principales compradores de los productos derivados del petróleo fueron países del continente Asiático y el Caribe (PDVSA, 2010).

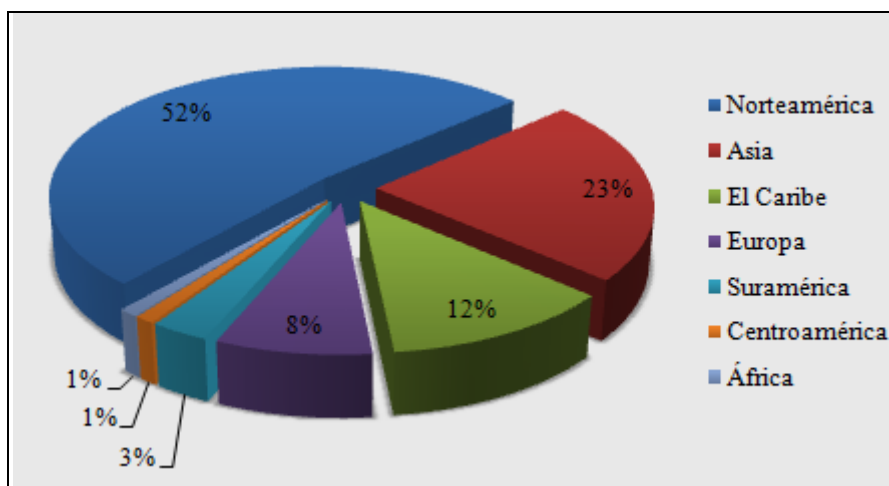


Figura 3.6. Exportación petrolera por destino para el año 2010.

Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual de PDVSA 2010.

3.4 DISPONIBILIDAD Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL MERCADO INTERNO

El mercado interno venezolano requiere de productos líquidos derivados del petróleo tales como: gasolina, fueloil, gasoil, naftas, asfaltos, etc y gas natural. Sin embargo, la producción de este último en nuestro país no es suficiente para cubrir la demanda interna motivo por el cual parte del gas consumido es importado desde Colombia a través del gasoducto Antonio Ricaurte (PDVSA, 2008).

En el año 2010 fueron producidos 6961 MMPCD de gas y 307 MMPCD se importaron desde Colombia, por lo cual la disponibilidad de gas se ubicó en 7268 MMPCD. Estos a su vez son consumidos por la industria petrolera y gasífera nacional de la siguiente manera: el 76% (5.503 MMPCD) corresponde al consumo propio de PDVSA y 24% (1.765 MMPCD) es vendido como gas metano para cubrir los requerimientos del mercado local (PDVSA, 2010).

PDVSA a su vez destina 2.958 MMPCD a las actividades de recuperación secundaria de crudo (inyección en yacimientos), 732 MMPCD es empleado como combustibles en el transporte de petróleo y 1.813 MMPCD es consumido en la transformación en LGN, venteo, mermas y pérdidas (PDVSA, 2010).

Asimismo, el gas metano disponible (1.765 MMPCD) fue distribuido de la siguiente manera (ver Figura 3.7): 567 MMPCD se destinaron al sector eléctrico lo cual representa un 32%, 389 MMPCD (22%) al sector petroquímico, 481 MMPCD al sector industrial, equivalente a 27%, 209 MMPCD al sector siderúrgico y del aluminio y 119 MMPCD (7%) al sector residencial (Ramírez, 2010).

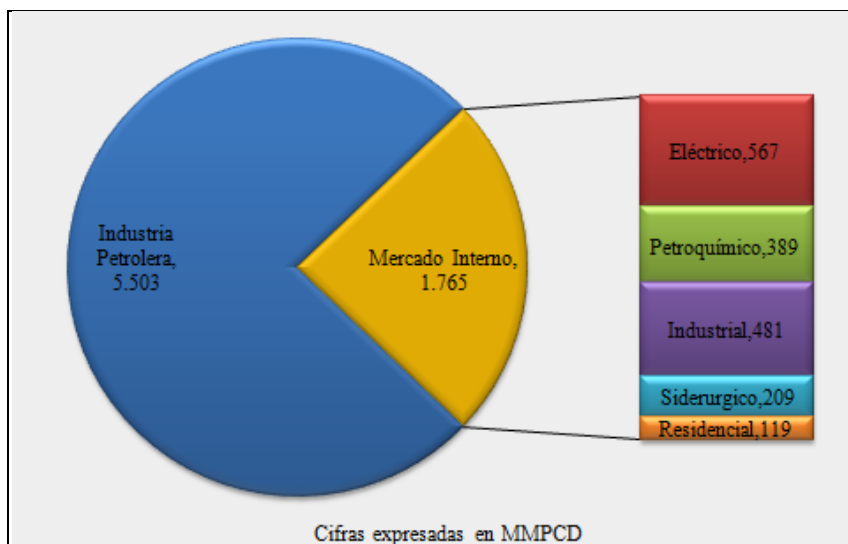


Figura 3.7. Mercado del gas natural en Venezuela.

Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual de PDVSA 2010.

Respecto al año 2008, la disponibilidad de gas natural se ha reducido levemente para el mercado interno a pesar del incremento de la producción e importación de gas, puesto que los requerimientos de la industria petrolera tuvieron un leve aumento de 5,85% respecto al año 2010, para la producción de Líquido del Gas Natural (LGN), motivo por el cual, la cantidad destinada al consumo local se redujo en 160 MMPCD (PDVSA, 2010). No obstante, estas cifras denotan variaciones leves considerando que el tiempo transcurrido fue de dos (2) años.

Los cambios bruscos en el período 2008 – 2010 se produjeron en la distribución de gas metano en el mercado interno. Puesto que en el sector doméstico se incrementó el consumo en un 68,06%, en el eléctrico un 66,54%, en el petroquímico un 64,29% y en el siderúrgico e industrial en 31,09% y 68,07% respectivamente (PODE, 2008/

PDVSA, 2010). Las cifras demuestran que las mayores variaciones ocurrieron en el sector doméstico (debido al incremento de las necesidades de la población y a la construcción de viviendas) y en el eléctrico, pasando de 32.658 MBpe a 96.676 MBpe en el 2010, producto del aumento en las capacidades y por ende en los requerimientos de algunas centrales termoeléctricas (PODE, 2008/ PDVSA, 2010).

En cuanto a la disponibilidad de combustibles líquidos en el mercado interno, este se ubicó en 674 MBD para el año 2010, donde la mayor parte (592 MBD) corresponde a productos líquidos derivados del petróleo y el resto (82 MBD) es de Gas Natural Licuado (GNL).

En la Figura 3.8 se observa la disponibilidad de combustibles en el mercado local para el período 2008 – 2010, en el cual se experimentó un incremento de 93 MBD (15,70%). Igualmente el suministro de gasolinas se elevó en 28 MBD. Las entradas de gasóleos y destilados (diesel eléctrico) se incrementaron en 35 MBD debido al aumento de generación con plantas termoeléctricas (PDVSA, 2010). La disponibilidad de residual también aumentó en 23 MBD, debido a un mayor consumo en las plantas Ramón Laguna, Tacoa y Planta Centro, la cual arrancó otra unidad de generación eléctrica (PDVSA, 2010). Caso contrario ocurrió con el asfalto, cuyo suministro disminuyó 4 MBD por limitaciones operacionales en la planta de distribución Bajo Grande, que surte a la planta El Chaure. Respecto a las ventas del Jet A-1, estas aumentaron levemente en 1 MBD. Asimismo, el consumo de bases aceites, lubricantes y grasas disminuyeron en 1 MBD y las ventas de Naftas se incrementaron en 6 MBD en comparación al año 2008 por la reactivación de la planta BTX de la refinería El Palito (PDVSA, 2010).

El consumo de combustibles líquidos para el año 2008 estuvo a la par con las ventas y en algunos casos se dieron excedentes. A excepción del gasoil cuyo déficit fue de 1,76 MBD, el cual fue cubierto con la importación. Sin embargo, en el año 2010 el consumo de este se incrementó a 200 MBD, marcando un déficit de 17 MBD que representa un aumento de 89,64% respecto al año 2008 (PODE, 2008/PDVSA, 2010),

razón por el cual la cantidad y frecuencia de las importaciones de dicho combustible se incrementaron (Hernández, 2012).

No obstante, las necesidades de diesel a nivel nacional especialmente en el sector eléctrico se derivan de las fallas que han presentado algunas refinerías, por lo cual el suministro de combustibles se ha visto limitado (Hernández, 2012).

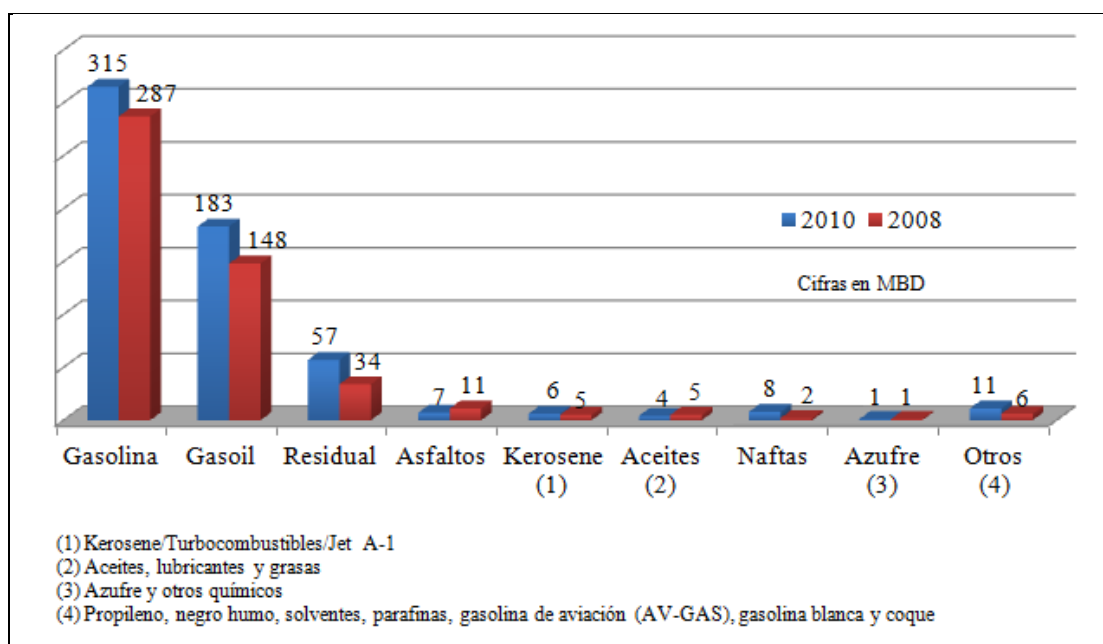


Figura 3.8. Disponibilidad de combustibles líquidos para el mercado interno.

Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual de PDVSA 2010.

3.5 MATRIZ ENERGÉTICA DE VENEZUELA

La matriz energética venezolana está constituida por las siguientes fuentes de energía: petróleo en un 44% (35,2 MMTpe), gas natural en un 34% (27,6) e hidroeléctrica en un 22% lo que representa un 17,4 MMTpe de un total de 80,3 MMTpe (BP, 2011). En la figura 3.9, se observan que la mayor cantidad de energía producida y por ende consumida en Venezuela es derivada del petróleo seguido por el gas natural y la hidroelectricidad. Sin embargo, igualmente es posible notar la limitada cantidad de fuentes primarias de energías que actualmente son utilizadas.

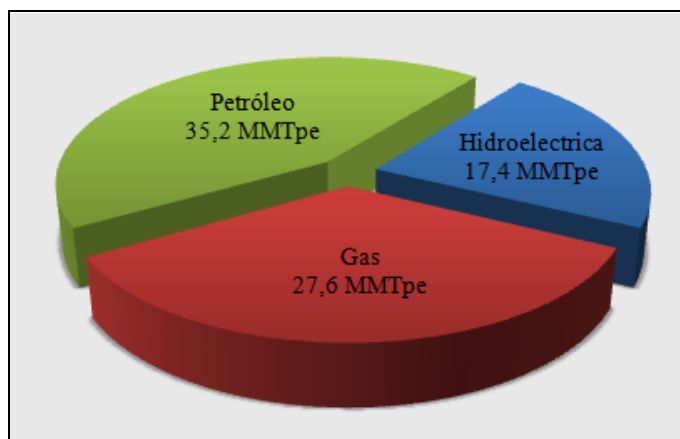


Figura 3.9. Matriz energética de Venezuela.

Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual de PDVSA 2010.

3.6 USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN EL DESARROLLO ELÉCTRICO

Venezuela posee un sistema de generación basado en el desarrollo hidroeléctrico y termoelectrico, donde el segundo genera el 35% de la energía consumida en la nación a raíz de las siguientes tecnologías: ciclo simple con turbinas a vapor, ciclo simple con turbinas a gas y ciclo combinado, las cuales emplean como combustible de alimentación hidrocarburos tales como gasoil, fueloil y gas natural.

No obstante, a nivel mundial también se emplea el coque de petróleo (cuya producción en nuestro país se ha incrementado hasta alcanzar los 14 millones de toneladas en el 2011), en la generación de grandes cantidades de energía eléctrica. Igualmente ocurre con el carbón del cual según el MPPEP se estiman reservas de aproximadamente 9.255 MMTM, que pueden ser aprovechadas a través de los sistemas con turbinas a vapor y ciclo combinado presentes en nuestro país. Sin embargo, sistemas Integrados de Gasificación con Ciclo Combinado (IGCC) podrían ser considerados no solo por su alta eficiencia sino por su habilidad de reducir el grado de contaminación generado en el proceso de combustión (EVE, 2001).

3.6.1 Capacidad instalada

En Venezuela el parque eléctrico se encuentra constituido por 37 centrales térmicas y unidades de generación distribuida y 10 centrales hidroeléctricas entre las cuales se destacan: el Guri, Tocoma, Caruachi y Macagua, por ser las principales y más importantes fuentes de generación en el país, con una capacidad instalada acumulada de 17.606 MW (CORPOELEC, 2010).

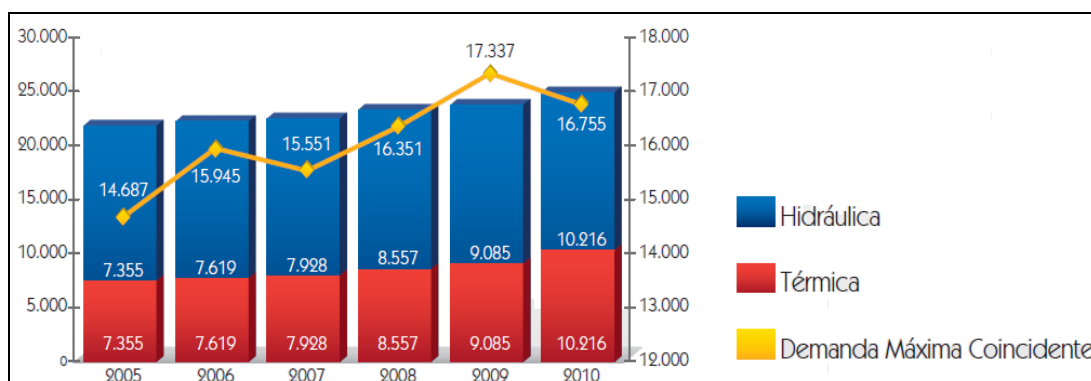


Figura 3.10. Capacidad instalada y demanda máxima entre el período 2005 – 2010.

Fuente: MPPEE, 2010.

Con base en información obtenida del MPPEE (ver Figura 3.10), en Venezuela la capacidad instalada para el año 2009 era de aproximadamente 23.708 MW de los cuales un 38,3% (9085 MW) corresponde a la generación termoeléctrica y un 61,7% (14.623 MW) a la hidroeléctrica.

La Figura 3.10 ilustra el incremento de 1.130 MW de capacidad en el año 2010, donde un 41,1% (10.216 MW) fue generado por las plantas termoeléctricas y 58,9% (14.622 MW) a partir de las centrales hidroeléctricas. Estas cifras sugieren el aumento de 2,8% en la generación termoeléctrica.

En el año 2009 Venezuela afrontó grandes dificultades en materia energética, debido a fenómenos ambientales que perjudicaron el suministro de electricidad de las centrales hidroeléctricas y en consecuencia, se dieron apagones en varios estados del país (El Universal, 2009).

La Figura 3.10 permite visualizar la diferencia entre oferta y demanda de energía (6371 MW) en dicho año. Es importante destacar que este rango tiende a disminuir en los meses de mayor consumo de energía, por lo cual estos valores se aproximan aun mas, cuando por el contrario deberían encontrarse lo bastante alejados como para que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) funcione adecuadamente (MPPEE, 2010).

Para el año 2010 la situación mejora con la disminución de la demanda energética nacional, producto de los planes de ahorro energético y el incremento de la capacidad instalada a través del desarrollo termoeléctrico. Esto permitió incrementar la diferencia entre oferta y demanda máxima de energía, aliviando un poco las cargas que pesan sobre el SEN.

3.6.2 Energía generada

A partir de información obtenida del MPPEE, la energía generada en Venezuela para el año 2009 fue de 124.823 GWh de los cuales el 31,1% es de origen térmico y el resto es producto del desarrollo hidroeléctrico, mientras que para el año 2010 la energía generada fue de 116.676 GWh, de los cuales el 34,2% es producto de la termoelectricidad. Al comparar ambas cifras se destaca el aumento de 3,1% en la generación térmica.

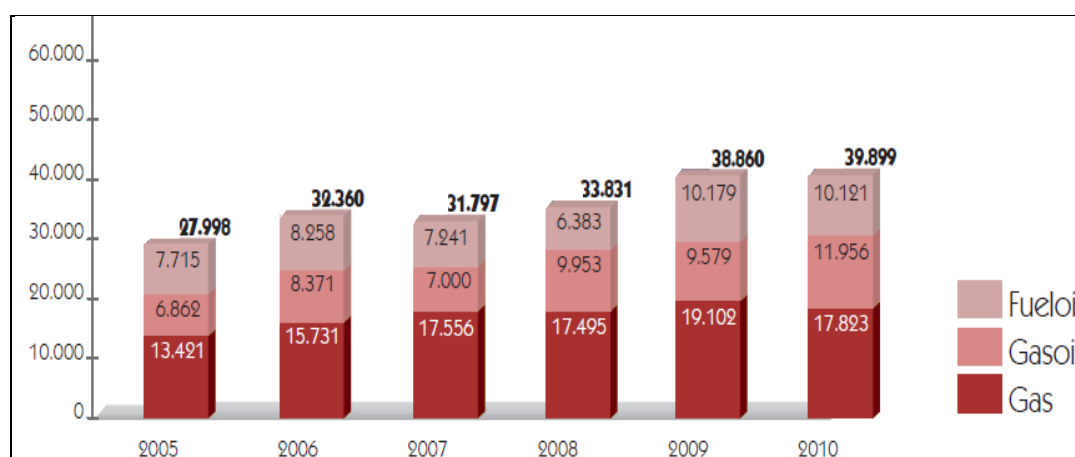


Figura 3.11. Capacidad de generación entre el período 2005 – 2010.

Fuente: MPPEE, 2010.

En la Figura 3.11, se observa el incremento gradual del uso de gas natural en el sector energético nacional para el período 2005 – 2009 en un 29,74%. Sin embargo, en el año 2010 disminuye debido al aumento del consumo de gas en las actividades de la industria petrolera (ver apartado 3.4).

Es de hacer notar las fluctuaciones observadas en la generación por el uso de los combustibles líquidos: gasoil y fueloil, los cuales presentaron altos y bajos en el período 2005 – 2010. Sin embargo, cabe destacar que en los últimos seis (6) años la generación se incrementó en un 33,97%.

3.6.3 Consumo de combustibles

La Figura 3.12 ilustra el suministro de combustibles en el sector eléctrico nacional, observando el incremento irregular en el consumo de los combustibles líquidos: gasoil y fueloil para la generación, alcanzando un total de volumen entregado a lo largo del período 1998 – 2009 de 127.293 MBls y 131.419 MBls respectivamente. Este comportamiento se ajusta a lo esperado, teniendo en cuenta el análisis realizado en el apartado anterior respecto al incremento de la energía generada.

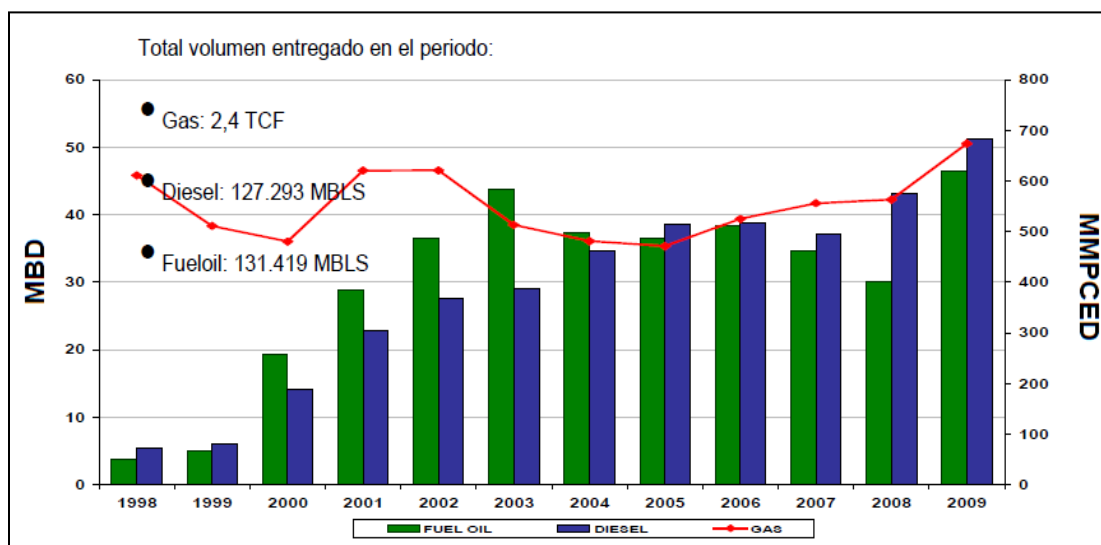


Figura 3.12. Suministro de combustibles en el sector eléctrico.

Fuente: Viceministerio de Hidrocarburos, 2010.

Asimismo se observan variaciones en el consumo de gas natural. Sin embargo, este no excede al incremento que ha tenido el uso de los derivados del petróleo en el sector energético, producto de la sustitución del gas natural por gasoil en las centrales con turbinas duales y al aumento en las necesidades de otros sectores tales como, el siderúrgico y petroquímico (PDVSA, 2010).

En la Figura 3.13 se observa el consumo de combustibles líquidos en la generación termoeléctrica durante el período 2005 – 2009. Donde el uso de gas natural aumentó linealmente a lo largo del mismo al igual que el de gasoil, exceptuando la disminución que este último presentó en el año 2007. Caso contrario ocurrió con el fueloil, cuyo consumo disminuyó progresivamente en dicho período.

En general, a pesar de las fluctuaciones en la composición de cada uno de los combustibles el incremento entre el año 2005 y 2009 fue global, de 16 a 23 MMBEP/año, lo cual representa un 43,75% de aumento.

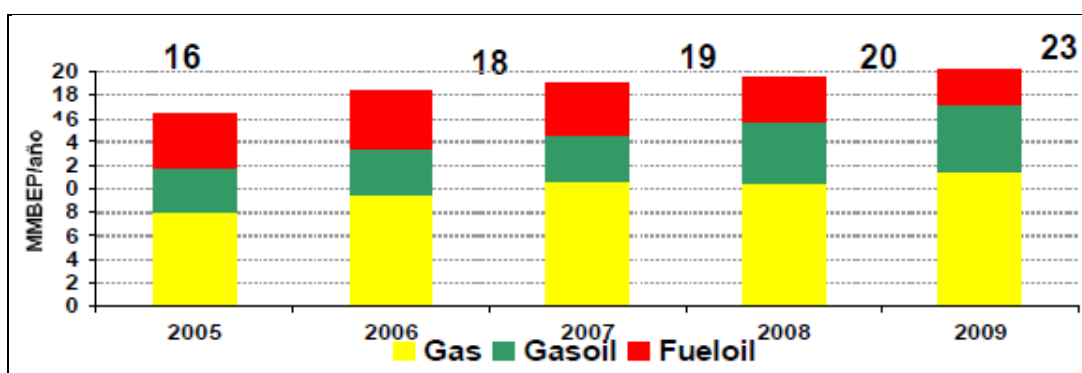


Figura 3.13 Consumo de gas, gasoil y fueloil en la generación termoeléctrica para el período 2005-2009.

Fuente: Viceministerio de Hidrocarburos, 2010.

3.7 TENDENCIA DEL MERCADO ENERGÉTICO MUNDIAL

La energía a través del uso del petróleo se ha obtenido en su mayoría a través del gasoil y fueloil. Sin embargo, la fuente que durante años ha gobernado al mercado energético mundial, en los próximos años comenzará a disminuir su presencia en el

mismo, debido principalmente a que su extracción dejará de ser rentable en los próximos 100 años junto con su disponibilidad en el mundo, ya que gran parte de los yacimientos petroleros han alcanzado su pico de producción y comenzado a declinar.

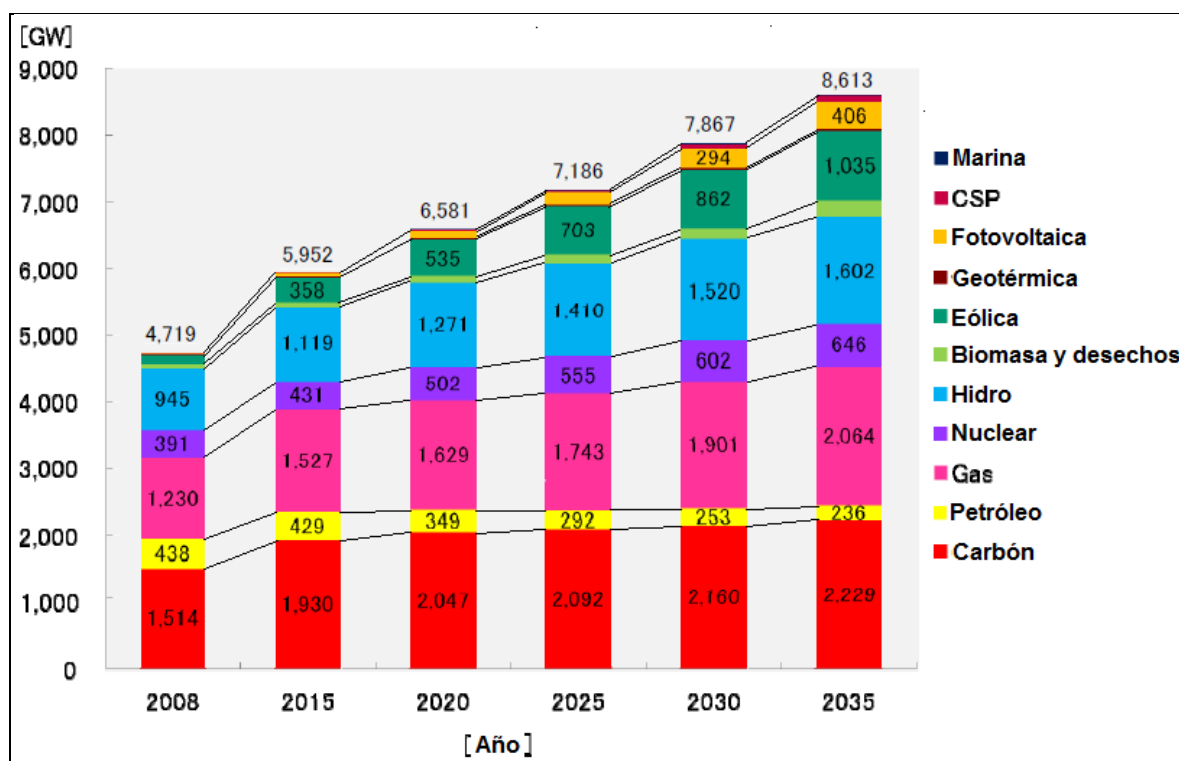


Figura 3.14. Capacidad instalada por fuente de energía 2008-2035.

Fuente: IEA, 2010.

En la Figura 3.14 se observa que la única fuente de energía cuya presencia se proyecta en descenso es el petróleo. No obstante, esto no implica que la presencia de los combustibles fósiles en el mercado energético mundial desaparecerá, puesto que en la actualidad se ha estado incrementando el uso de gas natural y carbón con fines energéticos (IEA, 2010), ya que ambas fuentes son bastante eficientes y competentes en la producción de energía y en comparación con las fuentes alternativas, son las más rentables económicamente. Así mismo la Agencia Internacional de Energía de los Estados Unidos (IEA, por sus siglas en inglés) ha señalado que tanto en Europa como en América se considera la posibilidad de desarrollar tecnologías que

capturen y almacenen el dióxido de carbono (CO₂), generado a raíz de los procesos de combustión en las centrales termoeléctricas, lo cual permitirá reducir la contaminación ambiental en este sentido. De allí que el uso de las mismas se proyecte favorablemente en el mercado, aventajando aquellos países cuyo potencial en dichos recursos sea elevado, como es el caso de Venezuela, que en la actualidad es el sexto país con las mayores reservas de gas natural y una de las más grandes de carbón a nivel mundial.

Por otra parte, el desarrollo de fuentes renovables se hace cada vez más atractivo a largo plazo, en especial las energías: eólica, fotovoltaica, de biomasa y nuclear (ver Figura 3.14), cuya presencia en el mercado internacional tiende a incrementarse marcadamente en los próximos 23 años según los datos expuestos en la Figura 3.14. Esto se debe a que las mismas son alternativas de generación que no afectan fuertemente al medio ambiente (aspecto de gran importancia por los efectos del cambio climático a nivel mundial). Igualmente son eficientes técnicamente, no a la par de los combustibles fósiles, pero sin duda se destacan como las mejores opciones de energías alternativas (ver Figura 3.14). Por lo cual, en Europa, Asia y América se visualiza el incremento acelerado del desarrollo eléctrico a partir de dichas fuentes (IEA, 2010).

No obstante, el atenuante de las fuentes renovables es el gasto monetario que implica la aplicación de las mismas. Sin embargo, al disminuir la presencia de crudo en el mercado debido a la declinación de los yacimientos, los costos de producción se incrementarán y la generación de energía a raíz de los mismos será menos rentable. En consecuencia, la disponibilidad de las fuentes de energía renovables como parte del parque eléctrico mundial permitirá reducir los costos de las mismas, motivo por el cual serán más rentables (IEA, 2010).

CAPÍTULO IV

POTENCIAL DE LAS FUENTES ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN EN VENEZUELA

El contenido del presente capítulo está basado en la revisión del potencial que posee Venezuela para el desarrollo de energías alternativas tales como: solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, geotérmica y nuclear, las cuales serán comparadas con los combustibles fósiles a través del Proceso de Análisis Jerárquico. Por cuanto, se revisará la existencia de los recursos y elementos naturales requeridos por las mismas para su aplicación y se presentarán los proyectos propuestos en este ámbito.

La investigación se basó en la búsqueda de información pública y disponible relacionada con los entes MPPPM (Departamento de Energías Renovables), CORPOELEC C.A e INDENE (Instituto de Energía de la Universidad Simón Bolívar), al igual que instituciones privadas especialistas en energías alternativas.

4.1 ENERGÍA SOLAR

En Venezuela existe un elevado potencial de recursos para el desarrollo de la energía solar, puesto que su localización geográfica da lugar a altos grados de insolación (de 5,2 a más de 6,1 KWh/m²/día) acompañados en su mayoría por la escasa cobertura de nubes en la mayoría de los estados del país (MPPPM, 2009). En la Figura 4.1, se presenta el mapa solar de Venezuela en el cual es posible observar las zonas que reciben mayor radiación a lo largo de casi todo el año.

Los estados que reciben alta radiación solar (superior a 6,1 KWh/m²/día) por lo general son costeros, como: el Zulia, la Península de Paraguaná en el estado Falcón, Cumaná en el estado Sucre, la Isla de Margarita y la Isla de Coche en el estado Nueva Esparta y las dependencias federales como: los Roques, las Aves, la Orchila, la Blanquilla, etc. Sin embargo, en la primera la construcción de una granja solar no es

posible debido a que es un parque nacional y en la segunda sería un proyecto riesgoso puesto que la isla tiende a sumergirse por completo durante fuertes tormentas. De igual manera en zonas con radiación comprendida entre 5,5 y 6,1 KWh/m²/día son favorables para el desarrollo de energía solar. En este grupo se encuentra: el norte del estado Zulia, el noreste del estado falcón, Barcelona estado Anzoátegui y la Península de Paria en el estado Sucre.

En algunos estados centrales de Venezuela la energía del sol puede ser aprovechada, no en las mismas condiciones ni con la misma eficiencia que en las zonas más soleadas, pero es viable para abastecer a pueblos pequeños cuyo desarrollo eléctrico es limitado. No obstante, es importante destacar que el desarrollo de la energía solar no necesariamente requiere de fuerte radiación puesto que, a pesar de que el cielo se encuentre nublado, el sol continua incidiendo sobre la tierra y la energía se sigue produciendo a través de los paneles, pero con menor eficiencia.

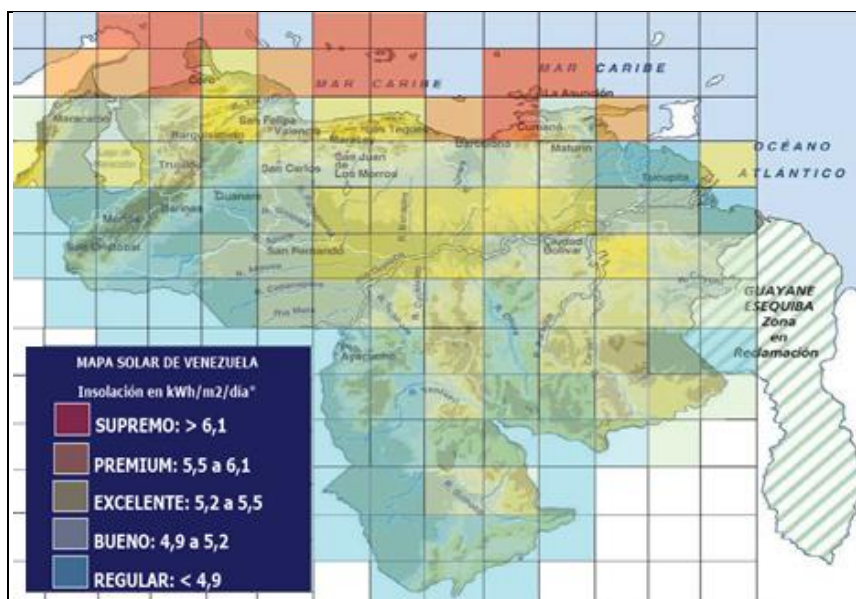


Figura 4.1. Mapa de la radiación solar en Venezuela.

Fuente: Durán, 2009.

En Venezuela la energía solar se aprovecha a través de sistemas autónomos en viviendas remotas bastante alejadas de la red de distribución nacional (chozas de

indígenas en el estado Bolívar), postes de iluminación como los que se observan en la av. Bolívar de Caracas y Constitución de Maracay, al igual que en la entrada del peaje de Palo Negro de la misma ciudad (ver Figura 4.2), calentadores solares de agua, etc (Durán, 2009). Igualmente existen proyectos para el desarrollo de sistemas híbridos (solar + eólico) que permitirán abastecer de electricidad a los módulos de barrio adentro en las zonas costeras. Sin embargo, el proyecto de mayor relevancia en nuestro país se lleva a cabo en la isla de coche (estado Nueva Esparta), lugar donde actualmente se construye una granja solar fotovoltaica de 3 MW de capacidad con más de 17.500 módulos solares que proveerán de energía a la población local y estará conectada a la red eléctrica nacional (Suzin, 2009).

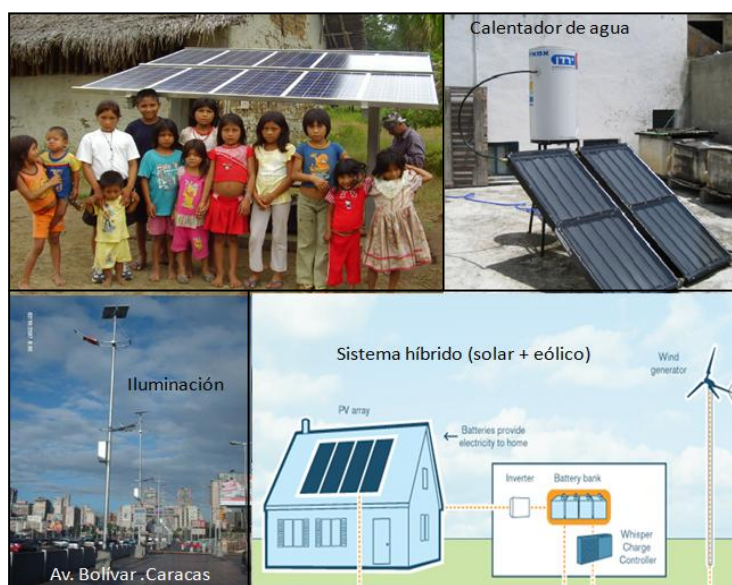


Figura 4.2. Energía solar en Venezuela.

Fuente: Suzin, 2009.

4.2 ENERGÍA EÓLICA

En Venezuela el potencial eólico distribuido en tierra y la plataforma continental se estima en 1,41 MMBped, debido a que las velocidades del viento varían de 1 a 6 m/s. Sin embargo, el mayor provecho se obtiene con velocidades comprendidas entre 5 y 12 m/s (MEN, 2001).

La Figura 4.3, es un mapa eólico de Venezuela a 50 metros de altura. En este se observa que las mayores velocidades se desarrollan al norte del país en la plataforma continental y los estados costeros: Zulia, Falcón, Carabobo, Aragua, Dto. Capital, Vargas, Miranda, Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta, donde el viento alcanza velocidades superiores a los 6 m/s, por lo cual estas zonas son bastante atractivas para la incorporación de parques eólicos.

Como es de esperar las zonas de mayor radiación solar son igualmente las de mayor potencial eólico, puesto que la energía del viento se origina a raíz de la incidencia del sol sobre la tierra (ver Capítulo II: Marco teórico).

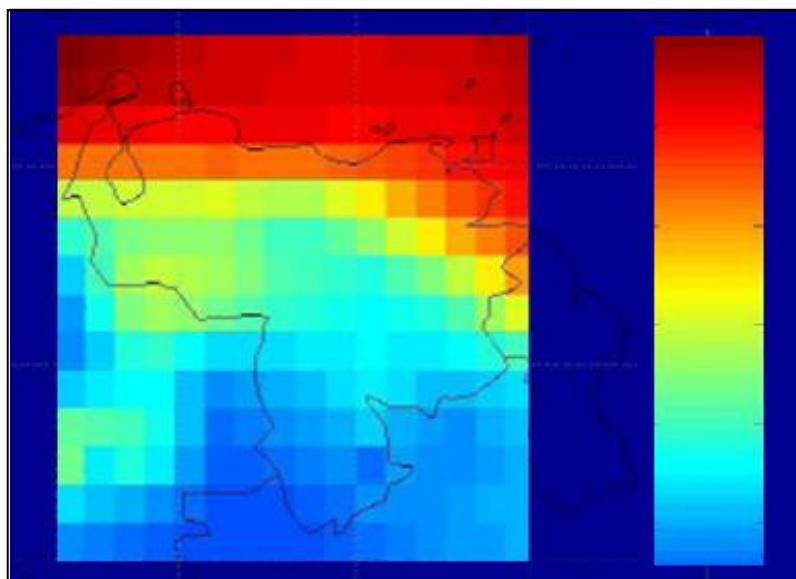


Figura 4.3. Mapa eólico a 50 metros de altura.

Fuente: NASA Surface Meteorology and Solar Energy (s.f.).

En el año 2004 comenzó a estudiarse la posibilidad de incluir la energía solar para complementar el sistema eléctrico nacional. Fueron seleccionados los estados Zulia (la Guajira), Falcón (Península de Paraguaná), Sucre (Península de Araya) y Nueva Esparta (Isla de Margarita y Coche), por ser los de mayor potencial eólico. En cada uno de ellos fueron situados tres puntos de evaluación a 50 metros de altura que

permitieron determinar la velocidad (superior a los 8 m/s) y dirección del viento, así como su comportamiento a lo largo de un año (Posso, 2011).

A raíz de las investigaciones se establecieron cuatro proyectos de generación eléctrica que se basan en la creación de parques eólicos, los cuales una vez terminados tendrán la capacidad de suministrar 172 MW de energía. Actualmente, ha comenzado la construcción del primer parque eólico ubicado en la Península de Paraguaná que tendrá la capacidad de generar 100 MW. Seguidamente comenzarán los trabajos para la construcción de los otros tres parques eólicos los cuales tendrán una capacidad de 24 MW cada uno y se prevé estén culminados para el año 2013 (INDENE, 2009).

4.3 ENERGÍA DE LA BIOMASA

La biomasa es el combustible de mayor abundancia en el planeta y producido por el hombre a través de múltiples formas ya sea realizando actividades tan sencillas, como por ejemplo: la elaboración de comida. En Venezuela la mayor cantidad de biomasa que se produce es de origen agrícola, agropecuario, industrial y urbano. Sin embargo, actualmente se han propuesto planes para la construcción de plantas de combustión directa alimentadas por desechos domésticos, debido a que en las principales ciudades de Venezuela estos se producen en grandes cantidades (aproximadamente un (1) kilogramo de residuos diariamente según el MINAMB).

Los proyectos en este ámbito pretenden añadir otra fuente de energía renovable a la matriz energética venezolana y satisfacer las necesidades presentes en las ciudades en las cuales se desarrollen. De igual manera, permitirá generar soluciones viables al problema de la disposición y almacenamiento de residuos urbanos (actualmente los vertederos y rellenos sanitarios han sobrepasado sus capacidades de almacenamiento y tratamiento), mejorando así la calidad de vida y las condiciones higiénicas de los sectores más afectados por este inconveniente (MINAMB, 2011).

En la Figura 4.4, es posible apreciar el plan piloto propuesto en el período 2010 – 2012, el cual se basa en el desarrollo de una primera fase en la que se pretenden añadir 64 MW al sistema eléctrico y cuya inversión se estima en 166 MMUS\$. El

proyecto consiste en la construcción de ocho (8) plantas térmicas de biomasa (seis de 10 MW y dos de 2 MW), que estarán ubicadas de oeste a este en los estados Zulia, Lara, Aragua, Vargas, Distrito Capital, Miranda y Nueva Esparta, donde cada una de ellas empleará como combustible residuos urbanos. No obstante, es importante destacar que este proyecto aun no se ha iniciado.

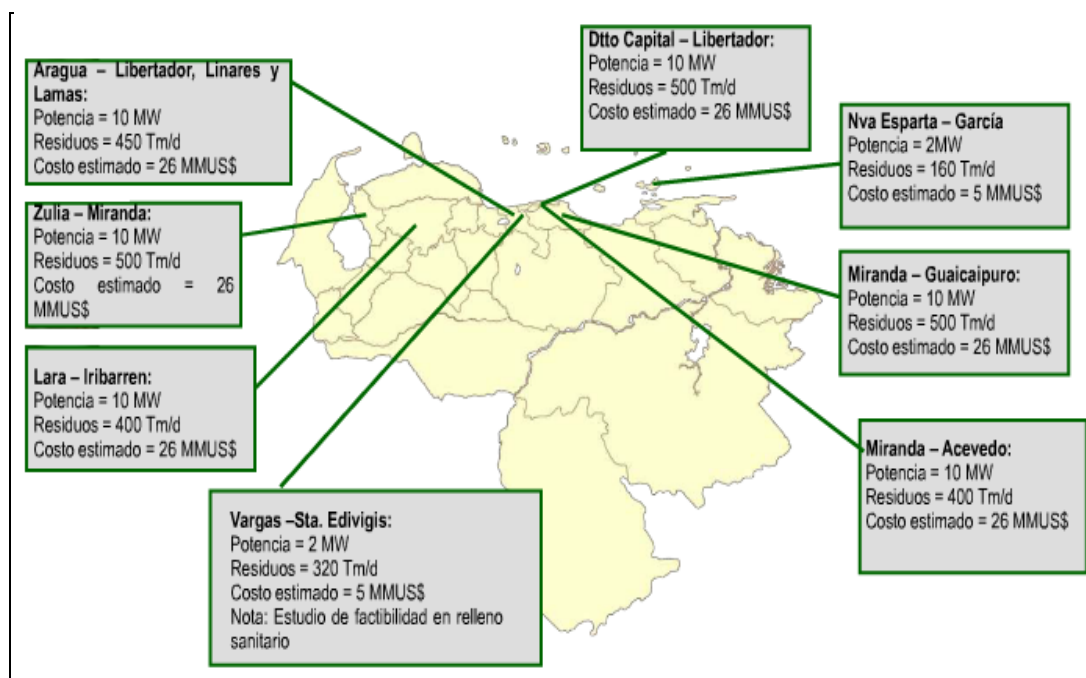


Figura 4.4. Mapa de la primera etapa del proyecto piloto.

Fuente: Domínguez et al. (2010).

La segunda fase del proyecto piloto fue propuesta para el período 2013 – 2015 en el cual se contempla la ampliación de cinco (5) de las plantas señaladas en la Figura 4.4 y la construcción de cuatro (4) nuevas plantas con capacidades de generación comprendidas entre 7 y 15 MW, las cuales se ubicarán en los estados Táchira, Carabobo, Anzoátegui y Bolívar, incorporando de esta manera 90 MW al parque eléctrico nacional. La culminación de ambas etapas del proyecto representaría la generación de 154 MW a partir del uso de biomasa (ver Figura 4.5).

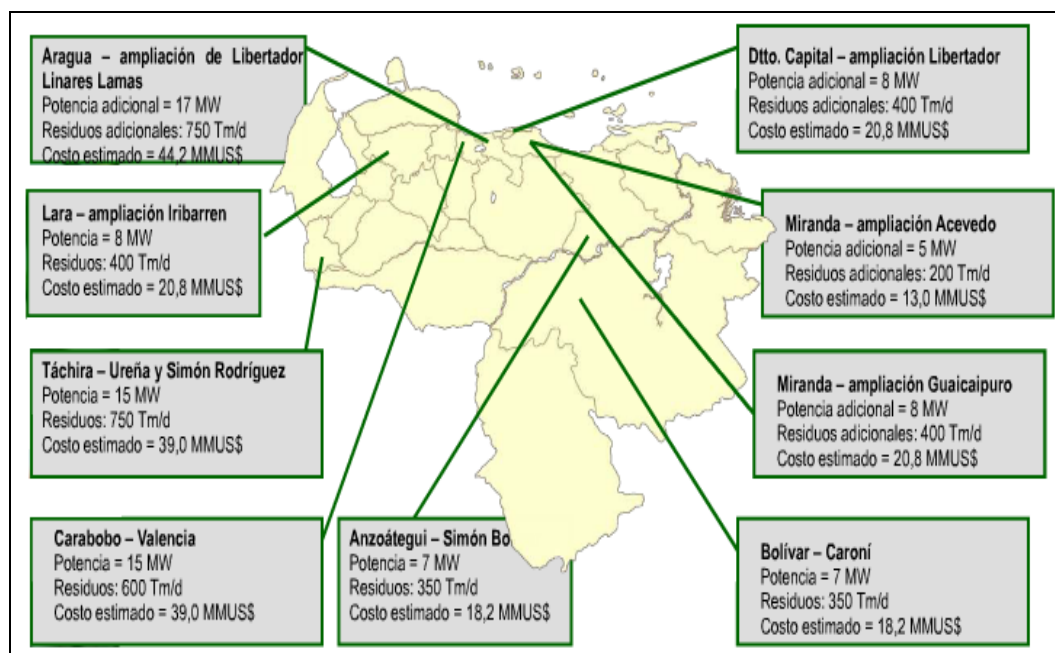


Figura 4.5. Mapa de la segunda etapa del proyecto piloto.

Fuente: Domínguez et al. (2010).

Actualmente PDVSA Agrícola filial de PDVSA, se ha propuesto la construcción de 11 complejos agroindustriales para la producción de biomasa bajo la forma de torula (derivado de la caña de azúcar), con la finalidad de generar electricidad a través del uso de la misma en plantas térmicas e incrementar la producción nacional de azúcar y alimentos balanceados para animales en base a este producto. De igual manera estos complejos procesarán etanol y seis (6) de ellos serán inaugurados en el año 2012 (Ramírez, 2011).

4.4 ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

Venezuela cuenta con 96 embalses que almacenan 157 m^3 de agua, cuyo potencial energético es de 1,99 MMBped de los cuales únicamente un 25% ha sido aprovechado. El desarrollo hidroeléctrico tiene más de 30 años en nuestro país y actualmente constituye la principal fuente de energía, abarcando gran parte de la matriz energética nacional, de allí que actualmente el 62% de la energía que se produce es generada a partir de esta fuente (CORPOELEC, 2011).

Venezuela cuenta con 10 centrales hidroeléctricas distribuidas en los estados: Bolívar, Barinas, Mérida y Táchira, de las cuales seis (6) se encuentran en operación y tres (3) en construcción (Tocoma con 2.160 MW, Fabricio Ojeda con 514 MW y Leonardo Ruiz Pineda con 300 MW).

La central hidroeléctrica Simón Bolívar, también llamada Guri, es la más importante de Venezuela y la tercera central de generación más grande del mundo. Esta tiene una capacidad instalada de 10.320 MW y produce la mayor cantidad de energía consumida en el país. El Guri se alimenta del Río Caroní en el que se encuentran las centrales: Caruachi de 2.196 MW, Macagua de 2.930 MW y próximamente Tocoma (ver Figura 4.6), la cual una vez culminada y puesta en funcionamiento en el año 2012, dará por concluido el proyecto de desarrollo del bajo Caroní, cuyo potencial será de 17.606 MW (CORPOELEC, 2010).

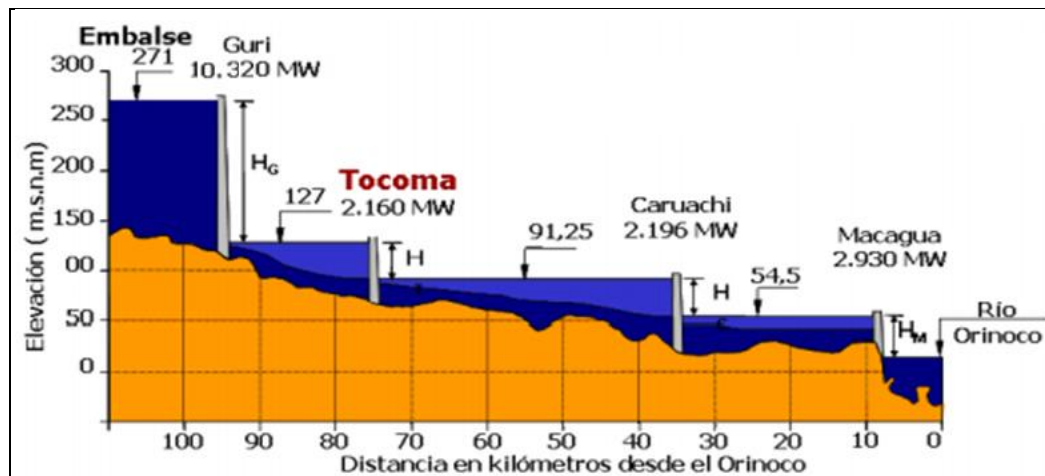


Figura 4.6 Potencial hidroeléctrico del Bajo Caroní.

Fuente: CORPOELEC, 2010.

4.5 ENERGÍA NUCLEAR

Las reservas de minerales radiactivos en Venezuela son bastante atractivas para el desarrollo de la energía nuclear, ya que existen aproximadamente 50.000 toneladas de Uranio que aun no han sido explotadas y que equivalen a un potencial de 25,283

MMBpe en Uranio enriquecido (ANIH, 2008). Sin embargo, recientes investigaciones han comprobado grandes acumulaciones de Torio en Cerro Impacto (Estado Bolívar), donde existe un potencial incluso superior al que se encuentra en la Faja Petrolífera del Orinoco (mayor de 273.000 MMBpe), cuya certificación convertiría a Venezuela en el tercer país de mayores reservas de Torio a nivel mundial después de Rusia y la India (USB, 2006).

El uso de Torio con fines nucleares no ha sido desarrollado tan ampliamente como en el caso del uranio, cuyos reactores son comerciales y los años de experiencia que tiene el uso del mismo a nivel mundial transmiten confianza a un país que pretenda experimentar por primera vez con energía nuclear como Venezuela, motivo por el cual las investigaciones realizadas en este campo hasta los momentos, se han hecho usando Uranio como combustible.

En el año 1960 comenzó a estudiarse la energía nuclear en Venezuela con la puesta en marcha del reactor RV-1 de 3 MW en las instalaciones del Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC) con el fin de ampliar las investigaciones en materia de física nuclear. Sin embargo, actualmente el reactor es empleado para la irradiación de rayos gamma, mediante el cual se prestan servicios de esterilización microbiológica y materiales quirúrgicos entre otros (El Nacional, 2011).

En el año 2005 el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, inicio conversaciones para la posible inversión de 18 a 20 millardos de dólares en la construcción de una central nuclear en Venezuela mediante la colaboración de Rusia a través de su corporación nuclear Rosatom. En el acuerdo firmado en Noviembre del año 2008, se establecía la construcción de dos (2) reactores nucleares modelos VVER-1200 de 1200 MW de potencia cada uno, los cuales emplearían uranio enriquecido como combustible (MPPEE, 2008).

La construcción de ambos reactores tardaría entre cuatro y cinco años, mientras que la central unos doce años aproximadamente. A partir de esto se deduce que a finales de la segunda década del presente siglo estaría en funcionamiento la central nuclear en Venezuela a su óptima capacidad (MPPEE, 2008).

No obstante, a raíz de los sucesos ocurridos en Japón producto del tsunami que arrasó con sus costas en Marzo del año 2011 y del cual se desprendieron una serie de accidentes en la central nuclear de Fukushima, el presidente de Venezuela anunció la suspensión de los planes de energía nuclear en el país, los cuales se encontraban en fase preliminar (El Nacional, 2011).

4.6 ENERGÍA GEOTÉRMICA

Los recursos geotérmicos de Venezuela, se localizan en los estados Sucre, Táchira Aragua y Falcón, en los que el departamento de energías renovables del MPPPM, ha realizado estudios que confirman un potencial de 150 MW de alta entalpía.

La entalpia del yacimiento permite inferir que la temperatura del mismo debe encontrarse entre 80 y 190°C (con base en investigaciones respecto a yacimientos geotérmicos en el mundo) y que el fluido que contiene es agua caliente o vapor seco dependiendo también de la profundidad a la que se encuentre. No obstante, debido a que los yacimientos geotérmicos de mayor abundancia en el mundo contienen agua a elevadas temperaturas (agua caliente). En la presente investigación se asume que dicho fluido constituye el principal recurso geotérmico en Venezuela.

En la actualidad no existen plantas geotérmicas de generación en Venezuela debido a que este recurso aun no ha sido desarrollado. Sin embargo, se está evaluando la posibilidad de construir una planta geotérmica en el estado Sucre (MPPPM, 2009).

CAPÍTULO V

PROPUESTA METODOLÓGICA

La comparación de fuentes de energías convencionales (combustibles fósiles) y alternativas se realizará mediante el método de Análisis Jerárquico y el Principio de Hurwics citados en el Capítulo II, a través de los cuales cada alternativa será comparada mediante una serie de criterios de evaluación, con el fin de conocer la mejor opción, al igual que otras de buena proyección. Sin embargo, este proceso consta de una serie de pasos mediante los cuales cada alternativa de generación es evaluada según sus características y comparada mutuamente.

5.1 METODOLOGÍA

La metodología a seguir para la comparación y selección de fuentes de energía involucra la realización de los siguientes pasos:

1. Selección de criterios globales de evaluación.
2. Selección de criterios específicos o subcriterios.
3. Valoración de subcriterios y construcción de base de datos.
4. Aplicación del método AHP para la ponderación de criterios y subcriterios.
5. Construcción de matriz de rangos con base en el Principio de Hurwics y en la búsqueda de información.
6. Ponderar cada alternativa.
7. Realizar el protocolo para la comparación de alternativas en VisualBasic a través de Microsoft Excel 2007.

5.1.1 Selección de criterios globales de evaluación

La selección de los criterios globales es el primer paso, ya que a raíz de estos se realizará la evaluación de las alternativas u opciones de decisión. Estos por lo general

definen características macro tales como: economía, operación, tecnicidad, ambiente y seguridad, entre otros, cuya selección depende de la importancia que tienen dichos aspectos en el proyecto.

5.1.2 Selección de criterios específicos o subcriterios

Los criterios específicos también llamados subcriterios, son aquellos que representan aspectos más detallados de los criterios globales y permiten evaluar sus características más relevantes de forma cuantitativa y/o cualitativa.

La selección de los subcriterios va a depender directamente de cuan minuciosa sea la evaluación que se pretende realizar de cada alternativa y no existe una cantidad limitada de estos, puesto que es posible escoger tantos criterios como se consideren necesarios.

5.1.3 Valoración de subcriterios y construcción de base de datos

Los subcriterios pueden ser valorados de forma cuantitativa o cualitativa dependiendo del origen del mismo y del posterior método de toma de decisiones a emplear. Para ello, es necesaria la búsqueda de información detallada de cada subcriterio respecto a la correspondiente alternativa que caracteriza. Seguidamente los datos se colocan en una matriz dinámica con el fin de visualizarlos todos a la vez.

La matriz de datos constituye una herramienta de gran importancia en la aplicación del método de análisis jerárquico debido a que la misma se emplea para facilitar la jerarquización de cada uno de los criterios globales, subcriterios y alternativas de decisión, y realizar las ponderaciones posteriores que darán origen a los resultados.

5.1.4 Aplicación del método AHP

Con el fin de ilustrar la manera adecuada de aplicar el método AHP se considera el siguiente ejemplo el cual será desarrollado en función del procedimiento expuesto y visualizado (ver esquema de la Figura 2.13) en el Capítulo II: Marco Teórico.

Paso 1. Definir modelo jerárquico

Inicialmente es necesario definir el modelo jerárquico, en el cual se reflejan los criterios, subcriterios y alternativas de evaluación. Para el ejemplo que será desarrollado se asume que las alternativas de decisión son dos, las cuales se denominan A_1 y A_2 y serán evaluadas a través de tres criterios A, B y C. Donde cada uno se divide en dos subcriterios, tal y como se muestra en el esquema de la Figura 5.1.

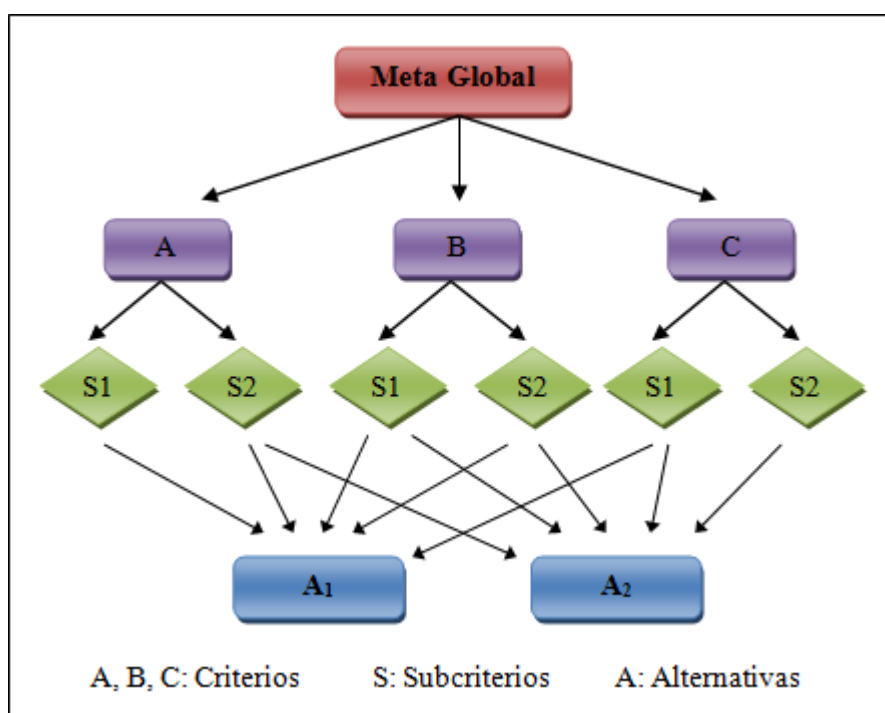


Figura 5.1. Modelo jerárquico para ejemplo.

Paso 2. Escala de valoración

El proceso de análisis jerárquico como se especificó en el Capítulo II, utiliza la escala de Saaty para evaluar cada uno de los criterios. Esta escala contiene valores comprendidos entre uno (1) y nueve (9) tal y como se observa en la Tabla N° 2.2. Sin embargo, en el presente Trabajo Especial de Grado (T.E.G) la escala será reducida a tres unidades, donde el número cinco (5) representa el mayor valor. De esta manera

se facilita el manejo de información y la aplicación el método. En la Tabla N° 5.1 se presenta la escala de valoración seleccionada.

Tabla N° 5.1. Escala de valoración numérica seleccionada.

Fuente: Saaty, 1990 (Modificado Hernández).

Planteamiento de la preferencia	Descripción	Escala de valoración
Igual importancia	Dos actividades contribuyen igual al objetivo	1
Importancia moderada de un elemento sobre otro	La experiencia y el juicio están a favor de un elemento sobre otro	3
Importancia fuerte de un elemento sobre otro	Un elemento es fuertemente Favorecido sobre otro	5

Paso 3: Matriz de comparación por pares

En la Tabla N° 5.2, se observa la matriz de comparación por pares en la cual primeramente se estableció la jerarquización de los tres criterios por orden de prioridad para el evaluador. Destacando así que el criterio A (1) es más importante que el B (3) y el C (2), y que a su vez el criterio C es más importante que el B.

Tabla N° 5.2. Matriz de comparación por pares con la jerarquización de criterios completa.

Jerarquización	Criterios	A	B	C
1	A			
3	B			
2	C			

Dentro de la matriz los únicos valores que deben ser definidos son aquellos que se encuentran en la diagonal superior derecha, ya que los que se ubicarán en la diagonal opuesta (celdas de color gris) representan el valor inverso.

En la Tabla N° 5.3 se observa la matriz completa. Donde, la flecha roja indica que la comparación se realiza desde el criterio A al A, B y C, mientras que la azul indica la comparación desde el criterio B al B y C. La comparación del criterio C se realiza de la misma manera que con los anteriores.

En la comparación del criterio A, se observa que debido a que en la jerarquización planteada anteriormente el criterio A (1) predomina fuertemente sobre el B (3) y moderadamente sobre el C (2) entonces, de acuerdo a la escala de valoración establecida anteriormente (ver Tabla N° 5.1) los valores que reflejan dicha jerarquización son cinco (5) respecto al B y tres (3) respecto al C. Este procedimiento se repite para las filas de los criterios B y C y de esta manera se va llenando la matriz.

Se destaca que el valor uno (1) se repite en cada una de las celdas de la diagonal de la matriz, ya que en estas celdas se comparan criterios iguales y según la escala de valoración, si la importancia de un criterio sobre otro es la misma el valor a colocar es uno (1). Seguidamente se procede a sumar los valores presentes en las columnas con el fin de obtener el total en cada una de estas.

Tabla N° 5.3. Matriz de comparación por pares completa.

Jerarquización	Criterios	A	B	C
1	A	1	5	3
3	B	1/5	1	1/3
2	C	1/3	3	1
	Total	1,53	9,00	4,33

Paso 4: Matriz normalizada

La matriz se normaliza dividiendo los valores presentes en cada columna de la matriz de comparación por pares, entre el total de la misma, tal y como se observa en la Tabla N° 5.4. La suma de los valores de cada columna debe ser igual a la unidad.

Tabla N° 5.4. Normalización de matriz por pares.

Criterios	A	B	C
A	$1/1,53 = 0,65$	$5/9 = 0,56$	$3/4,33 = 0,69$
B	$(1/5)/1,53 = 0,13$	$1/9 = 0,11$	$(1/3)/4,33 = 0,08$
C	$(1/3)/1,53 = 0,22$	$3/9 = 0,33$	$1/4,33 = 0,23$
Total	1,00	1,00	1,00

Paso 5: Vector prioridad

El vector prioridad se determina calculando el promedio de los valores presentes en cada fila de la matriz normalizada (ver Tabla N° 5.5). La suma de los valores en el vector prioridad debe ser igual a la unidad.

Tabla N° 5.5. Cálculo de vector prioridad.

Matriz Normalizada				Promedio	Vector Prioridad
Criterios	A	B	C		
A	0,65	0,56	0,69	→	0,63
B	0,13	0,11	0,08	→	0,11
C	0,22	0,33	0,23	→	0,26
Total	1,00	1,00	1,00		1,00

Paso 6: Análisis de consistencia

Se multiplica la matriz de comparación por pares (MCP) con el vector prioridad (VP) y se obtiene como resultado el siguiente vector:

Tabla N° 5.6. Matriz principal por vector prioridad.

MCP x VP
1,95
0,32
0,79

Posteriormente se procede a calcular un nuevo vector dividiendo los valores obtenidos en la matriz anterior (Tabla N° 5.6) entre su homólogo en el vector prioridad, tal y como se observa en la Tabla N° 5.7.

Tabla N° 5.7. Cálculo del nuevo vector.

Nuevo Vector
$1,95/0,63 = 3,07$
$0,32/0,11 = 3,01$
$0,79/0,26 = 3,03$
Total = 3,04

El promedio de los valores expuestos en la tabla anterior corresponde a un factor denominado λ_{max} , el cual es igual a 3,04 en este ejemplo. Adicionalmente se determina el índice de consistencia (IC), mediante la Ecuación 2.1 (ver Ec. 2.1 en el Capítulo II), obteniendo como resultado 0,02.

Por último, se calcula la Razón de Consistencia (RC) dividiendo el Índice de Consistencia (IC) entre el Índice Aleatorio (IA), el cual es un valor estándar que depende del número de elementos objeto de estudio (ver Tabla N° 2.5 en el Capítulo II), donde para $n = 3$ el $IA = 0,58$, dando como resultado en este ejemplo $RC = 0,03$. El valor obtenido resulto menor a 0,1, lo cual indica que la ponderación de la matriz principal es consistente.

El procedimiento expuesto anteriormente se repite para evaluar los subcriterios y alternativas y finalmente seleccionar aquella que genere el mayor valor

5.1.5 Construcción de matriz de rangos

Una matriz de rangos es aquella en la que a partir de la búsqueda de información se reflejan cuantitativamente los rangos que definen las condiciones ideales de cada subcriterio bajo las cuales las alternativas de evaluación son favorables,

medianamente favorables y desfavorables, según el Principio de Hurwics (ver Capítulo II).

En la Tabla N° 5.8 se presenta una matriz de rangos sencilla, en la cual los criterios globales seleccionados fueron: A, B y C con un subcriterio cada uno, denominados: subcriterio A, subcriterio B y subcriterio C.

Tabla N° 5.8. Estructura de la matriz de rangos.

Criterios	Escala de evaluación		
	1	2	3
Criterio A			
Subcriterio A	Menor o igual a X_1	Entre X_2 y X_1	Mayor o igual a X_2
Criterio B			
Subcriterio B	Mayor o igual a X_1	Entre X_2 y X_1	Menor o igual a X_2
Criterio C			
Subcriterio C	Mayor o igual a X_1	Entre X_2 y X_1	Menor o igual a X_2

En el lado superior derecho de la matriz observamos la escala de evaluación basada en el Principio de Hurwics, tal y como se muestra en la Tabla 5.9. Donde el número uno (1) indica que la alternativa evaluada es desfavorable, si el valor correspondiente a su subcriterio es menor o igual a X_1 . De la misma manera, si este valor está comprendido entre X_1 y X_2 entonces la opción es moderadamente favorable (2) y si es mayor o igual a X_2 la alternativa es favorable (3). La misma interpretación se ajusta al resto de los criterios a evaluar.

Tabla N° 5.9. Escala de valoración basada en el Principio de Hurwics.

Planteamiento de la preferencia	Escala de valoración
Desfavorable	1
Medianamente favorable	2
Favorable	3

5.1.6 Evaluación de alternativas.

Una vez construida la matriz de rangos, se procede a evaluar cada alternativa respecto a cada criterio y subcriterio, empleando la escala de valoración basada en el Principio de Hurwics expuesta en la Tabla N° 5.9 y apoyándose en la matriz de rango.

La matriz de evaluación consta de una columna correspondiente a la ponderación o peso, cuyos valores representan el vector prioridad obtenido anteriormente con el método AHP. En las siguientes columnas encontramos las opciones a evaluar donde cada una de estas se divide en dos columnas, una para establecer el puntaje y otra para calcular el valor total de la puntuación.

En la Tabla N° 5.10 se observa la matriz de evaluación con los puntajes establecidos para facilitar la comprensión del proceso. Donde únicamente las celdas de color blanco en las columnas de puntaje requieren ser llenadas por el evaluador. Esto se realiza, utilizando la matriz de datos para ubicar el valor estándar en alguno de los rangos establecidos en la matriz de rangos y de esta forma a través de la escala presente en la Tabla N° 5.9, se puede colocar la puntuación correspondiente a cada alternativa respecto a los subcriterios.

El puntaje de los criterios globales A, B y C se calculan multiplicando la ponderación del subcriterio por el puntaje otorgado al mismo, tal y como se observa en la Tabla N° 5.10. Mientras que los valores totales son el resultado de multiplicar el puntaje anteriormente calculado por la ponderación del mismo criterio. Tomando como ejemplo el criterio A el puntaje del mismo es $(P*3)$ mientras que el valor total es $P_A*(P*3)$, donde P_A representa la ponderación del criterio A, y P la ponderación de su respectivo subcriterio. De esta manera, se calculan los valores totales correspondientes a cada criterio y una vez todos hayan sido establecidos se procede a sumar los valores totales presentes en cada columna.

Las cifras totales finales son comparadas y se selecciona la alternativa u opción que posea un mayor valor como la decisión de mejor proyección.

Tabla N° 5.10. Estructura de la matriz de evaluación.

Opciones		Opción 1		Opción 2	
Criterios	Ponderación	Puntaje	Total	Puntaje	Total
Criterio A	P_A	$P*3$	$P_A *(P*3)$	$P*2$	$P_A *(P*2)$
Subcriterio A	P	3		2	
Criterio B	P_B	$P*2$	$P_B *(P*2)$	$P*1$	$P_B *(P*1)$
Subcriterio B	P	2		1	
Criterio C	P_C	$P*3$	$P_C *(P*3)$	$P*3$	$P_C *(P*3)$
Subcriterio C	P	3		3	
Total		Total ₁		Total ₂	

5.1.7 Protocolo de comparación de alternativas.

Cada uno de los pasos que implica la comparación y selección de alternativas de decisión señalados anteriormente son recopilados y reflejados de manera organizada en VisualBasic a través de Microsoft Excel 2007. En este se programarán los cálculos requeridos en la aplicación del método AHP, así como también aquellos involucrados en la evaluación de alternativas mediante el Principio de Hurwics.

El protocolo servirá como herramienta útil para la aplicación de esta metodología en futuras investigaciones relacionadas con el tópico al cual se refiere la presente investigación, debido a que los resultados son arrojados y dispuestos ordenadamente al introducir o realizar algún cambio en los datos iniciales. Igualmente, se añaden botones vinculados a las ventanas de cada paso, que al tocar envían al usuario directamente a la sección de su interés, facilitando de esta manera el manejo, ordenamiento y seguimiento de información y la reducción de tiempo para la obtención de resultados inmediatos que de otra manera se duplicaría.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA COMPARACIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS

En el presente capítulo se realizará la comparación de fuentes de energías convencionales (combustibles fósiles) frente a las alternativas, mediante la aplicación de la metodología expuesta anteriormente en el Capítulo V: Propuesta Metodológica.

Las fuentes de energía convencionales a evaluar emplean como combustible: Gas Natural, Carbón, Coque, Gasoil y Fueloil, a través de tecnologías de generación tales como: Turbinas a Gas (TG), Turbinas a Vapor (TV), Ciclo Combinado (CC) y Sistema Integrado de Gasificación con Ciclo Combinado (IGCC), que en conjunto constituyen la energía termoeléctrica. Mientras que, las fuentes alternativas son: la energía solar, eólica, hidroeléctrica, nuclear, biomasa y geotérmica, cuyo potencial en Venezuela ha sido certificado y analizado en el Capítulo IV: Potencial de las Energías de Generación Alternativas en Venezuela.

Adicionalmente se realizará la comparación mutua de los combustibles fósiles: Gas Natural, Carbón, Coque, Gasoil y Fueloil, mediante criterios que serán evaluados con el método AHP para definir su potencial como fuentes de energía que permitan impulsar el desarrollo del sector energético venezolano.

La metodología que será desarrollada a continuación fue realizada en Microsoft Excel 2007 y programada en Visual Basic, con el fin de construir un protocolo que permita visualizar de forma ordenada el procedimiento aplicado.

En el esquema de la Figura 6.1, se encuentran resumidas las actividades a realizar, entre las cuales se encuentra: la selección de los criterios y subcriterios de evaluación, construcción de la matriz de datos, establecer una mesa de trabajo para comparar las

tecnologías termoeléctricas, y las fuentes de energías convencionales y alternativas. En la Figura se observa que los resultados de la primera evaluación son utilizados en la segunda para así obtener los resultados finales. Igualmente se añade una actividad aparte de los objetivos planteados, la cual consiste en jerarquizar los combustibles fósiles en la generación eléctrica, para finalmente presentar y discutir todos los resultados en el Capítulo VII.

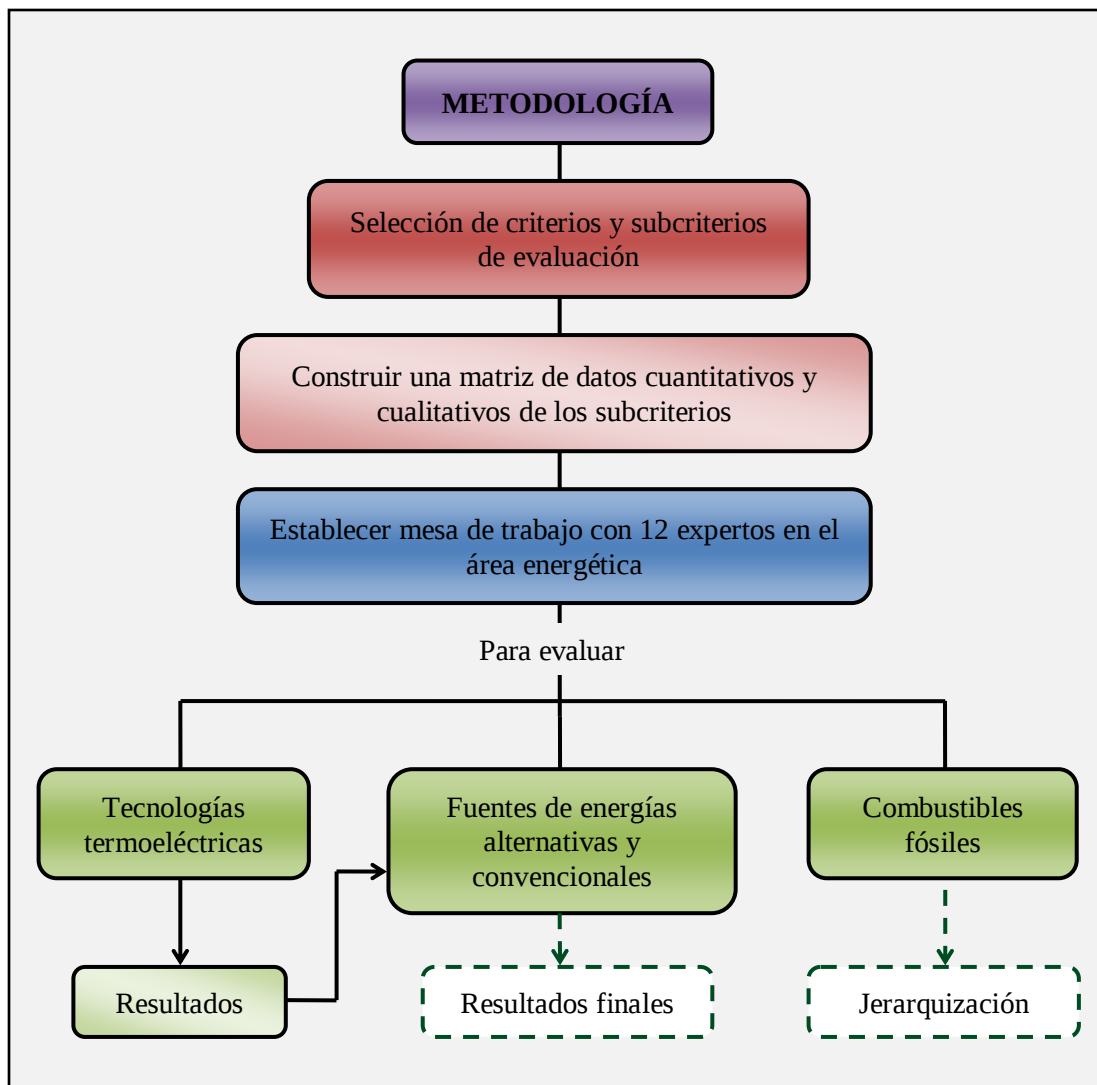


Figura 6.1. Esquema de la metodología.

6.1 SELECCIÓN DE CRITERIOS Y SUBCRITERIOS DE EVALUACIÓN

El punto de partida en la aplicación de la metodología es la selección de los criterios y subcriterios de evaluación, ya que a partir de estos es posible realizar las evaluaciones posteriores. A continuación se presentan y definen cada uno de los parámetros escogidos.

6.1.1 Criterios Globales

Los criterios globales de evaluación fueron definidos con base en las características generales de mayor relevancia respecto a cada fuente de energía, los cuales se presentan a continuación:

- a) Criterios técnicos: son todos aquellos parámetros que permiten caracterizar el desempeño de las tecnologías convencionales y alternativas de generación mediante su aplicación en campo.
- b) Criterios económicos: corresponde a los parámetros que delimitan los desembolsos asociados a las centrales en operación al igual que los costos iniciales vinculados al desarrollo de las mismas.
- c) Criterios ambientales: Parámetros mediante los cuales es posible evaluar el impacto ambiental de las actividades comerciales y operacionales involucradas en el desarrollo de tecnologías convencionales y alternativas de generación eléctrica.
- d) Criterios operacionales: Se refiere a los aspectos asociados al funcionamiento y operación de las tecnologías convencionales y alternativas de generación.

6.1.2 Subcriterios

Los criterios globales fueron divididos en criterios más específicos denominados subcriterios, cuya cantidad fue reducida mediante la evaluación de competencia de los mismos a través de los siguientes atributos:

- Pertinencia: los subcriterios deben ser apropiados, sin crear ninguna ambigüedad respecto a la característica evaluada.

- Disponibilidad: los subcriterios debe ser fáciles de detectar y registrar, sin requerir de gastos económicos elevados para la obtención de información respecto a los mismos.
- Especificidad: los parámetros deben proveer información que permita una interpretación directa del significado del criterio.
- Veraz: los subcriterios deben arrojar información auténtica y leal respecto al propósito para el cual fue creado.
- Integral: los subcriterios no deben ser redundantes, más aun cuando dos (2) o más se encuentran asociados a un mismo criterio.
- Competente para cada alternativa de evaluación: los subcriterios deben caracterizar aspectos comunes entre las opciones.

Los subcriterios que cumplen con los atributos o características señaladas anteriormente son los siguientes:

- Criterios Técnicos
 - Construcción
 - Tiempo de Construcción
 - Características del combustible
 - Potencial
 - Poder calorífico
 - Características de las unidades de generación
 - Eficiencia
 - Potencia
 - Vida útil
 - Características de la central
 - Unidades de generación
 - Consumo de combustible
 - Capacidad instalada
 - Capacidad de generación

- Criterios económicos
 - OPEX
 - Costo de generación
 - Costo de combustible
 - Inversión
- Criterios ambientales
 - Emisiones de CO
 - Emisiones de CO₂
 - Emisiones de SO₂
 - Emisiones de NO₂
 - Emisiones de partículas
 - Impacto
- Criterios operacionales
 - Mantenimiento
 - Complejidad operacional
 - Seguridad

Los subcriterios desglosados anteriormente se definen de la siguiente manera:

a) Subcriterios técnicos

a.1) Construcción: constituyen los aspectos básicos para la materialización de una tecnología de generación en un espacio determinado.

- Tiempo de construcción: representa el periodo de tiempo (medido en años) requerido para la construcción y operación de una planta, cuyo funcionamiento se basa en una determinada tecnología de generación convencional o alternativa.

a.2) Características de los combustibles: se refiere a los aspectos físicos y disposición de los combustibles y fuentes de energía que alimentan las tecnologías de generación.

- Potencial: representa la disponibilidad de combustibles energéticos en Venezuela, expresadas en millones de barriles de petróleo equivalente (MMBpe).

- Poder calorífico: es la cantidad de energía por unidad de masa que puede desprender un material a partir de un proceso de combustión. Se expresa en MMBTU/lb.

a.3) Características de las unidades de generación: son los aspectos técnicos referentes a las unidades de generación requeridas para el desarrollo de los diferentes tipos de energía.

- Eficiencia: es la fracción de calor absorbido que se obtiene como trabajo producido (Abbott, 1991).
- Potencia nominal: es la máxima carga que puede producir una unidad de generación de manera continua sin sobrecargarse. Es una característica de diseño establecida por el fabricante y a menudo se mide en megavatios (MEN, 2005).
- Vida útil: es el tiempo (medido en años) durante el cual la unidad de generación opera bajo óptimas condiciones, con el debido mantenimiento requerido por la misma.

a.4) Características de la central: se refiere a las especificaciones básicas de una central de generación eléctrica.

- Unidades de generación: parámetro técnico que representa el número de unidades requeridas para la producción de una cierta cantidad de megavatios.
- Consumo de combustible: representa la cantidad de combustible de alimentación anual que requiere una planta para la generación de electricidad en MWh/año. Se mide en toneladas por año (Tn/año).
- Capacidad instalada: potencia neta en megavatios (MW) que puede generar una central si cada una de sus unidades de generación funciona a la vez bajo su óptimo rendimiento. Sin embargo, por lo general una planta no opera de esta forma debido a que solo una cierta cantidad de unidades funciona mientras el resto es sometida a mantenimiento o reparación.

- Capacidad de generación eléctrica: Representa la cantidad de energía anualmente producida durante las horas de operación de las unidades de generación. A continuación se presenta la Ecuación que permite calcular la capacidad de generación eléctrica de las centrales.

$$CG = PN \times HO \times 365 \times FC \quad \text{Ec.6.1}$$

Donde:

CG: Capacidad de generación (MWh/año)

PN: Potencia neta o capacidad instalada (MW)

HO: Horas diarias de operación de las unidades de generación (h)

FC: Factor de carga (fracción)

b) Subcriterios económicos

- OPEX (*operating expenditure*): son todos aquellos desembolsos o erogaciones que están vinculados directamente al funcionamiento, operación y mantenimiento de una central y sus unidades de generación. Estos gastos se miden en dólares por kilovatio hora producidos (\$USD/KWh).
- Costo de generación: representan la cantidad de dólares por kilovatio hora producido (\$USD/KWh).
- Costo de combustible: es el precio de venta de los combustibles que alimentan las centrales para la producción de energía. Se expresa en \$USD/MMBTU.
- Inversión: se refiere a los desembolsos o erogaciones inicialmente destinados a la materialización física de una central con base en la cantidad de energía que está destinada a generar. Se mide en dólares por kilovatio (\$USD/KW).

c) Subcriterios ambientales

Los subcriterios ambientales que serán considerados están directamente vinculados con las emisiones de gases tóxicos y/o contaminantes a la atmosfera, tales como: monóxido y dióxido de carbono (CO, CO₂), dióxido de azufre (SO₂), óxido de

nitrógeno (NO₂) y partículas sólidas, provenientes de la quema de combustibles que tienen lugar en las centrales de generación y que deterioran considerablemente al medio ambiente. De igual manera, se evaluará la cantidad de elementos (agua, suelo, aire, vegetal y animal) que afecta cada fuente de energía.

d) Subcriterios operacionales

- Complejidad operacional: representa el grado de dificultad asociado al desarrollo de cada tipo de tecnología de generación (sistemas de control, experiencia y conocimiento, multiplicidad de procesos, etc.).
- Mantenimiento: se refiere al tiempo, frecuencia y complejidad de las labores de mantenimiento requeridas para asegurar el buen estado de las unidades de generación, con la finalidad de prolongar su vida útil y por ende el cumplimiento de las operaciones para las cuales son requeridas.
- Seguridad: representa las acciones y elementos primordiales para asegurar un alto grado de confiabilidad y protección de todos los organismos circundantes debido a la manipulación de uno o varios elementos de riesgo.

6.2 VALORACIÓN DE SUBCRITERIOS Y PREMISAS

Los subcriterios definidos anteriormente fueron valorados cuantitativamente y cualitativamente teniendo en cuenta el origen de los mismos. Para ello se realizó el levantamiento de información respecto a cada uno de estos y a las diversas fuentes de energía que caracterizan.

Los datos de los parámetros cuantitativos fueron recopilados a partir de organismos del estado tales como: PDVSA INTEVEP, PDVSA GAS, PDVSA La Campiña, ENEGAS (Ente Nacional del Gas), CORPOELEC (Corporación Eléctrica Nacional), MPPPM (Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería), MPPEE (Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica), MINAMB (Ministerio del Poder Popular para el Ambiente), SEN (Sector Eléctrico Nacional), OPSIS (Oficina de Operaciones Interconectados Caracas), IVIC (Instituto Venezolano de

Investigaciones Científicas), entre otros y universidades nacionales, entre ellas: la UCV (Universidad Central de Venezuela), USB (Universidad Simón Bolívar), UDO (Universidad de Oriente), UNET (Universidad Nacional Experimental del Táchira), ULA (Universidad de los Andes), UNEFM (Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda), UNIMET (Universidad Metropolitana), entre otras e instituciones nacionales como: INDENE (Instituto de Energía de la USB), ANIH (Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat), ICT (Instituto de Ciencias de la Tierra de la UCV), ENERSOLE (Energía Solar de Venezuela), AsoVAC (Asociación Venezolana para el Avance de la Ciencia), CAVEINEL (Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica), AIPOP (Asociación Integral de Políticas Públicas) y CAVENAL (Cámara de Comercio e Industria Venezolano - Alemana), entre otras.

En la Figura 6.2 se observan algunos de los organismos, empresas, instituciones y universidades consultadas a nivel mundial en la búsqueda de información para valorar los subcriterios de evaluación numéricamente. Es así, como en América Latina se obtuvo información de la Universidad Nacional de Colombia, Universidad de Buenos Aires, Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina (CNEA), Universidad de Cuyo en Argentina (UNCU), Ministerio de Energía de Chile, Universidad de Chile (UCHILE), Pontificia Universidad Católica de Chile (UC), Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE), Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Universidad Autónoma de Nuevo León de México (UANL), Instituto de Investigaciones Eléctricas de México (IIE), Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares de México (ININ), Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía de Perú, Grupo ICE en Costa Rica, entre otros.

De Norteamérica algunos de los organismos consultados fueron: la EIA (*U.S. Energy Information Administration*), IEA (*International Energy Agency*), IAEA (*International Atomic Energy Agency*), MIT (*Massachusetts Institute of Technology*), *Natural Recourse Canada*, NEA (*Nuclear Energy Agency*), entre otros.



Figura 6.2. Principales fuentes consultadas.

Parte de los datos requeridos fueron obtenidos de organismos de España tales como: ICEX (Instituto Español del Comercio Exterior), ASIF (Asociación de la Industria fotovoltaica), APPA (Asociación de Productores de Energías Renovables), Acciona Energy C.A, Terraviva Tec, Inc., Grupo solar Kuantica, IER (Instituto de Investigación en Energías Renovables), entre otros. Del Reino Unido se dispuso de valiosa información generada por las compañías British Energy y MottMacDonald, RAE (*The Royal Academy of Engineering*), NIA (*Nuclear Industry Association*) y *The University of Strathclyde Glasgow*, entre otras. Igualmente se obtuvieron datos de trabajos realizados en la Universidad de Aachen y la compañía Geothermie. C.A de Alemania. Asimismo organismos, asociaciones, empresas y universidades de Austria, Rusia, Francia, Italia, Jordán, Singapore, Indonesia, India y China también fueron consultadas.

Durante el proceso de búsqueda de información se mantuvo contacto vía correo electrónico con las compañías Siemens (Alemania), Toshiba (Japón), Hitachi (Japón) y Mitsubishi (Japón) en sus divisiones de energía, las cuales dieron a conocer los catálogos de turbinas disponibles para la generación de energía al igual que las características de cada una de ellas.

En la valoración cuantitativa de los subcriterios técnicos, económicos y ambientales, se establecieron algunas consideraciones y premisas referentes a los datos correspondientes a cada alternativa de generación, las cuales se exponen a continuación:

6.2.1 Premisas Técnicas

Se consideran los siguientes aspectos de manera general para cada fuente de energía sometida a evaluación.

- Las fuentes de energía dispuestas para la evaluación se clasifican en pequeña y gran escala de generación eléctrica existente a nivel mundial. Tomando como menor de los casos, los proyectos definidos en Venezuela para el desarrollo de cada tipo de energía y el mayor los ejecutados a nivel mundial.

- Las centrales de generación tomadas como referencia se encuentran conectadas a la red de distribución de las diversas zonas aledañas a las mismas.
- La información correspondiente a cada uno de los subcriterios establecidos se encuentra directamente relacionada con el rango de capacidad instalada correspondiente a cada tecnología.
- Los datos fueron recopilados a partir de los siguientes medios: internet, artículos de investigación, informes anuales, revistas, periódicos, etc., correspondientes a los organismos, instituciones, empresas y universidades dentro del campo global citado anteriormente.
- Los parámetros técnicos que serán evaluados son: tiempo de construcción, características de los combustibles, unidades y centrales de generación.
- Se consideran las energías: solar, eólica, nuclear, biomasa y geotérmica, debido a que existen proyectos para su desarrollo en el panorama nacional. También se incluyen la hidroelectricidad, ciclo combinado, ciclo simple con turbinas a gas y ciclo simple con turbinas a vapor; ya que de estas depende el parque eléctrico nacional. El sistema integrado de gasificación con ciclo combinado (IGCC) es tomado en cuenta puesto que constituye una tecnología eficiente que se alimenta de combustibles tales como: carbón y coque.
- El potencial solar, eólico, hidroeléctrico y geotérmico de Venezuela fue extraído de la siguiente fuente: Cámara de Comercio e Industria Venezolano-Alemana. (2011). [Página Web en Línea]. Disponible: http://venezuela.ahk.de/fileadmin/ahk_venezuela/Casa_Alemana_Presentacion/PRESENTACIONENERGIASRENOVABLESPARTEUNO.pdf. [Consulta: 2011, Agosto 21].

a) Energía solar

- Los valores obtenidos y expuestos en la matriz de datos corresponden únicamente a la tecnología de paneles solares de silicio cristalino, debido a

que estos son los más utilizados a nivel mundial para el desarrollo de la energía solar.

- La potencia mínima establecida para los paneles solares fue obtenida del portal web de la compañía Photowatts, mientras que el valor máximo corresponde al de la compañía SunPower.
- Las centrales fotovoltaicas seleccionadas como referencia son las siguientes: “La Montanera” ubicada en España y “Montalto di Castro” ubicada en Italia.
- La central solar “La Montanera” fue seleccionada debido a la similitud en cuanto a capacidad de generación, con el proyecto que se lleva a cabo en Venezuela para la instalación de una granja solar fotovoltaica en la Isla de Coche, del cual se esperan producir 3 MW (ver Capítulo IV). Cabe destacar que los datos correspondientes a dicho proyecto no fueron utilizados dentro de la presente investigación por falta de acceso a los mismos.
- La planta solar Montalto Di Castro fue tomada como referencia por ser la segunda central fotovoltaica más grande del mundo con una capacidad instalada de 84 MW.
- Se estima un factor de carga de 16% determinado a partir de las capacidades de generación de diversas centrales fotovoltaicas a nivel mundial.

b) Energía Eólica

- El campo de aplicación seleccionado para la evaluación de la energía eólica en la presente investigación, corresponde a su desarrollo en tierra firme.
- Los parques eólicos, tomados como referencia son los siguientes: parque eólico “Paraguaná”, el cual se encuentra en construcción en Venezuela y el parque eólico “Roscoe” localizado en los Estados Unidos de América. A partir de estos se generan rangos de valores mínimos y máximos de referencia para evaluar cada parámetro o subcriterio, siendo el valor mínimo el correspondiente al complejo eólico en Paraguaná.
- El parque eólico Roscoe tiene instalados: 627 aerogeneradores horizontales, mientras que el complejo en Paraguaná contará con 76 unidades instaladas.

- Los datos correspondientes a la potencia de los aerogeneradores fueron obtenidos a partir de los modelos de las compañías: Vestas y Siemens Wind Power.
- La eficiencia de la tecnología fue estimada a partir de información encontrada en la siguiente bibliografía: Patel, M. (1999). Wind and Solar Power Systems. Washington, DC: CRC Press. 52 – 55 p.
- Se asume un factor de carga de 30% para determinar la capacidad de generación anual de los parques eólicos tomados como referencia.

c) Energía Hidroeléctrica

- Las centrales hidroeléctricas tomadas como referencia son las siguientes: Central hidroeléctrica Manuel Piar (Tocoma) y Central hidroeléctrica Simón Bolívar (Guri) ambas ubicadas en el estado Bolívar, Venezuela.
- La central hidroeléctrica Manuel Piar, fue seleccionada como referencia de los valores mínimos en los rangos, debido a que actualmente representa el desarrollo hidroeléctrico de mayor relevancia en el país.
- La central hidroeléctrica Simón Bolívar, se toma como referencia dentro de la investigación ya que es la central de mayor capacidad instalada en Venezuela y la tercera a nivel mundial después de las centrales Three Gorges en China (18,460 MW) y Itaipu, ubicada entre Brasil y Paraguay (14,750 MW).
- Al evaluar el criterio técnico: Características de la central de generación, el subcriterio: unidades de generación, corresponde al número de turbinas instaladas en cada central hidroeléctrica, estando el valor mínimo asociado a la central Manuel Piar y el valor máximo a la central Simón Bolívar.
- Los datos correspondientes a la potencia de las turbinas hidráulicas, fueron obtenidos a partir de los modelos de las compañías: Hydrotu y Alstom.
- La eficiencia de las turbinas Kaplan está comprendida entre 81 y 92% (Fuente: Universidad de Cantabria. (2010). [Página Web en Línea]. Disponible: <http://ocw.unican.es/> [Consulta: 2011, Agosto 21]), mientras que la eficiencia de las turbinas tipo Francis está comprendida entre 60 y 95%

(Fuente: Universidad de Cantabria. (2010). [Página Web en Línea]. Disponible: <http://ocw.unican.es/> [Consulta: 2011, Agosto 21]). De modo que, el rango establecido para el subcriterio técnico: eficiencia, contempla ambos tipos de turbinas, desde el valor mínimo correspondiente a las de tipo Kaplan (81%), al máximo de las tipo Francis (95%).

- Se asume un factor de carga de 64% para determinar la capacidad de generación anual de las centrales hidroeléctricas tomadas como referencia.

d) Energía Nuclear

- Las plantas nucleares tomadas como referencia son las siguientes: Kashiwazaki-Kariwa ubicada en Japón y las bases del proyecto de energía nuclear que se tenía previsto en Venezuela para la construcción de una central nuclear.
- La central nuclear Kashiwazaki-Kariwa fue seleccionada como referencia por ser la de mayor capacidad instalada en el mundo con 8212 MW. Mientras que, el proyecto de energía nuclear en Venezuela representa el menor valor del rango por ser el único proyecto de energía nuclear contemplado en la nación.
- El tiempo requerido para la construcción de la planta nuclear en Venezuela fue obtenido del artículo de prensa titulado “El plan nuclear de Hugo Chávez” publicado por el diario El Nacional (Liendo, 2011). Mientras que el tiempo empleado para la construcción de la planta Kashiwazaki-Kariwa fue obtenido a partir de la página web de su empresa operadora TEPCO.
- El material nuclear supuesto dentro de la investigación es Uranio y las reservas de este mineral en Venezuela fueron obtenidas a partir de un boletín informativo de la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat (2008).
- Los reactores de fisión considerados son los siguientes: reactor de agua presurizada (modelo VVER-1200 correspondiente a la planta nuclear en Venezuela), reactor de agua hirviendo y reactor avanzado de agua hirviendo (correspondientes a la planta nuclear Kashiwazaki-Kariwa).

- La siguiente Tabla N° 6.1 resume las características de las unidades de generación (reactor de fisión).

Tabla N° 6.1. Características de los reactores de fisión tomados como referencia.

Fuentes: Altshuller (2006, p.7), Atominstiutud (2009, p. 24 - 29), Power-Technology (2008),

Tokyo Electric Power Co. (2008).

Subcriterios	VVER-1200	BWR/ABWR
Eficiencia (%)	34,9	37,2
Potencia (MW)	1200	1100
Vida útil (años)	40	60

- El consumo de Uranio fue estimado asumiendo que 164 MWh pueden ser generados de un (1) Kilogramo de Uranio natural, según información obtenida de la Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina (2007).
- Se asume un factor de carga de 75%, determinado a partir de la capacidad de generación anual de plantas con características similares.

e) Energía Termoeléctrica

e.1) Ciclo simple con turbinas a gas

- Se dispuso de un rango de capacidad instalada comprendido entre 200 y 500 MW en la valorización de las centrales térmicas de ciclo simple con turbinas a gas.
- El tiempo de construcción fue estimado a partir de las siguientes plantas: Mungarra de 112 MW (Australia), Laverton North de 312 MW (Australia) y Brestanica de 228 MW (Slovenia).
- Los datos correspondientes a las características de las unidades de generación (turbina a gas) fueron obtenidos con base en los modelos comerciales de la compañía Siemens, partiendo del modelo SGT - 600 al modelo SGT - 800, como valores de referencia mínimo y máximo respectivamente.

- Al evaluar el criterio técnico: Características de la central de generación. El subcriterio: unidades de generación, representa la cantidad de turbinas instaladas en las plantas tomadas como referencia y fue estimado a partir de la potencia de las turbinas comerciales disponibles de la compañía Siemens.
- Se asume un factor de carga de 85% según Morgan, 2011.

Se consideraron algunas premisas adicionales dependiendo de los combustibles de alimentación presentados a continuación:

Gas Natural

- El potencial de gas natural disponible en Venezuela fue extraído de las estadísticas de la compañía *British Petroleum* (BP) del año 2011.
- El rango de poder calorífico del gas natural toma en cuenta varias zonas de Venezuela y fue obtenido a partir del libro “Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones” por Marcías Martínez (2005).
- El consumo de gas natural para cada planta se estimó a partir de un modelo matemático publicado en el Manual OLADE 2011.

Gasoil

- La producción de gasoil en Venezuela es producto del circuito refinador de petróleo y depende de la capacidad de refinación y la producción anual de crudo.
- El valor mínimo del poder calorífico fue extraído de la guía SIEN M-5 “Metodología de Conversión de Unidades” de la OLADE, mientras que el valor máximo se obtuvo de una presentación del profesor Juan Jiménez de la Universidad Central de Venezuela, titulada "Modelación de las plantas de generación termoeléctrica". Dicho valor fue transformado de BTU/Litro a BTU/Lb asumiendo una densidad de referencia de 880 kg/m³ tomada de la guía OLADE 2011.
- El consumo de gasoil en cada planta se estimó a partir de un modelo matemático publicado en el Manual OLADE 2011.

e.2) Ciclo simple con turbinas a vapor

Se consideran las siguientes premisas comunes para los combustibles: carbón, coque de petróleo y fueloil.

- Se asumen centrales termoeléctricas cuya capacidad instalada varía entre 100 y 500 MW
- El rango de valores en el subcriterio tiempo de construcción, corresponde a centrales termoeléctricas de capacidades entre 100 y 500 MW.
- Los valores correspondientes al criterio técnico: características de las unidades de generación (eficiencia, potencia y vida útil) fueron obtenidos a partir de los modelos comerciales de las turbinas a vapor de la compañía Siemens, partiendo del modelo SST-500 (valor mínimo del rango) al modelo SST-6000 (valor máximo del rango). La información se encuentra disponible en el portal web de la empresa.
- El subcriterio: unidades de generación correspondiente al criterio características de la central de generación, se refiere a la cantidad de turbinas instaladas en las centrales tomadas como referencia y fue estimado teniendo en cuenta el potencial de las turbinas comerciales disponibles de la compañía siemens y las capacidades instaladas asumidas para las centrales a carbón, coque de petróleo y fueloil.
- Se asume un factor de carga de 85% según Morgan, 2011.
- El consumo de combustible (carbón, coque de petróleo y fueloil) en cada planta se determinó a partir de un modelo matemático publicado en el Manual OLADE 2011.

Carbón

- El potencial de carbón en Venezuela fue obtenido de las estadísticas de la compañía *British Petroleum* (BP) del año 2011.
- El poder calorífico del carbón en Venezuela fue extraído de la siguiente fuente: Escobar, M. y Martínez, M. (s.f.). Los Depósitos de Carbón en

Venezuela [Documento en línea]. Disponible:
http://www.interciencia.org/v18_05/art01/ [Consulta: 2011, Agosto, 28].

Coque de Petróleo

- En Venezuela se producen 14 millones de toneladas de coque de petróleo anuales (MPPIBAM, 2011) a partir de la producción actual de petróleo de 2,384 MBD (OPEC, 2011). Con base en dicha información se estimó el potencial de coque de petróleo en Venezuela.
- El poder calorífico del coque de petróleo Venezolano fue extraído de la siguiente fuente: Da Silva, J., Ferreira, A., Neira, A., Matas, G. y Brandt, M. (2008). Alternativas de Generación Termoeléctrica, Utilizando el Coque de Petróleo Como Fuente de Energía. Revista de la Facultad de Ingeniería UCV, 23(4), 81 – 92.

Fueloil

- El potencial de fueloil disponible en Venezuela depende de la capacidad de refinación y la producción anual de crudo, por ende no es posible definir este valor.
- El rango de poder calorífico corresponde al fueloil N° 6, ya que este es empleado en las centrales termoeléctricas para la producción de energía. Los valores fueron extraídos del artículo de investigación titulado “Combustión Industrial Aplicada y Control de Contaminantes” escrito por Alfredo Rivera; y publicado en el portal web del Centro de Desarrollo Tecnológico Sustentable de Ecuador (CDTS).

Biomasa

- La biomasa seleccionada para la evaluación corresponde a residuos urbanos, ya que los proyectos para la generación de energía en este ámbito se basan en el uso de los mismos.

- El subcriterio técnico: potencial, corresponde a la cantidad de residuos urbanos producidos anualmente, la cual es de 1.178.950 Tm/año (UNEXPO, 2010). En la presente investigación se asume constante en el tiempo.
- Las plantas de biomasa tomadas como referencia dentro de esta investigación son las siguientes: Corteolona ubicada en Italia e Isséane ubicada en Francia.
- El rango de poder calorífico fue extraído de la siguiente fuente bibliográfica: Organización Panamericana de la Salud. (1998). Alternativas de Tratamiento y Disposición de Residuos. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.bvsde.paho.org/bvsacd/cd33/can2298/CAN2298-ANEXO02.pdf> [Consulta: 2011, Junio, 10].
- Los valores máximo y mínimo referentes al tiempo de construcción se adaptan a las plantas tomadas como referencia.
- Los valores correspondientes al criterio técnico: características de las unidades de generación (eficiencia, potencia y vida útil), fueron obtenidos de los modelos comerciales de las turbinas a vapor de la compañía Siemens, partiendo del modelo SST-120 (valor mínimo del rango) al modelo SST-400 (valor máximo del rango). La información se encuentra disponible en el portal web de la empresa.
- Al evaluar el criterio técnico: Características de la central de generación. El subcriterio: unidades de generación, corresponde a la cantidad de turbinas instaladas en las centrales tomadas como referencia y fue estimado teniendo en cuenta el potencial de las turbinas comerciales según el rango de referencia y las capacidades instaladas asumidas para las centrales térmicas a biomasa.
- Se asume un factor de carga de 70%, determinado a partir de la capacidad de generación anual de las plantas de referencia.
- El valor mínimo del subcriterio: consumo de combustible corresponde a la planta Corteolona ubicada en Italia. Mientras que el valor máximo está relacionado con la planta Isséane ubicada en Francia.

Geotérmica

- Estudios realizados por el MPPPM comprueban el elevado potencial de energía geotérmica de alta entalpía en los estados: Sucre, Táchira, Aragua y Falcón (ver Capítulo IV), por ende se asume la presencia de agua y pequeñas cantidades de vapor en los yacimientos. De allí que las plantas geotérmicas tomadas en cuenta dentro de la presente investigación son plantas de condensación, cuya capacidad instalada varía entre 30 y 100 MW.
- La central geotérmica “Cerro Prieto V” en México (100 MW), fue seleccionada para estimar la información correspondiente al tiempo de construcción de las centrales tomadas como referencia.
- El rango de poder calorífico estimado para el combustible geotérmico (mezcla de agua y vapor), fue establecido a partir de información del campo Cerro Prieto en México cuyo yacimiento almacena dicho combustible (CFE, 2007).
- Los valores correspondientes al criterio técnico: características de las unidades de generación (eficiencia, potencia y vida útil) fueron obtenidos a partir de los modelos comerciales de turbinas a vapor de la compañía Siemens, partiendo del modelo SST-120 (valor mínimo del rango) al modelo SST-500 (valor máximo del rango). La información se encuentra disponible en el portal web de la empresa.
- Al evaluar el criterio técnico: características de la central de generación. El subcriterio: unidades de generación, corresponde al número de turbinas instaladas en las centrales tomadas como referencia, el cual fue estimado teniendo en cuenta el potencial de las turbinas comerciales según el rango de referencia y las capacidades instaladas asumidas para las centrales geotérmicas de condensación.
- Se asume un factor de carga de 90% para determinar la capacidad de generación anual de las centrales de referencia (Departamento de energía de los Estados Unidos de América, 2008).

- El consumo de combustible de las centrales geotérmicas de condensación se obtuvo a partir de información derivada del Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (INDE) correspondiente al año 2007.

e.3) Ciclo Combinado (CC)

- Los combustibles empleados en las centrales de CC son los siguientes: gas natural y gasoil.
- Las centrales termoeléctricas tomadas como referencia para establecer los valores mínimo y máximo del subcriterio: capacidad instalada son las siguientes: Termozulia I ubicada en Venezuela (475 MW) y Port Washington ubicada en EEUU (1150 MW).
- Los valores máximo y mínimo del tiempo de construcción, corresponden a las centrales tomadas como referencia.
- Los valores correspondientes al criterio técnico: características de las unidades de generación (eficiencia, potencia y vida útil) corresponden a las turbinas a gas y turbinas a vapor como un conjunto.
- El rango de valores del subcriterio técnico: unidades de generación, corresponde a la cantidad total de turbinas instaladas (Turbinas a Gas y a Vapor) en las centrales de referencia.
- Las capacidades de generación anual de cada central fueron calculadas asumiendo un factor de carga de 80% (NREL, 2010).
- El consumo de gas natural y gasoil para cada planta se determinó a partir de un modelo matemático publicado en el Manual OLADE 2011.

e.4) Sistema Integrado de Gasificación y Ciclo Combinado (IGCC)

- Los combustibles seleccionados para la evaluación de la tecnología IGCC son carbón y coque de petróleo.
- Los valores mínimo y máximo del subcriterio técnico: capacidad instalada, fueron establecidos asumiendo dos centrales termoeléctricas de IGCC de 275 y 825 MW.

- El tiempo de construcción promedio de una central termoeléctrica de IGCC fue encontrado en un documento en línea titulado “Plantas integradas de gasificación y ciclo combinado” disponible a través del portal web del Ente Vasco de la Energía (EVE) correspondiente al año 2001.
- El criterio técnico: características de las unidades de generación (eficiencia, potencial y vida útil), refleja las cualidades de las turbinas a gas y a vapor como un conjunto.
- El rango de valores del subcriterio técnico: unidades de generación, corresponde a la cantidad total de turbinas a gas y a vapor empleadas en las centrales de IGCC tomadas como referencia.
- Las capacidades de generación anual de cada central fueron calculadas asumiendo un factor de carga de 62% (ELCOGAS, 2004).
- El consumo de carbón y coque de petróleo de las centrales, fue determinado a partir de un modelo matemático publicado en el Manual OLADE 2011.

Uno de los subcriterios de mayor importancia dentro de la investigación corresponde al potencial de Venezuela en relación a las energías citadas anteriormente, el cual se expone en la Figura 6.3.

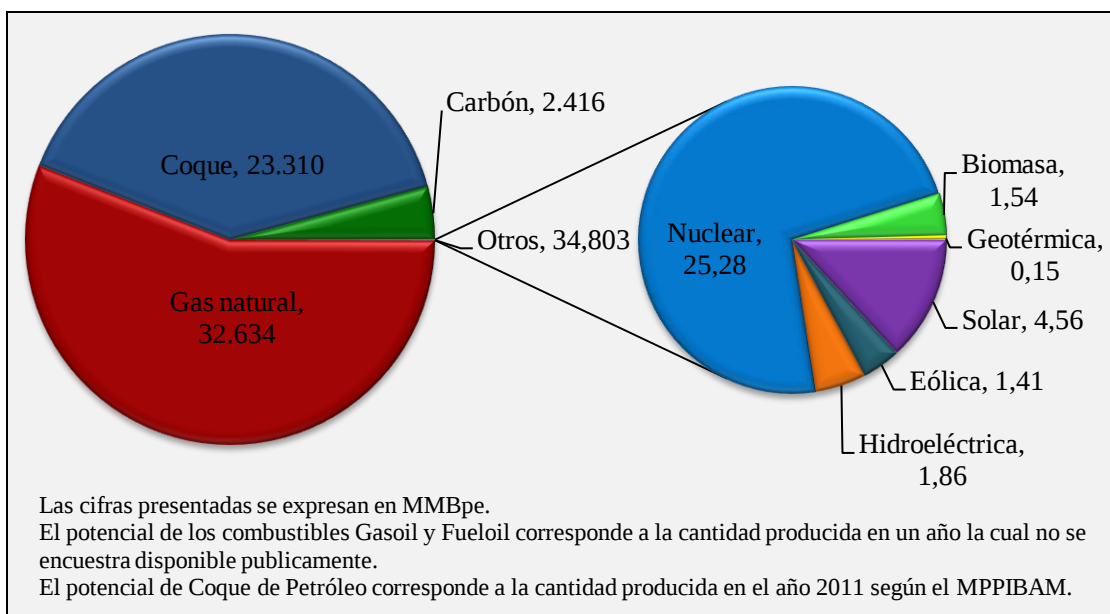


Figura 6.3. Potencial de las fuentes de energía en Venezuela.

6.2.2 Premisas Económicas

- Todos los criterios económicos son valorados asumiendo como moneda de referencia el dólar americano.
- Los costos de operación y mantenimiento se consideran variables.
- Los costos de inversión de las centrales de generación eléctrica tomadas como referencia en cada tecnología, se expresan en dólares por kilovatio (\$/KW).
- Las fuentes de energía: solar, eólica e hidroeléctrica emplean como combustible de alimentación elementos tales como: la radiación solar, viento y agua, los cuales depende directamente de las características y condiciones climáticas de la zona donde se establecen, de allí que los mismos no poseen un valor monetario determinado.
- En la presente investigación se asume que los costos de la biomasa bajo la forma de desechos urbanos son despreciables.
- El combustible geotérmico no posee un valor específico, por ende se asume que tienen un costo de 0 \$/MMBTU dentro de la evaluación.

La siguiente Figura 6.4 resume los costos de los combustibles empleados para la generación eléctrica.

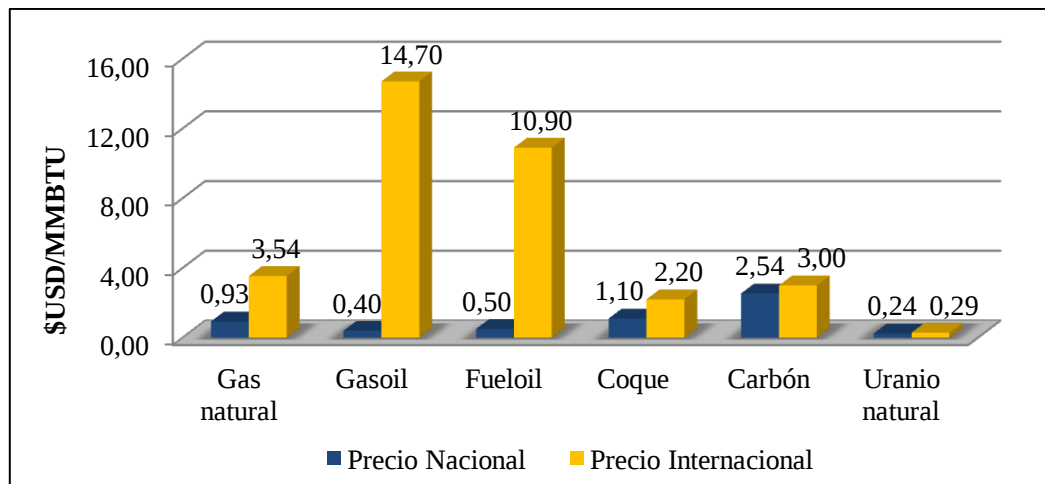


Figura 6.4. Precios de los combustibles.

Fuentes: Gaceta Oficial N° 38386 (2006), LEEPIC (2012), OTEPI & INTEVEP (2008), US Environmental Protection Agency (EPA, 2009), Platts (2011), MPPEP (2011).

- Las siguientes tablas (6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8 y 6.9) resumen en líneas generales el rango de valores de los costos de: inversión (costo capital), operación y mantenimiento (OPEX), y generación para cada tecnología sometida a evaluación.

Tabla N° 6.2. Parámetros económicos de la energía fotovoltaica.

Fuentes: *U.S. Department of Energy* (2008, p. 81 – 83, 105), *Solar Energy Industries Association* (SEIA, 2011, p. 11), *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2010).

Energía Solar Fotovoltaica		
Subcriterios económicos	Rango	Promedio
OPEX (\$/KWh)	0,004 - 0,070	0,037
Costos de Generación (\$/KWh)	0,160 - 0,711	0,435
Inversión (\$/KW)	4050 - 3850	3950

Tabla N° 6.3. Parámetros económicos de la energía eólica.

Fuentes: Blanco (2008, p. 1 - 4), *International Energy Agency* (IEA. 2011), *American Wind Energy Association* (AWEA, 2009, P. 17), Gómez (2009, p. 9).

Energía Eólica		
Subcriterios económicos	Rango	Promedio
OPEX (\$/KWh)	0,0133 - 0,0200	0,0166
Costos de Generación (\$/KWh)	0,0598 - 0,1157	0,0877
Inversión (\$/KW)	1463 - 1862	1662,5

Tabla N° 6.4. Parámetros económicos de la energía hidroeléctrica.

Fuentes: UNIÓN FENOSA (2008, p. 12), EIA (2010), Gómez (2009, p. 9), Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM, 2004, p. 5 – 7).

Energía Hidroeléctrica		
Subcriterios económicos	Rango	Promedio
OPEX (\$/KWh)	0,0106 - 0,0252	0,0179
Costos de Generación (\$/KWh)	0,0665 - 0,2926	0,1795
Inversión (\$/KW)	1500 - 4000	2750

Tabla N° 6.5. Parámetros económicos de la energía nuclear.

Fuentes: *Nuclear Energy Institute* (NEI, 2011), *World Nuclear Association* (WNA, 2011), *Energy Markets Report* (2011, p. 1 – 5), *Canadian Energy Research Institute* (CERI, 2004, p. 46, 17, 20).

Energía Nuclear		
Parámetros Económicos	Rango	Promedio
OPEX (\$/KWh)	0,012 – 0,089	0,050
Costos de Generación (\$/KWh)	0,068 - 0,076	0,072
Inversión (\$/KW)	3902 - 6000	4951

Tabla N° 6.6. Parámetros económicos de los ciclos simples con turbinas a gas.

Fuentes: *IDAHO Power* (2011), *Universidad Politécnica de Madrid* (UPM, 2008, p. 7), *UNIÓN FENOSA* (2008, p. 12), *Comisión Nacional de Energía de Chile* (CNE, 2005, p. 8).

Energía Termoeléctrica		
Ciclo Simple (Turbinas a Gas)		
Parámetros Económicos	Rango	Promedio
OPEX (\$/KWh)		
Gas Natural	0,0058 - 0,0065	0,0061
Gasoil	0,0062 - 0,0070	0,0066
Costos de Generación (\$/KWh)	0,0810 - 0,0900	0,0855
Inversión (\$/KW)	350 - 653	501,5

Tabla N° 6.7. Parámetros económicos de los ciclos combinados.

Fuentes: *Electric Market Module* (2011, p. 3), *UPM* (2008, p. 3), *CNE* (2005, p. 8), *Royal Academy of Engineering* (RAE, 2004, p. 9 – 14), *Gonzáles* (2009, p. 12), *ITESM* (2004, p. 3-5), *Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, México* (ININ, 2007, p. 3-5).

Energía Termoeléctrica		
Ciclo Combinado		
Parámetros Económicos	Rango	Promedio
OPEX (\$/KWh)		
Gas natural	0,003 - 0,019	0,011
Gasoil	0.005 – 0.022	0.013
Costos de Generación (\$/KWh)	0,013 - 0,022	0,018
Inversión (\$/KW)	600 - 900	750

Tabla N° 6.8. Parámetros económicos de los ciclos simples con turbinas a vapor.

Fuentes: Jaber, Al-Sarkhi, Akash, Mohsen (2004, p. 360 – 362), EIA (2011, P.16 – 19), *Massachusetts Institute of Technology* (MIT, 2006, P. 40), *IEA Energy Technology Essentials* (2007, p. 1 – 4), UPM (2008, p. 3), CNE (2005, p. 8), EIA (2010, p. 91), Ente Vasco de la Energía (EVE, 2001, p. 3).

Energía Termoeléctrica		
Ciclo Simple (Turbinas a Vapor)		
Parámetros Económicos	Rango	Promedio
OPEX (\$/KWh)		
Carbón/Coque de petróleo	0,008 - 0,016	0,010
Fueloil	0,004 - 0,006	0,005
Biomasa	0,006 - 0,011	0,009
Geotérmica	0,009 - 0,025	0,017
Costos de Generación (\$/KWh)		
Carbón/Coque de petróleo	0,080 - 0,120	0,100
Fueloil	0,189 - 0,200	0,195
Biomasa	0,030 - 0,090	0,060
Geotérmica	0,056 - 0,097	0,077
Inversión (\$/KW)		
Carbón/Coque de petróleo/Fueloil	1300 - 2800	2050
Biomasa	1500 - 2000	1750
Geotérmica	2000 - 4000	3000

Tabla N° 6.9. Parámetros económicos de los sistemas IGCC.

Fuentes: *Electric Market Module* (2011, p. 3), (UPM, 2008, p. 3), CNE (2005, p. 8), Gonzáles (2009, p. 12), ITESM (2004, p. 3 – 5), EVE (2001, p. 3), Fernández y Alcatraz (2001, p.5).

Energía Termoeléctrica		
Sistema Integrado de Gasificación y Ciclo combinado		
Parámetros Económicos	Rango	Promedio
OPEX (\$/KWh)		
Carbón/Coque de petróleo	0,008 - 0,052	0,028
Costos de Generación (\$/KWh)		
Carbón/Coque de petróleo	0,035 - 0,047	0,041
Inversión (\$/KW)		
Carbón/Coque de petróleo	1200 - 3000	2100

6.2.3 Premisas Ambientales

- Los contaminantes tomados en cuenta dentro de la investigación son los siguientes: monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), anhídrido sulfuroso (SO₂), óxido de nitrógeno (NO₂) y partículas.
- Los factores de emisión de los contaminantes correspondientes a cada energía se encuentran publicados en el Manual OLADE 2011 y se ilustran en el APÉNDICE E.
- Los factores de emisión de los residuos urbanos (Biomasa) fueron extraídos de documentos en línea disponibles en el portal web de la SWANA (Asociación de Desechos Sólidos de Norte América) y el IPCC (Panel Intergubernamental del Cambio Climático de la ONU).
- La metodología empleada para determinar las emisiones de cada contaminante en toneladas por año se encuentra publicada en el Manual OLADE 2011.
- Las emisiones de contaminantes son representativas para las centrales tomadas como referencia en cada energía.
- Las emisiones calculadas no incluyen aquellas generadas durante la construcción de las centrales, sino las producidas después de que las mismas se encuentran en operación.

6.2.4 Premisas Operacionales

- Los subcriterios operacionales: complejidad operacional, mantenimiento y seguridad se evaluaron cualitativamente, con base en los conocimientos adquiridos a partir del levantamiento de información acerca de las condiciones de operación de cada una de las fuentes de energía a evaluar.

Los valores que caracterizan cada subcriterio de evaluación cuantitativa y cualitativamente respecto a las fuentes de energía fueron almacenados en una matriz, la cual constituye una herramienta fundamental en la aplicación de la metodología. Esta se expone en el APÉNDICE D.

Las actividades realizadas anteriormente se resumen en el esquema de la Figura 6.5, donde es posible visualizar la secuencia de las mismas, hasta finalmente construir la matriz de base de datos que alberga toda la información encontrada de manera organizada.

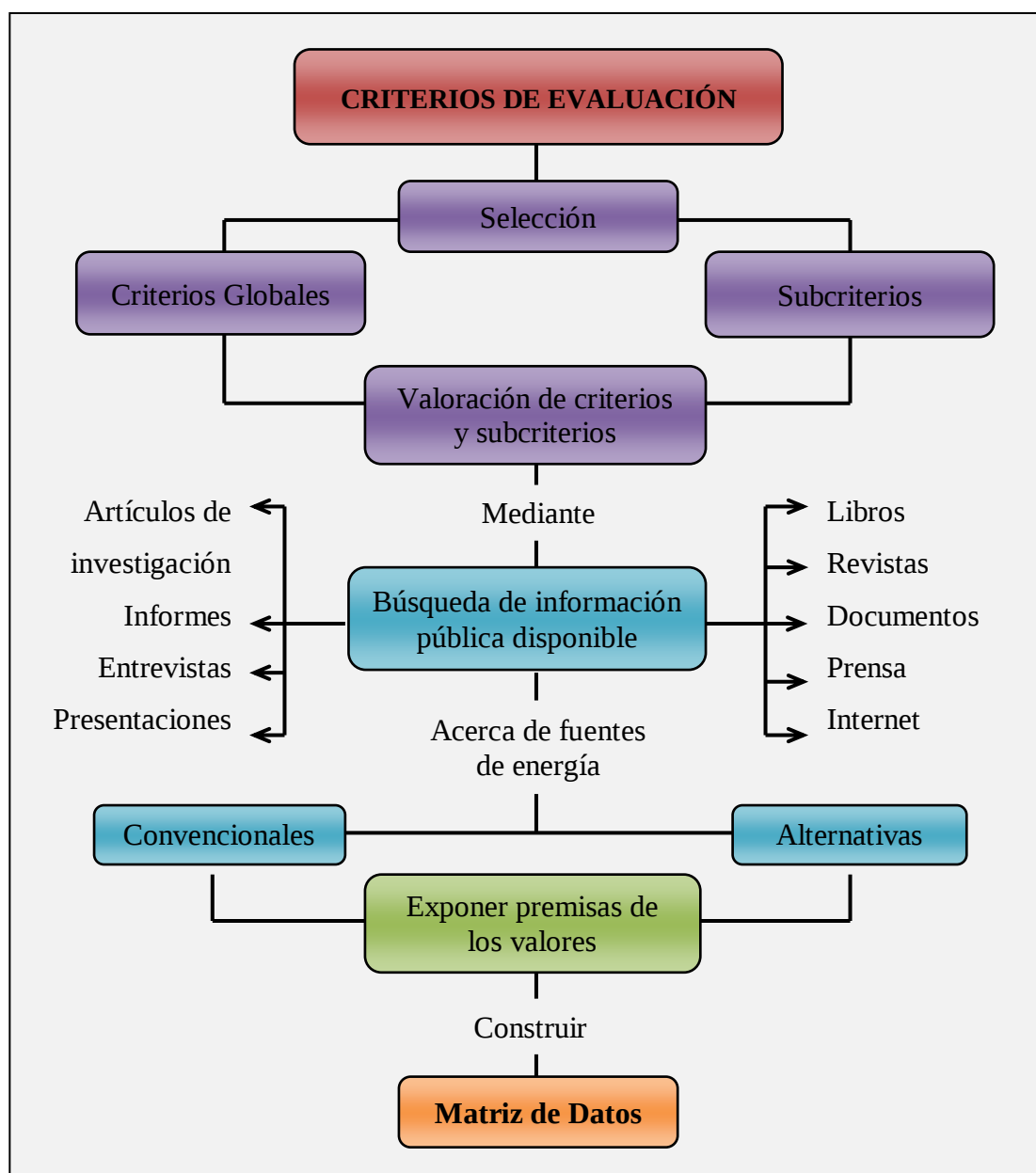


Figura 6.5. Esquema del proceso de selección y valoración de criterios y subcriterios de evaluación.

6.3 PONDERACIÓN DE CRITERIOS MEDIANTE EL METODO AHP

El Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) se aplicó con la finalidad de ponderar cada uno de los criterios y subcriterios seleccionados anteriormente y valorados en la Matriz de Datos, mediante la determinación del vector prioridad generado a partir de una matriz de comparación por pares consistente (revisar Capítulo V: Propuesta Metodológica). Este método adquiere mayor estabilidad y confiabilidad cuando se aplica más de una vez considerando diversas opiniones.

En la presente investigación se desarrolló una mesa de trabajo constituida por 12 expertos en diferentes áreas vinculadas a la industria energética, entre los cuales se encuentran: cuatro (4) ingenieros de petróleo, tres (3) ingenieros químicos, un (1) licenciado químico y cuatro (4) ingenieros electricistas, distribuidos en las empresas PDVSA INTEVEP, PDVSA El Palito y CORPOELEC, los cuales aportaron su experiencia y criterio respecto al tema y sustentaron el proyecto. El perfil profesional de los mismos se expone en el APÉNDICE C.

La opinión de los profesionales fue plasmada a través de un instrumento de evaluación que representa una de las principales herramientas empleadas en la obtención de resultados. En este se plantearon matrices de comparación por pares referentes a los criterios y subcriterios de evaluación para ser completadas haciendo uso de la escala de valoración numérica establecida y visualizada en la Tabla N° 5.1 del Capítulo V, para de esta forma delimitar la importancia de cada uno de los parámetros sobre sus homólogos con base en las preferencias del experto y en la información disponible a través de la Matriz de Datos. De allí que fue necesario instruir a ciertos miembros de la mesa en la aplicación del método. En el APÉNDICE B se observa el instrumento de evaluación.

Cada uno de los profesionales expuso una ponderación diferente a los parámetros de evaluación, sin embargo para facilitar la comprensión de esta metodología se presenta a continuación la aplicación del Proceso de Análisis Jerárquico para la ponderación de los criterios globales de evaluación respecto al Experto N°1, mediante los siguientes pasos:

Paso 1: En la primera columna de la izquierda en la Tabla N° 6.10 el experto Jerarquizó los criterios globales de mayor a menor importancia. Seguidamente completó la diagonal superior derecha de la matriz de comparación por pares (celdas en color gris).

Tabla N° 6.10. Matriz de comparación por pares llenada parcialmente.

J	Criterios	Técnicos	Económicos	Ambientales	Operacionales
3	Técnicos	1	1/3	1/5	3
2	Económicos		1	1/3	5
1	Ambientales			1	5
4	Operacionales				1

Paso 2: En la diagonal inferior izquierda se colocan los valores inversos a los ubicados en la diagonal superior. Luego se suman los elementos presentes en las columnas, con el fin de obtener el valor total en cada una de estas, tal y como se muestra en la Tabla N° 6.11.

Tabla N° 6.11. Matriz principal de comparación por pares completa.

J	Criterios	Técnicos	Económicos	Ambientales	Operacionales
3	Técnicos	1	1/3	1/5	3
2	Económicos	3	1	1/3	5
1	Ambientales	5	3	1	5
4	Operacionales	1/3	1/5	1/5	1
Total		9,333	4,533	1,733	14,000

Paso 3: Luego se divide cada elemento presente en la matriz de comparación por pares completada anteriormente en la Tabla N° 6.11 entre el valor total de su columna correspondiente, para normalizar la matriz. La suma de los elementos en cada columna debe ser igual a la unidad (ver Tabla N° 6.12).

Tabla N° 6.12. Matriz de comparación por pares normalizada.

Criterios	Técnicos	Económicos	Ambientales	Operacionales
Técnicos	0,107	0,074	0,115	0,214
Económicos	0,321	0,221	0,192	0,357
Ambientales	0,536	0,662	0,577	0,357
Operacionales	0,036	0,044	0,115	0,071
Total	1,000	1,000	1,000	1,000

Paso 4: Se calcula el promedio de los elementos en cada fila de la matriz normalizada, obteniendo así el vector prioridad que se observa en la Tabla N° 6.13.

Tabla N° 6.13. Vector prioridad de los criterios globales de evaluación.

Criterios	Vector prioridad
Técnicos	0,128
Económicos	0,273
Ambientales	0,533
Operacionales	0,067
Total	1,000

Paso 5: Para realizar el análisis de consistencia del juicio emitido inicialmente primeramente es necesario multiplicar la matriz de comparación por pares (MCP) con el vector prioridad (VP). Seguidamente se genera un nuevo vector dividiendo cada elemento presente en la matriz anterior entre su homólogo en el vector prioridad (ver Tabla N° 6.14).

Tabla N° 6.14. Nuevos vectores en el análisis de consistencia.

(MCP x VP)	Nuevo Vector
0,525	4,116
1,167	4,275
2,323	4,359
0,270	4,055

Paso 6: Se calcula el factor $\lambda_{\max}$, que no es más que el promedio de los valores presentes en el nuevo vector. Posteriormente se determina el Índice de Consistencia (IC) a partir de la Ecuación 2.1 presente en el Capítulo II. Finalmente, la Razón de Consistencia (RC) se obtiene dividiendo el IC entre el Índice Aleatorio (IA) (ver Tabla N° 6.15). En esta evaluación debido a que el número de elementos es cuatro (4) entonces el valor de IA es 0,890 (ver Tabla N° 2.5 en el Capítulo II).

Tabla N° 6.15. Índice y razón de consistencia.

$\lambda_{\max}$	4,201
IC	0,067
IA	0,890
RC=IC/IA	0,075

Paso 7: En la Tabla N° 6.15 se observa que la razón de consistencia es de 0,075, lo cual en base a la teoría expuesta en el Capítulo II, indica que la matriz de comparación por pares planteada inicialmente es consistente al igual que el vector prioridad que refleja las preferencias del Experto N°1 respecto a los criterios globales.

El procedimiento expuesto fue ejecutado nuevamente para obtener los vectores prioridades correspondientes a cada uno de los subcriterios técnicos, económicos, ambientales y operacionales de evaluación, los cuales se observan en la Tabla N° 6.16.

La determinación de los vectores es fundamental en la comparación de tecnologías termoeléctricas y diversas fuentes de energía, debido a que el instrumento empleado para realizar las evaluaciones posteriores es una matriz en la cual se requiere de la ponderación de cada uno de los criterios y subcriterios a través de los cuales se refleje la importancia de estos para los expertos. Los parámetros de mayor peso, serán los que determinen la tendencia final de las curvas correspondientes a los resultados técnicos, económicos, ambientales, operacionales y globales de cada participante y de esta manera se podrán establecer diferencias entre las alternativas.

Tabla N° 6.16. Vectores prioridad de los criterios y subcriterios evaluados por el Experto N° 1.

Criterios técnicos	Vector prioridad
Construcción	0,263
Características de los combustibles	0,501
Características de las unidades de generación	0,159
Características de la central	0,077
Subcriterios de construcción	
Tiempo de Construcción	1,000
Subcriterios de las características de los combustibles	
Potencial	0,830
Poder calorífico	0,170
Subcriterios de las características de las unidades	
Eficiencia	0,633
Potencial	0,106
Vida útil	0,260
Subcriterios características de la central	
Número de unidades	0,077
Consumo de combustible	0,501
Capacidad instalada	0,263
Capacidad de generación eléctrica	0,159
Criterios Económicos	
OPEX	0,076
Costos de generación	0,543
Costos de combustible	0,245
Inversión	0,136
Criterios ambientales	
Emisiones de CO	0,072
Emisiones de CO ₂	0,251
Emisiones de SO ₂	0,097
Emisiones de NO ₂	0,148
Emisiones de partículas	0,044
Elemento afectado	0,388
Criterios Operacionales	
Complejidad operacional	0,106
Mantenimiento	0,633
Seguridad	0,260

El siguiente esquema resume en términos generales el procedimiento aplicado anteriormente para determinar los vectores prioridad consistentes. Finalmente estos vectores son empleados en la posterior evaluación de las tecnologías termoeléctricas y combustibles fósiles frente a fuentes de energía alternativas en matrices de evaluación que serán presentadas más adelante.

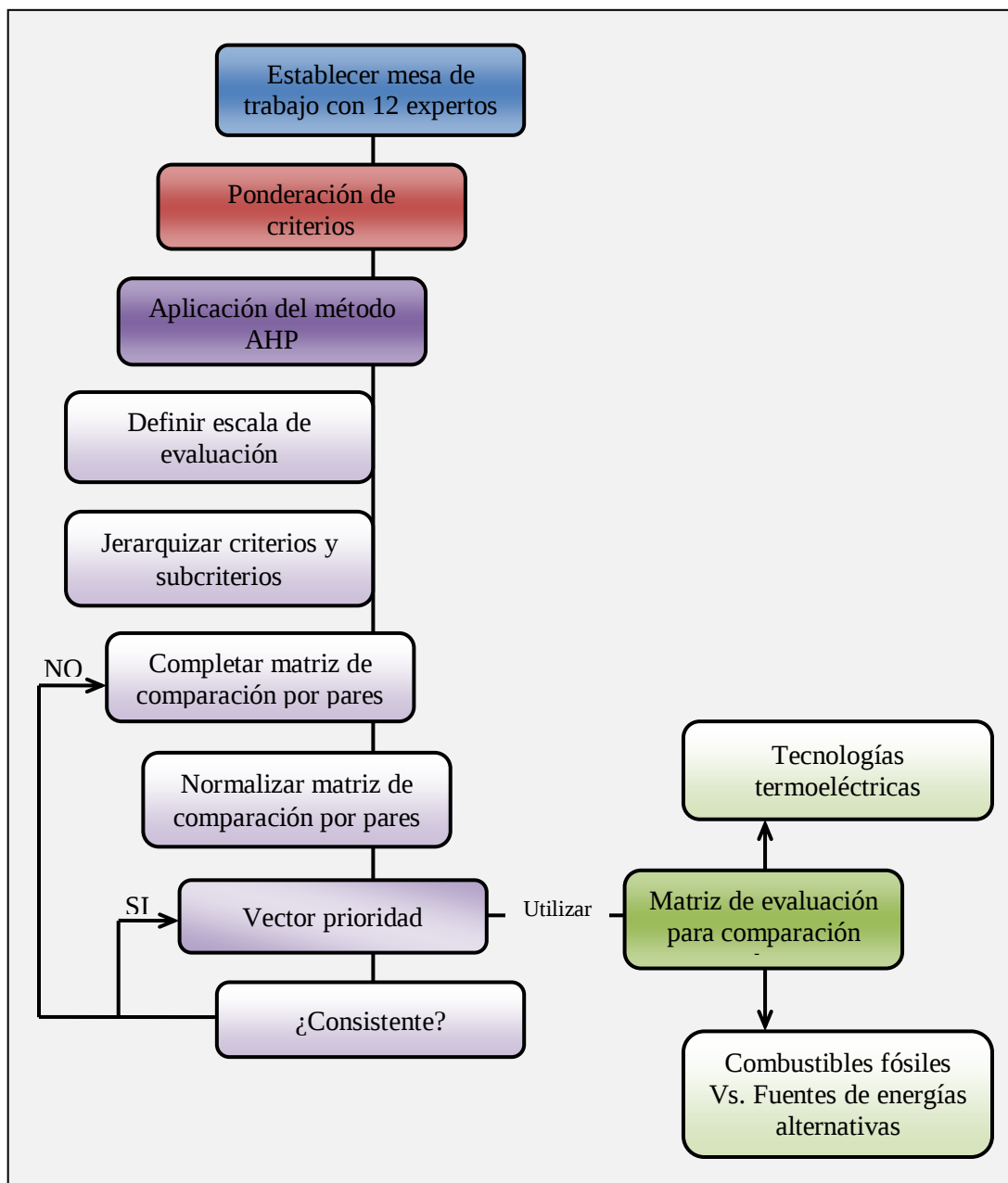


Figura 6.6. Proceso de ponderación de criterios mediante el método AHP.

6.4 COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS TERMOELÉCTRICAS

Una vez realizada la ponderación de cada uno de los criterios y subcriterios de evaluación se compararon las siguientes tecnologías termoeléctricas: turbinas a gas con gas natural y gasoil, turbinas a vapor con fueloil, carbón, coque de petróleo, biomasa y combustible geotérmico (mezcla de agua más vapor), ciclo combinado con gas natural y gasoil y sistema integrado de gasificación con ciclo combinado con carbón y coque de petróleo.

La mesa de trabajo constituida anteriormente para la ponderación de los criterios participó igualmente en el proceso de selección y comparación de las tecnologías. Sin embargo, el panel fue reducido a ocho (8) expertos entre los cuales se encuentran: tres (3) ingenieros de petróleo, tres (3) ingenieros electricistas y dos (2) ingenieros químicos, cuyos perfiles profesionales se exponen en el APÉNDICE C.

6.4.1 Evaluación de las tecnologías termoeléctricas

Con el fin de facilitar la manipulación y comprensión de información cuantitativa y cualitativa, se construyó una matriz en la cual se reflejaron los rangos de valores mínimos, moderados y máximos de los criterios y subcriterios, teniendo en cuenta todos y cada uno de los valores presentes en la Matriz de Datos (expuesta en el APÉNDICE D) que corresponden a las tecnologías termoeléctricas. De esta manera se obtuvo una matriz denominada Matriz de Rangos N°1, la cual es posible observar en la Tabla N° 6.17, donde cada rango se encuentra asociado a un determinado valor presente en la escala de valoración mostrada en la Tabla N° 5.9 en el Capítulo V, la cual está basada en el Principio de Hurwics.

El medio acordado para captar las opiniones y el juicio de los expertos fue una matriz de evaluación, donde cada miembro de la mesa de trabajo ponderó las tecnologías termoeléctricas haciendo uso de la escala de evaluación y las matrices de datos y rangos. En las Tablas N° 6.18 y 6.19 se presenta la valoración realizada por el experto N°1.

Tabla N° 6.17. Matriz de rangos N°1.

Criterios	Escala de evaluación		
	1	2	3
Técnicos			
Construcción			
Tiempo de construcción (año)	Mayor a 5	Entre 5 y 2	Menor a 2
Características del combustible			
Potencial (MMBpe)	Menor de 2	Entre 2 y 20	Mayor de 20
Poder calorífico (MBTU/lb)	Menor de 10	Entre 10 y 16	Mayor de 16
Características de las unidades			
Eficiencia (%)	Menor de 30	Entre 30 y 35	Mayor de 35
Potencia (Mw)	Menor de 100	Entre 100 y 300	Mayor de 300
Vida útil (años)	Menor de 20	Entre 20 y 30	Mayor de 30
Características de la central			
Unidades de Generación	Mayor de 5	Entre 3 y 5	Menor de 3
Consumo de Combustible (MTn/año)	Mayor de 500	Entre 100 y 500	Menor de 100
Capacidad Instalada (MW)	Menor de 100	Entre 100 y 300	Mayor de 300
Capacidad de generación (GWh/año)	Menor de 800	Entre 800 y 3.000	Mayor de 3.000
Económicos			
OPEX (\$USD/1000 KWh)	Mayor de 10	Entre 7 y 10	Menor de 7
Costos de Generación (\$USD/KWh)	Mayor de 0,09	Entre 0,05 y 0,09	Menor de 0,05
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)	Mayor de 5	Entre 1 y 5	Menor de 1
Inversión (\$USD/KW)	Mayor de 2.000	Entre 900 y 2.000	Menor de 900
Ambientales			
Emisiones CO (MTn/año)	Mayor de 2	Entre 0,8 y 2	Menor de 0,8
Emisiones CO ₂ (MTn/año)	Mayor de 15	Entre 1 y 15	Menor de 1
Emisiones SO ₂ (MTn/año)	Mayor de 9	Entre 3 y 9	Menor de 3
Emisiones NO ₂ (MTn/año)	Mayor de 10	Entre 4 y 10	Menor de 4
Emisiones de partículas (MTn/año)	Mayor de 1	Entre 0,1 y 1	Menor de 0,1
Impacto	Mayor de 3	Entre 2 y 3	Menor de 2
Operacional			
Complejidad operacional	Alto	Medio	Bajo
Mantenimiento	Elevado	Medio	Mínimo
Seguridad	Alto	Medio	Bajo

CAPÍTULO VI: Comparación de Combustibles Fósiles con Fuentes de Energías.

Tabla N° 6.18. Matriz de evaluación de las tecnologías termoeléctricas completada por el Experto N°1.

Opciones		Opción 1 TG @ Gas natural		Opción 2 TG @ Gasoil		Opción 3 TV @ Carbón		Opción 4 TV @ Coque		Opción 5 TV @ Fueloil	
Parámetros	VP	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
1. Técnicos	0,13	2,62	33,42	1,60	20,45	2,24	28,56	2,61	33,27	1,46	18,65
Construcción	0,26	2,00		2,00		2,00		2,00		1,00	
Tiempo de construcción (años)	1,00	2		2		2		2		1	
Características de los combustibles	0,50	3,00		1,17		2,17		2,83		1,17	
Potencial (MMBEP)	0,83	3		1		2		3		1	
Poder calorífico (btu/lb)	0,17	3		2		3		2		2	
Características de las unidades de generación	0,16	2,26		2,15		3,00		3,00		3,00	
Eficiencia (%)	0,63	2		2		3		3		3	
Potencia (Mw)	0,11	2		1		3		3		3	
Vida útil (años)	0,26	3		3		3		3		3	
Características de la central	0,08	3,00		1,92		1,92		2,42		1,76	
Número de unidades	0,08	3		2		2		2		2	
Consumo de Combustible (Tn/año)	0,50	3		1		1		2		1	
Capacidad Instalada (MW)	0,26	3		3		3		3		3	
Capacidad de generación eléctrica (MWh/año)	0,16	3		3		3		3		2	
2. Económicos	0,27	2,46	67,04	1,82	49,53	2,00	54,57	2,24	61,25	1,76	47,90
OPEX (\$USD/KWh)	0,08	3		1		2		2		2	
Costos de Generación (\$USD/KWh)	0,54	2		2		2		2		2	
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)	0,24	3		1		2		3		1	
Inversión total (\$USD/KW)	0,14	3		3		2		2		2	
3. Ambientales	0,53	3,00	159,87	1,00	53,29	1,15	61,18	2,00	106,58	1,00	53,29
Emisiones de CO (Tn/año)	0,07	3		1		1		2		1	
Emisiones de CO ₂ (Tn/año)	0,25	3		1		1		2		1	
Emisiones de SO ₂ (Tn/año)	0,10	3		1		1		2		1	
Emisiones de NO ₂ (Tn/año)	0,15	3		1		2		2		1	
Emisiones de partículas (Tn/año)	0,04	3		1		1		2		1	
Impacto	0,39	3		1		1		2		1	
4. Operacional	0,07	2,74	18,26	1,37	9,11	2,15	14,36	2,15	14,36	2,15	14,36
Complejidad operacional	0,11	3		2		1		1		1	
Mantenimiento	0,63	3		1		2		2		2	
Seguridad	0,26	2		2		3		3		3	
TOTAL			279		132		159		215		134

CAPÍTULO VI: Comparación de Combustibles Fósiles con Fuentes de Energías.

Tabla N° 6.19. Continuación de la matriz de evaluación de las tecnologías termoeléctricas completada por el Experto N°1.

Opciones		Opción 6 TV @ Biomasa		Opción 7 TV @ Geotér.		Opción 8 CC @ Gas nat.		Opción 9 CC @ Gasoil		Opción 10 IGCC @ Carbón		Opción 11 IGCC @ Coque	
Parámetros	VP	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
1. Técnicos	0,13	1,49	19,02	1,49	19,02	2,54	32,40	1,55	19,72	1,46	18,63	2,54	32,40
Construcción	0,26	2,00		2,00		2,00		2,00		2,00		2,00	
Tiempo de construcción (años)	1,00	2		2		2		2		2		2	
Características de los combustibles	0,50	1,00		1,00		3,00		1,17		1,00		3,00	
Potencial (MMBEP)	0,83	1		1		3		1		1		3	
Poder calorífico (btu/lb)	0,17	1		1		3		2		1		3	
Características de las unidades de generación	0,16	2,15		2,15		2,00		2,00		2,00		2,00	
Eficiencia (%)	0,63	2		2		2		2		2		2	
Potencia (Mw)	0,11	1		1		2		2		2		2	
Vida útil (años)	0,26	3		3		2		2		2		2	
Características de la central	0,08	1,58		1,58		2,50		1,50		1,50		2,50	
Número de unidades	0,08	2		2		2		2		2		2	
Consumo de Combustible (Tn/año)	0,50	2		2		3		1		1		3	
Capacidad Instalada (MW)	0,26	1		1		2		2		2		2	
Capacidad de generación eléctrica (MWh/año)	0,16	1		1		2		2		2		2	
2. Económicos	0,27	2,00	54,57	2,11	57,53	3,00	81,86	1,27	34,71	1,21	33,08	2,79	76,06
OPEX (\$USD/KWh)	0,08	2		2		3		1		2		2	
Costos de Generación (\$USD/KWh)	0,54	2		2		3		1		1		3	
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)	0,24	2		3		3		1		1		3	
Inversión total (\$USD/KW)	0,14	2		1		3		3		2		2	
3. Ambientales	0,53	2,37	126,15	2,12	112,77	3,00	159,87	1,00	53,29	1,97	105,07	2,32	123,50
Emisiones de CO (Tn/año)	0,07	3		3		3		1		1		3	
Emisiones de CO ₂ (Tn/año)	0,25	3		2		3		1		2		2	
Emisiones de SO ₂ (Tn/año)	0,10	2		2		3		1		2		3	
Emisiones de NO ₂ (Tn/año)	0,15	2		2		3		1		2		3	
Emisiones de partículas (Tn/año)	0,04	3		3		3		1		3		2	
Impacto	0,39	2		2		3		1		2		2	
4. Operacional	0,07	2,26	15,07	2,00	13,33	2,74	18,26	1,37	9,11	1,89	12,62	1,89	12,62
Complejidad operacional	0,11	2		2		3		2		1		1	
Mantenimiento	0,63	2		2		3		1		2		2	
Seguridad	0,26	3		2		2		2		2		2	
TOTAL			215		203		292		117		169		245

En el lado derecho de las Tablas N° 6.18 y 6.19 se observa la ponderación de los criterios y subcriterios obtenidos anteriormente mediante el método AHP. Igualmente se muestra la valoración total correspondiente a cada tecnología termoeléctrica la cual fue calculada aplicando el procedimiento expuesto en el Capítulo V.

En el APÉNDICE A se presenta el cálculo tipo aplicado para determinar los valores de las Tablas N° 6.18 y 6.19 correspondientes al puntaje de los criterios globales y la valoración total de los mismos.

6.4.2 Integración de datos

Una vez que la valoración fue realizada por cada uno de los expertos se unieron los datos para obtener un resultado único. Este tipo de agrupaciones puede efectuarse calculando la media geométrica o aritmética. Sin embargo, en el presente trabajo especial de grado la información es integrada mediante la primera opción, ya que constituye un procedimiento que cumple las condiciones de simetría (la valoración global no varía si dos valoraciones individuales se intercambian) y homogeneidad lineal (si cada miembro de la mesa de trabajo multiplica su valoración por una constante, la preferencia global también se multiplica por dicha constante) esenciales en este tipo de evaluaciones en conjunto (Herrera, 2008).

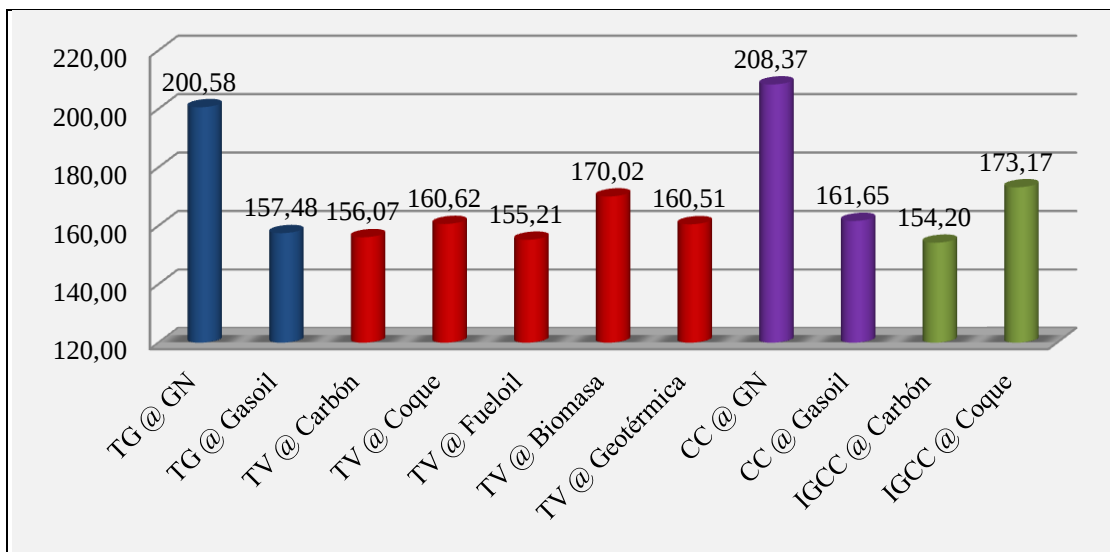


Figura 6.7. Comparación global de tecnologías termoeléctricas.

En la Figura 6.7 se observan los resultados globales referentes a las tecnologías termoeléctricas, donde resalta la superioridad del gas natural sobre el gasoil como combustible aprovechado en los ciclos simples con turbinas a gas y en el ciclo combinado. De igual manera, se destaca el uso de coque de petróleo en los sistemas IGCC y de biomasa en las turbinas a vapor.

6.5 COMPARACIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS

La comparación fue realizada evaluando las siguientes fuentes de energía: solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica, nuclear y las termoeléctricas: turbinas a gas con gas natural, turbinas a vapor con biomasa, ciclo combinado con gas natural y sistemas IGCC con coque de petróleo, que resultaron favorecidas en la comparación efectuada en el apartado anterior.

La mesa de trabajo en este caso estuvo conformada por los mismos expertos involucrados en la ponderación de los criterios y subcriterios realizada anteriormente. Así mismo, el procedimiento aplicado en esta comparación es el mismo que se realizó previamente en la evaluación de las tecnologías térmicas. No obstante, debido a la marcada diferencia existente entre los valores correspondientes a las fuentes alternativas respecto a las convencionales, los niveles planteados anteriormente en la matriz de rangos N°1 sufrieron ligeras modificaciones, a raíz de lo cual se construyó una nueva matriz de rangos que se observa en la Tabla N° 6.20. Se destaca la ausencia del subcriterio técnico poder calorífico en esta etapa del proyecto, puesto que en este caso el mismo no cumple con el atributo: competente para cada alternativa de evaluación, el cual fue definido anteriormente.

Cada uno de los expertos reflejó su criterio mediante una matriz de evaluación similar a la expuesta anteriormente en las Tablas N° 6.18 y 6.19, la cual estuvo acompañada por la matriz de datos y la matriz de rangos N° 2 (ver Tabla N° 6.20), como material de apoyo. La matriz de evaluación correspondiente al Experto N°1 se observa en las Tablas N° 6.21 y 6.22.

CAPÍTULO VI: Comparación de Combustibles Fósiles con Fuentes de Energías.

Tabla N° 6.20. Matriz de rangos N°2.

Criterios	Escala de evaluación		
	1	2	3
Técnicos			
Construcción			
Tiempo de construcción (año)	Mayor a 8	Entre 4 y 8	Menor a 4
Características del combustible			
Potencial (MMBpe)	Menor de 1,6	Entre 1,6 y 10	Mayor de 10
Características de las unidades			
Eficiencia (%)	Menor de 30	Entre 30 y 35	Mayor de 35
Potencia (Mw)	Menor de 40	Entre 40 y 110	Mayor de 110
Vida útil (años)	Menor de 15	Entre 15 y 30	Mayor de 30
Características de la central			
Unidades de Generación	Mayor de 10	Entre 7 y 10	Menor de 7
Consumo de Combustible (MTn/año)	Mayor de 500	Entre 100 y 500	Menor de 100
Capacidad Instalada (MW)	Menor de 500	Entre 500 y 1.000	Mayor de 1.000
Capacidad de generación (GWh/año)	Menor de 700	Entre 700 y 10.000	Mayor de 10.000
Económicos			
OPEX (\$USD/1000 KWh)	Mayor de 10	Entre 7 y 10	Menor de 7
Costos de Generación (\$USD/KWh)	Mayor de 0,09	Entre 0,05 y 0,09	Menor de 0,05
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)	Mayor de 3	Entre 2 y 3	Menor de 2
Inversión (\$USD/KW)	Mayor de 4.000	Entre 4.000 y 1.000	Menor de 1.000
Ambientales			
Emisiones CO (MTn/año)	Mayor de 2	Entre 0,8 y 2	Menor de 0,8
Emisiones CO ₂ (MTn/año)	Mayor de 15	Entre 1 y 15	Menor de 1
Emisiones SO ₂ (MTn/año)	Mayor de 9	Entre 3 y 9	Menor de 3
Emisiones NO ₂ (MTn/año)	Mayor de 10	Entre 4 y 10	Menor de 4
Emisiones de partículas (MTn/año)	Mayor de 1	Entre 0,1 y 1	Menor de 0,1
Impacto	Mayor de 3	Entre 2 y 3	Menor de 2
Operacional			
Complejidad operacional	Alto	Medio	Bajo
Mantenimiento	Elevado	Medio	Mínimo
Seguridad	Alto	Medio	Bajo

CAPÍTULO VI: Comparación de Combustibles Fósiles con Fuentes de Energías.

Tabla N° 6.21. Matriz de evaluación de las fuentes de energía completada por el Experto N°1.

Opciones		Opción 1 Solar		Opción 2 Eólica		Opción 3 Hidroeléctrica		Opción 4 Nuclear	
Parámetros	VP	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
1. Técnicos	0,13	2,19	27,90	1,64	20,98	2,22	28,38	2,37	30,28
Construcción	0,26	3,00		3,00		2,00		1,00	
Tiempo de construcción (años)	1,00	3		3		2		1	
Características de los combustibles	0,50	2,00		1,00		2,00		3,00	
Potencial (MMBpe)	1,00	2		1		2		3	
Características de las unidades de generación	0,16	1,52		1,26		3,00		2,37	
Eficiencia (%)	0,63	1		1		3		2	
Potencia (Mw)	0,11	1		1		3		3	
Vida útil (años)	0,26	3		2		3		3	
Características de la central	0,08	2,00		2,00		2,85		3,00	
Número de unidades	0,08	1		1		1		3	
Consumo de Combustible (Tn/año)	0,50	3		3		3		3	
Capacidad Instalada (MW)	0,26	1		1		3		3	
Capacidad de generación eléctrica (MWh/año)	0,16	1		1		3		3	
2. Económicos	0,27	1,49	40,63	1,63	44,34	2,17	59,16	2,03	55,45
OPEX (\$USD/KWh)	0,08	1		1		1		1	
Costos de Generación (\$USD/KWh)	0,54	1		1		2		2	
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)	0,24	3		3		3		3	
Inversión total (\$USD/KW)	0,14	1		2		2		1	
3. Ambientales	0,53	3,00	159,87	2,61	139,21	2,22	118,56	2,22	118,56
Emisiones de CO (Tn/año)	0,07	3		3		3		3	
Emisiones de CO ₂ (Tn/año)	0,25	3		3		3		3	
Emisiones de SO ₂ (Tn/año)	0,10	3		3		3		3	
Emisiones de NO ₂ (Tn/año)	0,15	3		3		3		3	
Emisiones de partículas (Tn/año)	0,04	3		3		3		3	
Impacto	0,39	3		2		1		1	
4. Operacional	0,07	3,00	20,00	3,00	20,00	2,00	13,33	1,00	6,67
Complejidad operacional	0,11	3		3		2		1	
Mantenimiento	0,63	3		3		2		1	
Seguridad	0,26	3		3		2		1	
TOTAL			248		225		219		211

Tabla N° 6.22. Continuación de la matriz de evaluación de las fuentes de energía completada por el Experto N°1

Opciones		Opción 5		Opción 6		Opción 7		Opción 8	
		TG @ Gas natural		TV @ Biomasa		CC @ Gas natural		IGCC @ Coque	
Parámetros	VP	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
1. Técnicos	0,13	2,56	32,69	1,35	17,28	2,58	32,95	2,49	31,71
Construcción	0,26	2,00		2,00		2,00		2,00	
Tiempo de construcción (años)	1,00	2		2		2		2	
Características de los combustibles	0,50	3,00		1,00		3,00		3,00	
Potencial (MMBpe)	1,00	3		1		3		3	
Características de las unidades de generación	0,16	2,11		1,26		2,11		2,11	
Eficiencia (%)	0,63	2		1		2		2	
Potencia (Mw)	0,11	3		1		3		3	
Vida útil (años)	0,26	2		2		2		2	
Características de la central	0,08	2,58		1,65		2,84		1,58	
Número de unidades	0,08	3		3		3		3	
Consumo de Combustible (Tn/año)	0,50	3		2		3		1	
Capacidad Instalada (MW)	0,26	2		1		3		2	
Capacidad de generación eléctrica (MWh/año)	0,16	2		1		2		2	
2. Económicos	0,27	2,76	75,19	2,24	61,25	2,68	73,10	2,54	69,39
OPEX (\$USD/KWh)	0,08	3		2		2		2	
Costos de Generación (\$USD/KWh)	0,54	3		2		3		3	
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)	0,24	2		3		2		2	
Inversión total (\$USD/KW)	0,14	3		2		3		2	
3. Ambientales	0,53	2,31	123,01	2,61	139,21	1,82	96,87	2,17	115,61
Emisiones de CO (Tn/año)	0,07	1		3		1		3	
Emisiones de CO ₂ (Tn/año)	0,25	2		3		1		2	
Emisiones de SO ₂ (Tn/año)	0,10	3		3		3		3	
Emisiones de NO ₂ (Tn/año)	0,15	1		3		2		2	
Emisiones de partículas (Tn/año)	0,04	3		3		3		2	
Impacto	0,39	3		2		2		2	
4. Operacional	0,07	1,89	12,62	2,74	18,26	1,89	12,62	1,89	12,62
Complejidad operacional	0,11	1		3		1		1	
Mantenimiento	0,63	2		3		2		2	
Seguridad	0,26	2		2		2		2	
TOTAL			244		236		216		229

La metodología expuesta anteriormente se llevó a cabo doce veces correspondientes a cada uno de los expertos encuestados, cuyos vectores prioridad y matrices de evaluación se visualizan en el CD anexo al presente TEG. Finalmente los resultados obtenidos a lo largo de todo el proceso son discutidos y representados gráficamente en el Capítulo VII: Resultados y Análisis.

A continuación se presenta un esquema en el cual se encuentra resumida la metodología aplicada anteriormente para comparar las fuentes de energía y las tecnologías termoeléctricas (ver Figura 6.8).

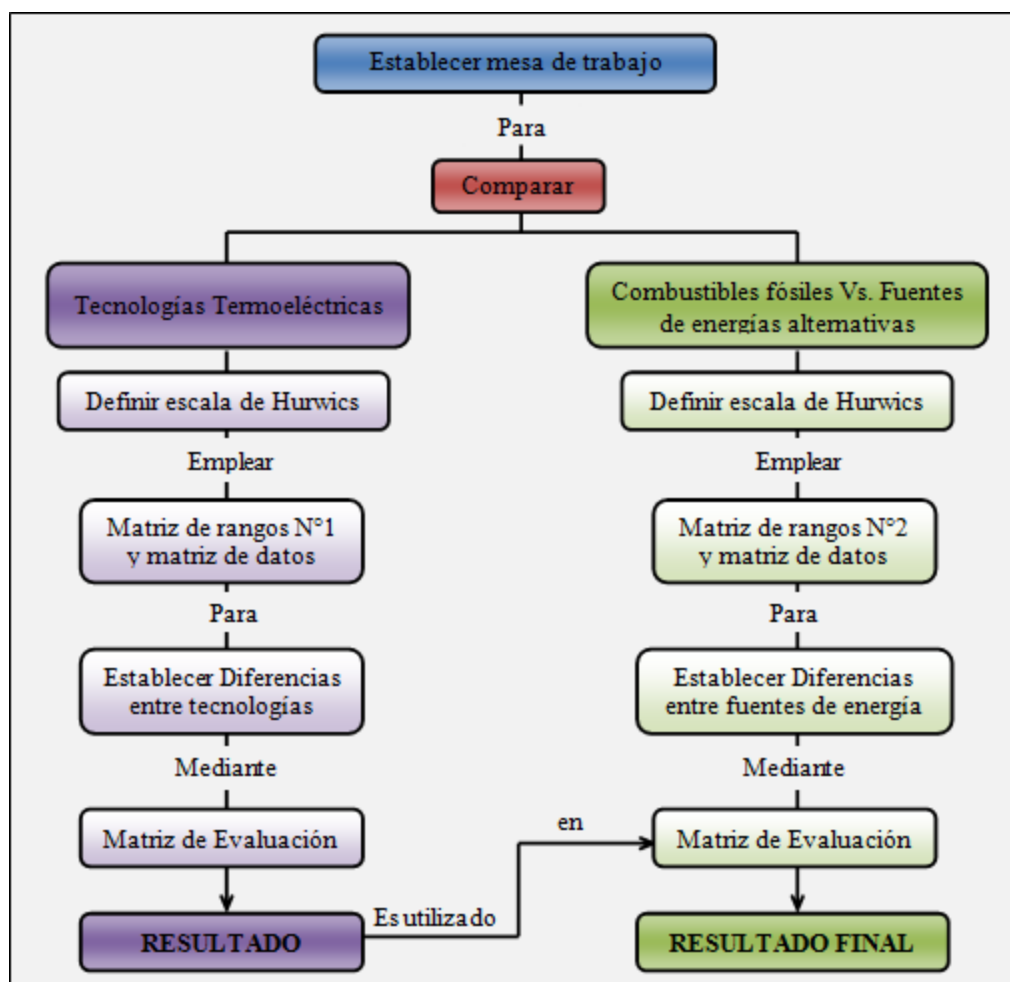


Figura 6.8. Esquema de la metodología para la comparación de tecnologías termoeléctricas y fuentes alternativas vs. combustibles fósiles.

6.6 JERARQUIZACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Adicionalmente a los objetivos planteados en el presente T.E.G se realizó la comparación de los siguientes combustibles fósiles: gas natural, gasoil, fueloil, carbón y coque de petróleo, mediante el método AHP con la finalidad de seleccionar aquel de mejor proyección en el sector energético nacional.

La selección de los criterios para evaluar los combustibles fósiles se fundamenta en las características técnicas, económicas y ambientales más relevantes respecto a los mismos dentro de la presente investigación. Los criterios seleccionados son los siguientes:

Criterios

- Potencial
- Poder Calorífico (PC)
- Costo de combustible
- Emisiones de CO
- Emisiones de CO₂
- Emisiones de SO₂
- Emisiones de NO₂

6.6.1 Aplicación del método AHP

Con base en la metodología expuesta en el Capítulo V a continuación se presentan los pasos seguidos en la aplicación del método AHP y la posterior jerarquización de los combustibles respecto al ExpertoN°1:

Paso 1: se establece el modelo jerárquico partiendo de una meta global correspondiente a la jerarquización de los combustibles, la cual se alcanza mediante la valoración de cada uno de los criterios para finalmente seleccionar la mejor alternativa.

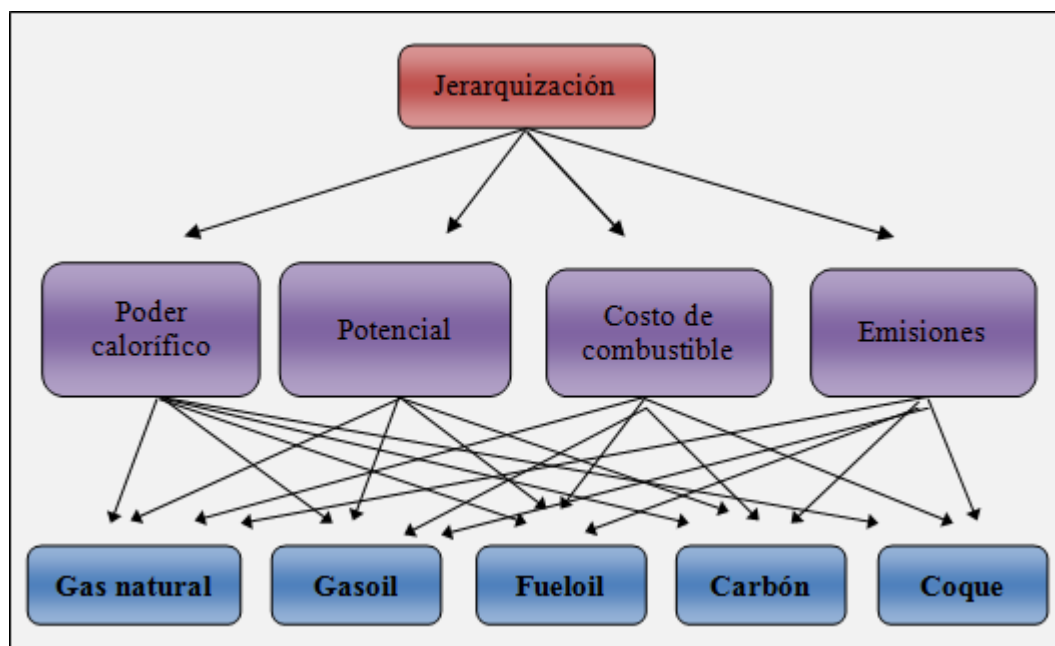


Figura 6.9. Modelo jerárquico para la selección de combustibles.

Paso 2: Completar matriz de comparación por pares y sumar los valores presentes en cada columna.

Tabla N° 6.23. Matriz de comparación por pares de los criterios globales en la jerarquización de los combustibles fósiles.

Criterios	Potencial	PC	Costo	CO	CO ₂	SO ₂	NO ₂
Potencial	1	3	3	5	5	5	5
PC	1/3	1	1/3	5	3	5	3
Costo	1/3	3	1	5	3	5	3
CO	1/5	1/5	1/5	1	1/5	1/3	1/5
CO₂	1/5	1/3	1/3	5	1	3	3
SO₂	1/5	1/5	1/5	3	1/3	1	1
NO₂	1/5	1/3	1/3	5	1/3	3	1
Total	2,667	8,400	5,600	32,000	13,200	25,333	15,867

Paso 3: Se procede a calcular la matriz normalizada.

Tabla N° 6.24. Matriz de comparación por pares normalizada respecto a los criterios globales para la jerarquización de combustibles fósiles.

Criterios	Potencial	PC	Costo	CO	CO₂	SO₂	NO₂
Potencial	0,405	0,372	0,556	0,172	0,389	0,246	0,309
PC	0,135	0,124	0,062	0,172	0,233	0,246	0,185
Costo	0,135	0,372	0,185	0,172	0,233	0,246	0,185
CO	0,081	0,025	0,037	0,034	0,016	0,016	0,012
CO₂	0,081	0,041	0,062	0,172	0,078	0,148	0,185
SO₂	0,081	0,025	0,037	0,103	0,026	0,049	0,062
NO₂	0,081	0,041	0,062	0,172	0,026	0,049	0,062
Total	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Paso 4: Se determina el vector prioridad (ver la Tabla N° 6.25) a partir de la matriz normalizada anteriormente.

Tabla N° 6.25. Vector prioridad de los criterios globales para la jerarquización de combustibles fósiles.

Criterios	Vector prioridad
Potencial	0,350
Poder calorífico	0,165
Costo de combustible	0,218
Emisiones de CO	0,032
Emisiones de CO ₂	0,110
Emisiones de SO ₂	0,055
Emisiones de NO ₂	0,070
Total	1,000

Paso 5: Para realizar el Análisis de Consistencia primeramente es necesario multiplicar la matriz de comparación por pares por el vector prioridad. Seguidamente se construye un nuevo vector dividiendo cada elemento presente en el anterior entre el vector prioridad. El promedio de este último es un factor denominado λ_{max} , el cual se introduce en la Ecuación 2.1 presentada en el Capítulo II, para determinar el Índice de Consistencia (IC) y posteriormente la Razón de Consistencia (RC) dividiendo el

IC entre el Índice Aleatorio (IA), que en este caso tiene un valor de 1,320. El análisis de consistencia de las preferencias planteadas en la matriz de comparación por pares es presentado en la Tabla N° 6.26 que se muestra a continuación:

Tabla N° 6.26. Análisis de consistencia para la jerarquización de combustibles fósiles.

(MCP x VP)	Nuevo Vector	λ_{max}	IC	IA	RC
2,833	8,101	7,732	0,122	1,320	0,092
1,327	8,025				
1,803	8,256				
0,233	7,346				
0,841	7,680				
0,403	7,370				
0,518	7,349				

A partir de este análisis se deduce que la matriz planteada inicialmente es consistente debido a que el RC es menor de 0,1.

Paso 6: Una vez determinado el vector prioridad consistente para los criterios globales de evaluación se realizó el mismo procedimiento para comparar los combustibles respecto a cada uno de los criterios, haciendo uso de la información señalada en la matriz de datos. De esta manera, cada uno de los consultados generó siete vectores prioridad a raíz de sus preferencias y experiencia. A continuación se presentan los vectores prioridad correspondientes al Experto N°1.

Tabla N° 6.27. Vector prioridad correspondiente al criterio: Potencial.

Combustibles	Vector prioridad
Gas natural	0,426
Gasoil	0,082
Carbón	0,167
Coque	0,277
Fueloil	0,048
Total	1,000

Tabla N° 6.28. Vector prioridad correspondiente al criterio: Poder Calorífico.

Combustibles	Vector prioridad
Gas natural	0,430
Gasoil	0,281
Carbón	0,053
Coque	0,086
Fueloil	0,150
Total	1,000

Tabla N° 6.29. Vector prioridad correspondiente al criterio: Costo de combustible.

Combustibles	Vector prioridad
Gas natural	0,438
Gasoil	0,093
Carbón	0,156
Coque	0,259
Fueloil	0,053
Total	1,000

Tabla N° 6.30. Vector prioridad correspondiente al criterio: Emisiones de CO.

Combustibles	Vector prioridad
Gas natural	0,435
Gasoil	0,090
Carbón	0,154
Coque	0,261
Fueloil	0,060
Total	1,000

Tabla N° 6.31. Vector prioridad correspondiente al criterio: Emisiones de CO₂.

Combustibles	Vector prioridad
Gas natural	0,433
Gasoil	0,254
Carbón	0,090
Coque	0,049
Fueloil	0,174
Total	1,000

Tabla N° 6.32. Vector prioridad correspondiente al criterio: Emisiones de SO₂.

Combustibles	Vector prioridad
Gas natural	0,430
Gasoil	0,086
Carbón	0,150
Coque	0,281
Fueloil	0,053
Total	1,000

Tabla N° 6.33. Vector prioridad correspondiente al criterio: Emisiones de NO₂.

Combustibles	Vector prioridad
Gas natural	0,448
Gasoil	0,262
Carbón	0,054
Coque	0,125
Fueloil	0,112
Total	1,000

Paso 7: Los vectores prioridad expuestos anteriormente fueron almacenados en una sola matriz la cual se observa en la Tabla N° 6.34.

Tabla N° 6.34. Matriz de Prioridades.

	Potencial	PC	Costo	CO	CO2	SO₂	NO₂
Gas natural	0,426	0,430	0,438	0,435	0,433	0,430	0,448
Gasoil	0,082	0,281	0,093	0,090	0,254	0,086	0,262
Carbón	0,167	0,053	0,156	0,154	0,090	0,150	0,054
Coque	0,277	0,086	0,259	0,261	0,049	0,281	0,125
Fueloil	0,048	0,150	0,053	0,060	0,174	0,053	0,112

Paso 8: La matriz de prioridades fue multiplicada con el vector prioridad de los criterios globales (obtenido en el Paso 4), con el fin de generar el Vector Prioridad

Global (ver Tabla N° 6.35) cuyos elementos reflejan la importancia de cada uno de los combustibles a raíz de la comparación realizada mediante los parámetros seleccionados y valorados por el Experto N°1.

Tabla N° 6.35. Jerarquización de combustibles fósiles en la generación eléctrica.

Combustibles	Jerarquización
Gas natural	0,432
Coque	0,205
Gasoil	0,150
Fueloil	0,128
Carbón	0,085

La metodología aplicada anteriormente para la selección y comparación de combustibles fósiles, fue ejecutada doce veces correspondientes a cada uno de los expertos en la mesa de trabajo, cuyas opiniones y juicios fueron reflejados a través de un instrumento de evaluación en el cual se presentaron las matrices de comparación por pares requeridas para el desarrollo de la metodología resumida en los ocho (8) pasos anteriores.

Una vez completados los instrumentos se agruparon los resultados, tal y como se expuso anteriormente para las tecnologías termoeléctricas. Así mismo en el Capítulo VII estos se visualizan y discuten a profundidad.

6.7 PROTOCOLO PARA LA COMPARACIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS.

La metodología sobre la cual se basa el presente trabajo especial de grado fue reflejada de manera organizada a través de VisualBasic mediante Microsoft Excel 2007. Donde cada uno de los cálculos fue programado con el fin de constituir una herramienta de utilidad para futuras aplicaciones, puesto que al variar los datos iniciales, es posible generar los resultados directamente.

A continuación se presenta el menú referente al sistema metodológico, en el cual se visualizan los vínculos correspondientes a la matriz de datos, las matrices de rangos, comparación de energías, combustibles, y los resultados de las actividades realizadas.



Figura 6.10. Menú del protocolo metodológico.

Cada uno de los logos mostrados en la Figura 6.10 se encuentra vinculado a un espacio diferente, de modo que al hacer un toque sobre las imágenes, se observa directamente la información referente al título de las mismas. En el caso de las evaluaciones de fuentes de energía, al tocar la imagen en el sistema esta se dirige a un espacio en el cual se encuentra primeramente una representación de los miembros que constituyen la mesa de trabajo tal y como se observa en la Figura 6.11. Cada imagen propone dos opciones, una relacionada a la ponderación de los criterios y subcriterios de evaluación y otra vinculada a las comparaciones de tecnologías termoeléctricas y fuentes de energías convencionales versus alternativas. Igualmente en la parte superior de la Figura 6.11 se observan los botones de inicio, por lo cual al dar un toque sobre los mismos, la pantalla refleja el menú inicial.

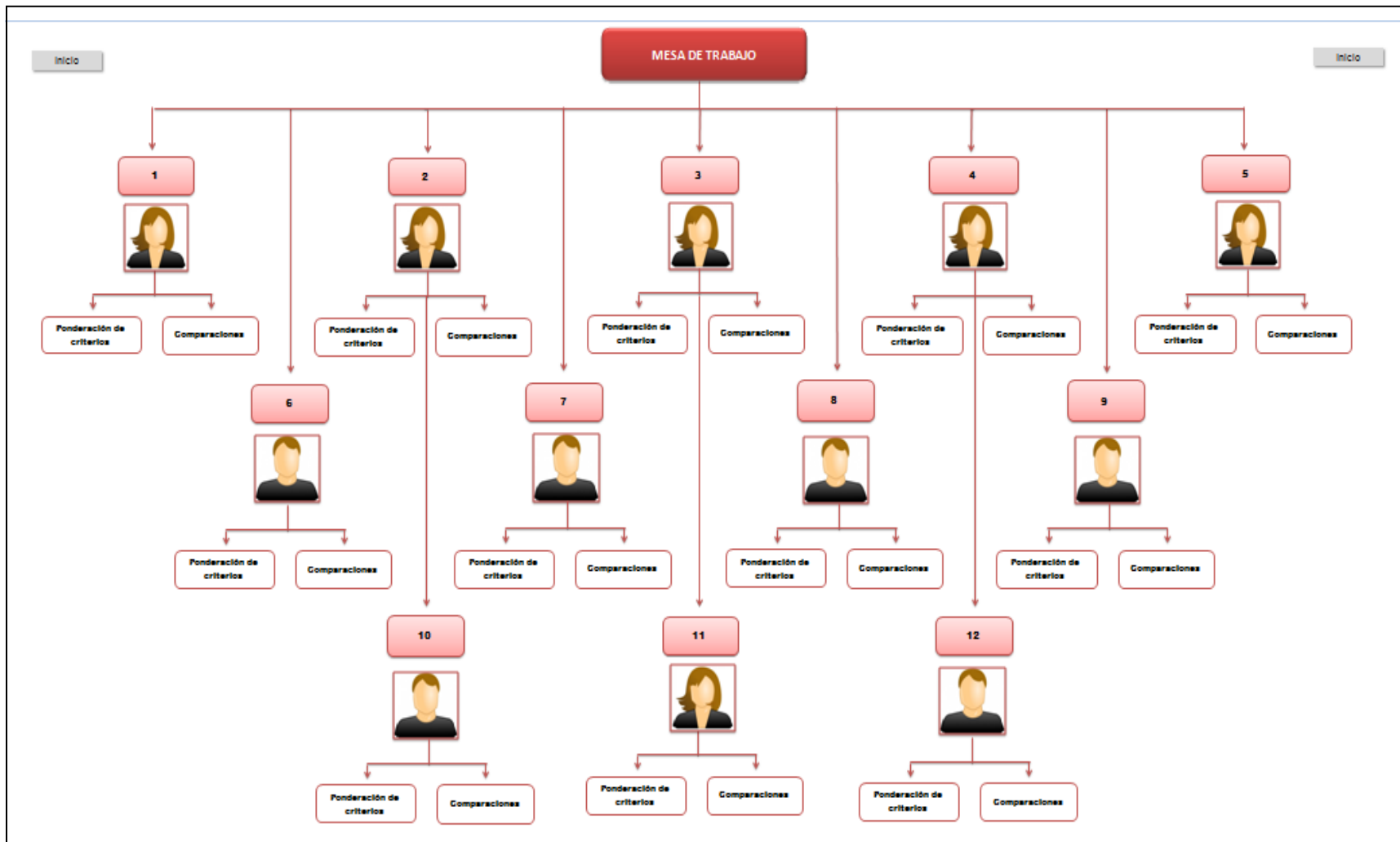


Figura 6.11. Sección del protocolo correspondiente a las evaluaciones de tecnologías termoeléctricas y fuentes de energías.

Los cálculos correspondientes a la ponderación de los criterios y subcriterios de evaluación, se encuentran en el vínculo “Ponderación de criterios”, por lo cual al dar un toque sobre el mismo, la pantalla refleja la imagen presente en la Figura 6.12, donde se observan agrupados los cálculos correspondientes a los criterios globales y subcriterios. Las tablas correspondientes a las matrices de comparación por pares y normalizada, vector prioridad y análisis de consistencia, se despliegan al tocar las cruces que los comprimen, tal y como se observa en la Figura 6.13.

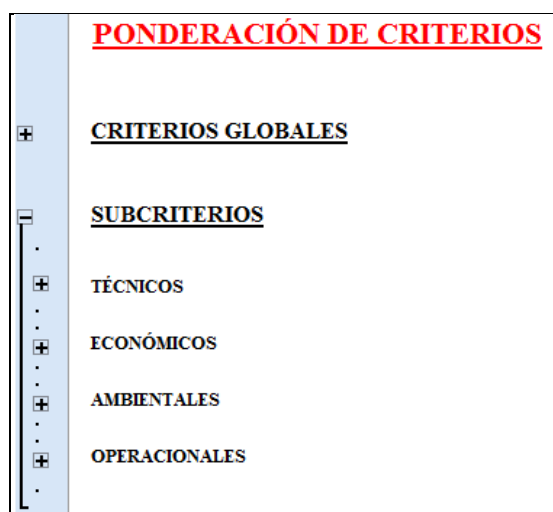


Figura 6.12. Sección del protocolo correspondiente a la ponderación de los criterios. Cálculos comprimidos.

PONDERACIÓN DE CRITERIOS					
Inicio Mesa de trabajo Comparaciones					
CRITERIOS GLOBALES					
Matriz de comparación por pares - (MCP)					
Jerarquización	Técnicos	Económicos	Ambientales	Operacionales	
3	1	1/3	1/5	3	
2	Económicos	3	1	1/3	5
1	Ambientales	5	3	1	5
4	Operacionales	1/3	1/5	1	1
Total	9,333	4,533	1,733	14,000	
Matriz normalizada (MN)					
	Técnicos	Económicos	Ambientales	Operacionales	
Técnicos	0,067	0,074	0,115	0,214	
Económicos	0,321	0,221	0,182	0,357	
Ambientales	0,536	0,662	0,577	0,357	
Operacionales	0,036	0,044	0,115	0,071	
Total	1,000	1,000	1,000	1,000	
ESCALA DE SAATY					
ESCALA DE SAATY					
Igual importancia: Dos actividades contribuyen igual al objetivo.					1
Importancia moderada de un elemento sobre otro: La experiencia y el juicio están a favor de un elemento sobre otro.					3
Importancia fuerte de un elemento sobre otro: Un elemento es fuertemente favorecido sobre otro.					5
Vector prioridad (VP)		Pesos (%)	Análisis de consistencia		
Técnicos	0,128	13	0,525	4,116	4,201
Económicos	0,273	27	1,167	4,275	0,067
Ambientales	0,533	53	2,323	4,359	0,890
Operacionales	0,067	7	0,270	4,055	0,075
Total	1,000	100			
CONSISTENTE					

Figura 6.13. Sección del protocolo correspondiente a la ponderación de los criterios. Cálculos.

En el lado derecho de la Figura 6.13 se observa el botón correspondiente a la escala de Saaty, el cual despliega dicha tabla al dar un toque sobre el mismo. De este modo es más sencillo completar la matriz de comparación por pares. Así mismo, puesto que todos los cálculos fueron realizados en hojas de cálculo al variar un valor inicial automáticamente cambian los demás. En la parte superior derecha se destacan tres botones, el primero envía al usuario directamente al menú inicial, el segundo refleja la imagen presente en la Figura 6.11 correspondiente a la mesa de trabajo y el tercero a las comparaciones. Al dar un toque sobre este último se muestra la imagen expuesta en la Figura 6.14.

Inicio

Mesa de trabajo

Ponderación de criterios

COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS TÉRMICAS

Opciones	Opción 1		Opción 2		Opción 3		Opción 4		Opción 5		Opción 6	
Parametros	TG @ Gas natural		TG @ Gasoil		TV @ Carbón		TV @ Coque		TV @ Fueloil		TV @ Biomasa	
	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
1. Técnicos	2,58	75,16	2,29	66,77	2,66	77,42	2,70	78,63	2,88	83,97	1,21	35,27
2. Económicos	2,62	128,60	2,14	104,86	2,24	110,19	2,24	110,19	1,97	96,61	1,82	89,10
3. Ambientales	2,31	34,83	1,11	16,66	2,47	37,29	1,62	24,46	1,53	23,04	2,96	44,59
4. Operacional	1,74	11,66	1,74	11,66	1,74	11,66	1,74	11,66	1,74	11,66	2,89	19,40
TOTAL		250		200		237		225		215		188

COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS

Opciones	Opción 1		Opción 2		Opción 3		Opción 4		Opción 5		Opción 6	
Parametros	Solar		Eólica		Hidroeléctrica		Nuclear		TG @ Gas natural		TV @ Biomasa	
	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total	Puntaje	Total
1. Técnicos	1,56	45,33	1,18	34,30	2,59	75,52	2,70	78,52	2,79	81,30	1,20	34,91
2. Económicos	1,35	66,20	1,82	89,10	2,60	127,77	1,52	74,45	2,46	120,62	1,84	90,21
3. Ambientales	3,00	45,21	3,00	45,21	3,00	45,21	3,00	45,21	1,96	29,60	2,96	44,59
4. Operacional	3,00	20,11	3,00	20,11	2,00	13,41	1,00	6,70	1,74	11,66	2,89	19,40
TOTAL		177		189		262		205		243		189

Figura 6.14. Sección del protocolo correspondiente a la comparación de tecnologías térmicas y fuentes de energías convencionales y alternativas.

En la Figura 6.14, se observan las matrices de evaluación (comprimidas) correspondientes a las comparaciones de las tecnologías termoeléctricas y fuentes de energías convencionales frente a las alternativas. Cada matriz propone la opción de comprimir o no los valores de los criterios, de acuerdo a la preferencia del usuario.

Los cálculos correspondientes a los puntajes y valores totales, fueron realizados en hojas de cálculo, por lo cual al modificar los datos de una celda el cambio se refleja automáticamente en el resto. De esta manera resulta más sencillo visualizar los valores totales correspondientes a cada energía inmediatamente después de llenar las

matrices de evaluación. Así mismo, se destaca en la parte superior derecha de la Figura 6.14 tres botones. Los dos primeros corresponden al menú inicio y la mesa de trabajo, mientras que el tercero envía al usuario a la sección correspondiente a la ponderación de los criterios, por lo cual al dar un toque en este se muestra la imagen presente en la Figura 6.13.

Cabe destacar que las secciones referentes a la ponderación de los criterios y las comparaciones, se encuentran personalizadas por profesional, tal y como se expone en la Figura 6.11. De manera que si el usuario desea conocer alguno de estos ítems para algún experto en específico, únicamente debe hacer un toque sobre el botón del encuestado cuyos datos desea visualizar.

Respecto a la jerarquización de los combustibles al tocar el logo correspondiente a esta sección en el menú, el sistema envía directamente al usuario a la imagen presente en la Figura 6.15, en la cual se encuentran los miembros de la mesa que participaron en dicha actividad.

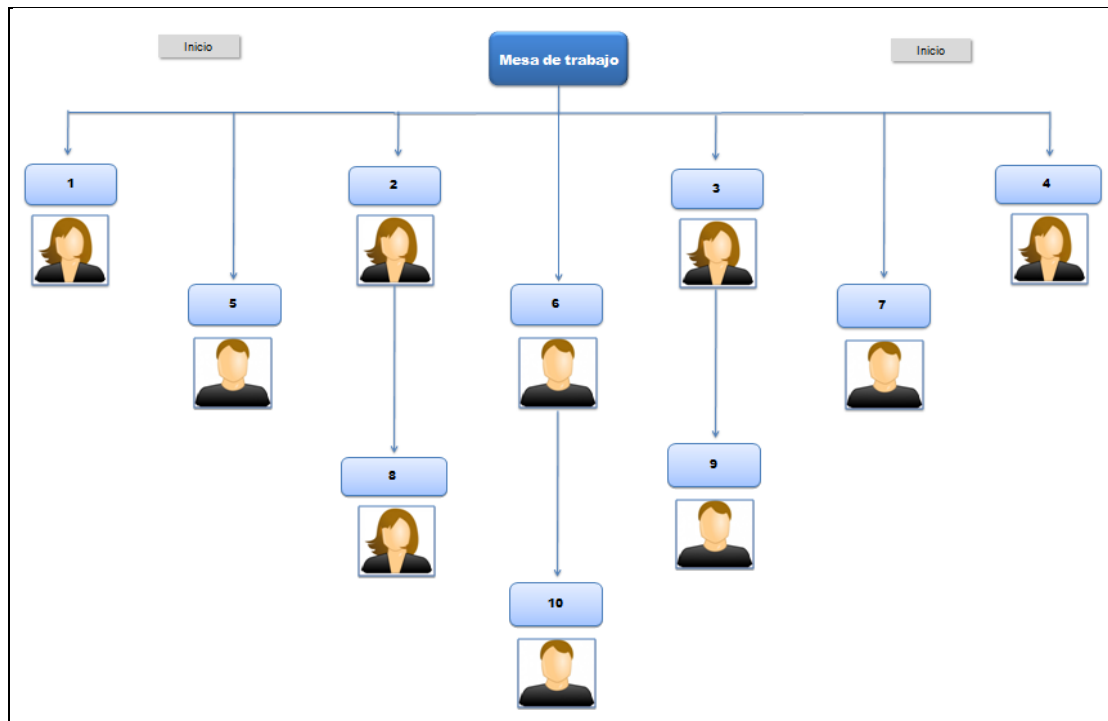


Figura 6.15. Sección del protocolo correspondiente a la jerarquización de los combustibles fósiles.

Cada uno de los vínculos correspondiente a los miembros de la mesa de trabajo envía al usuario a una sección parecida a la expuesta en la Figura 6.16, en la cual se observan los cálculos requeridos para la jerarquización de los combustibles fósiles mediante el método AHP.

Por otra parte, el logo del menú correspondiente a los resultados envía al usuario directamente a una sección en la cual se observan los miembros de la mesa de trabajo de la misma manera que en la Figura 6.11, donde al hacer un toque sobre sus nombres es posible observar los resultados obtenidos por cada uno de ellos, referentes a la ponderación de los criterios y subcriterios de evaluación, comparación de las tecnologías termoeléctricas y las fuentes de energía y jerarquización de los combustibles fósiles.

CAPÍTULO VII

RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se exponen los resultados obtenidos durante la realización del presente Trabajo Especial de Grado, generados a partir de la aplicación de la metodología presentada en el Capítulo VI, así como también el análisis de los mismos.

A continuación se presentan los resultados globales obtenidos de la comparación de las tecnologías termoeléctricas, fuentes de energía convencionales y alternativas, y la jerarquización de los combustibles fósiles.

7.1 COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS TERMOELÉCTRICAS

Las tecnologías termoeléctricas evaluadas en la presente investigación: turbinas a gas con gas natural y gasoil, turbinas a vapor con carbón, coque, fueloil, biomasa y geotérmica, ciclo combinado a gas natural y gasoil y sistemas IGCC a carbón y coque de petróleo, fueron valoradas por un panel de expertos constituido por ocho (8) personas, cuyos perfiles se observan en el APÉNDICE C. Cada una de sus opiniones constituye un elemento que influye en el resultado global, puesto que es obtenido de la integración de los mismos. Es por ello, que a continuación se presentan y analizan individualmente los resultados generados por cada uno de los miembros de la mesa de trabajo establecida para las evaluaciones que involucra este estudio.

7.1.1 Experto N°1

Los resultados obtenidos de la evaluación del experto serán presentados. Igualmente se discutirá por separado el comportamiento de los gráficos para las evaluaciones técnicas, económicas, operacionales y ambientales, al igual que la respectiva

ponderación de los mismos. Finalmente se presenta la evaluación general de las alternativas termoeléctricas donde se indicarán las de mayor preferencia.

- Comparación técnica.

En la Tabla N° 6.16 del Capítulo VI se observan los vectores prioridad correspondientes a los criterios y subcriterios de evaluación obtenidos mediante el método AHP, donde se destaca la importancia otorgada a las características de los combustibles con un 50%, seguido de los aspectos de construcción con 26% y los criterios correspondientes a las características de las unidades y central de generación con una relevancia menor de 16% y 8% respectivamente. El experto, considera secundario el conocimiento de estos dos últimos aspectos, si no se cuenta con la disponibilidad a nivel nacional del combustible que alimenta las tecnologías de generación, al igual que el tiempo en el cual es posible materializar las mismas.

Mediante la matriz de evaluación mostrada anteriormente en las Tablas 6.18 y 6.19 del Capítulo VI, se obtuvieron los resultados planteados en la Figura 7.1, respecto a la valoración técnica de cada una de las opciones termoeléctricas de generación, donde se observa que las alternativas de mayor relevancia en este aspecto utilizan combustibles fósiles tales como el gas natural y el coque de petróleo. El primero es utilizado preferiblemente en ciclos simples con turbinas a gas sobre los ciclos combinados, mientras que para el provecho del segundo el uso de los sistemas IGCC resulta más conveniente.

El uso de gasoil, fueloil y carbón a través de los ciclos simples, combinados y sistemas IGCC, no son competitivos técnicamente en comparación a las alternativas mencionadas en el párrafo anterior, al igual que el uso de biomasa y combustible geotérmico. Este comportamiento se debe a que en la ponderación de los criterios técnicos el experto le atribuye mayor importancia a las características de los combustibles, donde se incluyen el potencial o disponibilidad de los mismos en Venezuela y el poder calorífico, en los cuales el gas natural y el coque de petróleo

presentan ventaja, puesto que son los combustibles de mayor potencial en nuestro país y se caracterizan por tener un elevado poder calorífico.

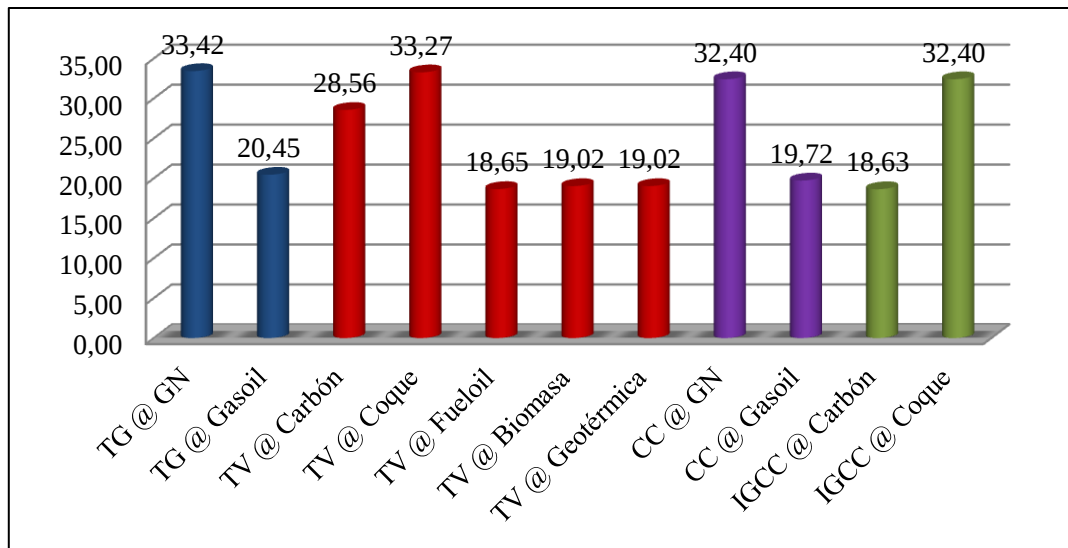


Figura 7.1. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°1.

La abundancia de los combustibles gasoil y fueloil no se encuentra certificada puesto que la disponibilidad de ambos depende de la producción petrolera y la capacidad del circuito refinador nacional. El potencial y poder calorífico de la biomasa y el combustible geotérmico para el desarrollo energético no es comparable al que existe en materia de gas natural y coque de petróleo, por lo tanto ambos se encuentran en desventaja en estos aspectos.

- Comparación Económica

Respecto a los subcriterios económicos el de mayor importancia para el experto es el conocimiento de los costos de generación en un 50% seguido por el costo del combustible con un 26% y los gastos de inversión y OPEX con 16% y 8% respectivamente. Esto se debe a que bajo el criterio del experto, al desarrollar alguna de las alternativas termoeléctricas propuestas en la investigación, una empresa no debe tener inconvenientes vinculados a los gastos de inversión y mantenimiento de la central de generación si dentro de los planes de la misma está planteada su

construcción. Caso contrario ocurre respecto a los costos de generación y combustibles, los cuales son los más elevados durante su funcionamiento y operación y varían considerablemente en el tiempo dependiendo del estado del mercado energético mundial.

La evaluación económica de las alternativas termoeléctricas se observan en la Figura 7.2. Donde se destaca la superioridad del gas natural aprovechado a través de ciclo combinado, seguido por el coque de petróleo utilizado en los sistemas IGCC. Igualmente se expone la preferencia moderada de ambos combustibles para la alimentación de ciclos simples con turbinas a gas y a vapor.

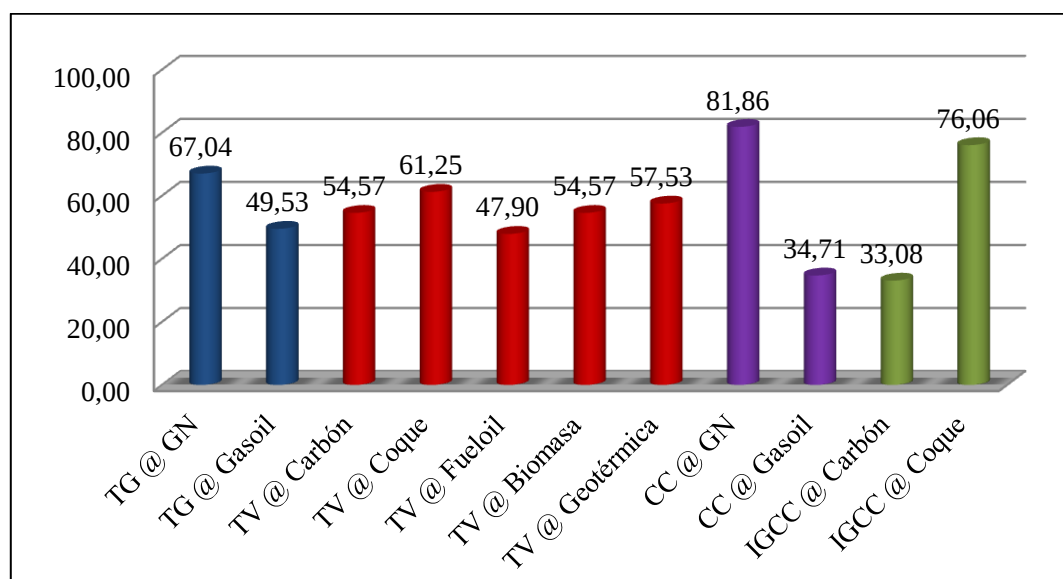


Figura 7.2. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°1.

La competencia de los derivados fueloil y gasoil es mínima en esta evaluación, incluso menor que la biomasa y el combustible geotérmico. Esto se debe a que el segundo criterio de mayor relevancia para el experto es el costo de combustible, y puesto que los combustibles líquidos tienen un precio más alto en el mercado internacional, la venta de los mismos se considera la mejor opción para su provecho que la quema para la generación eléctrica. En este orden de ideas, el gas natural y el coque de petróleo son los combustibles de origen fósil de menor costo tanto a nivel

nacional como internacional (ver Figura 6.4 en Capítulo VI) por ende resultan ser más atractivos para impulsar el desarrollo energético del país.

Los costos de la biomasa y el combustible geotérmico son mínimos. Motivo por el cual, se desprecian entre los valores presentes en la matriz de datos. Sin embargo, la inversión requerida para el desarrollo de dichas fuentes es elevada en comparación con el resto de los combustibles empleados para la generación termoeléctrica, por ende su atractivo para tales fines se reduce.

Como se mencionó anteriormente, el experto considera más relevante el conocimiento de los costos de generación entre los subcriterios económicos. Con base en la Matriz de Datos expuesta en el APÉNDICE D (en la cual se encuentran los costos de generación por tecnologías), se concluye que los menores gastos se encuentran asociados a la producción a través de ciclos combinados, seguido por los ciclos simples con turbinas a gas y los sistemas IGCC (ambos con valores similares), siendo los de mayor costo los ciclos simples con turbinas a vapor. Esta deducción sustenta el hecho de que en la evaluación económica de las opciones, las menos representativas corresponden a las turbinas a vapor.

- Comparación ambiental

Los subcriterios ambientales fueron ponderados por el experto, el cual le otorgo mayor importancia al conocimiento del impacto que atribuye cada alternativa a la naturaleza y al entorno, bien sea al agua, suelo, aire, animal, etc. sobre el resto de los parámetros ambientales en un 39%. El segundo subcriterio más relevante corresponde a las emisiones de CO₂ con un 25%, seguido por las de NO₂, SO₂, CO y partículas en menor proporción.

La evaluación ambiental para cada alternativa se expone en la Figura 7.3, en la cual se observa que nuevamente el uso del gas natural predomina sobre el resto de las opciones a través de los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados. Se destacan opciones secundarias tales como el uso de biomasa y combustibles geotérmicos mediante los ciclos simples con turbinas a vapor, en cuya tecnología

resultan ser los de mejor proyección por encima de combustibles tales como: el fueloil, carbón y coque de petróleo.

El subcriterio ambiental: impacto, es similar para cada alternativa según la matriz de datos. Sin embargo, en la valoración expuesta en la matriz de evaluación reflejada en las Tablas 6.18 y 6.19 del Capítulo VI, el experto consideró que las tecnologías que menor impacto generan a los elementos naturales vegetales, animales y humanos son las que emplean como combustible el gas natural, seguido por la biomasa, geotérmica y el coque de petróleo. De allí que en la tendencia observada en la Figura 7.3 estas resultaran favorecidas por encima del resto de los combustibles.

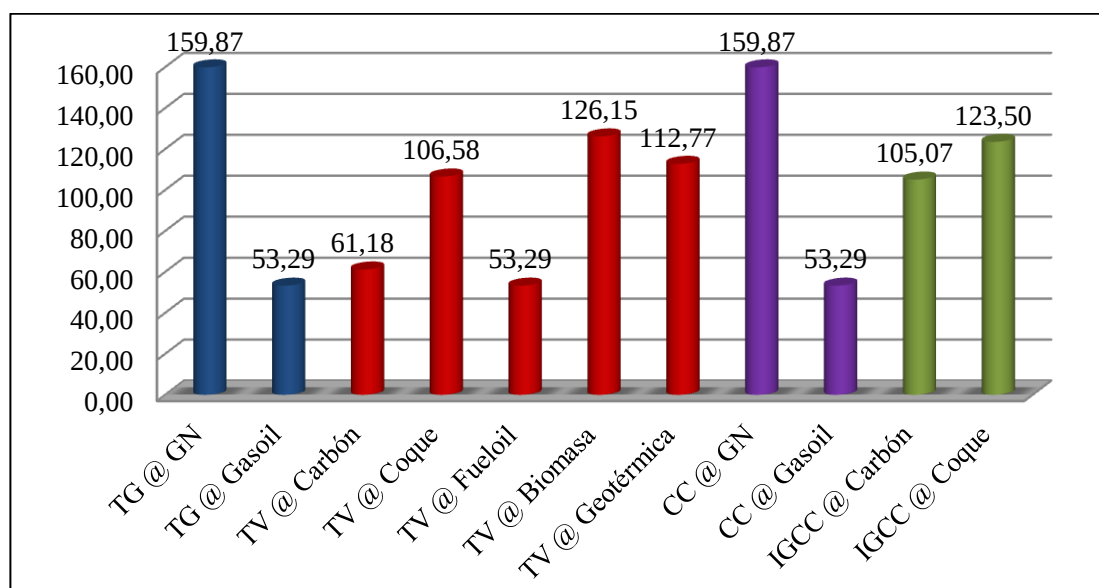


Figura 7.3. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°1.

Respecto a las emisiones de CO₂, el gas natural, la biomasa y el combustible geotérmico son preferibles, puesto que el impacto que generan sobre la atmósfera es mínimo en comparación con el fueloil, gasoil y coque, los cuales son altamente contaminantes. Sin embargo, se observa la competencia de este último tanto en turbinas a vapor como en los sistemas IGCC a pesar de su grado de contaminación. Esto se debe, a que la experiencia del encuestado le indica la posibilidad de mitigar la contaminación con sistemas que permitan secuestrar las emisiones de CO₂ y otros

gases, por lo cual bajo su criterio el coque sigue siendo competitivo frente a otras fuentes de energía.

- Comparación operacional

En la ponderación de los subcriterios operacionales, el experto consideró que el mantenimiento de las unidades y equipos es más importante que el resto de los parámetros en un 63%. Seguido de la seguridad con un 26% y la complejidad operacional en un 11%. El juicio del experto para la valoración de estos subcriterios, se basa en que el mantenimiento de las unidades se encuentra vinculado a aspectos económicos que varían en el tiempo. Mientras que la complejidad operacional de la tecnología y la seguridad requerida dependen ampliamente de las capacidades del personal que labore en las instalaciones de la central respecto a dichas aéreas. Por tal motivo es posible inferir que la tendencia que se muestra en la Figura 7.4, está directamente relacionada a la valoración concedida a cada alternativa en el subcriterio: mantenimiento.

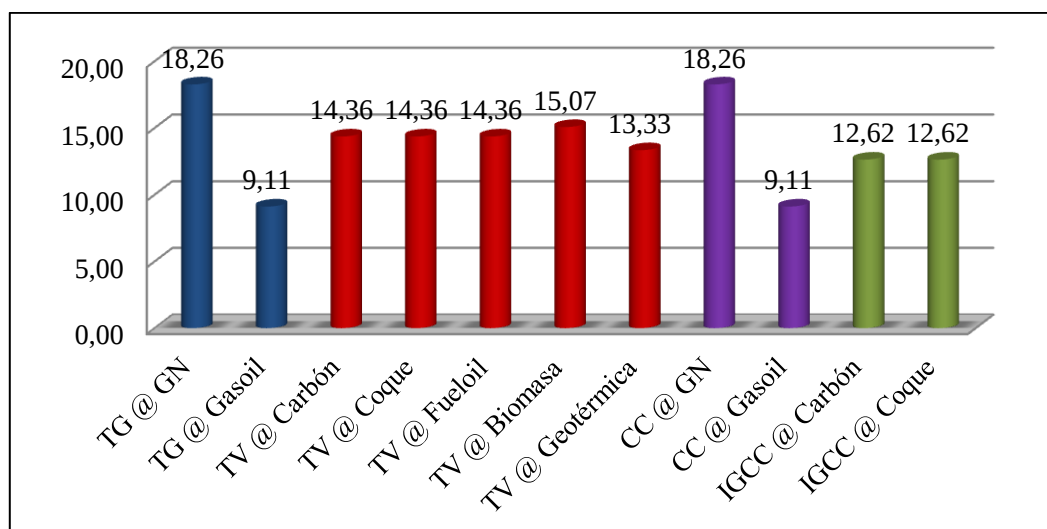


Figura 7.4. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°1.

En la Figura 7.4, se observa la ventaja que presenta el uso de gas natural en ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados respecto las condiciones

operacionales que implica cada tecnología. Como se mencionó anteriormente, el experto le atribuye mayor importancia al mantenimiento de los equipos, unidades de generación e instalaciones de entre los subcriterios operacionales y puesto que las tecnologías que emplean gas natural como combustible requieren de un leve mantenimiento, la tendencia del gráfico es razonable.

El comportamiento observado para los combustibles carbón y coque es similar debido a que las condiciones operacionales de las tecnologías para ambos combustibles son las mismas. Se destaca la escasa competencia del gasoil, justificada por la marcada necesidad de mantenimiento requerida por las instalaciones con ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados cuando este es utilizado como combustible.

- Comparación global

En la Figura 7.5 se observa la ponderación otorgada por el experto a los criterios globales de evaluación. Se destaca la marcada relevancia de los aspectos ambientales sobre el resto de los parámetros en un 53%. Seguidamente se tienen los criterios económicos con un 27% y los técnicos y operacionales con 13% y 7% respectivamente.

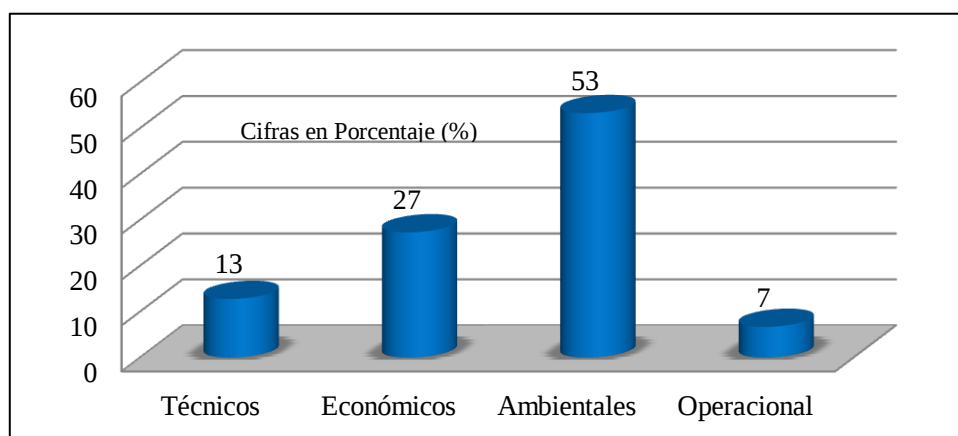


Figura 7.5. Ponderación de los criterios globales según el Experto N°1.

La evaluación general dentro de la cual se toman en cuenta los criterios discutidos en detalle anteriormente, se presenta en la Figura 7.6. Donde, se observa claramente la

preferencia del uso del gas natural a través de ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados por encima del resto de las alternativas, lo cual se asemeja a los resultados obtenidos mediante la evaluación parcial de cada una de las opciones respecto a los subcriterios. Igualmente se destaca el uso de coque de petróleo como segunda alternativa para impulsar el desarrollo energético nacional a través de ciclos simples con turbinas a vapor y sistemas IGCC.

En los ciclos simples con turbinas a vapor presentes en la Figura 7.6, se destaca la competitividad símil de la biomasa con el coque de petróleo. Este comportamiento se sustenta en que gran parte de la tendencia observada en el gráfico depende de las preferencias ambientales establecidas por el experto (ver Figura 7.5) y puesto que, en la comparación ambiental de las alternativas termoeléctricas la biomasa resultó favorecida por ser una de las fuentes que atribuye menor impacto al medio ambiente, su competencia es razonable. Así mismo, las implicaciones económicas son las de mayor relevancia para el experto después de las ambientales. Es por ello, que aquellas opciones que resultaron favorecidas en la comparación económica expuesta anteriormente tales como: el uso de coque y gas natural en los ciclos simples, combinados y los sistemas IGCC, adquieren cierta ventaja en la evaluación general.

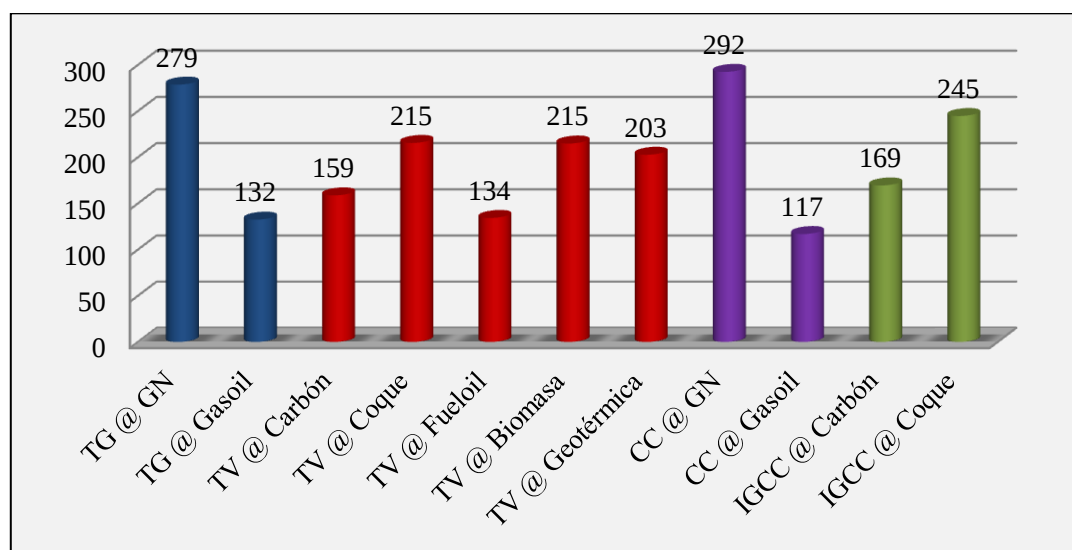


Figura 7.6. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°1.

7.1.2 Experto N° 2

Las comparaciones realizadas por el experto mediante la valoración de las alternativas en la matriz de evaluación serán expuestas a continuación:

- Comparación técnica

La evaluación de las alternativas termoeléctricas desde el punto de vista técnico se presenta en la Figura 7.7. Donde la generación de energía a través del uso de carbón, coque de petróleo y fueloil mediante ciclos simples con turbinas a vapor, predomina sobre el resto de las opciones. Así mismo, la biomasa y el combustible geotérmico demuestran una competencia reducida respecto a todas las tecnologías consideradas. Este comportamiento se debe a que para el experto el subcriterio técnico características de las unidades de generación es el más relevante con un 54% (ver ponderación de subcriterios técnicos en el CD anexo al presente TEG) y en este aspecto las unidades empleadas para la obtención de energía a través de la biomasa y combustible geotérmico, se encuentran en desventaja, puesto que las capacidades y eficiencia de las mismas son reducidas por tratarse de fuentes de baja capacidad de generación.

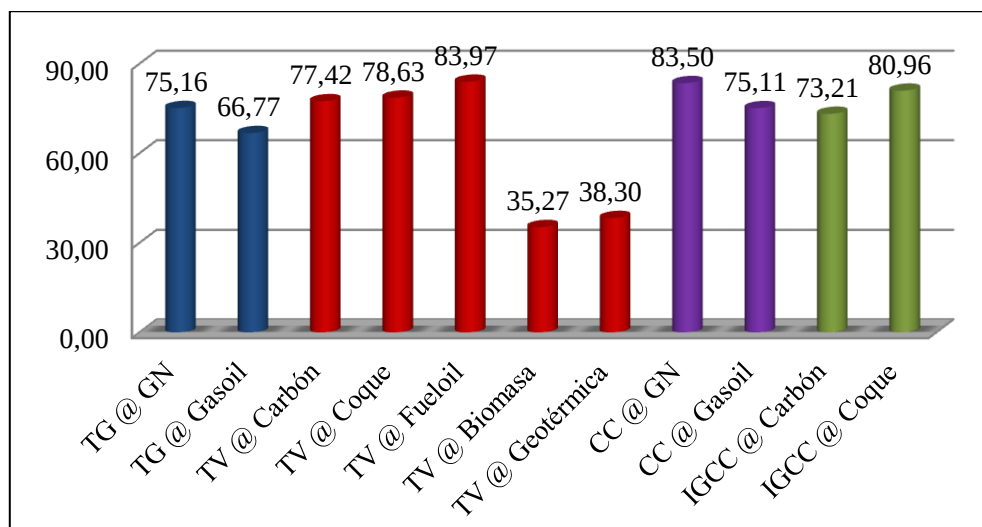


Figura 7.7. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°2.

De igual manera, se tiene que el segundo subcriterio de mayor importancia corresponde a las características de los combustibles con un 24%, dentro del cual se incluye el parámetro que refleja la disponibilidad del combustible en nuestro país. En este orden de ideas, el experto considera que el potencial de fueloil es elevado debido a que el mismo es un subproducto del petróleo y Venezuela es el país con las mayores reservas de crudo a nivel mundial, de allí que entre los combustibles empleados en los ciclos simples con turbinas a vapor el fueloil resultó ser el más atractivo técnicamente.

- Comparación económica

La evaluación económica del experto refleja la superioridad de los ciclos combinados siendo el gasoil el combustible preferible en este caso, tal y como se expone en la Figura 7.8. Por el contrario se destaca el uso del gas natural sobre el gasoil en los ciclos simples con turbinas a gas como la segunda mejor opción que propone la evaluación del experto.

En los ciclos simples con turbinas a vapor se observa la paridad entre el uso del carbón y coque, no así, ocurre con el fueloil, biomasa y combustible geotérmico los cuales representan los valores más bajos en esta tecnología. Esto se justifica en el hecho de que, gran parte de los mismos depende de la valoración otorgada a cada alternativa respecto al subcriterio: inversión, puesto que entre los parámetros económicos es el de mayor ponderación y relevancia para el experto con un 54%. De allí, que el elevado costo de inversión atribuido al uso de estos combustibles en los ciclos simples con turbinas a vapor los convierte en alternativas de escasa rentabilidad económica.

El costo de generación con un 24% de ponderación constituye el segundo subcriterio de mayor importancia para el experto (ver ponderación de subcriterios en el CD anexo al presente TEG). Teniendo como base los valores expuestos en la matriz de datos, los combustibles de mayor viabilidad en este sentido son el gas natural y el gasoil mediante los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados.

Mientras que el más desfavorable es el fueloil. Respecto a los sistemas IGCC estos se encuentran asociados a una gran inversión, casi tan elevada como el desarrollo geotérmico y a costos de generación considerablemente altos, por ende los mismos no son competentes en este ámbito. Lo cual se ajusta a la comparación realizada por el experto.

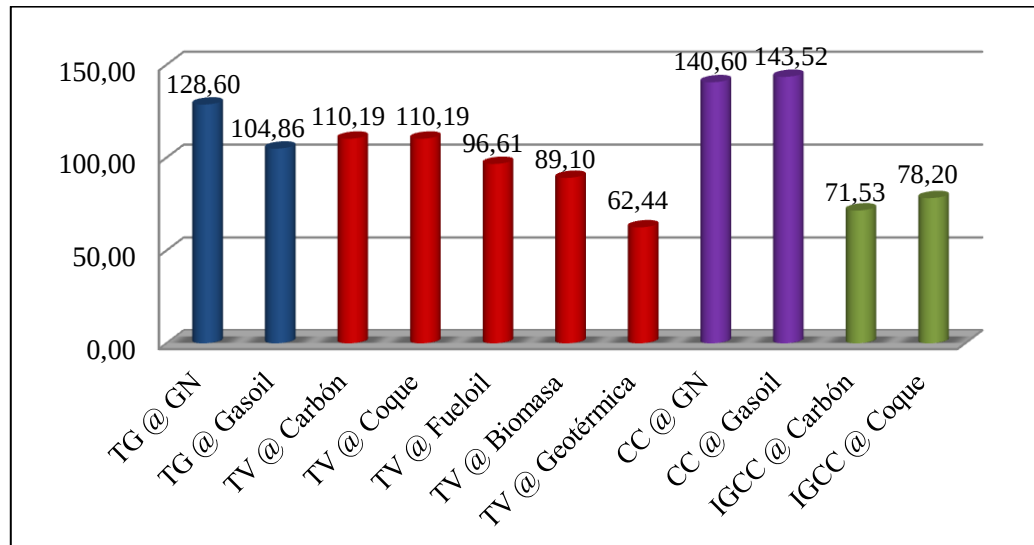


Figura 7.8. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°2.

- Comparación ambiental

La ponderación de los criterios ambientales establecida por el experto denota la importancia de las emisiones de CO en un 39%, seguido por las de SO₂ con un 25%, CO₂ en un 16%, NO₂ con un 10% y de partículas con un 7%. El impacto ambiental es el de menor relevancia de entre los subcriterios ambientales.

Con base en las ponderaciones establecidas anteriormente, la evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas debería estar influenciada en su mayoría por las emisiones de CO, SO₂ y NO₂. Motivo por el cual, en la Figura 7.9 se observa la ventaja ambiental del uso de biomasa y combustible geotérmico para la generación eléctrica a través de los ciclos simples con turbinas a vapor, puesto que ambas opciones son consideradas ecológicas por las escasas emisiones de contaminantes que

generan. El combustible de origen fósil de mayor ventaja en este ámbito es el carbón puesto que si bien genera mayores emisiones de CO en comparación con el coque y el fueloil. Estos últimos resultan ser los mayores contaminantes de SO₂ y NO₂, de allí la tendencia presentada en el gráfico.

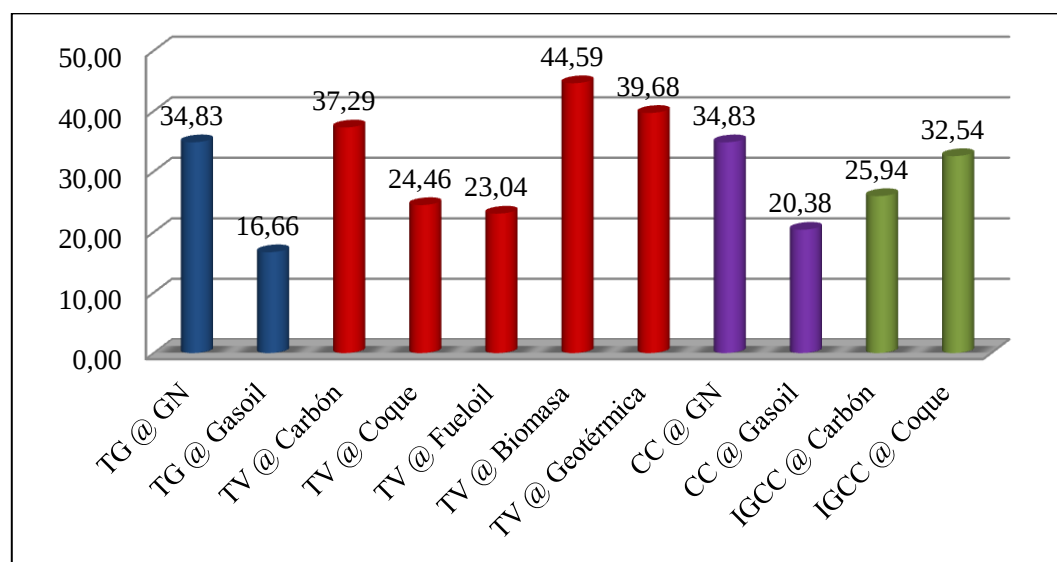


Figura 7.9. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°2.

El gas natural resalta en los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados por encima del gasoil, ya que entre los combustibles fósiles, es el que menos cantidad de gases tóxicos emite a la atmósfera.

- Comparación operacional

Respecto a los criterios tomados en cuenta para la evaluación operacional de cada alternativa, la de mejor proyección corresponde al ciclo simple con turbinas a vapor, utilizando biomasa y combustible geotérmico (ver Figura 7.10), ya que los mismos no requieren de extremas medidas de seguridad fuera de las normalmente establecidas en una planta de bajo riesgo. Igualmente la complejidad operacional y el mantenimiento de las centrales son factores despreciables en comparación al resto de las termoeléctricas cuya complejidad es elevada.

El experto considera que las condiciones operacionales relativas al resto de las alternativas termoeléctricas son básicamente las mismas, puesto que las instalaciones y medidas de seguridad son similares.

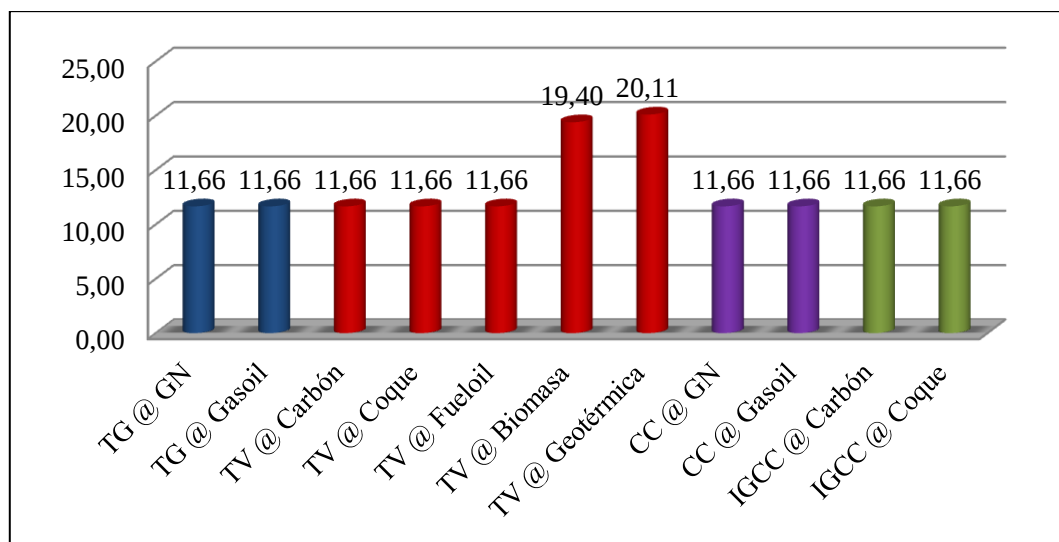


Figura 7.10. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°2.

- Comparación global

Los pesos de los criterios globales son expuestos en la Figura 7.11. Donde se observa, la preferencia de los aspectos económicos en un 49%, seguido de los técnicos con un 29% y los ambientales y operacionales en un 15% y 7% respectivamente.

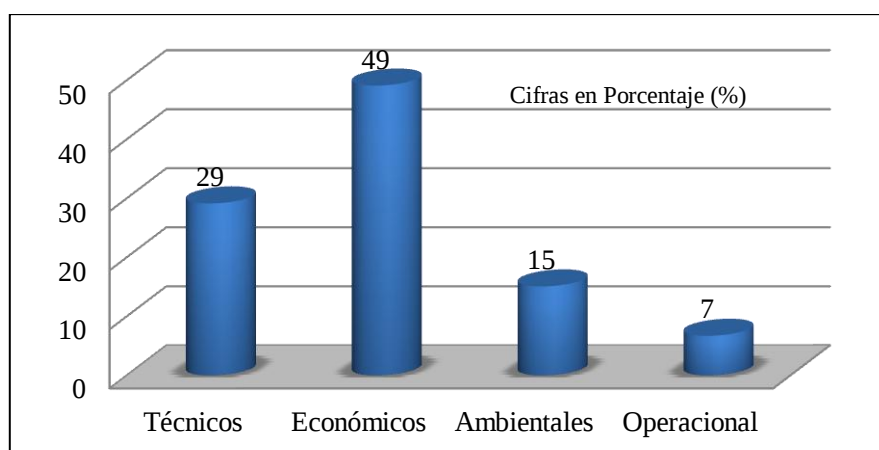


Figura 7.11. Ponderación de los criterios globales según el Experto N°2.

La evaluación global de las alternativas termoeléctricas se observa en la Figura 7.12, donde se destaca el uso de gas natural sobre el gasoil en los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados. Los combustibles carbón y coque de petróleo son preferidos por encima del fueloil, biomasa y combustible geotérmico en los ciclos simples con turbinas a vapor. Esta tendencia depende ampliamente de los aspectos económicos, puesto que según la Figura 7.11 estos son los de mayor importancia para el experto, de allí la similitud entre los gráficos presentados en las Figuras 7.8 (comparación económica) y 7.12 (comparación global).

Los combustibles biomasa y geotérmico no son competentes en las valoraciones propuestas por el experto, ya que bajo su criterio el desarrollo de las mismas implica elevados costos de inversión y generación asociados a la producción de cantidades de energía insuficientes para apoyar la red de distribución eléctrica nacional. La aplicación de alguna de estas se realizaría con el fin de fortalecer el suministro de energía en localidades específicas del país.

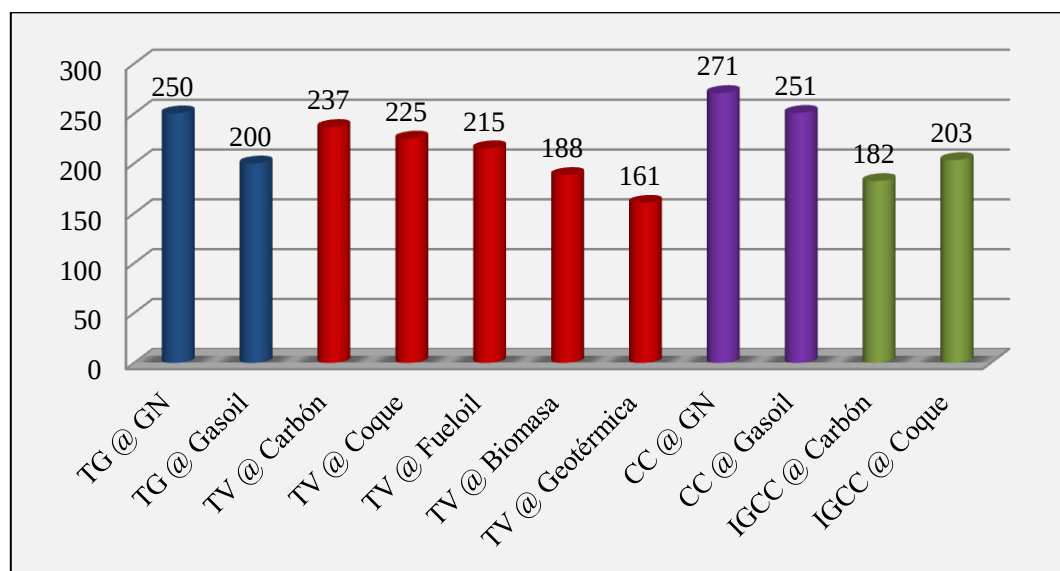


Figura 7.12. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°2.

Entre los combustibles de mejor proyección aparte del gas natural y el carbón, se encuentra el coque de petróleo a través de los sistemas IGCC. Debido

fundamentalmente al reducido precio de venta en el mercado interno venezolano en comparación al carbón. Sin embargo, este comportamiento no se mantuvo en los ciclos simples con turbinas a vapor, en los cuales predominó el uso de carbón, ya que ambientalmente este último posee una amplia ventaja sobre el coque (ver Figura 7.9) y puesto que ambos combustibles presentan cierta similitud en las comparaciones económica y técnica. La tendencia final respecto a estos viene dada por sus características ambientales, las cuales según la opinión del experto son el tercer criterio global de mayor importancia.

7.1.3 Experto N° 3

Las comparaciones realizadas por el experto se presentan a continuación:

- Comparación técnica

En la Figura 7.13 se expone la comparación técnica realizada por el experto, en la cual claramente se proyecta el gas natural como la mejor alternativa, tanto en los ciclos simples como en los ciclos combinados. El coque de petróleo aprovechado a través de los ciclos simples con turbinas a vapor es el segundo combustible de mayor potencial, seguido del fueloil y el carbón bajo la misma tecnología. En esencia este comportamiento se debe a la ponderación inicial otorgada a los criterios técnicos a través de la determinación de los vectores prioridad mediante el método AHP. Procedimiento a raíz del cual el experto definió su preferencia por el conocimiento de las características de las centrales sobre el resto de los criterios técnicos en un 50%. Por tal motivo, la valoración otorgada a los subcriterios que este involucra, marcó la tendencia final del gráfico. Sin embargo, debido a que la mayoría de los combustibles fósiles empleados a través de los ciclos con turbinas a vapor son bastante similares entonces, el subcriterio que reflejo la diferencia fue el consumo de combustible donde el fueloil resulto favorecido sobre el carbón y el coque.

Igualmente el experto consideró aspectos tales como el potencial del combustible en nuestro país, donde bajo su criterio expresó que la disponibilidad de coque y fueloil depende ampliamente de la capacidad de refinación. Este último es distribuido en el

mercado interno e internacional, mientras que el primero no se encuentra destinado a un sector específico y es vendido con poca frecuencia a muy bajo costo. Motivo por el cual, este debe ser tomado en cuenta en vías de conseguir el desarrollo energético nacional.

Energías tales como la biomasa y geotérmica no poseen mucha relevancia para el experto, ya que la capacidad de generación que es posible desarrollar a partir de plantas de este estilo, es mínima en comparación a las termoeléctricas que emplean gas natural y derivados del petróleo. Por ende, las mismas no se destacaron en la evaluación con el resto de los combustibles.

La paridad entre los valores correspondientes al uso de coque de petróleo en los sistemas IGCC y gas natural en los ciclos combinados, se destaca en la Figura 7.13, ya que ambas tecnologías son altamente competentes y eficientes en la generación eléctrica.

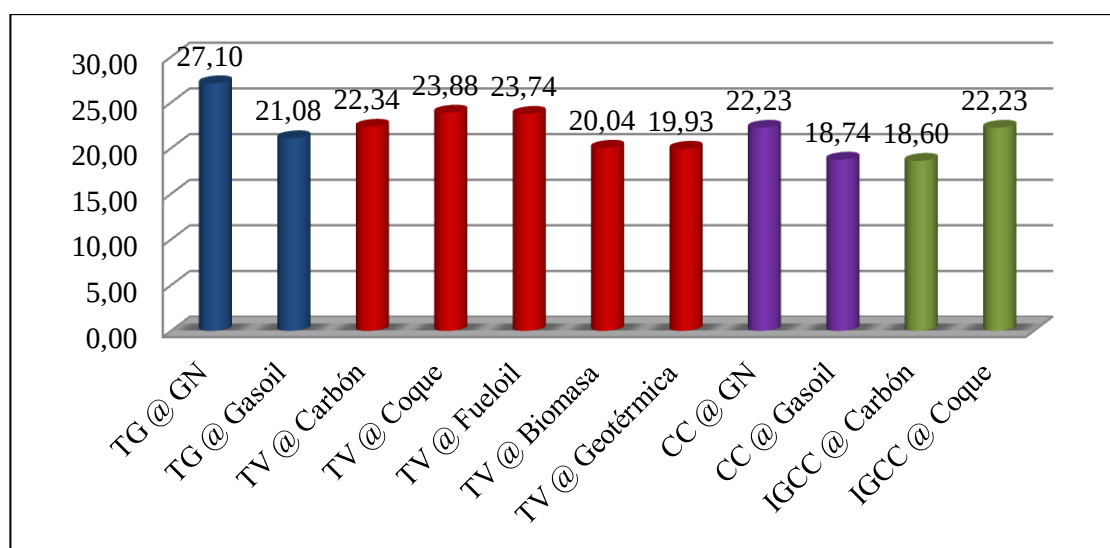


Figura 7.13. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°3.

- Comparación económica

La evaluación realizada por el experto se muestra en la Figura 7.14, en la cual se observa la superioridad del uso del gas natural sobre el gasoil en los ciclos simples y

ciclos combinados, al igual que en las comparaciones realizadas por el primer y segundo experto.

La ponderación de los subcriterios expuso la preferencia sobre la inversión total en un 53% y costo de combustible en un 27%. Es por ello, que la menor valoración corresponde a las energías: biomasa y geotérmica, ya que estas se encuentran vinculadas a elevados costos de inversión.

Con respecto a los combustibles: carbón, coque de petróleo y fueloil, se observa que este último es el segundo combustible de mejor proyección en la comparación económica seguido del gas natural en los ciclos combinados. Sin embargo, los costos de inversión respecto a dichos combustibles son similares, por ende la diferencia estuvo enfocada en sus precios de venta; donde el fueloil resulta más favorable que el carbón y coque de petróleo cuyos costos son superiores (ver Figura 6.4 en Capítulo VI).

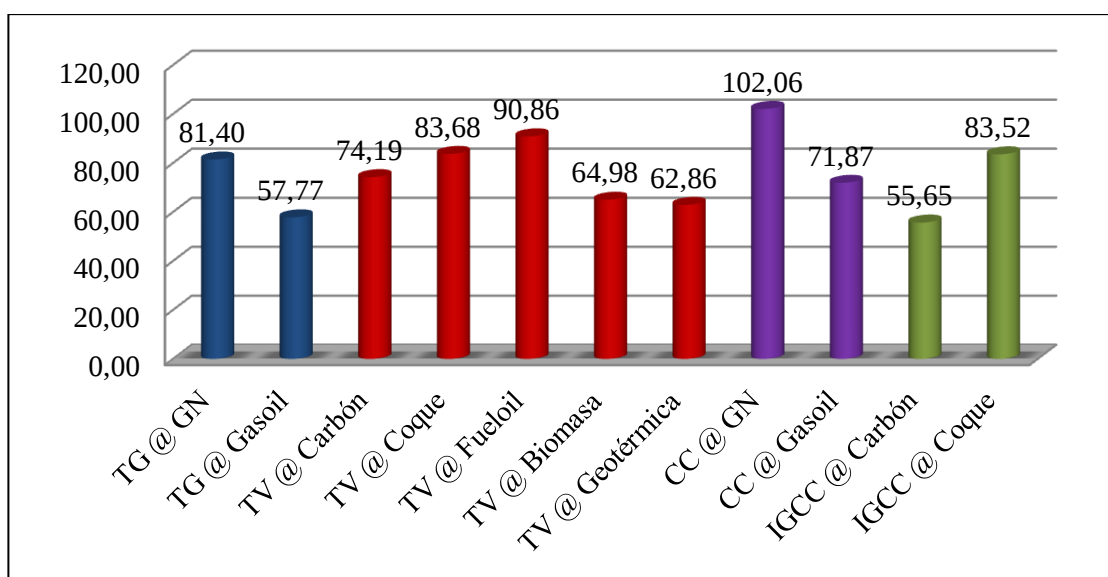


Figura 7.14. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°3.

Es importante destacar que la tendencia en los gráficos expuestos en las Figuras 7.14 y 7.2 (esta última correspondiente al experto N°1) es similar en relación a las tecnologías: ciclo simple con turbinas a gas, ciclo combinado y sistemas IGCC, no

así, en los ciclos simples con turbinas a vapor donde difieren respecto al uso de fueloil, el cual fue degradado en la valoración económica del primer experto, debido principalmente a que este consideró como el subcriterio económico más importante, el costo de generación, en el cual el carbón y coque de petróleo son favorables.

- Comparación ambiental

Teniendo en cuenta los aspectos ambientales, los combustibles: geotérmico y gas natural resultaron ser los más favorables producto de la evaluación realizada por el experto. Sin embargo, esta afirmación no es del todo acertada puesto que el desarrollo geotérmico tiene menores implicaciones ambientales que las vinculadas al uso de gas natural. No obstante, durante la valoración el experto le otorgó la misma puntuación por considerar entre otros aspectos la propuesta macro de generación y desarrollo energético que persigue esta investigación, ya que a pesar de que la energía geotérmica es atractiva desde el punto de vista ambiental al igual que la biomasa, este considera que son energías que aportarían muy poco al parque eléctrico actual y futuro.

Entre los combustibles de origen fósil el gas natural se visualiza como el más óptimo ambientalmente en comparación al uso de gasoil, carbón, coque y fueloil a través de las tecnologías propuestas.

Respecto a los ciclos simples con turbinas a vapor, se tiene que el carbón es el tercer combustible de mejor proyección frente al coque de petróleo y el fueloil, debido principalmente a que el subcriterio: impacto ambiental resultó favorecido en la ponderación inicial de los parámetros con un 32%, seguido de las emisiones de partículas y CO₂ con 29% y 18% respectivamente. No obstante, el puntaje otorgado al primero en relación a dichos combustibles fue bastante similar, por lo cual la tendencia del gráfico expuesto en la Figura 7.15 estuvo definida a partir del segundo subcriterio más importante. Se deduce entonces que el carbón es superior por ser el combustible que emite menos cantidad de partículas a la atmósfera seguido del fueloil y el coque (ver Matriz de Datos en APÉNDICE D).

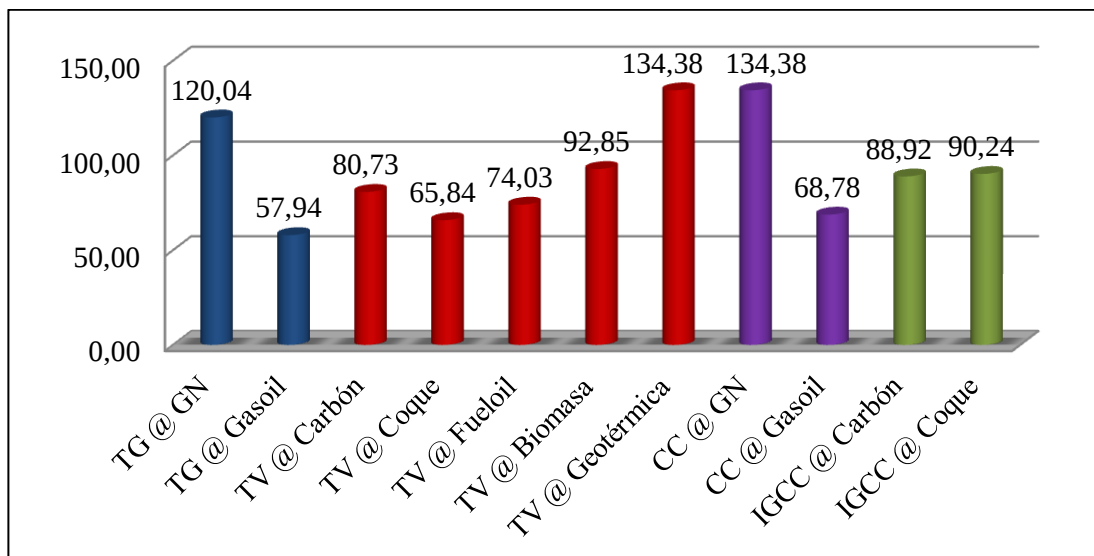


Figura 7.15. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°3.

Con base en las deducciones expuestas en el párrafo anterior se observa que dicho comportamiento no se mantuvo en los sistemas IGCC; donde el coque resultó favorecido, ya que a pesar de emitir mayores cantidades de partículas que el carbón, también es menos contaminante respecto a las emisiones de CO, SO₂ y NO₂ en dicha tecnología.

- Comparación operacional

La evaluación desde el punto de vista operacional se expone en la Figura 7.16, donde se destaca la superioridad del ciclo combinado a gas natural sobre el resto de las tecnologías propuestas. Igualmente la biomasa y geotérmica son energías cuyas implicaciones operacionales (complejidad, mantenimiento y seguridad) son manejables con cierta simplicidad.

Se observa la paridad entre los combustibles carbón y coque de petróleo tanto en los ciclos simples con turbinas a vapor como en los sistemas IGCC, ya que estos reciben el mismo tratamiento bajo dichas tecnologías. Por el contrario, se tiene que el gasoil y el fueloil fueron reducidos en la valoración, debido a que el experto considera que los mismos requieren de un tratamiento más complejo en cuanto a seguridad y mantenimiento en sus respectivos ciclos. Igualmente la evaluación de este estuvo

influenciada por aspectos económicos donde los combustibles líquidos se encuentran en desventaja.

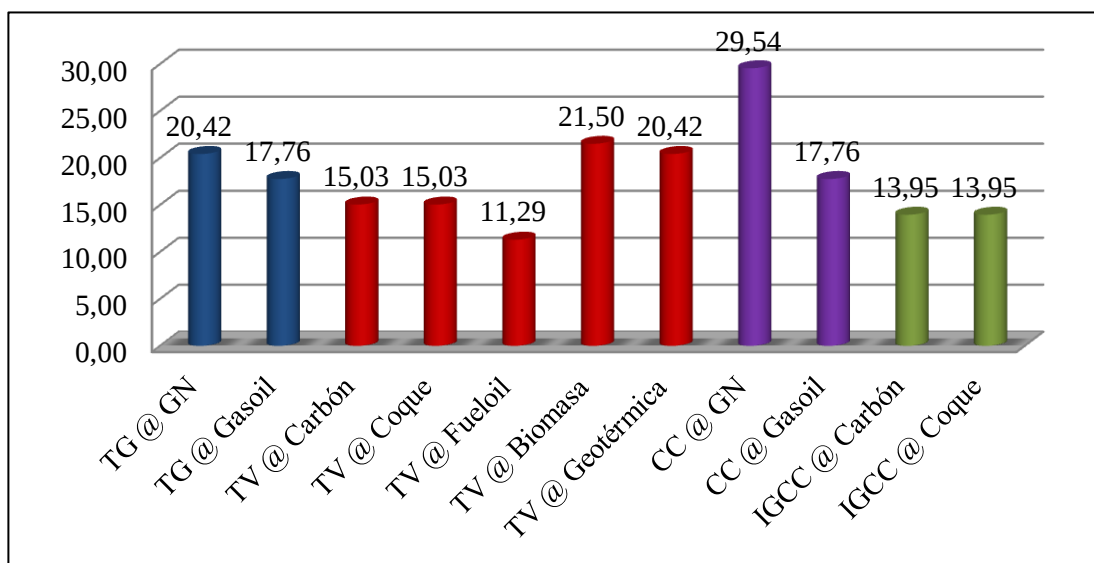


Figura 7.16. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°3.

- Comparación global

La ponderación inicial establecida por el experto en relación a los criterios globales de evaluación se aprecia en la Figura 7.17 en la cual se observa la importancia máxima de los aspectos ambientales en un 45%, seguido de los económicos en un 35% y en menor proporción los técnicos y operacionales con un 10% cada uno. Es de hacer notar, la similitud en las opiniones del primer (1) y tercer (3) experto respecto a los criterios globales, en donde ambos consideran los ambientales más relevantes y en segundo lugar los económicos.

La evaluación registrada por el experto es similar a la del primer (1) experto, respecto a la superioridad que ambos le otorgaron al uso del gas natural como el combustible de mejor proyección entre los estudiados a través de las tecnologías propuestas, especialmente en los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados (ver Figura 7.18). Así mismo, ocurre con el uso de coque de petróleo en los sistemas IGCC. Sin embargo, en términos generales la tercera energía más destacada fue la

geotérmica en los ciclos simples con turbinas a vapor. Este comportamiento no resulta inesperado puesto que, como se mencionó anteriormente, el criterio ambiental fue el más importante para el experto y por ende el resultado final depende ampliamente de este aspecto.

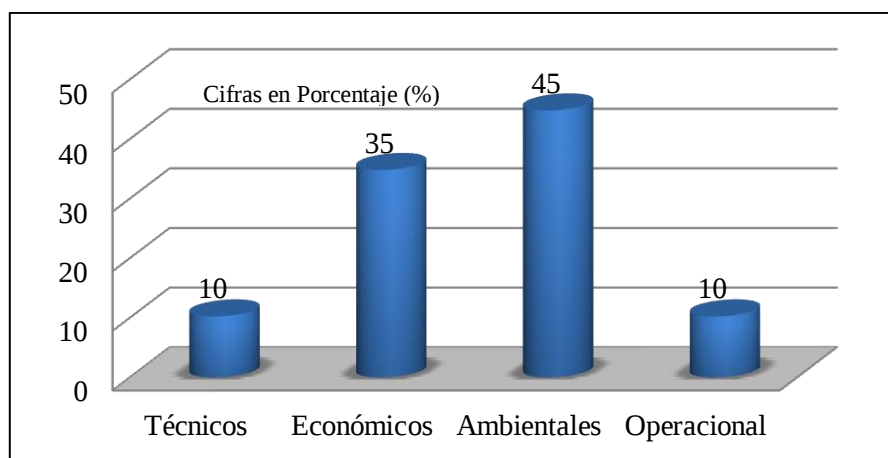


Figura 7.17. Ponderación de los criterios globales según el Experto N°3.

En la comparación expuesta en la Figura 7.15 en relación a los subcriterios ambientales las tecnologías destacadas fueron la geotérmica y los ciclos combinados a gas natural. De allí la tendencia reflejada a través de la Figura 7.18.

Respecto a los combustibles carbón, coque y fueloil en los ciclos simples, la diferencia que presentan es mínima y proviene en gran parte de las evaluaciones económicas y ambientales realizadas anteriormente y expuestas en las Figuras 7.14 y 7.15 respectivamente.

Es importante destacar, que a pesar de la similitud en las ponderaciones de los criterios globales referentes al primer (1) y tercer (3) experto, los resultados finales presentaron diferencias en relación a los ciclos simples con turbinas a vapor, puesto que bajo la opinión del primero, el combustible de mejor proyección ambiental y económica es el coque de petróleo, mientras que, para el tercero (3) la superioridad ambiental de la energía geotérmica estuvo bien definida respecto al resto de los combustibles.

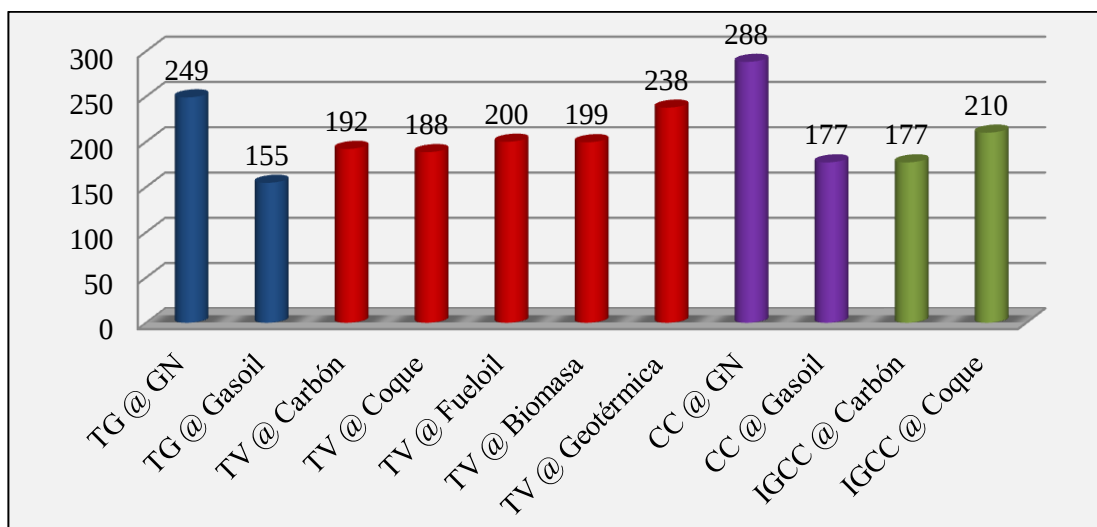


Figura 7.18. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°3.

7.1.4 Experto N° 4

A continuación se presentan las comparaciones técnicas, económicas, ambientales operacionales y generales realizadas por el experto en relación a las tecnologías termoeléctricas.

- Comparación técnica

En la Figura 7.19 se observa la misma tendencia que en los casos anteriores respecto al uso preferido del gas natural en los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados. Sin embargo, en términos generales la valoración técnica entre alternativas es muy similar, ya que no se observa una marcada diferencia.

Se destaca en comparación a los resultados obtenidos por los expertos anteriores, que el gasoil fue considerado el segundo combustible de mejor proyección para el desarrollo energético nacional a través de los ciclos combinados. Puesto que el experto considera la amplia experiencia que se tiene en nuestro país con relación al uso de este combustible en la generación eléctrica, al igual que en el caso del fueloil. Por tal motivo, se observa que este último fue el más destacado en los ciclos simples con turbinas a vapor.

El coque de petróleo en este caso no resultó favorecido en ninguna de las tecnologías mediante las cuales es aprovechado, a diferencia de los casos anteriores. Debido a que posiblemente el encuestado consideró que con el tiempo se presentaría la urgencia de incrementar la capacidad de refinación con el fin de satisfacer las necesidades de las termoeléctricas si las mismas son modificadas para el provecho de este combustible, con lo cual se tendría que recurrir a la importación del mismo, tal y como usualmente ocurre con los combustibles líquidos.

El interés técnico sobre la producción de energía a través de la biomasa y combustible geotérmico, continua siendo escaso frente al resto de las alternativas termoeléctricas convencionales, tal y como demostraron los tres primeros expertos. Esta tendencia es justificada en su mayoría por la limitada disponibilidad de combustible, capacidad de generación y eficiencia de dichas tecnologías.

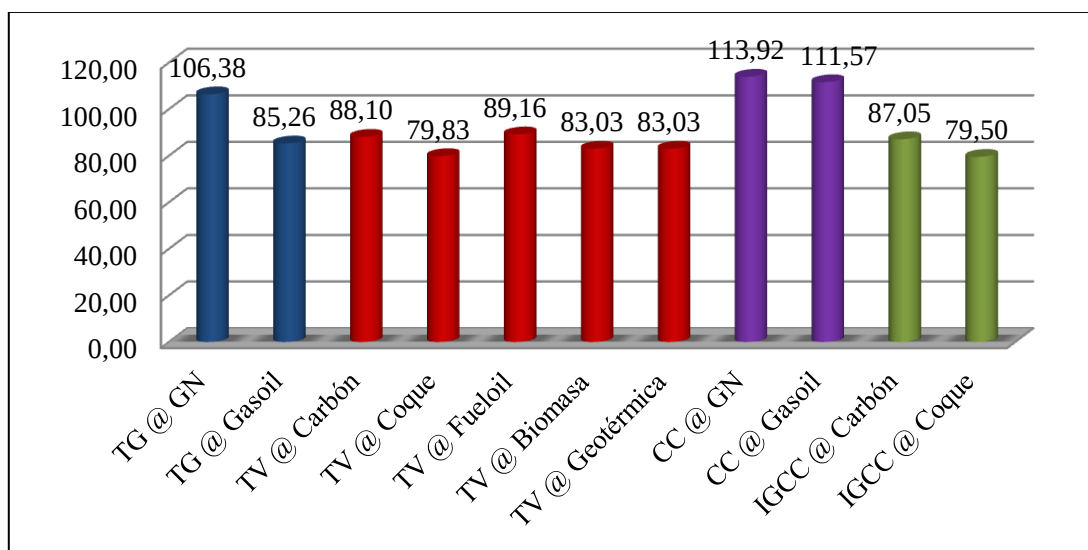


Figura 7.19. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°4.

- Comparación económica

La ponderación realizada por el experto respecto a los subcriterios económicos, refleja que el parámetro de mayor importancia es la inversión con un 52%, seguido del costo de combustible y el OPEX en un 20% cada uno. Por lo cual, se infiere que

la mayoría de los resultados reflejados en la Figura 7.20 correspondiente a la evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas, dependen ampliamente de estos subcriterios.

El combustible de mejor proyección desde el punto de vista económico fue el gasoil, a diferencia de los casos anteriores en los cuales resaltaba el uso de gas natural a través de los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados. Sin embargo, la inversión total que implica el uso de ambos combustibles bajo sus correspondientes tecnologías es similar. Por ende, el resultado final fue definido por el puntaje otorgado al subcriterio: costo de combustible, que para el gasoil es menor en comparación al gas natural, ya que este es altamente subsidiado para la generación de electricidad.

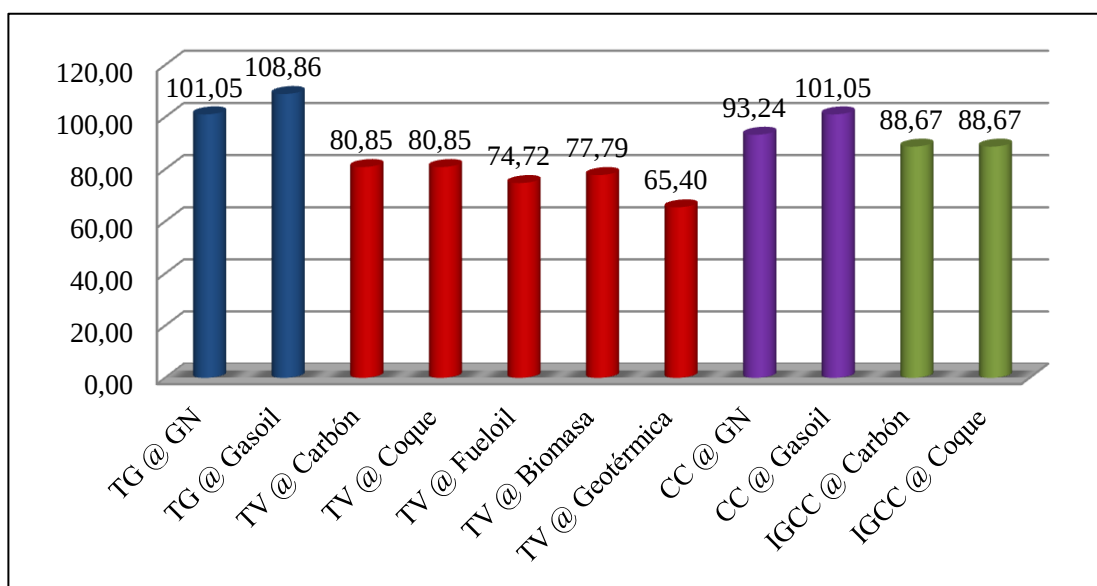


Figura 7.20. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°4.

La paridad que presentan los valores correspondientes a los combustibles coque de petróleo y carbón en los ciclos simples con turbinas a vapor y los sistemas IGCC es inusual en este aspecto. El experto considera que la diferencia entre ambos recae en el precio de venta de los mismos el cual es favorable en el caso del coque de petróleo, puesto que presenta el menor costo de venta. Sin embargo, esto no se ve reflejado en

la Figura 7.20, ya que si bien existe cierta discrepancia no es tan pronunciada como para ser destacada.

- Comparación ambiental

En la Figura 7.21 se observa la comparación ambiental de las alternativas termoeléctricas; donde se destacan la energía geotérmica y la obtenida a partir de la biomasa como las más atractivas, ya que como se ha mencionado anteriormente, estas se caracterizan por añadir menor cantidad de contaminantes a la atmósfera y por ende, un reducido impacto ambiental en comparación al generado por los combustibles de origen fósil.

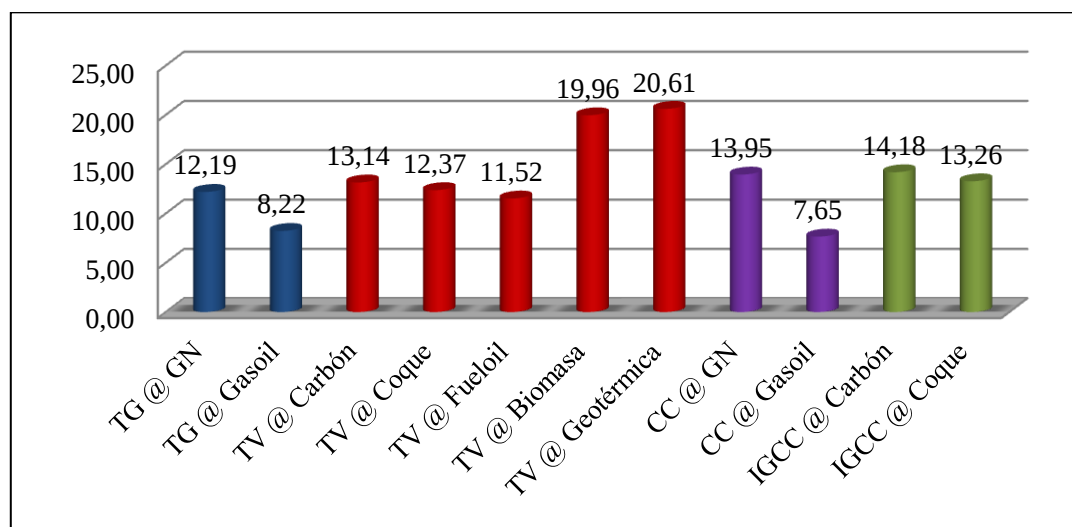


Figura 7.21. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°4.

Al igual que en los casos anteriores se propone el uso de gas natural como la mejor alternativa desde el punto de vista ambiental, a través de los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados. Mientras que, en los ciclos con turbinas a vapor el combustible menos favorable es el fueloil. Debido principalmente a que el encuestado le concedió mayor importancia a los subcriterios: emisiones de NO₂, SO₂ y CO (ver las ponderaciones establecidas a los subcriterios ambientales en el CD anexo al presente TEG), en los cuales dicho combustible se encuentra en amplia desventaja respecto al uso de carbón y coque de petróleo.

Por otra parte, se destaca el uso de carbón sobre el coque en los ciclos simples con turbinas a vapor y los sistemas IGCC, lo cual representa una tendencia inusual en comparación a las obtenidas por los expertos anteriores. Este comportamiento se debe a que el experto consideró otros aspectos e información propia que tomo en cuenta durante la valoración acerca del uso desfavorable del coque, pero que no necesariamente se relacionan con sus implicaciones ambientales.

- Comparación operacional

La evaluación operacional de las alternativas termoeléctricas se observa en la Figura 7.22, la cual resulta ser bastante parecida a la obtenida a partir de la valoración realizada por el segundo (2) experto. Ambos coinciden en que las condiciones operacionales que implica el uso de combustibles de origen fósil en las centrales termoeléctricas son bastante complejas independientemente de la tecnología mediante la cual estos se aprovechan, pero que a su vez son similares en cuanto a las medidas de seguridad y regularidad en el mantenimiento de las unidades de generación e instalaciones; por el contrario, se destaca la simplicidad que el experto considera para con el desarrollo de la energía geotérmica y biomasa, debido a que las medidas de seguridad requeridas son menores que en el resto de las termoeléctricas estudiadas.

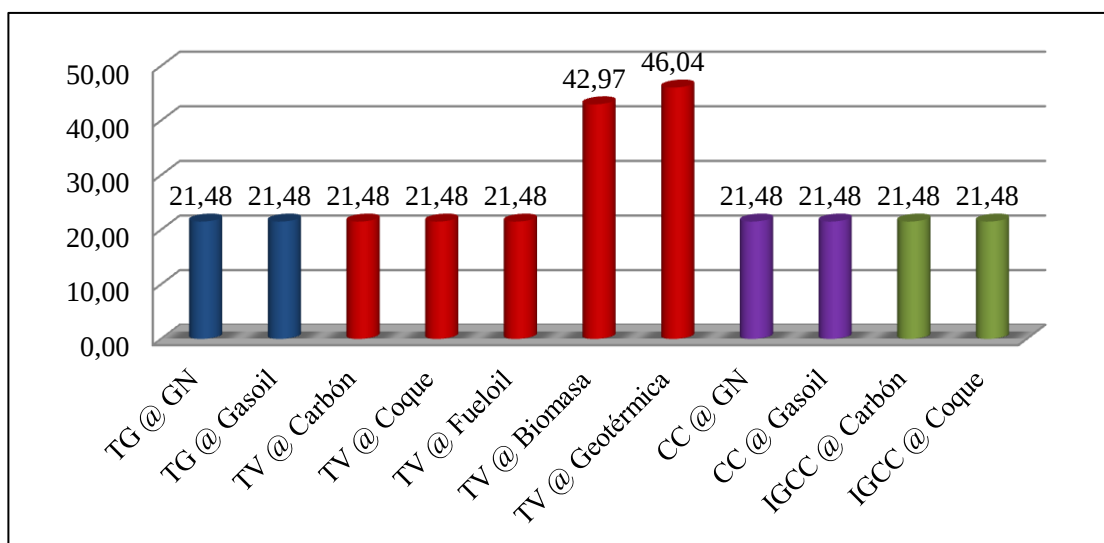


Figura 7.22. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°4.

- Comparación global

La ponderación de los criterios globales (ver Figura 7.23) refleja la importancia de los aspectos técnicos y económicos en igual proporción de 39%, seguido de los operacionales y ambientales con 15% y 7% respectivamente. Este comportamiento resulta familiar, puesto que el segundo (2) encuestado igualmente expuso su preferencia por el conocimiento de las características técnicas y económicas referentes a las tecnologías que involucra esta investigación.

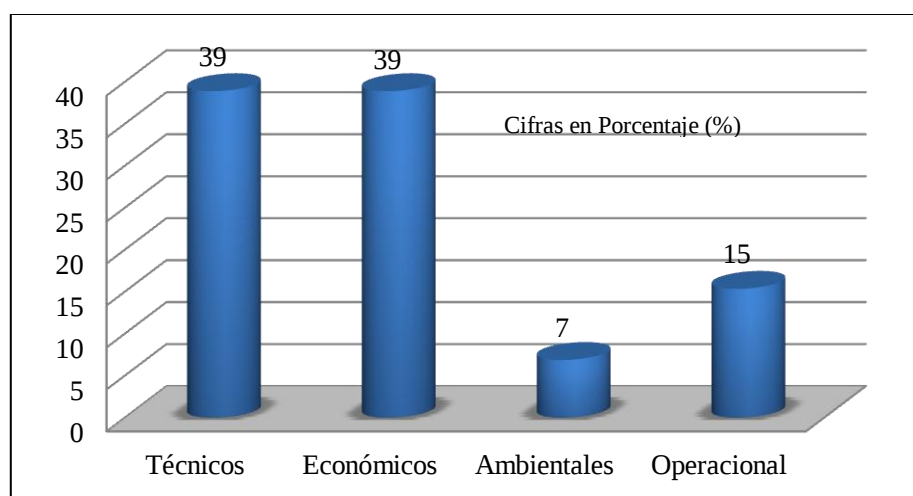


Figura 7.23. Ponderación de los criterios globales según el Experto N°4.

En la Figura 7.24, se observan los resultados globales obtenidos a raíz de la valoración realizada por el experto en la matriz de evaluación. El gráfico presenta valores similares respecto a cada alternativa termoeléctrica, donde se observa la tendencia de estos a disminuir gradualmente para luego incrementarse.

No obstante, a pesar de que los datos no demuestran una amplia diferencia es posible notar que los valores que representan las mejores opciones corresponden a los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados, en los cuales el combustible más atractivo para el desarrollo eléctrico es el gas natural sobre el gasoil. Este comportamiento se mantuvo en relación a los resultados obtenidos a partir de las comparaciones técnicas, ambientales y operacionales, discutidas y expuestas

anteriormente a través de las Figuras 7.20, 7.21 y 7.22, en las cuales el gas natural se proyectó como una buena opción. En este sentido, cada uno de los expertos ha mostrado interés sobre el uso del gas natural sobre los combustibles líquidos para impulsar el sector energético venezolano.

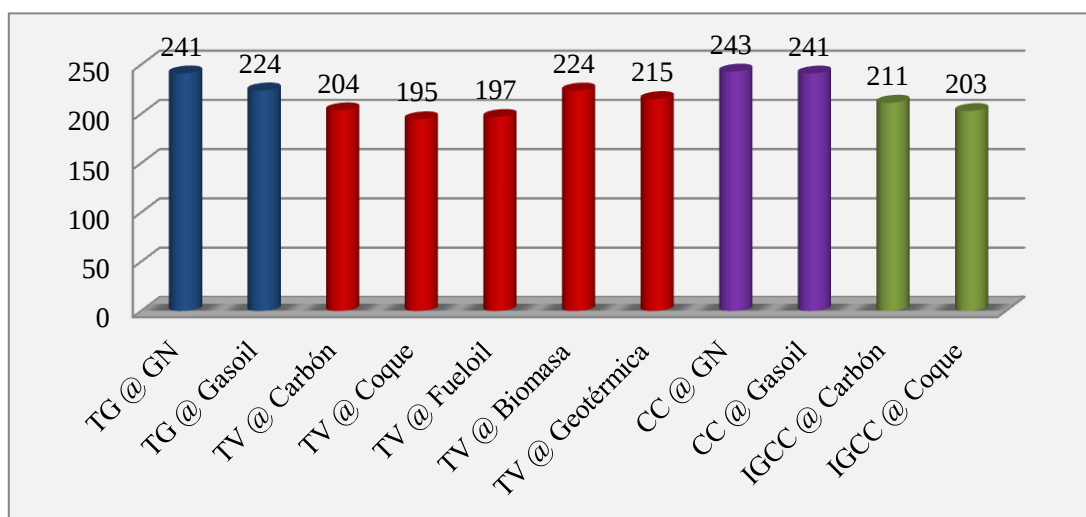


Figura 7.24. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°4.

Se destaca que a pesar de la marcada preferencia del primer (1) y cuarto (4) experto en relación a los criterios técnicos y económicos los resultados relativos a los ciclos simples con turbinas a vapor fueron totalmente distintos. Puesto que, mientras las evaluaciones de las alternativas del primero respecto a estos criterios subestimaron la posibilidad de generar energía en Venezuela a través de la biomasa y geotérmica, el cuarto (4) encuestado, expone la visión contraria en donde claramente las considera más atractivas en comparación al resto de los combustibles. Esta tendencia se debe principalmente a la competitividad que exhibió el uso de la biomasa en las evaluaciones técnicas, económicas, ambientales y operacionales anteriores.

En este orden de ideas era de esperarse que el coque de petróleo no resultara favorecido en la comparación final a través de los ciclos simples con turbinas a vapor y los sistemas IGCC, puesto que el mismo no fue competente en la mayoría de las evaluaciones realizadas anteriormente, donde por el contrario, la ventaja del carbón

estuvo bien definida. Es importante destacar, que las comparaciones generales previas no habían reflejado el uso de carbón como opción viable para el desarrollo energético, con lo cual a partir de ahora se abren las puertas a la posibilidad de emplearlo para fortalecer dicho sector.

7.1.5 Experto N° 5

A continuación se presentan las evaluaciones realizadas por el experto:

- Comparación técnica

En la Figura 7.25, se observa la comparación técnica realizada por el experto respecto a las tecnologías termoeléctricas, donde claramente se visualiza al gas natural como la mejor opción para generar energía a través de los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados, debido principalmente a que el mismo es uno de los combustibles fósiles de mayor abundancia en nuestro país. Además, el consumo de este es menor en comparación al de gasoil en las mismas tecnologías.

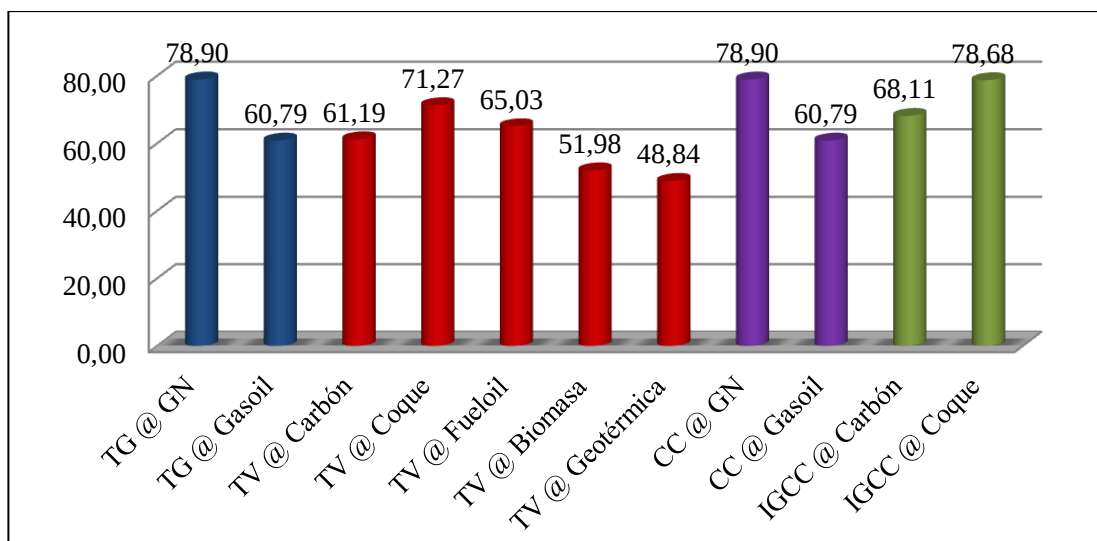


Figura 7.25. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°5.

En los ciclos simples con turbinas a vapor se destaca el uso de coque al igual que en la comparación realizada por el primer (1) encuestado. En este caso, la superioridad

del coque radica en la ponderación establecida inicialmente respecto a los criterios técnicos, entre los cuales el correspondiente a las características de la central de generación, fue el más importante en un 50%. Este envuelve subcriterios tales como el consumo de combustible donde la valoración otorgada al coque le dio ventaja, puesto que el consumo de una central a carbón es el más alto seguido del fueloil.

Otro de los criterios de mayor ponderación fue el tiempo de construcción en un 26% y las características de los combustibles en un 16%. Sin embargo, debido a la similitud entre los puntajes concedidos al primero, la tendencia estuvo influenciada en gran parte por el segundo criterio. Motivo por el cual, también se destaca el uso de coque en este aspecto, ya que el experto considera que la disponibilidad de mismo en relación al carbón y al fueloil para el desarrollo energético es superior.

La opinión técnica del experto respecto a los combustibles: biomasa y geotérmico, no difiere de la expuesta por los expertos anteriores, ya que en este caso, tampoco fueron competentes contra los combustibles de origen fósil, debido en su mayoría al elevado consumo de combustible requerido por las mismas para generar bajas cantidades de energía.

- Comparación económica

Al igual que en las comparaciones realizadas por el primer (1) y tercer (3) experto, en el gráfico presente en la Figura 7.26 se observa que los mejores combustibles desde el punto de vista económico son el gas natural y el coque de petróleo a través de los ciclos combinados y los sistemas IGCC respectivamente. Puesto que, el precio de venta de los mismos es bajo en comparación al de los combustibles líquidos. Igualmente estos presentan bajos costos de generación vinculados a los ciclos simples con turbinas a gas y a vapor.

A partir del gráfico se deduce que el experto apoyó ampliamente el desarrollo de los sistemas IGCC, bien sea a través de coque o de carbón ya que su visión, involucra la inclusión de nuevas fuentes en la matriz energética nacional a través del desarrollo de tecnologías diferentes a las manejadas en Venezuela.

Por otra parte, el combustible más destacado en los ciclos simples con turbinas a vapor, es la biomasa que en esta investigación está representada por los desechos urbanos, debido a la ponderación de los subcriterios económicos realizada por el experto; donde el parámetro económico: costo de generación resalta por ser el de mayor puntaje con un 50%. Por ende, como la biomasa presenta lo menores costos de generación, seguido por la energía geotérmica respecto al resto de los combustibles considerados en los ciclos simples con turbinas a vapor, es de esperarse que haya resultado favorecida en este caso. Contrariamente, ocurre con el fueloil, ya que como se ha mencionado anteriormente los mayores costos de generación se encuentran vinculados a esta fuente de energía. Motivo por el cual, no es competente frente a las demás opciones planteadas en dicha tecnología.

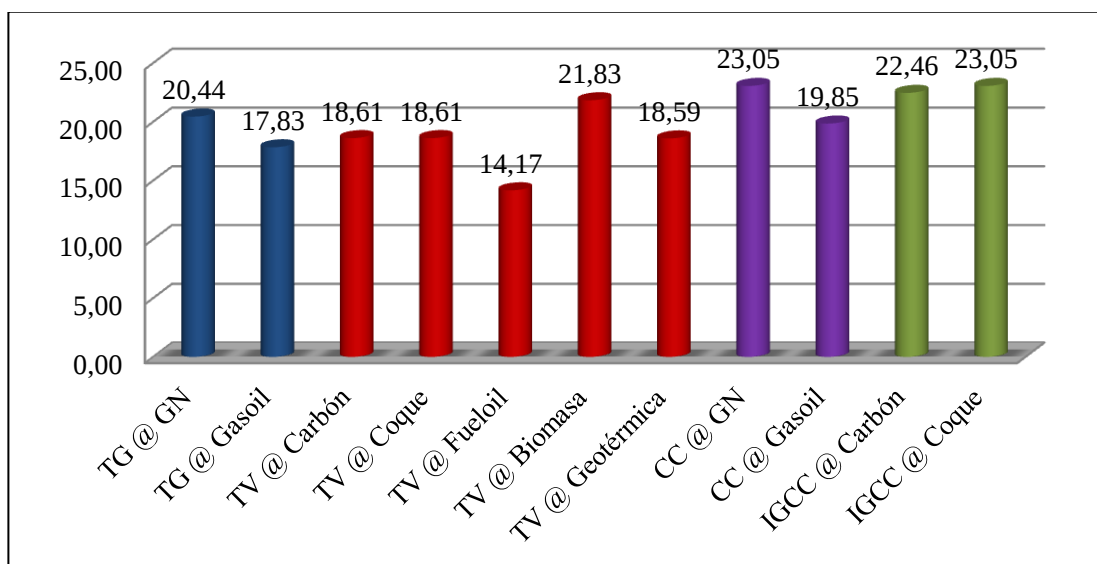


Figura 7.26. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el ExpertoN°5.

En la Figura 7.26 se destaca la similitud entre los valores asociados al uso de carbón y coque en los ciclos simples con turbinas a vapor. Debido a que el experto considera que la diferencia entre ambos viene dada por el precio de venta que posee, el cual resulta similar teniendo en cuenta los costos que presentan el resto de los combustibles.

- Comparación ambiental

En el gráfico expuesto en la Figura 7.27, se observa la marcada diferencia entre las opciones termoeléctricas desde el punto de vista ambiental, donde en términos generales la tendencia es característica de una onda que tiende a disminuir gradualmente para luego incrementarse. Esta tendencia permite visualizar claramente las mejores alternativas, entre las cuales se encuentra: el gas natural frente al gasoil en los ciclos combinados y el carbón en los sistemas IGCC sobre el coque de petróleo. Este último, resultó favorecido en la mayoría de las evaluaciones realizadas anteriormente por los tres primeros expertos, no así, se mantuvo para el cuarto (4) experto, cuya deducción ambiental respecto a estos sistemas fue similar a la obtenida en este caso.

Al igual que el encuestado anterior, este tomó en cuenta aspectos, que no necesariamente se encuentran vinculados al área ambiental o a cualquier otro ámbito considerado en esta investigación a la hora de evaluar los sistemas IGCC, tales como: el transporte, experiencia en el uso de combustible para estos sistemas, económicos y técnicos entre otros.

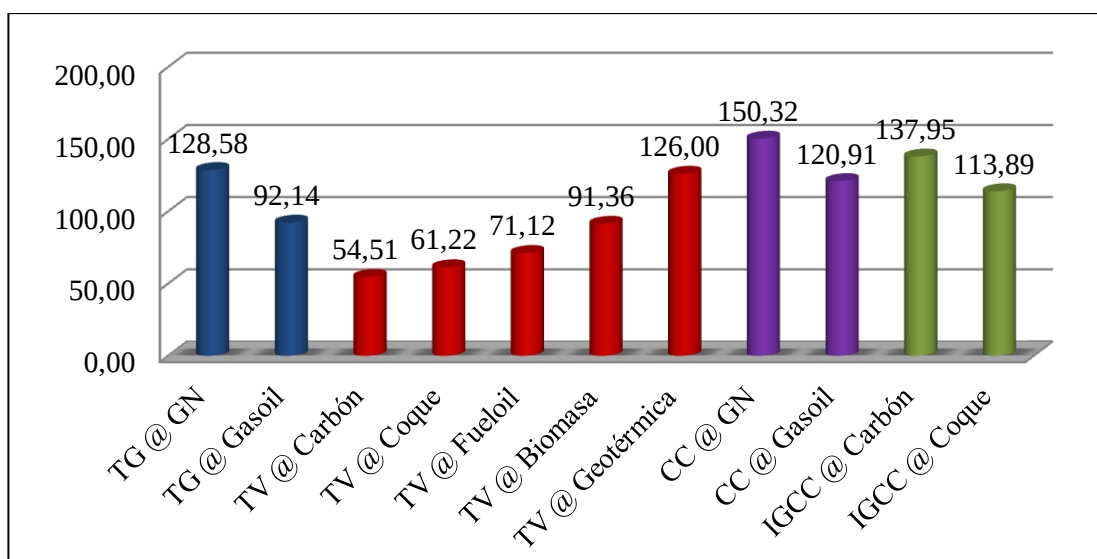


Figura 7.27. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°5.

La tendencia general que presentan los ciclos simples con turbinas a vapor en la Figura 7.27 es ascendente, en la cual la energía geotérmica es la más favorable seguida de la biomasa. Este comportamiento se fundamenta en la ponderación establecida por el experto respecto a los criterios ambientales. Donde el subcriterio de mayor importancia fue el impacto ambiental en un 42%, seguido de las emisiones de CO y CO₂ en un 22% y 14% respectivamente y en menor puntaje las emisiones de SO₂, NO₂ y partículas. Con base en la relevancia de los subcriterios establecida bajo dichos porcentajes, es de esperarse que la energía geotérmica haya resultado favorecida, puesto que a esta se atribuye la menor cantidad de emisiones de CO, NO₂ y partículas. Así mismo es el segundo combustible de menores emisiones en CO₂ y SO₂, después de la biomasa. Por tanto el impacto que atañe al medio ambiente es reducido.

La biomasa representa una buena alternativa desde el punto de vista ambiental bajo los ciclos simples con turbinas a vapor, puesto que al igual que la geotérmica resulta favorecida en los subcriterios en los cuales el experto concedió mayor ponderación. Por el contrario, el uso de combustibles de origen fósil en esta tecnología fue descartado, debido al fuerte impacto ambiental que acarrea el uso de los mismos.

- Comparación operacional

La evaluación operacional del experto se observa en la Figura 7.28, donde se destacan ciertas similitudes con la del primer (1) encuestado, el cual tanto en los ciclos simples con turbinas a gas, como en los ciclos combinados le dio preferencia al gas natural sobre el gasoil.

Igualmente se observa que el combustible de mejor proyección operacional fue la biomasa a través de los ciclos simples con turbinas a vapor, ya que la generación de energía a través de esta, no presenta grandes complejidades y medidas de seguridad extremas.

Se destaca que a diferencia del segundo (2), tercer (3) y cuarto (4) experto, la energía geotérmica en este caso no es considerada viable operacionalmente, debido a que el

experto considera el desarrollo geotérmico una actividad bastante compleja puesto que se requiere de la construcción de pozos mediante los cuales se obtengan los recursos geotérmicos y dichas actividades se encuentran vinculadas a elevadas condiciones de seguridad.

Respecto al uso de carbón y coque en los ciclos simples con turbinas a vapor y los sistemas IGCC, se observa que para el experto ambos combustibles tienen la misma tendencia operacional, puesto que sus propiedades físicas y químicas son similares.

Por otra parte, en términos generales el experto considera los ciclos simples menos complejos que los ciclos combinados y los sistemas IGCC. Puesto que, estos últimos se basan en la unión de dos ciclos simples con turbinas a gas y a vapor.

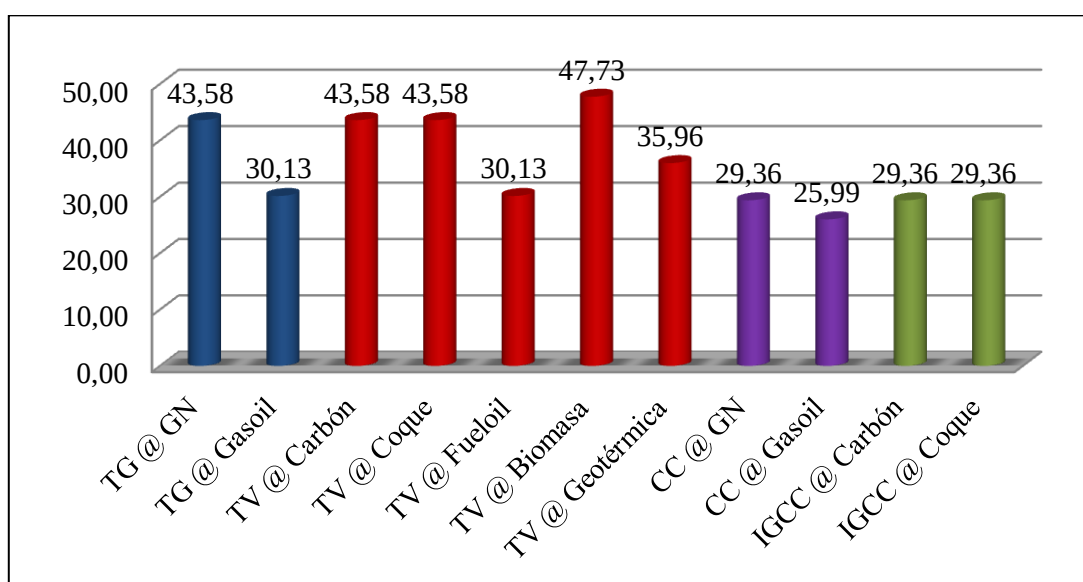


Figura 7.28. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°5.

- Comparación global

En la Figura 7.29, se observa la ponderación establecida para los criterios globales de evaluación, entre los cuales el más importante es el ambiental en un 50%, seguido de los aspectos técnicos en un 26% y los operacionales y económicos con 16% y 8% respectivamente.

La importancia de las implicaciones ambientales de las tecnologías sobre otros aspectos, se ha visto reflejada anteriormente para el primer (1) y tercer (3) experto, los cuales tienden a apoyar el desarrollo de alternativas eficientes que no involucren fuertes afectaciones ambientales.

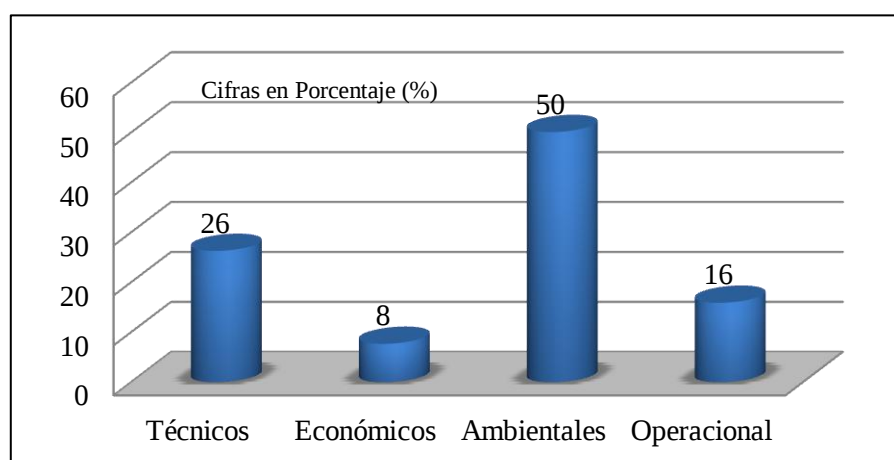


Figura 7.29. Ponderación de los criterios globales según el Experto N°5.

Con base en la ponderación expuesta anteriormente es posible afirmar que la mayoría de los resultados generales obtenidos a raíz de la comparación global realizada por el experto respecto a las alternativas termoeléctricas, se encuentran ampliamente influenciados por las implicaciones ambientales de las mismas. De allí, que la tendencia observada en el gráfico de la Figura 7.30 correspondiente a la evaluación global de las opciones propuestas, es exactamente la misma que se obtuvo en la comparación ambiental expuesta en la Figura 7.27.

Nuevamente el combustible de mejor proyección para conseguir el desarrollo energético nacional es el gas natural a través de los ciclos simples con turbinas a vapor y los ciclos combinados. Descartando de esta manera el uso de gasoil para tal fin, puesto que presenta grandes desventajas desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Por otra parte, en los ciclos simples con turbinas a vapor se recomienda el desarrollo geotérmico como la mejor alternativa, seguida del uso de biomasa y coque. Este

comportamiento es bastante razonable teniendo en cuenta que anteriormente en la comparación ambiental estas fueron las opciones más favorables en dicha tecnología.

Se destaca del uso de coque sobre el carbón en los ciclos simples con turbinas a vapor. Caso contrario ocurre con los sistemas IGCC, ya que el experto considera que si bien ambos combustibles deberían ser empleados para fortalecer el sector energético, el uso de coque resulta conveniente en los ciclos simples más que en otras tecnologías, puesto que económicamente este presenta menor costos de inversión en comparación con los sistemas IGCC. No obstante, en términos generales se recomienda ampliar la matriz energética con la construcción de plantas que funcionen en base a sistemas integrados de gasificación con ciclo combinado.

El uso de fueloil en los ciclos simples con turbinas a vapor fue una de las alternativas menos favorables en relación al coque, biomasa y geotérmica. A pesar de que en las comparaciones ambientales haya resultado favorecido por encima del carbón y del coque. Sin embargo, tal y como se observa en la Figura 7.29 el segundo criterio de mayor importancia es el técnico y puesto que, en la comparación técnica el fueloil no fue competente, en la evaluación final no se destacó, al igual que el carbón.

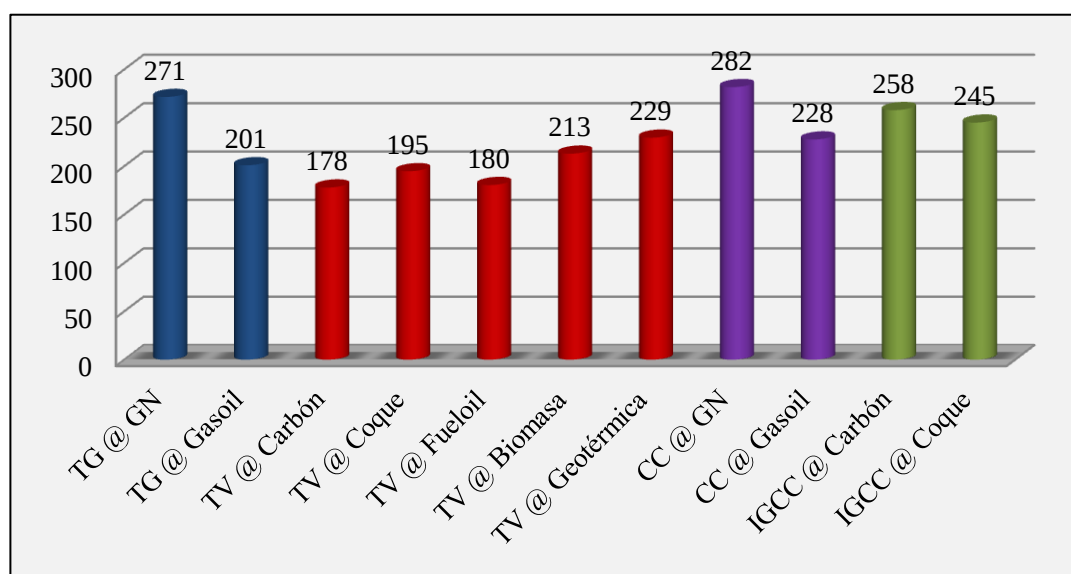


Figura 7.30. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el Profesional N°5.

7.1.6 Experto N°6

A continuación se presentan las evaluaciones técnicas, económicas, operacionales y ambientales de las tecnologías termoeléctricas:

- Comparación técnica

En la Figura 7.31, se observa la comparación técnica de las tecnologías termoeléctricas, donde al igual que en los casos anteriores, el gas natural a través de los ciclos simples con turbinas gas y los ciclos combinados se proyecta como la mejor alternativa sobre el resto de las opciones propuestas para la generación eléctrica. Por el contrario, el gasoil resultó desfavorable en ambas tecnologías, debido a que, la producción de este depende directamente de la capacidad del circuito refinador. Así mismo, este es distribuido en varios sectores productivos del país y comercializado en el mercado exterior, por lo cual se reduce su disponibilidad para ampliar la capacidad del sector energético.

Respecto a los ciclos simples con turbinas a vapor, se destaca la paridad en los valores correspondientes a los combustibles empleados en dicha tecnología. Sin embargo, es posible visualizar aquellos de mejor proyección. Entre los cuales se encuentran: el fueloil, carbón, coque y biomasa.

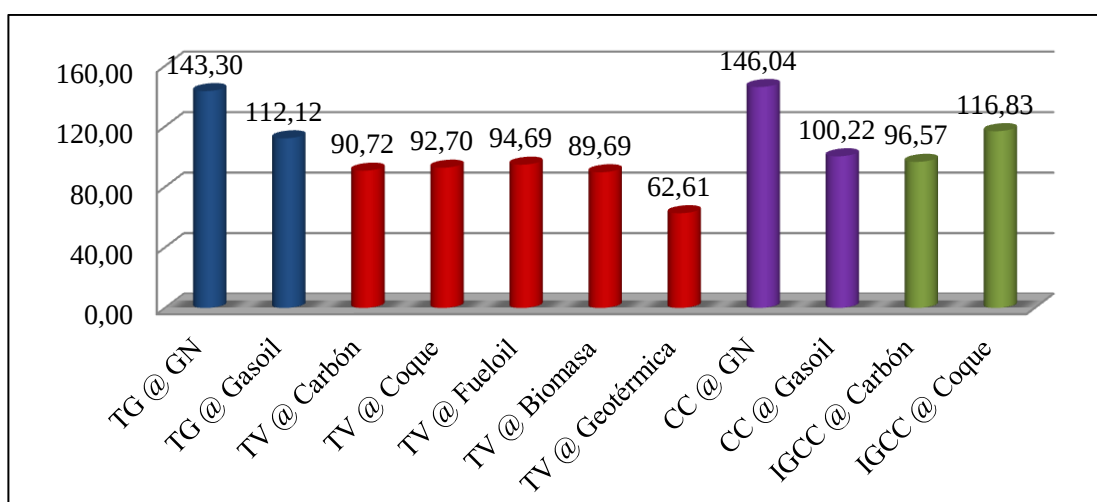


Figura 7.31. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°6.

La ponderación realizada por el experto respecto a los subcriterios técnicos, indica la importancia del parámetro consumo de combustible. En el cual, el fueloil presenta ventaja, ya que los requerimientos de este son menores a los de carbón, coque, biomasa y combustible geotérmico, para generar la misma cantidad de energía. Este último representa la alternativa más desfavorable dentro de la comparación, puesto que se requiere de grandes cantidades de combustible para producir poca energía.

Se mantiene la preferencia del coque sobre el carbón en los ciclos simples con turbinas a vapor y en los sistemas IGCC, debido a la alta disponibilidad actual y futura del combustible en nuestro país. Por otra parte, se requieren menos cantidades de este para generar abundante energía, puesto que presenta un elevado poder calorífico.

- Comparación económica

En la ponderación inicial de los subcriterios económicos realizada a través del método AHP, el parámetro de mayor importancia para el experto fue el gasto de inversión en un 49%, seguido de los costos de combustibles en un 29%, el OPEX en un 15% y los costos de generación en 7%. Por lo cual, se deduce que la comparación económica depende ampliamente de los dos primeros subcriterios.

En la Figura 7.32, se observa que a diferencia de los resultados económicos reflejados por los expertos anteriores, el gasoil se proyecta como el combustible de mejor proyección en comparación al gas natural, a través de los ciclos simples con turbinas a gas. El experto en este caso consideró que los gastos de inversión son similares para ambos combustibles por lo cual los resultados observados en la Figura 7.32, fueron definidos a raíz del puntaje que este concedió en cuanto al precio de los combustibles; donde el gasoil presenta ventaja sobre el gas natural, puesto que el costo de este en gran parte es subsidiado por el estado para su consumo interno. No obstante, el gas natural es igualmente regulado, pero en menor medida que el gasoil, ya que es una política de estado.

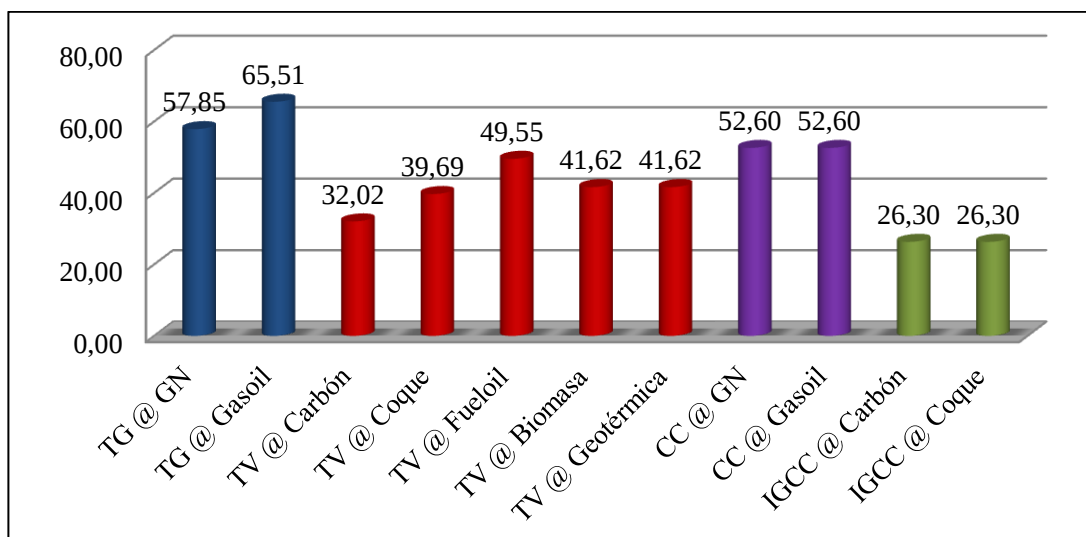


Figura 7.32. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el ExpertoN°6.

Respecto a los ciclos combinados el experto considera que tanto el gasoil como el gas natural son igual de viables económicamente, tal y como ocurre con el carbón y el coque en los sistemas IGCC. En este caso, se observa que en términos generales estos últimos son los menos favorables económicamente, debido en gran parte a los elevados costos de inversión que implica el desarrollo de esta tecnología, puesto que es la única cuyas instalaciones no se encuentran disponibles en nuestro país.

Se destaca el uso de fueloil en los ciclos simples con turbina a vapor por los mismos motivos expuestos anteriormente para el caso del gasoil. Combustibles tales como el coque y el carbón se desprecian en esta tecnología, puesto que a pesar de estar asociados a costos de inversión similares al del fueloil, el precio de los mismos es considerablemente alto en comparación al resto de los combustibles considerados en esta investigación.

El uso de biomasa y combustible geotérmico se proyecta de forma positiva, ya que el experto los considera viables por los bajos costos de combustible que presentan.

- Comparación ambiental

En la Figura 7.33, se observa la comparación ambiental generada a raíz de los puntajes concedidos por el experto a cada alternativa desde el punto de vista

ambiental, donde al igual que en las evaluaciones realizadas por los expertos anteriores, se aprecia la amplia ventaja del uso de biomasa y combustible geotérmico, debido a que estos generan menores emisiones a la atmósfera en comparación con el resto de las alternativas termoeléctricas propuestas.

El uso de gas natural a través de los ciclos combinados es al igual que la energía geotérmica y biomasa una excelente alternativa. Motivo por el cual, en el gráfico se observa que estas fueron valoradas de la misma manera. El experto considera que entre los combustibles de origen fósil el gas natural es ambientalmente más favorable, puesto que emite menores cantidades de contaminantes a la atmósfera.

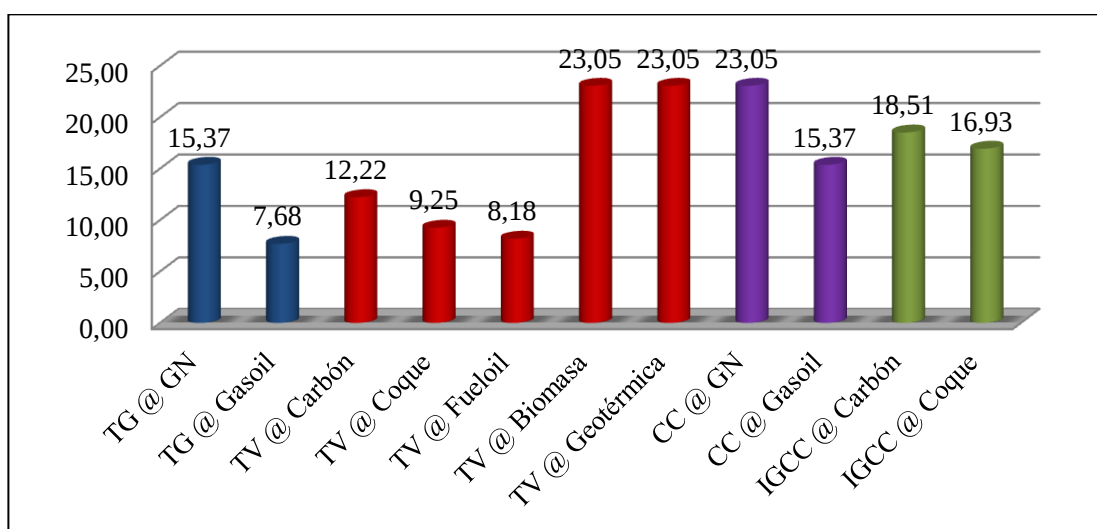


Figura 7.33. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°6.

En los ciclos simples con turbinas a vapor se aprecia que el combustible menos favorecido es el fueloil, debido a que emite la mayor cantidad de CO, CO₂, SO₂, NO₂ y partículas que el resto de las alternativas evaluadas en esta tecnología.

Respecto a los sistemas IGCC, se observa que a diferencia de la mayoría de las tendencias apreciadas anteriormente, el carbón es favorecido sobre el coque de petróleo, debido principalmente a la ventaja que presenta el primero en relación a las emisiones de partículas, CO₂ y SO₂, los cuales son los subcriterios de mayor importancia para el experto, a raíz de la ponderación realizada previamente mediante

el método AHP (los pesos de los subcriterios ambientales se exponen en el CD anexo al presente TEG).

- Comparación operacional

La Figura 7.34 refleja la comparación operacional realizada por el encuestado respecto a cada alternativa termoeléctrica. Donde se observan que las tecnologías operacionalmente más favorables son los ciclos simples con turbinas a gas y a vapor (únicamente para la biomasa y geotérmica), ciclos combinados y los sistemas IGCC.

El encuestado considera que a diferencia de las demás opciones de generación, el uso de carbón, coque y fueloil en los ciclos simples con turbinas a vapor, incrementa las medidas de seguridad en las centrales y el mantenimiento regular de las unidades de generación.

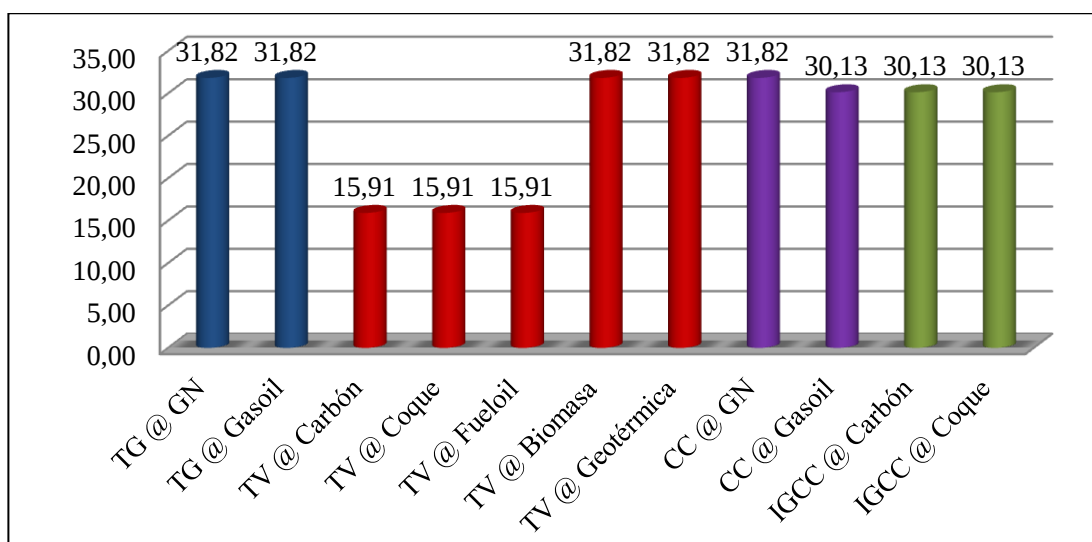


Figura 7.34. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°6.

Por otra parte, se observa que la energía geotérmica y de biomasa son las más favorables en los ciclos con turbinas a vapor. Esta tendencia es similar a la propuesta anteriormente por el tercer (3), cuarto (4) y quinto (5) experto, cuyas opiniones coinciden en que estas alternativas requieren de medidas de seguridad menos complejas y mantenimiento de las instalaciones y equipos de generación, puesto que

involucran el uso de combustibles de bajo riesgo y se asocian a procesos de gran simplicidad.

- Comparación global

Mediante el método AHP expuesto anteriormente en el Capítulo VI, se obtuvieron los vectores prioridad correspondiente a los criterios globales de evaluación, los cuales se reflejan porcentualmente en la Figura 7.35. Donde se observa que el experto le dio mayor preferencia a los aspectos técnicos en un 50%, seguido de los económicos en un 26% y en menor medida los operacionales y ambientales con un 16% y 8% respectivamente. Esta ponderación guarda relación con las opiniones del segundo (2) y cuarto (4) encuestado, los cuales como se observó anteriormente a través de las Figuras 7.11 y 7.23, le concedieron mayor importancia a los aspectos técnicos y económicos.

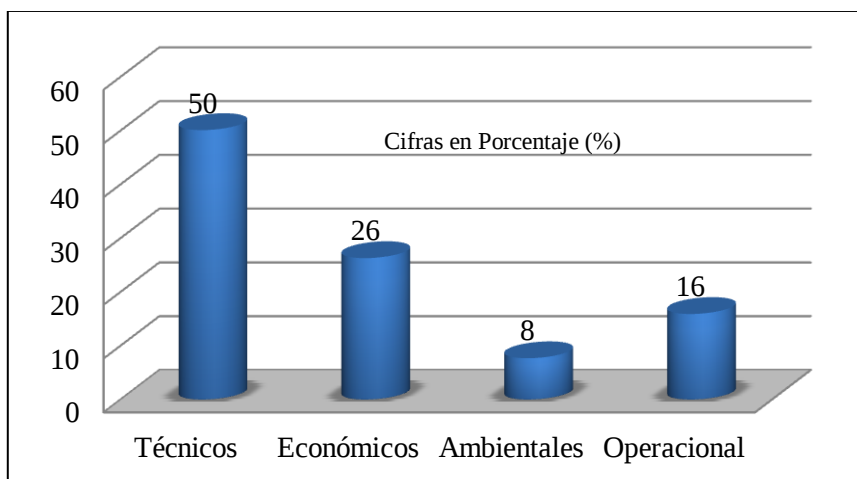


Figura 7.35. Ponderación de los criterios globales según el Experto N°6.

En la Figura 7.36 se observan los resultados finales obtenidos a raíz de las comparaciones. Donde se aprecia al igual que en los casos anteriores que el gas natural a través de los ciclos combinados es la mejor opción frente al resto de los combustibles propuestos. La segunda mejor alternativa es el ciclo simple con turbinas a gas, donde igualmente se destaca la preferencia por el gas natural sobre el gasoil, a pesar de que este último resultó favorecido en los aspectos económicos, no se dio la

misma situación en la evaluación técnica, de la cual depende el 50% de la tendencia final.

Es importante destacar la similitud existente entre el gráfico correspondiente a la evaluación técnica y los resultados finales presentados en la Figura 7.36. En esencia la tendencia se mantiene debido a la importancia conferida por el experto a este criterio.

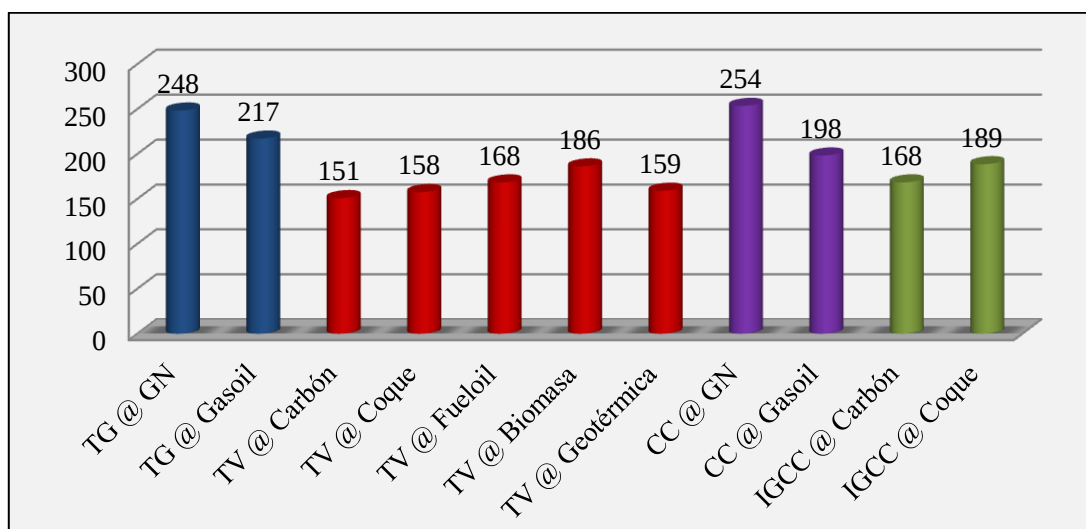


Figura 7.36. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°6.

Con Respecto a los ciclos simples con turbinas a vapor se destaca el uso de biomasa por encima de combustibles tales como: el carbón, coque, fueloil y geotérmico, debido a que presenta costos de generación y OPEX bastante bajos. Igualmente entre las opciones planteadas en esta tecnología, la biomasa exhibe los menores gastos de inversión y de combustible. Así mismo, desde el punto de vista ambiental, las plantas a biomasa emiten menos cantidad de contaminantes a la atmósfera, motivo por el cual resultó favorecida en este aspecto. Operacionalmente, se encuentra asociada a procesos de gran simplicidad, con lo que indirectamente se reducen los gastos en seguridad y mantenimiento de las instalaciones.

Es de esperarse que en los resultados finales observados en la Figura 7.36, el uso de coque de petróleo haya sido favorecido en los sistemas IGCC, puesto que

técnicamente fue la tercera mejor opción de generación después del gas natural a través de los ciclos simples y combinados. El experto considera que el coque de petróleo es un producto de gran potencial para la generación eléctrica, ya que la producción del mismo se encuentra asociada al mejoramiento del crudo, la cual se espera, aumente en los próximos años con la explotación de la faja del Orinoco. Por lo cual, propone el uso de este combustible a través del desarrollo de sistemas IGCC.

7.1.7 Experto N° 7

A continuación se presentan las comparaciones técnicas, económicas, operacionales y ambientales realizadas por el experto:

- Comparación técnica

La comparación técnica de las alternativas de generación se expone en la Figura 7.37, donde al igual que en los casos anteriores se considera al gas natural como el combustible de mayor viabilidad sobre el resto de los evaluados en esta sección, a través de los ciclos combinados.

La segunda alternativa de mejor proyección corresponde al uso del fueloil en el ciclo simple con turbinas a vapor, ya que inicialmente el experto le concedió mayor importancia el subcriterio: características de las centrales en un 53%, seguido del tiempo de construcción en un 27% y las características de las unidades de generación y de combustible en un 13% y 7% respectivamente.

Con base en la ponderación planteada anteriormente, los resultados observados en la Figura 7.37 dependen ampliamente de los tres primeros criterios de mayor relevancia, en los que el fueloil presenta ventaja frente al uso de carbón y coque de petróleo en los ciclos simples con turbinas a vapor, ya que este posee un elevado poder calorífico a raíz del cual se reduce el consumo de combustible en las centrales.

En la Figura 7.37 se aprecia que los combustibles: biomasa y geotérmico son los más desfavorables técnicamente en los ciclos con turbinas a vapor, puesto que generan pocas cantidades de energía a partir de un alto consumo de combustible.

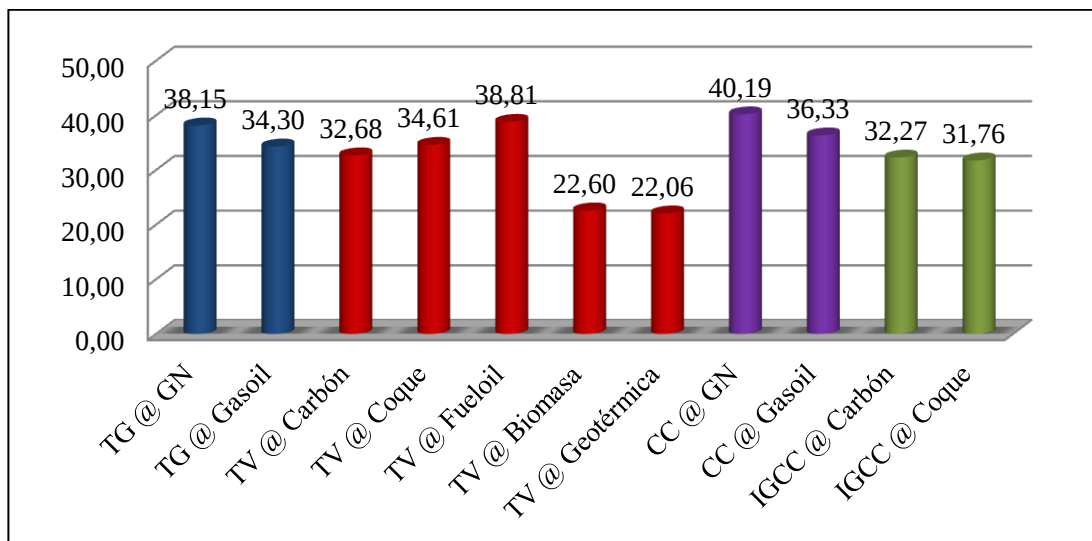


Figura 7.37. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°7.

- Comparación económica

La ponderación de los subcriterios económicos supone que el criterio de mayor importancia para el experto es el costo de generación en un 53%, seguido del costo de combustible en un 27%, OPEX en un 13% y el costo de inversión en un 7%. Estos puntajes son la base de las comparaciones expuestas en la Figura 7.38, donde al igual que en la mayoría de los encuestados anteriores, se destaca la preferencia del gas natural sobre el gasoil en los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados. Debido principalmente, a los bajos costos de generación y OPEX vinculados al provecho de este en ambas tecnologías.

En los ciclos simples con turbinas a vapor se destaca el uso de fueloil sobre el resto de los combustibles, ya que a pesar de que este presenta los mayores costos de generación, a su vez se encuentra asociado a reducidos gastos de OPEX y un bajo precio de venta en el mercado interno, al igual que la biomasa y la geotérmica, en comparación al carbón y coque de petróleo.

Por otro parte, el coque se presenta como el tercer mejor combustible para la generación eléctrica a través de los sistemas IGCC, ya que el experto considera necesario el desarrollo de nuevas tecnologías mediante la cuales sea posible

incrementar la capacidad de generación actual y por ende ampliar la matriz energética venezolana.

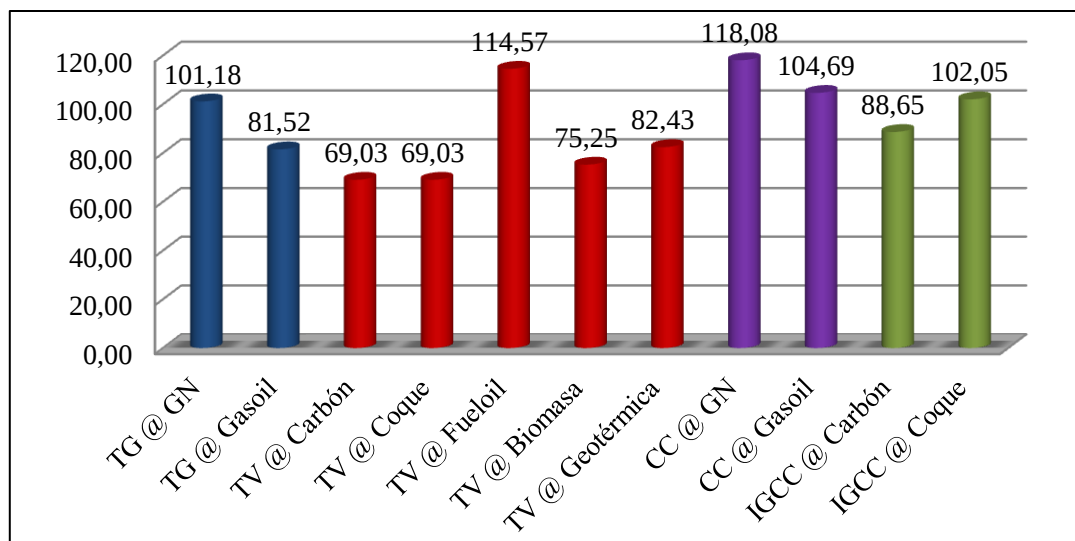


Figura 7.38. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°7.

- Comparación ambiental

En la Figura 7.39 se observa al igual que en la mayoría de las comparaciones realizadas anteriormente, que la biomasa y el combustible geotérmico son las mejores fuentes de energía desde el punto de vista ambiental, en relación al resto de las alternativas termoeléctricas propuestas en esta sección.

Se destaca nuevamente el gas natural en los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados sobre el uso de gasoil, puesto que este último emite grandes cantidades de gases contaminantes tales como: CO, CO₂, SO₂, NO₂ y partículas que afectan fuertemente al medio ambiente.

El experto coincide con las opiniones del cuarto (4) y sexto (7) encuestado al proyectar el uso de carbón como la mejor alternativa en comparación al coque de petróleo, en los ciclos simples con turbinas a vapor y los sistemas IGCC. Debido principalmente a que la quema de este combustible produce menos cantidad de CO₂ y SO₂, los cuales son los subcriterios más importantes con un 36% y 17%. Según la ponderación establecida por el experto a los parámetros ambientales.

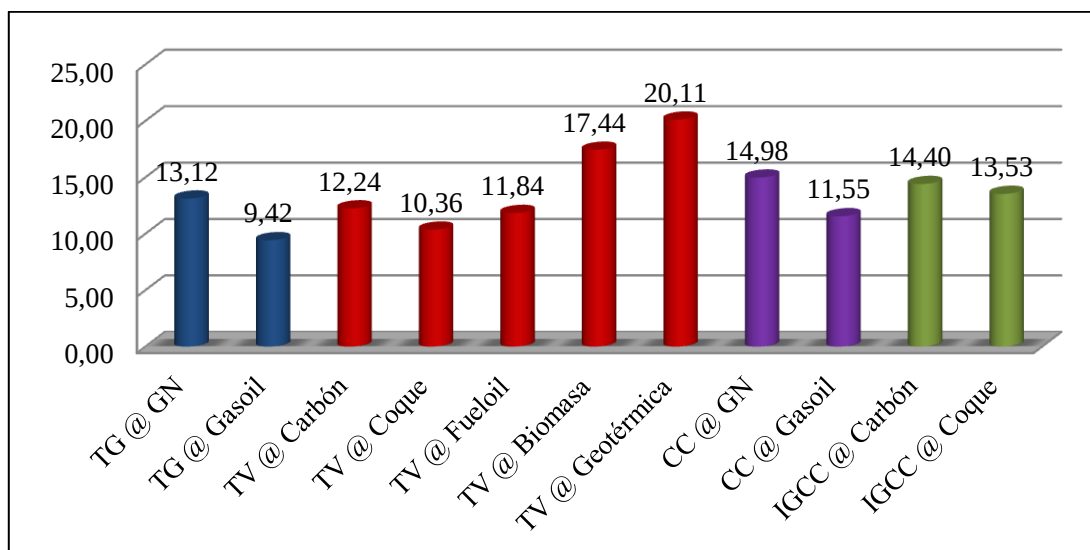


Figura 7.39. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°7.

- Comparación operacional

Los resultados de la evaluación operacional realizada por el experto respecto a las alternativas termoeléctricas citadas en esta sección, se observan en la Figura 7.40. La cual coincide con la comparación operacional presentada por el primer (1) encuestado a través de la Figura 7.4. Ambos expertos consideran que la complejidad operacional asociada al uso de gas natural mediante los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados es reducida en comparación a las vinculadas al uso de gasoil en las mismas tecnologías.

Al igual que en la mayoría de las evaluaciones operacionales anteriores, la energía obtenida de la biomasa y combustible geotérmico a través de las turbinas a vapor, es favorecida sobre el carbón, coque y fueloil, puesto que el mantenimiento de las unidades de generación es reducido por la simplicidad de los procesos vinculados a la producción de energía mediante dichas fuentes. Sin embargo, a pesar de que la energía geotérmica está asociada a sistemas sencillos, se requiere de mayores medidas de seguridad que para las plantas a biomasa, ya que el desarrollo geotérmico implica la perforación de pozos a través de los cuales se drena el yacimiento.

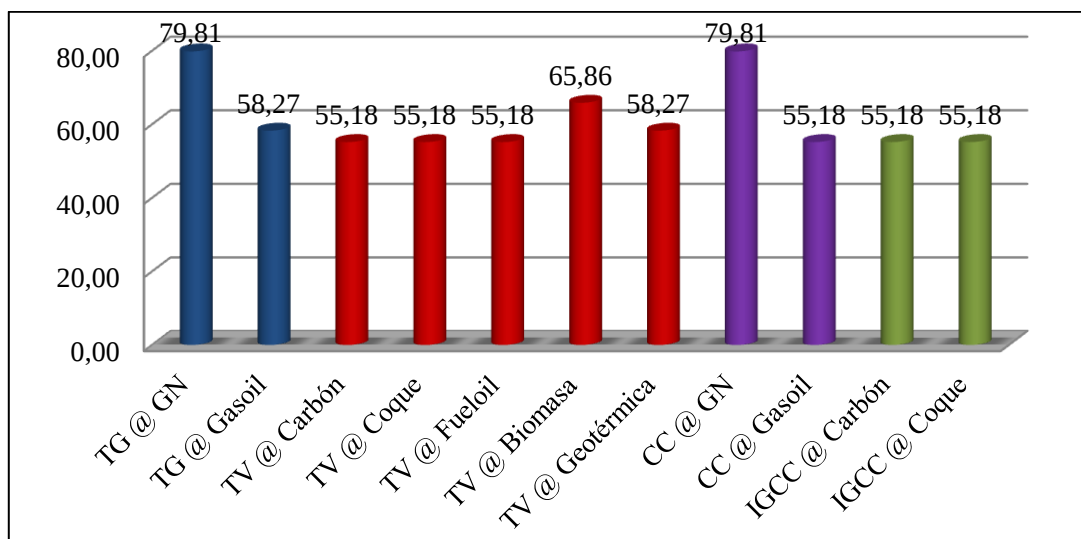


Figura 7.40. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°7.

- Comparación global

En la Figura 7.41, se observan los pesos correspondientes a los criterios globales de evaluación, donde los aspectos económicos son las más importantes para el experto en un 49%, seguido de los operacionales en un 29%, y en menor proporción se tienen los técnicos y ambientales con 15% y 7% respectivamente. Esta ponderación es similar a las expuestas por el segundo (2) y cuarto (4) encuestado, para quienes el conocimiento de los aspectos económicos vinculados al desarrollo de las tecnologías de generación es de suma importancia.

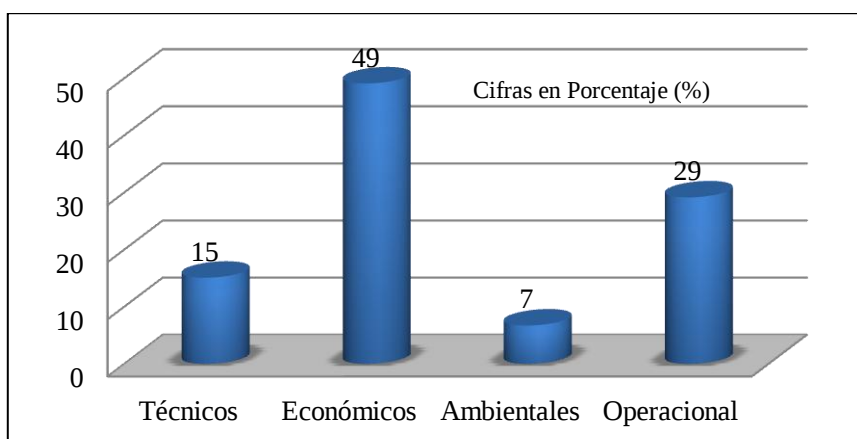


Figura 7.41. Ponderación de los criterios globales según el experto N°7.

En la Figura 7.42, se observa la comparación global de las alternativas termoeléctricas, donde se destaca el gas natural como el combustible ideal para el desarrollo energético a través de los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados.

El fueloil en este caso es considerado el segundo mejor combustible por encima del carbón, coque de petróleo, biomasa y geotérmica, en los ciclos simples con turbinas a vapor. La tendencia fue definida a partir de los resultados obtenidos en la comparación económica realizada anteriormente, en la cual el uso de fueloil se destacó.

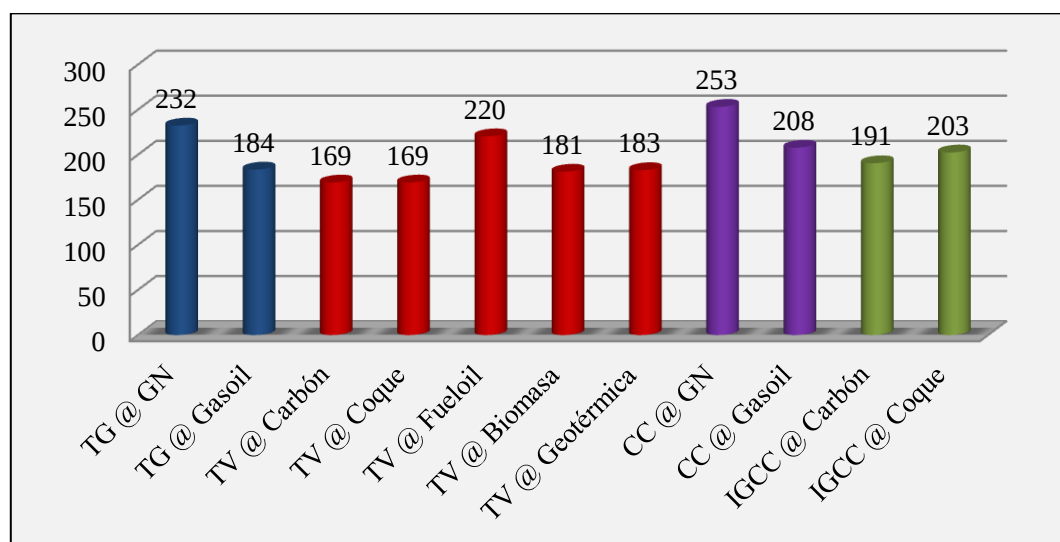


Figura 7.42. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°7.

En los sistemas IGCC, se aprecia la similitud entre los valores correspondiente al carbón y coque de petróleo. Sin embargo, es posible visualizar la preferencia por el segundo combustible, el cual según el experto es desfavorable desde el punto de vista ambiental. No obstante, globalmente constituye una opción bastante atractiva, puesto que en los resultados finales la influencia de los aspectos ambientales es inferior a la de los económicos y operacionales, en donde si bien es cierto operacionalmente ambas alternativas son potenciales, económicamente existe una marcada diferencia que proyecta favorablemente el uso de coque de petróleo en estos sistemas.

Al observar las Figuras 7.38 y 7.40 correspondientes a las comparaciones económicas y operacionales, en ambos casos se observa la paridad entre los valores del coque de petróleo y carbón, en los ciclos simples con turbinas a vapor. Motivo por el cual, era de esperarse que en términos generales los valores de ambos combustibles sean los mismos en dicha tecnología.

Respecto al uso de biomasa y combustible geotérmico en los ciclos simples con turbinas a vapor, se tiene que ambos valores son muy similares, puesto que mientras la biomasa resultó favorecida en la comparación operacional, la energía geotérmica se destacó en la evaluación económica.

7.1.8 Experto N° 8

A continuación se presentan las comparaciones realizadas por el experto mediante gráficos que reflejan las valoraciones correspondientes a las alternativas termoeléctricas desde el punto de vista técnico, económico, ambiental y operacional:

- Comparación técnica

En la comparación técnica presentada a través de la Figura 7.43, nuevamente se destaca el uso de gas natural a través de los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados frente al gasoil, que en este caso al igual que en la mayoría de los anteriores no es considerado competente.

El uso de coque de petróleo es preferido sobre el carbón en los sistemas IGCC y los ciclos simples con turbinas a vapor, puesto que en la ponderación de los subcriterios técnicos, los más importantes corresponden a las características de los combustibles y de las unidades de generación con 53% y 27% respectivamente. Sin embargo, la valoración realizada por el experto acerca del primer parámetro es similar. Por lo tanto, la tendencia fue definida a raíz del puntaje otorgado al segundo, respecto al cual el uso de coque se vio favorecido por la abundancia del mismo en nuestro país, a raíz de la refinación del crudo.

En este orden de ideas, el experto considera al igual que algunos de los encuestados anteriores que a pesar de la considerable producción de fueloil y gasoil en nuestro país, estos son distribuidos en varios sectores, tales como: petroquímico, siderúrgico y eléctrico entre otros. Motivo por el cual, la disponibilidad de los mismos no es suficiente como para promover el desarrollo energético futuro de la nación. Además del alto costo de oportunidad que tienen si es vendido al mercado exterior.

Tal y como se observó en algunas de las comparaciones técnicas anteriores, el uso de biomasa y combustible geotérmico no es considerado óptimo técnicamente para la producción de energía.

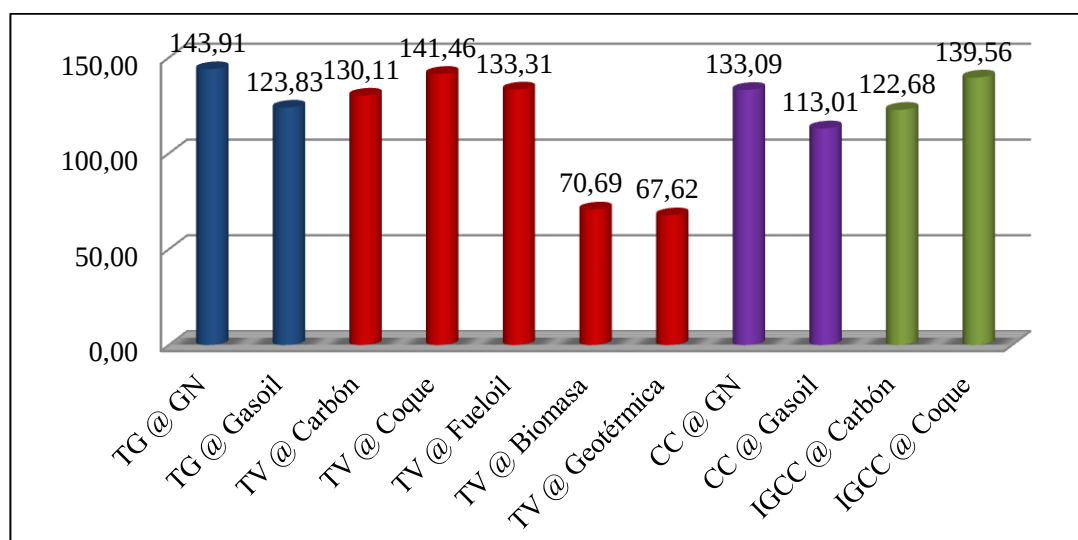


Figura 7.43. Evaluación técnica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°8.

- Comparación económica

La comparación económica se presenta la Figura 7.44, donde se refleja la preferencia del uso de gasoil sobre el gas natural en los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados. Este comportamiento se ha observado con poca frecuencia puesto que únicamente el cuarto (4) y sexto (6) experto han visualizado al gasoil como el mejor combustible en dichas tecnologías, debido principalmente a su bajo precio de venta en el sector eléctrico como combustible.

En los ciclos simples con turbinas a vapor, se destaca la biomasa como el mejor combustible, puesto que en la ponderación inicialmente establecida por el experto, el subcriterio inversión fue el más relevante en un 54%, seguido de los costos de generación en un 24% y en menor proporción el costo de combustible y OPEX en 14% y 8% respectivamente. Sin embargo, a pesar de los altos costos de inversión asociados al uso de biomasa para generar energía, esta presenta a su vez un reducido precio de venta y de generación eléctrica. Razón por la cual, se impuso sobre fuentes tales como el carbón, coque y geotérmica. Esta última energía se destaca por ser la más desfavorable respecto a las opciones termoeléctricas evaluadas en esta sección, debido a los altos costos de inversión, OPEX y generación a los cuales se encuentra vinculado su desarrollo.

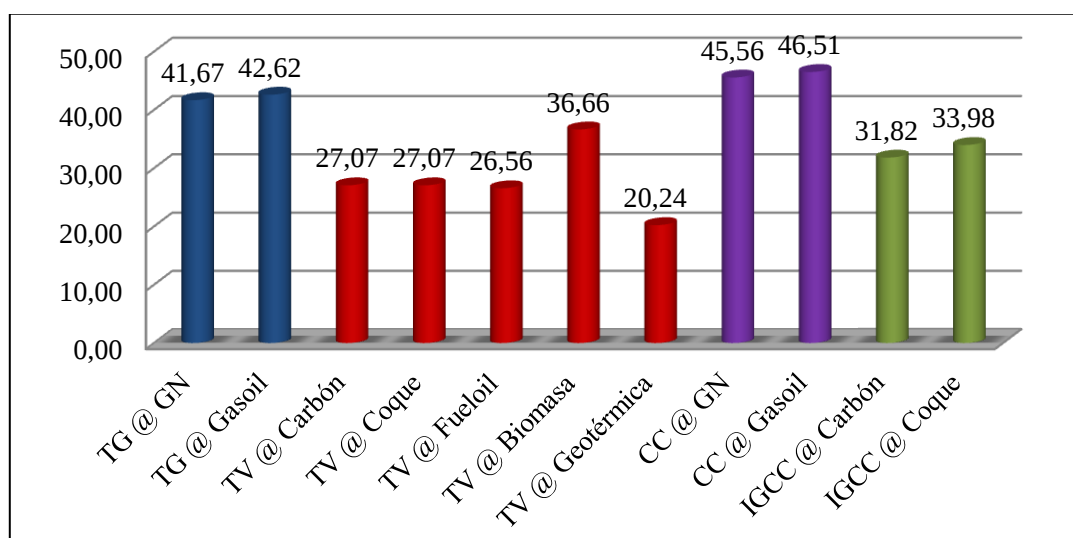


Figura 7.44. Evaluación económica de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°8.

- Comparación ambiental

Al igual que en los casos anteriores el uso de biomasa para la generación eléctrica se proyecta como la mejor opción entre todas las alternativas propuestas en esta sección (ver Figura 7.45), tal y como ocurre con el desarrollo de la energía geotérmica

En la Figura 7.45, se observa que los combustibles más desfavorables ambientalmente son el gasoil y el fueloil, aprovechados mediante los ciclos

combinados y los ciclos simples con turbinas a gas y turbinas a vapor. En la matriz de datos se aprecia que estos combustibles son lo más contaminantes debido a la cantidad de emisiones de CO, CO₂, SO₂, NO₂ y partículas que envían a la atmósfera.

El coque de petróleo en los sistemas IGCC resalta sobre el carbón debido principalmente a que el mismo emite menores cantidades de CO a la atmósfera, el cual es el subcriterio más importante entre los parámetros ambientales con un 39%.

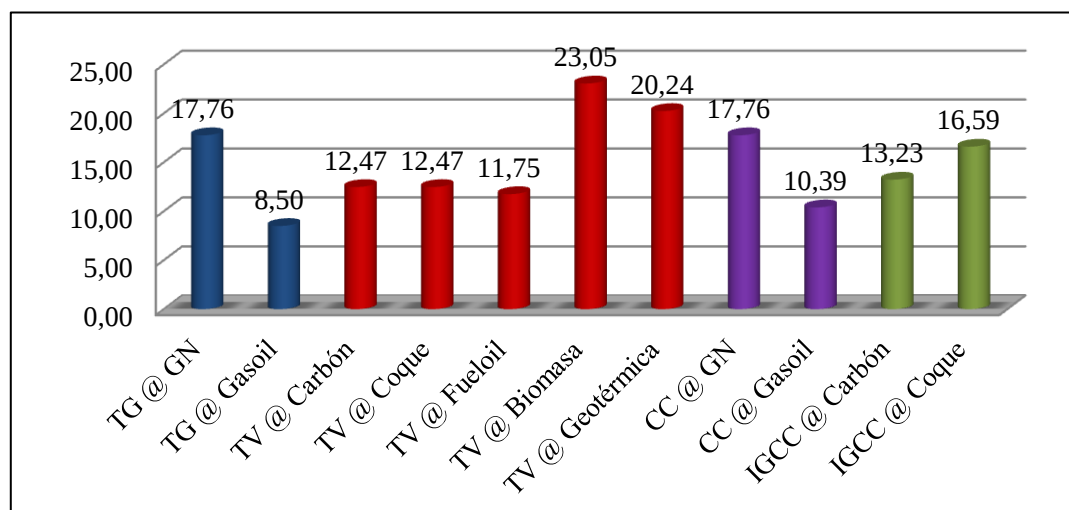


Figura 7.45. Evaluación ambiental de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°8.

- Comparación operacional

En la Figura 7.46, se expone la comparación operacional obtenida de la evaluación del experto, en la cual se observa igualdad en los valores correspondientes a los ciclos simples con turbinas a gas y a vapor, ciclos combinados y sistemas IGCC. El experto considera que la complejidad y mantenimiento asociado a estos sistemas es similar, ya que en ellos se utilizan combustibles fósiles. Así mismo, las medidas de seguridad requeridas en estas centrales son superiores a las demandadas en plantas a biomasa, debido a la diferencia de combustibles y complejidad en los procesos.

La energía geotérmica es la menos favorable operacionalmente en este caso, debido a que el experto toma en consideración que para el provecho de la misma se requiere de rigurosas medidas de seguridad asociadas a la perforación de pozos geotérmicos.

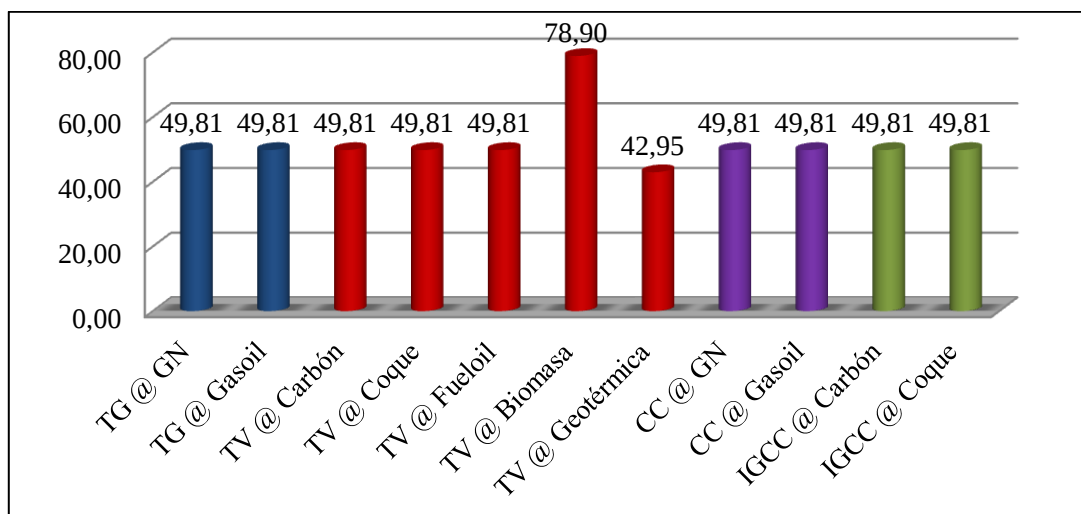


Figura 7.46. Evaluación operacional de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°8.

- Comparación global

A partir de la ponderación de los criterios globales realizada por el experto se obtuvo el gráfico presente en la Figura 7.47. En el cual se observa que los aspectos más importantes son los técnicos con un 50%, seguido de los operacionales en un 26% y en menor proporción los económicos y ambientales con 16% y 8% respectivamente.

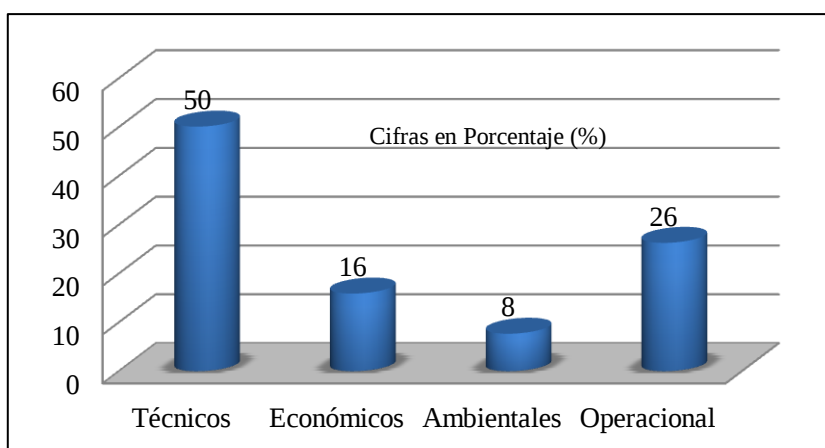


Figura 7.47. Ponderación de los criterios globales según el Experto N°8.

En la Figura 7.48, se aprecia la comparación general de las alternativas de generación termoeléctrica propuestas en esta sección, dentro de la cual indirectamente se toman

en cuenta las evaluaciones técnicas económicas, operacionales y ambientales realizadas anteriormente.

Es importante destacar que los resultados generales dependen ampliamente de la evaluación técnica realizada por el experto a las opciones de generación propuestas, ya que como se mencionó anteriormente es el criterio global de mayor importancia. Es por ello que se observa la misma tendencia en los gráficos presentes en la Figura 7.43 (comparación técnica) y 7.48 (comparación global).

Los valores mostrados en el gráfico expuesto en la Figura 7.48 respecto a cada tecnología son bastante cercanos, puesto que no se observa un rango de diferencia notable entre ellos. Sin embargo, es posible destacar al igual que en los casos anteriores la preferencia por el uso de gas natural sobre el gasoil en los ciclos simples con turbinas a gas y en los ciclos combinados.

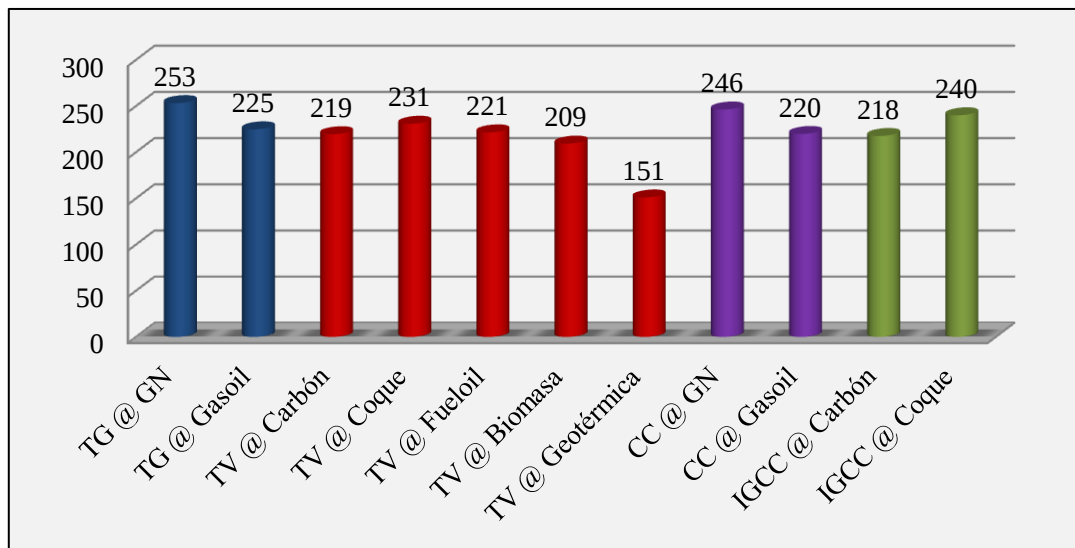


Figura 7.48. Evaluación global de las tecnologías termoeléctricas según el Experto N°8.

El coque de petróleo representa la segunda mejor opción (ver Figura 7.48), a través de los sistemas IGCC y los ciclos simples con turbinas a vapor, debido a que este se destacó favorablemente en la comparación técnica previa frente al uso de carbón. En este sentido, el experto considera como aspectos positivos, la abundante producción

de este combustible en nuestro país, ya que se encuentra vinculado al mejoramiento de crudo, el bajo precio de venta que tiene en el mercado interno y el reducido consumo de las plantas termoeléctricas respecto al mismo, en comparación al de carbón para producir igual cantidad de energía (ver Matriz de Datos).

A su vez el experto propone el desarrollo de sistemas IGCC en Venezuela, ya que a pesar de los altos costos de inversión, técnicamente representa una buena alternativa para ampliar el circuito generador y fortalecer el sector energético nacional.

La alternativa menos favorable en términos generales es la energía geotérmica, puesto que técnicamente no resulta eficiente. Las plantas geotérmicas requieren de grandes cantidades de combustible para producir poca energía. Además, el desarrollo de esta se encuentra vinculado a procesos complejos y altos costos de generación e inversión.

7.1.9 Resultados generales

Una vez presentadas y analizadas cada una de las evaluaciones realizadas por los ocho (8) expertos, se procede a integrar los resultados con el fin de definir una deducción global, mediante la cual sea posible proponer los combustibles más favorables en cada una de las tecnologías termoeléctricas discutidas en esta sección.

La integración de los resultados se llevo a cabo mediante el cálculo de la media geométrica de todos los valores totales técnicos, económicos, ambientales y operacionales. Estos posteriormente fueron graficados y serán presentados a continuación:

- Comparación técnica

El gráfico expuesto en la Figura 7.49, presenta la comparación técnica general de las tecnologías termoeléctricas. Se observa básicamente el mismo patrón propuesto anteriormente por la mayoría de los expertos respecto a las mejores tecnologías desde el punto de vista técnico.

En términos generales el combustible de mejor proyección es el gas natural, aprovechado en los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados. Por lo

cual, la participación del gasoil en estas tecnologías resulta desfavorable, debido básicamente a inconvenientes asociados al uso del mismo, que fueron discutidos anteriormente.

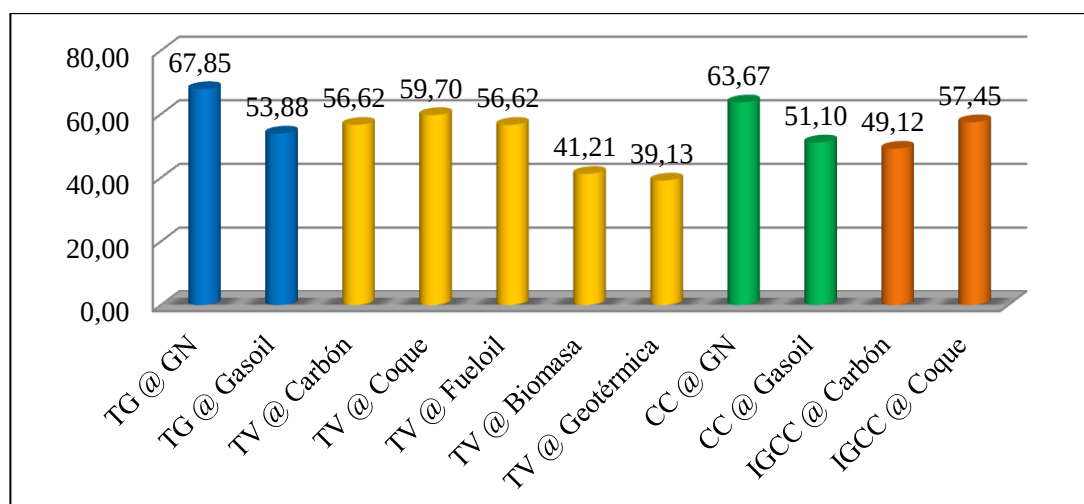


Figura 7.49. Evaluación técnica general de las tecnologías termoeléctricas.

Es de esperarse que el uso de coque haya resultado favorecido tanto en los ciclos simples con turbinas a vapor como en los sistemas IGCC, ya que en la mayoría de las evaluaciones presentadas anteriormente. El uso de este se destacó como la segunda mejor opción de generación.

En los ciclos simples con turbinas a vapor, el coque de petróleo es ligeramente superior al carbón y fueloil. Debido en gran parte a la abundancia de este combustible en nuestro país y a su elevado poder calorífico, el cual es superior al del resto de las opciones planteadas para esta tecnología. Esto permite que las centrales termoeléctricas que utilizan coque produzcan energía a partir de un reducido consumo de combustible.

Por otra parte, se observa que las alternativas menos favorables técnicamente sugieren el uso de biomasa y combustible geotérmico en los ciclos con turbinas a vapor, ya que la opinión de la mayoría de los expertos coincide en que las capacidades de generación obtenidas a raíz de las mismas no son competentes en comparación con el resto de las tecnologías termoeléctricas.

- Comparación económica

Nuevamente se observa a través de la Figura 7.50 la ventaja del uso del gas natural sobre el gasoil para la generación eléctrica a través de los ciclos simples con turbinas a vapor y ciclos combinados. Esta tendencia se fundamenta en que la viabilidad económica del gasoil en las mismas tecnologías se ve reducida por los altos costos de OPEX y generación vinculados a este combustible. Es importante destacar, que estos dos últimos aspectos fueron los más importantes bajo la opinión de la mayoría de los expertos, razón por la cual, gran parte de los resultados económicos generales dependen de las características que exhiben los combustibles frente a estos subcriterios.

Es complicado llegar a una conclusión concreta a raíz de los valores correspondientes a las alternativas propuestas para los ciclos simples con turbinas a vapor. Puesto que los resultados son numéricamente muy similares unos con otros. No obstante, es posible destacar que los mejores combustibles en esta tecnología son el coque de petróleo y el fueloil, ya que el primero resultó favorecido por su bajo precio de venta y costos de generación, mientras que el segundo, por el reducido costo de combustible a raíz del subsidio dispuesto por el estado en el mercado interno, así como también por los bajos gastos de OPEX.

La energía geotérmica es la más desfavorable económicamente bajo la opinión de los expertos, ya que a pesar de los bajos costos de combustible, la inversión requerida para su desarrollo es la más elevada entre las tecnologías termoeléctricas propuestas. Igualmente presenta altos costos de generación y OPEX, los cuales reducen aun más su rentabilidad económica.

Por otra parte, el combustible de mejor proyección económica en los sistemas IGCC es el coque de petróleo frente al carbón, puesto que, tal y como se presentó en las comparaciones económicas individuales previas. Este combustible posee un reducido precio de venta y gastos de OPEX, que lo proyectan como una buena alternativa desde el punto de vista económico.

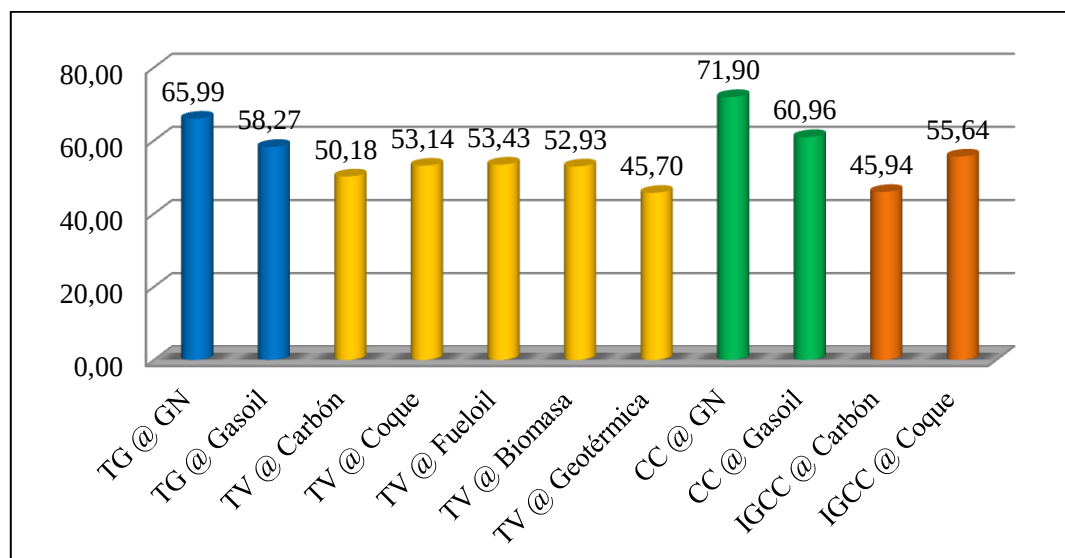


Figura 7.50. Evaluación económica general de las tecnologías termoeléctricas.

- Comparación ambiental

A diferencia de la comparación anterior, los valores presentados en el gráfico expuesto en la Figura 7.51 permiten diferenciar claramente cada una de las opciones termoeléctricas desde el punto de vista ambiental, donde se observa claramente la superioridad que exhibe la energía geotérmica en este aspecto, ya que los procesos que implica la producción de energía a través de esta fuente no involucran la quema de combustible, motivo por el cual en términos generales emite menos cantidad de contaminantes a la atmósfera.

El uso de biomasa es igualmente viable ambientalmente, puesto que a pesar de que la energía se produce a raíz de la quema de desechos, las emisiones generadas a través de esta fuente son menores a las producidas por los combustibles de origen fósil. De allí que el uso de carbón, coque de petróleo y fueloil en los ciclos simples con turbinas a vapor, no sean competentes ambientalmente.

El gas natural aprovechado a través de los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados, produce un leve impacto sobre el medio ambiente, ya que se emiten bajas cantidades de CO, CO₂, SO₂, NO₂ y partículas a la atmósfera, es por ello que es el único combustible fósil que mejor se proyecta ambientalmente. Por el contrario, las

fuentes más contaminantes son el gasoil y fueloil, motivo por el cual ambos fueron descartados ambientalmente.

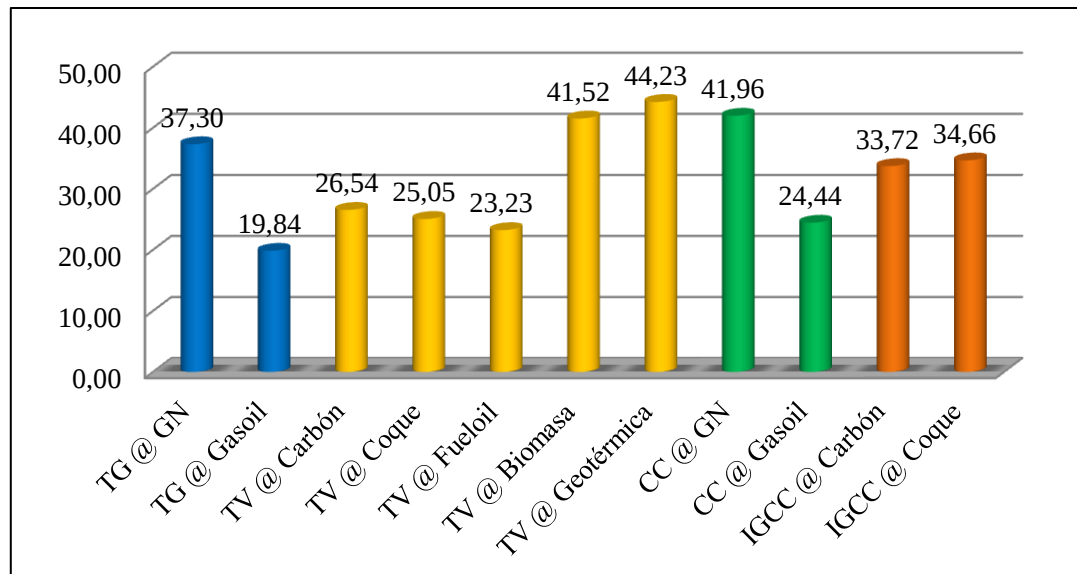


Figura 7.51. Evaluación ambiental general de las tecnologías termoeléctricas.

El carbón y coque en los sistemas IGCC presentan una buena proyección ambiental en la Figura 7.51, puesto que en estos al igual que en los ciclos combinados, es posible adaptar mecanismos que permitan reducir las emisiones de contaminantes a la atmósfera y por ende el impacto ambiental.

- Comparación operacional

En la Figura 7.52, se observa que la mayoría de los expertos considera el uso de biomasa como la mejor alternativa desde el punto de vista operacional, debido a que resulta más sencillo procesar desechos urbanos que combustibles fósiles. Además, las medidas de seguridad y mantenimiento de las unidades de generación e instalaciones se reducen considerablemente con respecto a la biomasa. Caso contrario ocurre con el uso de carbón, coque de petróleo y fueloil en los ciclos simples con turbinas a vapor, en los cuales los sistemas son más complejos y por ende desfavorables desde el punto de vista operacional.

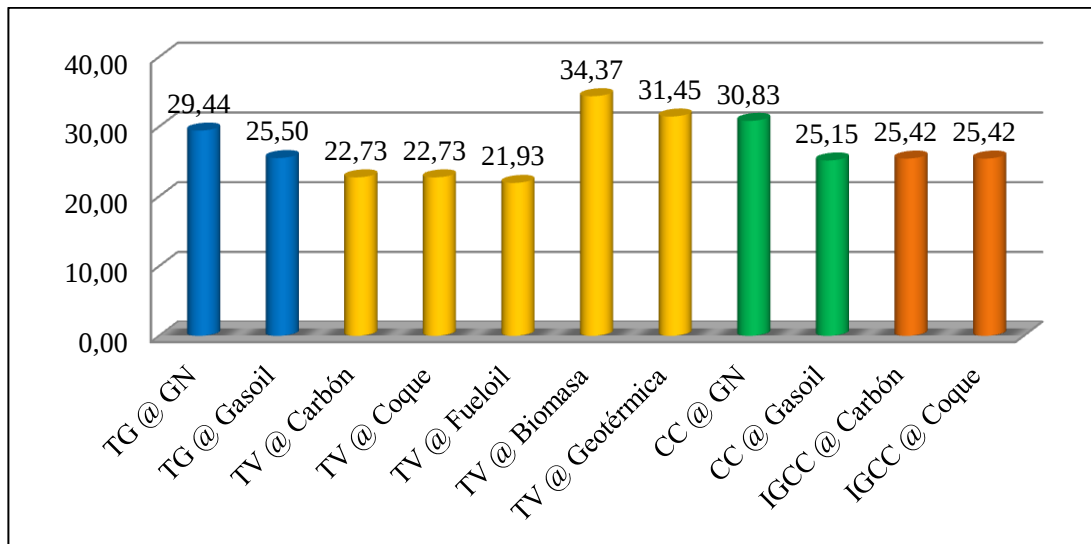


Figura 7.52. Evaluación operacional general de las tecnologías termoeléctricas.

Se destaca la ventaja operacional de los desarrollos geotérmicos, puesto que a pesar de que su complejidad se ve incrementada por las actividades de perforación, la producción de energía no se encuentra asociada a la quema de combustibles.

El provecho del gas natural a través de los ciclos combinados y simples con turbinas a gas se destaca favorablemente en el gráfico presente en la Figura 7.52. Sin embargo, la complejidad asociada al uso de gasoil es similar, puesto que las instalaciones no difieren ampliamente con el cambio de combustible.

- Comparación global

En la Figura 7.53 se observa la ponderación general obtenida mediante la unión de las preferencias de todos los miembros de la mesa de trabajo respecto a los criterios globales de evaluación, donde el aspecto de mayor importancia es el económico en un 27%, seguido del técnico con un 25% y en menor proporción los ambientales y operacionales en un 16% y 14% respectivamente. Con base en estos pesos se deduce que los resultados finales dependen ampliamente de los criterios técnicos y económicos.

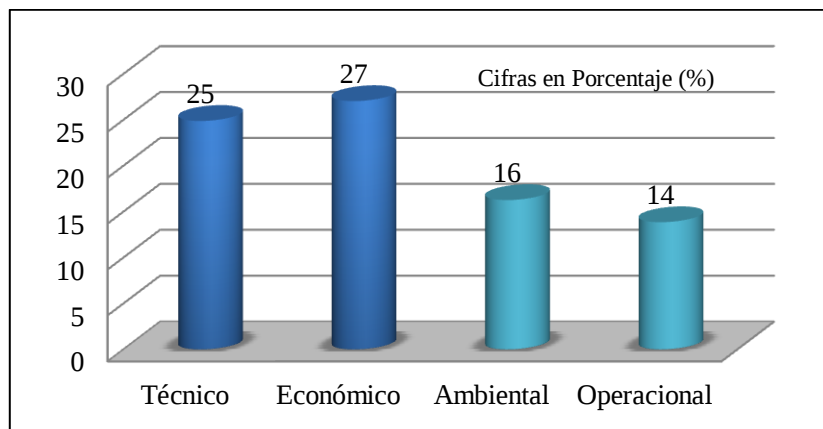


Figura 7.53. Ponderación general de los criterios globales.

Los resultados globales correspondientes a cada uno de los expertos fueron agrupados en el gráfico presente en la Figura 7.54. En el cual se destaca el uso de gas natural a través de los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados, como el combustible de mejor proyección desde el punto de vista técnico, económico, ambiental y operacional, para conseguir desarrollar y fortalecer el sector energético venezolano.

En la Figura 7.54, se observa que el uso de gasoil y fueloil es desfavorable en los ciclos simples y combinados, debido principalmente a que estos no se destacaron positivamente en las evaluaciones técnicas anteriores, por los inconvenientes asociados a su disponibilidad en el mercado interno, los cuales fueron discutidos detalladamente en las comparaciones técnicas previas.

Por otra parte, el precio de venta del gasoil y fueloil en el mercado interno venezolano se encuentra regulado por el estado. Sin embargo, teniendo en cuenta los actuales precios de la electricidad en nuestro país no resulta rentable la generación con estos combustibles, ya que en el mercado internacional, los mismos tienen un precio más elevado, por lo que en lugar de emplearlos en la generación, se recomienda incrementar su comercialización como productos de exportación.

En los ciclos simples con turbinas a vapor los valores son bastante similares (ver Figura 7.54). Sin embargo, se destaca con interés la superioridad del uso de biomasa

sobre el resto de los combustibles aprovechados mediante este ciclo, debido principalmente a que en las comparaciones económicas, ambientales y operacionales el mismo resultó favorecido. Además de esto, los planes propuestos por el ejecutivo nacional respecto a la biomasa involucran el uso de desechos urbanos. Esto permitirá solventar gran parte de los inconvenientes que suceden en este ámbito en las principales ciudades del país. Sin contar que la producción de desechos no implica procesos de alto costo y por ende su precio de venta es el más reducido de entre los combustibles propuestos en esta sección.

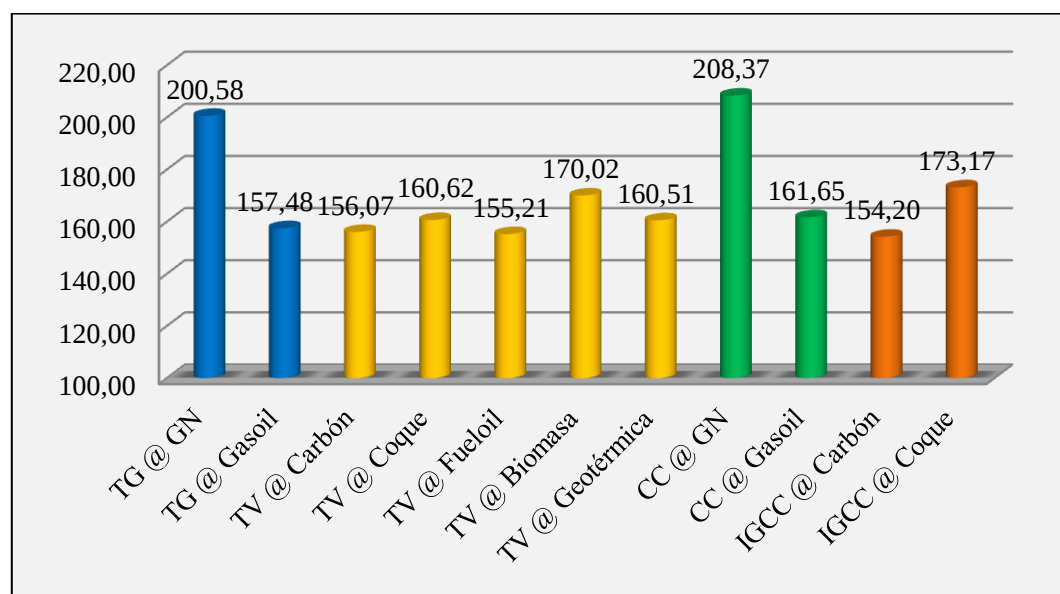


Figura 7.54. Evaluación general de las tecnologías termoeléctricas.

Respecto a los sistemas IGCC, se observa que el combustible más favorable es el coque de petróleo frente al carbón. El coque es un derivado del petróleo cuyas ventajas comerciales difieren a las del gasoil y fueloil, ya que el precio de este en el mercado internacional es tan bajo que su venta no resulta rentable económicamente.

El coque de petróleo no es distribuido en el mercado interno, por lo cual únicamente es producido y acumulado en las refinerías y mejoradores de crudo. De allí, que los expertos recomiendan el uso del mismo para la generación eléctrica, ya que representa una buena alternativa desde el punto de vista técnico, económico, ambiental

y operacional. Así mismo, se plantea el desarrollo de sistemas IGCC los cuales permitirían ampliar la matriz energética nacional con una tecnología de gran eficiencia a través de la cual es posible generar grandes cantidades de energía que ayudarían a incrementar la capacidad de generación nacional y a su vez solventar la crisis energética actual.

7.2 COMPARACIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍAS CONVENCIONALES Y ALTERNATIVAS.

Una vez realizada la evaluación técnica, económica, ambiental y operacional de las alternativas de generación termoeléctrica, se procede a comparar las anteriores con las fuentes de energía alternativas, entre las cuales se encuentran: la energía solar, eólica, hidroeléctrica, nuclear y de biomasa. Esta última se destacó en la comparación realizada anteriormente como la mejor fuente de energía aprovechada en las turbinas a vapor. Motivo por el cual, en adelante este combustible representará dicha tecnología.

Las fuentes de energía convencionales que serán evaluadas en esta sección, representan las mejores opciones de generación resultantes de la evaluación de las tecnologías termoeléctricas realizada previamente, entre las cuales se encuentran: el gas natural a través de los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados, y el coque de petróleo en los sistemas Integrados de Gasificación con Ciclos Combinados (IGCC).

A continuación se presentan los resultados técnicos, económicos, ambientales y operacionales de las comparaciones realizadas por 12 expertos. Sin embargo, debido a la similitud entre los mismos, estos serán presentados y analizados en grupos.

7.2.1 Comparación técnica

En la Figura 7.55, se presentan los gráficos correspondientes a las comparaciones técnicas del primero (1), segundo (2), octavo (8), noveno (9) y doceavo (12) experto, donde se aprecia claramente que los resultados mantienen la misma tendencia, en la cual en términos generales las fuentes convenciones superan a las alternativas desde

el punto de vista técnico, criterio que debemos recordar incluye aspectos referentes a las especificaciones de las centrales, unidades de generación, combustible y construcción.

En cada gráfico se destaca claramente el uso de gas natural como el combustible de mejor proyección para la generación a través de los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados, por encima de los sistemas IGCC a coque de petróleo. Esta tendencia fue definida a partir del peso otorgado por los expertos a cada uno de los criterios y subcriterios técnicos, puesto que la mayoría de ellos le dio más importancia a los parámetros: características de los combustibles y unidades de generación, en los que el gas natural presenta ventaja, ya que el potencial comprobado en Venezuela de este combustible (ver potencial de energías en la Figura 6.3 del Capítulo VI) es superior al de coque o cualquiera de las fuentes alternativas planteadas en esta sección.

Respecto al segundo criterio de mayor importancia, los expertos valoraron este de la misma manera para cada fuente convencional y en consecuencia, la tendencia final en la mayoría de los gráficos estuvo definida por la evaluación de los subcriterios incluidos en el parámetro: características de las centrales de generación, donde el gas natural resultó favorecido, puesto que las plantas que lo utilizan presentan menor consumo de combustible que aquellas que emplean coque de petróleo (ver matriz de datos), debido principalmente al elevado poder calorífico del gas. Así mismo, los ciclos combinados desarrollan una mayor capacidad de generación que los ciclos simples y sistemas IGCC.

La segunda mejor alternativa en la mayoría de los gráficos, es nuevamente el gas natural en los ciclos simples con turbinas a gas. Sin embargo, para el caso del doceavo (12) experto, se observa (ver Figura 7.55) que este antepone la energía nuclear e hidroeléctrica. Debido a que considera los ciclos simples menos competentes técnicamente en relación a los criterios: características de las unidades de generación y especificaciones de las centrales.

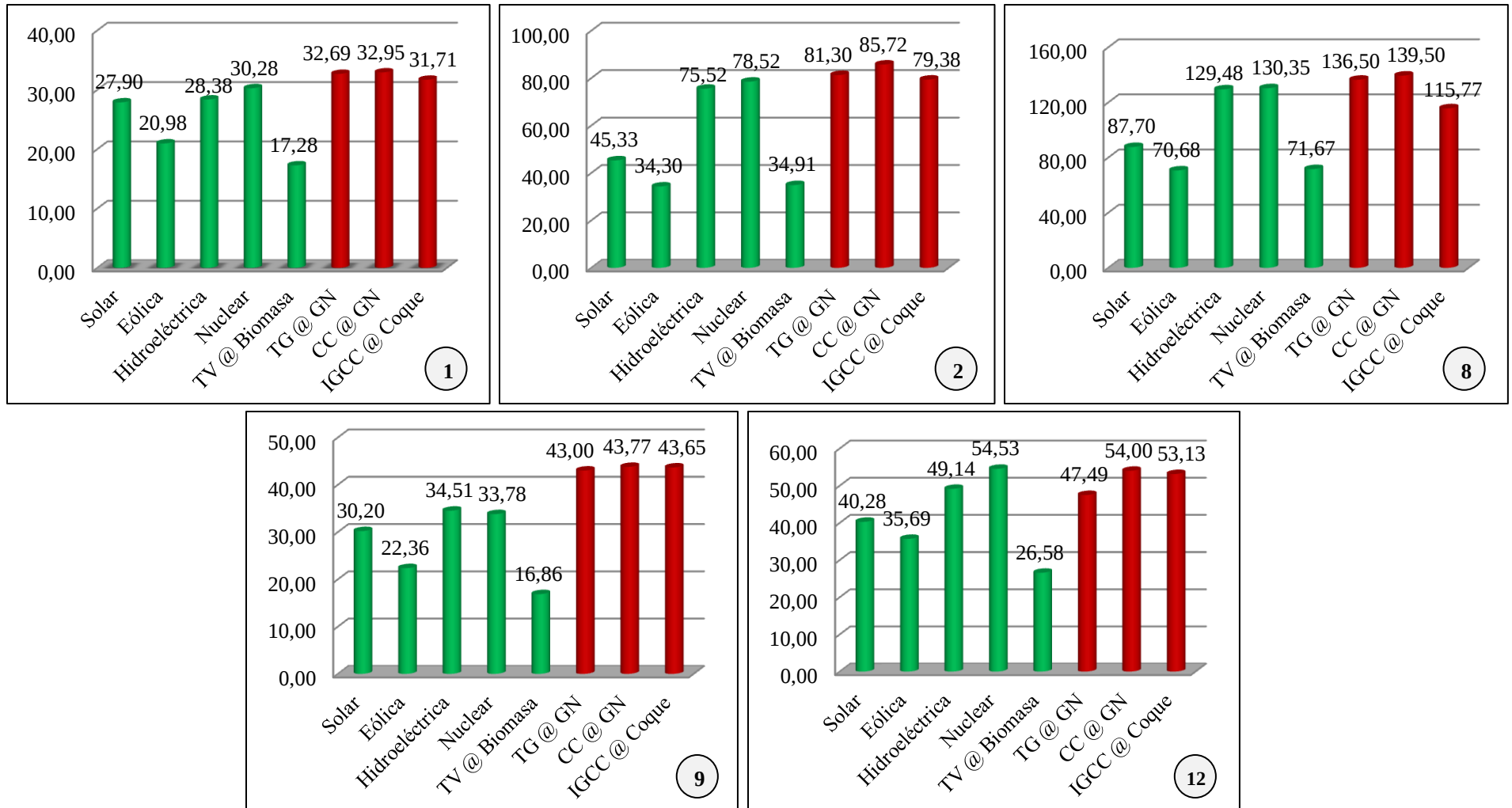


Figura 7.55. Evaluación técnica de las fuentes de energía según los expertos N°: 1, 2, 8, 9 y 12.

Con respecto a las energías alternativas (ver Figura 7.55), la mayoría de los expertos coinciden en favorecer a la energía nuclear sobre el resto de las opciones planteadas. La tendencia se debe al elevado potencial que posee nuestro país en Uranio natural, al igual que las ventajas técnicas referentes a esta energía, tales como la eficiencia y potencia de sus plantas y unidades de generación, y el bajo consumo de combustible que presentan las mismas. No obstante, en la Figura 7.55 se aprecia que el noveno (9) experto considera desde el punto de vista técnico, que la energía hidroeléctrica es incluso mejor opción que la nuclear, debido a que el combustible principal es el agua y por ende no existen limitantes respecto al consumo requerido en las centrales para generar una cantidad específica de energía. De allí que para la mayoría de los expertos esta sea la segunda mejor fuente de energía alternativa.

La energía solar fotovoltaica se proyecta como la tercera mejor opción entre las fuentes alternativas presentadas en la Figura 7.55, por encima de las energías: eólica y de biomasa. Esta última fuente es la menos competente entre todas las evaluadas en esta sección, ya que los expertos consideran que las plantas que funcionan con biomasa están asociadas a un alto consumo de combustible para producir pequeñas cantidades de energía. Por tanto, no resulta favorable teniendo en cuenta los fines que se persiguen en esta investigación.

En la Figura 7.56, se presentan los resultados obtenidos de la evaluación técnica del tercer (3), cuarto (4) y quinto (5) experto, donde el gas natural nuevamente se proyecta como la mejor alternativa de entre las propuestas en esta sección, mediante los ciclos simples y ciclos combinados, siendo este último la tecnología más eficiente para aprovechar el gas natural. Sin embargo, el tercer (3) experto considera más favorable los ciclos simples con turbinas a gas que los ciclos combinados debido a que el tiempo de construcción de los primeros es menor (ver Matriz de Datos).

Al igual que en el caso anterior, el coque de petróleo representa una buena opción sobre las fuentes alternativas. Sin embargo, en la valoración realizada por el quinto (5) experto, se impone la energía nuclear sobre el uso de coque en los sistemas IGCC, puesto que la capacidad de generación que es posible desarrollar en las plantas

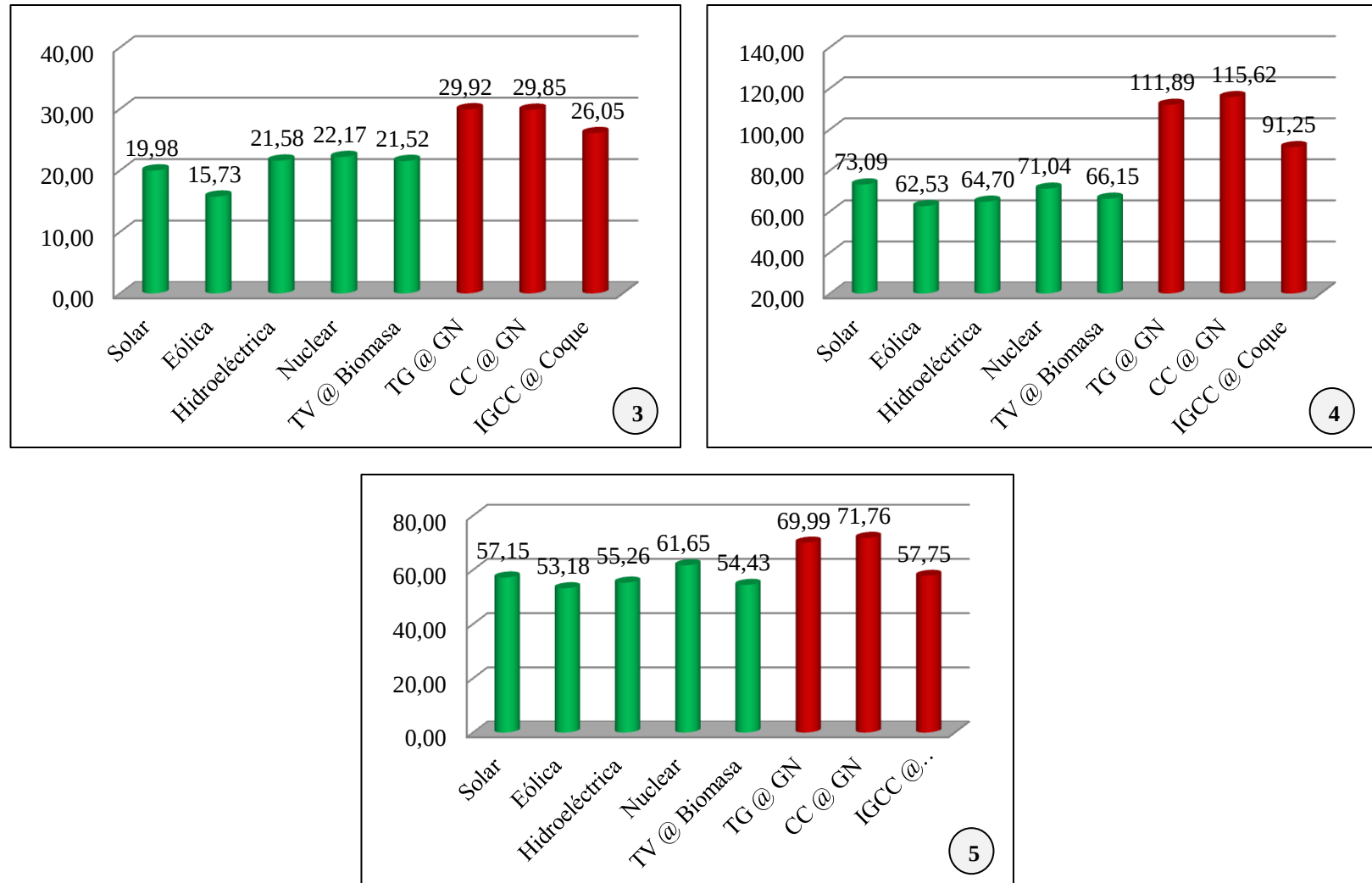


Figura 7.56. Evaluación técnica de las fuentes de energía según los expertos N°: 3, 4 y 5.

nucleares es superior a la de centrales termoeléctricas que funcionan con dichos sistemas. Este aspecto es uno de los subcriterios de mayor importancia para el experto, por ende marcó la diferencia en los resultados técnicos (ver peso de los criterios y subcriterios técnicos por experto en el CD anexo al presente TEG).

Por su parte, la energía nuclear nuevamente es considerada la mejor opción entre las fuentes alternativas, para el tercer (3) y quinto (5) experto (ver Figura 7.56). Sin embargo, el cuarto (4) favorece la energía solar, debido a que los criterios de mayor peso e importancia para éste son: el potencial de combustible en nuestro país para el desarrollo de la tecnología y el tiempo de construcción, en los cuales la energía solar es favorable, ya que el combustible proviene de una fuente de energía inagotable como lo es el sol, y el tiempo requerido para la instalación de centrales fotovoltaicas es reducido.

En la Figura 7.56, se aprecia que la energía hidroeléctrica no es competente frente a la energía solar para el quinto (5) y cuarto (4) experto, e incluso sobre la de biomasa para el cuarto (4), debido a que para ambos, los criterios que marcaron la diferencia entre alternativas fueron: el potencial del combustible y el tiempo de construcción, en los cuales la energía fotovoltaica presenta ventaja. No obstante, para el tercer (3) experto la hidroeléctrica es superior, ya que este consideró como parámetro más importante las características de las centrales de generación, en el que esta energía posee una amplia ventaja sobre fuentes como: la biomasa, solar y eólica.

A diferencia de los resultados expuestos en la Figura 7.55, la biomasa no es la fuente más desfavorable en este caso (ver Figura 7.56), sino la eólica, ya que en base a la información expuesta en la matriz de datos, esta se encuentra en desventaja respecto a los siguientes aspectos: tiempo de construcción, características de las unidades y características de las centrales de generación, los cuales fueron los criterios más importantes para este grupo de expertos.

En la Figura 7.57 se presenta la comparación técnica del sexto (6) y séptimo (7) experto. Donde a diferencia de los casos anteriores se observa que la energía hidroeléctrica es la más favorable de entre las fuentes alternativas sobre la nuclear

debido a la alta eficiencia de las unidades de generación, subcriterio de gran importancia para ambos encuestados.

Igualmente se destaca en los gráficos presentes en la Figura 7.57, que la fuente menos favorable es la biomasa, tal y como ocurre con los expertos cuyos resultados se exponen en la Figura 7.55, debido principalmente a que en ambos casos estos le concedieron prioridad al subcriterio referente a las especificaciones de las centrales de generación, en el cual la biomasa se encuentra en desventaja por el elevado consumo de combustible requerido para producir una pequeña cantidad de energía.

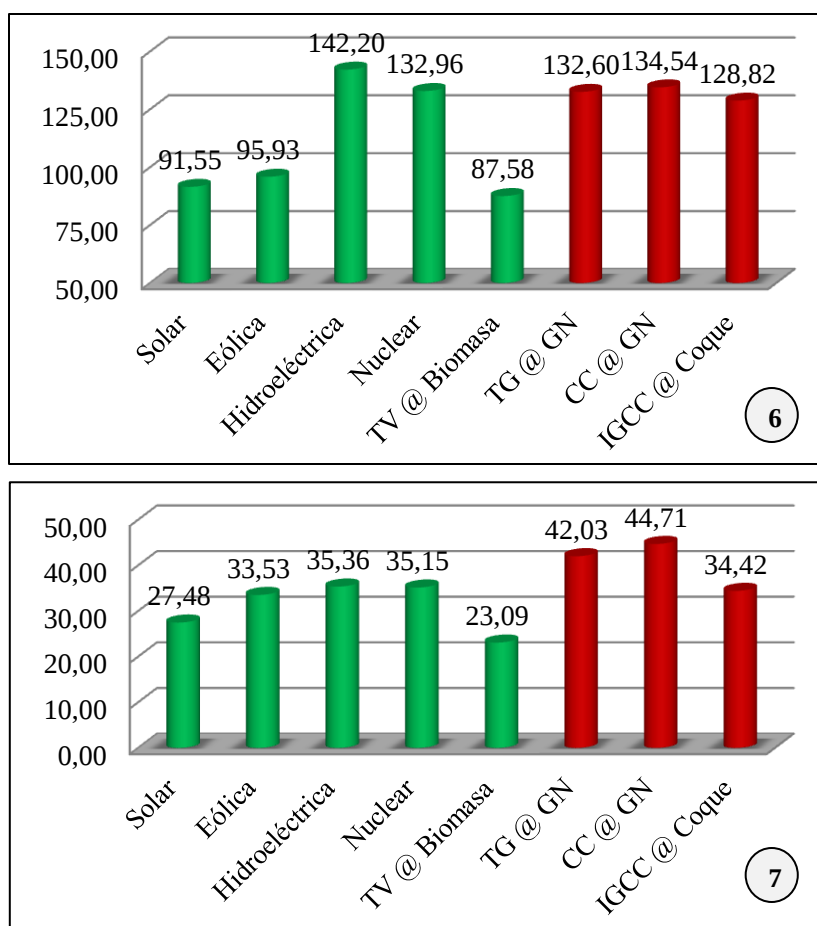


Figura 7.57. Evaluación técnica de las fuentes de energía según los expertos N°: 6 y 7.

En términos generales para el sexto (6) experto la energía hidroeléctrica predomina desde el punto de vista técnico sobre las fuentes convencionales. Mientras que, en el

caso del séptimo (7), estas últimas se imponen sobre el resto de las energías alternativas. Sin embargo, en ambos casos el uso de gas natural a través de los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados, se proyecta como una excelente opción para la generación de energía.

Por otra parte, en la Figura 7.58 se presentan las comparaciones técnicas del décimo (10) y onceavo (11) experto, cuyas tendencias son bastante similares. En estas, la energía hidroeléctrica predomina sobre el resto de las fuentes alternativas, debido a que los expertos establecieron como criterios de mayor importancia las características de la tecnología y las centrales de generación, en los cuales esta presenta ventaja. En el caso de las fuentes convencionales, el gas natural se proyecta como la mejor alternativa a través de los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados.

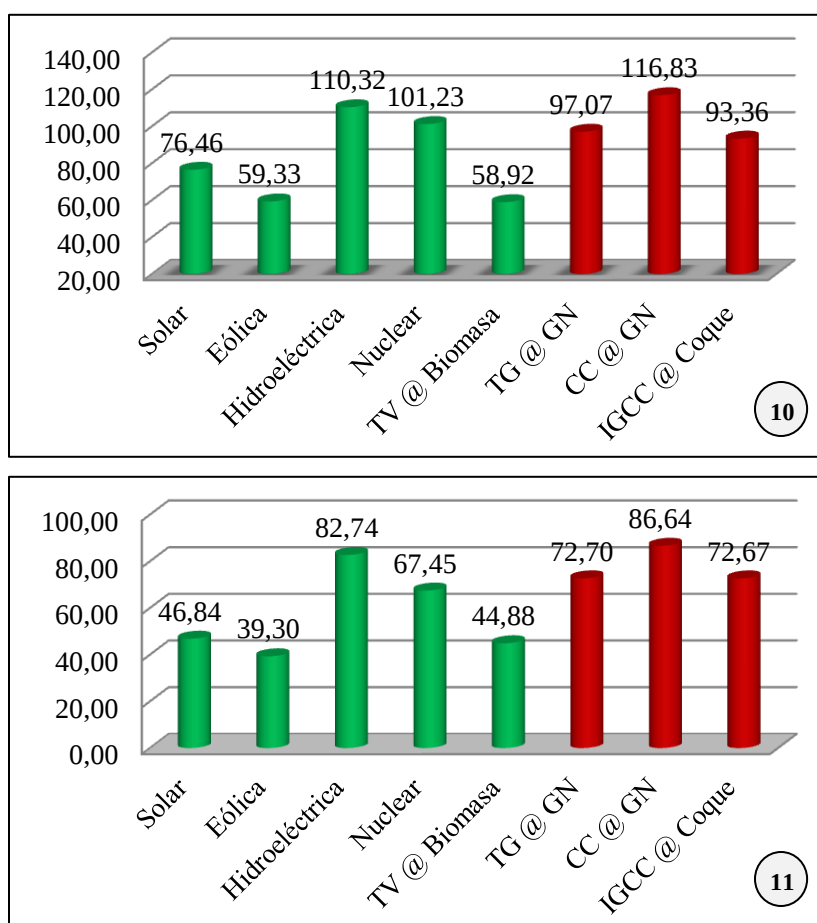


Figura 7.58. Evaluación técnica de las fuentes de energía según los expertos N°: 10 y 11.

Nuevamente la biomasa es una de las opciones menos favorables entre las energías alternativas planteadas, puesto que ambos expertos consideran que para los fines que se persigue con esta investigación las plantas a biomasa desarrollan capacidades de generación muy bajas, y por lo tanto no representarían un aporte significativo al sistema eléctrico nacional.

7.2.2 Comparación económica

En la Figura 7.59 se presentan los gráficos de las evaluaciones económicas realizadas por el segundo (2), tercero (3), cuarto (4), octavo (8) y noveno (9) experto. Donde se observa en cada caso, que el gas natural aprovechado a través de los ciclos combinados constituye la mejor opción en este grupo, en comparación con el resto de las fuentes de energía planteadas, puesto que muestra ventaja en aspectos tales como: gastos de OPEX, costo de generación e inversión, los cuales son los criterios de mayor peso para los expertos y por ende definen la tendencia final de los gráficos (ver ponderación de los subcriterios por experto en el CD anexo al presente TEG).

Para la mayoría de los expertos la energía hidroeléctrica constituye la mejor opción de entre las fuentes alternativas, ya que al igual que con la energía solar y eólica, el combustible es una fuente natural inagotable y por ende se reducen gastos en la adquisición de combustible. Así mismo, el costo de inversión es considerablemente bajo, teniendo en cuenta las capacidades instaladas de las centrales hidroeléctricas. Es importante destacar, que el subcriterio económico de mayor relevancia para los expertos (cuyos resultados se exponen en la Figura 7.59) es el gasto de inversión. De allí, que el resultado final haya sido ampliamente influenciado por la valoración concedida a este parámetro en la matriz de evaluación.

No obstante, en el caso del noveno (9) experto la mejor opción de generación alternativa es la biomasa, debido a que este considera que los gastos de OPEX y generación son menores utilizando este combustible en comparación al resto de las opciones. Sin embargo, durante la valoración, este debió haber considerado que los parámetros están asociados a la capacidad instalada y de generación de la planta.

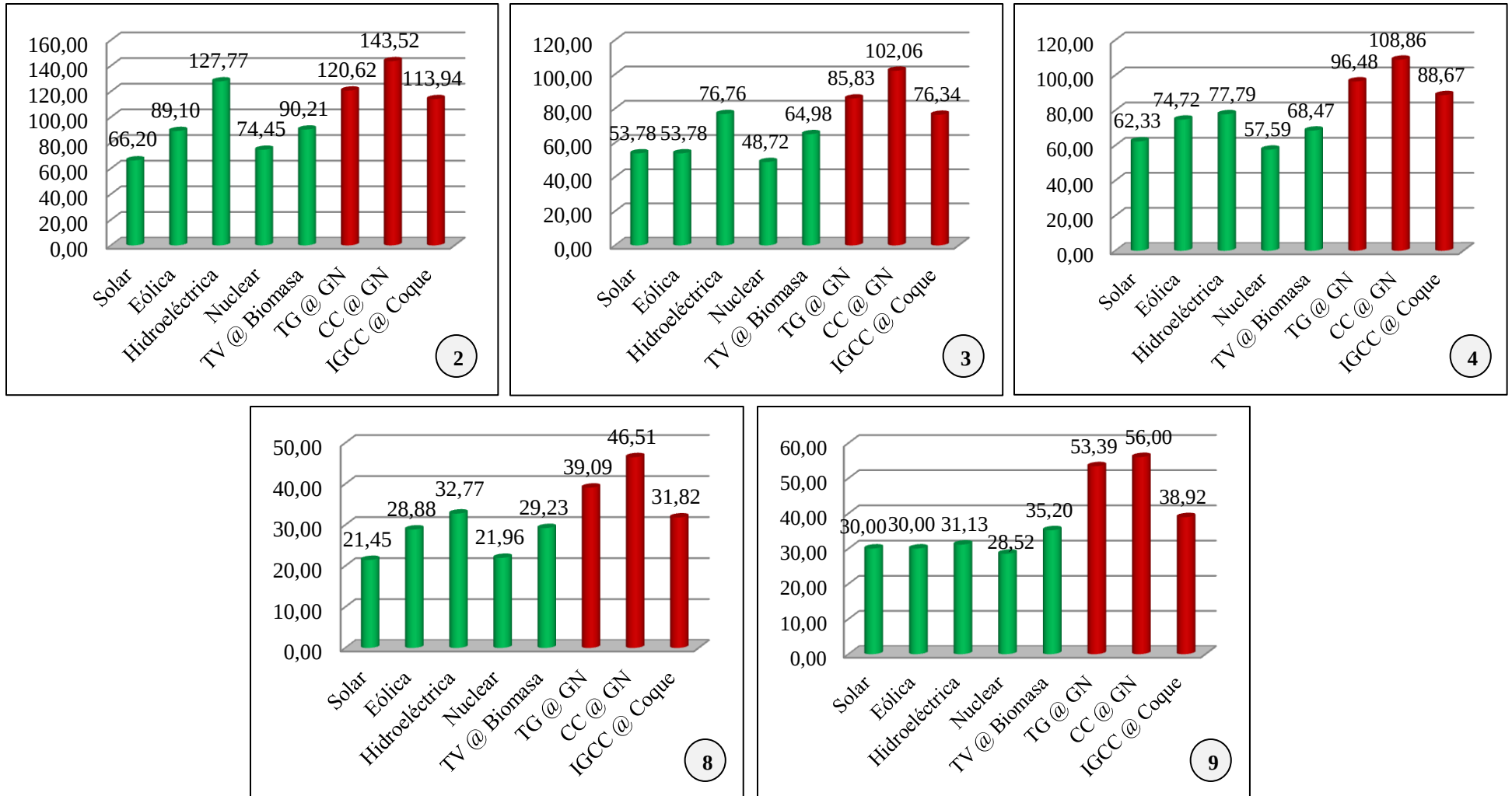


Figura 7.59. Evaluación económica de las fuentes de energía según los expertos N°: 2, 3, 4, 8 y 9.

En la Figura 7.59 se observa que en la mayoría de los casos las fuentes convencionales son más rentables económicamente que las energías alternativas. Sin embargo, para el segundo (2), tercero (3) y octavo (8) experto la energía hidroeléctrica es preferible sobre los sistemas IGCC con coque. Los dos últimos le atribuyen ventaja económica, debido a que se descarta la compra de combustible, y el primero por estar asociado a un bajo costo de inversión, teniendo en cuenta la energía que es posible generar.

Por su parte, la energía nuclear es la más desfavorable desde el punto de vista económico para el tercer (3), cuarto (4) y noveno (9) experto, debido principalmente a los elevados costos de inversión asociados a la misma.

La alternativa menos competente para el segundo (2) y octavo (8) experto es la energía solar. A pesar de que ambos consideran elevados sus costos de inversión, el resultado final no lo determinó este aspecto, sino el correspondiente a los costos de generación, el cual es el segundo parámetro de mayor peso. La energía solar está asociada a altos costos de generación, tal y como se observa en la matriz de datos (expuesta en el APÉNDICE D), incluso mayores a los de las centrales nucleares. Por ende fue la alternativa menos favorable en este caso.

Por otra parte, en la Figura 7.59 se aprecia la superioridad económica de la energía eólica sobre la solar, para el segundo (2), octavo (8) y cuarto (4) experto, ya que esta presenta costos de inversión y generación menores a los de la fotovoltaica. No obstante, en el caso del tercer (3) y noveno (9) encuestado, estos consideraron que en términos generales la viabilidad económica de ambas opciones es la misma e inferior al del resto de las energías planteadas en esta sección.

En la Figura 7.60, se presentan los gráficos de los resultados correspondientes a las comparaciones económicas del primer (1), séptimo (7) y décimo (10) experto, donde el gas natural se proyecta como el mejor combustible para la generación de energía a través de los ciclos combinados. Sin embargo, el primer (1) experto considera que los gastos de OPEX son mayores en estos últimos en comparación a los ciclos simples. De allí que para éste, la mejor alternativa está representada por los ciclos simples con turbinas a gas.

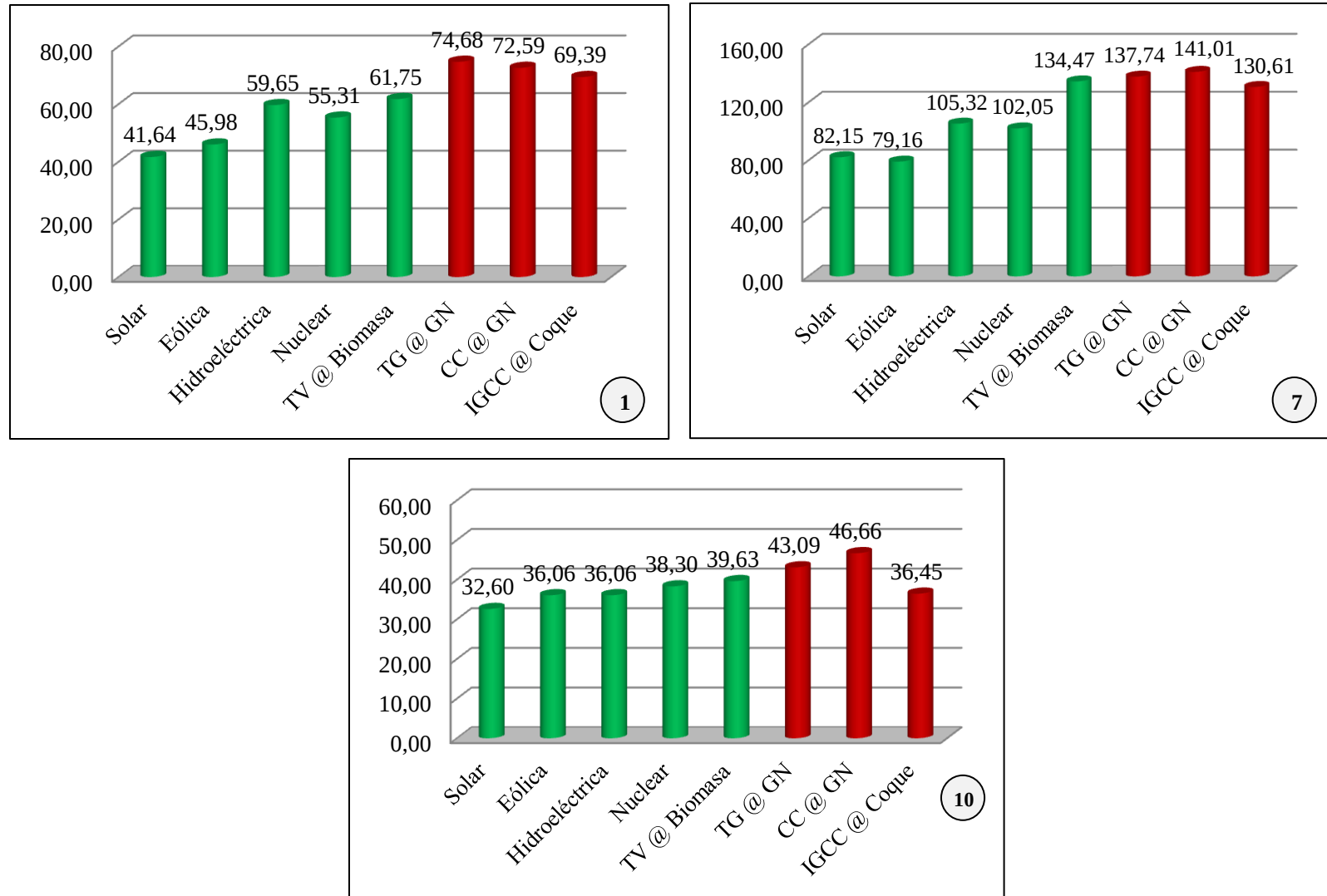


Figura 7.60. Evaluación económica de las fuentes de energía según los expertos N°: 1, 7 y 10.

A diferencia de los resultados presentados en la Figura 7.59, en este caso (Figura 7.60) la biomasa es la mejor fuente de energía alternativa entre las consideradas en esta sección. Esta tendencia se debe a los bajos costos de OPEX y combustible asociados a esta tecnología, los cuales son los subcriterios de mayor peso para la mayoría de los expertos en este grupo.

El primer (1) y séptimo (7) experto consideran más favorable económicamente la energía hidroeléctrica sobre la nuclear. Sin embargo, esta tendencia no se mantuvo para el décimo (10), el cual beneficia a la energía nuclear, debido a que el segundo criterio de mayor importancia para este es el costo de generación, en el que esta última presenta ventaja sobre la energía hidroeléctrica (ver matriz de datos).

Por su parte, la energía solar es considerada la fuente menos atractiva para el primer (1) y decimo (10) experto. Sin embargo, el séptimo (7) considera que la energía eólica es menos favorable, debido a que los gastos de operación y mantenimiento (OPEX) vinculados a la misma son superiores a los de la fotovoltaica.

En las fuentes convencionales se observa que la más desfavorable es el coque de petróleo en los sistemas IGCC, ya que la inversión requerida por una central de este estilo es elevada, al igual que los costos de generación y precio del combustible.

En la Figura 7.61, se presenta la comparación del quinto (5), sexto (6), onceavo (11) y doceavo (12) experto. Donde se destaca el uso de gas natural en los ciclos simples con turbinas a gas como la mejor opción de generación desde el punto de vista económico, debido principalmente a que los expertos consideran que un solo sistema exhibe menores gastos de OPEX que la unión de los mismos en un ciclo combinado.

El quinto (5) experto reconoce la superioridad económica de las fuentes de energía convencionales sobre las alternativas. Sin embargo, respecto al sexto (6), onceavo (11) y doceavo (12) encuestado, estos consideran como segunda mejor opción de generación, la energía hidroeléctrica por encima del uso de gas natural en los ciclos combinados, ya que esta es favorable en relación al precio de combustible el cual es el segundo subcriterio de mayor importancia para los expertos de este grupo.

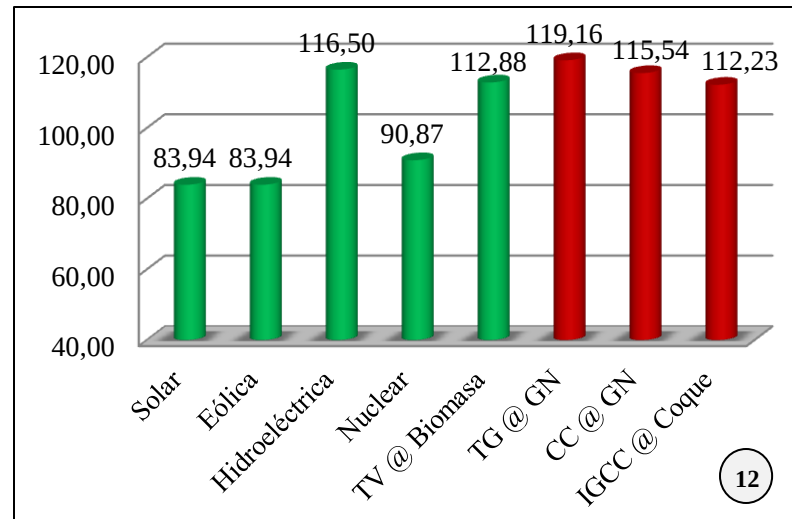
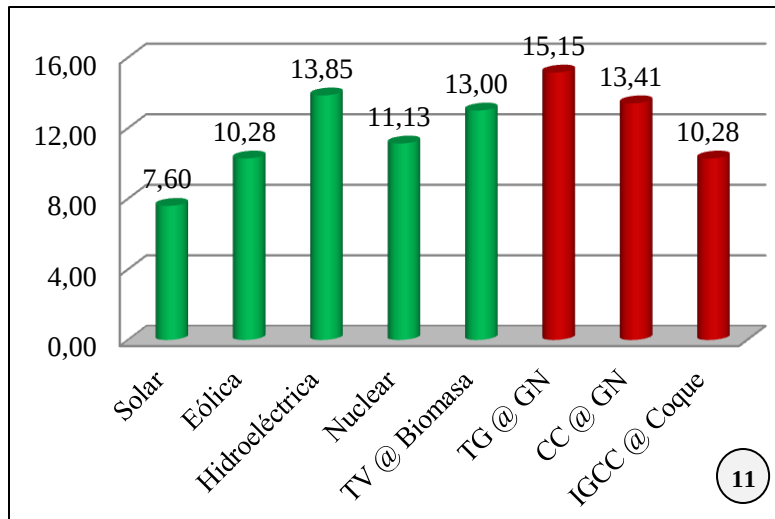
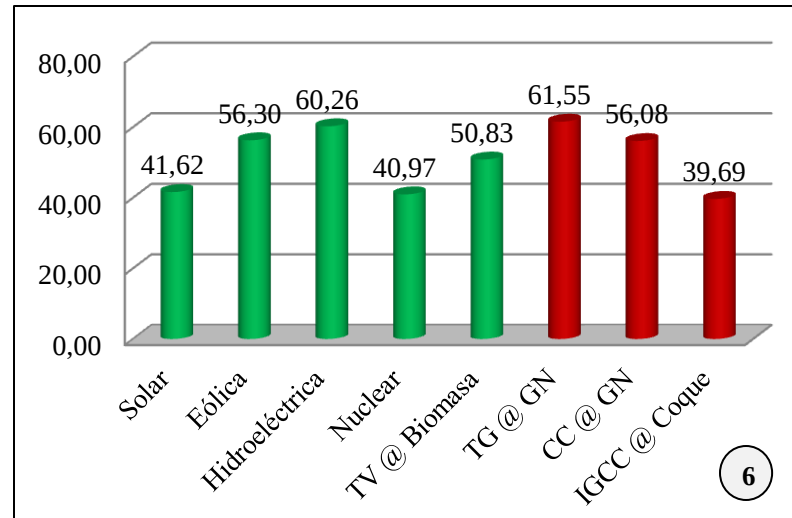
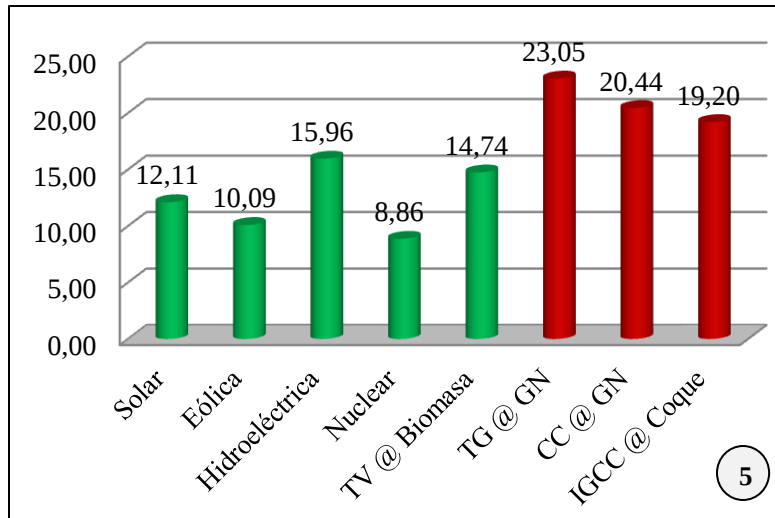


Figura 7.61. Evaluación económica de las fuentes de energía según los expertos N°: 5, 6, 11 y 12.

Se destaca como la fuente menos favorable, la energía nuclear para el quinto (5) y sexto (6) experto, ya que bajo sus criterios esta presenta altos costos de inversión y OPEX. Así mismo, es necesario tratar y acondicionar el combustible, lo cual implica gastos considerables que representan una desventaja frente a fuentes tales como: la energía solar, eólica e hidroeléctrica, en las cuales se ahorran gastos de este tipo. Por el contrario, el onceavo (11) y doceavo (12) encuestado favorecen la energía nuclear sobre la fotovoltaica y eólica, puesto que si bien se encuentra en desventaja por los altos costos de OPEX y por los gastos en combustible, la inversión (el cual es el subcriterio más importante para todos los expertos de este grupo) es menor si se tienen en cuenta la capacidad instalada y de generación que por lo general poseen estas centrales (ver matriz de datos). Es por ello, que estos últimos consideran que las energías solar y eólica no son competentes respecto a las fuentes propuestas en esta sección.

Por su parte el sexto (6) experto considera económicamente más rentable la energía eólica sobre el uso de gas natural en los ciclos combinados, debido principalmente a que se excluyen los gastos de compra de combustible. Así mismo, el uso de coque de petróleo en los sistemas IGCC representa la opción menos favorable para este experto de entre todas las fuentes planteadas, ya que los costos de inversión y generación son elevados, al igual que el precio del combustible.

7.2.3 Comparación ambiental

En la Figura 7.62, se observan los resultados de las evaluaciones ambientales del segundo (2), cuarto (4), séptimo (7) y octavo (8) experto, los cuales mantienen una misma tendencia y en términos generales las fuentes alternativas predominan sobre las convencionales, entre las cuales el gas natural en los ciclos combinados prevalece sobre los ciclos simples y el uso de coque en los sistemas IGCC.

Los expertos consideran que el subcriterio ambiental de mayor peso son las emisiones de CO₂. Sin embargo, en la valoración de este parámetro no establecieron diferencia entre las opciones convencionales. Por ende, los resultados finales fueron definidos

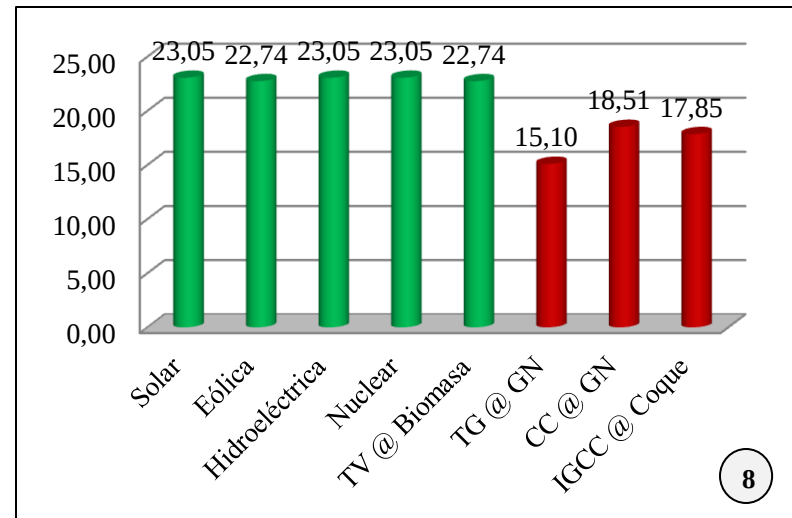
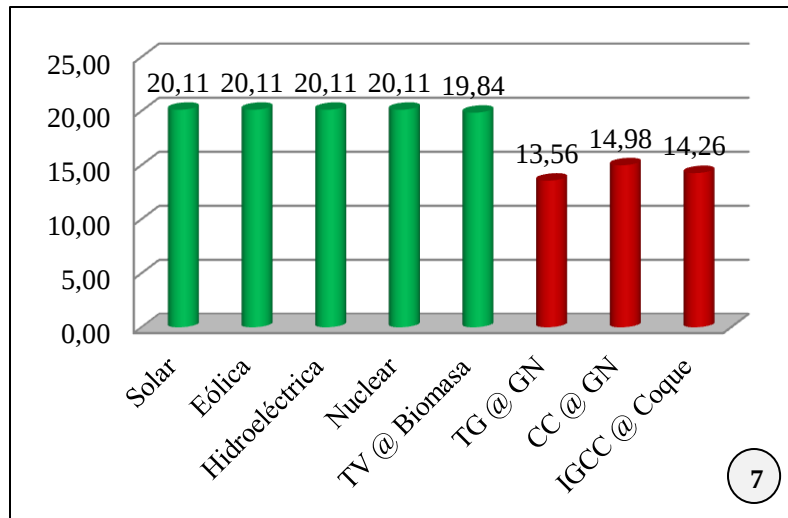
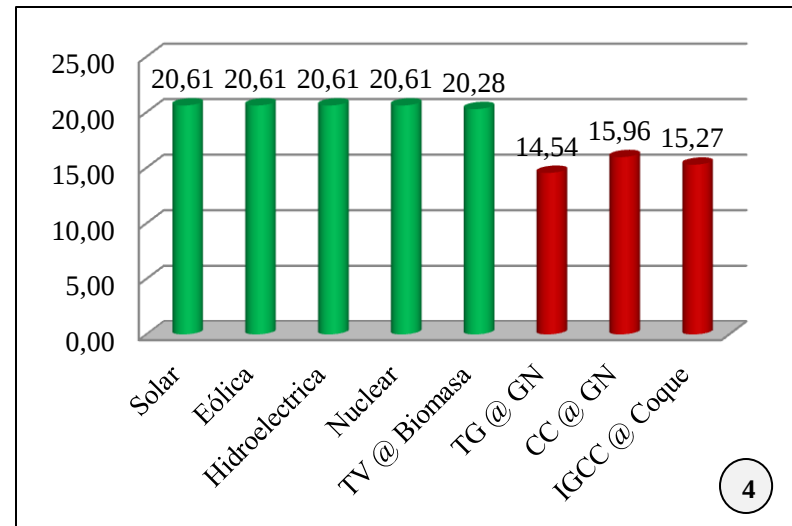
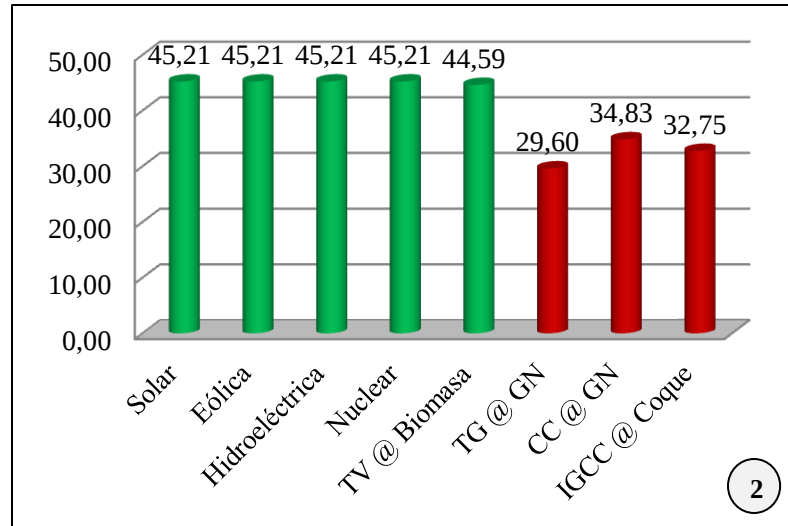


Figura 7.62. Evaluación ambiental de las fuentes de energía según los expertos N°: 2, 4, 7 y 8.

a partir del puntaje concedido a los subcriterios correspondientes a las emisiones de CO y NO₂, los cuales son de gran importancia para cada encuestado y en estos el coque de petróleo presenta ventaja sobre el gas natural en los ciclos simples, según la información expuesta en la matriz de datos. De allí que en cada una de las gráficas mostradas en la Figura 7.62 se proyecta al coque de petróleo como la segunda mejor opción entre las fuentes convencionales.

Por su parte, para el primer (1) y onceavo (11) experto cuyos resultados se muestran en la Figura 7.63, la mejor alternativa desde el punto de vista ambiental es la energía solar, seguida de la biomasa y la eólica (para el primero). Sin embargo, el sexto (6) encuestado considera favorable la energía de la biomasa por encima del resto de las alternativas planteadas en esta sección, debido a que este considera que el impacto generado por la misma no es significativo en relación al producido por la energía hidroeléctrica y nuclear, debido a que la primera afecta ampliamente la fauna, suelo y animales en el entorno donde se construye, mientras que la segunda deteriora las condiciones del suelo, ya que los desechos radiactivos generados a raíz de esta energía, se almacenan en espacios especialmente dispuestos en el subsuelo para contenerlos por miles de años, con el fin de que no afecten el entorno humano. De allí, que en la valoración del subcriterio: Impacto (el más importante para los expertos de este grupo), estas opciones no resultaran bien posicionadas.

No obstante, es de destacar que para el primer (1) y onceavo (11) experto, los beneficios ambientales de la energía eólica son superiores a los de la hidroeléctrica y nuclear. Sin embargo, el sexto (6) considera que dichas fuentes involucran impactos similares, ya que en el caso de la energía eólica, las aves tienden a colisionar contra los aerogeneradores, lo cual conduce a la muerte de los mismos. Igualmente, la sociedad ha manifestado que el impacto visual de estos equipos en el paisaje debe ser tomado en cuenta.

Con base en los resultados del primer (1) y sexto (6) experto, el gas natural a través de los ciclos simples con turbinas a gas representa una buena alternativa frente al resto de las fuentes convencionales propuestas, debido a que consideran que el

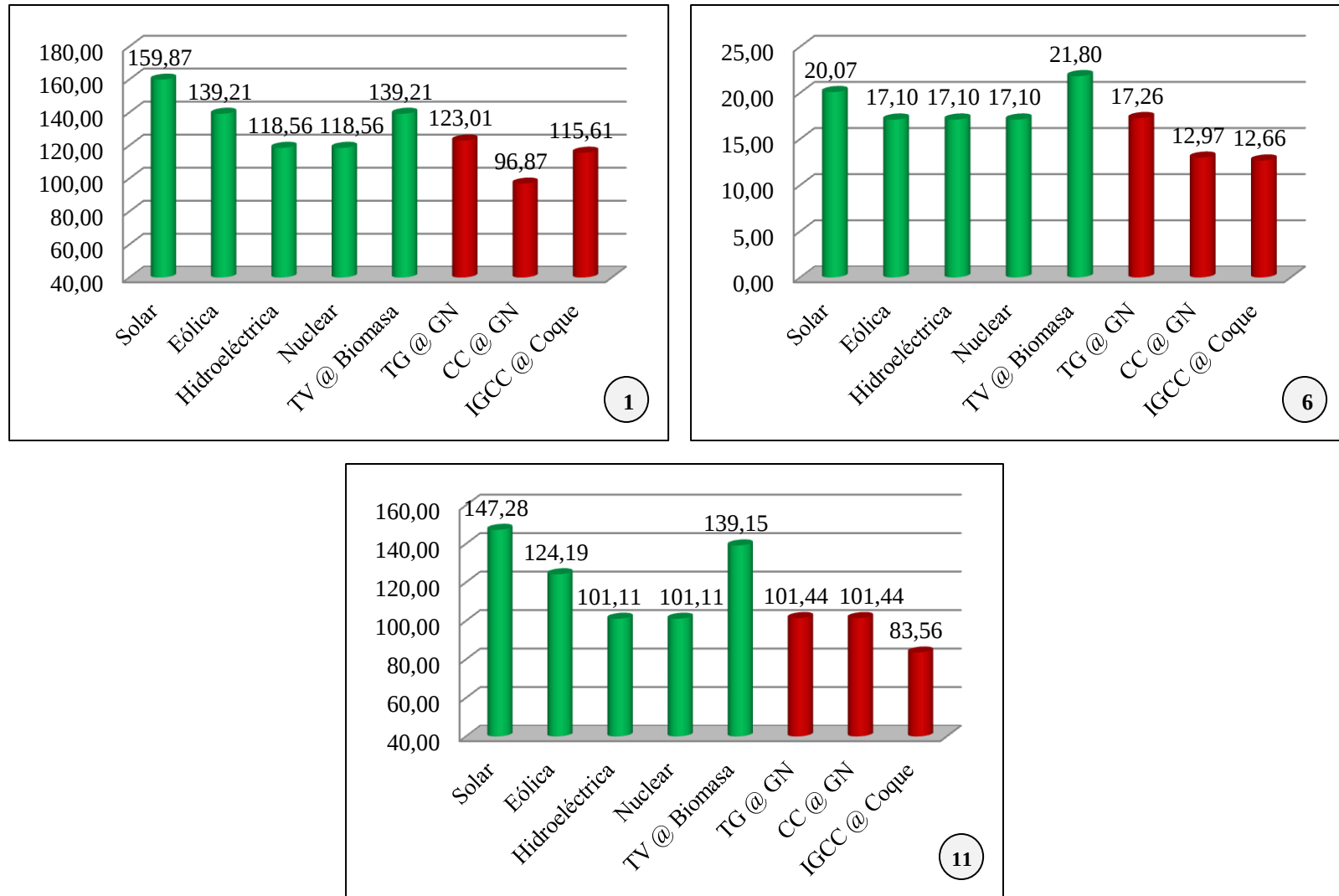


Figura 7.63. Evaluación ambiental de las fuentes de energía según los expertos N°: 1, 6 y 11.

impacto ambiental generado por estos ciclos no es elevado, al igual que las emisiones de NO₂ y partículas, los cuales son subcriterios ambientales relevantes para ambos expertos y por tanto la valoración de estos marco la tendencia final.

Respecto al sexto (6) y onceavo (11) experto se observa que en las fuentes convencionales prevalece el gas natural en los ciclos combinados sobre el coque de petróleo en los sistemas IGCC, debido a que en estos las emisiones de CO₂, SO₂ y partículas son menores (ver Matriz de Datos). Caso contrario ocurre con el primer (1) experto el cual tomó en cuenta la ventaja que tiene el uso de coque en relación a las emisiones de CO. Este último se encuentra entre los subcriterios de mayor importancia para el mismo.

En la Figura 7.64 se presentan los resultados de las evaluaciones ambientales correspondientes al quinto (5), décimo (10) y doceavo (12) experto, donde en términos generales prevalecen las fuentes alternativas sobre las convencionales. No obstante, para el doceavo (12) encuestado el uso gas natural en los ciclos simples con turbinas a gas constituye la segunda mejor opción desde el punto de vista ambiental teniendo en cuenta todas las fuentes de energía propuestas, puesto que para este los subcriterios ambientales de mayor importancia son el impacto generado y las emisiones de partículas, en los cuales esta tecnología presenta ventaja.

De las evaluaciones planteadas en la Figura 7.64 la alternativa de mejor proyección ambiental es la energía solar, puesto que los expertos consideran que la misma no atañe un mayor impacto ambiental que el producido en la preparación del terreno e instalación de los equipos de generación.

El uso de gas natural a través de los ciclos simples con turbinas a gas se destaca como la mejor opción entre las fuentes convencionales para el décimo (10) y doceavo (12) encuestado, mientras que, para el quinto (5) el coque de petróleo es la opción más favorable, ya que a pesar de generar altas cantidades de CO₂, no emite partículas a la atmósfera. Este último es uno de los subcriterios ambientales de mayor importancia para este experto.

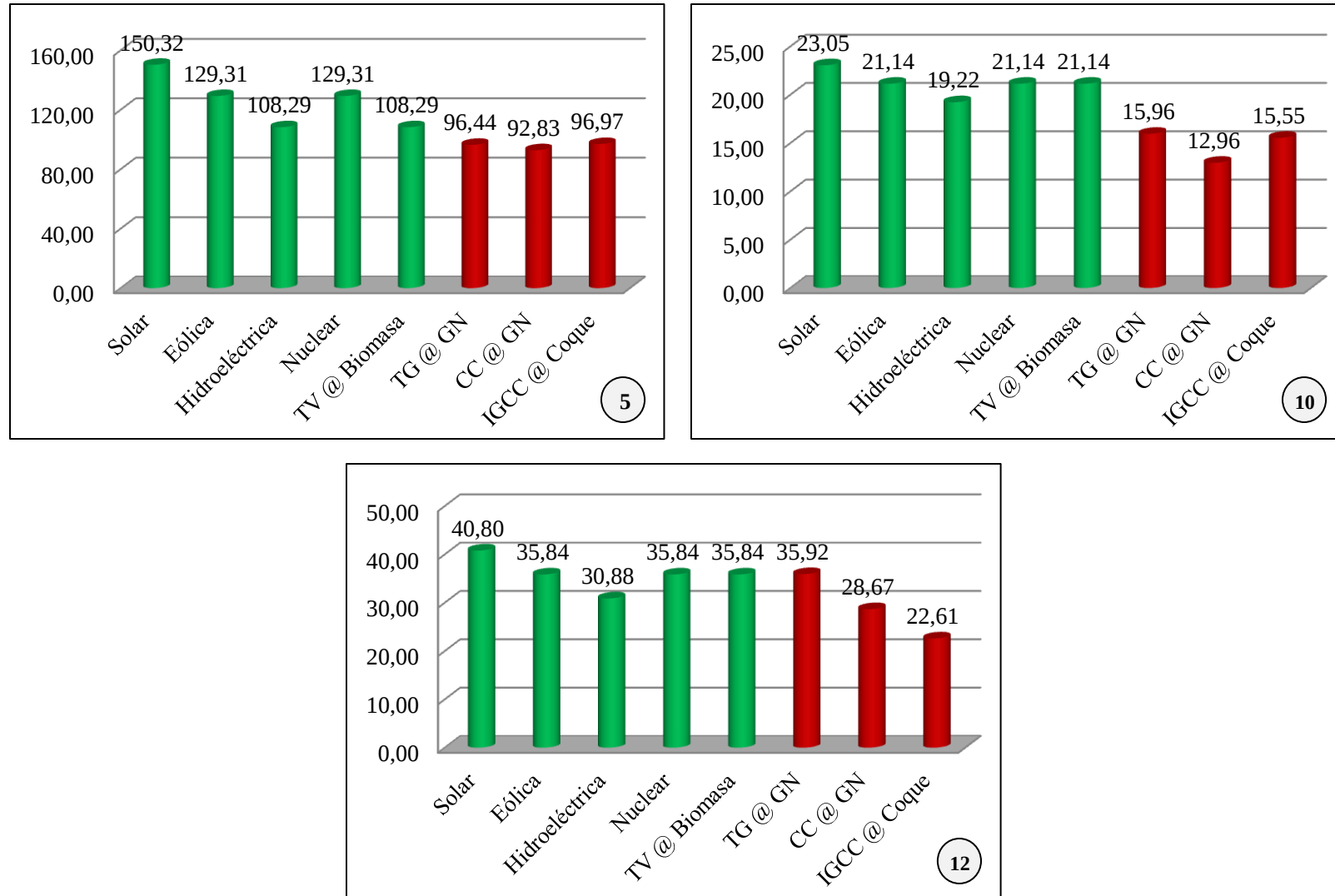


Figura 7.64. Evaluación ambiental de las fuentes de energía según los expertos N°: 5, 10 y 12.

Para el doceavo (12) experto la alternativa más desfavorable es el coque de petróleo aprovechado a través de los sistemas IGCC, debido a la gran cantidad de SO₂ y partículas que envía a la atmósfera, los cuales son parámetros fundamentales para este. No obstante, el quinto (5) y décimo (10) experto consideran que los ciclos combinados a gas natural son una opción menos relevante.

El subcriterio ambiental de mayor importancia para estos tres expertos es el impacto ambiental (ver ponderación de los subcriterios ambientales por experto en el CD anexo al presente TEG) en el cual la energía hidroeléctrica es desfavorable, motivo por el cual, se destaca en los gráficos como la alternativa menos relevante entre todas las fuentes de energías alternativas consideradas.

Los resultados obtenidos a raíz de las comparaciones ambientales realizadas por el noveno (9) y tercer (3) experto, son presentados en la Figura 7.65, en la cual se observa la misma tendencia en ambos gráficos, donde las fuentes alternativas se imponen sobre las convencionales. Sin embargo, el noveno (9) experto favorece ambientalmente la generación con gas natural en los ciclos combinados y simples (con turbinas a gas) sobre el uso de biomasa puesto que bajo su criterio, el impacto ambiental atribuido por esta fuente es superior al generado por los ciclos simples. El experto pudo haber considerado que los desechos (biomasa) producen enfermedades e incomodidades a las localidades en cuyas cercanías se construyen estas plantas.

En la Figura 7.65 se aprecia que en ambos casos la opción menos favorable es el sistema IGCC con coque de petróleo, esto se debe, a que el subcriterio ambiental de mayor importancia para el noveno (9) experto corresponde a las emisiones de CO₂, en el cual reconoce la amplia desventaja de este combustible frente al gas natural respecto a las emisiones del contaminante. Mientras que, para el tercer (3) experto, los criterios más relevantes son el impacto y las emisiones de SO₂ y de partículas en los que el coque presenta desventaja sobre el gas natural.

En ambos gráficos es posible apreciar que la biomasa es la opción menos favorable entre las fuentes alternativas, puesto que es la única cuya energía se genera a partir de un proceso de combustión y por ende emite gases tóxicos a la atmósfera.

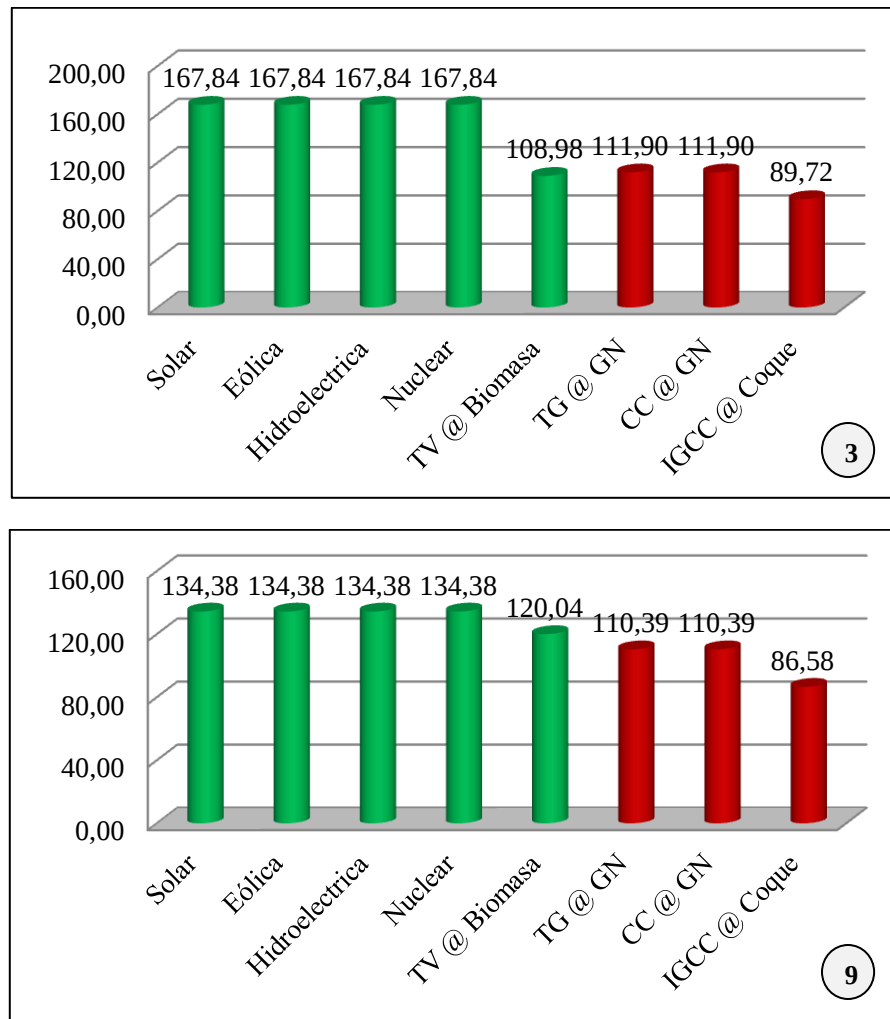


Figura 7.65. Evaluación ambiental de las fuentes de energía según los expertos N°: 3 y 9.

7.2.4 Comparación operacional

En las Figuras 7.66 y 7.67, se observan los gráficos correspondientes a las evaluaciones operacionales realizadas por el primero (1), segundo (2), tercero (3), cuarto (4), quinto (5), séptimo (7), noveno (9), décimo (10) y doceavo (12) experto, en los cuales se aprecia la misma tendencia en cada uno de ellos, donde, las fuentes de energía más favorables operacionalmente son la solar y eólica, puesto que, los expertos consideran que en las mismas no se requiere de grandes medidas de seguridad o incluso mantenimiento, ya que las unidades de generación son equipos sencillos que no representan gran complejidad operacional.

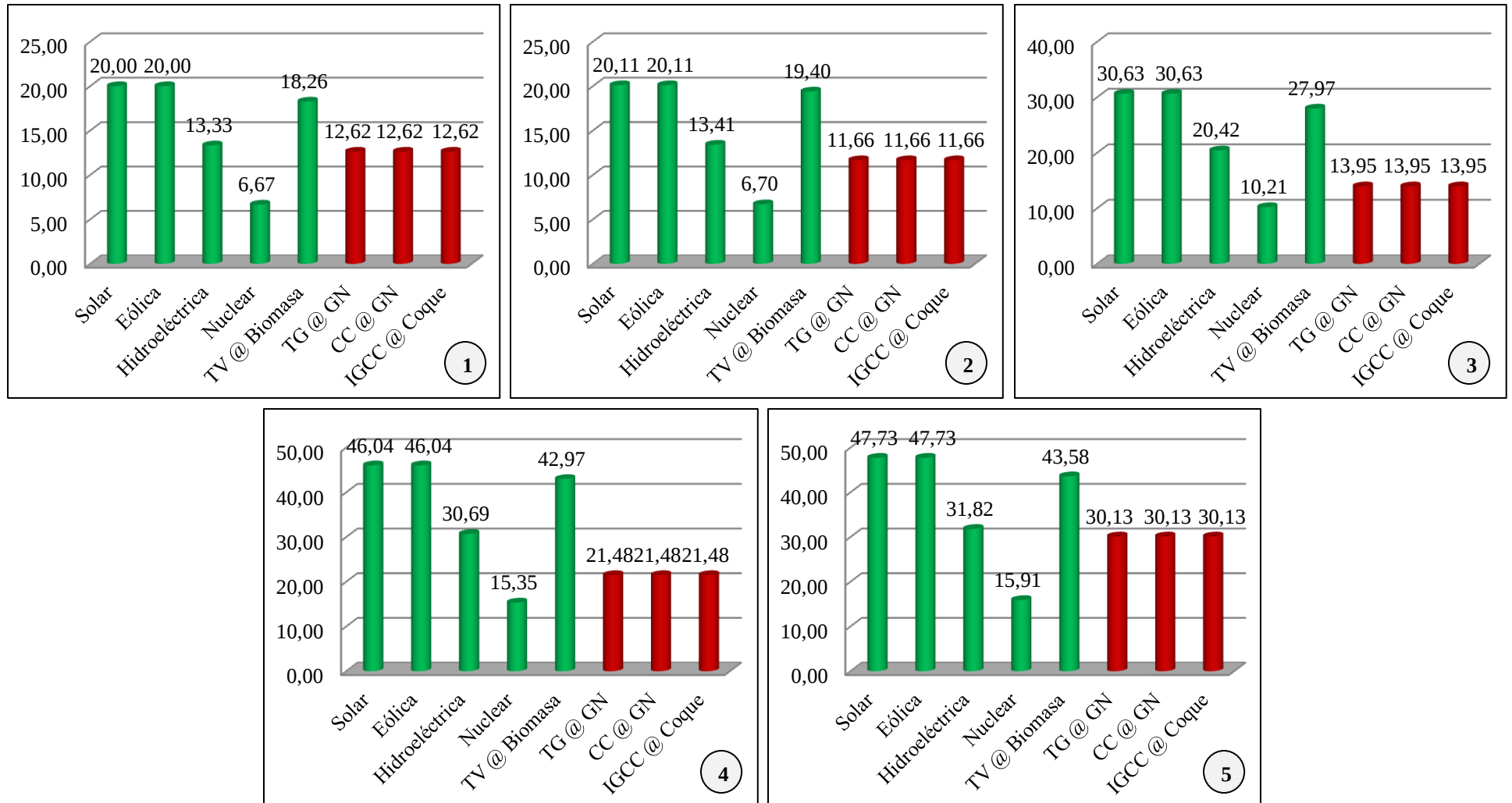


Figura 7.66. Evaluación operacional de las fuentes de energía según los expertos N°: 1, 2, 3, 4 y 5.

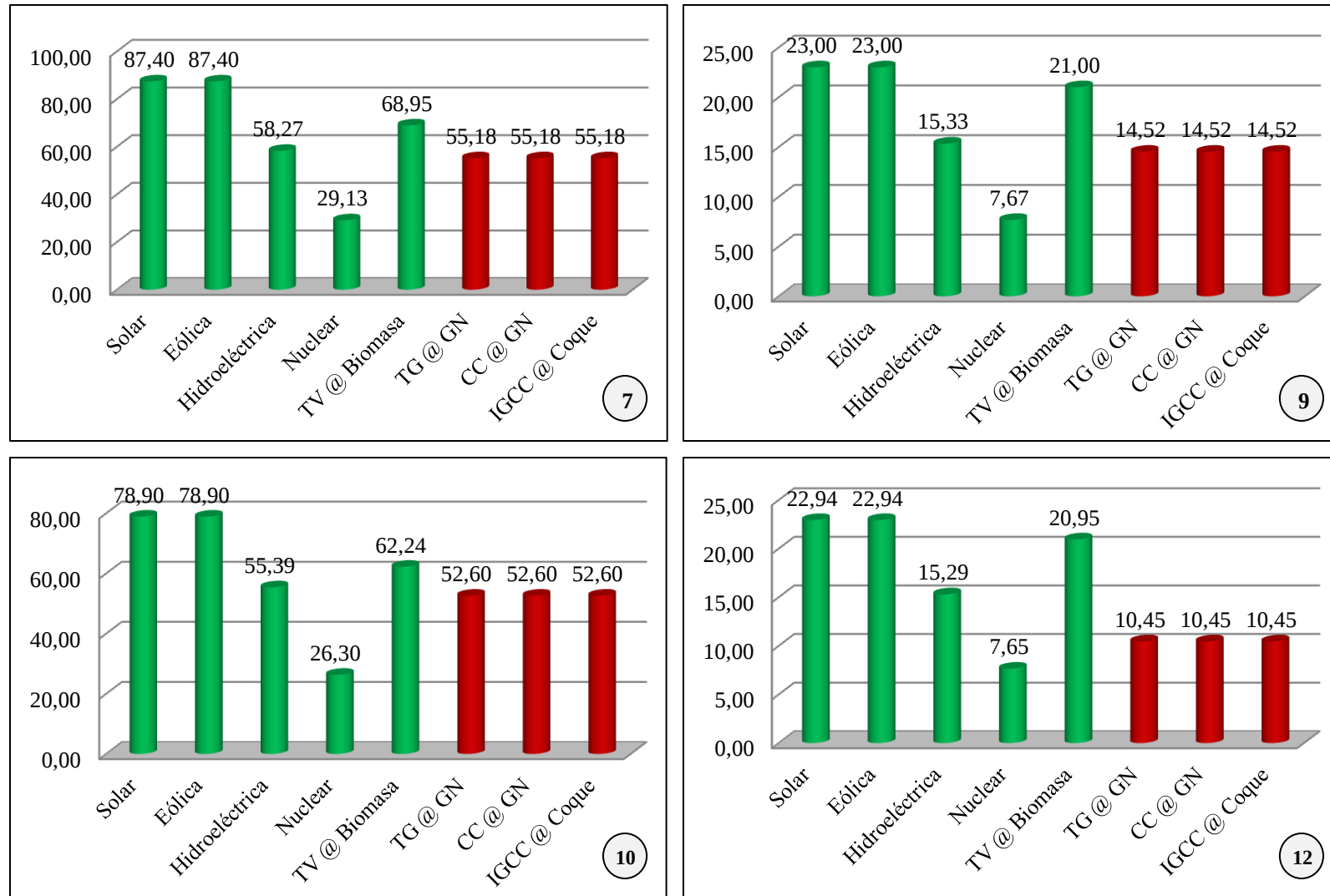


Figura 7.67. Evaluación operacional de las fuentes de energía según los expertos N°: 7, 9, 10 y 12.

Igualmente, la energía de la biomasa se produce bajo procesos sencillos, para los cuales no se necesita de mucho personal, ni medidas de seguridad complejas. Caso contrario, ocurre con la energía nuclear, la cual se aprecia las Figuras 7.66 y 7.67, como la alternativa menos favorable desde el punto de vista operacional para cada uno de los expertos. Esta requiere de medidas de seguridad extremas, incluso superiores a las aplicadas en centrales termoeléctricas, puesto que las condiciones de operación son complejas y altamente peligrosas.

Los procesos que se llevan a cabo en las centrales termoeléctricas son un poco más complejos que los vinculados a las energías solar, eólica y de biomasa, motivo por el cual en los gráficos mostrados en las Figuras 7.66 y 7.67, se aprecia la desventaja operacional de las fuentes de energías convencionales frente a las alternativas.

En la Figura 7.68, se muestran los resultados de las evaluaciones operacionales del sexto (6), octavo (8) y onceavo (11) experto, en los cuales se observa la misma tendencia presentada anteriormente respecto a las fuentes de energía alternativas. Sin embargo, se destacan diferencias en relación a las fuentes convencionales, donde, el sexto (6) experto considera que la mejor alternativa desde el punto de vista operacional de entre las fuentes convencionales está representada por los ciclos combinados con gas natural, seguido por los ciclos simples y los sistemas IGCC mediante los cuales se aprovecha el coque de petróleo. Este último representa la opción más desfavorable, puesto que las unidades de generación y procesos son más complejos y la cantidad de equipos involucrados que requieren de mantenimiento es superior.

En la Figura 7.68, se observa que el octavo (8) experto consideró el uso de coque de petróleo en los sistemas IGCC como la opción más favorable entre las convencionales, mientras que, el onceavo (11) experto apoya en este sentido el uso de gas natural en los ciclos combinados, ya que a pesar de que estos están constituidos por dos ciclos simples, operacionalmente la complejidad de los procesos se ve reducida, debido a que las pérdidas de energía son menores en estos sistemas.

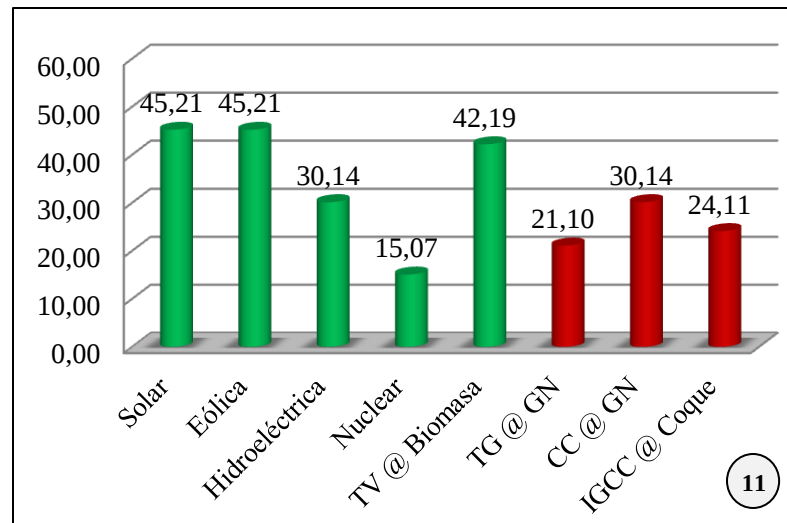
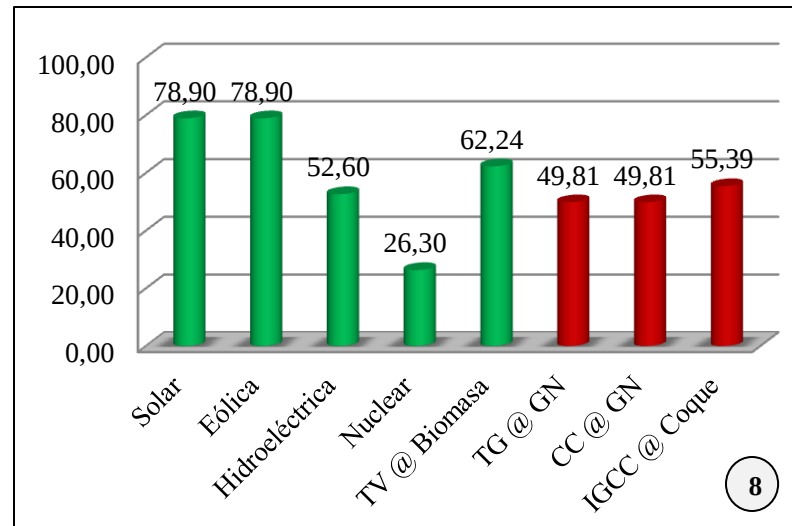
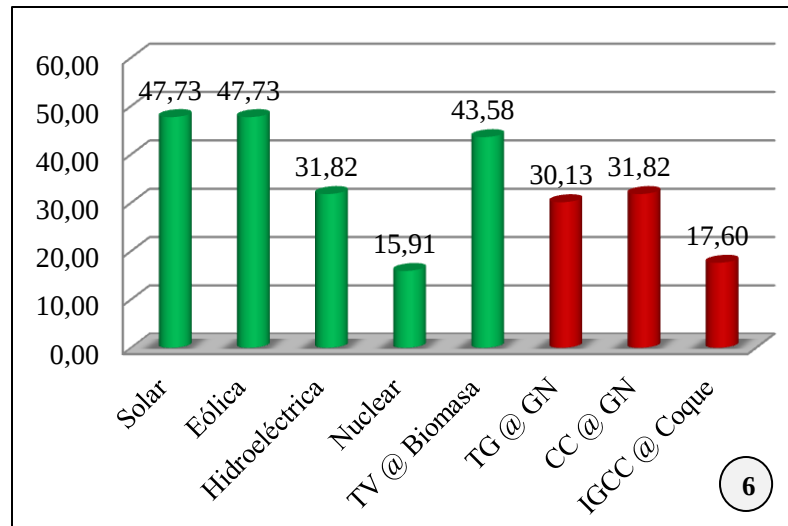


Figura 7.68. Evaluación operacional de las fuentes de energía según los expertos N°: 6, 8 y 11.

7.2.5 Resultados generales

Una vez presentados y discutidos los resultados de las evaluaciones técnicas, económicas, ambientales y operacionales de cada uno de los expertos respecto a las fuentes convencionales y alternativas de energía. Se integraron los datos con el fin de obtener la propuesta global de la mesa de trabajo, con base en la cual se harán deducciones acerca de los combustibles y alternativas de generación que permitirán fortalecer la matriz energética de Venezuela.

Al igual que en la comparación de las tecnologías termoeléctricas, la integración de los datos se llevo a cabo mediante el cálculo de la media geométrica de los valores totales correspondientes a las comparaciones técnicas, económicas, ambientales y operacionales de cada experto. Los resultados finales serán presentados y discutidos a continuación:

- Comparación técnica

En la Figura 7.69 se presenta la comparación general resultante de la integración de los valores técnicos de cada uno de los expertos, donde en términos generales se destacan las fuentes de energía convencionales frente a las alternativas, entre las cuales el combustible de mejor proyección desde el punto de vista técnico es el gas natural a través de los ciclos simples con turbinas a gas y los ciclos combinados. Así mismo, el uso de coque de petróleo en los sistemas IGCC se visualiza como una buena opción frente a las fuentes de energías alternativas. Esta tendencia coincide con las realizadas previamente por los expertos en sus respectivas evaluaciones técnicas, en las cuales favorecen el uso de ambos combustibles sobre el resto de las opciones planteadas.

Con respecto a las fuentes alternativas evaluadas, se destaca la energía hidroeléctrica y nuclear, tal y como se observó anteriormente en las comparaciones individuales. Sin embargo, en la Figura 7.69 se aprecia que la diferencia entre los valores correspondientes a dichas energías es muy reducida. Sin embargo, es posible observar que la energía nuclear predomina, debido principalmente a la capacidad de

generación de las centrales de este tipo y el elevado potencial de Uranio y Torio presente en Venezuela (ver Figura 6.3 en el Capítulo VI). Igualmente ocurre con la energía hidroeléctrica que a diferencia de la anterior es menos riesgosa, teniendo en cuenta la amplia experiencia que tiene nuestro país en el desarrollo de esta energía.

La tercera mejor opción entre las fuentes alternativas es la energía solar, debido a que se emplea una fuente natural inagotable como lo es el sol, cuya incidencia anual en nuestro país es elevada (ver Capítulo IV). Así mismo, las unidades de generación, que en este caso son paneles solares, presentan tiempos prolongados de vida útil, motivo por el cual los gastos en remplazo de unidades disminuyen.

Las fuentes alternativas más desfavorables son la energía eólica y la de biomasa, de las cuales esta última es la menos competente entre todas las opciones planteadas en esta sección. Este comportamiento se fundamenta en la escasa capacidad instalada y de generación que por lo general poseen las plantas que utilizan biomasa y el elevado consumo de combustible que requieren.

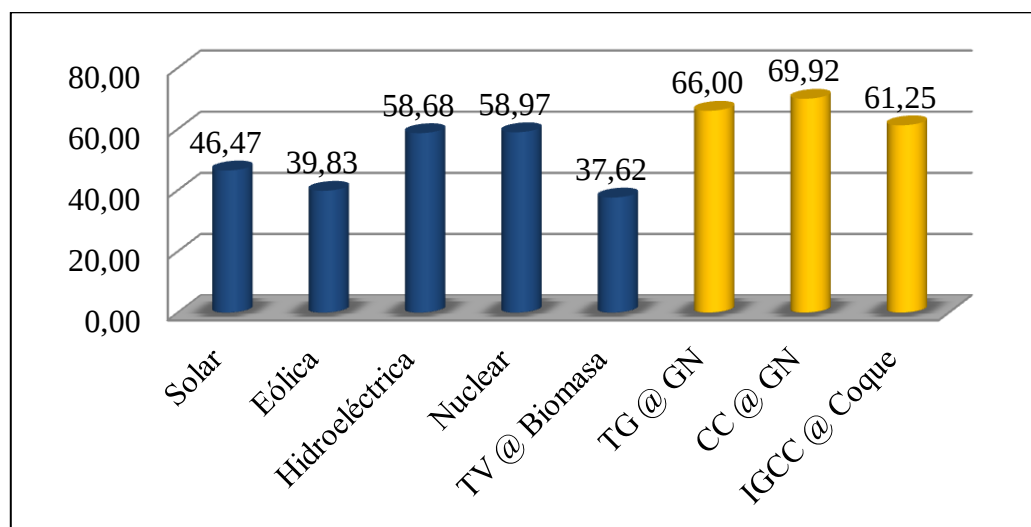


Figura 7.69. Evaluación técnica global de las fuentes de energía.

- Comparación económica

Los valores correspondientes a las comparaciones económicas realizadas anteriormente por cada uno de los expertos fueron integrados, con el fin obtener los

resultados finales que se muestran en la Figura 7.70, donde nuevamente el uso de gas natural a través de los ciclos simples con turbinas a gas y ciclos combinados representa la mejor opción. Esta tendencia era de esperarse, teniendo en cuenta que en las evaluaciones previas los expertos mostraron preferencia sobre el uso de este combustible.

Desde el punto de vista económico, la energía hidroeléctrica representa la tercera mejor opción, puesto que los costos de inversión y generación son considerablemente bajos, teniendo en cuenta la capacidad instalada y de generación que usualmente presentan este tipo de centrales. Por el contrario, las plantas nucleares a pesar de ser bastante atractivas desde el punto de vista técnico, por la gran cantidad de energía que son capaces de generar, no resultan competentes económicamente. De allí que en la Figura 7.70 se destaca como una de las opciones menos favorables junto con la energía solar.

En conjunto, los expertos consideran que la energía solar está asociada a altos costos de inversión, generación y OPEX, los cuales no van acorde con la capacidad de generación de una central fotovoltaica común, la cual es bastante reducida.

La energía eólica al igual que la solar presenta altos costos de inversión. Sin embargo, estos son mitigados en parte por la cantidad considerable de energía que es posible obtener de los parques eólicos.

La segunda mejor opción entre las fuentes alternativas es la biomasa, que en la Figura 7.70 se observa incluso superior a la energía eólica y nuclear, debido a que, a pesar de los altos costos de inversión que presenta, los gastos de OPEX, generación y combustibles son relativamente bajos y puede ser una solución para mitigar los inconvenientes respecto al tratamiento de los residuos en las principales ciudades del país.

Por su parte, el uso de coque de petróleo en los sistemas IGCC igualmente constituye una buena opción de generación. Sin embargo, la energía hidroeléctrica se proyecta superior, ya que estos sistemas están vinculados a moderados costos de inversión, y a

pesar de que el precio del coque es bajo en comparación al de otros combustibles fósiles, en este caso, es considerado elevado, teniendo en cuenta que algunas de las tecnologías propuestas en esta sección emplean como combustibles fuentes naturales no comercializadas y otros presentan precios sumamente bajos, incluso inferiores al del gas natural.

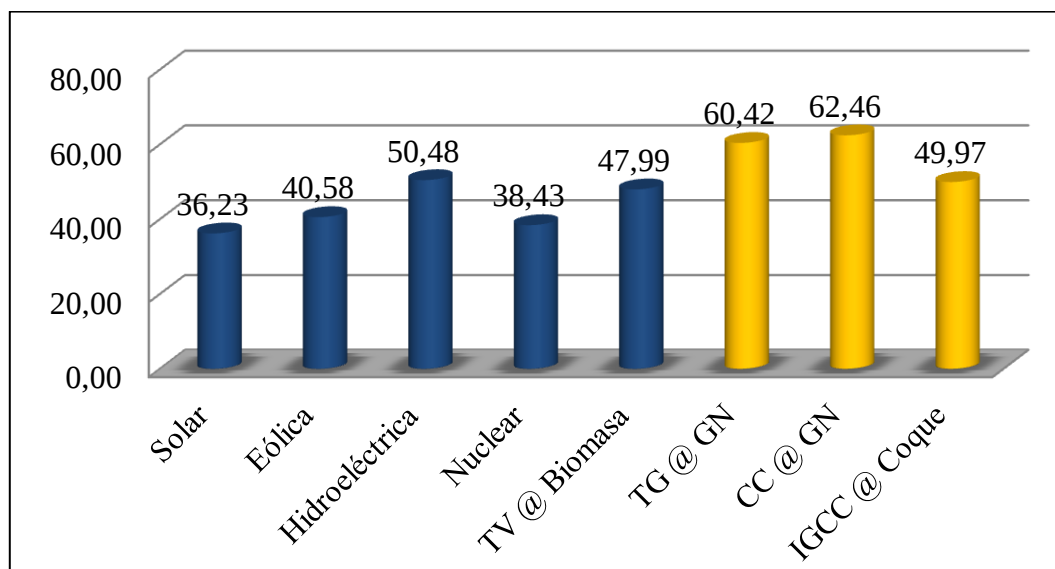


Figura 7.70. Evaluación económica global de las fuentes de energía.

- Comparación ambiental

En la Figura 7.71 se presenta la comparación ambiental general de las fuentes de energías convencionales y alternativas, donde al igual que en las evaluaciones realizadas y discutidas previamente, las alternativas predominan sobre las convencionales.

Se destacan ligeras diferencias entre las fuentes alternativas, que proyectan a la energía solar como la más atractiva desde el punto de vista ambiental, puesto que como se mencionó anteriormente, más allá del impacto ocasionado en la preparación del terreno, no afecta en gran medida al medio ambiente, ya que los equipos producen la energía sin emitir contaminantes a la atmósfera, ni ocasionar daños en el entorno animal, natural y humano. De igual manera, ocurre con la energía eólica la cual no

contamina al ambiente, pero induce a la muerte de animales al colisionar estos contra los álabes de aerogeneradores.

Por su parte la energía nuclear se presenta en la Figura 7.71 como la tercera opción de mejor proyección ambiental, ya que a pesar de que emite vapor de agua a la atmosfera, el impacto generado a raíz de este no se compara con el de contaminantes tales como; CO, CO₂, SO₂, NO₂ y partículas. No obstante, como se mencionó anteriormente, esta energía afecta ligeramente el suelo, puesto que en su interior se almacenan los desechos radiactivos por miles de años.

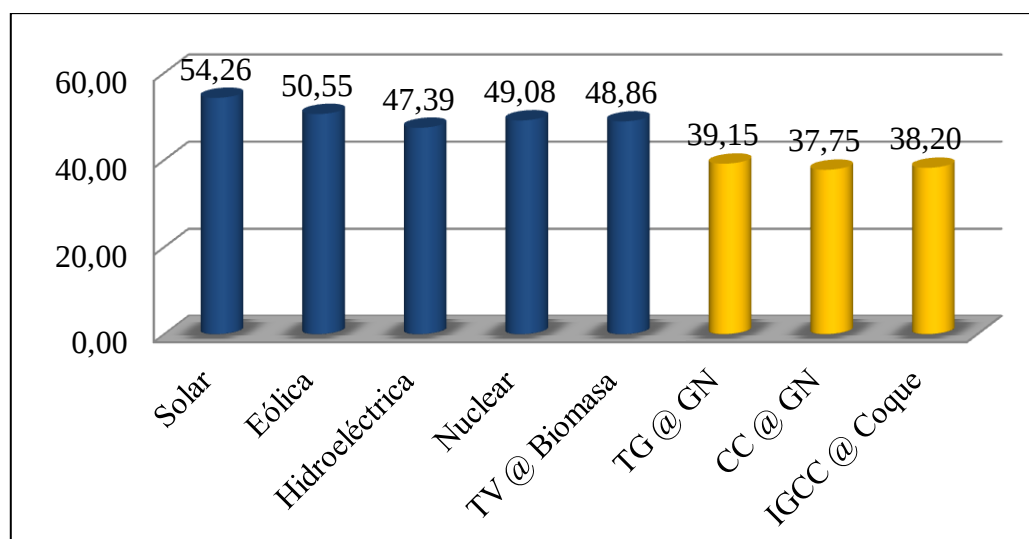


Figura 7.71. Evaluación ambiental general de las fuentes de energía.

En conjunto los expertos consideran que las fuentes alternativas de mayor impacto ambiental son la energía hidroeléctrica y de biomasa. La primera contribuye con la destrucción de numerosos ecosistemas, durante su construcción y a lo largo de su operación ocasionan daños a la flora, fauna, vida vegetal y animal presente en sus adyacencias. Mientras que la segunda, es la única energía alternativa que emite contaminantes a la atmósfera, a raíz del proceso de combustión.

Respecto a las fuentes de energías convencionales, en el gráfico no se observa gran diferencia entre las opciones. Sin embargo, se aprecia el uso de gas natural en las turbinas a gas como la opción más favorable, seguido del uso de coque en los

sistemas IGCC y los ciclos combinados a gas natural. Estas tecnologías podrían complementarse con sistemas de remoción de contaminantes que permitirían reducir considerablemente las emisiones de gases tóxicos y partículas generados a partir de la quema de los combustibles fósiles.

- Comparación operacional

En la Figura 7.72 se muestra la comparación operacional de las fuentes de energía, donde las opciones de menor complejidad operacional son la energía solar y eólica frente al resto de las fuentes de energías propuestas.

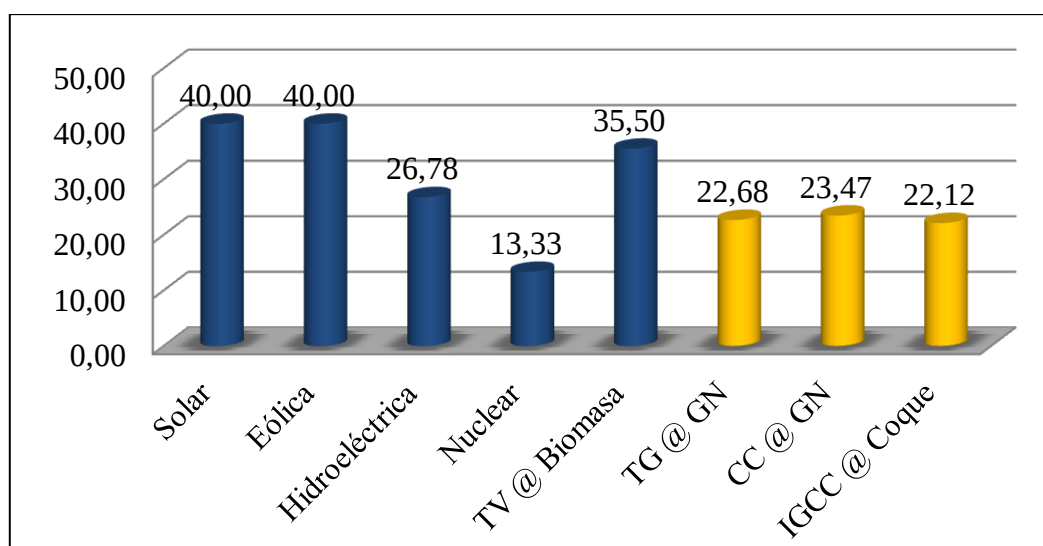


Figura 7.72. Evaluación operacional general de las fuentes de energía.

La biomasa igualmente se asocia a procesos simples en la producción de energía, por ende representa la segunda mejor opción. No obstante, las energías hidroeléctrica y nuclear se fundamentan en procesos complejos para la generación, más aún en el caso de la nuclear, donde algún desperfecto o falta de mantenimiento en las unidades podría ser determinante tanto para el personal que labora en la planta como para el entorno que rodea la misma. Es por ello, que las medidas de seguridad requeridas en estas centrales son extremas en comparación a las de cualquier otra fuente de energía.

En la Figura 7.72 se observa que las alternativas convencionales presentan valores similares. Sin embargo, es posible observar que el sistema IGCC es el menos destacado, ya que se requiere de mayor seguridad y mantenimiento en sus instalaciones, por el gran número de unidades de generación y complejidad de los procesos asociados a la misma.

- Comparación global

Los resultados globales dependen ampliamente de la ponderación que cada uno de los expertos le concedió a los criterios globales de evaluación, los cuales fueron integrados y sintetizados en el gráfico presente en la Figura 7.73, donde se observa que los aspectos técnicos son los más importantes para los encuestados en un 26%, seguido de los económicos en un 24% y los ambientales y operacionales con 18% y 13% respectivamente. Se deduce entonces, que el resultado final fue determinado por las evaluaciones técnicas y económicas realizadas previamente y expuestas en las Figuras 7.69 y 7.70.

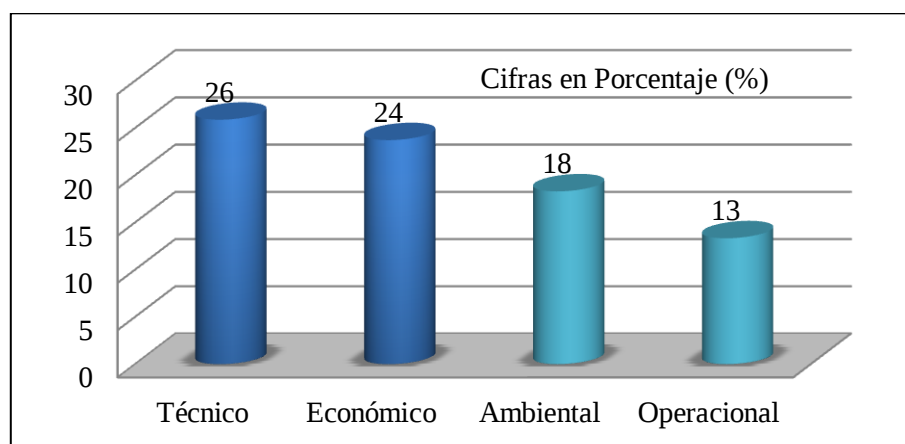


Figura 7.73. Ponderación general de los criterios globales para la comparación de fuentes de energía.

En la Figura 7.74, se observa la evaluación global de las fuentes de energías convencionales frente a las alternativas, donde el combustible de mejor proyección para la generación de energía es el gas natural a través de los ciclos combinados y los ciclos simples con turbinas a gas. Sin embargo, este resultado era de esperarse, ya que

cada uno de los miembros de la mesa de trabajo coincide en que técnica y económicamente la mejor alternativa es el gas natural y puesto que estos son los criterios de mayor importancia, la tendencia final como se mencionó anteriormente fue establecida a partir de ellos. Cabe destacar, que a pesar de que este combustible no haya sido favorecido en la parte ambiental, esto no implica que el impacto generado a raíz de su uso sea relevante, ya que entre los combustibles fósiles este es el menos contaminante.

La energía hidroeléctrica representa la tercera mejor alternativa en el gráfico por encima incluso de los sistemas IGCC con coque. Esta tendencia se fundamenta en la eficiencia técnica y rentabilidad económica de esta fuente, puesto que las centrales hidroeléctricas tienen la capacidad de generar grandes cantidades de energía que pueden ser incluso superiores a las de termoeléctricas. Es por ello, que los gastos de inversión vinculados a la misma son elevados. No obstante, algunos expertos consideran que el potencial de esta energía ha disminuido por el amplio desarrollo hidroeléctrico que tiene nuestro país.

Es importante destacar que las fuentes de energía de mejor proyección en el gráfico mostrado en la Figura 7.74, son precisamente aquellas que constituyen la matriz energética venezolana, por lo cual, aparte de expandir la misma a través de la generación con gas natural, es importante considerar otras fuentes. En este sentido, la evaluación propone el desarrollo de la energía solar fotovoltaica a gran escala, ya que a pesar de estar asociada a elevados costos de OPEX, generación e inversión, resulta eficiente técnica y ambientalmente. Además la disponibilidad del recurso no se encuentra limitada por operaciones comerciales y gubernamentales.

En los sistemas IGCC el coque de petróleo predomina frente a la energía eólica, nuclear y de biomasa. El desarrollo de estos sistemas en Venezuela permitirá ampliar nuestro conocimiento respecto a los mismos y en un futuro poder aprovechar otros combustibles a través de ellos. De la misma manera, se podrá obtener energía a partir del coque, el cual es un producto derivado del petróleo que se obtiene en los complejos de refinación y mejoradores de crudo pesado del país. Además teniendo en

cuenta que en los próximos años el potencial de coque en Venezuela se incrementará a raíz de la explotación del crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco, el uso del mismo en el sector energético nacional debería ser considerado.

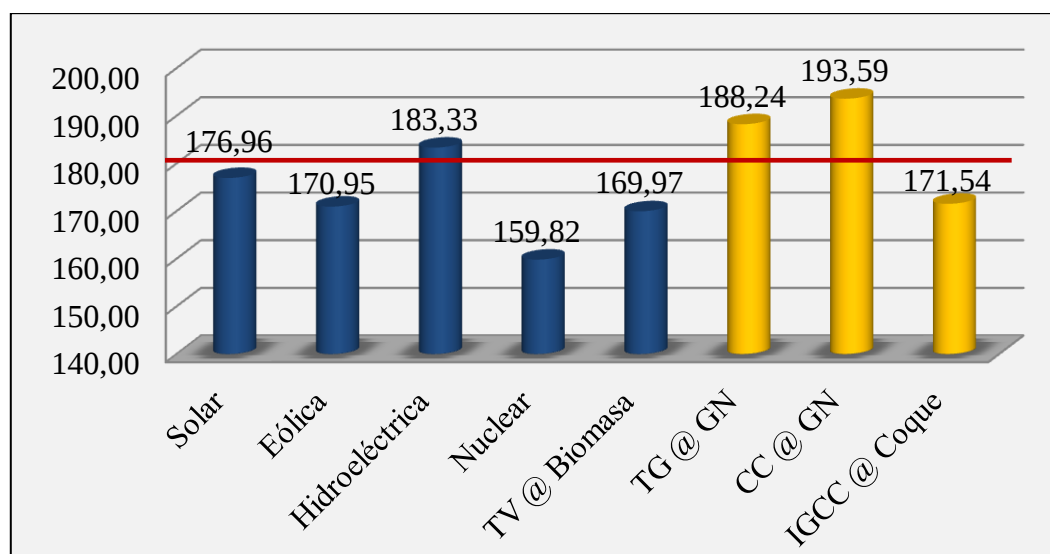


Figura 7.74. Evaluación global de las fuentes de energía.

En la Figura 7.74 se observa que los valores correspondientes a la energía eólica y de biomasa son bastante similares. Sin embargo, la primera se proyecta positivamente, puesto que, si bien económicamente no presenta una amplia ventaja, técnica y ambientalmente es favorable. Además representa una opción de generación distinta a las actualmente desarrolladas en el país.

Por su parte, la energía nuclear es la fuente más desfavorable entre las propuestas en este estudio, ya que a pesar de haber sido destacada en la comparación técnica expuesta en la Figura 7.69 junto con la energía hidroeléctrica, esta no resulta competente económicamente (ver Figura 7.70), por ser una de las fuentes de energía que demanda mayores gastos de inversión, OPEX y generación (ver matriz de datos).

7.3 JERARQUIZACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Mediante el método AHP se compararon los combustibles: gas natural, gasoil, fueloil, coque de petróleo y carbón, a través de los siguientes parámetros de evaluación: potencial, poder calorífico, costo de combustible y emisiones de CO, CO₂, SO₂ y NO₂ (definidos en el Capítulo VI), con el fin de jerarquizarlos de acuerdo a su potencial para la generación de energía. Un panel constituido por diez (10) expertos valoró los criterios en relación a los combustibles fósiles, haciendo uso de la matriz de datos y de su propio conocimiento.

En la Figura 7.75 se observa la jerarquización de los combustibles a partir de la valoración de los expertos, donde el gas natural representa la mejor opción, ya que el parámetro más importante corresponde al potencial del combustible en nuestro país, respecto al cual, el gas natural presenta una amplia ventaja sobre el resto de los combustibles, siendo las reservas probadas de aproximadamente 32.634 MMBEP (PDVSA, 2011).

En segunda posición encontramos al gasoil, el cual presenta una amplia ventaja asociada al precio del mismo en el mercado interno. Sin embargo, tal y como se ha mencionado anteriormente, el uso de este combustible para la generación eléctrica no es rentable, puesto que está altamente regulado para su consumo interno y la remuneración es mínima teniendo en cuenta los actuales precios de la electricidad en nuestro país. De allí que este al igual que el fueloil, serían mejor aprovechados si únicamente se comercializarán como productos de exportación, ya que los precios de estos combustibles son elevados en el mercado exterior.

En tercer lugar encontramos al coque de petróleo, debido principalmente a la abundante cantidad disponible de este combustible. No obstante, su precio es ligeramente mayor al del fueloil, gasoil y gas natural en el mercado interno.

Seguidamente se encuentra el fueloil y el carbón con un 15% cada uno. Las desventajas de estos radican en el impacto ambiental que generan mediante las

emisiones de gases tóxicos a la atmósfera, el cual es superior al producido por el gas natural, gasoil, y coque de petróleo según la información contenida en la matriz de datos. Así mismo, el precio del carbón es el más elevado entre los combustibles fósiles y su poder calorífico es uno de los más bajos entre las opciones propuestas, por ende al ser empleado en las termoeléctricas el consumo de combustible se incrementa. Además este es extraído por minería, actividad que impacta negativamente al medio ambiente.

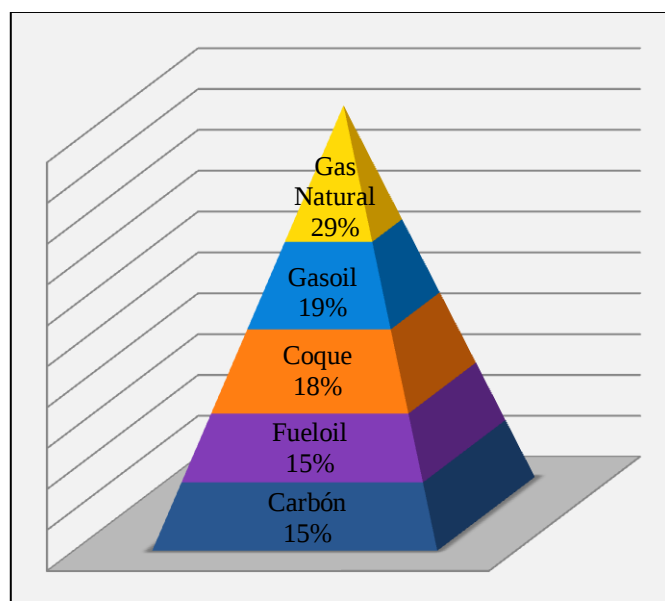


Figura 7.75. Jerarquización de los combustibles fósiles.

CAPÍTULO VIII

CASO ESTUDIO: POTENCIAL GASÍFERO DE UN CAMPO PETROLERO PARA SATISFACER LAS NECESIDADES DE ENERGÍA DE UNA POBLACIÓN CERCANA

En el Capítulo anterior, se determinó que el gas natural es el combustible ideal para impulsar el sector energético nacional. Es por ello, que en el presente Capítulo se desarrollará un caso estudio, en el cual se pretende evaluar la viabilidad técnica del uso de gas natural (producido a través de seis pozos que drenan dos yacimientos de gas condensado) en un período de tiempo de 25 años, para alimentar una planta termoeléctrica que permitirá abastecer de energía a una localidad cercana a la misma.

Es importante destacar que los nombres reales del campo, yacimientos y pozos no serán revelados ya que es información confidencial de estricta competencia de la empresa PDVSA, por lo que en adelante el campo será identificado con el seudónimo “CS” y los yacimientos con los nombres “U1-1” y “U1-2” respectivamente.

8.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo “CS” se encuentra ubicado en la zona Sur Central del lago de Maracaibo, donde abarca un área de aproximadamente 517 Km². Este comprende yacimientos de las calizas cretácicas con producción de condensado natural de gravedad API entre 43,7° y 46° (PDVSA INTEVEP, 1997).

Actualmente el campo cuenta con 13 pozos de los cuales únicamente seis (6) se encuentran activos y distribuidos en dos yacimientos: U1-1 con cinco (5) pozos activos y U1-2 con un (1) pozo activo. La producción promedio de gas en el campo es de 70,2 MMPCN y las reservas remanentes para el año 2012 se ubican en 1,10 BPC de gas y 115,7 MMBN de líquido (PDVSA GAS, 2012).

8.2 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

El pronóstico de la producción futura del campo, será realizado con el fin de determinar la cantidad de gas natural producido al inicio de cada año. No obstante, es necesario definir en primer lugar las premisas consideradas para la ejecución de las actividades posteriores, las cuales se presentan a continuación:

- La producción será pronosticada para un período de tiempo de 25 años contados desde 01/01/2012 a 01/01/2037, el cual representa la vida útil de una central termoeléctrica convencional (ver matriz de datos).
- La cantidad, configuración y condiciones de operación de cada uno de los pozos productores del campo se mantienen constantes durante el tiempo estipulado.
- Las curvas de producción serán ajustadas a una tendencia de declinación exponencial para realizar el pronóstico, ya que es una de las técnicas más sencillas y utilizadas para estimar la producción en un tiempo determinado.
- El porcentaje de agua y sedimento es de 9%, el cual se considera constante durante el período de tiempo establecido.

Con base en las premisas establecidas se procede a determinar la producción futura del campo a partir del histórico de producción disponible correspondiente a los meses de enero del período 2007 – 2012, el cual se observa en la Tabla N° 8.1.

Tabla N° 8.1. Histórico de producción del período 2007 – 2012.

Fuente: PDVSA INTEVEP, 2012.

Fecha	Qo (BND)	Qo (MBNM)	Qg (MMPCND)	Qg (MMPCNM)
01/01/2007	5461,04	169,29	71,95	2230,51
01/01/2008	5498,90	170,47	76,48	2370,94
01/01/2009	5188,99	160,86	65,65	2035,21
01/01/2010	5057,74	156,79	76,22	2362,91
01/01/2011	4872,08	151,03	59,80	1853,92
01/01/2012	4805,78	148,98	57,03	1767,89

Los datos presentes en la Tabla N° 8.1 son graficados y expuestos en la Figura 8.1, con el fin de definir la tendencia de los mismos y encontrar la ecuación exponencial que mejor se ajuste a este comportamiento. En la Figura 8.1(a), se observa que la producción de gas se distancia de la tendencia exponencial en los puntos correspondientes al año 2008 y 2010, motivo por el cual ambos son retirados para obtener un coeficiente de correlación de Pearson (R^2) más cercano a la unidad (1) y por ende una ecuación exponencial más representativa. Sin embargo, respecto a la producción petrolera los puntos de mayor discrepancia se refieren al año 2008 y 2011, por lo cual serán descartados para establecer la curva que mejor representa la producción diaria.

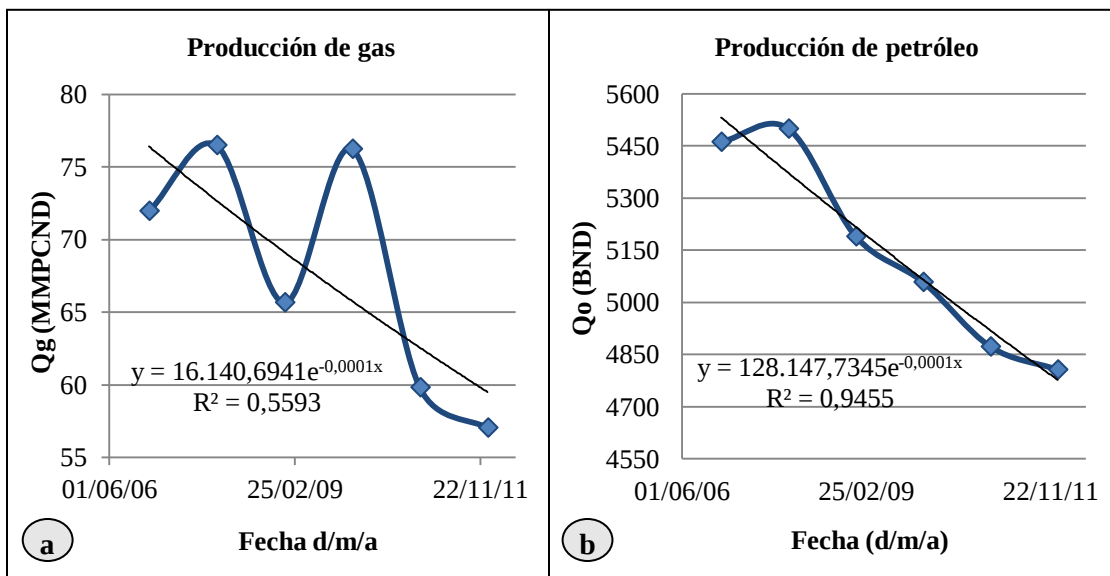


Figura 8.1. Curvas de declinación de producción de gas (a) y petróleo (b).

Una vez descartados los puntos antes señalados, se obtuvo un mejor ajuste de las curvas a la tendencia exponencial, cuyas ecuaciones se presentan a continuación:

$$Q_g(F) = 10.404,0195 \times e^{-0,0001(F)} \quad \text{Ec. 8.1}$$

$$Q_o(F) = 84.247,6686 \times e^{-0,00007 \times (F)} \quad \text{Ec. 8.2}$$

La producción diaria de gas y petróleo para el período establecido anteriormente, fue proyectada mediante las Ecuaciones 8.1 y 8.2. En la Tabla N° 8.2 se presenta la producción diaria y mensual correspondiente al primer mes de cada año, no obstante en el APÉNDICE F es posible apreciar en detalle el pronóstico de todos los meses.

Tabla N° 8.2. Histórico de producción del período 2012 – 2037.

Fecha	Qo (BND)	Qo (MBNM)	Qg (MMPCED)	Qg (MMPCNM)
01/01/2012	4805,78	148,98	57,03	1767,89
01/01/2013	4685,68	145,26	54,24	1681,32
01/01/2014	4565,48	141,59	52,29	1620,90
01/01/2015	4452,26	138,02	50,41	1562,80
01/01/2016	4339,94	134,54	48,61	1506,79
01/01/2017	4230,17	131,14	46,86	1452,78
01/01/2018	4123,45	127,83	45,18	1400,57
01/01/2019	4019,43	124,60	43,56	1350,37
01/01/2020	3918,04	121,46	42,00	1301,97
01/01/2021	3818,93	118,39	40,49	1255,31
01/01/2022	3722,60	115,40	39,04	1210,19
01/01/2023	3628,69	112,49	37,64	1166,82
01/01/2024	3537,15	109,65	36,29	1125,00
01/01/2025	3447,68	106,88	34,99	1084,67
01/01/2026	3360,71	104,18	33,73	1045,69
01/01/2027	3275,93	101,55	32,52	1008,21
01/01/2028	3193,29	98,99	31,36	972,08
01/01/2029	3112,51	96,49	30,23	937,24
01/01/2030	3034,00	94,05	29,15	903,55
01/01/2031	2957,46	91,68	28,10	871,17
01/01/2032	2882,85	89,37	27,09	839,94
01/01/2033	2809,93	87,11	26,12	809,84
01/01/2034	2739,05	84,91	25,18	780,73
01/01/2035	2669,95	82,77	24,28	752,75
01/01/2036	2602,60	80,68	23,41	725,77
01/01/2037	3536,77	78,64	22,57	699,76

Con base en los datos presentados en la tabla anterior, para el mes de enero del año 2037 se habrá producido el 31,3% de las reservas remanentes de gas, teniendo en cuenta que para el año 2012 estas se ubicaban en 1,10 BPC. Así mismo, se habrá producido el 28,6% de las reservas remanentes de crudo, las cuales eran de 115,7 en el año 2012. Se concluye entonces que una vez transcurrido los 25 años estipulados, el

potencial de gas en el campo “CS” permitiría la continuación del suministro a otras termoeléctricas.

8.3 TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL

El caudal del pozo es enviado a una estación de flujo en la cual un separador secciona las corrientes de crudo y gas natural. Posteriormente este último es tratado con el fin de remover las impurezas presentes en el mismo y adaptarlo a las normas COVENIN expuestas en la Tabla N° 8.3. Estas definen las características mínimas de calidad que debe cumplir el gas natural para su utilización en la industria, comercio, residencias y vehículos, entre otros.

Es importante destacar que el flujo de gas que será tratado representa el promedio de la producción diaria del campo durante el período 2012 – 2037 el cual es de 37 MMPCND.

Tabla N° 8.3. Límites máximos y mínimos de los componentes del gas natural según la normativa COVENIN.

Fuente: SENCAMER, 2011.

Nombre	Límite	Valor % molar	
Metano (C1)	Mín.	80,0	
Etano (C2)	Máx.	12,0	
Propano (C3)	Máx.	3,0	
Butanos y más pesados (C4+).	Máx.	1,5	
De éstos, hidrocarburos insaturados total.	Máx.	0,2	
Dióxido de carbono (CO ₂)	Máx.	8,5	
Nitrógeno (N ₂)	Máx.	1,0	
Hidrógeno (H ₂)	Máx.	0,1	
Oxígeno (O ₂)	Máx.	0,1	
Monóxido de Carbono	Máx.	0,1	
COMPONENTES EN TRAZAS			
Nombre	Límite	Unidad	Valor
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	Máx	mg/m ³	17,3
		ppm molar	12
Azufre total para gas no odorizado.	Máx	mg/m ³	38
		ppm molar	28
Azufre total para gas odorizado.	Máx	mg/m ³	49
		ppm molar	36
Agua	Máx	mg/m ³	112
		[lb/10 ⁶ SCF]	[7]

En la Tabla N° 8.4, se observa la composición del gas natural del campo “CS”, donde se destaca la presencia de impurezas tales como H_2S y CO_2 , que exceden los límites dispuestos en las normas COVENIN expuestas anteriormente. La presencia de estos contaminantes en el gas natural reduce su poder calorífico, corroe y erosiona las tuberías y al mismo tiempo disminuye su costo en el mercado. Por tal motivo, el mismo debe ser sometido a un proceso de endulzamiento con aminas mediante el cual los contaminantes puedan ser removidos y así adaptar la composición del gas a la normativa venezolana vigente para su utilización.

Tabla N° 8.4. Composición del gas natural en el Campo “CS”.

Fuente: PDVSA INTEVEP, 2012.

Componentes	% molar
Metano	73,10
Etano	8,00
Propano	5,00
<i>i</i> -butano	1,00
<i>n</i> -butano	1,70
<i>i</i> -pentano	0,60
<i>n</i> -pentano	0,50
Hexano	0,50
Heptano	0,40
Nitrógeno	0,20
CO_2	9,00
Total	100,0
H_2S (ppm)	50,0

8.3.1 Proceso de endulzamiento

El flujo de gas es enviado a una planta de endulzamiento que se asume remueve el 95% de CO_2 y H_2S del gas natural. La fracción molar que tendrá el gas resultante respecto a ambos contaminantes se determina aplicando las siguientes ecuaciones:

$$H_2S_{sal} = H_2S_{ent} - E_R \times H_2S_{ent} \quad \text{Ec. 8.3}$$

$$CO_{2sal} = CO_{2ent} - E_R \times CO_{2ent} \quad \text{Ec. 8.4}$$

Donde:

H_2S_{sal} : porcentaje de H_2S a la salida de la unidad de endulzamiento (% molar).

H_2S_{ent} : porcentaje de H_2S a la entrada de la unidad de endulzamiento (% molar).

CO_{2sal} : porcentaje de CO_2 a la salida de la unidad de endulzamiento (% molar).

CO_{2ent} : porcentaje de CO_2 a la entrada de la unidad de endulzamiento (% molar).

E_R : Eficiencia de remoción (fracción).

De esta manera se conoce que la cantidad de H_2S removida fue de 0,0048 % molar, la cual corresponde a una producción de 0,075 TnS/día, mientras que el porcentaje molar de CO_2 removido fue de 8,55 % (ver cálculos en APÉNDICE A).

Una vez extraída la mayor cantidad de contaminantes del gas natural, la nueva composición es normalizada, para así obtener los valores presentes en la Tabla N° 8.5 que se observa a continuación:

Tabla N° 8.5. Composición del gas natural resultante del proceso de endulzamiento.

Componentes	% molar
Metano	79,93
Etano	8,75
Propano	5,47
<i>i</i> -Butano	1,09
<i>n</i> -Butano	1,86
<i>i</i> -Pentanos	0,66
<i>n</i> -Pentano	0,55
Hexano	0,55
Heptano	0,44
Nitrógeno	0,22
CO_2	0,49
Total	100,00
H_2S	0,0003

La nueva tasa de gas fue determinada, extrayendo del flujo original la cantidad que corresponde a los contaminantes, tal y como se muestra en la Ecuación 8.5, dando como resultado una tasa de 33,83 MMPCED.

$$Q_{g2} = Q_{g1} \times (1 - H_2S_{removido} - CO_{2removido}) \quad \text{Ec. 8.5}$$

Donde:

Q_{g2} : tasa de gas resultante del endulzamiento (MMPCED).

Q_{g1} : tasa de gas inicial previa al endulzamiento (MMPCED).

$H_2S_{removido}$: fracción molar del H_2S removido por endulzamiento (fracción).

$CO_{2removido}$: fracción molar del CO_2 removido por endulzamiento (fracción).

8.3.2 Proceso de deshidratación

Se asume que el gas natural se encuentra saturado a una temperatura de 100 °F y presión de 450 psia, con estos valores se utiliza el gráfico de correlación del Dr. J. Mc Ketta para estimar el contenido de agua presente en el gas dulce (ver gráfico en la Figura A-1 del APÉNDICE A), el cual es de 120 lb/MMPCN, cantidad que excede los límites dispuestos en las normas COVENIN observadas en la Tabla 8.3, es por ello que es necesario someterlo a un proceso de deshidratación con glicol, ya que el agua presente en el gas natural propicia la formación de hidratos, corroe las tuberías, reduce el poder calorífico, incrementa el volumen del gas y puede condensar generando baches que afectan la capacidad de transporte.

Se estima que el contenido de agua a la salida del deshidratador sea de 6 lb/MMPCN lo que indica la remoción de 11,01 BND de agua y una eficiencia de 95%, determinada mediante la siguiente ecuación:

$$E_R = \frac{CA_{ent} - CA_{sal}}{CA_{ent}} \times 100 \quad \text{Ec. 8.6}$$

Donde:

E_R : eficiencia de remoción de agua (%)

CA_{ent} : contenido de agua en el gas a la entrada del deshidratador (lb/MMPCN).

CA_{sal} : contenido de agua en el gas a la salida del deshidratador (lb/MMPCN).

La tasa de agua removida en estado de vapor fue de 81.268,39 PCD, la cual se obtuvo a partir de la siguiente ecuación:

$$Va_r = \left(\frac{\left(\frac{CA_{ent} - CA_{sal}}{PM_{agua}} \right) * 379,63}{1MMPC_{gas}} \right) * Q_{g2} \quad \text{Ec. 8.7}$$

Donde:

Va_r : tasa de vapor de agua removida del proceso de deshidratación (PCD).

Q_{g2} : tasa de gas resultante del endulzamiento (MMPCED).

PM gas: peso molecular de agua (lb/lbmol).

La nueva tasa de gas se determinó mediante la Ecuación 8.8, en la cual se restó el vapor de agua calculado anteriormente con la tasa de gas resultante del proceso de endulzamiento y se obtuvo que la tasa de gas actual (Q_{g3}) es de 33,75 MMPCED.

$$Q_{g3} = Q_{g2} - Va_r \quad \text{Ec. 8.8}$$

8.3.3 Extracción de líquidos

Se determinó la riqueza del gas natural con el fin conocer la cantidad de hidrocarburos licuables que contiene, aplicando la siguiente ecuación:

$$GPMC_3^+ = 2,6341 \sum_{i=3}^n Y_i \times \rho_i \quad \text{Ec. 8.9}$$

En la Tabla N° 8.6 se observan los cálculos realizados para obtener la riqueza del gas natural, la cual es de 3,314 GPM, esto indica que el gas tratado es rico en hidrocarburos líquidos puesto que su contenido es mayor de 2 GPM (Martínez, 2005).

Tabla 8.6. Cálculos de la riqueza del gas natural.

Componentes	Fracción molar (Y_i)	Densidad (gal/lbmol)	$Y_i \times 2.64$	GPM C_3^+
Propano	0,055	10,433	0,144	1,506
<i>i</i> -Butano	0,011	12,386	0,029	0,358
<i>n</i> -Butano	0,019	11,937	0,049	0,586
<i>i</i> -Pentano	0,007	13,86	0,017	0,240
<i>n</i> - Pentano	0,005	13,713	0,014	0,198
Hexano	0,005	15,566	0,014	0,225
Heptano	0,004	17,468	0,012	0,202
				3,314

Seguidamente el proceso de extracción de líquidos se lleva a cabo teniendo en cuenta las eficiencias de recobro que se muestran en la Tabla N° 8.7.

Tabla N° 8.7. Porcentaje de recobro de la planta de extracción y gas residual.

Fuente: GPSA, 2004.

Componentes	Recobro (%)	
	Planta	Gas residual
Propano	84	16
Butanos	93	7
Pentanos	97	3
Hexano	95	5
Heptano	95	5

Posteriormente se define el flujo de los elementos, composición y poder calorífico del gas residual. El primer aspecto se determina multiplicando la tasa de gas resultante del proceso de deshidratación por la fracción molar de cada uno de los componentes. Una vez obtenido el flujo de los mismos se calcula la porción conservada en el gas resultante luego del proceso de extracción, multiplicando las tasas de los componentes removidos por los porcentajes de recobro ubicados en el lado derecho

de la Tabla N° 8.7. Finalmente la tasa de gas resultante se obtiene sumando el flujo de cada elemento. Posteriormente, se divide el flujo de los componentes entre la tasa total para redefinir la fracción molar de los mismos, luego estas se multiplican con su correspondiente poder calorífico y la suma de dicha operación constituye el poder calorífico del gas resultante.

En la Tabla N° 8.8 mostrada a continuación, se encuentran los resultados obtenidos del procedimiento expuesto anteriormente para calcular las propiedades del gas residual.

Tabla N° 8.8. Características del gas residual.

Componentes	Flujo (MMPCND)	Fracción molar (Yi)	PC comp. (BTU/PC)	PC gas (BTU/PC)
Metano	26,98	0,88	909,40	803,91
Etano	2,95	0,10	1618,70	156,60
Propano	0,30	0,01	2314,90	22,40
<i>i</i> -Butano	0,01	0,00	3000,40	1,45
<i>n</i> -Butano	0,03	0,00	3010,80	2,48
<i>i</i> -Pentano	0,01	0,00	3699,00	0,81
<i>n</i> -Pentano	0,01	0,00	3706,90	0,67
Hexano	0,00	0,00	4403,80	0,00
Heptano	0,00	0,00	5100,00	0,00
Nitrógeno	0,07	0,00	0,00	0,00
CO ₂	0,17	0,01	0,00	0,00
Total	30,52	1,00		988,31

La tasa de los productos extraídos se determina de la misma manera que se realizó para el gas residual. Sin embargo, en este caso se utilizan los porcentajes de recobro de la planta situados al lado izquierdo de la Tabla N° 8.7. Seguidamente, el volumen de cada componente es expresado en barriles para finalmente obtener la cantidad de 2422,90 Bbl/d de líquidos. En la Tabla N° 8.9 se observan las tasas producidas de cada componente.

Tabla N° 8.9. Productos de planta.

Componentes	MMPCND	Bbl/d
Metano	0,00	0,00
Etano	0,00	0,00
Propano	1,55	1014,24
<i>i</i> -Butano	0,35	275,22
<i>n</i> -Butano	0,60	450,92
<i>i</i> -Pentano	0,21	186,71
<i>n</i> -Pentano	0,18	153,94
Hexano	0,18	180,15
Heptano	0,15	161,73
Nitrógeno	0,00	0,00
CO ₂	0,00	0,00
Total	3,23	2422,90

8.4 PROPUESTA PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA

En la Figura 8.2 se observa la propuesta presentada, en la cual el acondicionamiento del gas natural se realiza en la planta Lamar líquido ubicada en la zona sur del Lago de Maracaibo y cercana al Campo de estudio. Donde tal y como se expuso anteriormente el flujo de gas a tratar de 37 MMPCND (correspondiente a la tasa de producción promedio de gas del Campo) es reducido en 17,51%, lo cual se traduce en 30,52 MMPCND (ver Tabla N° 8.8), a través de los procesos de endulzamiento, deshidratación y extracción de líquidos expuestos anteriormente



Figura 8.2. Mapa de la propuesta de generación.

Fuente: Google Maps, 2012 (Modificado, Hernández).

Una vez que el gas natural ha sido adaptado a las especificaciones COVENIN para su comercialización será transportado a través de un gasoducto de 55 Km (línea roja en Figura 8.2) hasta la ciudad de San Carlos del Zulia (seleccionada debido a la cercanía con la planta de acondicionamiento), la cual tiene una población de 50.212 habitantes (ULA, 2011). Teniendo en cuenta que el consumo promedio en Venezuela es de 3.049,60 Kwh/habitante (CIA, 2011), se requieren de aproximadamente 153.126, 52 MWh para cubrir las necesidades de energía de la localidad.

Se propone la construcción de una planta termoeléctrica en la ciudad que funcione bajo un ciclo simple con turbinas a gas o un ciclo combinado, la cual sea alimentada con el gas proveniente de la planta de tratamiento, para así satisfacer las necesidades de energía eléctrica que demanda la población durante el tiempo de operación de la planta (25 años), cuyas características se muestran en la Tabla 8.10.

Tabla N° 8.10. Especificaciones de la central.

Fuente: Matriz de datos.

Características	Ciclo simple	Ciclo combinado
Área (km ²)	0,7	1,1
Capacidad instalada (MW)	200	200
N° unidades de generación	2	3
Capacidad de generación (MWh)	1489200	1576800
Consumo (MMPC/año)	9902	6601
Inversión (MMUS\$)	123	314

Con base en los datos expuestos en la Tabla anterior, se deduce que a partir del suministro de 30,52 MMPCND de gas es posible cubrir los requerimientos que presentan ambas centrales, a pesar del elevado consumo de gas que exhibe el desarrollo de un ciclo simple en relación a un ciclo combinado. Es por ello que este último representa la mejor opción de generación teniendo en cuenta el consumo de combustible. Sin embargo, la inversión requerida para la construcción de centrales de este tipo es bastante elevada, debido a que las necesidades de espacio y unidades de generación son mayores en comparación con los ciclos simples. No obstante, este

atenuante es compensado por la alta capacidad de generación que presentan los ciclos combinados, ya que en estos las pérdidas de energía se reducen.

La selección final dependerá del estudio detallado de las implicaciones técnicas, económicas, operacionales, ambientales, sociales, políticas, etc., que implica el desarrollo de estas alternativas de generación en la ciudad de San Carlos del Zulia. Sin embargo, es importante destacar que las capacidades de generación de estas centrales son tan elevadas que podrían suplir de energía a una población con 10 veces el número de habitantes de la ciudad de estudio. Por lo tanto parte de la energía generada en las mismas deberá ser enviada a la red de distribución nacional.

CONCLUSIONES

- El gas natural es el combustible fósil ideal para impulsar el desarrollo energético de la nación a través de los ciclos simples con turbinas a vapor y ciclos combinados.
- Se requiere del aumento intensivo de la producción de gas natural en Venezuela en los próximos años, con el fin de abastecer el mercado interno en sus distintos puntos de consumo y disminuir la importación del mismo.
- La generación eléctrica a partir del uso de gas natural permitiría dirigir los combustibles líquidos al mercado exterior, en el cual son altamente cotizados.
- Las ganancias obtenidas del incremento de la exportación de combustibles líquidos permitirá sustentar nuevas inversiones asociadas a proyectos en materia energética.
- Los combustibles líquidos: gasoil y fueloil, no representan una buena alternativa para impulsar el sector energético en Venezuela, si se analiza el costo de oportunidad de los mismos como producto de exportación, ya que actualmente ambos se encuentran altamente regulados.
- Se propone el uso de coque de petróleo en los ciclos simples con turbinas a vapor y sistemas IGCC, con la salvedad de incluir tecnologías para el control de emisiones que permitan reducir el impacto ambiental generado en estos procesos.
- La explotación del crudo presente en la Faja Petrolífera del Orinoco permitirá incrementar la disponibilidad de coque de petróleo, a fin de considerar su uso en el desarrollo eléctrico nacional.
- El gas natural es el combustible fósil que menos afecta al medio ambiente, debido a que las emisiones de gases tóxicos son bastante reducidas.

- El estudio confirmó la viabilidad de la hidroelectricidad en el país. No obstante, algunos expertos consideran que estos recursos no son suficientes para continuar desarrollando esta energía.
- El uso de biomasa en las turbinas a vapor representa una buena alternativa, desde el punto de vista ambiental y económico. Sin embargo técnicamente no es competente frente a otros combustibles empleados en esta tecnología.
- La generación eléctrica a través del uso de biomasa, podría solventar los inconvenientes referentes a la disposición y acumulación de los desechos urbanos en las principales ciudades del país.
- Las fuentes de energía que constituyen la actual matriz energética venezolana (Hidráulica, gas natural, gasoil y fueloil) fueron las opciones más favorables desde el punto de vista técnico, económico, ambiental y operacional.
- La energía solar y eólica son alternativa de gran viabilidad técnica, operacional y ambiental, para ampliar la matriz energética de Venezuela y fortalecer dicho sector.
- La energía nuclear representa una buena opción respecto a aspectos técnicos, sin embargo en relación a los económicos y operacionales no es viable, a pesar de las grandes cantidades de Uranio y Torio disponibles en Venezuela.
- El desarrollo de la energía geotérmica presenta ventajas ambientales y técnicas. Sin embargo económicamente, no representa una buena alternativa de generación en nuestro país.
- La generación de electricidad a partir del uso de gas natural en ciclos simples y combinados da lugar al suministro local de energía, así como también, al regional y nacional a través de la red de distribución eléctrica.
- Una producción de gas promedio de 37 MMPCN es más que suficiente para atender la demanda de combustible de una planta termoeléctrica a ciclo simple o combinado de 200 MW de capacidad instalada.

RECOMENDACIONES

- Analizar la viabilidad económica del uso de gas natural en los ciclos simples y combinados para la generación local, a través de un flujo de caja.
- Aplicar el método AHP empleando todos los valores que propone Saaty en su escala de evaluación.
- Desarrollar casos de estudio más detallados para cada una de las alternativas de generación estudiadas en el presente TEG y comparar los resultados.
- Profundizar el estudio a través de la evaluación de aspectos sociales y políticos.
- Ampliar la mesa de trabajo con profesionales capacitados en ciencias de la tierra, políticas, económicas, sociales y otras ramas de la ingeniería.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abbott, M; Vanness, H. (1991). Termodinámica. (2^a. ed.). México: Mc Graw-hill.
- Arroyo, J. (2002). Centrales hidroeléctricas [Documento en línea]. Disponible: <http://es.scribd.com/doc/59758582/Libro-Gen-Hidros-Ch-ing-Arroyo-sanchez> [Consulta: 2011, Agosto 6].
- Asociación de la Industria Fotovoltaica Europea (EPIA). (2011). Reporte del mercado 2011 [Documento en línea]. Disponible: <http://www.epia.org/index.php?id=18> [Consulta: 2011, Agosto 2].
- Balestrini, M (1987). Procedimientos técnicos de la investigación documental. Caracas: Panamo.
- Balza, A. (2008). Selección de tecnologías de endulzamiento de gas natural en diferentes áreas geográficas de Venezuela. Trabajo de grado de especialización no publicado, Universidad Simón Bolívar, HH Caracas.
- Camacho, C y Padilla, J. (2010). Gas natural el futuro es hoy. Petroguia. El Mundo de la Energía, 2, 28-31.
- Caro, R., González, D., Hernández, N y Machado, P. (2009). La industria del gas natural en Venezuela. Caracas: Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat.
- Comisión Nacional de Energía de Chile. (2005). Energías Renovables no convencionales para generación eléctrica conectada a la red. [Documento en línea]. Disponible:http://www.pnud.cl/areas/Energia-Medio Ambiente/taller_energia_ppt/pto_monitt/Santana.pdf [Consulta: 2011, Septiembre 15].
- CORPOELEC (2009). Plan de Expansión y Adecuación del Sistema Eléctrico Nacional Período 2010-2015 y Visión a Largo Plazo. Caracas: Autor.
- CORPOELEC. (2010). Generación. Disponible: <http://www.corpoelec.gob.ve/generacion> [Consulta: 2011, Junio 20].

Cortés, C. (2003). Métodos multicriterio discretos. Trabajo especial de grado no publicado, Universidad de Huelva, España.

Domínguez, P., López, Yohanna y Vivas, F. (2010). Energía de la Biomasa. Trabajo de grado de maestría no publicado. Universidad Nacional Experimental Politécnica (UNEXPO), Antonio José de Sucre, Barquisimeto.

Dugan, E y Jones, J. (1997). Ingeniería Termodinámica. México: Prentice-Hall.

Durán, V. (2009, marzo). Aprovechamiento de las energías renovables para la preservación del ambiente. Ponencia presentada en la I jornada de reflexión acerca de: “Cuidando el planeta, propuestas para el Táchira”. Universidad Nacional Experimental del Táchira. San Cristóbal.

Ente Vasco de la Energía (EVE). (2001). Plantas integradas de gasificación y ciclo combinado (IGCC) [Documento en línea]. Disponible: <http://www.eve.es/docpubli/SElec-PIG.PDF> [Consulta: 2011, Agosto 24].

Ente Nacional del Gas. (2011). Cadena de valor [Documento en línea]. Disponible: <http://www.enagas.gob.ve/info/gasnatural/cadenavalor.php> [Consulta: 2011, Junio 15].

Escardíbul, J. (2011). Tema 6. La toma de decisiones. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.eco.ub.es/~escard/EMPRESA6.pdf> [Consulta: 2011, Agosto 10].

Espinoza, O y Velasco, N. (2009, Septiembre 3). Se registran apagones en al menos 10 estados del país. *El Universal* [Periódico en línea]. Disponible: http://www.eluniversal.com/2009/09/03/pol_ava_se-registran-apagone_03A2696487.shtml [Consulta: 2011, Agosto 20].

Estrada, G. (2010). Análisis jerárquico para la toma de decisión en la planeación de la capacidad de generación eléctrica en México a largo plazo. Tesis de maestría publicada en la Revista: Ciencia, Tecnología e Innovación para el desarrollo de México, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.

Fernández, M y Alcaraz, A. (2001). Gasificación integrada a ciclos combinados. Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas de México, 6, 283-288.

François, J., Martín del Campo, C., y Giraldi, M. (2005). Evaluación comparativa integral de tecnologías de generación para el sector eléctrico Mexicano. Ponencia presentada en el simposio anual Latin American Section of the American Nuclear Society, Rio de Janeiro.

Fundación Red de Energía (BUN-CA). (2002). Manuales sobre energía renovable: Biomasa. Costa Rica: BUN-CA.

Fundación Red de Energía (BUN-CA). (2002). Manuales sobre energía renovable: Eólica. Costa Rica: BUN-CA.

Garza, R. (2006). La toma de decisiones multicriterio [Documento en línea]. Disponible: <http://rii.cujae.edu.cu/index.php/revistaind/article/view/71> [Consulta: 2011, Mayo 20].

Gómez, E. (2009). Energía eólica: Situación actual y perspectivas. Tesis doctoral no publicada. Universidad de Castilla, Madrid.

González, J. (2009). La generación eléctrica a partir de combustibles fósiles. Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas de México, 4, 143-151.

Grupo de Investigación y Desarrollo en Energía Solar y Automática de la Universidad de Jaén (Grupo IDEA). (2004). Efecto fotovoltaico. Disponible: <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/index.htm> [Consulta: 2011, Agosto 21].

GPSA Data Book The 11th edition (2004).

Hall, A. (2011). Geothermal energy recovery from underground mines. Renewable and Sustainable Energy Reviews [Revista en línea]. Disponible: www.elsevier.com/locate/rsr [Consulta: 2011, Octubre 20].

Herrera, B. y Corrales, L. (2004). Metodología para la selección de criterios e indicadores y análisis de verificadores, para la evaluación del manejo forestal a escala

de paisaje. Tesis de doctorado no publicada, Universidad Rafael Landívar, Guatemala.

Ho, W., Dey, P. y Higson, H. (2006): Multiple criteria decision-making techniques in higher education, international journal of educational Management, vol. 20, no. 5, pp. 319-337.

International Atomic Energy Agency (IAEA). (2009). Annual report 2009 [Documento en línea]. Disponible: www.iaea.org/About/Policy/GC/GC54/.../English/gc54-4_en.pdf [Consulta: 2011, Agosto 8].

International Energy Agency (IEA). (2010). Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy. Disponible: www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf [Consulta: 2011, Agosto 10].

International Energy Agency (IEA). (2010). Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power. Disponible: http://www.iea.org/papers/2011/Geothermal_Roadmap.pdf [Consulta: 2011, Agosto 1].

Jiménez, M. (2009). Métodos para la comparación de alternativas mediante un sistema de ayuda a la decisión (S.A.D.) y “Soft Computing”. Trabajo de grado de tesis doctoral publicado, Universidad Politécnica de Cartagena, Cartagena.

Jinchuk, D. (2003). Energía nucleoelectrica. Buenos Aires: Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina (CNEA).

Martínez, M. (2005). Ingeniería de gas, principios y aplicaciones. (7ª. Ed.). Maracaibo: Astro Data.

Miaja, A. (2011). Análisis jerárquico en selección de tecnologías a gas en generación eléctrica. Trabajo de grado de especialización no publicado, Universidad Simón Bolívar, Caracas.

Ministerio de Energía de Chile. (2010). Biomasa [Documento en línea]. Disponible: http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/renovables_noconvencionales/Tipos_Energia/biomasa.html [Consulta: 2011, Julio 4].

Ministerio de Energía y Minas MEM (2001). Potencial aprovechable de las energías renovables de Venezuela. Caracas: Autor.

Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE). (2010). Anuario estadístico del sector eléctrico nacional 2010. Caracas: Autor.

Ministerio del Poder Popular Para la Energía y Petróleo MPPEP (2009). Petróleo y otros datos estadísticos PODE 2007-2008. 50 Edición. Caracas.

Morgan, S (2011). www.morganstanley.com/. (Consultado en 08/08/2011).

Nuclear Energy Agency (NEA). (2003). Nuclear energy today [Documento en línea]. Disponible: www.oecd.org/dataoecd/32/62/34537360.pdf [Consulta: 2011, Agosto 8].

Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP (2012). Reporte mensual del mercado petrolero. Viena: Autor.

Padrino, M. (2011). El gas natural y la estructura de generación eléctrica en Venezuela. Trabajo de grado de especialización no publicado, Universidad Simón Bolívar, Caracas.

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) (2005). Heavy fuel oil. Disponible en: http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/glosario/search.tpl.html&newsid_temas=51&newsid_idterm=7&newsid_termino=H&newsid_lugar=1 [Consulta: 2011, Junio 16].

PDVSA Gas (2010). Generación Local de Energía Eléctrica para el Centro Operativo Santa Rosa, estudio de alternativas análisis técnico-económico. Venezuela. Documento No S0127-20000-IP10501.

PDVSA, Intevep. Código estratigráfico de las cuencas petroleras de Venezuela. Código Geológico de Venezuela. (2010). Disponible: <http://www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm> [Consulta: 2011, Noviembre 6].

PDVSA, Intevep. Museo geológico virtual de Venezuela. Código Geológico de Venezuela (1997). Disponible:

<http://www.pdv.com/lexico/museo/minerales/carbon.htm> [Consulta: 2011, Junio 6].

Petróleos de Venezuela S.A PDVSA y sus Filiales (2010). Informe de gestión anual 2010. Caracas: Autor.

Petróleos de Venezuela S.A PDVSA y sus Filiales (2011). Informe de gestión anual 2011. Caracas: Autor.

Petróleos de Venezuela S.A PDVSA (2011b) .Lineamientos para la evaluación económica de proyectos de inversión de capital LEEPIC 2009-2021). Caracas: Dirección Ejecutiva de Finanzas PDVSA, 2010.

Petróleos de Venezuela S.A Filial Gas (PDVSA Gas) (2011). Venezuela potencia gasífera. Impacto del Gas en el Desarrollo Nacional. [Documento en línea] Disponible: <http://www.venezuelagas.net/infogas/info20.pdf> [Consulta: 2011, Noviembre17].

Posso, F. (2011). El desarrollo de las fuentes renovables de energía en Venezuela ¿Reto o Utopía? Trabajo de ascenso no publicado. Universidad de los Andes, Mérida.

Quillos, S. (2008). Plantas generadoras de potencia [Documento en línea]. Disponible: <http://biblioteca.uns.edu.pe/> [Consulta: 2011, Septiembre 10].

Ramírez, R. (2010). [Comunicación sobre la distribución del gas natural en el mercado interno venezolano]. Caracas: Informe de Gestión Anual de PDVSA 2010.

Ravelo, O. y Sepúlveda, M. (2009, Junio). Energía eólica en Venezuela. Ponencia presentada en el V Seminario de Ecoeficiencia, Producción Limpia y Consumo Sustentable. Instituto Nacional de Energía de la Universidad Simón Bolívar, Caracas.

Red Escolar Nacional (2008). [Página Web en línea]. Disponible: <http://www.rena.edu.ve/> [Consulta: 2011, Mayo 10].

Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos gaseosos LOHG (2000). (Gaceta oficial extraordinaria N° 5.471 del 5 de junio de 2000). Decreto n° 84031 de mayo de 2000.

REPSOL. (2009). Cadenas alternativas de gas [Documento en línea]. Disponible: <http://www.repsol.com> [Consulta: 2011, Junio 20].

Rey, F., Ramilo, L., Gómez, S y Coppari, N. (2007). Consideraciones particulares del combustible nuclear. Boletín Energético N°19 de la Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina, 19, 45-58.

Rodríguez, A. (2008). Energía hidráulica [Documento en línea]. Disponible: <http://ocw.unican.es/enseanzas-tecnicas/fisica-y-tecnologia-energetica/recursos> [Consulta: 2011, Agosto 2].

Rojas, A. (2012, enero 28). Fallas en refinerías agravan operación en plantas térmicas. El Nacional, p. A6.

Saaty, T. (1988). The analytical hierarchy process: Planning, priority setting, resource allocation. (2ª. ed.). Pittsburgh: Mc Graw-hill.

Saaty, T. (1990). How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process. European Journal of Operational Research, 48, 9-26.

Suzin, E. (2009, Junio). Energías alternativas y renovables en Venezuela: Incentivos para su desarrollo. Ponencia presentada en el V Seminario de Energía y Desarrollo Sustentable. Universidad Metropolitana, Caracas.

Toskano, G (2004). El Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) como herramienta para la toma de decisiones en la selección de proveedores. Lima: Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

Universidad Pedagógica Experimental Libertador. (2011). Manual de trabajos de grado de especialización y maestría y tesis doctorales (4ª. Ed.). Caracas: FEDUPEL.

U.S. Energy Information Administration EIA (2010). Anual Energy Outlook 2010. [Documento en línea]. Disponible: <http://infousa.state.gov/economy/technology/docs/0383.pdf> [Consulta: 2011, Julio 15].

Viceministerio de Hidrocarburos. (2010). Análisis del uso eficiente de los hidrocarburos para generación de potencia eléctrica. Caracas: Autor.

Walpole, R. (1999). Probabilidad y Estadística para Ingenieros (6ª. ed.). México: Prentice-Hall.

Wylen, G. (2004). Fundamentos de termodinámica. (2ª. ed.). España: Limusa.

APÉNDICES

APÉNDICE A. CÁLCULOS TIPO

PUNTAJES Y VALOR TOTAL DE LOS CRITERIOS Y SUBCRITERIOS DE EVALUACIÓN

Una vez que el experto ha ponderado los subcriterios en base a las fuentes de energías alternativas y convencionales a través de la matriz de evaluación incluida como instrumento de valoración, se procede a calcular el puntaje y valor total de los criterios y subcriterios técnicos, económicos, ambientales y operacionales.

A continuación se presenta el procedimiento a seguir para determinar el puntaje del criterio económico y la valoración total del mismo correspondiente a la tecnología: ciclo simple con turbinas a gas con gas natural, basado en la ponderación del experto N°1.

Paso 1: Haciendo uso de los puntajes establecidos por el experto a los subcriterios económicos se calcula el puntaje del criterio global aplicando la siguiente Ecuación:

$$P_{CE} = (P \times VP)_{OPEX} + (P \times VP)_{CG} + (P \times VP)_{CC} + (P \times VP)_{Inv} \quad \text{Ec. A-1}$$

Donde:

P_{CE} : Puntaje del Criterio Global Económico

P: Puntaje

VP: Vector Prioridad

CG: Costos de Generación

CC: Costos de combustible

Inv: Inversión

Los valores correspondientes al vector prioridad y puntaje de los subcriterios económicos, son extraídos de la matriz de evaluación y sustituidos en la Ecuación A-1 para obtener los siguiente:

$$P_{CE} = (3 \times 0,08) + (2 \times 0,54) + (3 \times 0,24) + (3 \times 0,14)$$

$$P_{CE} = 2,46$$

Paso 2: La valoración total correspondiente al criterio global económico se obtiene multiplicando la siguiente Ecuación:

$$T_{CE} = (VP \times P)_{CE} \quad \text{Ec. A-2}$$

Donde:

T_{CE} : Total del Criterio Global Económico

CE : Criterio Global Económico

Sustituyendo los valores correspondientes al vector prioridad y puntaje del criterio global en la Ecuación A-2 se obtiene:

$$T_{CE} = 27 \times 2,46$$

$$T_{CE} = 67,04$$

El procedimiento anterior fue aplicado a todos los criterios y subcriterios respecto a cada tecnología termoeléctrica y alternativa, para así obtener los valores totales presentes en las matrices de evaluación de todos los expertos, las cuales se encuentran disponibles en el CD anexo al presente TEG.

TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL

A partir de la composición del gas expuesta en la Tabla 8.4 del Capítulo VIII se determina el flujo de gas de cada componente multiplicando la fracción molar por la tasa de gas, la cual es de 37 MMPCND y se obtiene lo siguiente:

Tabla A-1. Cantidad del flujo de gas correspondiente a cada componente.

Componentes	% molar	Flujo (MMPCED)
Metano	73,10	27,047
Etano	8,00	2,96
Propano	5,00	1,85
<i>i</i> -butano	1,00	0,37
<i>n</i> -butano	1,70	0,629
<i>i</i> -pentano	0,60	0,222
<i>n</i> -pentano	0,50	0,185
Hexano	0,50	0,185
Heptano	0,40	0,148
Nitrógeno	0,20	0,074
CO ₂	9,00	3,33
Total	100,0	37
H ₂ S	0,0050	0,00185

Se determina la nueva fracción molar de H₂S y CO₂ resultante del proceso de endulzamiento aplicando las Ecuaciones 8.3 y 8.4 y asumiendo una eficiencia de remoción de 95%. Tal y como se muestra a continuación:

$$H_2S_{sal} = H_2S_{ent} - E_R \times H_2S_{ent} \quad \text{Ec. 8.3}$$

$$H_2S_{sal} = 0,0050 - 0,95 \times 0,0050$$

$$H_2S_{sal} = 0,00025\%$$

$$CO_{2sal} = CO_{2ent} - E_R \times CO_{2ent} \quad \text{Ec. 8.4}$$

$$CO_{2sal} = 9 - 0,95 \times 9$$

$$CO_{2sal} = 0,45\%$$

Posteriormente, se determina la cantidad de H₂S removido en toneladas de azufre por día, aplicando la siguiente ecuación:

$$P_s = \frac{(Q_{H_2S_{ent}} \times E_R) \times PM_S}{379 \times 2000} \quad \text{Ec. A-3}$$

Donde:

Ps: Producción de H₂S del proceso de endulzamiento (TnS/d)

Q_{H₂S_{ent}}: Flujo de H₂S a la entrada de la unidad de endulzamiento (PCND)

E_R: Eficiencia de remoción (fracción).

PMs: Peso Molecular del Azufre (lb/lbmol).

Sustituyendo valores en la Ecuación A-3 se obtiene:

$$P_s = \frac{(1850 \times 0,95) \times 32}{379 \times 2000}$$

$$P_s = 0,075 \text{ Tns/d}$$

El flujo de CO₂ removido se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$Q_{CO_2_{remov}} = Q_{CO_2_{ent}} \times E_R \quad \text{Ec. A-4}$$

Donde:

Q_{CO₂remv}: Flujo de H₂S removido del proceso de endulzamiento (MMPCND)

Q_{CO₂ent}: Flujo de H₂S a la entrada de la unidad de endulzamiento (MMPCND)

E_R: Eficiencia de remoción (fracción).

Sustituyendo valores en la Ecuación A-4 se obtiene:

$$Q_{CO_2_{remov}} = 3,33 \times 0,95$$

$$Q_{CO_2_{remov}} = 3,164 \text{ MMPCND}$$

Seguidamente se determina el flujo de gas natural a la salida de la unidad de endulzamiento de la siguiente manera:

$$Q_{g_2} = Q_{g_1} - Q_{CO_2_{ent}} - (Q_{H_2S_{ent}} \times E_R) \quad \text{Ec. A-5}$$

Donde:

Q_{g_2} : tasa de gas resultante del endulzamiento (MMPCED).

Q_{g_1} : tasa de gas inicial previa al endulzamiento (MMPCED).

Sustituyendo valores en la Ecuación A-5 se obtiene:

$$Q_{g_2} = 37 - 3,164 - (0,00185 \times 0,95)$$

$$Q_{g_2} = 33,83 \text{ MMPCND}$$

Posteriormente es necesario redefinir la composición del gas natural, lo cual se realiza normalizando los valores de la nueva fracción molar obtenida a la salida de la unidad de endulzamiento.

Tabla A-2. Composición del gas a la salida de la unidad de endulzamiento.

Componentes	% Molar de salida	% Molar redefinido
Metano	73,10	79,93
Etano	8,00	8,75
Propano	5,00	5,47
<i>i</i> -butano	1,00	1,09
<i>n</i> -butano	1,70	1,86
<i>i</i> -pentano	0,60	0,66
<i>n</i> - pentano	0,50	0,55
hexano	0,50	0,55
Heptano	0,40	0,44
Nitrógeno	0,20	0,22
CO ₂	0,45	0,49
Total	91,45	100,00
H ₂ S (ppm)	0,00025	0,00025

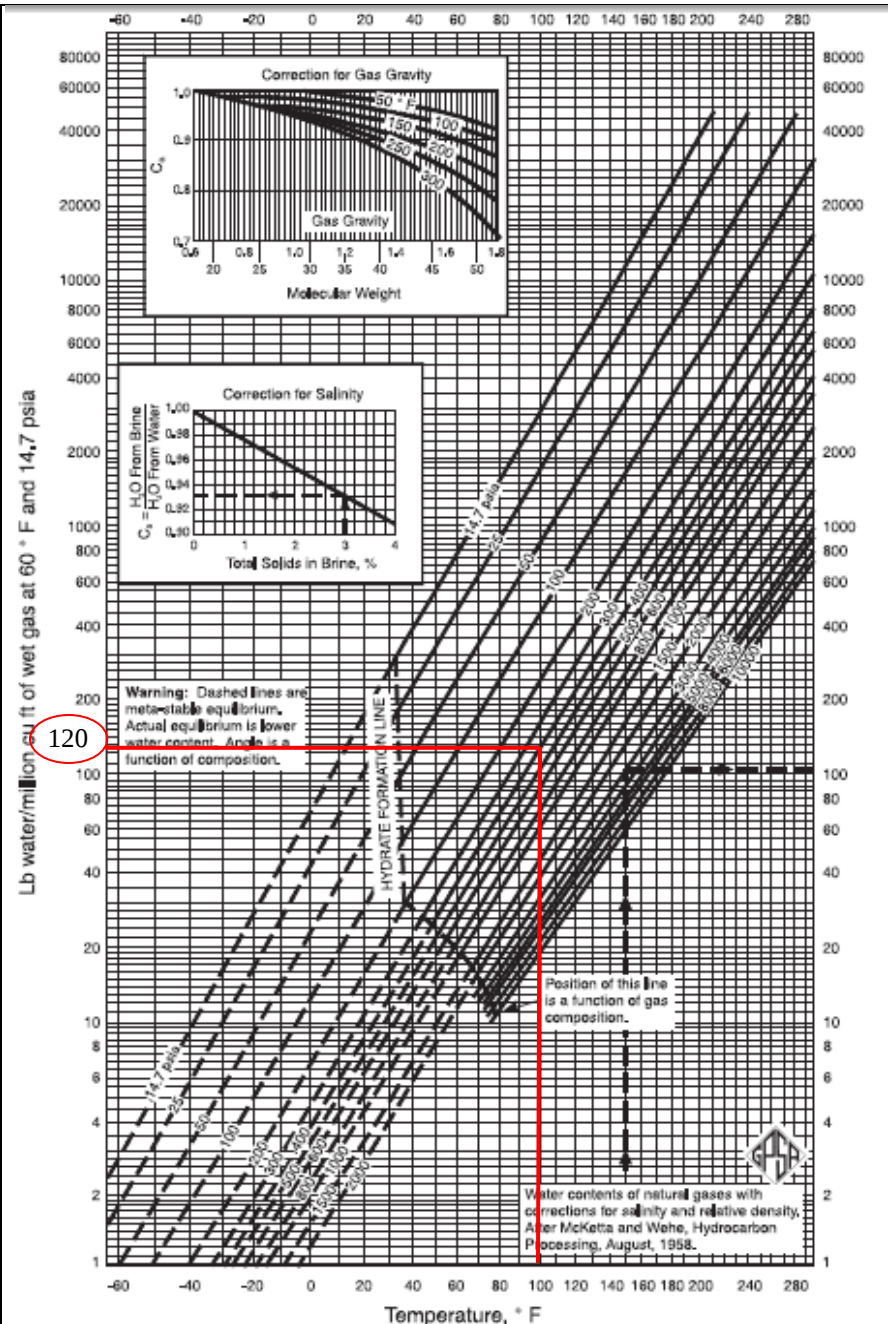


Figura A-1. Contenido de agua en el gas natural.

Fuente: GPSA, 2004.

A partir del gráfico expuesto en la figura anterior se determino que el contenido de agua presente en el gas es de 120 lb/MMPCN, cantidad que excede los límites dispuestos en las normas COVENIN, es por ello que es necesario someterlo a un proceso de deshidratación con glicol.

Se estima que el contenido de agua a la salida del deshidratador es de 6 lb/MMPCN y se procede a calcular la tasa de agua removida en estado líquido y de vapor. Lo primero se consigue empleando la siguiente ecuación:

$$Q_{H_2O_{remv}} = \frac{(CA_{ent} - CA_{sal}) \times Q_{g_2}}{\rho_{H_2O} \times 42} \quad \text{Ec. A-6}$$

Donde:

CA_{ent} : Contenido de agua en el gas a la entrada del deshidratador (lb/MMPCN).

CA_{sal} : Contenido de agua en el gas a la salida del deshidratador (lb/MMPCN).

ρ_{H_2O} : Densidad del agua (lb/gal)

Aplicando la Ecuación A-6 se obtiene:

$$Q_{H_2O_{remv}} = \frac{(120 - 6) \times 33,83}{8,34 \times 42}$$

$$Q_{H_2O_{remv}} = 11,01BNP$$

Se procede a determinar la tasa de agua removida en estado de vapor aplicando la Ecuación 8.7 del Capítulo VIII.

$$Va_r = \left(\frac{\left(\frac{CA_{ent} - CA_{sal}}{PM_{agua}} \right) * 379,63}{1MMPCgas} \right) * Q_{g_2} \quad \text{Ec. 8.7}$$

Donde:

V_{a_r} : tasa de vapor de agua removida del proceso de deshidratación (PCD).

Q_{g2} : tasa de gas resultante del endulzamiento (MMPCED).

PM agua: peso molecular del agua (lb/lbmol).

Sustituyendo valores en la Ecuación 8.3 se obtiene:

$$V_{a_r} = \left(\frac{\left(\frac{120 - 6}{18,018} \right) * 379,63}{1MMPCgas} \right) * 33,83$$

$$V_{a_r} = 81.268,39 \text{ PCD}$$

La tasa de gas resultante del proceso de deshidratación (Q_{g3}) se determina aplicando la Ecuación 8.8 del Capítulo VIII:

$$Q_{g3} = Q_{g2} - V_{a_r} \quad \text{Ec. 8.8}$$

$$Q_{g3} = 33,83 - 0,0812$$

$$Q_{g3} = 33,75 \text{ MMPCND}$$

El procedimiento para calcular la riqueza del gas natural y extracción de líquidos que contiene se expone claramente en el Capítulo VIII.

APÉNDICE B. INSTRUMENTO DE EVALUACIÓN.

Nombre: _____

Empresa/Gerencia: _____

Fecha: _____

1. COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS TERMOELÉCTRICAS Y FUENTES DE ENERGÍA.

1.1 Ponderación de los criterios globales y subcriterios de evaluación

Compare en términos de preferencia usando la escala de valoración de Saaty, la importancia relativa de los criterios globales y subcriterios, completando las siguientes matrices por pares:

Tabla B-1. Escala de evaluación de Saaty reducida.

Planteamiento de la preferencia	Descripción	Escala de valoración
Igual de importancia	Dos actividades contribuyen igual al objetivo.	1
Importancia moderada de un elemento sobre otro	La experiencia y el juicio están a favor de un elemento sobre otro.	3
Importancia fuerte de un elemento sobre otro	Un elemento es fuertemente favorecido sobre otro.	5

Tabla B-2. Matriz de comparación por pares de los criterios globales.

J	Criterios	Técnicos	Económicos	Ambientales	Operacionales
	Técnicos	1			
	Económicos		1		
	Ambientales			1	
	Operacionales				1

Tabla B-3. Matriz de comparación por pares de los subcriterios técnicos.

J	Subcriterios	Construcción	C. Combustible	C. Unidades	C. Central
	Construcción	1			
	C. Combustible		1		
	C. Unidades			1	
	C. Central				1

Tabla B-4. Matriz de comparación por pares de los subcriterios de las características de las unidades.

J	Subcriterios	Eficiencia	Potencia	Vida útil
	Eficiencia	1		
	Potencia		1	
	Vida útil			1

Tabla B-5. Matriz de comparación por pares de los subcriterios de las características de la central.

J	Subcriterios	Número de unidades	Consumo de combustible	Capacidad instalada	Capacidad de generación
	Número de unidades	1			
	Consumo de combustible		1		
	Capacidad instalada			1	
	Capacidad de generación				1

Tabla B-6. Matriz de comparación por pares de los subcriterios económicos

J	Subcriterios	OPEX	Costos de generación	Costos de combustible	Inversión total
	OPEX	1			
	Costos de generación		1		
	Costos de combustible			1	
	Inversión total				1

Tabla B-7. Matriz de comparación por pares de los subcriterios ambientales.

J	Subcriterios	E.CO	E.CO ₂	E.SO ₂	E.NO ₂	E.Partículas	E.Impacto
	E. CO	1					
	E. CO ₂		1				
	E. SO ₂			1			
	E. NO ₂				1		
	E. Partículas					1	
	E. Impacto						1

Tabla B-8. Matriz de comparación por pares de los subcriterios operacionales.

J	Subcriterios	Complejidad operacional	Mantenimiento	Seguridad
	Complejidad operacional	1		
	Mantenimiento		1	
	Seguridad			1

1.2 Evaluación de tecnologías de generación termoeléctrica y fuentes de energía

Dada la escala de valoración basada en el principio Hurwics y las matrices de evaluación, compare en términos de preferencia la importancia relativa de cada opción planteada. Atribuir el puntaje correspondiente en las matrices suministradas.

Tabla B-9. Escala de evaluación basada en el principio de Hurwics.

Planteamiento de la preferencia	Escala de valoración
Tecnología desfavorable	1
Tecnología medianamente favorable	2
Tecnología favorable	3

Tabla B-10. Matriz de evaluación de las tecnologías termoeléctricas.

Opciones	TG @ Gas natural	TG @ Gasoil	TV @ Carbón	TV @ Coque	TV @ Fueloil	TV @ Biomasa	TV @ Geotérmica	CC @ Gas natural	CC @ Gasoil	IGCC @ Carbón	IGCC @ Coque
Parámetros	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje
1. Técnicos											
Construcción											
Tiempo de construcción (años)											
Características de los combustibles											
Potencial (MMBpe)											
Poder calorífico (BTU/lb)											
Características de las unidades de generación											
Eficiencia (%)											
Potencia (Mw)											
Vida útil (años)											
Características de la central											
Número de unidades											
Consumo de Combustible (Tn/año)											
Capacidad Instalada (MW)											
Capacidad de generación eléctrica (MWh/año)											
2. Económicos											
OPEX (\$USD/KWh)											
Costos de Generación (\$USD/KWh)											
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)											
Inversión total (\$USD/KW)											
3. Ambientales											
Emisiones de CO (Tn/año)											
Emisiones de CO ₂ (Tn/año)											
Emisiones de SO _x (Tn/año)											
Emisiones de NO _x (Tn/año)											
Emisiones de partículas (Tn/año)											
Impacto											
4. Operacional											
Complejidad operacional											
Mantenimiento											
Seguridad											

Tabla B-11. Matriz de evaluación de los combustibles fósiles y las fuentes de energías alternativas.

Opciones	Solar	Eólica	Hidroeléctrica	Nuclear	TG @ Gas natural	TV @ Biomasa	CC @ Gas natural	IGCC @ Coque
Parámetros	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Puntaje
1. Técnicos								
Construcción								
Tiempo de construcción (años)								
Características de los combustibles								
Potencial (MMBpe)								
Poder calorífico (BTU/lb)								
Características de las unidades de generación								
Eficiencia (%)								
Potencia (Mw)								
Vida útil (años)								
Características de la central								
Número de unidades								
Consumo de Combustible (Tn/año)								
Capacidad Instalada (MW)								
Capacidad de generación eléctrica (MWh/año)								
2. Económicos								
OPEX (\$USD/KWh)								
Costos de Generación (\$USD/KWh)								
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)								
Inversión total (\$USD/KW)								
3. Ambientales								
Emisiones de CO (Tn/año)								
Emisiones de CO ₂ (Tn/año)								
Emisiones de SOx (Tn/año)								
Emisiones de NOx (Tn/año)								
Emisiones de partículas (Tn/año)								
Impacto								
4. Operacional								
Complejidad operacional								
Mantenimiento								
Seguridad								

2. COMPARACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES.

2.1 Ponderación de los combustibles a evaluar

Compare en términos de preferencia usando la escala de valoración de Saaty empleada anteriormente y expuesta en la Tabla B-1, la importancia relativa de los criterios: potencial, poder calorífico, costos de combustible, impacto ambiental y emisiones de CO, CO₂, SO₂ y NO₂, completando la siguiente matriz:

Tabla B-12. Matriz de comparación por pares de los criterios para la comparación de combustibles.

J	Criterios	Potencial	Poder calorífico	C. Combustible	Emisiones de CO	Emisiones de CO ₂	Emisiones de SO ₂	Emisiones de NO ₂
	Potencial	1						
	Poder calorífico		1					
	Costo de combustible			1				
	Emisiones de CO				1			
	Emisiones de CO ₂					1		
	Emisiones de SO ₂						1	
	Emisiones de NO ₂							1

2.2 Ponderación de los combustibles con base en los criterios de evaluación

Compare en términos de preferencia usando la escala numérica empleada anteriormente, la importancia relativa de los combustibles: gas natural, gasoil, carbón, coque y fueloil, completando las siguientes matrices por pares:

Tabla B-13. Matriz de comparación por pares respecto al subcriterio potencial.

J	Combustibles	Gas natural	Gasoil	Carbón	Coque	Fueloil
	Gas natural	1				
	Gasoil		1			
	Carbón			1		
	Coque				1	
	Fueloil					1

Tabla B-14. Matriz de comparación por pares respecto al subcriterio poder calorífico.

J	Combustibles	Gas natural	Gasoil	Carbón	Coque	Fueloil
	Gas natural	1				
	Gasoil		1			
	Carbón			1		
	Coque				1	
	Fueloil					1

Tabla B-15. Matriz de comparación por pares respecto al subcriterio costo de combustible.

J	Combustibles	Gas natural	Gasoil	Carbón	Coque	Fueloil
	Gas natural	1				
	Gasoil		1			
	Carbón			1		
	Coque				1	
	Fueloil					1

Tabla B-16. Matriz de comparación por pares respecto al subcriterio emisiones de CO.

J	Combustibles	Gas natural	Gasoil	Carbón	Coque	Fueloil
	Gas natural	1				
	Gasoil		1			
	Carbón			1		
	Coque				1	
	Fueloil					1

Tabla B-17. Matriz de comparación por pares respecto al subcriterio emisiones de CO₂.

J	Combustibles	Gas natural	Gasoil	Carbón	Coque	Fueloil
	Gas natural	1				
	Gasoil		1			
	Carbón			1		
	Coque				1	
	Fueloil					1

Tabla B-18. Matriz de comparación por pares respecto al subcriterio emisiones de SO₂.

J	Combustibles	Gas natural	Gasoil	Carbón	Coque	Fueloil
	Gas natural	1				
	Gasoil		1			
	Carbón			1		
	Coque				1	
	Fueloil					1

Tabla B-19. Matriz de comparación por pares respecto al subcriterio emisiones de NO₂.

J	Combustibles	Gas natural	Gasoil	Carbón	Coque	Fueloil
	Gas natural	1				
	Gasoil		1			
	Carbón			1		
	Coque				1	
	Fueloil					1

APÉNDICE C. PERFILES PROFESIONALES DE LOS MIEMBROS DE LA MESA DE TRABAJO.

A continuación se presentan los perfiles profesionales de los doce (12) expertos consultados, sin embargo sus nombres no serán reflejados por petición de los mismos.

Experto N°1

Ingeniero Químico egresada de Universidad de Los Andes. Facultad de Ingeniería, Escuela de Química. Especialista en Gerencia de Negocio del Gas Natural egresada de la Universidad Simón Bolívar. Conocimiento de toda la cadena de valor del gas natural en específico de la Valorización y el mejor aprovechamiento del gas natural (gas combustible, gas natural vehicular y generación eléctrica). Evaluación técnico-económica de diversos combustibles (coque, carbón, fueloil y gas natural) para generación eléctrica, incluyendo sensibilidades a la eficiencia energética, capacidad de generación, precios de combustible, precio de la electricidad, entre otros. Toma de decisiones para la valorización del gas metano en los diferentes sectores de consumo, mediante análisis integrales (técnico, económico, social, ambiental y geopolítico) para orientar estratégicamente el buen uso y aprovechamiento del recurso. Actualmente, tutora de la pericia de Transporte, Distribución y Valorización de Gas Natural, se desempeña como Profesional de formación en la Gerencia Departamental de Manejo Integrado de Gas Natural de PDVSA INTEVEP.

Experto N°2

Estudiante de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela. Facultad de ingeniería. Escuela de Petróleo. Conocimiento en manejo y acondicionamiento de Gas Natural. Identificación de riesgos y oportunidades en el desarrollo de campos petroleros. Actualmente, Tesista de la Gerencia Departamental de Manejo Integrado de Gas Natural de PDVSA INTEVEP.

Experto N°3

Ingeniero de Petróleo egresada de la Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Conocimientos de mediciones en laboratorio de pruebas PVT y propiedades de fluidos, manejo de software PVT sim utilizado para el análisis de las pruebas PVT. Destreza en el área de Combustión In Situ específicamente en el diseño conceptual de celdas de laboratorio para pruebas de Combustión In Situ a condiciones de yacimiento. Conocimientos en el área de medición, transporte, distribución, mantenimiento y reconocimiento de problemas operacionales de Gas Natural. Año y medio de experiencia como líder, planificación y control de gestión de proyectos estratégicos dirigidos al fortalecimiento de la distribución del GLP. Conocimientos en el área de producción, transporte, envasado, llenado de cilindros, distribución y comercialización del sector energético GLP. Conocimientos en Planificación y Control de proyectos de Ingeniería y Construcción en el reacondicionamiento de plantas de GLP. Actualmente, realizando actividades de Investigación en Yacimientos de Gas Natural No Convencional.

Experto N°4

Ingeniero de Petróleo egresado de la Universidad de Oriente. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Especialista en Ciencia de la Tierra egresado de la Universidad Simón Bolívar. Actualmente se desempeña como Profesional ID soporte en la Gerencia de Producción e Investigación Estratégica de PDVSA INTEVEP.

Experto N°5

Ingeniero Electricista, mención en el área de Potencia, egresado de la Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ing. Eléctrica. Especialización en Instalaciones Eléctricas egresado de la Universidad Simón Bolívar. Experiencia en proyectos para la Industria Petrolera (Ingeniería Conceptual Básica y Detalle), Conocimientos en Ingeniería Submarina, manejo de normas nacionales e internacionales, dimensionamiento de sistemas de generación a vapor, manejo de la Norma ISO 9001:2000, PDVSA y UL 844. Actualmente se desempeña

como Profesional ID soporte en la Gerencia Departamental de Manejo Integrado de Gas Natural de PDVSA INTEVEP.

Experto N°6

Ingeniero Químico egresado de la Universidad de Carabobo. Facultad de Ingeniería. Escuela de Química. Magíster Scientiarum en Ingeniería Química egresado de la Universidad Central de Venezuela. Graduate Diploma in Petroleum Studies Major in Refining Technology egresado del IFP-ENSPM. Conocimiento en: Evaluaciones técnico-económicas del negocio de refinación, evaluación de proyectos de inversión para las nuevas instalaciones de expansión del circuito refinador nacional, pruebas de selección de crudos para refinerías, análisis de riesgo “What-if” y “Hazop”, balance de masa y energía en procesos de gasificación, aplicación de gasificación catalítica en productos existentes en PDVSA, tecnologías para el procesamiento de crudos extra pesados, planificación de proyectos de refinación del circuito nacional. Actualmente asesor en el negocio de refinación y evaluaciones económicas, se desempeña como Profesional ID soporte en la Gerencia General de Planificación y Gestión de Refinación.

Experto N°7

Ingeniero Electricista mención Potencia egresado del Instituto Universitario Politécnico de las Fuerza Armada Nacionales. Facultad de Ingeniería. Escuela de Eléctrica. Especialista en Distribución de Energía Eléctrica egresado de la Universidad Simón Bolívar. Conocimiento en: la generación y adaptación de tecnologías necesarias en el área de distribución, técnicas modernas de planificación, diseño y operación de sistemas de distribución primarios y secundarios. Actualmente se desempeña como analista en la Gerencia de Distribución y Comercialización de CORPOELEC Zona Aragua.

Experto N°8

Ingeniero Electricista mención Potencia egresada de la Universidad Simón Bolívar. Facultad de Ingeniería. Escuela de Eléctrica. Magister Scientiarum en Ingeniería Eléctrica egresada de la Universidad Central de Venezuela. Actualmente se desempeña como asesora de la Sub-comisionaduría de Distribución, Comercialización y UREE de CORPOELEC Región Capital.

Experto N°9

Licenciado en Química, Mención Tecnología egresada de la Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ciencias, Escuela de Química. Especialista en Gerencia del Negocio de Gas Natural egresada de la Universidad Simón Bolívar. Actualmente, tutora de la pericia de Transporte, Distribución y Valorización de Gas Natural, se desempeña como Profesional ID soporte en la Gerencia Departamental de Manejo Integrado de Gas Natural de PDVSA INTEVEP.

Experto N°10

Ingeniero Químico egresada de Universidad de Carabobo. Facultad de Ingeniería, Escuela de Química. Especialista en Gerencia de Negocio del Gas Natural egresada de la Universidad Simón Bolívar. Conocimiento de toda la cadena de valor del gas natural en específico de la Valorización y el mejor aprovechamiento del gas natural (gas combustible, gas natural vehicular y generación eléctrica). Evaluación técnico-económica de diversos combustibles (coque, carbón, fueloil y gas natural) para generación eléctrica, incluyendo sensibilidades a la eficiencia energética, capacidad de generación, precios de combustible, precio de la electricidad, entre otros. Toma de decisiones para la valorización del gas metano en los diferentes sectores de consumo, mediante análisis integrales (técnico, económico, social, ambiental y geopolítico) para orientar estratégicamente el buen uso y aprovechamiento del recurso. Actualmente, tutora de la pericia de Transporte, Distribución y Valorización de Gas Natural, se desempeña como Profesional de formación en la Gerencia Departamental de Manejo Integrado de Gas Natural de PDVSA INTEVEP.

Experto N°11

Ingeniero de Petróleo egresado de la Universidad de Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Especialista en Pruebas PVT en crudos pesados y extra pesados, manejo de software PVT sim utilizado para el análisis de las pruebas PVT. Actualmente se desempeña como Profesional ID soporte en Gerencia de la FPO PDVSA INTEVEP.

Experto N°12

Ingeniero Electricista egresado de la Universidad de Carabobo. Facultad de Ingeniería. Escuela de Eléctrica. Actualmente supervisor y planificador de actividades de mantenimiento y acondicionamiento eléctrico de la Refinería el Palito, se desempeña como Profesional de soporte en la Gerencia de Control y Gestión de Mantenimiento de PDVSA El Palito.

APÉNDICE D: MATRIZ DE DATOS

Tabla D-1. Matriz de datos.

Criterios	Solar Fotovoltaica	Eólica	Hidroeléctrica	Nuclear
1. Técnicos				
Construcción				
Tiempo de construcción (año)	1 - 3	3,6 - 4,9	12 - 15	12 - 17
Características del combustible	Radiación solar	Viento	Agua	Uranio
Potencial (MMBpe)	4,56	1,41	1,86	25,28
Poder calorífico (MMBTU/lb)	-	-	-	1.748,37 - 1.799,80
Características de las unidades	Cristalina de Silicio	Aerogenerador	TH	Reactor de fusión
Eficiencia (%)	11 - 19	20 - 32	82 - 95	34,9 - 37,2
Potencia (Mw)	0,000110 - 0,000305	0,850 - 3.6	100 - 700	1000 - 1200
Vida útil (años)	35	25	50	60
Características de la central				
Número de unidades	17.648 - 276.156	76 - 627	10 - 20	2 - 8
Consumo de Combustible (MTn/año)	-	-	-	0,054 - 0,184
Capacidad Instalada (MW)	3 - 84	100,32 - 781,5	2.160 - 10.000	2400-8212
Capacidad de generación eléctrica (GWh/año)	4,204 - 117,734	263,64 - 2.053,78	12.109,82 - 56.064,00	15.768,00 - 53.952,84
2. Económicos				
OPEX (\$USD/1000 KWh)	4 - 70	13,3 - 20	10,6 - 25,2	12 - 89
Costos de Generación (\$USD/KWh)	0,160 - 0,711	0,0598 - 0,1157	0,0665 - 0,2926	0,068 - 0,076
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)	0,00	0,00	0,00	0,24 - 0,29
Inversión total (\$USD/KW)	3850 - 4050	1463 - 1862	1500 - 4000	3902 - 6000
3. Ambientales				
Emisiones CO (MTn/año)	-	-	-	-
Emisiones CO ₂ (MTn/año)	-	-	-	-
Emisiones SO _x (MTn/año)	-	-	-	-
Emisiones NO _x (MTn/año)	-	-	-	-
Emisiones de partículas (MTn/año)	-	-	-	-
Elemento afectado	Visual	Visual / Sónico/animal	Agua/Suelo/animal	Agua/ Suelo/Aire
4. Operacional				
Complejidad operacional	Bajo	Bajo	Medio	Alto
Mantenimiento	Mínimo	Minino	Medio	Elevado
Seguridad	Bajo	Bajo	Medio	Alto

Tabla D-2. Continuación de la matriz de datos.

Criterios	Termoeléctrica			
	Ciclo Convencional		Ciclo combinado	IGCC
	Turbina a Gas	Turbina a Vapor		
1. Técnicos				
Construcción				
Tiempo de construcción (año)	2 - 5	4 - 5	2 - 5	4 - 6
Características del combustible	Gas Natural	Fueloil	Gas Natural	Carbón
Potencial (MMBpe)	32.634	-	32.634	2416,02
Poder calorífico (MMBTU/lb)	0,02616 – 0,02118	0,01719 - 0,01891	0,02616 – 0,02118	0,01127 - 0,01390
Características de las unidades	TG	TV	Ciclo Combinado	IGCC
Eficiencia (%)	34,2 - 40	40 - 60	50 - 60	45 - 51
Potencia (Mw)	24,77 - 375	110 - 1200	-	-
Vida útil (años)	30	40	25	30
Características de la central				
Número de unidades	1 - 6	1 - 4	3 - 2	1 - 2
Consumo de Combustible (MTn/año)	14,072 - 31,383	176,115 - 800,523	20,971 - 45,290	431,977- 700,487
Capacidad Instalada (MW)	200 - 500	100 - 500	475 - 1150	250 - 500
Capacidad de generación eléctrica (GWh/año)	1.489,20 - 3.723,00	744,60 - 3.723,00	3.328,80 - 8.059,20	1.357,80 - 2.715,60
2. Económicos				
OPEX (\$USD/1000 KWh)	5,8 - 6,5	4 - 6	3 - 19	8 - 52
Costos de Generación (\$USD/KWh)	0,040 - 0,068	0,189 - 0,200	0,013 - 0,022	0,047 - 0,081
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)	0,93 - 3,54	0,50 - 10,90	0,93 - 3,54	2,54 - 3,00
Inversión total (\$USD/KW)	350 - 653	1300 - 2800	600 - 900	1200 - 3000
3. Ambientales				
Emisiones CO (MTn/año)	1,607 - 4,018	1,149 - 5,745	2,395 - 5,799	0,283 - 0,567
Emisiones CO ₂ (MTn/año)	0,700 - 1,751	0,523 - 2,613	1,044 - 2,527	1,068 - 2,137
Emisiones SOx (MTn/año)	0,006 - 0,014	6,549 - 32,743	0,008 - 0,020	8,277 - 16,543
Emisiones NOx (MTn/año)	3,736 - 9,340	2,305 - 11,525	5,567 - 13,479	4,691 - 9,382
Emisiones de partículas (MTn/año)	0	0,289 - 1,445	0	0
Impacto	Aire/Suelo	Aire/Suelo	Aire/Suelo	Aire/Suelo
4. Operacional				
Complejidad operacional	Alto	Alto	Alto	Alto
Mantenimiento	Medio	Medio	Medio	Medio
Seguridad	Medio	Medio	Medio	Medio

Tabla D-3. Continuación de la matriz de datos.

Criterios	Termoeléctrica			
	Ciclo Convencional		Ciclo combinado	IGCC
	Turbina a Gas	Turbina a Vapor		
1. Técnicos				
Construcción				
Tiempo de construcción (año)	2 - 5	4 - 5	2 - 5	4 - 6
Características del combustibles	Gasoil	Coque de Petróleo	Gasoil	Coque de Petróleo
Potencial (MMBpe)	-	23.309,8	-	23.309,8
Poder calorífico (MMBTU/lb)	0,01836 - 0,01855	0,01450 - 0,01569	0,01836 - 0,01855	0,01450 - 0,01569
Características de las unidades	TG	TV	Ciclo Combinado	IGCC
Eficiencia (%)	34,2 - 40	40 - 60	50 - 60	45 - 51
Potencia (Mw)	24,77 - 375	110 - 1200	-	-
Vida útil (años)	30	30	25	30
Características de la central				
Número de unidades	1 - 6	1 - 4	3 - 2	1 - 2
Consumo de Combustible (MTn/año)	329,913 - 816,069	180,389 - 833,421	491,635 - 1.177,70	332,229 - 613,978
Capacidad Instalada (MW)	200 - 500	100 - 500	475 - 1150	250 - 500
Capacidad de generación eléctrica (GWh/año)	1.489,20 - 3.723,00	744,60 - 3.723,00	3.328,80 - 8.059,20	1.357,80 - 2.715,60
2. Económicos				
OPEX (\$USD/1000 KWh)	6,2 - 7,0	8 - 16	5 - 22	8 - 52
Costos de Generación (\$USD/KWh)	0,040 - 0,068	0,080 - 0,120	0,013 - 0,022	0,047 - 0,081
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)	0,40 - 14,70	1.10 - 2,20	0,40 - 14,70	1.10 - 2,20
Inversión total (\$USD/KW)	350 - 653	1300 - 2800	600 - 900	1200 - 3000
3. Ambientales				
Emisiones CO (MTn/año)	2,270 - 5,675	0,084 - 0,421	3,382 - 8,189	0,123 - 0,247
Emisiones CO ₂ (MTn/año)	0,986 - 2,466	0,831 - 4,153	1,470 - 3,558	1,217 - 2,434
Emisiones SOx (MTn/año)	3,116 - 7,789	5,243 - 26,213	4,643 - 11,241	7,680 - 15,361
Emisiones NOx (MTn/año)	4,540 - 11,349	1,883 - 9,414	6,765 - 16,378	2,758 - 5,516
Emisiones de partículas (MTn/año)	0,099 - 0,247	0,941 - 4,707	0,147 - 0,356	1,379 - 2,758
Impacto	Aire/suelo	Suelo/Aire/Visual	Aire/Suelo	Suelo/Aire
4. Operacional				
Complejidad operacional	Alto	Alto	Alto	Alto
Mantenimiento	Medio	Medio	Medio	Medio
Seguridad	Medio	Medio	Medio	Medio

Tabla D-4. Continuación de la matriz de datos.

Criterios	Termoeléctrica		
	Ciclo Convencional		
	Turbina a Vapor	Turbina a Vapor	Turbina a Vapor
1. Técnicos			
Construcción			
Tiempo de construcción (año)	4 - 5	2 - 5	2 - 5
Características del Combustible			
Potencial (MMBpe)	2416,02	1,54	0,15
Poder calorífico (MMBTU/lb)	0,01127 - 0,01390	0,00216 - 0,00270	0,000677 - 0,000696
Características de las unidades			
	TV	TV	TV
Eficiencia (%)	40 - 60	20 - 30	20 - 30
Potencia (Mw)	110 - 1200	10 - 65	10 - 100
Vida útil (años)	30	30	30
Características de la central			
Número de unidades	1 - 4	1 - 3	1 - 4
Consumo de Combustible (MTn/año)	232,089 - 940,877	45,00 - 460,00	1.419,12 - 7.095,60
Capacidad Instalada (MW)	100 - 500	10 - 50	30 - 100
Capacidad de generación eléctrica (GWh/año)	744,60 - 3.723,00	61,320 - 306,600	236,52 - 788,40
2. Económicos			
OPEX (\$USD/1000 KWh)	8 - 16	6 - 11	9 - 25
Costos de Generación (\$USD/KWh)	0,080 - 0,120	0,030 - 0,090	0,056 - 0,097
Costos de Combustible (\$USD/MMBTU)	2,54 - 3,00	0	0
Inversión total (\$USD/KW)	1300 - 2800	1500 - 2000	2000 - 4000
3. Ambientales			
Emisiones CO (MTn/año)	0,152 - 0,761	0,003 - 0,032	0
Emisiones CO ₂ (MTn/año)	0,574 - 2,871	0,005 - 0,051	0,241 - 1,241
Emisiones SOx (MTn/año)	4,444 - 22,221	0,005 - 0,049	0,118 - 0,609
Emisiones NOx (MTn/año)	2,520 - 12,602	0,032 - 0,330	0
Emisiones de partículas (MTn/año)	0	0,00017 - 0,002	0
Impacto	Suelo/Aire/Visual	Suelo/Aire/Agua	Suelo
4. Operacional			
Complejidad operacional	Alto	Bajo	Bajo
Mantenimiento	Medio	Medio	Mínimo
Seguridad	Medio	Bajo	Bajo

APÉNDICE E. DATOS SOBRE INDICES DE EMISIONES SEGÚN EL MANUAL OLADE, 2011.

Tabla E-1. Factores de emisión de CO₂

Fuente: OLADE, 2011.

Energético	Factor de emisión (ton. de carbón/TJ)
Petróleo	20.0
Gasolina	18.9
Kerosene	19.5
Diesel	20.2
Fuel oil	21.1
GLP	17.2
Gases	15.3
No energéticos	20.0
Carbón	26.8
Coque	29.5
Gas natural	15.3

Fuente: IPCC

Tabla E-2. Factores de emisión de dióxido de carbono (CO₂)

Fuente: OLADE, 2011.

kg/TJ	Petróleo	Gas Natural	Carbón Mineral	Hidro	Geo	Nuclear	Leña	Prod. de Caña	Otras Primarias	Electricidad	GLP	Gasolinas /Alcohol	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Coques	Carbón Vegetal	Gases	Otras Sec.	No Energ.
Producción	612	3,084	6																	
Importación																				
Exportación																				
Variación de inventario																				
No aprovechado																				
Oferta Total																				
Refinería																				
Centrales Eléctricas	78,382	49,680	94,320		10806		53,063	97,123	46,408		66,928	47,550	72,350	69,957	74,142	108,544	96,240	49,680		
Autoproductores	78,382	53,314	91,245		10806		53,063	97,123	46,408		66,366	47,550	71,881	69,025	75,886	108,544	96,240	53,314		
Centros de Gas																				
Carboneras																	49850			
Coquería/A. Homos																				
Destilería												26,930								
Otros centros																				
Transformación total																				
Consumo propio	76,385	49,721	94,425								67,269	47,550	69,229	69,965	74,134	90,629		49,721		
Pérdidas																				
Ajuste																				
Transporte		63,517	91,245				92,893	41,937			67,674	72,864	73,731	76,651	75,886			63,517		36,300
Industria	76,385	49,721	94,428				92,893	97,123	46,408		67,674	47,550	69,229	69,925	74,134	108,544	96,240	49,721		27,500
Residencial		53,314	87,186				92,893		80,949		67,674	50,307	69,975	75,497	76,385		96,240	53,314		
Comercial, ser. pub.	76,385	53,314	87,186				92,893		46,408		67,674	47,550	69,975	75,016	75,886		96,240	53,314		
Agro, pesca y minería	76,385	49,721	94,425				92,893	97,123	46,408		67,674	47,550	69,975	76,651	74,134	108,544	96,240	49,721		
Construcción	76,385	63,517	91,245				92,893				67,674	72,864	69,229	76,651	75,886		96,240			17,967
Consumo energético																				
No energético	36,300	37,399	24,075								12,487	14,520	14,157	36,663	38,115	26,501	8,700	37,399		33,250
Consumo final																				

Tabla E-3. Factores de emisión de monóxido de carbono (CO)

Fuente: OLADE, 2011.

kg/TJ	Petróleo	Gas Natural	Carbón Mineral	Hidro	Geo	Nuclear	Leña	Prod. de Caña	Otras Primarias	Electricidad	GLP	Gasolinas /Alcohol	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Coques	Carbón Vegetal	Gases	Otras Sec.	No Energ.
Producción	0.5	2.0	0.0																	
Importación																				
Exportación																				
Variación de inventario																				
No aprovechado																				
Oferta Total																				
Refinería																				
Centrales Eléctricas	53.0	114.0	52.0				1,559	131	628		16	14,656	53	161	163	11	9,139	114	114	
Autoprodutores	53.0	197.0	86.0				1,559	131	628		646	14,656	354	226	322	11	9,139	197	197	
Centros de Gas																				
Carboneras																	5585			
Coquería/A. Hornos																				
Destilería																				
Otros centros																				
Transformación total																				
Consumo propio	15	63	86								17	14,656	51	67	68	195		63	63	
Pérdidas																				
Ajuste																				
Transporte		143	86				173	6,418			1,523	7,410	122	524	349			143	143	
Industria	15	63	86				173	131	628		17	14,656	51	67	68	11	9,139	63	63	
Residencial		281	3,583				8,029		7,299		65	12,887	134	18	17		9,139	281	281	
Comercial, ser. pub.	15	281	3,583				819		628		9	14,656	134	337	322		9,139	281	281	
Agro, pesca y minería	15	63	86				1,504	131	628		9	14,656	134	611	68	11	9,139	63	63	
Construcción	15	143	86				173		628		1,523	7,410	51	524	349		9,139			
Consumo energético																				
No energético																				
Consumo final																				

Tabla E-4. Factores de emisión de óxidos de Nitrogeno (NOx)

Fuente: OLADE, 2011.

kg/TJ	Petróleo	Gas Natural	Carbón Mineral	Hidro	Geo	Nuclear	Leña	Prod. de Caña	Otras Primarias	Electricidad	GLP	Gasolinas /Alcohol	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Coques	Carbón Vegetal	Gases	Otras Sec.	No Energ.
Producción	17.0	78.0	3.0																	
Importación																				
Exportación																				
Variación de inventario																				
No aprovechado																				
Oferta Total																				
Refinería																				
Centrales Eléctricas	233.0	265.0	414.0				119	79	32		66	379	234	322	327	246		265	265	
Autoprodutores	233.0	1,568.0	345.0				119	79	32		695	379	1,625	1,206	1,478	246		1,568	1,568	
Centros de Gas																				
Carboneras																	415			
Coquería/A. Hornos																				
Destilería																				
Otros centros												116								
Transformación total																				
Consumo propio	166	126	274								66	379	224	188	191	488				
Pérdidas																				
Ajuste																				
Transporte		238	345				104	99			399	390	293	1,031	901			238	238	
Industria	166	126	274				104	79	32		66	379	224	188	191	246		126	126	
Residencial		11	178				53		32		83	255	3	65	178			11	11	
Comercial, ser. pub.	166	11	178				62		32		45	379	3	1,553	1,478			11	11	
Agro, pesca y minería	166	126	274				115	79	32		45	379	3	1,527	191	246		126	126	
Construcción	166	238	345				104		32		399	390	224	1,031	901					
Consumo energético																				
No energético																				
Consumo final																				

Tabla E-5. Factores de emisión de Anhídrido Sulfuroso (SO₂)

Fuente: OLADE, 2011.

kg/TJ	Petróleo	Gas Natural	Carbón Mineral	Hidro	Geo	Nuclear	Leña	Prod. de Caña	Otras Primarias	Electricidad	GLP	Gasolinas /Alcohol	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Coques	Carbón Vegetal	Gases	Otras Sec.	No Energ.
Producción	1.0	132.0	2.0																	
Importación																				
Exportación																				
Variación de inventario																				
No aprovechado																				
Oferta Total																				
Refinería																				
Centrales Eléctricas	482.0	0.4	730.0		53							431	20	21	221	929	685	24	0	0.4
Autoprodutores	482.0	0.4	730.0		53							2	20	21	175	487	685	24	0	0.4
Centros de Gas																				
Carboneras																				
Coquería/A. Homos																				
Destilería																				
Otros centros												151								
Transformación total																				
Consumo propio	929	0	692									433	20	21	221	929	0	0	0	0
Pérdidas																				
Ajuste																				
Transporte		23	730				19												23	23
Industria	929	0	692				19					433	20	21	221	929	685	24	0	0
Residencial							27						20	221	483			24		
Comercial, ser. pub.	929												20	221	103			24		
Agro, pesca y minería	929	0	692				19						20	221	103	929	685	24		
Construcción	929	23	730				19							21				24		
Consumo energético																				
No energético																				
Consumo final																				

Tabla E-6. Factores de emisión de partículas

Fuente: OLADE, 2011.

kg/TJ	Petróleo	Gas Natural	Carbón Mineral	Hidro	Geo	Nuclear	Leña	Prod. de Caña	Otras Primarias	Electricidad	GLP	Gasolinas /Alcohol	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Coques	Carbón Vegetal	Gases	Otras Sec.	No Energ.
Producción	3.0	2.0	2.0																	
Importación																				
Exportación																				
Variación de inventario																				
No aprovechado																				
Oferta Total																				
Refinería																				
Centrales Eléctricas	17.0							1,050				1	24	17	7	41	123	83		
Autoprodutores	17.0	5.0						1,050				25	24	116	111	106	123	83	5	5
Centros de Gas																				
Carboneras																				
Coquería/A. Homos																				
Destilería																				
Otros centros												43								
Transformación total																				
Consumo propio												1	24	17						
Pérdidas																				
Ajuste																				
Transporte		8																	8	8
Industria								1,050				1	24	17			123	83		
Residencial		1					756		2,322				23	117	9			83	1	1
Comercial, ser. pub.		1										1	24	117	111			83		
Agro, pesca y minería								1,050				1	24	117			123	83		
Construcción												8		17				83		
Consumo energético																				
No energético																				
Consumo final																				

APÉNDICE F. PRONÓSTICO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO CS.

Tabla F-1. Producción del Campo CS para el período 2012 – 2039.

Fecha (d/m/año)	Qg (MMPCND)	Qo (MBND)	Qg (MMPCNM)	Qo (MBNM)	Np (MBN)	Gp (MMPCN)
01/01/12	57,03	4805,78	1767,89	148,98	12224,10	157690,03
01/02/12	56,08	4796,86	1738,42	148,70	12372,80	159428,45
01/03/12	55,90	4787,13	1733,04	148,40	12521,20	161161,49
01/04/12	55,75	4776,75	1728,20	148,08	12669,28	162889,69
01/05/12	55,58	4766,73	1722,85	147,77	12817,05	164612,54
01/06/12	55,41	4756,40	1717,69	147,45	12964,50	166330,23
01/07/12	55,24	4746,42	1712,37	147,14	13111,64	168042,60
01/08/12	55,07	4736,13	1707,24	146,82	13258,46	169749,84
01/09/12	54,90	4725,87	1701,96	146,50	13404,96	171451,80
01/10/12	54,73	4715,95	1696,69	146,19	13551,16	173148,49
01/11/12	54,57	4705,73	1691,61	145,88	13697,03	174840,10
01/12/12	54,40	4695,86	1686,37	145,57	13842,60	176526,47
01/01/13	54,24	4685,68	1681,32	145,26	13987,86	178207,79
01/02/13	54,07	4675,52	1676,12	144,94	14132,80	179883,91
01/03/13	53,90	4666,37	1670,93	144,66	14277,46	181554,84
01/04/13	53,74	4656,25	1666,09	144,34	14421,80	183220,93
01/05/13	53,58	4646,49	1660,93	144,04	14565,84	184881,86
01/06/13	53,42	4636,41	1655,96	143,73	14709,57	186537,82
01/07/13	53,25	4626,69	1650,83	143,43	14853,00	188188,65
01/08/13	53,09	4616,66	1645,89	143,12	14996,12	189834,54
01/09/13	52,93	4606,65	1640,79	142,81	15138,92	191475,33
01/10/13	52,76	4596,99	1635,71	142,51	15281,43	193111,04
01/11/13	52,61	4587,02	1630,81	142,20	15423,63	194741,86
01/12/13	52,44	4577,40	1625,77	141,90	15565,53	196367,62
01/01/14	52,29	4567,48	1620,90	141,59	15707,12	197988,52
01/02/14	52,13	4557,58	1615,88	141,28	15848,40	199604,40
01/03/14	51,96	4548,65	1610,88	141,01	15989,41	201215,28
01/04/14	51,82	4538,79	1606,37	140,70	16130,11	202821,65
01/05/14	51,66	4529,27	1601,40	140,41	16270,52	204423,05
01/06/14	51,50	4519,45	1596,60	140,10	16410,62	206019,66
01/07/14	51,34	4509,97	1591,66	139,81	16550,43	207611,32
01/08/14	51,19	4500,20	1586,90	139,51	16689,94	209198,22
01/09/14	51,03	4490,44	1581,98	139,20	16829,14	210780,20
01/10/14	50,87	4481,02	1577,09	138,91	16968,06	212357,29
01/11/14	50,72	4471,31	1572,36	138,61	17106,67	213929,65
01/12/14	50,56	4461,93	1567,50	138,32	17244,99	215497,15
01/01/15	50,41	4452,26	1562,80	138,02	17383,01	217059,95
01/02/15	50,26	4442,61	1557,96	137,72	17520,73	218617,91
01/03/15	50,10	4433,91	1553,14	137,45	17658,18	220171,05
01/04/15	49,96	4424,30	1548,80	137,15	17795,33	221719,85

Tabla F-2. Continuación de la producción del Campo CS para el período 2012 – 2039.

Fecha (d/m/año)	Qg (MMPCND)	Qo (MBND)	Qg (MMPCNM)	Qo (MBNM)	Np (MBN)	Gp (MMPCN)
01/05/15	49,81	4415,01	1544,00	136,87	17932,20	223263,85
01/06/15	49,66	4405,44	1539,38	136,57	18068,76	224803,23
01/07/15	49,50	4396,20	1534,61	136,28	18205,05	226337,85
01/08/15	49,36	4386,67	1530,02	135,99	18341,03	227867,87
01/09/15	49,20	4377,16	1525,28	135,69	18476,73	229393,15
01/10/15	49,05	4367,98	1520,56	135,41	18612,13	230913,71
01/11/15	48,90	4358,51	1516,01	135,11	18747,25	232429,71
01/12/15	48,75	4349,37	1511,31	134,83	18882,08	233941,03
01/01/16	48,61	4339,94	1506,79	134,54	19016,62	235447,82
01/02/16	48,46	4330,53	1502,12	134,25	19150,86	236949,94
01/03/16	48,31	4321,75	1497,47	133,97	19284,84	238447,41
01/04/16	48,17	4312,38	1493,29	133,68	19418,52	239940,70
01/05/16	48,02	4303,34	1488,66	133,40	19551,92	241429,36
01/06/16	47,88	4294,01	1484,21	133,11	19685,04	242913,57
01/07/16	47,73	4285,00	1479,61	132,84	19817,87	244393,18
01/08/16	47,59	4275,71	1475,18	132,55	19950,42	245868,36
01/09/16	47,44	4266,45	1470,61	132,26	20082,68	247338,97
01/10/16	47,29	4257,50	1466,06	131,98	20214,66	248805,03
01/11/16	47,15	4248,27	1461,67	131,70	20346,36	250266,70
01/12/16	47,00	4239,35	1457,15	131,42	20477,78	251723,85
01/01/17	46,86	4230,17	1452,78	131,14	20608,91	253176,63
01/02/17	46,72	4221,00	1448,28	130,85	20739,77	254624,91
01/03/17	46,57	4212,73	1443,80	130,59	20870,36	256068,71
01/04/17	46,44	4203,60	1439,62	130,31	21000,67	257508,33
01/05/17	46,30	4194,78	1435,16	130,04	21130,71	258943,50
01/06/17	46,16	4185,69	1430,87	129,76	21260,47	260374,36
01/07/17	46,01	4176,91	1426,44	129,48	21389,95	261800,80
01/08/17	45,88	4167,85	1422,16	129,20	21519,15	263222,96
01/09/17	45,73	4158,82	1417,76	128,92	21648,08	264640,73
01/10/17	45,59	4150,09	1413,37	128,65	21776,73	266054,10
01/11/17	45,46	4141,10	1409,14	128,37	21905,10	267463,24
01/12/17	45,32	4132,41	1404,78	128,10	22033,21	268868,02
01/01/18	45,18	4123,45	1400,57	127,83	22161,04	270268,59
01/02/18	45,04	4114,52	1396,24	127,55	22288,59	271664,82
01/03/18	44,90	4106,46	1391,91	127,30	22415,89	273056,74
01/04/18	44,77	4097,56	1388,02	127,02	22542,91	274444,76
01/05/18	44,64	4088,96	1383,73	126,76	22669,67	275828,48
01/06/18	44,50	4080,10	1379,58	126,48	22796,15	277208,06
01/07/18	44,36	4071,54	1375,31	126,22	22922,37	278583,37
01/08/18	44,23	4062,71	1371,19	125,94	23048,31	279954,56
01/09/18	44,10	4053,91	1366,95	125,67	23173,98	281321,51
01/10/18	43,96	4045,40	1362,72	125,41	23299,39	282684,23
01/11/18	43,83	4036,63	1358,63	125,14	23424,53	284042,86
01/12/18	43,69	4028,17	1354,43	124,87	23549,40	285397,29
01/01/19	43,56	4019,43	1350,37	124,60	23674,00	286747,66

Tabla F-3. Continuación de la producción del Campo CS para el período 2012 – 2039.

Fecha (d/m/año)	Qg (MMPCND)	Qo (MBND)	Qg (MMPCNM)	Qo (MBNM)	Np (MBN)	Gp (MMPCN)
01/02/19	43,43	4010,72	1346,19	124,33	23798,34	288093,85
01/03/19	43,29	4002,87	1342,02	124,09	23922,42	289435,87
01/04/19	43,17	3994,19	1338,27	123,82	24046,24	290774,15
01/05/19	43,04	3985,81	1334,13	123,56	24169,80	292108,28
01/06/19	42,91	3977,17	1330,13	123,29	24293,10	293438,41
01/07/19	42,77	3968,83	1326,02	123,03	24416,13	294764,43
01/08/19	42,65	3960,23	1322,04	122,77	24538,90	296086,47
01/09/19	42,51	3951,64	1317,95	122,50	24661,40	297404,42
01/10/19	42,38	3943,35	1313,87	122,24	24783,64	298718,30
01/11/19	42,26	3934,80	1309,94	121,98	24905,62	300028,24
01/12/19	42,13	3926,55	1305,88	121,72	25027,34	301334,12
01/01/20	42,00	3918,04	1301,97	121,46	25148,80	302636,09
01/02/20	41,87	3909,55	1297,94	121,20	25270,00	303934,03
01/03/20	41,74	3901,62	1293,92	120,95	25390,95	305227,95
01/04/20	41,62	3893,16	1290,31	120,69	25511,64	306518,26
01/05/20	41,49	3884,99	1286,31	120,43	25632,07	307804,57
01/06/20	41,37	3876,57	1282,46	120,17	25752,25	309087,03
01/07/20	41,24	3868,44	1278,49	119,92	25872,17	310365,52
01/08/20	41,12	3860,05	1274,66	119,66	25991,83	311640,18
01/09/20	40,99	3851,69	1270,71	119,40	26111,23	312910,90
01/10/20	40,86	3843,61	1266,78	119,15	26230,38	314177,68
01/11/20	40,74	3835,27	1262,99	118,89	26349,28	315440,66
01/12/20	40,62	3827,23	1259,08	118,64	26467,92	316699,74
01/01/21	40,49	3818,93	1255,31	118,39	26586,31	317955,05
01/02/21	40,37	3810,65	1251,42	118,13	26704,44	319206,47
01/03/21	40,24	3803,19	1247,55	117,90	26822,34	320454,02
01/04/21	40,13	3794,95	1243,93	117,64	26939,98	321697,95
01/05/21	40,00	3786,99	1240,08	117,40	27057,38	322938,03
01/06/21	39,88	3778,78	1236,37	117,14	27174,52	324174,40
01/07/21	39,76	3770,85	1232,54	116,90	27291,42	325406,95
01/08/21	39,64	3762,68	1228,85	116,64	27408,06	326635,80
01/09/21	39,52	3754,52	1225,05	116,39	27524,45	327860,84
01/10/21	39,40	3746,65	1221,26	116,15	27640,59	329082,10
01/11/21	39,28	3738,52	1217,60	115,89	27756,49	330299,70
01/12/21	39,16	3730,68	1213,83	115,65	27872,14	331513,53
01/01/22	39,04	3722,60	1210,19	115,40	27987,54	332723,72
01/02/22	38,92	3714,53	1206,45	115,15	28102,69	333930,17
01/03/22	38,80	3707,25	1202,71	114,92	28217,62	335132,88
01/04/22	38,69	3699,22	1199,35	114,68	28332,29	336332,23
01/05/22	38,57	3691,46	1195,64	114,44	28446,73	337527,86
01/06/22	38,45	3683,45	1192,06	114,19	28560,91	338719,92
01/07/22	38,33	3675,73	1188,37	113,95	28674,86	339908,29
01/08/22	38,22	3667,76	1184,81	113,70	28788,56	341093,09
01/09/22	38,10	3659,81	1181,14	113,45	28902,02	342274,23
01/10/22	37,98	3652,13	1177,48	113,22	29015,23	343451,72

Tabla F-4. Continuación de la producción del Campo CS para el período 2012 – 2039.

Fecha (d/m/año)	Qg (MMPCND)	Qo (MBND)	Qg (MMPCNM)	Qo (MBNM)	Np (MBN)	Gp (MMPCN)
01/11/22	37,87	3644,22	1173,96	112,97	29128,20	344625,67
01/12/22	37,75	3636,57	1170,32	112,73	29240,94	345795,99
01/01/23	37,64	3628,69	1166,82	112,49	29353,43	346962,81
01/02/23	37,52	3620,82	1163,21	112,25	29465,67	348126,02
01/03/23	37,41	3613,73	1159,60	112,03	29577,70	349285,62
01/04/23	37,30	3605,90	1156,36	111,78	29689,48	350441,98
01/05/23	37,19	3598,33	1152,78	111,55	29801,03	351594,77
01/06/23	37,08	3590,53	1149,33	111,31	29912,33	352744,10
01/07/23	36,96	3583,00	1145,77	111,07	30023,41	353889,87
01/08/23	36,85	3575,24	1142,34	110,83	30134,24	355032,21
01/09/23	36,74	3567,49	1138,80	110,59	30244,83	356171,02
01/10/23	36,62	3560,00	1135,28	110,36	30355,19	357306,30
01/11/23	36,51	3552,28	1131,88	110,12	30465,31	358438,18
01/12/23	36,40	3544,83	1128,38	109,89	30575,20	359566,55
01/01/24	36,29	3537,15	1125,00	109,65	30684,85	360691,55
01/02/24	36,18	3529,48	1121,51	109,41	30794,27	361813,06
01/03/24	36,07	3522,32	1118,04	109,19	30903,46	362931,10
01/04/24	35,97	3514,69	1114,92	108,96	31012,42	364046,02
01/05/24	35,85	3507,32	1111,47	108,73	31121,14	365157,49
01/06/24	35,75	3499,71	1108,14	108,49	31229,63	366265,62
01/07/24	35,64	3492,37	1104,71	108,26	31337,90	367370,33
01/08/24	35,53	3484,80	1101,40	108,03	31445,93	368471,73
01/09/24	35,42	3477,25	1097,99	107,79	31553,72	369569,71
01/10/24	35,31	3469,95	1094,59	107,57	31661,29	370664,30
01/11/24	35,20	3462,43	1091,31	107,34	31768,62	371755,61
01/12/24	35,09	3455,17	1087,93	107,11	31875,73	372843,55
01/01/25	34,99	3447,68	1084,67	106,88	31982,61	373928,22
01/02/25	34,88	3440,20	1081,32	106,65	32089,26	375009,54
01/03/25	34,77	3433,47	1077,97	106,44	32195,70	376087,51
01/04/25	34,67	3426,03	1074,85	106,21	32301,90	377162,35
01/05/25	34,57	3418,84	1071,52	105,98	32407,89	378233,88
01/06/25	34,46	3411,43	1068,31	105,75	32513,64	379302,19
01/07/25	34,35	3404,27	1065,00	105,53	32619,17	380367,19
01/08/25	34,25	3396,89	1061,81	105,30	32724,48	381429,01
01/09/25	34,15	3389,53	1058,53	105,08	32829,55	382487,53
01/10/25	34,04	3382,42	1055,25	104,85	32934,41	383542,79
01/11/25	33,94	3375,09	1052,09	104,63	33039,04	384594,88
01/12/25	33,83	3368,01	1048,83	104,41	33143,44	385643,71
01/01/26	33,73	3360,71	1045,69	104,18	33247,63	386689,40
01/02/26	33,63	3353,42	1042,46	103,96	33351,58	387731,86
01/03/26	33,52	3346,85	1039,23	103,75	33455,33	388771,09
01/04/26	33,43	3339,60	1036,32	103,53	33558,86	389807,41
01/05/26	33,33	3332,59	1033,12	103,31	33662,17	390840,53
01/06/26	33,23	3325,37	1030,02	103,09	33765,26	391870,55
01/07/26	33,12	3318,39	1026,83	102,87	33868,13	392897,38

Tabla F-5. Continuación de la producción del Campo CS para el período 2012 – 2039.

Fecha (d/m/año)	Qg (MMPCND)	Qo (MBND)	Qg (MMPCNM)	Qo (MBNM)	Np (MBN)	Gp (MMPCN)
01/08/26	33,02	3311,20	1023,76	102,65	33970,78	393921,14
01/09/26	32,92	3304,02	1020,59	102,42	34073,20	394941,73
01/10/26	32,82	3297,09	1017,43	102,21	34175,41	395959,16
01/11/26	32,72	3289,95	1014,38	101,99	34277,40	396973,54
01/12/26	32,62	3283,04	1011,24	101,77	34379,17	397984,78
01/01/27	32,52	3275,93	1008,21	101,55	34480,73	398993,00
01/02/27	32,42	3268,83	1005,09	101,33	34582,06	399998,09
01/03/27	32,32	3262,43	1001,98	101,14	34683,20	401000,07
01/04/27	32,23	3255,35	999,18	100,92	34784,11	401999,25
01/05/27	32,13	3248,52	996,09	100,70	34884,82	402995,34
01/06/27	32,04	3241,48	993,10	100,49	34985,30	403988,44
01/07/27	31,94	3234,68	990,03	100,28	35085,58	404978,47
01/08/27	31,84	3227,67	987,06	100,06	35185,64	405965,53
01/09/27	31,74	3220,68	984,01	99,84	35285,48	406949,54
01/10/27	31,64	3213,92	980,96	99,63	35385,11	407930,50
01/11/27	31,55	3206,95	978,02	99,42	35484,52	408908,53
01/12/27	31,45	3200,22	975,00	99,21	35583,73	409883,53
01/01/28	31,36	3193,29	972,08	98,99	35682,72	410855,60
01/02/28	31,26	3186,37	969,07	98,78	35781,50	411824,67
01/03/28	31,16	3179,90	966,07	98,58	35880,08	412790,74
01/04/28	31,08	3173,01	963,37	98,36	35978,44	413754,11
01/05/28	30,98	3166,35	960,39	98,16	36076,60	414714,49
01/06/28	30,89	3159,49	957,51	97,94	36174,54	415672,00
01/07/28	30,79	3152,86	954,54	97,74	36272,28	416626,54
01/08/28	30,70	3146,03	951,69	97,53	36369,81	417578,23
01/09/28	30,60	3139,21	948,74	97,32	36467,12	418526,97
01/10/28	30,51	3132,62	945,80	97,11	36564,23	419472,77
01/11/28	30,42	3125,83	942,97	96,90	36661,13	420415,74
01/12/28	30,32	3119,28	940,05	96,70	36757,83	421355,80
01/01/29	30,23	3112,51	937,24	96,49	36854,32	422293,03
01/02/29	30,14	3105,77	934,33	96,28	36950,60	423227,37
01/03/29	30,05	3099,69	931,44	96,09	37046,69	424158,81
01/04/29	29,96	3092,97	928,75	95,88	37142,57	425087,55
01/05/29	29,87	3086,48	925,87	95,68	37238,25	426013,42
01/06/29	29,78	3079,79	923,10	95,47	37333,73	426936,52
01/07/29	29,69	3073,33	920,24	95,27	37429,00	427856,76
01/08/29	29,60	3066,67	917,48	95,07	37524,07	428774,25
01/09/29	29,50	3060,02	914,64	94,86	37618,93	429688,89
01/10/29	29,41	3053,60	911,81	94,66	37713,59	430600,70
01/11/29	29,33	3046,98	909,08	94,46	37808,04	431509,78
01/12/29	29,23	3040,59	906,27	94,26	37902,30	432416,05
01/01/30	29,15	3034,00	903,55	94,05	37996,36	433319,60
01/02/30	29,06	3027,42	900,76	93,85	38090,21	434220,36
01/03/30	28,97	3021,49	897,97	93,67	38183,87	435118,33
01/04/30	28,89	3014,94	895,46	93,46	38277,34	436013,79

Tabla F-6. Continuación de la producción del Campo CS para el período 2012 – 2039.

Fecha (d/m/año)	Qg (MMPCND)	Qo (MBND)	Qg (MMPCNM)	Qo (MBNM)	Np (MBN)	Gp (MMPCN)
01/05/30	28,80	3008,62	892,69	93,27	38370,60	436906,47
01/06/30	28,71	3002,10	890,01	93,07	38463,67	437796,48
01/07/30	28,62	2995,80	887,26	92,87	38556,54	438683,74
01/08/30	28,54	2989,31	884,60	92,67	38649,21	439568,34
01/09/30	28,45	2982,83	881,86	92,47	38741,67	440450,20
01/10/30	28,36	2976,57	879,13	92,27	38833,95	441329,33
01/11/30	28,27	2970,12	876,50	92,07	38926,02	442205,83
01/12/30	28,19	2963,89	873,79	91,88	39017,90	443079,62
01/01/31	28,10	2957,46	871,17	91,68	39109,58	443950,78
01/02/31	28,02	2951,05	868,47	91,48	39201,06	444819,26
01/03/31	27,93	2945,27	865,78	91,30	39292,37	445685,04
01/04/31	27,85	2938,89	863,36	91,11	39383,47	446548,40
01/05/31	27,76	2932,72	860,69	90,91	39474,39	447409,09
01/06/31	27,68	2926,36	858,11	90,72	39565,11	448267,20
01/07/31	27,60	2920,23	855,46	90,53	39655,63	449122,66
01/08/31	27,51	2913,90	852,89	90,33	39745,96	449975,55
01/09/31	27,43	2907,58	850,25	90,13	39836,10	450825,81
01/10/31	27,34	2901,48	847,62	89,95	39926,04	451673,43
01/11/31	27,26	2895,19	845,08	89,75	40015,80	452518,51
01/12/31	27,18	2889,12	842,47	89,56	40105,36	453360,98
01/01/32	27,09	2882,85	839,94	89,37	40194,73	454200,92
01/02/32	27,01	2876,61	837,34	89,17	40283,90	455038,27
01/03/32	26,93	2870,77	834,75	88,99	40372,89	455873,02
01/04/32	26,85	2864,55	832,42	88,80	40461,70	456705,44
01/05/32	26,77	2858,54	829,84	88,61	40550,31	457535,28
01/06/32	26,69	2852,34	827,36	88,42	40638,73	458362,63
01/07/32	26,61	2846,36	824,79	88,24	40726,97	459187,43
01/08/32	26,53	2840,19	822,32	88,05	40815,02	460009,75
01/09/32	26,44	2834,03	819,78	87,86	40902,87	460829,53
01/10/32	26,36	2828,09	817,24	87,67	40990,54	461646,77
01/11/32	26,28	2821,96	814,79	87,48	41078,02	462461,57
01/12/32	26,20	2816,04	812,27	87,30	41165,32	463273,84
01/01/33	26,12	2809,93	809,84	87,11	41252,43	464083,68
01/02/33	26,04	2803,84	807,33	86,92	41339,35	464891,01
01/03/33	25,96	2798,35	804,83	86,75	41426,10	465695,84
01/04/33	25,89	2792,29	802,50	86,56	41512,66	466498,34
01/05/33	25,81	2786,43	800,02	86,38	41599,04	467298,36
01/06/33	25,73	2780,39	797,62	86,19	41685,23	468095,98
01/07/33	25,65	2774,56	795,15	86,01	41771,24	468891,14
01/08/33	25,57	2768,54	792,77	85,82	41857,06	469683,91
01/09/33	25,49	2762,54	790,32	85,64	41942,70	470474,22
01/10/33	25,42	2756,75	787,87	85,46	42028,16	471262,10
01/11/33	25,34	2750,77	785,51	85,27	42113,44	472047,61
01/12/33	25,26	2745,00	783,08	85,09	42198,53	472830,69
01/01/34	25,18	2739,05	780,73	84,91	42283,44	473611,42

Tabla F-7. Continuación de la producción del Campo CS para el período 2012 – 2039.

Fecha (d/m/año)	Qg (MMPCND)	Qo (MBND)	Qg (MMPCNM)	Qo (MBNM)	Np (MBN)	Gp (MMPCN)
01/02/34	25,11	2733,11	778,32	84,73	42368,17	474389,74
01/03/34	25,03	2727,76	775,91	84,56	42452,73	475165,65
01/04/34	24,96	2721,85	773,74	84,38	42537,11	475939,39
01/05/34	24,88	2716,14	771,34	84,20	42621,31	476710,73
01/06/34	24,81	2710,25	769,03	84,02	42705,32	477479,76
01/07/34	24,73	2704,56	766,65	83,84	42789,17	478246,42
01/08/34	24,66	2698,70	764,36	83,66	42872,83	479010,77
01/09/34	24,58	2692,85	761,99	83,48	42956,30	479772,77
01/10/34	24,50	2687,20	759,63	83,30	43039,61	480532,40
01/11/34	24,43	2681,38	757,36	83,12	43122,73	481289,75
01/12/34	24,36	2675,75	755,01	82,95	43205,68	482044,77
01/01/35	24,28	2669,95	752,75	82,77	43288,45	482797,52
01/02/35	24,21	2664,17	750,42	82,59	43371,04	483547,94
01/03/35	24,13	2658,95	748,10	82,43	43453,46	484296,04
01/04/35	24,06	2653,19	746,01	82,25	43535,71	485042,05
01/05/35	23,99	2647,62	743,70	82,08	43617,79	485785,74
01/06/35	23,92	2641,88	741,47	81,90	43699,69	486527,21
01/07/35	23,84	2636,34	739,17	81,73	43781,41	487266,39
01/08/35	23,77	2630,62	736,96	81,55	43862,96	488003,35
01/09/35	23,70	2624,92	734,68	81,37	43944,34	488738,03
01/10/35	23,63	2619,42	732,41	81,20	44025,54	489470,43
01/11/35	23,56	2613,74	730,21	81,03	44106,56	490200,65
01/12/35	23,48	2608,25	727,95	80,86	44187,42	490928,60
01/01/36	23,41	2602,60	725,77	80,68	44268,10	491654,37
01/02/36	23,34	2596,96	723,52	80,51	44348,61	492377,89
01/03/36	23,27	2591,69	721,29	80,34	44428,95	493099,18
01/04/36	23,20	2586,07	719,27	80,17	44509,12	493818,45
01/05/36	23,13	2580,65	717,04	80,00	44589,12	494535,49
01/06/36	23,06	2575,06	714,89	79,83	44668,94	495250,38
01/07/36	22,99	2569,65	712,68	79,66	44748,60	495963,07
01/08/36	22,92	2564,08	710,55	79,49	44828,09	496673,61
01/09/36	22,85	2558,53	708,35	79,31	44907,40	497381,96
01/10/36	22,78	2553,16	706,15	79,15	44986,55	498088,11
01/11/36	22,71	2547,62	704,04	78,98	45065,53	498792,15
01/12/36	22,64	2542,28	701,86	78,81	45144,34	499494,01
01/01/37	22,57	2536,77	699,76	78,64	45222,98	500193,77
01/02/37	22,50	2531,27	697,59	78,47	45301,45	500891,36
01/03/37	22,43	2526,31	695,43	78,32	45379,76	501586,80
01/04/37	22,37	2520,84	693,42	78,15	45457,91	502280,22
01/05/37	22,30	2515,55	691,27	77,98	45535,89	502971,49
01/06/37	22,23	2510,10	689,20	77,81	45613,70	503660,69
01/07/37	22,16	2504,83	687,07	77,65	45691,35	504347,76
01/08/37	22,10	2499,40	685,01	77,48	45768,83	505032,77
01/09/37	22,03	2493,98	682,89	77,31	45846,15	505715,66
01/10/37	21,96	2488,75	680,78	77,15	45923,30	506396,44

Tabla F-8. Continuación de la producción del Campo CS para el período 2012 – 2039.

Fecha (d/m/año)	Qg (MMPCND)	Qo (MBND)	Qg (MMPCNM)	Qo (MBNM)	Np (MBN)	Gp (MMPCN)
01/11/37	21,89	2483,36	678,74	76,98	46000,28	507075,18
01/12/37	21,83	2478,15	676,64	76,82	46077,11	507751,81
01/01/38	21,76	2472,78	674,61	76,66	46153,76	508426,42
01/02/38	21,69	2467,41	672,52	76,49	46230,25	509098,95
01/03/38	21,63	2462,58	670,44	76,34	46306,59	509769,39
01/04/38	21,57	2457,25	668,57	76,17	46382,77	510437,95
01/05/38	21,50	2452,09	666,50	76,01	46458,78	511104,45
01/06/38	21,44	2446,78	664,50	75,85	46534,63	511768,95
01/07/38	21,37	2441,64	662,44	75,69	46610,32	512431,39
01/08/38	21,31	2436,35	660,46	75,53	46685,85	513091,85
01/09/38	21,24	2431,07	658,41	75,36	46761,21	513750,26
01/10/38	21,17	2425,97	656,38	75,21	46836,42	514406,64
01/11/38	21,11	2420,71	654,41	75,04	46911,46	515061,05
01/12/38	21,04	2415,63	652,38	74,88	46986,34	515713,44
01/01/39	20,98	2410,40	650,43	74,72	47061,07	516363,87