



Análisis del estado de situación de las diferentes fuentes de Energía Primaria

MEMORIA

Autor: Alejandro P. Fernández Navarrete

Director: Miguel Villarrubia Lopez

Convocatòria:



**Màster Interuniversitari UB-UPC
d'Enginyeria en Energia**

Màster Interuniversitari UB-UPC d'Enginyeria en Energia

Sol·licitud d'acceptació de presentació del Projecte Final de Màster i sol·licitud de defensa pública.

Alumne: Alejandro Patricio fernández Navarrete
DNI: Y1266070-A
Títol: Análisis del estado de situación de las diferentes fuentes de Energía
Primaria

Director: Miguel Vilarrubia Lopez

Acceptació de la presentació del projecte:

Confirmo l'acceptació de la presentació del Projecte Final de Màster.

Per a que consti,

Vilarrubia Lopez, Miguel
Cognoms, nom (director del Projecte)

Sol·licito:

La defensa pública del meu Projecte Final de Màster.

Per a que consti,

Fernández Navarrete, Alejandro Patricio
Cognoms, nom (Alumne)

Barcelona, 15 de junio de 2012

A Daniela e Inti,
por tener la dicha
de estar juntos.

Resumen

Este PFM entrega un análisis sobre el estado de la situación de las diferentes fuentes de energía primaria, las cuales a través de la recopilación de datos técnicos nos permiten disponer de información general, la que presentada en conjunto nos entrega una visión a nivel global sobre las fuentes energéticas primarias y sus principales usos, reservas, disponibilidad y precios de los diferentes productos energéticos en el mundo, incluyéndose también las principales tecnologías de uso final de los productos energéticos, en el ámbito del transporte y la generación de electricidad, calor y frío, junto con los impactos ambientales y sus características respectivas.

Índice de contenidos

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Objetivo	11
1.2 Estructura.....	11
Primera Parte	12
Capítulo 2. Productos energéticos	12
2.1 Combustibles fósiles.....	15
2.1.1 Carbón/turba	15
2.1.1.1 Carbón y productos de carbón	15
2.1.1.1.1 Reservas.....	16
2.1.1.1.2 Precios	17
2.1.1.2 Turba.....	17
2.1.1.2.1 Reservas.....	18
2.1.1.2.2 Precios	19
2.1.2 Gas natural.....	20
2.1.2.1 Reservas.....	21
2.1.2.2 Precios	21
2.1.3 Petróleo.....	22
2.1.3.1 Crudo, LGN y materias primas.....	22
2.1.3.2 Productos de petróleo	22
2.1.3.3 Reservas.....	23
2.1.3.4 Precios	24
2.2 Energía Nuclear	25
2.2.1 Reservas.....	25
2.2.2 Precios	26
2.3 Fuentes renovables y residuos	27
2.3.1 Bíocombustibles y residuos	27
2.3.1.1 Reservas.....	28
2.3.1.2 Precios	30
2.3.2 Hidroelectricidad	30
2.3.2.1 Reservas.....	30
2.3.2.2 Precios	31
2.3.3 Geotérmica.....	31
2.3.3.1 Reservas.....	32
2.3.3.2 Precios	33
2.3.4 Solar, eólica y otras	33
2.3.4.1 Reservas.....	34
2.3.4.2 Precios	38
Capítulo 3. Oferta y consumo energético	39
3.1 Situación actual de la energía	39
3.1.1 Oferta energética primaria.....	39
3.1.2 Consumo final total	42
3.2 Evolución histórica.....	45
3.2.1 Evolución de la oferta energética primaria.....	45
3.2.2 Evolución consumo final total.....	46
Capítulo 4. Análisis y comentarios.....	47
4.1 Productos energéticos	47
4.1.1 Disponibilidad	47
4.1.2 Usos	47

4.1.3 Reservas.....	48
4.1.3.1 Carbón y otros productos de carbón	48
4.1.3.2 Turba.....	48
4.1.3.3 Gas natural	49
4.1.3.8 Hidroelectricidad	51
4.1.3.10 Solar.....	51
4.1.4 Razón R/P y potenciales explotados.....	53
4.1.5 Precios y costes.....	55
4.1.5.1 Combustible fósil y nuclear	55
4.1.5.2 Fuentes renovables y residuos	57
4.2 Oferta energética primaria	58
4.2.1 Evolución histórica	59
4.3 Consumo energético final total.....	61
4.3.1 Evolución histórica	61
Segunda Parte	64
Capítulo 5. Estado del arte de las tecnologías	64
5.1 Generación eléctrica	64
5.1.1 Tecnología de las energías tradicionales	64
5.1.1.1 Combustión de carbón pulverizado	65
5.1.1.2 Combustión de lecho fluidizado	65
5.1.1.3 Gasificación integrada en ciclo combinado.....	66
5.1.1.4 Cogeneración	66
5.1.1.5 Ciclo combinado de gas natural.....	66
5.1.1.6 Energía nuclear	67
5.1.1.7 Hidroelectricidad	68
5.1.2 Tecnología de las energías alternativas	69
5.1.2.1 Bioenergía.....	69
5.1.2.2 Geotérmica.....	70
5.1.2.3 Energía eólica	70
5.1.2.4 Energía solar fotovoltaica.....	71
5.1.2.5 Energía solar térmica	72
5.1.2.6 Energía mareomotriz	73
5.1.2.7 Energía undimotriz	74
5.1.2.8 Energía mareomotérmica.....	75
5.1.3 Impactos asociados a las tecnologías.....	75
5.1.3.1 Tecnología a carbón.....	76
5.1.3.1.1 Combustión de carbón	76
5.1.3.1.2 Combustión de gas de síntesis	78
5.1.3.2 Tecnología a gas	78
5.1.3.3 Tecnología nuclear	79
5.1.3.4 Tecnología de fuentes renovables y residuos	80
5.1.3.4.1 Bioenergía.....	80
5.1.3.4.2 Hidroelectricidad	81
5.1.3.4.3 Geotérmica.....	82
5.1.3.4.4 Energía eólica	83
5.1.3.4.5 Energía Solar	83
5.1.3.4.5.1 Solar térmica.....	83
5.1.3.4.5.2 Solar fotovoltaica.....	84
5.1.3.4.6 Energía de las mareas, olas y océanos	85
5.1.3.4.6.1 Energía mareomotriz	85

5.1.3.4.6.2 Energía undimotriz	86
5.1.3.4.6.3 Energía maremotérmica.....	87
5.1.4 Eficiencia de la generación eléctrica	87
5.2 Transporte.....	88
5.2.1 Tecnología en el transporte de pasajeros.....	88
5.2.1.1 Vehículos ligeros	89
5.2.1.2 Vehículos de tecnología avanzada.....	89
5.2.1.2.1 Vehículos híbridos eléctricos enchufables	89
5.2.1.2.2 Vehículos eléctricos.....	89
5.2.1.2.3 Vehículo con pilas de combustible.....	90
5.2.1.3 Aviación	90
5.2.2 Tecnología en el transporte de mercancías.....	91
5.2.2.1 Transporte por carretera y ferroviario	91
5.2.2.2 Transporte marítimo	91
5.2.3 Impactos asociados	92
5.2.4 Eficiencia del transporte	93
5.3 Calor y frío	94
5.3.1 Tecnología de bombas de calor	95
5.3.2 Impactos asociados	96
5.3.3 Eficiencia de las bombas de calor.....	97
Capítulo 6. Análisis y comentarios.....	98
6.1 Tecnología y eficiencia.....	98
6.1.1 Generación eléctrica	98
6.1.2 Transporte.....	99
6.1.2.1 Transporte de pasajeros	99
6.1.2.2 Transporte de mercancías	101
6.1.3 Producción de calor y frío	101
6.2 Impactos asociados	102
6.2.1 Tecnologías de generación eléctrica.....	102
6.2.2 Tecnologías de transporte.....	106
6.2.3 Tecnología de calor y frío.....	106
Capítulo 7. Conclusiones.....	107
7.1 Conclusiones sobre los productos energéticos	107
7.2 Conclusiones sobre las tecnologías	108
7.3 Mejoras al PFM	109
Referencias	110
ANEXO 1	116
Glosario y Acrónimos.....	116
ANEXO 2	127
Definiciones de regiones del mundo	127
ANEXO 3	129
Cuadros de información estadística y resúmenes relevantes.....	129
Estadística 1 Balances energéticos extendidos de oferta y consumo por producto energético, 2009.....	129
Estadística 2 Producción de electricidad y calor por producto energético, 2009.	130

Estadística 3 Reservas probadas de carbón.	131
Estadística 4 Reservas probadas de gas natural.....	132
Estadística 5 Reservas probadas de petróleo.....	133
Estadística 6 Reservas razonablemente aseguradas de uranio, 2008.....	134
Estadística 7 Producción de maíz, 2009.....	135
Estadística 8 Producción de caña de azúcar, 2009.....	135
Estadística 9 Producción de casava, 2009.....	136
Estadística 10 Producción de sorgo, 2009.....	136
Estadística 11 Producción de soya, 2009.. ..	137
Estadística 12 Producción de colza, 2009.. ..	137
Estadística 13 Residuos generados por unidad de producción.....	138
Estadística 14 Capacidad hidroeléctrica a fines de 2008.....	139
Estadística 15 Potencial económico geotérmico 2010.....	140
Estadística 16 Potenciales de producción eléctrica en diques de energía mareomotriz.....	141
Estadística 17 Precios del carbón.....	142
Estadística 18 Precios gas natural y GNL.....	142
Estadística 19 Precios del petróleo.....	143
Estadística 20 Precios de productos agrícolas, 2009.....	144
Estadística 21 Evolución de la oferta total de energía primaria por países y regiones del mundo.....	145
Estadística 22 Evolución del consumo total final por países y regiones del mundo.. ..	145
Estadística 23 Consumo final total por sectores de uso en el mundo, 2009. Fuente [3] y [5], tabla de elaboración propia.....	146
Estadística 24 Resumen de características tecnológicas de generación eléctrica.....	147
Estadística 25 Superficie de túrbales.....	148
Estadística 26 Localización de las principales reservas.....	149

Índice de Tablas

Tabla 1 Clasificaciones de los productos energéticos.....	13
Tabla 2 Reservas probadas de carbón por región.....	16
Tabla 3 Superficie de túrbales por región.....	18
Tabla 4 Precios de la turba en Finlandia.. ..	19
Tabla 5 Reservas probadas de gas natural por región.....	21
Tabla 6 Reservas probadas de petróleo por región.....	23
Tabla 7 Reservas razonablemente aseguradas de uranio por región, 2008.....	26
Tabla 8 Precios del uranio natural. Fuente [32].....	27
Tabla 9 Capacidad hidroeléctrica por región a fines de 2008.....	31
Tabla 10 Potencial económico geotérmico por región, 2010.....	32
Tabla 11 Potenciales de producción eléctrica en diques de energía mareomotriz por región.....	38
Tabla 12 Oferta total de energía primaria en el mundo, 2009.....	40
Tabla 13 Consumo final total en el mundo, 2009.....	42
Tabla 14 Evolución de la oferta total de energía primaria por regiones del mundo.....	45
Tabla 15 Evolución del consumo total final por regiones del mundo.....	46
Tabla 16 Resumen de razón R/P de combustibles fósiles y nuclear.....	53

Tabla 17 Potencial teórico, técnico y económico de explotación de fuentes renovables..	55
Tabla 18 Cuadro resumen de precios de combustible nuclear y fósiles.....	56

Índice de Figuras

Figura 1 Cadena energética para el aprovechamiento de los productos energéticos.....	14
Figura 2 (a la izq.). Razón R/P del carbón a nivel regional 2010.....	17
Figura 3 (a la der.) Evolución histórica razón R/P del carbón..	17
Figura 4 Distribución de túrbales en el mundo.....	18
Figura 5 Tendencia de precios de la turba para exportación.	20
Figura 6 (a la izq.). Razón R/P del gas natural a nivel regional 2010.	21
Figura 7 (a la der.) Evolución histórica razón R/P del gas natural.....	21
Figura 8 (a la izq.). Razón R/P del petróleo a nivel regional 2010..	24
Figura 9 (a la der.) Evolución histórica razón R/P del petróleo..	24
Figura 10 Explotación de la capacidad hidroeléctrica por continente.....	31
Figura 11 Media anual de la irradiancia en W/m^2 a nivel mundial.....	35
Figura 12 Media anual de velocidades del viento en m/s a nivel mundial.....	36
Figura 13 Niveles de potencia media anual de las olas en KW/m.	36
Figura 14 Gradientes de temperaturas oceánicas..	37
Figura 15 Porcentaje de fuentes energéticas en la oferta total de energía primaria en el mundo, 2009.	40
Figura 16 Porcentaje de participación en la oferta total con detalle de fuentes renovables y residuos en el mundo, 2009.	41
Figura 17 Porcentaje de participación en la oferta total con detalle de combustibles fósiles en el mundo, 2009.	41
Figura 18 Porcentaje de fuentes energéticas en el consumo final total en el mundo, 2009.	43
Figura 19 Porcentaje de participación en el consumo total con detalle de fuentes renovables y residuos en el mundo, 2009.....	43
Figura 20 Porcentaje de participación en el consumo total con detalle de combustibles fósiles en el mundo, 2009.....	44
Figura 21 Porcentaje de participación en el consumo total con detalle de calor y electricidad en el mundo, 2009.....	44
Figura 22 Oferta total de energía primaria por combustible en el mundo, 1971-2009..	45
Figura 23 Consumo final total por combustible en el mundo, 1971-2009 (Mtep).....	46
Figura 24 Porcentaje de productos energéticos para 1973 y 2009 en la oferta primaria..	59
Figura 25 Evolución histórica de la Oferta total de energía primaria.	60
Figura 26 Porcentaje de regiones para 1990 y 2009 en la oferta primaria.	61
Figura 27 Porcentaje de productos energéticos para 1973 y 2009 en el consumo total final.....	62
Figura 28 Evolución histórica del consumo final total.....	63
Figura 29 Porcentaje de regiones para 1990 y 2009 en el consumo total final.	63
Figura 30 Eficiencia de gases efecto invernadero en el transporte de mercancías, 2007.	93
Figura 31 Eficiencia de gases efecto invernadero en el transporte de pasajeros, 2007..	94
Figura 32 Sistemas de instalación de bombas de calor geotérmicas.....	96

Capítulo 1. Introducción

Siempre nos vemos expuestos a escuchar cifras y detalles sobre las bondades y desventajas de la utilización de un recurso energético en desmedro de otro, haciéndose hincapié en la cifras entregadas por organismos públicos o privados motivados por distintos intereses, que van desde la promoción de una política de descarbonización de la matriz energética, hasta la visión de una oportunidad de negocios en el desarrollo de una determinada tecnología.

En el mejor de los casos, las cifras datan de varios años, mostrándonos una realidad que desde el punto de vista económico y político ya es historia. Además, en no pocas oportunidades se nos presentan augurios más o menos optimistas, de acuerdo a quien los realiza y a los intereses que tenga, dándonos la impresión a veces de que la estadística da para todo, y de todos los gustos.

Este proyecto, se ha planteado teniendo en consideración lo anterior, sumando además la inquietud inicial de querer ver, dentro de un abanico lo mas amplio posible, a las principales opciones tecnológicas sin descartar de plano ninguna fuente energética, teniendo presente que el desafío de recopilar e interpretar la mayor cantidad de información posible, a través de datos claros y veraces, es una labor no menor que constituye un esfuerzo de actualización en la medida de lo posible, del comportamiento y desarrollo de las matrices energéticas.

En todo caso, como los números, son solo números y no sirven mas que para operaciones matemáticas, si no los comparamos con algo (en su debido contexto), ha sido necesario extender la labor de análisis estadístico como tal, hacia factores externos que limitan la disposición de los recursos y que se refieren a las reservas probadas de extracción en forma técnica y económica, para tener en cuenta el numero de años que nuestro comportamiento tal cual es ahora, nos permitirá desarrollarnos, junto con una noción clara desde el punto de vista geopolítico de los países y regiones que muchas veces monopolizan la oferta y consumo, influyendo directamente en los precios y el costo diario de nuestras vidas.

Probablemente hasta acá, toda la información puede ser interesante y fuente para realizar diversas asociaciones y conclusiones, dependiendo del observador y el lugar de donde se mire. No obstante esto, dentro del tiempo (y espacio) posible se ha querido ir mas allá e incluir información sobre tecnologías de uso final, importantes por su crecimiento y desarrollo actual, que nos indiquen como avanza la tecnología de generación de electricidad y calor, responsable del consumo final en los principales sectores que incluyen desde las actividades agrícolas, forestales, comerciales, sector residencial y servicios públicos, hasta el sector de la industria. Todo esto, se complementa con información sobre la tecnología emergente del sector de consumo del transporte, tanto para pasajeros como para mercancías, incluyéndose aspectos ambientales y de eficiencia que debieran ser considerados, debido a la preponderancia que este sector tiene en el consumo global de productos de petróleo, mayor que en cualquier otro sector de consumo.

En tal sentido, a continuación se exponen el objetivo central y la estructura de este Proyecto de Fin de Máster (PFM), que pretende abarcar todas las inquietudes e ideas recién planteadas.

1.1 Objetivo

El Proyecto de Fin de Máster que a continuación se presenta, tiene como objetivo la realización de un análisis en forma general, sobre el estado de la situación de las diferentes fuentes de energía primaria conocidas, que ayuden a tener un conocimiento general sobre los usos, reservas, disponibilidad y precios de los diferentes productos energéticos a nivel global, incluyéndose también a las principales tecnologías de uso final de los productos energéticos, en el ámbito del transporte y la generación de electricidad, calor y frío, con los impactos ambientales y características de eficiencia de cada una de ellas.

1.2 Estructura

La estructura de este proyecto consta de dos partes principales, que concluyen con el capítulo 7, destinado a las conclusiones finales de todo el proyecto. La primera parte de la memoria, comprende los capítulos 2, 3 y 4, cuyo fin es la entrega de información que ayuda a responder preguntas tales como: ¿qué recursos energéticos hay disponibles?; ¿en qué cantidad?; ¿dónde están ubicados?; ¿cuál es su precio?; ¿cuanto durarían algunos de estos recursos?; y por último ¿en qué sectores de uso final se consume la energía?. Para ello se presenta información específica por cada recurso energético primario, poniendo énfasis en que la información obtenida pueda ser comparada entre sí.

La segunda parte, fue proyectada con los capítulos 5 y 6, y en ella se quiere reflejar el estado del arte de las tecnologías, clasificadas de acuerdo a su uso energético final en tecnologías de generación eléctrica, del sector transportes y por último una mención al sector de generación de calor y frío representado por las bombas de calor.

Tanto la primera como la segunda parte, concluyen con un capítulo (4 y 6 respectivamente) dedicado especialmente al análisis y comentario de la información expuesta, a través de la comparación de las cualidades y características, gracias a la realización de asociaciones entre las diferentes tecnologías, con sus impactos asociados y vías de mejora de la eficiencia como un manera de reducir las emisiones de CO₂. Algunos comentarios expuestos en estos análisis, son la base para la realización de algunas conclusiones finales.

Además, se han incluido en forma complementaria, tres anexos que ayudan a comprender la información presentada a través de distintos cuadros estadísticos y resúmenes, que otorgan una visión general para varios productos a la vez. Destacar también, la confección del glosario, el cual se espera sea una fuente de ayuda en la comprensión de algunos conceptos y definiciones que no son utilizados en forma usual, en donde muchas de la palabras, acrónimos o conceptos considerados, se destacan a través de la utilización de palabras escritas con letras cursivas a lo largo del desarrollo del proyecto.

Por último decir que la base de información, explicitada con mayor detalle en la referencias bibliográficas, han sido principalmente las estadísticas más actualizadas de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), más otras fuentes públicas, privadas y científicas disponibles, para hacer con todas ellas un análisis a nivel mundial que pueda ser de utilidad cuando se quieran realizar análisis a nivel local, considerando la información de los recursos disponibles, junto con las principales tecnologías emergentes.

Primera Parte

En esta parte inicial del proyecto de fin de Máster, se presenta información general sobre los recursos energéticos, detallándose en primer lugar sus diversas clasificaciones como productos energéticos, seguido todo esto de un análisis de la situación actual a nivel estadístico para la oferta y el consumo final de los diversos productos, complementando esta información con la evolución histórica del comportamiento de consumo energético por combustible. La primera parte, finaliza con la entrega de algunas conclusiones y comentarios finales sobre la información expuesta.

Capítulo 2. Productos energéticos

El término “producto energético” será utilizado tanto para referirse a los combustibles, el calor y la electricidad. Dentro del mismo término, existen las clasificaciones de productos energéticos “primarios” y “secundarios”, en donde los primarios son productos que se extraen o captan directamente de los recursos naturales, como por ejemplo el petróleo crudo, carbón, gas natural, energía solar, eólica, etc..

Por otra parte, los productos secundarios son todos aquellos productos elaborados o derivados de los productos primarios. Algunos ejemplos habituales de productos secundarios, se pueden encontrar en los productos de petróleo obtenidos a partir del petróleo crudo, los combustibles sólidos y gases industriales derivados del carbón mineral, o bien el carbón vegetal obtenido a partir de la leña.

Un caso excepcional ocurre con la electricidad y el calor, que pueden clasificarse como calor o electricidad primaria o secundaria, dependiendo de la naturaleza de su obtención, como por ejemplo, la electricidad secundaria producida gracias a la quema de combustibles primarios o secundarios, o bien la electricidad primaria obtenida de fuentes naturales como la hidroelectricidad [1].

Sobre los datos de los productos energéticos, sucede que a nivel estadístico, las agencias públicas, tanto como las privadas, entregan información con mayor o menor detalle de cada uno de los productos energéticos sin separarlos en productos primarios o secundarios, razón por la cual se debe tener en consideración, que para efectos de análisis y representaciones gráficas, en varias ocasiones un término dado incluye a varios productos energéticos.

Con el fin de obtener una mejor comprensión, de la diversidad de productos energéticos a nivel estadístico y de sus vastas clasificaciones y subdivisiones, se presenta la Tabla 1, en donde es posible apreciar con mayor detalle, los distintos productos y conjuntos de productos, de acuerdo a recopilaciones del Banco Mundial [2], y a varias fuentes de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) [3], [4] y [5], que abarcan tanto productos primarios como secundarios.

De todas las clasificaciones de la Tabla 1, destacar aquella que es presentada en la primera columna, que nos muestra como en los aspectos mas generales, la AIE ha establecido una clasificación primaria de la energía en cuatro categorías principales, definidas como “Combustibles fósiles”, “Energía nuclear”, “Fuentes renovables y residuos” y por ultimo “Calor y la Electricidad” [2].

El aprovechamiento de los productos energéticos primarios y secundarios expuestos en la Tabla 1, implican procesos complejos e interdependientes, basados principalmente en operaciones de producción o extracción de energía primaria, transporte y distribución, junto con la transformación de productos energéticos, que dan lugar finalmente a la

conversión de la energía final en energía útil [75]. Lo expresado, puede apreciarse en las dos fases que componen la cadena energética presentada en la Figura 1.

Tabla 1 Clasificaciones de los productos energéticos. Fuentes [2], [3], [4] y [5], elaboración propia.

Productos en. [2]	Productos energéticos [4] *	Productos en. [3]	Productos en. [5]		
Combustibles fósiles	Antracita Carbón coquizable Otro carbón bituminoso Carbón sub-bituminoso Lignito Combustible patente Coque de coquería Gas de coque Alquitrán de hulla BKB/briquetas de turba Gas de planta de gas Gas de coquería Gas de alto horno Otros gases recuperados	Carbón y productos de carbón	Carbón/turba		
	Turba	Turba			
	Gas natural	Gas natural	Gas natural		
	Petróleo crudo Líquidos de gas natural (LGN) Otros hidrocarburos Aditivos/componentes para mezclas Materia prima para refinerías	Crudo, LGN y materias primas	Petróleo		
	Gas de refinería Etano Gas licuado de petróleo (GLP) Gasolina para automotores Gasolina de aviación Gasolina tipo combustible de aviación Queroseno Otro queroseno Gasóleo/diesel Combustóleo pesado Nafta Espíritu de petróleo y espíritus con punto específico de ebullición (SBP) Lubricantes Bitumen Parafinas Coque de petróleo Productos de petróleo no especificados	Productos de petróleo			
	Energía nuclear	Energía nuclear		Energía nuclear	Energía nuclear
	Fuentes renovables y residuos	Residuos industriales no renovables Residuos municipales renovables Residuos municipales no renovables Biogases Biogasolina Biodiésel Otros biocombustibles líquidos Biocombustibles sólidos primarios Biocombustibles primarios no especificados y residuos Carbón vegetal		Biocombustibles y residuos	Biocombustibles y residuos
		Hidroeléctrica		Hidroeléctrica	Hidroeléctrica
		Geotérmica		Geotérmica	Otras
		Solar fotovoltaica Solar térmica Mareas, olas y océano Eólica Otras fuentes		Solar, eólica y otras	
Calor y electricidad		Electricidad	Calor		
		Calor			

* Las clasificaciones de estos productos como primarios o secundarios se pueden encontrar en el Glosario, o bien en el Anexo 3, Estadística 1.

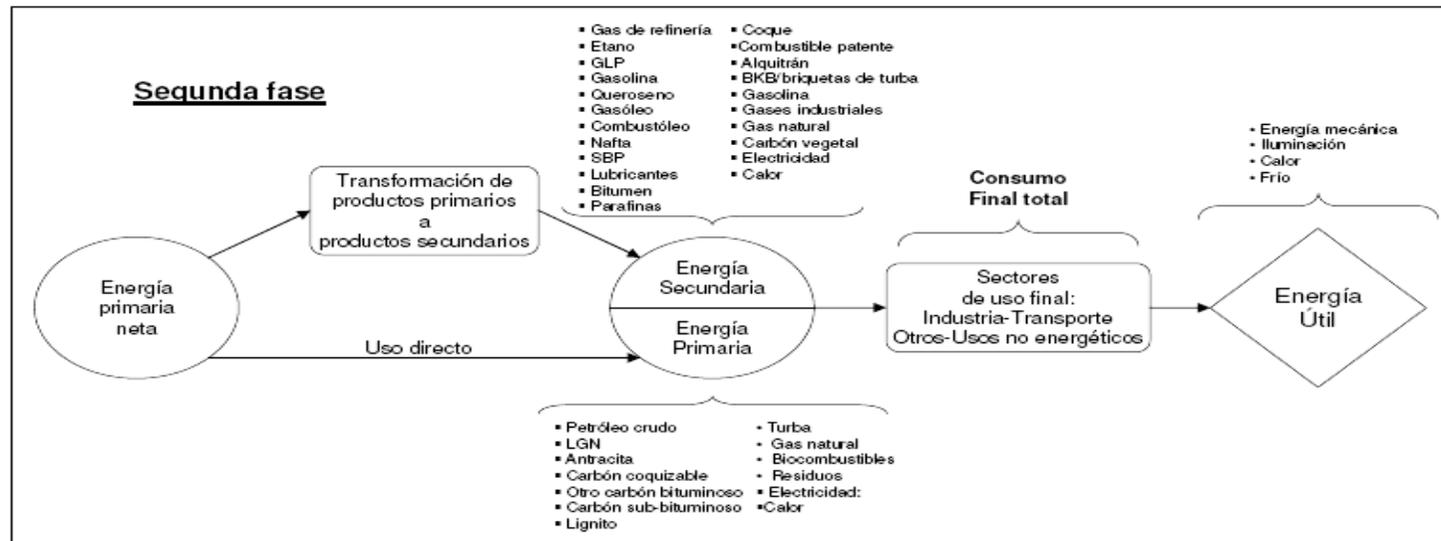
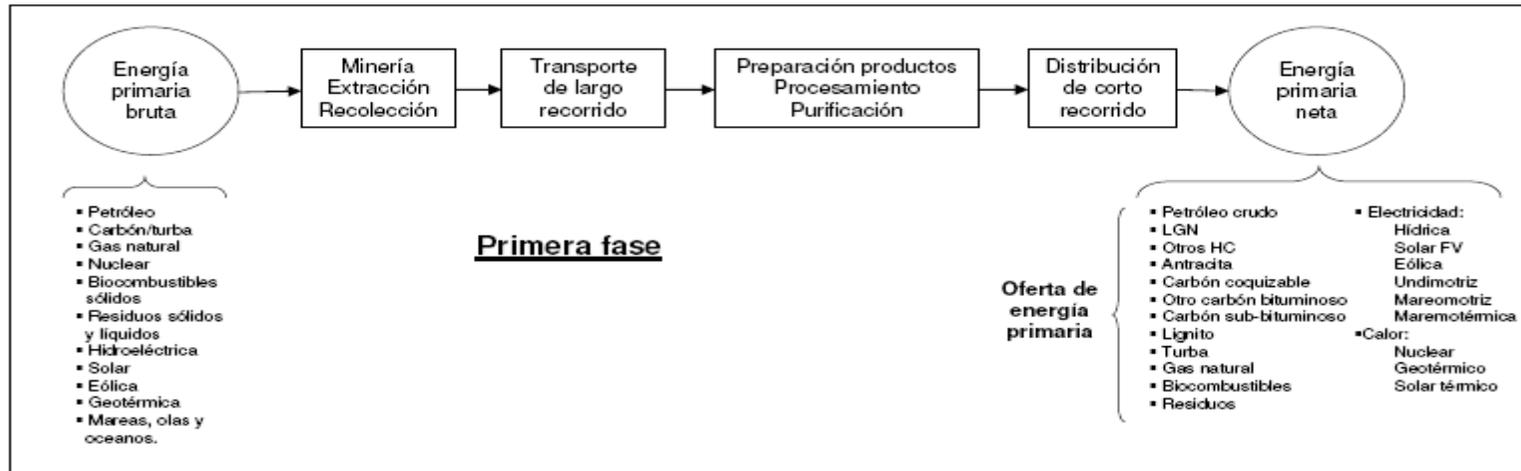


Figura 1 Cadena energética para el aprovechamiento de los productos energéticos. Fuentes [4], [75] y cadena energética del Prof. M. Villarrubia que fue adaptada.

Expuesto lo anterior, a continuación se presenta la información específica para cada categoría de los productos energéticos, separados de acuerdo a las cuatro categorías principales establecidas por la AIE, teniendo en consideración las clasificaciones y subdivisiones de productos energéticos de la Tabla 1. Sobre cada categoría, se incluirá información general sobre los productos que las componen, sus usos principales a nivel residencial o industrial, las reservas de cada combustible viables de explotar con la tecnología actual y las condiciones económicas vigentes y por ultimo, se incluyen los precios o costes que los diversos productos energéticos han tenido en el mercado.

2.1 Combustibles fósiles

Los productos energéticos que componen esta categoría, provienen de los recursos naturales, y su explotación ha devenido en que nuestro desarrollo productivo se base mayoritariamente en torno a ellos.

Poseen reservas terrestres, cuyas cantidades estimadas tienen un máximo teórico, y un tope técnico y económico de su extracción, lo que implica que tarde o temprano terminen agotándose al ser consideradas como fuentes de “energías no renovables” [75].

2.1.1 Carbón/turba

Esta clasificación identifica dentro de ella a los combustibles de origen fósil, representados por una parte como “Carbón y productos de carbón” y por otra a la “Turba”. En tal sentido se explicarán las principales subdivisiones, usos, reservas y valores de mercado de cada una de ellas.

2.1.1.1 Carbón y productos de carbón

Este conjunto de productos, esta constituido por productos energéticos primarios y secundarios. Los productos primarios de esta categoría, son combustibles fósiles sólidos cuyo origen es el carbón mineral, y por otro lado, los productos secundarios son combustibles que pueden estar en estado sólido o gaseoso, que provienen de los diversos procesos de transformación industrial del carbón, que generan una variada gama de productos y subproductos posibles de utilizar como combustibles.

La información de los productos energéticos primarios y derivados del carbón mineral, entregados en las estadísticas [4], dan cuenta de los siguientes combustibles fósiles sólidos considerados como productos primarios del carbón mineral [1]:

- *Antracita*
- *Carbón coquizable*¹
- *Otro carbón bituminoso*¹
- *Carbón sub-bituminoso*¹
- *Lignito.*

Para el caso de los combustibles derivados del carbón mineral, las estadísticas entregan información detallada, sobre los siguientes combustibles fósiles en estado sólido, considerados como productos secundarios[1]:

- *Combustibles patente*
- *Coque de coquería*
- *BKB.*

Otra opción, es que estos productos secundarios sean gases industriales, cuya calidad dependerá exclusivamente de las propiedades del carbón utilizado para su producción.

¹ Estos tres productos energéticos pertenecen a la familia de las hullas.

Esta clasificación de productos secundarios incluye a los siguientes gases [1]:

- Gases de coque
- Gas de planta de gas
- Gas de coquería
- Gas de alto horno
- Otros gases recuperados.

Un caso especial de producto secundario de carbón mineral, es el *alquitrán de hulla* cuyo estado no es un sólido, sino que es un aceite pesado que puede usarse como combustible.

Con respecto a los usos del carbón y sus productos derivados, se debe decir que la principal utilización esta relacionada con la generación eléctrica. No obstante esto, también es utilizado como insumo en la fabricación de hierro y acero, cemento, combustibles líquidos de carbón, carbón activado, fibras de carbono, además de su utilización en la industria química, farmacéutica, refinerías de alúmina, fabricas de papel, producción de naftalenos, fenol, benceno, sales de amonio, ácido nítrico y fertilizantes agrícolas. Varios productos o sub-productos de los procesos que utilizan carbón o sus derivados están presentes en nuestra vida diaria a través por ejemplo del jabón, las aspirinas, solventes, colorantes, plásticos, nylon, etc. [7].

2.1.1.1 Reservas

Las estimaciones de los recursos y reservas de los combustibles fósiles, no son una ciencia exacta con cálculos totalmente estandarizados, ya que muchas veces dependen de quien hace la evaluación y las consideraciones iniciales tomadas a la hora de medir y evaluar [12]. No obstante, para poder contar con algún tipo de información a efectos de evaluar la disposición efectiva del carbón, para su utilización como producto energético, se presenta a continuación la Tabla 2, en donde se pueden apreciar las reservas regionales probadas en unidades de mega toneladas (Mt), obtenidas de información de ingeniería y geología, dentro de las cuales hay una certeza razonable de que existe la factibilidad técnico-económica de extracción de los recursos existentes [8], estimadas sobre una base de 860 Gt (giga toneladas) de las cuales un 47% es carbón bituminoso (incluyendo la antracita), un 30% sub-bituminoso y un 23% como lignito [12]. Es importante precisar, que esto implica que las reservas probadas dependen de la tecnología y del precio del carbón, ya que por ejemplo si el precio de venta del carbón bajara, podrían producirse situaciones en que la extracción y posterior comercialización del carbón entregue ganancias tan pequeñas que inhiban las actividades de extracción de este combustible fósil, con lo cual para la industria del carbón, las reservas probadas tenderían a disminuir al no ser factible económicamente su extracción [10]. Información adicional para cada país se encuentra en el cuadro Estadística 3 en el anexo 3.

Tabla 2 Reservas probadas de carbón por región. Fuente [8].

País/Región	Antracita y carbón bituminoso (Mt)	Carbón sub-bituminoso y lignito (Mt)	Total (Mt)	Porcentaje del total	Razón R/P (años)
Total Norte América	112.835	132.253	245.088	28,5%	231
Total S. y Centroamérica	6.890	5.618	12.508	1,5%	148
Total Europa y Eurasia	92.990	211.614	304.604	35,4%	257
Total Medio Oriente y África	32.721	174	32.895	3,8%	127
Total Asia Pacifico	159.326	106.517	265.843	30,9%	57
Total en el mundo	404.762	456.176	860.938	100,0%	118

Importante es observar en la Tabla 2 la información proporcionada en la última columna en donde se entrega la razón entre las reservas remanentes y la producción de carbón (razón R/P) del año 2010, con valores que equivalen a la cantidad de años que durarían las reservas existentes, considerando que la producción se mantuviera a igual nivel del año 2010. Una panorámica de la razón R/P para cada región en el año 2010 es presentada en la Figura 2, junto con la Figura 3 donde es posible apreciar la evolución histórica de la razón R/P desde la década del 90 hasta el año 2010.

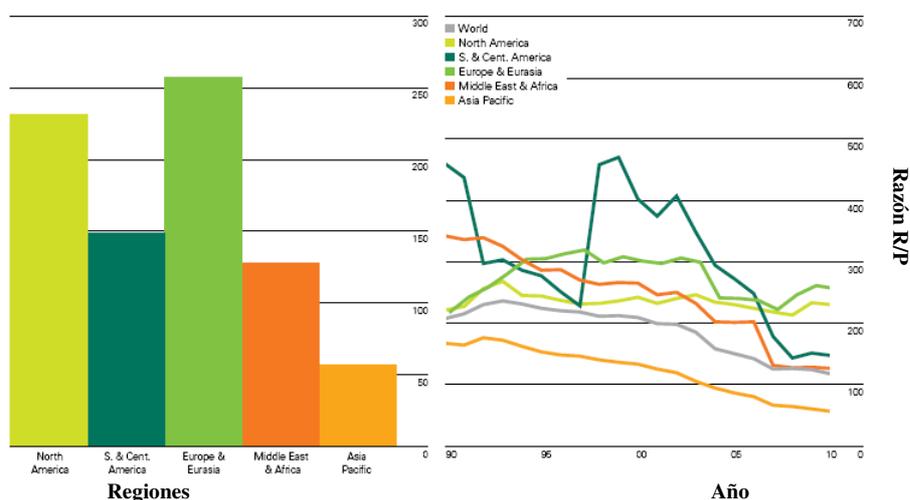


Figura 2 (a la izq.). Razón R/P del carbón a nivel regional 2010. Fuente [8]. Figura 3 (a la der.) Evolución histórica razón R/P del carbón. Fuente [8].

2.1.1.1.2 Precios

Las variaciones en los precios de venta del carbón se deben principalmente a los siguientes factores [9]:

- Tipo del carbón
- Método de extracción
- Ubicación geográfica del lugar de extracción
- Ubicación geográfica del lugar de uso ya que el costo de transporte encarece los precios finales
- Calidad del carbón

Información con los precios de referencia del carbón para los mercados europeos, japoneses y norteamericanos se encuentran en el cuadro Estadística 17, anexo 3.

2.1.1.2 Turba

Este combustible fósil sólido está muy relacionado con el carbón, al considerar que la formación de *turba* es la primera etapa del proceso por el que la vegetación se transforma en carbón mineral [16]. Se clasifica como un producto energético primario que para su utilización como combustible se divide principalmente en tres tipos de productos derivados denominados *turba césped*, *turba molida* y *briquetas de turba*. En las estadísticas de AIE, se reporta solo la información de la turba utilizada como combustible, de acuerdo a la cantidad de turba cortada o cosechada para este fin, junto con la producción de briquetas utilizadas como combustible [1], [4].

Existe una amplia variedad de usos de la turba que pueden ser clasificados en tres categorías principales. La primera categoría se aplica para la generación de energía

gracias a su combustión generando calor que puede utilizarse para calefacción industrial y/o residencial, o bien la generación de electricidad para otros usos. Otra clasificación tiene relación con usos como materia de mejoramiento del suelo por su capacidad para la retención del agua para los cultivos agrícolas y su utilización como un ingrediente mas en la fabricación de abono, siendo un elemento que ayuda a la degradación de la materia orgánica. La tercera y última categoría se sirve de la turba para generar productos orgánicos y químicos tales como carbón activado, ceras, resinas y algunos medicamentos [12].

2.1.1.2.1 Reservas

A diferencia del carbón, para la turba no existe información exacta sobre las reservas, ya que hay varias fuentes que tienen diferencias en su análisis regional, pero que en lo principal tienen valores aproximados a nivel global. Por ejemplo, las mas nombradas son estimaciones realizadas por dos investigadores: Immirzi et al (1992), y Laappalainen (1990). El primero estima un rango de superficies de *túrbales* en el mundo que va desde 3.858.374 km² hasta 4.085.416 km², y el segundo investigador estima una cantidad de 3.985.000 km², que si bien no son iguales se encuentran dentro de un margen aproximado [13]. No obstante, con tal de entregar una estimación de la superficie cubierta por túrbales a nivel regional, se presenta la Tabla 3 que entrega valores dentro de los rangos mencionados, que si los comparamos con la superficie de nuestro planeta tierra (148.940.000 km²), es posible inferir que la cantidad de túrbales ocupan aproximadamente un 2,67% de la superficie de tierra disponible. Para una mejor visualización se presenta la Figura 4, que muestra la distribución de los túrbales (mires en ingles) en el mundo. Información adicional por países se encuentra en el cuadro Estadística 25 en el anexo 3.

Tabla 3 Superficie de túrbales por región. Fuente [12].

Región	África	Norteamérica	Sudamérica	Asia	Europa	Medio Oriente	Oceanía	Total
Superficie túrbales (km ²)	56.175	1.762.268	130.800	302.220	1.702.852	155	19.033	3.973.503
Porcentaje	1,4%	44,3%	3,3%	7,6%	42,9%	*	0,5%	100%

* Menor que 0,004%.

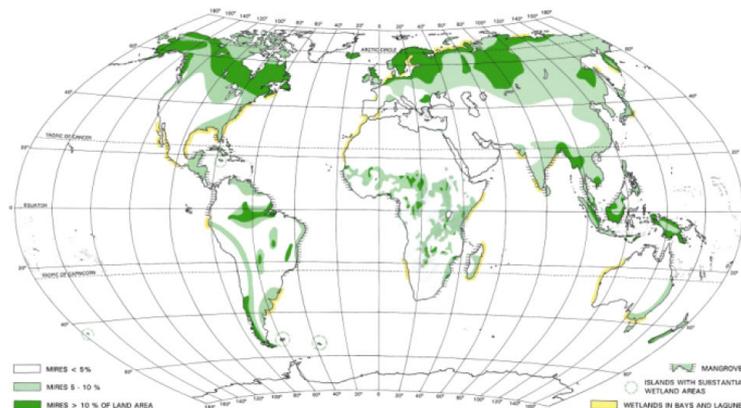


Figura 4 Distribución de túrbales en el mundo. Fuente [15].

Recomendable sería entregar datos precisos no solo de áreas, sino que también de los volúmenes respectivos para cada región. Lo anterior se ve dificultado, ya que no se disponen de los datos que indiquen los espesores de la capa de turba que cubre el

terreno para todos los países, habiendo excepciones notables como el caso de Finlandia en donde existen vastos estudios e información al respecto. Existen hasta ahora solo estimaciones que plantean un rango bastante amplio de 6-14 Tm³ (tera metros cúbicos) con espesores que varían entre 1,5 – 2,3 m. Esta falta de información mencionada conlleva a que no se puedan realizar estimaciones exactas sobre la razón R/P a nivel regional, ya que si bien existe información actualizada sobre la producción anual en miles de toneladas [12], existe también una amplia diferencia entre los valores densidad que difieren entre una región y otra, modificándose de acuerdo a características tales como la profundidad del manto o el contenido de humedad, lo que ha implicado que las investigaciones y mediciones realizadas sobre la densidad, entreguen valores muy variables [14] y difíciles de estimar específicamente.

Tan solo ha sido posible encontrar una estimación global de las reservas de turba, factibles de recuperar con la tecnología y condiciones económicas del momento de su evaluación, que considero que las reservas extraíbles eran de 5.267 Mt de turba secada al aire² [69]. Ahora bien, si esta estimación la comparamos con la producción mundial de turba secada al aire del año 2008, que ascendió a la cifra de 12.727 kt [12], se puede obtener una idea de la cantidad de años que el recurso podría ser extraído de acuerdo al calculo de la razón R/P (reserva/producción), que entrega un valor aproximado de 414, que significa que si se mantuvieran los actuales niveles de producción a nivel mundial, la turba podría ser extraída durante los próximos 414 años.

2.1.1.2.2 Precios

Los valores de transacción a nivel internacional de la turba, son difíciles de estimar debido a que las estadísticas de los principales países productores y consumidores de turba con fines energéticos difieren en el detalle de la información. Algunos muestran solo los valores del mercado interno, otros entregan datos a nivel internacional pero solo de volúmenes importados o exportados, varios entregan estimaciones para uno o dos años que impiden observar las fluctuaciones en el precio por tonelada a corto plazo. Solo Finlandia ofrece estadísticas mas claras a través de los años con los volúmenes y precios de transacción, los que son presentados en la Tabla 4. Estos datos nos permiten dar cuenta de la evolución histórica de los precios en los últimos cuatro años [17], los que si bien son una visión particular de un país, es bueno tener en consideración ya que Finlandia es el principal productor y consumidor de turba a nivel mundial [12].

Tabla 4 Precios de la turba en Finlandia. Fuente [17].

Exportación				Importación			
Año	US\$	toneladas	US\$ / t	Año	US\$	toneladas	US\$ / t
2006	12.779.537	116.148	110,03	2006	984.224	10.940	89,97
2007	13.435.737	117.944	113,92	2007	2.186.667	59.107	37,00
2008	16.439.549	138.179	118,97	2008	8.686.568	207.476	41,87
2009	11.474.033	84.480	135,82	2009	4.483.178	117.376	38,20
Promedio	13.532.214	114.188	119,68	Promedio	4.085.159	98.725	51,76

Con los valores expuestos en la Tabla 4, es posible confeccionar un gráfico para obtener la tendencia de los precios de exportación, a fin de realizar una estimación del valor de exportación de la turba para el año 2010. El objetivo de esta estimación, es contar con

² Turba secada al aire implica una humedad entre un 40-50% [12].

un dato de comparación para igual año con los precios de los demás combustibles fósiles³.

Por lo tanto, se muestra en la Figura 5 la línea de tendencia polinomial trazada en el software Excel, indicada con color negro, cuyos valores son extrapolados hasta el año 2010, entregando un valor aproximado de 175,0 US\$/t.

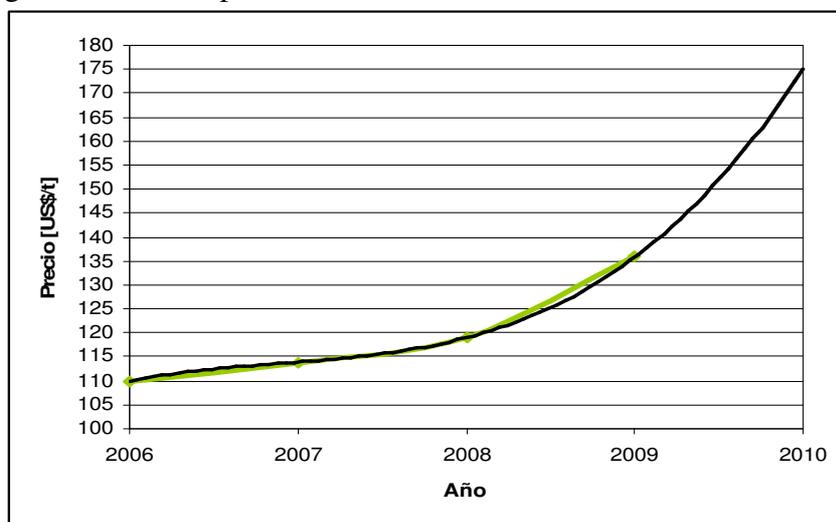


Figura 5 Tendencia de precios de la turba para exportación. Fuente [17], gráfico de elaboración propia.

2.1.2 Gas natural

El gas natural es un producto energético primario de origen fósil. Esta compuesto de varios gases los que en un porcentaje mayor al 85%, son moléculas de metano (CH_4). Es un gas incoloro e inodoro que para su comercialización es transportado a través de gasoductos que cruzan uno o varios países. Además de su estado gaseoso es posible encontrarlo en estado líquido, producto de la licuación del mismo gas en virtud de lo que se le denomina *gas natural licuado (GNL)*. El gas licuado contiene la misma composición que el gas natural cambiando solo su estado físico, siendo útil este cambio para poder transportar este producto energético vía marítima a través de largas distancias [18]. Las estadísticas disponibles del gas natural incluyen la cantidad total de *gas asociado* y *gas no asociado* incluyéndose además, el *gas grisú* recuperado de las minas subterráneas de carbón [1].

Algunas de las demandas del gas natural vienen dadas a nivel residencial debido al aumento de la población y a la mayor distribución de este producto en un número cada vez mayor de hogares, con fines de calefacción y para cocinar; muy parecido a los usos comerciales que en la actualidad incluyen además aplicaciones para enfriamiento del aire, agua caliente, secado e iluminación [18]. Otro uso del gas se presenta en la generación de electricidad y en el transporte como combustible para los vehículos en forma de *gas natural comprimido (GNC)* o *GNL*. El gas natural también puede servir como insumo en la industria química y petroquímica, específicamente para la fabricación de amoniaco, fertilizantes, metanol, etileno, propileno, butileno, aromáticos, butadieno y otros productos no energéticos [1].

³ El cuadro resumen de precios puede ser apreciado en la Tabla 18, pág. 56.

2.1.2.1 Reservas

Las reservas probadas, es decir, reservas sobre las cuales se tiene una certeza razonable de su factibilidad técnica y económica de extracción desde los reservorios de gas, son presentadas en la Tabla 5, entregando el detalle específico por regiones. Hacer notar que los datos están expresados en tera metros cúbicos (Tm³) y que información adicional por países se encuentra en el cuadro Estadística 4, anexo 3.

Tabla 5 Reservas probadas de gas natural por región. Fuente [8].

País/Región	a fines de 1990 (Tm ³)	a fines de 2000 (Tm ³)	a fines de 2009 (Tm ³)	a fines de 2010 (Tm ³)	Porcentaje del total	Razón R/P (años)
Total Norteamérica	9,5	7,5	9,9	9,9	5,3%	12,0
Total S. y Centroamérica	5,2	6,9	7,5	7,4	4,0%	45,9
Total Europa y Eurasia	54,5	55,9	63,0	63,1	33,7%	60,5
Total Medio Oriente	38,0	59,1	75,7	75,8	40,5%	164,5
Total África	8,6	12,5	14,7	14,7	7,8%	70,5
Total Asia Pacífico	9,9	12,3	15,8	16,2	8,7%	32,8
Total en el mundo	125,7	154,3	186,6	187,1	100,0%	58,6

Al igual que en las tablas de reservas probadas del carbón, para el gas natural se entregan en la última columna los valores de la razón R/P que representan la relación entre las reservas remanentes y la producción de gas natural a fines de 2010. Los resultados de esta razón son equivalentes al número de años de duración de las reservas existentes, siempre y cuando se considere una producción constante igual a la obtenida a fines de 2010. Los valores R/P se complementan con la información de de dos figuras expuestas, en donde la Figura 6 muestra una comparación de la razón R/P por región geográfica, mientras que la Figura 7 muestra la evolución histórica de las reservas durante las últimas dos décadas.

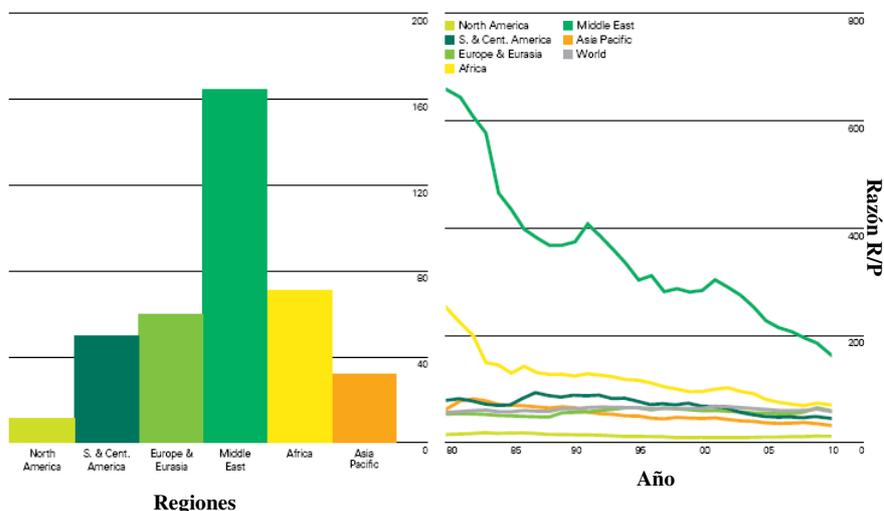


Figura 6 (a la izq.). Razón R/P del gas natural a nivel regional 2010. Fuente [8]. **Figura 7 (a la der.) Evolución histórica razón R/P del gas natural.** Fuente [8].

2.1.2.2 Precios

Los precios del gas natural y GNL dependen de la oferta y la demanda de este combustible, por lo tanto cualquier variación en este sentido puede afectar significativamente los precios del gas natural y por ende del gas natural licuado. Siendo más específico sobre el tema, se puede mencionar que algunos de los principales factores que influyen en la oferta son [19]:

- Las variaciones de la cantidad producida de gas

- La importaciones netas
- Los niveles de almacenamiento.

Los factores mencionados, pueden provocar incrementos en el suministro que tiende a llevar los precios a la baja, mientras que la disminución de la oferta tendería a empujar los precios al alza.

Por otra parte los principales factores de la demanda que pueden hacer fluctuar el precio del gas natural son [19]:

- El crecimiento económico
- El clima (invierno/verano)
- Precios del petróleo.

Cuando la variación de algunos de estos factores produce un aumento de la demanda, los precios del gas natural van al alza, y para demandas menores los precios tienden a ser más bajos. Información adicional con los precios del gas natural y GNL se encuentran en el cuadro Estadística 18, anexo 3.

2.1.3 Petróleo

El petróleo es el principal producto primario energético formado por una mezcla compleja de hidrocarburos líquidos que fueron originados hace millones de años en un proceso que comenzó cuando los restos de plantas acuáticas y animales fueron cubiertos por capas de sedimento. Este término, se utiliza para referirse tanto a productos primarios sin refinar, como para productos secundarios ya refinados [1].

A nivel de información estadística, el petróleo se subdivide en dos grandes categorías. La primera es “Crudo, LGN y materias primas” y la segunda “Productos de petróleo”. A continuación se entrega información con los combustibles que componen estos dos grupos.

2.1.3.1 Crudo, LGN y materias primas

La primera categoría de clasificación abarca tanto a productos primarios como secundarios. Los productos primarios de petróleo incluidos en esta categoría son:

- *Petróleo crudo*
- *Líquidos de gas natural (LGN)*
- *Otros hidrocarburos.*

Seguidamente, los productos secundarios que son utilizados como insumos o materia prima para las refinerías, son los siguientes:

- *Aditivos/componentes para mezclas*
- *Materia prima para refinería.*

2.1.3.2 Productos de petróleo

Esta categoría es de las más extensas dentro de todos los productos energéticos, debido a la variada cantidad de productos petroleros elaborados gracias a los procesos de refinación, encargados de separar el petróleo crudo en diferentes fracciones que posteriormente son transformadas en productos utilizables, procediendo finalmente a realizar mezclas de productos, obteniéndose así un producto terminado comercial[1].

En forma tal, esta categoría comprende a todos los derivados de la refinería del petróleo crudo que a continuación se presentan:

- *Gas de refinería*
- *Etano*

- *Gas licuado de petróleo (GLP)*
- *Nafta*
- *Gasolina de aviación*
- *Gasolina tipo combustible de aviación*
- *Gasolina para automotores*
- *Queroseno*
- *Otro queroseno*
- *Gasóleo/diesel*
- *Combustóleo pesado*
- *Espíritu de petróleo y espíritu con punto específico de ebullición (SBP)*
- *Lubricantes*
- *Bitumen*
- *Parafinas*
- *Coque de petróleo*
- *Productos de petróleo no especificados*

Por otra parte, generalmente los usos del petróleo incluyen tanto usos energéticos como no energéticos. El principal uso del petróleo ocurre en el sector del transporte, no obstante es utilizado como materia prima de una gran variedad de productos de consumo como plásticos, insecticidas, cápsulas de vitaminas, preservantes de alimentos, neumáticos, champú, detergentes, pegamentos, amoníaco, fertilizantes, etc. [25].

2.1.3.3 Reservas

Las reservas probadas de petróleo presentadas en la Tabla 6 incluyen volúmenes de *petróleo crudo y líquidos de gas natural (LGN)*. Recalcar que el concepto de reservas probadas al igual que las de gas natural, implican a las reservas con una certeza razonable de su factibilidad técnica y económica de extracción, desde los yacimientos de petróleo. La información se presenta por regiones en unidades volumétricas de giga barriles (Gbbbl). Información adicional por países se encuentra en el cuadro Estadística 5, anexo 3.

Tabla 6 Reservas probadas de petróleo por región. Fuente [8].

País/Región	a fines de 1990 (Gbbbl)	a fines de 2000 (Gbbbl)	a fines de 2009 (Gbbbl)	a fines de 2010 (Gbbbl)	Porcentaje del total	Razón R/P (años)
Total Norteamérica	96,3	68,9	74,6	74,3	5,4%	14,8
Total S. y Centroamérica	71,5	97,9	237,6	239,4	17,3%	93,9
Total Europa y Eurasia	80,8	107,9	139,2	139,7	10,1%	21,7
Total Medio Oriente	659,6	696,7	752,6	752,5	54,4%	81,9
Total África	58,7	93,4	130,3	132,1	9,5%	35,8
Total Asia Pacífico	36,3	40,1	42,2	45,2	3,3%	14,8
Total en el mundo	1.003,2	1.104,9	1.376,6	1.383,2	100,0%	46,2

Importante es apreciar en la última columna de la Tabla 6 la razón R/P, que entrega un valor estimado de los años que se podría seguir disponiendo de petróleo crudo y LGN, considerándose la producción del año 2010 y las reservas remanentes para el mismo año. Esta información se analiza con mayor detalle en dos figuras, en donde la Figura 8 presenta la razón R/P de cada región del mundo para el año 2010, y la Figura 9 entrega la evolución histórica de la razón R/P a nivel regional y mundial desde comienzos de la década del noventa hasta el año 2010.

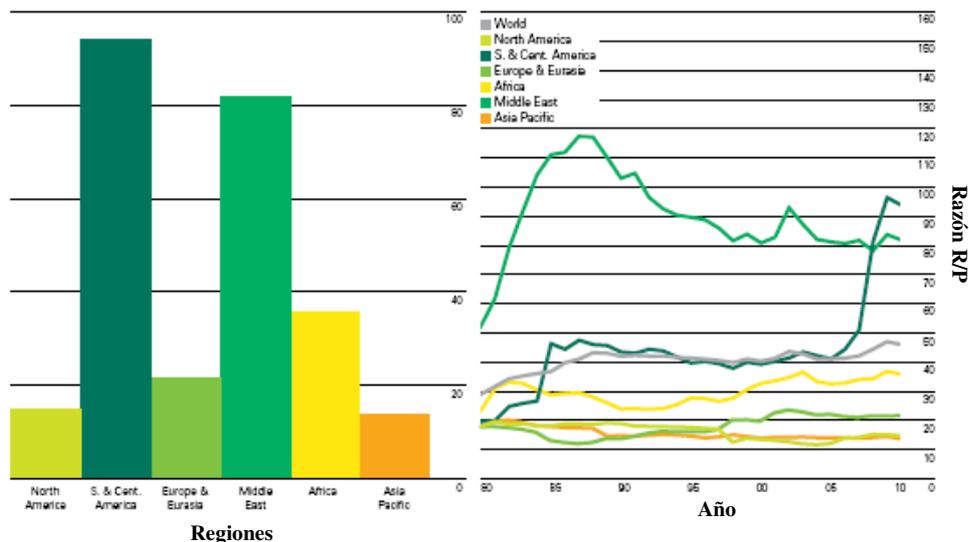


Figura 8 (a la izq.), Razón R/P del petróleo a nivel regional 2010. Fuente [8]. Figura 9 (a la der.) Evolución histórica razón R/P del petróleo. Fuente [8].

2.1.3.4 Precios

Los precios del petróleo llamados precios spot, son los precios fijados para transacciones de manera inmediata⁴, que son representativos para centros de comercio determinados, como por ejemplo Brent, Dubai, West Texas y Nigerian [26].

Para la fijación de estos valores, han sido necesarias miles de transacciones comerciales a la espera del mejor precio para compradores y vendedores, cuyo funcionamiento es asimilable a una gran subasta mundial en todos los niveles y cadenas de producción de petróleo, en donde el que ofrezca más dinero se llevara el petróleo disponible [28].

Los precios del petróleo crudo dependen de varios factores tanto internos como externos, que en su gran mayoría están fuera del alcance de los simples consumidores. Desde la perspectiva económica la oferta y la demanda influyen en la fijación de los precios.

A nivel de la oferta esta influencia se debe principalmente a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), formada por varias naciones, que se ha constituido en el principal factor de cambios en el suministro, gracias a la fijación de cuotas de producción para cada uno de sus miembros, influyendo fuertemente en el volumen de petróleo crudo producido, que actualmente aporta mas del 40% de la producción mundial [28], sumando a ello además, que en conjunto poseen mas de un 77% de las reservas probadas del mundo [8].

Por otro lado, para la demanda el principal factor es reflejado por el crecimiento económico del mundo, que implica que las naciones en crecimiento demanden cada vez mayores cantidades de energía para satisfacer sus necesidades, teniendo en cuenta que dentro del consumo de productos energéticos a nivel mundial del año 2009, el petróleo crudo y sus derivados alcanzaron una cuota de mercado superior al 41% [3].

En el cuadro Estadística 19, anexo 3 se muestran los precios spot para distintos mercados durante los últimos 40 años.

Otros factores externos que influyen a nivel económico vienen dados por la ocurrencia de acontecimientos naturales como terremotos o huracanes, que junto a acontecimientos políticos como embargos, guerras o tensiones bilaterales han influido de manera rápida

⁴ El precio spot es distinto al precio futuro (forward price), en donde las transacciones comerciales de pago y suministro, se realizan en otro momento, con un precio y volumen pactados con anterioridad [27].

y fuerte en el incremento del precio del barril de petróleo crudo, provocando que las perspectivas de precios a largo plazo sean altamente inciertas y desconocidas para todos nosotros [28].

2.2 Energía Nuclear

Actualmente la energía nuclear cumple un activo rol dentro de la matriz energética mundial. La energía liberada en forma de calor por los núcleos de los átomos en una reacción nuclear, producida en cadena en uno o varios reactores, es aprovechada por las centrales nucleares para producir electricidad secundaria a través de la transformación de energía térmica en eléctrica. La obtención del calor mencionado dentro de los reactores, se debe gracias a la reacción de fisión nuclear del material fisionable dispuesto en su interior, el cual recibe el nombre de combustible nuclear, que es utilizado en su forma sólida, pero con distintas características que abarcan desde el dióxido de uranio cerámico, uranio en tubos de aleación de magnesio, hasta dióxido de uranio enriquecido o bien uranio natural en tubos de aleación de circonio, dependiendo la elección de uno u otro tipo de combustible, de acuerdo al reactor nuclear utilizado [29].

A diferencia de lo que ocurre con los combustibles sólidos, la forma de energía informada y utilizada en las estadísticas, no se corresponde con el valor calorífico del combustible nuclear utilizado, ya que se considera que puede llevar a confusión. Por tanto, la forma de energía escogida para representar a la energía nuclear es el calor generado por los reactores nucleares, conocido también como calor primario, que para ser cuantificado será necesario medir el contenido térmico del vapor, en el punto de medición más idóneo, que para el caso de los reactores nucleares será la salida del reactor, antes de la entrada del vapor a la turbina de generación eléctrica [1].

El rol y uso actual de este producto energético, es principalmente la generación de electricidad secundaria a través de varias centrales eléctricas nucleares en operación y construcción por el mundo, justificado por algunos como un instrumento eficaz para dejar de depender de los combustibles fósiles, disminuyendo al mismo tiempo la emisión de gases efecto invernadero. Se prevé que otra opción de utilización de la energía nuclear se pueda producir con la contribución de reactores nucleares de alta temperatura, que alcancen valores de hasta 1.000 °C (actualmente solo hay un par de reactores experimentales de este tipo), estimándose que de ser factibles a futuro, permitirían el uso del calor nuclear por ejemplo en la producción de hidrogeno, fabricación de acero y la entrega de calor para los procesos industriales de varias plantas químicas [30].

2.2.1 Reservas

El uranio se encuentra en la naturaleza en muy bajas concentraciones, razón por la cual debe ser extraído y concentrado. El uranio natural contiene en su interior tres isótopos radioactivos, siendo el más importante el isótopo radioactivo U-235 (0,71%) emisor alfa, que es el único que se fisiona por la acción de neutrones lentos [29].

Según datos del 2008, la producción de uranio abarco el 74 % de los requerimientos de los reactores nucleares a nivel mundial. El resto de combustibles utilizados se divide en 5 tipos de fuentes secundarias denominadas: existencias de uranio natural o enriquecido, uranio reprocesado del combustible gastado, mezcla de óxidos (MOX) y re-enriquecimiento de uranio empobrecido⁵ [12].

⁵ El uranio empobrecido contiene menos de un 0,71% de U-235.

En la Tabla 7 se presentan los datos al 1 de enero de 2009 de las “reservas razonablemente aseguradas”, es decir, la cantidad de uranio que es posible recuperar de depósitos minerales conocidos y delimitados, para los cuales existe una alta seguridad de su existencia y de su factibilidad de extracción con las actuales tecnologías de minería y procesamiento. Una particularidad de esta información es que no solo se divide por región, sino que además, se clasifica en categorías de acuerdo al costo de recuperación del uranio, en las plantas de procesamiento del mineral. Estos costos incluyen los gastos directos de la minería, transporte y procesamiento, costos asociados a la gestión de residuos y medioambiente y por último, los costos generales de la operación [12].

Tabla 7 Reservas razonablemente aseguradas de uranio por región, 2008. Fuente [31], última columna elaboración propia.

País	< US\$40/Kg U (tU)	< US\$80/Kg U (tU)	< US\$130/Kg U (tU)	< US\$260/Kg U (tU)	Razón R/P (años)
Total Norteamérica	267.100	375.800	568.500	860.800	82
Total S. y Centroamérica	139.900	164.700	169.400	170.200	516
Total Europa y Eurasia	17.100	435.600	702.900	865.400	56
Total Medio Oriente y África	93.800	238.600	688.100	708.100	88
Total Asia Pacífico	52.000	1.301.400	1.396.000	1.400.000	148
Total en el mundo	569.900	2.516.100	3.524.900	4.004.500	91

La última columna de la Tabla 7, muestra los valores de la razón R/P, que fueron obtenidos al dividir los datos de las reservas remanentes de cada región a fines del 2008 (en el rango de costes < US\$260 / kg U), por los valores de producción del mismo año. Resaltar que los valores calculados, entregan una estimación de la cantidad de años que durarían las reservas de uranio, si se mantuviera la misma producción del año 2008.

Se debe tener en cuenta que las reservas terrestres de uranio natural, al igual que con los combustibles fósiles, tienen un máximo teórico del recurso estimado, además de un tope teórico y económico de explotación, que conllevan a que en un determinado momento dichas reservas se agoten, ya que el combustible para fisión nuclear está considerado dentro de las fuentes de “energía no renovable” [75]. Información adicional por países se encuentra en el cuadro Estadística 6, anexo 3.

2.2.2 Precios

Los precios promedios de suministro de uranio natural son presentados en la Tabla 8, en donde se pueden apreciar los precios spot y los precios del mercado a largo plazo. Estos precios son diferentes entre sí, porque para el mercado spot se consideran contratos que abarcan una sola entrega de uranio o bien varias entregas extendidas en un tiempo inferior a 12 meses. Por otro lado, los precios a largo plazo son contratos multianuales que consideran varias entregas durante un periodo mayor a 12 meses [32].

El mercado spot para el suministro de uranio en el 2010 no superó el 15% a nivel mundial, por este motivo, se presentan principalmente los precios a largo plazo, junto con los del mercado spot, tomando en cuenta la gran tendencia a contratar los suministros mediante acuerdos multianuales. Los precios del mercado a largo plazo, fueron calculados solo considerando los precios de los contratos que concluían durante los últimos tres años de la fecha de medición [32].

Tabla 8 Precios del uranio natural. Fuente [32].

Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Precios a largo plazo (US\$ / kg U)	37,18	34,04	34,43	32,30	34,47	36,21	41,61	48,40	56,14	69,43	77,42	82,03
Precios spot (US\$ / kg U)	26,48	20,93	18,90*	24,23	24,58	32,41	54,89	67,70	166,87	173,74	108,36	105,71

* El precio spot del año 2001, fue calculado sobre la base de un volumen excepcionalmente bajo de solo 330 tU suministradas en tan solo cuatro transacciones.

Los precios de uranio como casi todos los productos energéticos, se ven afectados por las crisis económicas internacionales que llevan los precios al alza. No obstante el mercado del uranio es mucho más estable que otros, debido a varios factores que le confieren una relativa calma, en comparación con otros productos energéticos. A saber, un primer factor para esta tranquilidad se debe a una demanda de uranio para reactores nucleares bastante estable, sumado a costos de generación en centrales eléctricas nucleares que generalmente son los más bajos de la red eléctrica. Otros factores que han influido en el pasado reciente al alza de los precios, han sido las fallas técnicas de las principales minas de uranio, que han afectado la capacidad de producción de combustible nuclear a nivel mundial. Un ultimo factor a considerar, depende del tipo de contratos de suministro comentados anteriormente, en donde existe una tendencia mayoritaria (aprox. 85%) a contratos de largo plazo (mas de 12 meses), que otorgan a la producción y suministro de uranio una mayor protección frente a las fluctuaciones repentinas del mercado [12].

2.3 Fuentes renovables y residuos

Las fuentes renovables y residuos se dividen principalmente en varios tipos de energía derivadas de la naturaleza como la energía “geotérmica, solar, hidroeléctrica, eólica y mareas/olas/océano”, junto con otros tipos de combustibles llamados “biocombustibles y residuos” [2]. Todas ellas, tienen la particularidad de ser “energías renovables” que tienen reservas inmensas para el consumo humano, generadas a partir de otras fuentes de energía, las que se estima podrían durar muchísimos años, al ser consideradas inagotables, teniendo en cuenta eso si, que solo nos es posible utilizar, captar (ej. energía solar) o recoger (ej. biomasa) solo una fracción de ella, de acuerdo a nuestra capacidad tecnológica y económica [75].

A continuación, se detallan cada una de estas fuentes con sus respectivas subcategorías.

2.3.1 Biocombustibles y residuos

Este grupo de productos energéticos, incluye a cinco subcategorías de combustibles renovables y residuos de cualquier tipo [2]. La primera subcategoría se denomina *residuos municipales* y esta formada por los siguientes productos energéticos primarios:

- *Residuos municipales renovables*
- *Residuos municipales no renovables*

La segunda subcategoría, incluye a un solo conjunto de productos energéticos primarios, llamados *residuos industriales no renovables*, puesto que los renovables se incluyen en la información de otros productos energéticos (*biomasa sólida, biogás y/o biocombustibles líquidos*).

La tercera, se denomina *biomasa sólida* y se subdivide en:

- *biocombustibles sólidos primarios*

- *bíocombustibles sólidos primarios no especificados y residuos*
- *carbón vegetal.*

De la categoría anterior, solo el *carbón vegetal* es considerado un producto energético secundario.

La cuarta subcategoría tiene relación con los bíocombustibles gaseosos, conocidos como biogases, o simplemente *biogás*.

La quinta y última subcategoría de los bíocombustibles y residuos, se denomina *bíocombustibles líquidos* y agrupa a los siguientes productos energéticos primarios:

- *Biógasolina*
- *Biodiésel*
- *Otros bíocombustibles líquidos.*

Sobre la primera y segunda categoría anteriormente expuestas, un comentario aparte para indicar que tanto los residuos industriales como los residuos municipales no renovables, son obviamente combustibles de desechos no-biodegradables. No obstante lo anterior, para la AIE deben reportarse en el formulario de datos de “Fuentes renovables y residuos”, siempre teniendo en consideración, su origen a partir de fuentes no renovables [1].

Con respecto al uso de la biomasa, fundamentalmente se ha basado en la combustión directa, lo cual aún es ampliamente utilizado en varias partes de nuestro planeta. El aumento de la población con su respectivo incremento de la demanda energética, han hecho que los bíocombustibles y residuos sean desplazados por combustibles fósiles. No obstante esto, la crisis del petróleo 1973-1974 y los constantes aumentos de precios de combustibles fósiles, han ayudado a un incremento en la utilización de la biomasa de manera suave pero sostenida en el tiempo, aumentando la competitividad de lo que se ha denominado como bioenergía. Esta forma de energía, se ha visto asociada a un uso para calefacción y combustible para cocinar, generalmente en hogares pobres, pero esta percepción ha ido cambiando al ir aumentando el conocimiento y la conciencia para reconocer que la bioenergía, puede llegar a ser una importante fuente energética a nivel industrial en los países en desarrollo [34]. Aparte de las aplicaciones para su uso final en hogares o industrias, otras aplicaciones de estos productos energéticos se pueden desarrollar en sectores tan diversos como la generación de calor y/o electricidad, hasta su fabricación y utilización como bíocombustibles para el transporte [1].

2.3.1.1 Reservas

Resulta complicado medir la cantidad disponible de bíocombustibles, ya que su utilización es bastante difusa y algunos productos de *biomasa sólida* se queman cerca del lugar de abastecimiento, sin ningún tipo de transacción comercial de por medio. Sucede lo mismo para la producción y utilización de *bíocombustibles líquidos*, ya que solo a modo de ejemplo, la producción de etanol como fruto de la fermentación de la biomasa, se utiliza no solo con fines energéticos, sino que también para la industria alimentaria y las bebidas. Probablemente a futuro se desarrollen mercados específicos para los bíocombustibles, que permitan tener un mayor detalle de sus flujos de producción y consumo energético, los que actualmente se realizan con retrocálculos, es decir, con el consumo final del producto, se calcula (hacia atrás) la cantidad de materia prima utilizado para producirla. El problema de estas estimaciones, es que no son exactas por el motivo ya mencionado, respecto a que no se tienen todos los detalles desde la producción hasta su uso final [1].

No obstante lo anterior, para el caso de la producción de *biodiésel* y *bioetanol* se considera importante y necesario presentar información detallada de la producción de los cultivos que dan origen a estos biocombustibles líquidos, como una manera de presentar la magnitud del mercado, teniendo en cuenta que los datos de producción muestran el total de todos los cultivos disponibles, cuyo uso en los casos señalados no es exclusivamente para producir biocombustibles, sino que también se utiliza principalmente como alimento para consumo humano y/o animal.

En el anexo 3 se presentan los cuadros estadísticos 7, 8, 9 y 10 de la FAO, en donde se pueden apreciar las cantidades de cultivos producidos el año 2009, en los principales países productores del mundo, ordenados de mayor a menor producción, con unidades de mega toneladas (Mt).

Es importante no perder de vista, que solo parte de los cultivos es utilizado como materia prima para producir *bioetanol*. En la penúltima columna de los cuadros estadísticos señalados, se presentan los valores en hectáreas (Ha) del área cosechada para cada cultivo, y en la última columna, se presenta el rendimiento en toneladas producidas por cada hectárea de cultivo cosechada (t/Ha), lo que entrega una noción de la producción que se podría llegar a obtener si se cultivaran mayores superficies de terreno.

Por otro lado en los cuadros de la FAO del anexo 3, denominados estadística 11 y 12, se presentan las cantidades totales de otros cultivos producidos el año 2009, en donde una fracción del aceite producido con las cosechas es aprovechada para generar *biodiésel*.

Sobre las cuotas de participación de los cultivos en la producción de biocombustibles líquidos, decir que para la soya, un 20% de su contenido se transforma en aceite, y para la colza entre un 40-44%. En EE.UU., se estima que un 17% de la producción de aceite de soya se utiliza con fines industriales, dentro del cual se incluye la producción de *biodiésel*, y con respecto a la colza, se estima que en la Unión Europea entre un 60-70% del aceite, es utilizado para producir *biodiésel* [2].

Con respecto a los residuos, decir que existen dos tipos de residuos denominados primario y secundario. El residuo primario, dependerá del índice de cosecha de cada cultivo, es decir, variará de acuerdo a la proporción de la biomasa utilizada (por ej. masa de los granos de maíz) con respecto a la biomasa total que el cultivo tiene sobre la tierra [40]. A su vez, el residuo secundario es el residuo producido luego del procesamiento del producto principal, que es factible de ser recuperado.

El verdadero potencial de recuperación de los residuos es mucho menor que los datos presentados, ya que influyen factores tanto económicos como técnicos, tales como la viabilidad económica de la recolección, o bien la calidad de la cosecha. Siendo imposible recolectar todos los residuos producidos, lográndose utilizar finalmente una fracción de ellos [2]. Información adicional con la cantidad de residuos primarios y secundarios que es posible recuperar para su utilización como combustible, se encuentra en el cuadro Estadística 13, anexo 3.

Para tener una noción del total de la biomasa vegetal disponible, decir que se estima que toda la materia orgánica producida por las plantas, residuos vegetales, agrícolas o forestales es de aproximadamente 1.700 Gt/año, siendo su contenido energético de 3.000 EJ/año, de donde solo ha sido posible aprovechar una parte de este potencial [75].

2.3.1.2 Precios

Los precios al productor incluyen todos los gastos realizados por el agricultor para producir un determinado producto, reflejando el valor total de la explotación agrícola [39]. Influirán por lo tanto en el precio, la cantidad de insumos utilizados tales como la tierra, agua, fertilizantes y pesticidas, entre varios otros [2]. Información adicional de los precios al productor de los principales países productores de cultivos primarios, para fabricar biocombustibles líquidos de acuerdo a las estadísticas de la FAO, se encuentran en el cuadro Estadística 20, anexo 3.

Para el caso de los residuos de la biomasa, ya sean estos provenientes de la madera recuperada, o bien del procesamiento de residuos forestales o agrícolas, se ostentan costos para los países desarrollados que varían entre 20 – 90 US\$/tonelada. El costo de estos residuos de la biomasa depende principalmente de tres factores [2]:

- El costo por la adquisición de residuos de la biomasa
- El costo por la cosecha y el procesamiento
- El costo del transporte hasta el usuario final.

2.3.2 Hidroelectricidad

La energía potencial y cinética del agua, es aprovechada para la producción de electricidad en centrales hidroeléctricas. Esta característica hace que la hidroelectricidad sea una fuente renovable, que para poder utilizarse deba necesariamente transformarse en electricidad, denominada comúnmente como electricidad primaria, que como no requiere calor para su generación se incluye dentro de las *fuentes de electricidad no térmica*. Su origen de fuentes naturales renovables, permite clasificar a esta electricidad como un producto energético primario renovable. Para efectos estadísticos, y teniendo en cuenta que no se realiza ningún aprovechamiento de la energía mecánica antes de su uso para producir electricidad, la forma de energía utilizada para representar a este producto energético es la electricidad primaria que se genera, considerando que el punto de medición más idóneo para su cuantificación, esta ubicado en los alternadores impulsados por las hidroturbinas [1].

Los sectores en los que se puede utilizar esta electricidad, a rasgos generales principalmente pueden variar, entre su uso en la extracción y producción de otros combustibles, hasta su utilización en los diversos sectores de consumo final, como las industrias, el transporte, servicios, etc. [1].

2.3.2.1 Reservas

La cantidad de flujo de agua y su capacidad para hidroturbinarse y producir electricidad es presentada en la Tabla 9, ofreciéndose los datos disponibles de la *capacidad económicamente explotable (CEE)* para las distintas regiones, que han sido obtenidos de la información de precipitaciones y cursos de agua disponibles, considerándose inicialmente un potencial teórico bruto⁶ de 39.842 TWh/año [12]. A esta CEE, algunos autores han preferido llamarla “potencial hidroeléctrico económico” [41], como una forma de referirse a las posibilidades de explotación eléctrica que los recursos hídricos ofrecen cada año. Información adicional por países es presentada en el cuadro Estadística 14, anexo 3.

⁶ Es la energía anual potencialmente disponible, considerando que todos los cursos de agua son hidroturbinados con una eficiencia de las maquinas de 100% [12].

Tabla 9 Capacidad hidroeléctrica por región a fines de 2008. Fuente [12].

País/Región	CEE ¹ (TWh/año)	Porcentaje del total	País/Región	CEE ¹ (TWh/año)	Porcentaje del total
Total África	696	8,4%	Total Europa	1.634	19,7%
Total Norteamérica	995	12,0%	Total Medio Oriente	121	1,5%
Total Sudamérica	1.753	21,2%	Total Oceanía	45	0,5%
Total Asia	3.044	36,7%	Total	8.288	100%

1. Capacidad económicamente explotable.

Es interesante apreciar como a nivel global se ha explotado este recurso. En la Figura 10, se representan los porcentajes del potencial hidroeléctrico económico, que ha sido explotado en cada continente, dejando a la vista una disponibilidad de generación hidroeléctrica bastante amplia en algunas zonas del mundo. A nivel mundial es posible calcular el valor del porcentaje del potencial hidroeléctrico que ha sido desarrollado, considerando un potencial hidroeléctrico económico total de 8.288 TWh/año (véase Tabla 9), y una producción de electricidad de fuentes hídricas para el 2009 de 3.251.675 GWh (véase Anexo 3, Estadística 2), que en conjunto entregan un valor aproximado de 39% del potencial hidroeléctrico mundial que ha sido explotado.

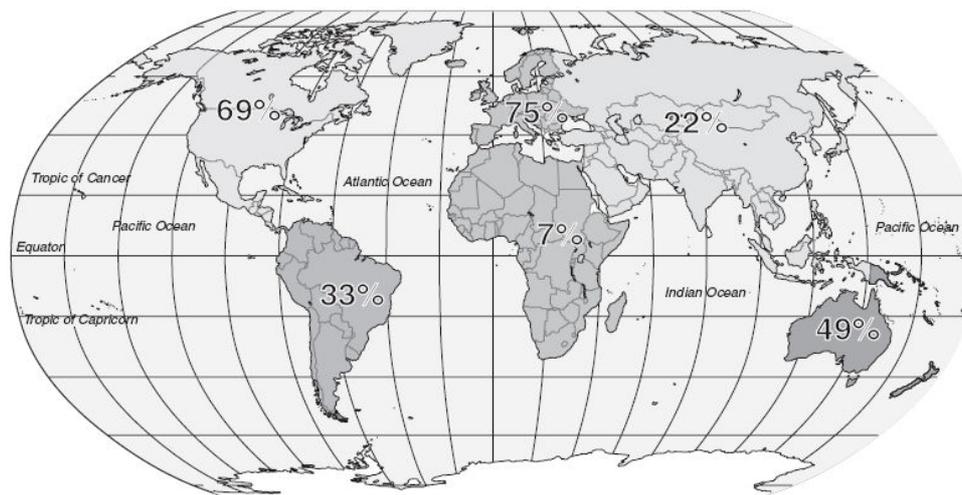


Figura 10 Explotación de la capacidad hidroeléctrica por continente. Fuente [42].

2.3.2.2 Precios

Al momento de la evaluación de los costos de producción eléctrica, a partir de fuentes renovables como el agua, los costos variables, entre los que se incluyen los costos convenidos por el derecho de la utilización del agua con fines hidroeléctricos, son usualmente bajos [42], afirmándose inclusive que dentro de la envergadura de un proyecto hidroeléctrico estos costos tienden a ser prácticamente nulos. Por este motivo es que para los precios de esta electricidad primaria no térmica, la principal influencia la tienen los costos fijos de las plantas hidroeléctricas [41].

2.3.3 Geotérmica

Se conoce a la energía geotérmica, como la energía disponible en forma de calor emitido desde el interior de la corteza terrestre, originada por la formación de la tierra y por la desintegración natural de radioisótopos de uranio, torio y potasio [12].

Usualmente se extrae el calor del agua caliente o vapor a través de pozos y tuberías que llevan el recurso a la superficie [74], el cual no puede almacenarse en un sentido

convencional. El calor obtenido de esta fuente natural se conoce como calor primario [1].

Existen dos principales aplicaciones de esta energía térmica. La primera es para la generación eléctrica, conocida como electricidad secundaria, que puede ser utilizada en diversos sectores de consumo final como por ejemplo, las industrias, el transporte, servicios, y otros. La segunda aplicación es utilizada por una mayor cantidad de países y se denomina “uso directo de la energía geotérmica”, que ha desarrollado una serie de usos en sectores tan diversos como bombas de calor geotérmico, piscinas, bañeras, calefacción, calor para procesos industriales, invernaderos, estanques acuícolas, y una muy pequeña fracción se utiliza para el secado de productos agrícolas, derretir la nieve y para enfriamiento [44].

2.3.3.1 Reservas⁷

Considerando inicialmente un potencial teórico geotérmico de 42×10^6 EJ [45], se han hecho estimaciones para calcular cantidades aproximadas del calor que puede ser extraído, descontando de este recurso toda fuente de calor a la cual sea imposible acceder, ya sea por limitaciones técnicas de perforación o bien porque se encuentra a profundidades mayores de 5 km, considerándose también como descartables aquellos recursos ubicados en lugares muy distantes de los centros de consumo final, o bien recursos con temperaturas muy bajas que restringen su utilización. A todo lo anterior se suman consideraciones económicas para descartar a su vez, todas aquellas fuentes que dentro de un mercado competitivo, no tengan la factibilidad económica de ser utilizadas, designándose a tales recursos disponibles el nombre de “potencial económico geotérmico”, basándose en la información disponible para el año 2010 y presentada a nivel regional en la Tabla 10.

Tabla 10 Potencial económico geotérmico por región, 2010. Fuentes [45]; [46], tabla de elaboración propia.

Pais/región	Calor producido (TJ/año)	Electricidad producida (GWh/año)	Potencial económico de calor para uso directo (EJ/año)	Potencial económico prod. eléctrica (TWh/año)	Porcentaje potencial térmico utilizado	Porcentaje potencial eléctrico utilizado
Total Norteamérica	69.447,6	23.650,0	1,314	516,3	5,3%	4,6%
Total S. y Centroamérica	11.278,6	3.152	0,383	125,0	2,9%	2,5%
Total Europa y Eurasia	219.604,7	11.372	5,671	217,0	3,9%	5,2%
Total África	2.839,8	1.440	0,107	25,0	2,7%	5,8%
Total Medio Oriente	4.812,2	0	0,175	17,0	2,7%	0,0%
Total Asia Pacífico	115.847,7	27.633	2,442	267,0	4,7%	10,3%
Total Mundo	423.830,6	67.246,3	10,092	1.167,3¹	4,2%	5,8%

¹ Esta cifra, proviene de 65,582 EJ/año de calor para electricidad, considerando una eficiencia de conversión de 17J térmico a 1 J eléctrico y un factor de carga de 95% [45]; La fuente para la segunda columna fue [46], y para la tercera, cuarta y quinta columnas [45].

En la Tabla 10 de potenciales geotérmicos, la información esta dividida para la energía térmica utilizada en forma directa y para la generación eléctrica obtenida a partir de fuentes geotérmicas. También, se han incluido en las dos columnas finales el cálculo del porcentaje de calor geotérmico para uso directo (sexta columna) y para generación

⁷ Esta energía se ha considerado como una fuente de energía renovable, ya que diversas fuentes como [1], [44] y [74] lo han estimado de esta manera. No obstante otra fuente como [75], considera que la energía geotérmica, se debe clasificar como un tipo de energía no renovable, debido al origen nuclear de la energía interna de nuestro planeta, producido por la desintegración radioactiva de los radioisótopos de la tierra, cuyo proceso de desintegración y generación de calor, son procesos irreversibles que no se reponen en forma natural.

eléctrica (séptima columna), que se han explotado el año 2010, con el fin de tener una estimación del porcentaje de los recursos geotérmicos extraíbles que aún pueden ser explotados y utilizados energéticamente. Información adicional por países puede ser encontrada en el cuadro Estadística 15, anexo 3.

Hacer notar que el calor geotérmico teórico total, comentado al principio de 42×10^6 EJ, tiene la capacidad de renovarse desde las zonas mas profundas (3 – 5 km) y de mas altas temperaturas, con un flujo medio de recarga de energía térmica de aproximadamente 315 EJ/año [45], los que comparados con la estimación del potencial económico total de calor para uso directo y generación eléctrica de 75,674 EJ/año⁸, nos indican que la explotación de la energía geotérmica, en los niveles actuales, no debiera generar mayores inconvenientes en la estructura térmica del subsuelo, ya que existiría naturalmente por parte de la tierra, la capacidad anual de reposición del calor extraído.

2.3.3.2 Precios

Uno de los factores comunes que influyen de manera significativa en los proyectos energéticos, depende directamente del abastecimiento del combustible (energía), que en este caso proviene de los recursos geotérmicos [12], en donde el agua o vapor utilizados tendrán necesariamente que tener una autorización que entregue derechos y cantidades de extracción, que deban ser pagadas al Estado. Estos valores por la utilización de recursos geotérmicos, al momento de la evaluación de costos de una planta geotérmica, pueden ser despreciables, considerándose con un costo de combustible (vapor o agua) igual a cero [59].

En todo caso, el costo y comercialización del calor primario extraído dependerá de dos factores principales. Uno es el “coste superficial”, que comprende el equipamiento de las plantas y su construcción y el otro es el “coste subsuperficial”, que involucra a la exploración y perforación. Para el primer tipo de costos existen estimaciones aproximadas para determinadas ubicaciones geográficas de acuerdo a las características y calidad del recurso extraído, pero para los costes subsuperficiales existe un alto grado de incerteza para su calculo, ya que todo dependerá de las características del reservorio geotérmico, estimándose que para plantas de generación eléctrica con recursos de alta temperatura, los costos subsuperficiales usualmente representan entre un 20-50% de los costos totales [47].

2.3.4 Solar, eólica y otras

Los balances mundiales de energía de la AIE [3], han clasificado dentro de la categoría de “fuentes renovables y residuos”, a un grupo particular de energías renovables, que implican obviamente a la energía solar, eólica, y a un grupo denominado otras. El termino “otras” muchas veces obvia y no deja en evidencia otras fuentes energéticas renovables, tales como la energía de las mareas, olas y océano, las que si bien en conjunto tienen un aporte bastante ínfimo ($< 0,0004\%$) en la matriz de producción energética mundial [4], deben tener de todas formas la oportunidad de profundización, investigación y evaluación, debido al potencial que pueden tener en determinadas localidades.

Para efectos estadísticos en detalle, esta categoría se puede subdividir en las siguientes subcategorías [4]:

- *Energía solar fotovoltaica*

⁸ Obtenido de la suma del potencial total geotérmico para uso directo (10,092 EJ/año) y el potencial geotérmico para generación eléctrica (65,582 EJ/año), que se presentan en la Tabla 10,

- *Energía solar térmica*
- *Energía eólica*
- *Energía de las mareas, olas y océano*
- Otras fuentes no especificadas.

Como la energía procedente de la solar fotovoltaica, mareas, olas, océanos y eólica, se transforma en electricidad, las estadísticas informadas representan la cantidad de electricidad que genera cada una de ellas. Además, la electricidad primaria producida por estos aparatos, forma parte de las llamadas *fuentes de electricidad no térmica* [1], que tiene los mismos usos y aplicaciones que la electricidad común.

En otro sentido, la *energía solar térmica* puede producir dos productos energéticos con variados usos. El primer producto es el calor primario, para calentar por ejemplo el agua de uso residencial o temperar piscinas, y el segundo es la producción de electricidad secundaria, gracias a la utilización del calor solar térmico en plantas termoeléctricas solares capaces de generar electricidad [48].

2.3.4.1 Reservas

Para estos productos energéticos, probablemente la palabra reserva no es la mas adecuada, no obstante se mantiene ya que plantea un aspecto muy importante de los recursos energéticos, que se relaciona con la disponibilidad de las formas primarias de energía para su utilización, según se estime más conveniente.

Con respecto a la **energía solar**, es posible definir que la cantidad de energía radiante del sol que incide sobre una superficie por unidad de área y tiempo, se conoce como irradiancia y sus magnitudes mas utilizadas son $[W/m^2]$ ó $[kWh/m^2/día]$. Se debe hacer notar, que la estimación de la media anual de la irradiancia superficial horizontal sobre la tierra, es de aproximadamente $170 W/m^2$ [12]. Ahora bien, si consideramos una superficie de tierra de $135.000.000 km^2$ (excluyendo a la Antártica), con paneles solares fotovoltaicos de $160 W$, un área de $1,258 m^2$ y un factor de carga de 15% , se entrega una estimación disponible de energía de $14.900 PWh/año$ [67]. Sobre este potencial teórico fotovoltaico, se han excluido algunas zonas para evitar las sombras sobre los paneles y las localidades con baja radiación solar, a objeto de estimar la cantidad de recursos factibles de ser extraídos a corto plazo, tomando en cuenta también, la ubicación, tecnología y costos actuales, calculándose un “potencial técnico económico” solar fotovoltaico de $340 TW$ [58] ($<3.000 PWh/año$ [67]). Considerando que el potencial de energía solar térmica para producir electricidad es aproximadamente un tercio menor⁹ que el fotovoltaico, se tiene un rango de potencial teórico de $9.250 - 11.800 PWh/año$ [67], que al momento de su evaluación para la obtención del potencial técnico económico se estima entre $1,05 - 7,8 PWh/año$ ¹⁰ [67].

Si se comparan los potenciales de generación eléctrica de la energía solar fotovoltaica y térmica con la electricidad producida el año 2009, se puede obtener el porcentaje de explotación de los recursos solares. Por tanto, si la electricidad producida (véase Estadística 2) a partir de células solares fotovoltaicas en el mundo el año 2009 fue de $20.155 GWh$, y para igual periodo la electricidad producida mediante plantas solares termoeléctricas fue de $842 GWh$ [68], se obtiene que el porcentaje de utilización del

⁹ Esto se debe a que el área de terreno requerido por MW instalado de producción de electricidad con concentradores solares sin almacenamiento térmico de energía, es un tercio mas grande que el área requerida para instalar un MW fotovoltaico[67].

¹⁰ Estimado en estas unidades con un factor de carga de 19% .

potencial técnico económico disponible para dispositivos solares fotovoltaicos es de apenas un 0,0007% de la capacidad total disponible, y para la energía solar térmica actualmente se utiliza el 0,02% de su potencial eléctrico explotable.

Con respecto al valor de la irradiancia, mencionar que existen variaciones en mayor o menor magnitud de acuerdo a la ubicación geográfica donde se mida, modificándose también por las estaciones del año y sus respectivas características climáticas [12]. Las variaciones geográficas y la distribución de la energía solar en la superficie terrestre, se pueden observar en la Figura 11, donde se presentan los valores medios anuales de la irradiancia que alcanza la superficie de la tierra en (W/m^2) [58].

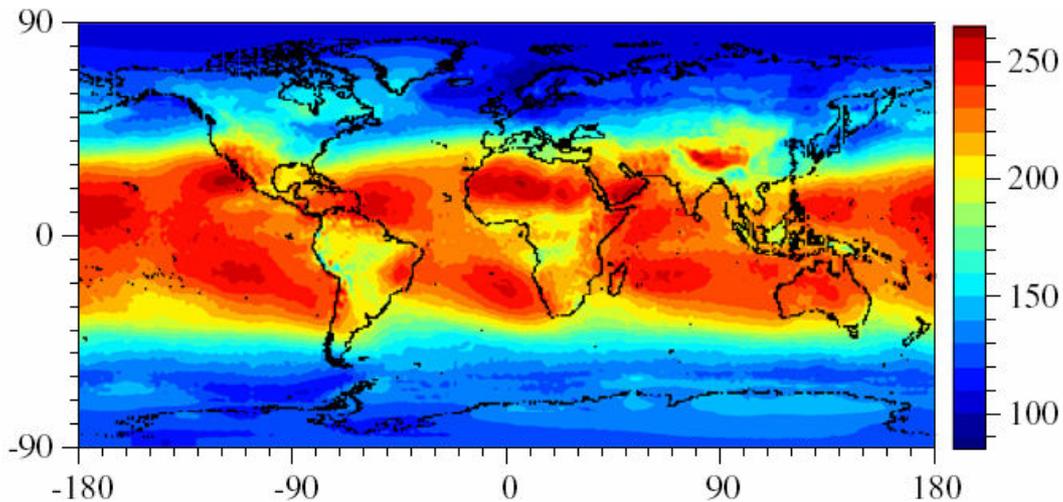


Figura 11 Media anual de la irradiancia en W/m^2 a nivel mundial. Fuente [58].

Para el caso de la **energía eólica** se ha estimado un potencial total de extracción de energía de $630 \text{ PWh}/\text{año}^{11}$. De este potencial total, se ha excluido aproximadamente un 35% del área disponible y se han separado los terrenos con velocidades de viento muy bajas, obteniéndose un valor del potencial técnico de energía disponible (o explotable) a través de fuentes eólicas en tierra de aproximadamente $410 \text{ PWh}/\text{año}$ [67].

Con el rango de potencial eólico técnico explotable recién mencionado, se puede hacer la relación con la electricidad producida a fin de tener una noción del porcentaje del potencial eólico utilizado para generación eléctrica. Entonces, de acuerdo al cuadro Estadística 2 del Anexo 3, se conoce que el año 2009 la energía del viento produjo 273.153 GWh , que relacionado con el potencial técnico explotable de $410 \text{ PWh}/\text{año}$ entregan un valor de solo un 0,07% del potencial eólico desarrollado.

Tal y como sucede con las variaciones solares, las velocidades del viento también se modifican de un punto a otro y cambian a su vez con la época del año [51]. De todas formas, aun considerando estas variaciones, es posible entregar estimaciones anuales de la media de la velocidad del viento a nivel mundial, para distintas localidades. En la Figura 12 se aprecian los valores medios de velocidad en m/s , medidos a 100 metros sobre el nivel del mar, especificando que el promedio de velocidades del viento en la tierra se calculo en $6,1 \text{ m}/\text{s}$, en el mar fue de $7,3 \text{ m}/\text{s}$ y a nivel global se estimo en $7,0 \text{ m}/\text{s}$ [58].

¹¹ Considerando que la electricidad fuera producida por aerogeneradores de 1500 kW con velocidad media de $8,4 \text{ m}/\text{s}$ a 80 m de altura, instalados en tierra y sin considerar la Antártica [67].

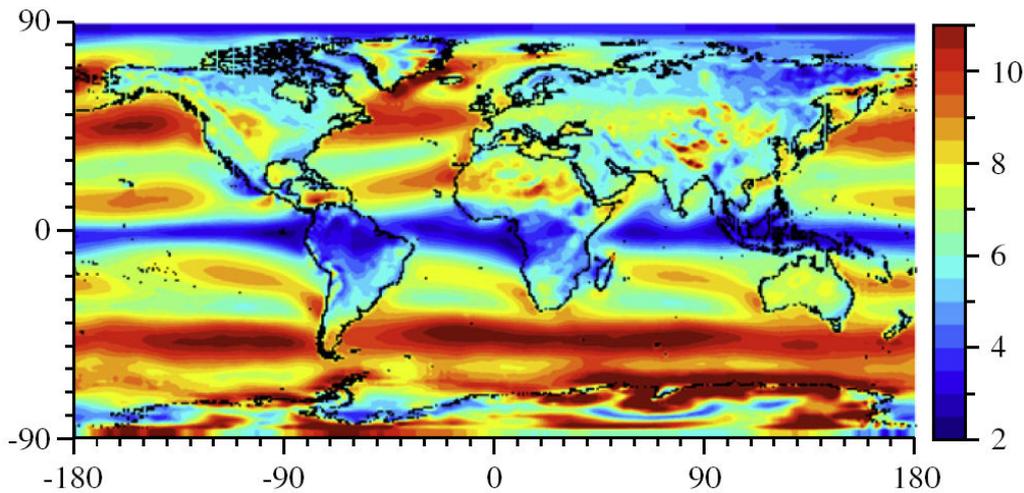


Figura 12 Media anual de velocidades del viento en m/s a nivel mundial. Fuente [58].

La energía de las olas, también llamada **energía undimotriz**, tiene un potencial energético bastante amplio de ser explotado, ya que varía entre 8.000 – 80.000 TWh al año, considerando solo aguas profundas de 100 m o más. Mas preciso aun, a la hora de estimar este recurso energético, es conocer la cantidad del recurso económicamente explotable con la tecnología actual, estimándose por tal, un potencial de energía eléctrica producida mucho mas reducido que oscila entre 140 – 750 TWh/año [12], con estimaciones de producción de sus instalaciones de 30 MW/km² (equivalente a 30 W/m²) [52]. No obstante la información entregada anteriormente, es útil expresar que los niveles de potencia de las olas se miden con respecto al largo de su cresta, existiendo mapas como el presentado en la Figura 13, que muestran los niveles de potencia de las olas en KW por metro de altura de la cresta (de frente a la ola).

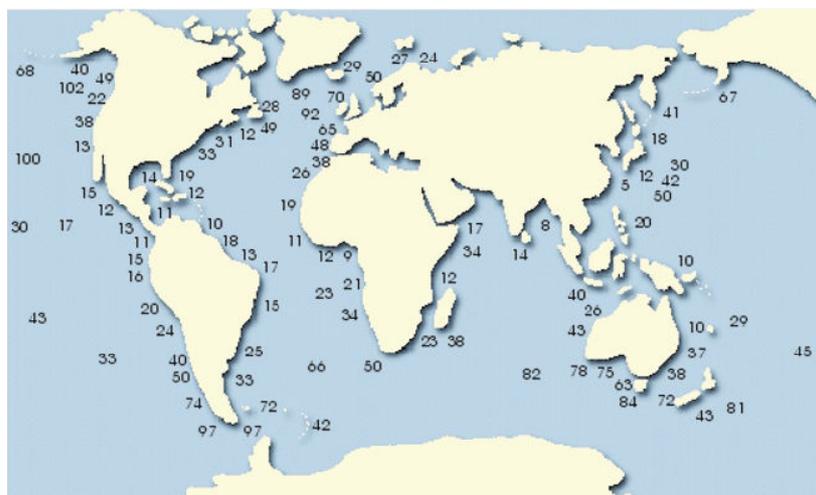


Figura 13 Niveles de potencia media anual de las olas en KW/m. Fuente [12]

Para la energía de los océanos existen varias denominaciones, siendo las mas conocidas la de **energía maremotérmica** y la de “conversión de energía térmica oceánica” con sus siglas OTEC (en ingles). Al ser esta, un tipo de energía que utiliza las diferencias térmicas entre las aguas oceánicas profundas de aproximadamente 1000 m (más frías) y las aguas más superficiales (más cálidas), es necesario para su aprovechamiento un gradiente de temperatura de por lo menos 20 °C [12]. Tales diferencias de temperaturas se dan entre las latitudes 20° Norte y 24° sur, es decir, zonas tropicales del Caribe y el Pacífico [54]. Los gradientes de temperaturas mayores a 20 °C entre estas latitudes se

pueden observar en la Figura 14, teniendo en cuenta que se estima que aproximadamente 10 TW de electricidad sean suministrados por la energía maremotérmica sin afectar la estructura térmica de los océanos [71].

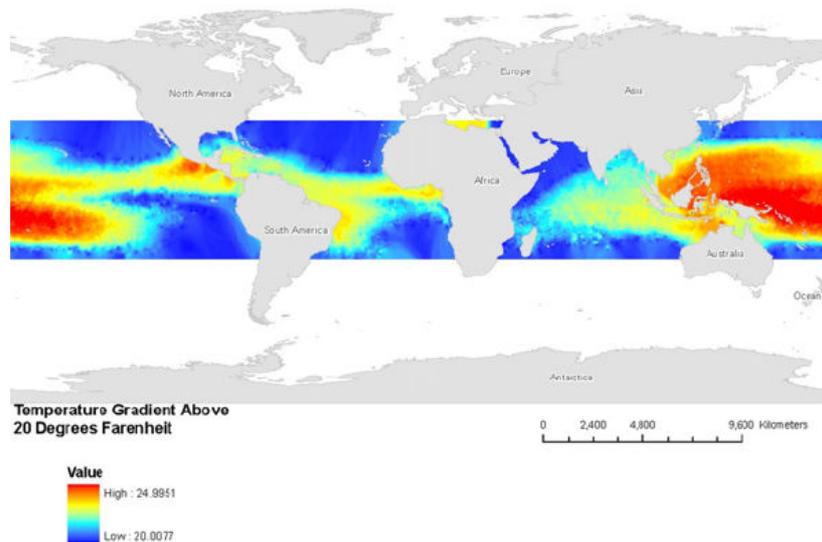


Figura 14 Gradientes de temperaturas oceánicas. Fuente [54].

Por último la energía de las mareas, conocida como **energía mareomotriz**, dispone de dos formas de producir electricidad. La primera se conoce como “diques de mareas” y se realiza gracias al aprovechamiento de la energía potencial de las mareas, a través de la construcción de una represa típica, emplazada a lo largo de una bahía o estuario, que experimenta rangos de mareas (cambios periódicos del nivel del mar) superiores a 5 m. La segunda forma de aprovechamiento de la energía mareomotriz, se denomina “turbinas de corrientes de mareas”, que generan electricidad como producto de la extracción de la energía cinética del agua en movimiento [56].

Se ha estimado un potencial mundial de producción eléctrica, probable de ser suministrado con energía mareomotriz, bastante amplio de 500 – 1000 TWh/año, del cual solo será posible utilizar una fracción, debido principalmente a limitaciones económicas [71]. Sobre el potencial de producción eléctrica y las mejores regiones del mundo para producirla, a través de los mencionados “diques de mareas”, se presenta la Tabla 11. Información adicional de los mejores sitios por países se encuentra en el cuadro Estadística 16, anexo 3.

Por otro lado, con respecto a las “turbinas de corrientes de mareas”, existe información al respecto, reconociendo que las principales corrientes de mareas son encontradas en lugares tan distanciados como el Océano Ártico (norte de Europa, Asia y América), Canal de la Mancha (Reino Unido y Francia), Mar de Irlanda (Reino Unido e Irlanda), Estrecho de Skagerrak-Kattegat (Noruega, Suecia y Dinamarca), Islas Hébridias (Reino Unido), Golfo de México (México y EE.UU), Golfo de San Lorenzo (Canadá), Bahía de Fundy (Canadá), río Amazonas (Brasil) y río de la Plata (Uruguay y Argentina), Estrecho de Magallanes (Chile), Estrecho de Gibraltar (España, Marruecos y Reino Unido), Estrecho de Mesina (Italia), Sicilia (Italia) y el Estrecho de Bósforo (Turquía) [57].

Las mejores ubicaciones recién mencionados, tienen en común velocidades de flujo de agua mayores de 2,5 m/s, razón por la cual son consideradas económicamente

viables [56], además, es interesante comentar que la recién mencionada Bahía de Fundy en Canadá, es una de las ubicaciones del mundo que tiene uno de los mas altos rangos de mareas con valores medios que alcanzan los 11 m [71].

Tabla 11 Potenciales de producción eléctrica en diques de energía mareomotriz por región.
Fuente [56].

País/Región	Rango medio (m)	Área cuenca (km ²)	Potencial medio de electricidad (MW)	Potencial anual de producción (GWh/año)
Total Norteamérica	80,1	1.482,0	27.027	255.020
Total Argentina	5,9	750,0	5.870	51.500
Total Reino Unido	26,0	177,0	3.240	27.700
Total Francia	57,3	726,1	11.149	97.811
Total Irlanda	3,6	125,0	350	3.070
Total Rusia	18,9	2.212,0	15.049	140.452
Total Australia	6,4	600,0	630	5.600
Total China	14,0	2,0	-	-
Total	212,2	6.074,1	63.315	581.153

Con los potenciales de las energías de las mareas, olas y océanos, es posible obtener un potencial de producción total, que sea lo mas parecido posible al potencial eléctrico factible de ser extraído y suministrado como electricidad. Dicho potencial podrá ser comparado con la electricidad producida por estas tres fuentes naturales, a objeto de obtener el porcentaje que actualmente se esta explotando de la capacidad actual. Entonces, para ello se suma el potencial undimotriz de 445 TWh/año¹², más el potencial maremotérmico de 10 TW equivalentes a 21.900 TWh/año¹³, más el potencial mareomotriz de 581,153 TWh/año¹⁴ obtenemos un potencial global de energía de las mareas, olas y océanos de 88.626,153 TWh/año que comparado con la producción eléctrica del año 2009 procedente de la energía de las mareas, olas y océanos de 530 GWh¹⁵, nos entrega que se esta explotando solo un 0,002% de la capacidad total de generación eléctrica.

2.3.4.2 Precios

Todas estas subcategorías de las fuentes renovables, tienen la particularidad de haberse obtenido en forma directa o indirecta de los flujos de corrientes recientes de la energía solar y gravitacional, que están disponibles constantemente de manera gratuita [1], razón por la cual los productos energéticos tales como la electricidad y calor primarios producidos, tiene un coste por “combustible” utilizado igual a cero [59].

¹² Valor medio del rango 140-750 TWh/año.

¹³ A falta de un factor de carga entregado por las diversas fuentes, se ha considerado un valor de 0,25, que es un promedio aproximado de los rangos de factores de carga de la energía undimotriz y mareomotriz, presentados en [67].

¹⁴ Total de potencial eléctrico en diques de energía mareomotriz de Tabla 11.

¹⁵ Dato de cuadro Estadística 2 del Anexo 3.

Capítulo 3. Oferta y consumo energético

A continuación se presentarán algunos aspectos relevantes de la “Oferta energética primaria” y el “Consumo final total” de los diversos productos energéticos. Todo esto, de acuerdo a las estadísticas actualizadas de la AIE.

3.1 Situación actual de la energía

La energía a nivel mundial ha tenido un marcado crecimiento con el transcurrir de los años. Los balances energéticos de la AIE para los años 1973 y 2009, demuestran que tanto la oferta energética primaria como la energía final consumida, aumentaron casi el doble respectivamente en un periodo de 36 años [5]. Los últimos datos de los cuales se tienen referencias exactas corresponden al año 2009, ya que para el año 2010 existen solo proyecciones no corroboradas aún. Con esta información a continuación se presenta la situación actual a nivel mundial respecto a la oferta y el consumo de todas las fuentes energéticas.

3.1.1 Oferta energética primaria

La oferta total de energía primaria¹⁶ con sus siglas TPES (del inglés total primary energy supply), representa la cantidad total de energía primaria consumida por un determinado país, región o el mundo, para satisfacer sus necesidades de energía, convirtiéndose en la manera habitual de expresar el consumo energético, cuantificado en forma usual como toneladas equivalentes de petróleo (tep) [2]. Su valor se obtiene de la fórmula: *producción primaria + importaciones - exportaciones – búnkeres marítimos internacionales – búnkeres de aviación internacionales ± cambios de stock* [5]. Esta forma de cálculo de la oferta de energía primaria, tiene la particularidad de que como no considera solamente la producción primaria, sino que también entran en el cálculo otros factores, se puede dar el caso en que el resultado de algunos de los productos energéticos sea negativo. Además, aunque parezca contradictorio, la AIE no solo basa su cálculo en los productos primarios, sino que debido al comercio, los búnkeres internacionales y los cambios de stock, se entregan valores de oferta total de energía primaria también para algunos productos energéticos secundarios (véase Anexo 3, Estadística 1).

En la Tabla 12 se presentan los datos de la oferta obtenidos en los balances energéticos mundiales de la AIE [3] para el año 2009, con las clasificaciones usuales de los gráficos presentados por el mismo organismo internacional [5].

Para una mejor visualización del comportamiento de la oferta a nivel mundial, se presenta la Figura 15 con los porcentajes específicos de cada una de las categorías de productos energéticos mencionados.

Es posible apreciar en la Figura 15, el hecho de que la información resulta ser bastante global. Sin embargo, lo anterior puede ser mejorado gracias a otras fuentes [4] que entregan información más específica de los productos energéticos. Del análisis de dicha información específica, se pueden realizar representaciones gráficas para las cuatro categorías principales (comentadas al inicio del Capítulo 1), identificadas como “combustibles fósiles”, “energía nuclear”, “fuentes renovables y residuos” y “calor y electricidad”. En tal dirección, los gráficos circulares con subgráficos de barras de las

¹⁶ Como bien se comenta, la “Oferta total de energía primaria” proviene del término inglés “Total primary energy supply”, en donde la palabra “supply” es traducida por la AIE en [1] como oferta o suministro, indistintamente. De ambas interpretaciones se ha escogido la palabra “oferta” por considerar que es la que mejor se aplica a la definición, a pesar de que en estricto rigor, tal y como se menciona, el término completo se refiere a la energía “consumida”.

figuras 16 y 17, nos permiten apreciar el comportamiento de la oferta de los productos energéticos y sus principales subdivisiones.

Hacer notar, que no aparece en las figuras 16 y 17, la categoría “Calor y electricidad” por tener un valor muy pequeño de solo 0,01%, ni tampoco se muestra en el subgráfico de barras de la figura 16 a la turba (subcategoría de los combustibles fósiles) por tener apenas un 0,03%.

Tabla 12 Oferta total de energía primaria en el mundo, 2009. Fuente [3], tabla de elaboración propia.

Producto energético	Oferta total de energía primaria (ktep)
Carbón y productos de carbón	3.295.575,368
Turba	3.938,772
Crudo, LGN y materias primas	4.095.593,82
Productos de petróleo	-108.181,786
Gas natural	2.540.218,424
Nuclear	703.311,544
Hidroeléctrica	279.644,05
Geotérmica	61796,997
Solar/eólica/otras	38.678,003
Biocombustibles y residuos	1.237.670,814
Electricidad	656,696
Calor	942,477
Total en el mundo	12.149.845,16

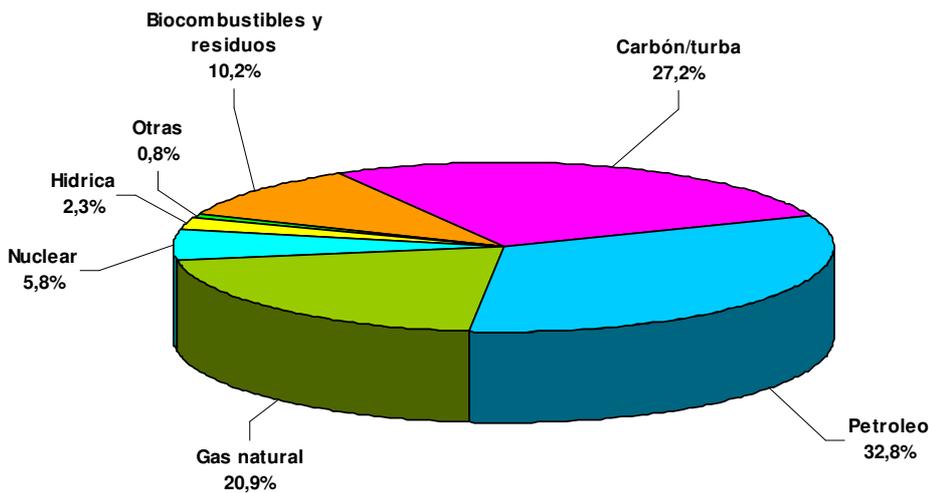


Figura 15 Porcentaje de fuentes energéticas en la oferta total de energía primaria en el mundo, 2009. Fuente [3], gráfico de elaboración propia.

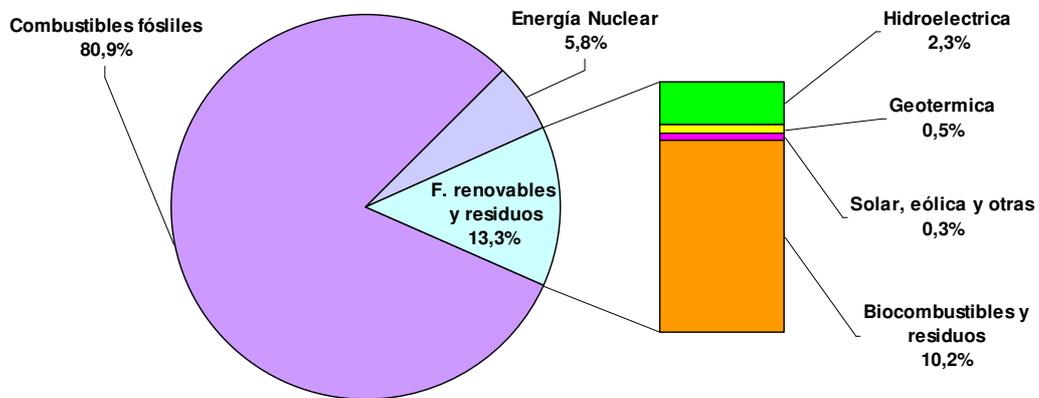


Figura 16 Porcentaje de participación en la oferta total con detalle de fuentes renovables y residuos en el mundo, 2009. Fuentes [3] y [4], gráfico de elaboración propia.

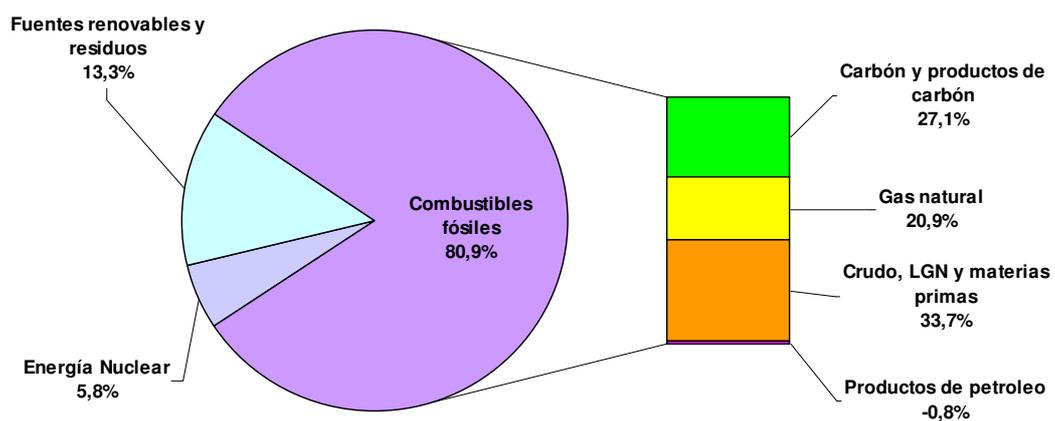


Figura 17 Porcentaje de participación en la oferta total con detalle de combustibles fósiles en el mundo, 2009. Fuente [3] y [4], gráfico de elaboración propia.

En la Figura 17 se muestra un porcentaje negativo de -0,8%, correspondiente a los “productos de petróleo”, que tal y como se comento anteriormente, se debe a la formula que la AIE utiliza para calcular la oferta total de energía primaria, que en algunas circunstancias puede entregar valores negativos.

3.1.2 Consumo final total

El consumo final total abarca a los diferentes sectores de uso final de la energía [5] y se obtiene de la suma de los productos energéticos utilizados tanto para *consumo energético final* como para *usos no energéticos*. Se excluyen de esta contabilización a los productos energéticos usados para producir electricidad y/o calor para la venta (hidroelectricidad, solar fotovoltaica, energía nuclear, etc.), no siendo así para la generación de calor para uso propio en los diversos sectores de *consumo energético final* [1]. Para mas detalles, ver columna de consumo final de productos energéticos primarios y secundarios en Anexo 3, Estadística 1.

En la Tabla 13, se presentan los datos del consumo final total a nivel mundial, de los balances energéticos de la AIE [3], para el año 2009, con sus clasificaciones más habituales.

Tabla 13 Consumo final total en el mundo, 2009. Fuente [3], tabla de elaboración propia.

Productos energéticos	Consumo final total (ktep)
Carbón y productos de carbón	831.497,899
Turba	399,05
Crudo, LGN y materias primas	31.454,745
Productos de petróleo	3.430.678,341
Gas natural	1.265.862,351
Geotérmica	5.238,699
Solar/eólica/otras	13.026,706
Biócombustibles y residuos	1.080.038,565
Electricidad	1.441.365,59
Calor	253.205,039
Total	8.352.766,969

Asimismo, tal y como se hizo con los datos de la oferta, también se han obtenido los porcentajes de participación en el consumo final de cada producto energético, cuyos datos son presentados en la Figura 18. A diferencia del gráfico circular de la oferta primaria, en este caso la clasificación “Otras” no incluye a la electricidad, siendo solamente la suma de los porcentajes de geotérmica, calor, energía solar, eólica y otras. La electricidad se representa como un producto energético independiente debido al aumento de su participación en la matriz energética.

Para tener una noción más detallada y específica de los porcentajes de participación de los distintos productos energéticos en el consumo final total, se presentan las figuras 19, 20 y 21. Estos gráficos circulares con subgráficos de barras, están divididos nuevamente en cuatro categorías principales, ya conocidas como “fuentes renovables y residuos”, “combustibles fósiles”, “energía nuclear” y “calor y electricidad”. La categoría “energía

nuclear” no se aprecia en ninguna figura ya que su porcentaje de participación es nulo, debido principalmente a la transformación del calor de fusión nuclear en electricidad para la venta. Además, en la Figura 19 no aparece la hidroelectricidad al ser considerada nula, por la transformación de la energía potencial y cinética del agua en electricidad, y por último, en la Figura 20 no se muestra el consumo de turba al tener un porcentaje menor a 0,005%.

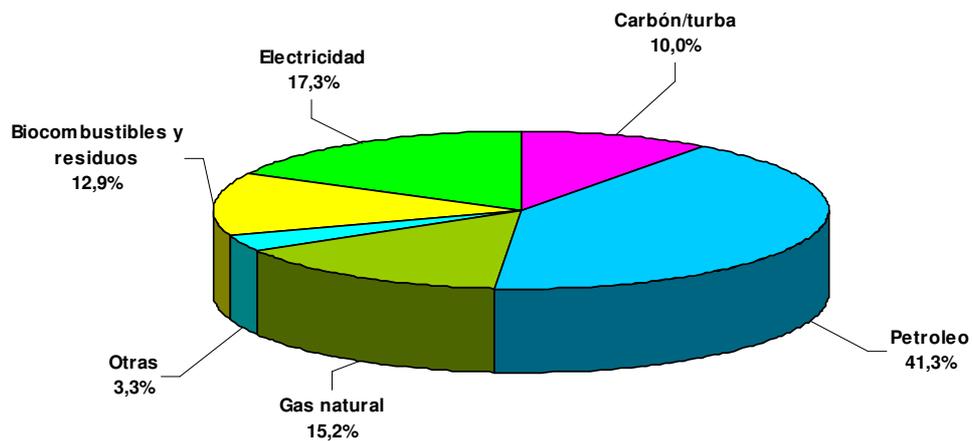


Figura 18 Porcentaje de fuentes energéticas en el consumo final total en el mundo, 2009. Fuente [3], gráfico de elaboración propia.

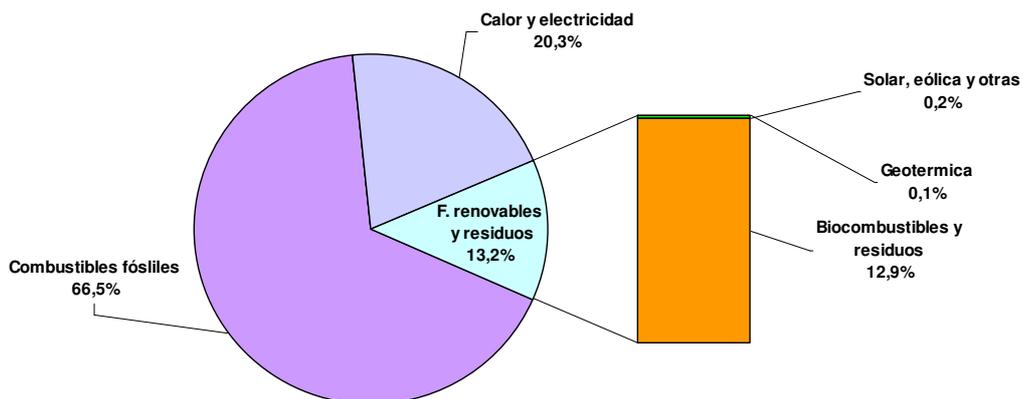


Figura 19 Porcentaje de participación en el consumo total con detalle de fuentes renovables y residuos en el mundo, 2009. Fuente [3] y [4], gráfico de elaboración propia.

El grupo “solar, eólica y otras” identificado en la Tabla 13 y la Figura 19, se compone realmente de solo energía solar térmica, puesto que las demás fuentes energéticas como

la solar fotovoltaica, eólica, mareas, océanos y otras fuentes renovables, se transforman en electricidad para poder ser captadas y consumidas.

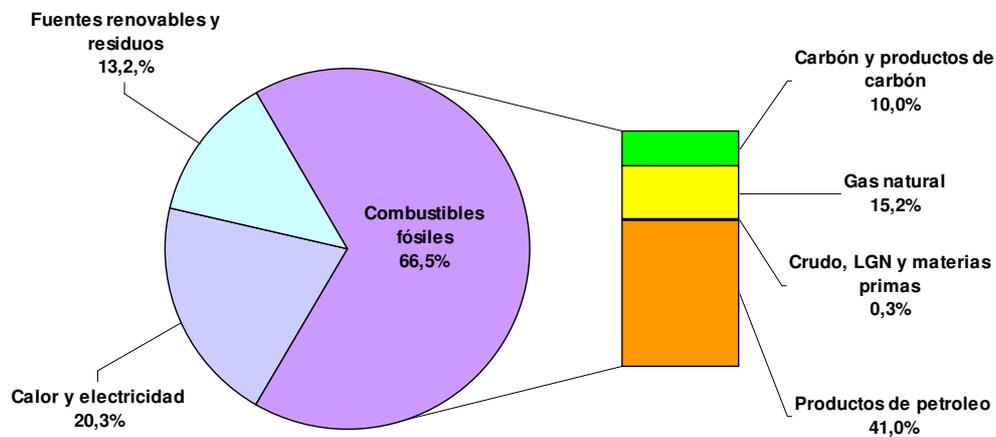


Figura 20 Porcentaje de participación en el consumo total con detalle de combustibles fósiles en el mundo, 2009. Fuente [3] y [4], gráfico de elaboración propia.

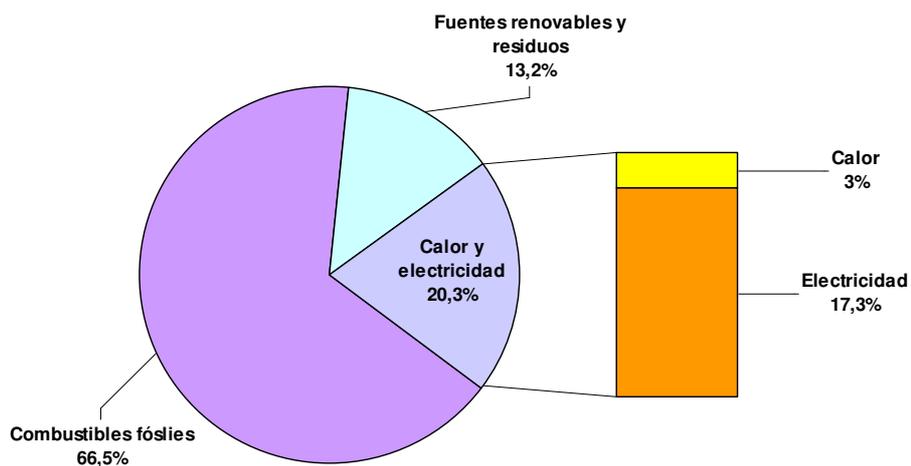


Figura 21 Porcentaje de participación en el consumo total con detalle de calor y electricidad en el mundo, 2009. Fuente [3] y [4], gráfico de elaboración propia

3.2 Evolución histórica

Considerando la información suministrada en el capítulo anterior, resulta conveniente y útil tener una noción del desarrollo de la Oferta primaria y el Consumo final a lo largo del tiempo, separado por combustibles y regiones del mundo, razón por lo cual a continuación se presentara la información disponible de cada una de ellas.

3.2.1 Evolución de la oferta energética primaria

En la Figura 22 se muestra un gráfico de áreas apiladas con la evolución de la oferta total de energía primaria en mega toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) de los diversos conjuntos de productos energéticos. La categoría “Geotermia/solar/eólica” incluye también a la energía de las mareas, olas, océanos, calor, electricidad y otras fuentes renovables no especificadas.

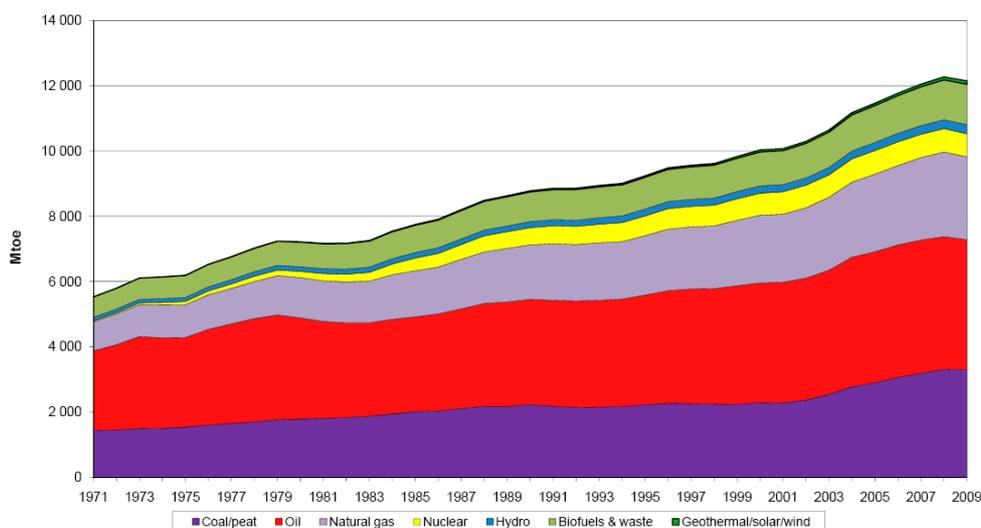


Figura 22 Oferta total de energía primaria por combustible en el mundo, 1971-2009. Fuente [68].

Tabla 14 Evolución de la oferta total de energía primaria por regiones del mundo. Fuente [3], tabla de elaboración propia.

País/Región	1990 (ktep)	2000 (ktep)	2005 (ktep)	2007 (ktep)	2008 (ktep)	2009 (ktep)	Porcentaje del total
Total Norteamérica	2.246.054,3	2.669.904,7	2.761.221,4	2.784.945,9	2.724.663,7	2.591.674,9	21,4%
Total S. y Centroamérica	332.639,3	432.205,5	490.745,5	525.292,2	544.826,2	540.017,1	4,4%
Total Europa y Eurasia	3.161.242,2	2.748.143,6	2.920.718,3	2.954.144,9	2.971.435,5	2.796.553,1	23,1%
Medio Oriente	208.147,4	364.363,4	499.730,1	540.181,7	575.479,4	588.145,6	4,8%
Total África	390.490,8	505.727,8	595.230,3	640.313,8	669.429,1	673.499,8	5,5%
Total Asia	1.588.060,9	2.169.061,6	2.971.914,1	3.337.386,0	3.527.990,4	3.731.222,6	30,7%
Otros países y Oceanía*	656.481,9	874.904,5	914.705,1	929.177,5	920.755,3	899.973,1	7,4%
Búnkeres marítimos intern.	112.795,6	151.040,2	174.722,6	196.008,2	190.706,5	185.861,7	1,5%
Búnkeres de aviación intern.	86.363,4	116.502,3	137.622,2	145.502,4	148.385,5	142.897,1	1,2%
Total Mundo	8.782.275,9	10.031.853,5	11.466.609,6	12.052.952,6	12.273.671,5	12.149.845,2	100%

* Los valores de esta fila, se obtuvieron por la diferencia entre el total mundial y el resto de las regiones.

Por otra parte, en la Tabla 14, se presenta información sobre la evolución histórica de la oferta primaria, con respecto a las principales regiones consumidoras de energía en el

mundo, con sus respectivos porcentajes de participación en el mercado energético. Información adicional por países se encuentra en el cuadro Estadística 21 en el anexo 3.

3.2.2 Evolución consumo final total

El caso del consumo final total de productos energéticos a lo largo del tiempo, es mostrado en la Figura 23 en donde se aprecian los valores en mega toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) para toda la variedad de combustibles. La categoría “Otras” lleva asociadas, solo a la energía solar térmica, geotérmica y calor.

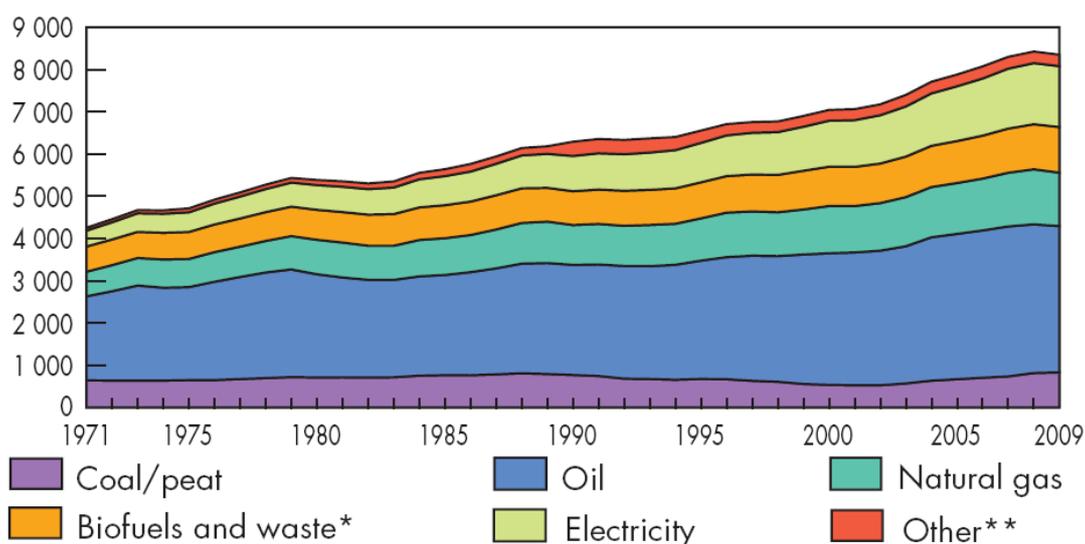


Figura 23 Consumo final total por combustible en el mundo, 1971-2009 (Mtep). Fuente [5]. (*Los datos anteriores a 1994 fueron estimados; **Incluye a la energía solar térmica, geotérmica y calor)

Tabla 15 Evolución del consumo total final por regiones del mundo. Fuente [3], tabla de elaboración propia.

País/Región	1990 (ktep)	2000 (ktep)	2005 (ktep)	2007 (ktep)	2008 (ktep)	2009 (ktep)	Porcentaje del total
Total Norteamérica	1.536.567,78	1.834.027,37	1.877.926,05	1.899.716,65	1.853.772,17	1.766.794,38	21,2%
Total S. y Centroamérica	252.872,62	337.632,07	374.707,90	404.706,37	414.834,16	410.583,44	4,9%
Total Europa y Eurasia	2.196.219,24	1.879.224,39	1.982.306,43	1.993.925,99	2.009.011,62	1.900.847,19	22,8%
Medio Oriente	146.557,41	237.119,89	306.349,93	356.932,09	379.392,32	393.495,03	4,7%
Total África	288.788,68	372.965,95	438.318,53	475.642,11	489.585,94	498.318,72	6,0%
Total Asia	1.223.027,00	1.529.410,76	1.982.339,19	2.214.616,11	2.348.536,93	2.465.815,16	29,5%
Otros países y Oceanía*	449.336,72	586.764,68	608.452,19	614.468,17	593.286,43	588.154,21	7,0%
Búnkeres marítimos intern.	112.795,62	151.040,21	174.722,64	196.008,23	190.706,47	185.861,73	2,2%
Búnkeres de aviación intern.	86.363,44	116.502,28	137.622,19	145.502,41	148.385,52	142.897,13	1,7%
Total Mundo	6.292.528,5	7.044.687,6	7.882.745,0	8.301.518,1	8.427.511,6	8.352.767,0	100%

* Los valores de esta fila, se obtuvieron por la diferencia entre el total mundial y el resto de las regiones.

A nivel regional, el consumo total final se distribuye de acuerdo a la información presentada en la Tabla 15, entregándose a su vez los datos del porcentaje de participación de las principales regiones del mundo. Información adicional sobre la distribución a nivel mundial del consumo total final, se encuentra en el cuadro Estadística 22, anexo 3.

Capítulo 4. Análisis y comentarios

El presente análisis de la información entregada en los capítulos precedentes, incluirá todos los aspectos considerados como por ejemplo los usos de los productos energéticos, sus reservas, los precios o costes, su aporte en la oferta y el consumo de la matriz energética y tantos otros temas más, que ameriten ser analizados y comentados, entregándose información adicional en caso de ser necesario.

4.1 Productos energéticos

4.1.1 Disponibilidad

Observando el cuadro Estadística 1 del anexo 3 y la Tabla 1 (pág. 13), es posible identificar como los combustibles fósiles son por lejos la categoría con mayor versatilidad y disposición de productos energéticos tanto primarios como secundarios con un total de 43 productos, que le confieren a esta categoría de combustibles, una capacidad para participar de una mayor cantidad de procesos energéticos y no energéticos. A los fósiles le siguen las fuentes renovables y residuos con un total disponible de 20 productos energéticos. Por último, mencionar a la energía nuclear que dispone de 2 productos energéticos (calor primario y electricidad secundaria).

4.1.2 Usos

Para ver el comportamiento de los productos energéticos, desde la perspectiva de sus usos, refiriéndose como tal a los distintos sectores de uso final reconocidos como *transporte, industria, otros sectores* y *usos no energéticos*, se presenta en el anexo 3 el cuadro Estadística 23, con la clasificación de los productos energéticos por sector de uso, ordenados de acuerdo a su aporte (porcentaje) del total consumido.

De dichos datos estadísticos, se puede inferir que el principal sector de consumo es *otros sectores* con 36,4% del total. Dicho sector, se refiere al uso de combustibles en los subsectores agricultura, comercio, servicios públicos y subsector residencial entre otros. En cuanto a los productos consumidos en este sector, decir que estos comparten porcentajes de participación relativamente parecidos, siendo el más importante el conjunto electricidad y calor que abarca un 32,3% (equivalente a 981,66 Mtep), seguido de los biocombustibles y residuos con un 27,7%, y del gas natural con 20,3%.

El siguiente sector en importancia, corresponde al denominado sector *transporte*, el que consume un 27,3% del total, demostrando en su comportamiento un monopolio en la utilización de productos de petróleo, que en conjunto abarcan un porcentaje de participación dentro del sector de un 93,5%, que en términos de consumo real, es por lejos el grupo de productos energéticos con mayor consumo global con la cantidad nada despreciable de 2.135,62 Mtep.

Luego, el sector *industria* tiene similar porcentaje de consumo total final que el sector *transporte*, con la gran diferencia de que el consumo de combustibles es más disperso, siendo el conjunto electricidad y calor, el más utilizado con un 30,2% (689,53 Mtep), secundado por el carbón/turba (28,2%) y el gas natural (19,3%).

El menor sector de consumo final, es conocido como *usos no energéticos* que solo engloba un 8,9% del consumo final total. En este sector, al igual que en el de *transportes*, existe un monopolio de los productos de petróleo que llega a un 74% (552,62 Mtep) del consumo de combustibles como materia prima, en donde todos los demás combustibles pertenecen exclusivamente a la categoría de los combustibles fósiles.

Se desprende de lo mencionado anteriormente que los “productos de petróleo” son por lejos, el conjunto de productos primarios y secundarios más utilizados a nivel mundial, cuyo consumo corresponde a un 25,6%¹⁷ de todo el consumo final total, considerando solamente su uso en el sector *transporte*. El producto energético más cercano es la “electricidad y calor” cuyo mayor aporte lo realiza en *otros sectores* con 11,8%¹⁸ del consumo final total, es decir, menos de la mitad del porcentaje de producto de petróleo utilizado en transporte.

Por último, comparando los combustibles fósiles con las fuentes renovables y residuos sin considerar el sector de *usos no energéticos* en donde un 100% de los combustibles utilizados son fósiles, se tiene que para el año 2009, el sector *transporte* dependió en un 96,7% de los productos que abarcan la categoría de combustibles fósiles, con un aporte de la categoría fuentes renovables y residuos de apenas 2,3%. *Otros sectores* tuvo un 39,4% de combustibles fósiles y un 28,3% de fuentes renovables y residuos, mientras que el sector *industria* se dividió en un 61,6% para fósiles y un 8,2% para fuentes renovables y residuos, marcándose de tal forma la predominancia de los combustibles fósiles en todos los sectores de consumo final.

4.1.3 Reservas

Para evaluar la información presentada en el Capítulo 1 sobre las reservas, se realizó un análisis individual de los productos energéticos presentados.

4.1.3.1 Carbón y otros productos de carbón

Los últimos datos de las reservas de carbón entre el 2005 y el 2007, registraron un incremento de 1,6% en la cantidad de carbón factible de ser extraída. Sin embargo, los principales países con reservas de carbón no han variado, manteniéndose el liderazgo de EE.UU. con 27,6% (del total), seguido de Rusia con un 18,2% y China con 13,3% de las reservas probadas de carbón a nivel mundial [12]. Estos tres países agrupan un 59,1% de las reservas de carbón mundial, en que la parte restante (40,9%), está dispersada en una amplia variedad de países (véase cuadro Estadística 3, anexo 3) en donde las principales regiones que cuentan con reservas son, en orden decreciente, *Europa y Eurasia, Asia Pacífico y Norteamérica*. Mas abajo le siguen *África, Medio Oriente, Sur y Centroamérica*.

4.1.3.2 Turba

La información disponible en el cuadro Estadística 25, anexo 3, presenta el área de turbales que cubren la superficie terrestre, para los principales países y regiones. Esta información junto con otras fuentes bibliográficas, entregan una noción de las mayores extensiones de turbales en nuestro planeta [12], cuyo análisis nos indica que las mayores extensiones de turba se encuentran localizadas en el sector de Siberia (Rusia) con un 35% del total, Canadá con 28%, EE.UU. con 15,7% e Indonesia con un 5,3%. Destacar por tanto, que entre estos cuatro países se concentra aproximadamente un 84% de las reservas globales de turba. El mismo análisis a nivel regional muestra que Norteamérica posee un 44,4% de las extensiones de turba a nivel mundial, seguido del norte y centro de Europa, Asia Oriental y Sureste, áreas australes y algunas zonas tropicales de

¹⁷ Considerando que el 100% del consumo total final para el año 2009, calculado en la Tabla 13 (pág. 42) es de 8.352,77 Mtep.

¹⁸ Ídem

Sudamérica y África. Las regiones de Oceanía y Medio Oriente presentan cantidades de turba bastante ínfimas [12].

4.1.3.3 Gas natural

Información con mayor detalle presentada en el cuadro Estadística 4, anexo 3, muestra la evolución histórica de la evaluación y reevaluación de las reservas probadas, que abarcan las estadísticas de 103 países que actualmente poseen reservas probadas de gas natural. En esta tabla se observa como entre el año 2000 y 2010, las reservas probadas totales en el mundo, aumentaron un 21%, debido principalmente a reevaluaciones y aumentos de las reservas en Turkmenistán, Irán, EE.UU. y Rusia [12]. El ranking de países con reservas probadas de gas, que juntos contienen un 61,8% del total, es liderado por Rusia con 23,9% del total, Irán con 15,8%, Catar con 13,5% y Turkmenistán con 4,29%. Este último país, ha desplazado del cuarto lugar a Arabia Saudita que mantiene un 4, 28%. Con respecto a las regiones se puede inferir que la región mas rica en reservas probadas de gas es el Medio Oriente, Europa y Eurasia, Asia Pacifico, seguido de cerca por África y Norteamérica, y por último Sur y Centroamérica con la menor cantidad de reservas probadas.

4.1.3.4 Petróleo

Los detalles con el comportamiento histórico de las reservas probadas de petróleo se presentados en el cuadro Estadística 5, anexo 3, en donde se observa un incremento de poco mas de un 25% de las reservas probadas a fines de 2000, en comparación con las reservas a fines de 2010. Un 67% de las reservas probadas, se encuentran en manos de los siguientes seis países, Arabia Saudita (19,1%), Venezuela (15,3%), Irán (9,9%), Irak (8,3%), Kuwait (7,3%) y Emiratos Árabes Unidos (7,1%). Una mirada regional de la tabla muestra que las reservas probadas en orden decreciente se encuentran distribuidas mayoritariamente en el Medio Oriente, seguido desde lejos por Sur y Centroamérica, luego Europa y Eurasia, África, Norteamérica y Asia Pacifico.

4.1.3.5 Nuclear

De acuerdo a las reservas razonablemente aseguradas entre el rango de costos de recuperación de menos de US\$260 por kg U, mostrados en el cuadro Estadística 6, anexo 3, es posible obtener los porcentajes de participación en el mercado de cada país y región respecto al valor total¹⁹. En tal sentido se obtiene que solo cinco países contengan un 67,4% de las reservas razonablemente aseguradas de uranio en el mundo. La lista de países con mayores reservas, esta encabezada por Australia 29,4%, seguido de lejos por EE.UU. con 11,8%, Kazajistán 10,4%, Canadá 9,7% y Níger con un 6,1%. Cada uno de estos países aporta significativamente en la distribución del uranio por regiones, en que se destaca la región de Asia Pacifico como la que reúne la mayor cantidad de reservas, debido principalmente al aporte de Australia antes mencionado. Le siguen en orden de importancia Europa y Eurasia, Norteamérica, Medio Oriente y África, hasta Sur y Centroamérica con un porcentaje menor, pero nada despreciable de uranio en sus tierras.

4.1.3.6 Bíocombustibles

Un análisis por separado de los distintos cultivos presentados en los cuadros estadísticos 7, 8, 9, 10, 11 y 12, concluye que dentro de las 20 principales naciones productoras de cada cultivo, los órdenes de participación por país dependen exclusivamente del

¹⁹ Considerando que el valor total equivalente al 100% con costos < US\$260/kg U, es de 4.004.500 tU (véase última fila Tabla 7, pág. 26).

producto cultivado. Entonces en primer lugar, para los cultivos utilizados para producir bioetanol, se tendrá que para el caso del maíz (Estadística 7) un 76% de los cultivos se concentran en EE.UU., China y Brasil. Para la caña de azúcar (Estadística 8), la producción se concentra en un 62,3% en países como Brasil e India. En el caso de la casava (Estadística 9), Nigeria, Tailandia, Brasil, Indonesia y República Democrática del Congo, en conjunto suman un 59,7% del total producido. El sorgo (Estadística 10), es producido por EE.UU., India, Nigeria y Sudan, abarcando en conjunto un 59,7% de la producción total.

En segundo lugar en los cultivos cuyo aceite es materia prima para producir biodiésel, se tiene que la soya (Estadística 11) presenta un 67,4% de su producción concentrada entre EE.UU. y Brasil. Para la colza (Estadística 12) se muestra que un 66,4% de la producción esta dividida entre China, Canadá, India y Alemania.

Luego, si se reúnen los países por regiones y se realiza un análisis con los porcentajes de participación, se puede inferir que a nivel regional destaca la casi nula participación de países del Medio Oriente (solo Irán tiene una producción importante de colza) y la dispar distribución geográfica de los cultivos, en donde el maíz es producido en Norteamérica (50,3% del total), luego Asia Pacífico (29,8%), seguido mas lejos por Sur y Centroamérica, Europa y Eurasia, y África.

Por otro lado, la caña de azúcar se cultiva mayoritariamente en Sur y Centroamérica (51,6%), seguido de Asia Pacífico (41,2%), Norteamérica y África en último puesto.

La casava se distribuye entre África (51%), Asia Pacífico (36,4%) y Sur y Centroamérica.

El sorgo esta presente nuevamente en los cultivos de África (44,9%), Asia Pacífico (25,6%), Norteamérica (21,4%) y Sur y Centroamérica.

La soya se produce en Norteamérica (43%), Sur y Centroamérica (42,9%), seguido de lejos por Asia Pacífico (12,3%), Europa y Eurasia y África.

Finalmente la colza se produce en Europa y Eurasia (39,3%), Asia Pacífico (38,2%), Norteamérica (21,9%) y en una cantidad muy mínima Medio Oriente (0,6%).

En los cuadros mencionadas también se exponen los rendimientos en (ha/año) cuyo valor mundial indica que el mejor rendimiento de cultivo por hectárea lo consigue la caña de azúcar con 71,9 (ha/año), en que la mejor eficiencia por país, es alcanzada en Colombia con 101,4 (ha/año). Luego le siguen por lejos la casava con un rendimiento mundial de 13,2 (ha/año), y bastante mas lejos se encuentran el resto de cultivos de maíz con 6 (ha/año), soya con 2,3 (ha/año), colza con 2 (ha/año) y al final el sorgo con solo 1,3 (ha/año).

4.1.3.7 Residuos

Las cantidades de residuos dependen directamente del producto que las genera. Las relaciones de residuos producidos por los principales cultivos presentados en el cuadro Estadística 13, anexo 3, muestra que los cultivos que generan residuos primarios factibles de ser utilizados con fines energéticos, varían para un mismo cultivo de acuerdo al lugar geográfico de cosecha, debido a las particularidades entre un lugar y otro, a los medios económicos y técnicos disponibles, además de los factores biológicos como la proporción total de biomasa usada normalmente [2]. La mayor cantidad de residuos agrícolas primarios generados, se encuentran en el Sudeste de Asia, destacándose la soya y el algodón con cultivos que generan 2,98 y 2,42 (toneladas de residuo/tonelada producida) respectivamente. Por otra parte la mayor cantidad de residuos forestales son generados en Indonesia.

4.1.3.8 Hidroelectricidad

El potencial económicamente explotable de los recursos hídricos a nivel mundial presentados en el cuadro Estadística 14, anexo 3, dejan constancia de que los principales recursos hídricos explotables se encuentran en primer lugar en China con un 21,15% del total mundial, luego Rusia con 10,28% y posteriormente Brasil con 9,87%, reuniendo en estos tres países de regiones distintas un 41,3% de la reservas explotables del mundo. A nivel regional Asia congrega la mayor concentración de recursos, debido a la influencia de China. Luego se encuentra la región de Sudamérica, seguida de cerca por Europa, y ya mas abajo Norteamérica, África y finalmente Medio Oriente y Oceanía con cantidades menores de recursos económicamente explotables de solo 1,46 y 0,54 TWh/año respectivamente.

4.1.3.9 Geotérmica

Las estimaciones de calor subterráneo, disponible tanto técnica como económicamente, se presentan en el cuadro Estadística 15, anexo 3, con datos de referencia para algunos países y regiones. Esta información se encuentra separada de acuerdo a su utilización conocida como “uso directo” o bien para “generación eléctrica”. Un análisis por sector de utilización, nos muestra que con respecto a su “uso directo” Europa y Eurasia concentran un 56,2% del potencial térmico, en donde el principal aporte proviene de los países de Europa Occidental, luego le sigue Asia Pacifico con un 24,2% gracias al mayoritario aporte hecho por China (17,5%) y Japón (2%). Más abajo están Norteamérica con un 13%, debido al potencial geotérmico de EE.UU. (12%), Sur y Centroamérica con un 3,8%, Medio Oriente con 1,7% y África con un pequeño 1,1%. Por otra parte, para el potencial económico de “generación eléctrica” la región con mayor potencial es Norteamérica con 44,2%, gracias a EE.UU. (43,5%), seguido de Asia Pacifico con un 22,9%, en donde China con solo un 3,6% entrega el mayor aporte de la región. Por último se encuentran las regiones de Sur y Centroamérica (10,7%), África 2,1% y finalmente Medio Oriente con solo 1,5%.

4.1.3.10 Solar

Para el caso de este recurso natural, se tiene conocimiento detallado de la cantidad de energía radiante del sol, que incide sobre una determinada superficie en determinada cantidad de tiempo. Dicha información, es factible de apreciar en la Figura 11 (pág. 35), en donde se muestra que las zonas con irradiación menos favorables son aquellas que se encuentran a altas latitudes, dado que la radiación solar es mas baja [67]. En ese sentido si consideramos a los países que se ubican entre las latitudes 60°- 90° Norte y Sur, es posible identificar las regiones y países con menor irradiancia promedio anual sobre sus territorios. Entonces, para el hemisferio norte, las regiones con menos irradiancia incluyen al norte de Europa con países como Suecia, Finlandia, Noruega, Islandia y el norte de Rusia, además de los territorios al norte de Canadá y EE.UU. Para el hemisferio sur se considera solo la Antártica como el territorio con más bajo índice de irradiancia global anual.

4.1.3.11 Energía eólica

Para evaluar los recursos eólicos existentes potencialmente en algunas regiones, se consideran las localidades con velocidades ≥ 7 m/s, al considerarse que esta velocidad es la mínima necesaria para que la producción de electricidad a partir de energía eólica, tenga un costo competitivo [58]. Es posible apreciar por tanto en la Figura 12 (pág. 36), las velocidades medias anuales a nivel mundial, en donde la distribución de las velocidades del viento, nos permite definir algunas regiones consideradas como las más

aptas, en cuanto a la disponibilidad de recursos eólicos onshore, para producir electricidad.

Estas regiones más aptas son Norteamérica, con una estimación que abarca un 28,1%²⁰ del potencial eólico total [70], cuyas mejores ubicaciones se encuentran en la mayoría de las zonas costeras, algunas zonas centrales y en gran parte de las zonas montañosas [12]. Luego esta Europa con un 23,2%²¹ [70], que tiene sus mejores recursos en la costa norte y occidental de península escandinava (Noruega y Suecia) y el Reino Unido, más algunas zonas mediterráneas [12]. Continuando en orden decreciente se encuentra África con 21,3% [70], con los mejores sectores ubicados en la costa norte y suroccidental, seguido por Asia Pacífico con un 16,5%²² [70] de los recursos, con las mejores ubicaciones en la costa oriental de Asia, algunas zonas interiores de Asia, las islas del Pacífico, además de la mayoría de las zonas costeras de Australia y Nueva Zelanda. En último lugar, se encuentra Sudamérica con un 10,9% [70] del total de los recursos eólicos, en donde las mejores ubicaciones se encuentran hacia el sur del continente y en las zonas costeras al oriente y al norte [12].

4.1.3.12 Energía de las mareas, olas y océanos

Con respecto a la *energía undimotriz* (olas) se pueden apreciar en la Figura 13 (pág. 36), los niveles de potencial medio anual de las olas a través del mundo. El potencial de dichas olas, variara de acuerdo a su tamaño, dependiendo exclusivamente de la velocidad, duración y distancia recorrida por el viento que sopla sobre el mar. Las olas más utilizadas por las instalaciones de energía undimotriz son las olas grandes, es decir, todo lo contrario a olas regulares y suaves. Estas olas grandes con exposiciones de viento con un valor medio mínimo de 8 m/s [52], que soplan durante largas distancias y periodos, son encontradas principalmente en las costas occidentales de América, Europa, África del Sur y Australasia [12].

Para la energía maremotérmica (océanos), se ha presentado la Figura 14 (pág. 37) en donde se pueden observar las aguas profundas de más de 1000m, con gradientes de temperaturas superiores a 20°C, apreciándose que los países con potencial de energía maremotérmica se encuentran entre las latitudes 20° Norte y 24° Sur [54]. Es posible notar también, que los mayores gradientes de temperatura, abarcan a varias naciones de Oceanía, Asia Oriental y Sureste, parte de África Norte y algunos países de África Occidental, además de las zonas tropicales del Caribe y el océano Pacífico.

Por último, el tercer tipo de energía denominado energía mareomotriz (mareas), puede captarse de dos maneras. La primera de ellas es a través de “turbinas de corriente de mareas”, cuyas principales ubicaciones se encuentran en canales, estrechos, islas, golfos, bahías, océanos y mares, ubicados mayoritariamente en países de Europa, tales como Noruega, Suecia, Dinamarca, Reino Unido, Rusia, Turquía, Irlanda, Francia, España e Italia, seguido de Sudamérica, a través de buenas ubicaciones potenciales en Brasil, Argentina, Uruguay y Chile, además de Norteamérica con corrientes ubicadas en algunas localidades de EE.UU., Canadá y México [57].

La segunda forma de aprovechamiento de la energía mareomotriz, es gracias a la construcción de “diques de mareas”, cuyo potencial de producción eléctrica se presenta en el cuadro Estadística 16, anexo 3, a través del cual se pueden obtener los porcentajes de cada país dentro del potencial de producción eléctrica factible de ser explotado gracias a la energía potencial de las mareas. Estos porcentajes muestran, que los mejores

²⁰ Considerando el recurso eólico de la región OCDE Norteamérica de la fuente [70].

²¹ Considerando el recurso eólico de la región OCDE Europa más Economías en Transición de la fuente [70].

²² Considerando las regiones de Asia Sur y OCDE Pacífico de la fuente [70].

sitios del mundo para producir electricidad con diques de mareas, que abarcan nada menos que un 78,7% del potencial medio de electricidad extraíble total, se encuentran en EE.UU. específicamente en la Cuenca Minas-Bahía Cobequid con un 31,4% del potencial explotable total, seguido del Mar Blanco de Rusia con 22,7%, Monte San Michel en Francia con 15,3% y San José de Argentina con 9,3% del potencial eléctrico. Las demás localidades identificadas en el cuadro Estadística 16, anexo 3, indican todas las ubicaciones del mundo donde es posible construir diques para mareas, permitiendo además apreciar, que en la comparación por regiones con potencial de energía mareomotriz mediante la captación por diques, en primer lugar se ubica Europa y Eurasia con un 47% del total, debido principalmente al aporte de Rusia. A continuación se encuentra Norteamérica con un 42,7%, compuesto principalmente por el aporte de la Cuenca Minas- Bahía Cobequid ya mencionado. Luego esta Centro y Sudamérica con un 9,3% gracias al potencial de Argentina en san José [56].

Para mayor abundamiento de la información sobre las principales reservas por países y regiones, de cada una de las fuentes energéticas, se presenta un resumen de lo comentado en el cuadro Estadística 26, anexo 3.

4.1.4 Razón R/P y potenciales explotados

4.1.4.1 Combustible fósil y nuclear

Para apreciar de mejor manera la razón R/P (reservas/producción) de las distintas regiones, se presenta la Tabla 16, con un resumen de toda la información de las razones entre las reservas y las producciones de los “combustibles fósiles” y la “energía nuclear” expuestas en el Capítulo 1. Para el caso exclusivo del carbón y el uranio, se ha considerado que para una mejor visualización de la razón R/P por regiones, se calcule la razón por separado para África y Medio Oriente, ya que los cuadros estadísticos de uno y otro, junto con la Figura 2 (para el caso del carbón) pueden hacer inducir a error en el análisis a nivel regional.

Tabla 16 Resumen de razón R/P de combustibles fósiles y nuclear. Fuentes [8], [12], [31] y [69], tabla de elaboración propia.

Región	Razón R/P (años)				
	Carbón ¹	Turba ²	Gas natural ³	Petróleo ⁴	Uranio ⁵
Norteamérica	231	n.d.	12	15	82
Sur y Centroamérica	148	n.d.	46	94	516
Europa y Eurasia	257	n.d.	60	22	56
Medio Oriente	771	n.d.	165	82	7.450
África	123	5.700	70	36	83
Asia Pacifico	57	n.d.	33	15	148
Mundo	118	414	59	46	91

n.d.: Dato no disponible; ¹ Fuente [8]; ² Fuente [12] y [69]; ³ Fuente [8]; ⁴ Fuente [8]; ⁵ Fuente [31].

Podemos inferir de la Tabla 16, que la mayor razón R/P entre los combustibles fósiles más el nuclear, es obtenida por la turba con 414 años de disponibilidad como combustible, considerando que los volúmenes de producción se mantuviesen estables. El alto valor de la razón no se debe a altas cantidades de reservas probadas de turba a nivel mundial, ya que solo dispone de 5.267 Mt²³ de reservas probadas [69], sino que

²³ Este valor es pequeño, si lo comparamos con las reservas probadas de carbón que ascienden a 860.938 Mt [8].

más bien se debe a la baja extracción realizada a nivel mundial que es de solo 12.727 kt producidas al año. Es destacable la gran cantidad de años de disposición que tendría el recurso en África, donde aún su consumo es bajo (solo 10 kt por año) [12].

Un uso mas general tiene el carbón que continua con la segunda mayor razón R/P, que informa que las reservas probadas de carbón para el año 2010, lograrían satisfacer la necesidades de producción mundial de carbón durante los próximos 118 años, ya que existen cantidades bastante altas de reservas, que alcanzan 860.938 Mt a nivel global (véase Tabla 2, pág. 16), con una producción de 7.273,3 Mt en el 2010 [8].

A nivel regional, en la Tabla 16 se aprecia para el carbón que la región de Medio Oriente es la que tiene mayor razón R/P con 771 años, debido a su bajísima producción anual²⁴, en comparación con Europa y Eurasia que ocupa el segundo lugar con una razón R/P de 257 años. A su vez, en la Figura 3 (pág. 17) se observa la evolución histórica a nivel mundial, que muestra que antes del año 2000 la razón R/P era mayor alcanzando periodos de tiempo de disponibilidad de 210 años, pero que ha disminuido durante la última década debido a un aumento de su producción (véase Figura 22, pág. 45).

Por otra parte, el uranio principal combustible de fisión nuclear utilizado actualmente [12], tiene una disponibilidad de 91 años de sus reservas razonablemente aseguradas con costos de extracción menores que US\$260 por kg de uranio. A nivel regional se aprecia en la Tabla 16, que la mayor razón R/P la posee Medio Oriente con una disponibilidad de 7.450 años, producto de las mínimas cantidad de producción de uranio en Irán. Luego sigue la región de Sur y Centroamérica que tiene una razón R/P que alcanza a los 516 años, con volúmenes de producción regional a nivel mundial también muy bajos, aunque no tanto como en Medio Oriente [8].

El siguiente combustible fósil importante por su abundancia, es el gas natural, que cuenta con una razón R/P de 59 años. En la Figura 6 (pág. 21) y en la Tabla 16 (pág. 53), se observa que Medio Oriente tiene a nivel regional la mayor razón R/P con 165 años, debido a que tiene el mayor volumen de reservas probadas de gas natural en el mundo, pero a nivel de producción es la cuarta región en importancia, teniendo niveles de producción mas bajos que Europa y Eurasia, Norteamérica y Asia Pacifico [8]. A su vez, en la Figura 7 (pág. 21), se puede observar que históricamente la razón R/P mundial se ha mantenido en niveles parecidos, pero las razones R/P regionales han ido disminuyendo paulatinamente debido al aumento de los volúmenes de producción sostenidos de la mayoría de las regiones.

Por ultimo, el combustible fósil con menor razón R/P, es el petróleo que lograría satisfacer los niveles de producción mundial por los próximos 46 años. La principal región es Sur y Centroamérica (véase Figura 8) con una disponibilidad de sus reservas para 94 años, curiosamente mayor que la razón R/P de Medio Oriente de 82 años, que se debe principalmente a un aumento de las reservas oficiales estimadas para Venezuela, que hicieron que los niveles históricos de razón R/P de Sur y Centroamérica, superasen a Medio Oriente, lo cual no había ocurrido por lo menos en los últimos treinta años registrados en la Figura 9 (pág. 24).

4.1.4.2 Fuentes renovables

Las llamadas “fuentes renovables” por ser productos energéticos de origen natural, son interesantes de considerar desde sus respectivos porcentajes de explotación de capacidades o potenciales, en razón de apreciar que porcentaje a nivel global queda aún

²⁴ El año 2008 Medio Oriente produjo 1,6 Mt y Europa y Eurasia produjo 1.185,1 Mt [8].

disponible para su aprovechamiento y producción de electricidad²⁵. Un resumen de la información presentada se puede apreciar en la Tabla 17, cuya última columna presenta los porcentajes de explotación de los potenciales técnicos y económicos, dejando en evidencia el escaso desarrollo de algunas fuentes energéticas, que tienen potenciales factibles de ser explotados bastante importantes, cuyo uso en el tiempo sería ilimitado si se mantuvieran las condiciones climáticas actuales.

Para tener una noción de la extensión de estos recursos solo decir que en el anexo 3, Estadística 2, se muestra que la producción de electricidad para el año 2009 en todo el mundo, considerando todos los productos energéticos fue de aproximadamente 20 PWh/año²⁶, la que de acuerdo a los potenciales técnicos-económicos presentados (tercera columna Tabla 17), podría ser cubierta en forma individual por la energía solar fotovoltaica, eólica y maremotérmica, o bien por la suma de varias otras fuentes de energía.

Tabla 17 Potencial teórico, técnico y económico de explotación de fuentes renovables. Fuentes [4], [12], [45], [46], [56], [67] y [71], tabla de elaboración propia.

Producto (unidades)	Potencial teórico	Potencial técnico y económico	Producción eléctrica	Potencial técn.-econ. explotado
Hidroelectricidad (TWh/año)	39.842 ^a	8.288,888 ^a	3.251,675 ^b	39,2%
Geotérmica uso directo (TJ/año)	42x10 ⁶ EJ ^h	10.092.000 ^c	423.831 ^d	4,2%
Geotérmica generación eléctrica (TWh/año)		1.167,3 ⁱ	67,246 ^c	5,8%
Solar fotovoltaica (TWh/año)	14.900.000 ^e	3.000.000 ^e	20,155 ^b	0,0007%
Solar térmica (TWh/año)	9.250.000 - 11.800.000 ^e	1.070 - 7.800 ^e	0,842 ^b	0,02%
Eólica (TWh/año)	630.000 ^e	410.000 ^e	273,153 ^b	0,07%
Undimotriz (TWh/año)	8.000 - 80.000 ^a	140-750 ^a		
Maremotérmica (TWh/año)	n.d.	21.900 ^f	0,53 ^b	0,002%
Mareomotriz (TWh/año)	500 - 1.000 ^f	581,153 ^g		

^a Fuente [12]; ^b Fuente [4]; ^c Fuente [45]; ^d Fuente [46]; ^e Valor solo del potencial técnico Fuente [67]; ^f Fuentes [67] y [71]; ^g Fuente [56]; ^h La fuente de este valor con unidades de calor en exa Joule (EJ) es [45], pero con unidades eléctricas su valor estimado fue de 1.390.000 TWh/año según fuente [67]; ⁱ Considerar que esta cifra se obtiene a partir de 65.582.000 (TJ/año) de calor para electricidad [45].

4.1.5 Precios y costes

Para realizar un análisis de los precios se tratarán los distintos grupos de productos energéticos agrupados de acuerdo a la información expuesta.

4.1.5.1 Combustible fósil y nuclear

Para poder comparar los costos presentados por estos productos energéticos en el Capítulo 1, se ha confeccionado la Tabla 18 a modo de cuadro resumen. Este cuadro, abarca desde el precio de los combustibles fósiles hasta el valor del combustible de fisión nuclear, tomando en cuenta solo precios spot de exportación de los distintos mercados financieros de transacción, para cada uno de ellos.

²⁵ Su cálculo se realiza dividiendo los respectivos valores de la columna de "Producción eléctrica" por los valores de la columna de "Potencial técnico y económico", El resultado se multiplica por 100.

²⁶ Recordar que el prefijo peta (P) es equivalente a 10¹⁵ y tera (T) es 10¹² [1].

Tabla 18 Cuadro resumen de precios de combustible nuclear y fósiles. Fuentes [8], [17] y [32], tabla de elaboración propia.

Año	Carbón ^a (US\$/t)	Turba ^b (US\$/t)	Gas natural ^c (US\$/Mbtu)	Petróleo crudo ^d (US\$/bbl)	Uranio natural ^e (US\$/kg U)
2006	63,5	110,0	6,8	64,9	67,7
2007	70,0	113,9	6,4	71,8	166,9
2008	133,2	119,0	9,2	98,3	173,7
2009	69,4	135,8	4,0	62,1	108,4
2010	82,1	175,0 ^f	4,9	79,5	105,7

^a No se consideran los precios de carbón importado (cif) de la Estadística 17; ^b Solo se consideran los precios de turba de exportación de la Tabla 4; ^c No se consideran los precios del gas importado (cif) y los valores anuales son el promedio de los distintos mercados expuestos en la Estadística 18; ^d Los valores anuales son el promedio de los precios spot de los diferentes mercados de la Estadística 19; ^e Solo se consideran los precios spot de la Tabla 8; ^f Este valor se calculo con la curva de tendencia presentada en la Figura 5.

En la Tabla 18, se aprecia el comportamiento bastante variable al alza o la baja, del combustible nuclear y la mayoría de los combustibles fósiles, con la sola excepción de la turba, que durante el periodo de los últimos cinco años analizados, ha marcado siempre una tendencia al alza, que lleva a considerar este recurso como un combustible con precio estable y predecible, en donde las principales dificultades que pueden afectar su producción, dependen en gran medida de la condiciones climáticas que hagan variar la disponibilidad o no del suministro de la turba [17] tanto para su extracción como para el secado.

Respecto al uranio natural, el año 2007 se registro una importante alza en su valor, motivado por una perspectiva optimista del aumento de la demanda de uranio, junto con importantes fallas técnicas de las principales minas de extracción en Australia, Canadá y Kazajistán que afectaron la capacidad productiva a nivel mundial [12].

Los combustibles fósiles con mayores variaciones observadas para el periodo expuesto correspondieron al carbón, gas natural y petróleo crudo, con variaciones importantes que a partir del 2007 se daban para los tres combustibles en forma paralela, es decir, si sube uno, subían todos, y viceversa. Esto se debe a que estos tres combustibles ven afectados sus precios de venta no solo por la calidad del producto primario, sus métodos de extracción o la ubicación geográfica [9], sino que también por factores como el crecimiento económico, el clima, los niveles de almacenamiento y las importaciones [19], que afectan la demanda y la oferta de estos productos energéticos. Para el petróleo crudo además, se da el caso de la influencia en la oferta provocada por las decisiones de la OPEP, que provocan en el mercado cambios en el suministro [28] y variaciones de precios que afectan no solo al petróleo, sino que también afectan directamente al precio del gas [19], con efectos muy probables en el precio del carbón, al ser este un combustible fósil alternativo a los otros dos.

Para el caso específico del aumento del precio del petróleo entre el 2007-2008, existen variados argumentos que lo atribuyen a varias causas, tales como el aumento en la demanda en general y un rápido crecimiento de la demanda de petróleo en China, o bien cambios en la producción de países de la OPEP y de los que no pertenecen a la OPEP, estimándose también que pudo deberse a la especulación [49], en donde los especuladores compran o venden contratos a futuro, anticipándose a los cambios de precios, esperando aprovecharse de estas diferencias de valores en beneficio propio [28]. En fin, varias causas que entre el 2007 y el 2008, fueron capaces por si solas (o juntas) de provocar grandes variaciones en el valor del petróleo, que solo comenzaron a declinar a fines del 2008 cuando la crisis financiera mundial produjo una disminución de la demanda de petróleo a nivel global [49].

4.1.5.2 Fuentes renovables y residuos

En primer lugar, los cultivos para fabricar biocombustibles presentados en la Estadística 20, anexo 3 muestran los valores de venta por tonelada en los principales países productores del mundo. Para los cultivos de maíz, caña de azúcar, casava y sorgo, utilizados en la fabricación de bioetanol, los valores medios calculados con la tabla mencionada permiten observar que los precios al productor por tonelada producida son mayores para la casava con 240,7 US\$/t, seguido de sorgo con un precio de 239,7 US\$/t, maíz con 233,8 US\$/t, hasta finalmente la caña de azúcar que tiene un valor medio bastante menor a los tres principales de 71,1 US\$/t. Además, si se observan los cuadros estadísticos 7, 8, 9 y 10 del anexo 3, se aprecia que no existe ninguna relación directa o inversamente proporcional entre los precios, las Mt producidas anualmente y el rendimiento de la cosecha en t/ha, ya que en ninguno de estos cuatro cultivos, existe la coincidencia con respecto a que los mas altos rendimientos sean obtenidos por países que logran producir mas barato, y que a su vez, sean los mayores productores.

Lo anterior, no evita que existan algunas excepciones destacadas en el comportamiento productivo de algunas naciones, en ciertos cultivos determinados, contándose por ejemplo para la producción de maíz el caso de EE.UU. que es el principal productor del mundo (46,2% del total), que coincide también con ser la nación que obtiene un mayor rendimiento (10,3 t/ha), pero que al momento de comparar sus precios, tiene tan solo el cuarto precio mas barato (146 US\$/t), superado por Ucrania, Argentina y Hungría²⁷.

Otro caso destacado ocurre con el cultivo de caña de azúcar, ya que Brasil, principal país productor (43,7% del total), tiene un rendimiento que lo coloca solo en el séptimo puesto de los principales países productores (78,9 t/ha), con un precio al productor que lo ubica en tercer puesto (18,5 US\$/t), superado por Pakistán e India.

Para la producción de sorgo se destaca nuevamente EE.UU. al ser el principal productor (21,42% del total), junto con tener el mayor rendimiento por cosecha (4,4 t/ha), cuyo precio al productor viene a ser el tercero mas barato (130 US\$/t), superado solo por Brasil y Argentina.

Por otra parte, los cultivos utilizados para fabricar biodiésel presentados en las Estadística 20, anexo 3, muestran el detalle de los precios por país para la soya y la colza, en donde los precios medios al productor calculados para el año 2009, ubican a la soya como el cultivo más caro con un precio de 463,1 US\$/t, secundada por el valor de la colza de 380,8 US\$/t. El comportamiento de los cultivos al comparar sus precios, producción y rendimiento tampoco establecen ningún relación clara destacando solo EE.UU., que para el cultivo de soya es el principal productor (41,4%), que además posee el mayor rendimiento mundial (3 t/ha), con un nivel de precios que lo ubica solo en el quinto lugar (347 US\$/t), superado por Paraguay, Argentina, India y Ucrania.

En segundo lugar, los residuos generados de la biomasa sólida, tienen costos variables de acuerdo al país de su obtención, los que dependen principalmente de las condiciones locales del mercado (costos de adquisición) y las distancias medias de transporte. Los residuos más baratos son los generados luego del consumo industrial de la madera y los del procesamiento forestal producidos durante el proceso de fabricación de madera. Le siguen en valor los residuos agrícolas y otro tipo de residuos forestales generados en las operaciones de tala de los árboles. Algunos cultivos específicos para su utilización como biomasa (mijo, miscanthus, etc.) son generalmente mucho más caros que los residuos generados. Además, en lo principal se estima que el costo de los residuos de biomasa pueden variar entre 20 – 90 US\$/t. Sobre su uso alternativo, por ejemplo en

²⁷ Precios en detalle de estos tres países, disponibles en cuadro Estadística 20, anexo 3.

reemplazo del carbón, la principal desventaja del uso de biomasa en la combustión es su menor contenido energético, que para la biomasa sólida con bajos contenidos de humedad suele ser de aproximadamente dos tercios del contenido energético del carbón [2], que comparado con un valor promedio del carbón²⁸ de 83,6 US\$/t, es posible calcular que para que sea rentable el uso de los residuos con respecto al contenido energético suministrado, los consumidores deberían pagar un valor que no supere aproximadamente los 55,7 US\$/t. Este último valor, se encuentra por lo menos dentro del rango de los valores de la biomasa, pero sin embargo, aún no es tan atractivo como para convencer a los consumidores, a no ser que se den condiciones especiales para su uso, como por ejemplo localidades que dispongan ampliamente de residuos a precios baratos y en lugares cercanos, que hagan que la sustitución del carbón por los residuos de biomasa sólida, sea una opción factible [2].

En tercer y último lugar, hacer referencia a los costes denominados “costes de combustible” para la generación de electricidad o calor a través de la energía hidráulica, geotérmica, solar, eólica, mareas, olas y océanos, los cuales al provenir de recursos naturales renovables o bien de flujos de energía solar o gravitacional, se encuentran constantemente disponibles en forma gratuita [59], con la excepción de algunos cobros por usos no consuntivos del agua, considerados como despreciables dentro de la envergadura de los proyectos.

4.2 Oferta energética primaria

Los porcentajes de los distintos grupos de productos energéticos, dentro de la oferta total de energía primaria para el año 2009, se pueden apreciar en la Figura 15 (pág. 40), en donde se muestra que el consumo de energía primaria para la satisfacción de las necesidades energéticas mundiales, esta liderado indiscutiblemente por los productos energéticos de petróleo con un 32,8% de la oferta total, seguido del carbón/turba, gas natural, biocombustibles y residuos, la energía nuclear, hidroeléctrica y al final de todo la categoría otras que representa principalmente al conjunto de energías renovables tales como la energía geotérmica, solar térmica y eólica, entre otras²⁹.

A su vez el desglose de la información disponible expuesto en las figuras 16 y 17 (pág. 41), permite apreciar en su verdadera magnitud los aportes de las cuatro categorías principales, reconocidas como “combustibles fósiles”, “fuentes renovables y residuos”, “energía nuclear” y “electricidad y calor”. Es considerable en estas figuras, la participación de los combustibles fósiles en un 80,9% de la oferta total de energía primaria, seguida muy de lejos por las fuentes renovables y residuos con un 13,3% y la energía nuclear con 5,8%.

Dentro de los combustibles fósiles se aprecia en la Figura 17 (pág. 41) una participación mas bien distribuida de los productos energéticos, que se encuentra liderada por el conjunto “crudo, LGN y materias primas” con un 33,7%, seguido del “carbón y productos de carbón” con un 27,1% y el gas natural con un 20,9%. Lo anterior confirma la fuerte dependencia de los combustibles fósiles para su consumo como productos primarios.

Para las fuentes renovables y residuos, se pueden apreciar en la Figura 16 (pág. 41) los porcentajes de la oferta total primaria, que se compone mayoritariamente por los “biocombustibles y residuos” con un 10,2%, seguidas muy de lejos por las demás

²⁸ Valor promedio obtenido de los precios del carbón 2006-2010, presentados en la Tabla 18, pág. 56.

²⁹ Los detalles de productos energéticos, que abarcan cada término se pueden distinguir en la Tabla 1 (pág. 13). Los detalles de los valores específicos de cada uno de ellos se pueden observar en el cuadro Estadística 1 en el anexo 3 y la Tabla 12 (pág. 40).

fuentes naturales de captación de energía, que incluyen desde la hidroelectricidad con un 2,3%, hasta la escasa participación de la energía “geotérmica”, “solar, eólica y otras” que juntas son solo un 0,8% de la oferta total.

4.2.1 Evolución histórica

El análisis de la evolución histórica de la oferta total de energía primaria puede ser realizado desde dos frentes. El primero de ellos se relaciona con el comportamiento de la oferta a través del tiempo, visto desde la perspectiva del consumo de diferentes grupos de productos energéticos, y el segundo se refiere a una mirada desde la perspectiva del consumo de los últimos años a nivel de regiones del mundo y de los principales países consumidores.

Para evaluar la evolución de la oferta total por productos energéticos, es necesario observar la Figura 22 (pág. 45), en cuyo caso se manifiesta principalmente una tendencia al aumento mundial de la oferta primaria año a año, que durante algunos periodos a tendido a estabilizarse, y que en otros dos a disminuido. El primer descenso se debió a la crisis del petróleo de 1979 por la revolución iraní [8], que hizo subir el precio de este combustible fósil, provocando un descenso en su consumo. El siguiente descenso en el consumo fue promovido por la crisis financiera mundial entre 2008 y 2009, que provocó uno de los mayores aumentos históricos del precio³⁰ del barril de petróleo [8] que hizo disminuir el consumo [49]. En todo caso, la tendencia general hace que siempre termine aumentando la cantidad de energía primaria consumida a nivel mundial. Este aumento de la energía dentro de la oferta primaria, lleva aparejado un aumento en la oferta de todos los productos energéticos.

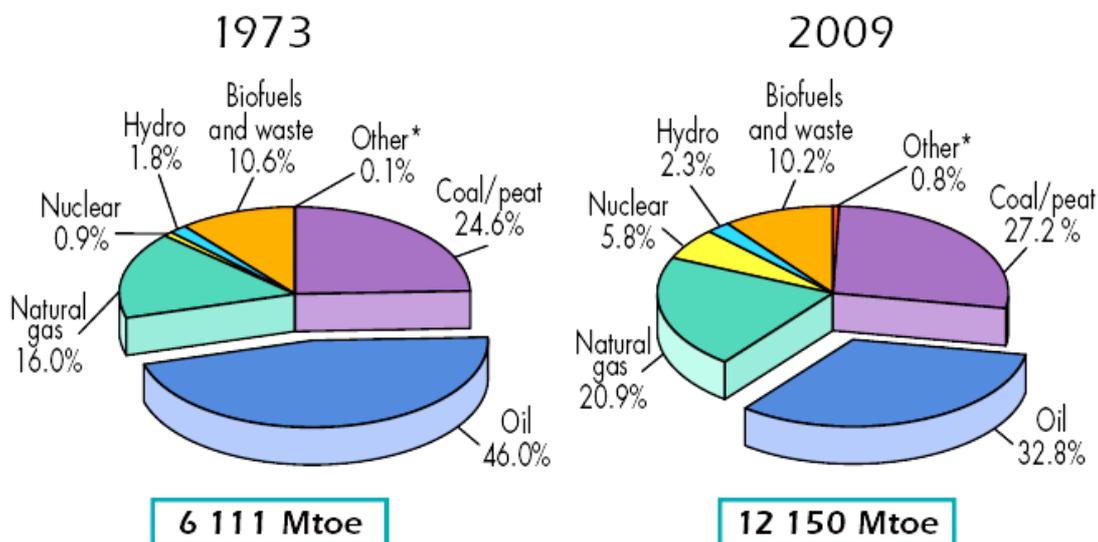


Figura 24 Porcentaje de productos energéticos para 1973 y 2009 en la oferta primaria. Fuente [5].

Sin embargo, uno no debe confundirse pensando que el aumento de consumo de todos los productos energéticos ha implicado a su vez un aumento de los porcentajes de cada producto en la oferta total, ya que es posible observar en la Figura 24 como al comparar la oferta de energía primaria del año 1973 y 2009, los porcentajes de participación de los combustibles primarios han aumentado en algunos casos como el gas natural, carbón/turba, nuclear, hidroeléctrica y otras, pero en otros casos como el petróleo y los biocombustibles y residuos el grado de participación dentro del mercado disminuyó, no

³⁰ Ver precios del barril de petróleo crudo para el año 2008 en la Tabla 18 (pág. 56).

obstante en comparación, la cantidad de energía consumida es mayor, debido a que la oferta total primaria global es mucho mayor.

En distintas regiones y países del mundo la evolución de la oferta total ha sido variada. En la Estadística 21, anexo 3, se muestran los datos de energía anuales para la oferta total primaria, desde 1990 hasta 2009. Gracias a esta tabla, es posible obtener la Figura 25 donde se aprecia que las regiones con países más ricos y desarrollados de Europa, Norteamérica y Asia, tienen los mayores niveles de oferta a nivel mundial. Además la mayoría de las regiones durante estos últimos 20 años ha experimentado aumentos y contracciones en su consumo, con la excepción de Asia debido a la influencia de China en la región, que no ha parado de aumentar su consumo sostenidamente durante este periodo de análisis (detalles en la fila de “China” en Estadística 21, anexo 3).

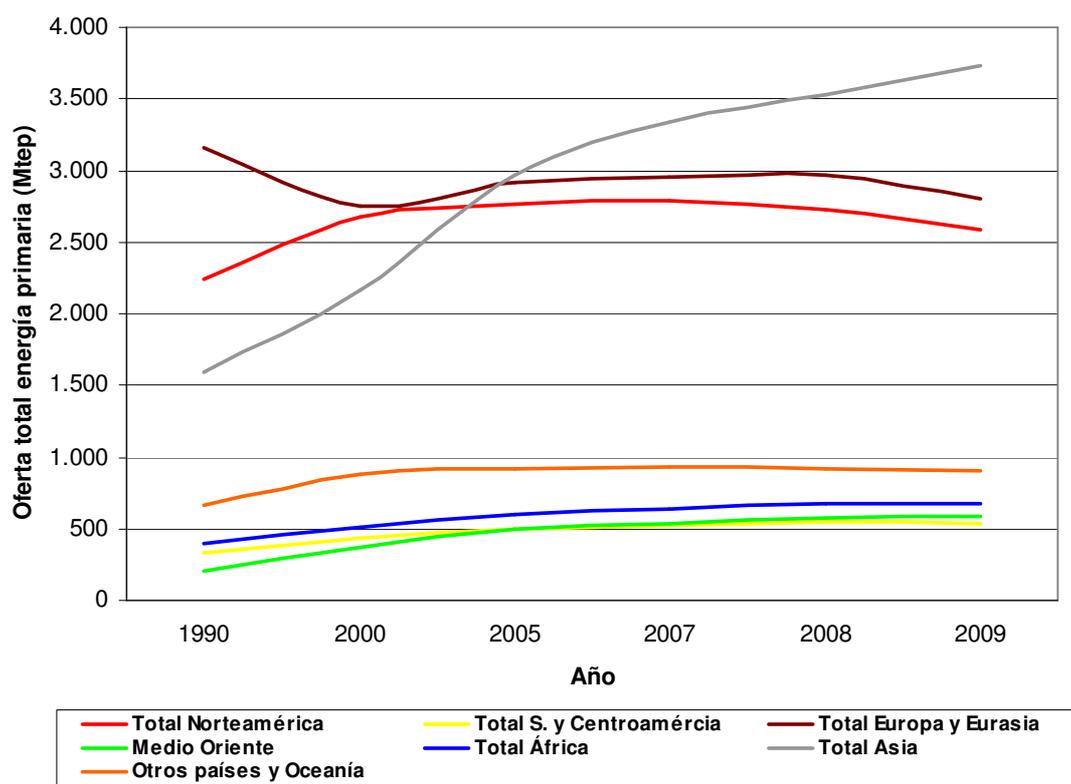


Figura 25 Evolución histórica de la Oferta total de energía primaria. Fuente Estadística 21, gráfico de elaboración propia.

También es posible, gracias a la información de la Estadística 21 dar cuenta del comportamiento de las regiones y principales países en la oferta primaria, de acuerdo a su cuota de participación dentro del total. Para eso se han construido dos gráficos circulares presentados en la Figura 26, en donde se observa como entre 1990 y 2009, el porcentaje de participación de las regiones de Asia, África, Medio Oriente, Sur y Centroamérica fueron las únicas que durante este periodo se vieron incrementadas, siendo muy notable el incremento porcentual de China que subió desde un 9,9% en el año 1990, a un 18,7% el 2009. En cambio otras regiones como Norteamérica, Oceanía, Europa y Eurasia disminuyeron su porcentaje de participación, pero de todas maneras su consumo de energía en Mtep, es mayor debido al incremento de la oferta total.

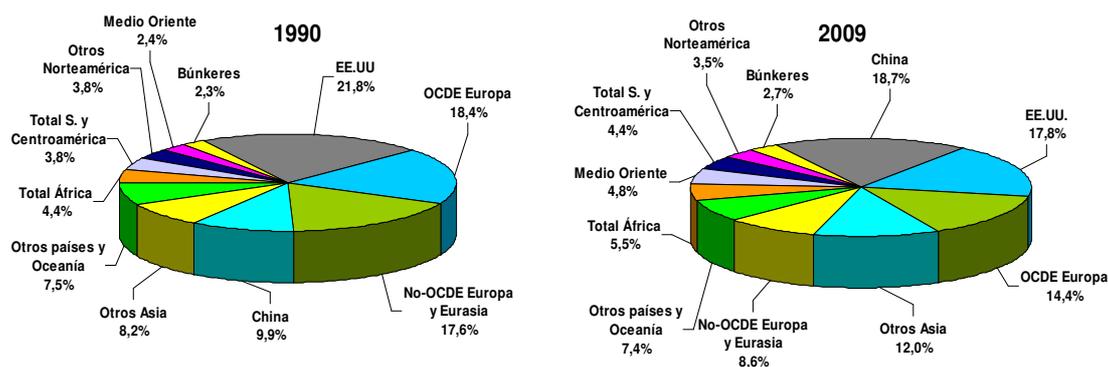


Figura 26 Porcentaje de regiones para 1990 y 2009 en la oferta primaria. Fuente Estadística 21, gráfico de elaboración propia.

4.3 Consumo energético final total

La participación de los productos energéticos utilizados para *consumo energético final* y para *usos no energéticos*, se presentó en la Figura 18 (pág. 43), en donde nuevamente el petróleo concentra el mayor porcentaje con un 41,3% del consumo final total, seguido del gas natural, electricidad, biocombustibles y residuos, carbón/turba y por último el conjunto denominado otras con tan solo 3,3%, el cual a diferencia de lo que ocurría en la oferta total de energía primaria, no considera a la electricidad ya que la transformación eléctrica de productos primarios y secundarios han incrementado el porcentaje de participación eléctrica dentro del mercado de consumo final a un 17,3%, razón por la cual se cuenta en forma independiente.

En las figuras 19, 20 y 21 (págs. 43 y 44) se puede ver de manera más detallada los porcentajes de las cuatro categorías principales de “combustibles fósiles”, “energía nuclear”, “fuentes renovables y residuos” y “electricidad y calor”, en donde la energía nuclear no se considera ya que el calor de fisión de los combustibles nucleares fue transformado en electricidad para la venta, quedando tan solo las otras tres categorías.

En la Figura 20 (pág. 44), la categoría que marca su supremacía en el consumo final total corresponde a los “combustibles fósiles” con un 66,5% del total, que se conforma mayoritariamente de los “productos de petróleo” con 41%, seguido de “gas natural” con 15,2%, “carbón y productos de carbón” con 10% hasta un magro 0,3% de “crudo, LGN y materia primas”

La segunda categoría en trascendencia es “calor y electricidad”, con un 20,3% de participación. La Figura 21 (pág. 44) evidencia que esta categoría se compone considerablemente de electricidad con 17,3% y en menor cantidad de calor con solo 3%. Las “fuentes renovables y residuos” con su participación en el consumo final de 13,2% (ver Figura 19, pág. 43), debe la mayor parte de tal consumo a los “biocombustibles y residuos” con un 12,9%, seguido desde muy lejos por la subcategoría “solar, eólica y otras” que en realidad solo se compone de la energía solar térmica con un 0,2% de participación, en conjunto con la “energía geotérmica” con un 0,1%

4.3.1 Evolución histórica

Dentro del análisis de la evolución histórica del consumo final total, se comentará dicha evolución desde el punto de vista de los productos energéticos y del comportamiento a nivel regional.

Para medir la evolución histórica de los productos energéticos, se presentó la Figura 23 (pág. 46) que muestra que mayoritariamente han existido periodos de aumento del consumo final total, con algunos periodos de mantención de la energía consumida a

nivel global, y dos periodos claramente observados de disminución del consumo final total por combustible, que se ubican aproximadamente entre 1979 y 1982, provocada seguramente por la crisis del petróleo de 1979 debida a la revolución iraní y la guerra Irán-Irak que hicieron aumentar los precios del petróleo crudo enormemente [8] debido a la congelación de exportaciones iraníes. El segundo periodo de baja en el consumo se da entre aproximadamente el 2008 y 2009, donde el petróleo alcanzo los valores mas altos de los último 50 años [8], que desde fines del 2008 empezaron a disminuir por un descenso en la demanda de petróleo producto de la crisis financiera mundial [49].

Para mayor comprensión, en la Figura 27 se muestra una comparación entre 1973 y 2009 de los porcentajes de las diversas clasificaciones de productos energéticos, en donde se observa que el petróleo, gas natural, biocombustibles y residuos y el carbón/turba han disminuido sus porcentajes dentro del consumo final total en el mundo, y por otro lado solo aumentaron su porcentaje la electricidad y el grupo otros, que solo incluye a la energía solar térmica, geotérmica y calor, ya que la energía eólica, hidroeléctrica, solar fotovoltaica, mareas, olas y océanos tienen un aporte nulo al consumo final total, ya que para ser captadas y utilizadas se transformaron en electricidad.

En todo caso por mas que los porcentajes de algunos productos energéticos hayan bajado, la cantidad de energía consumida siempre aumento, debido a que el consumo final total en el mundo entre 1973 y 2009 aumento en un 79%.

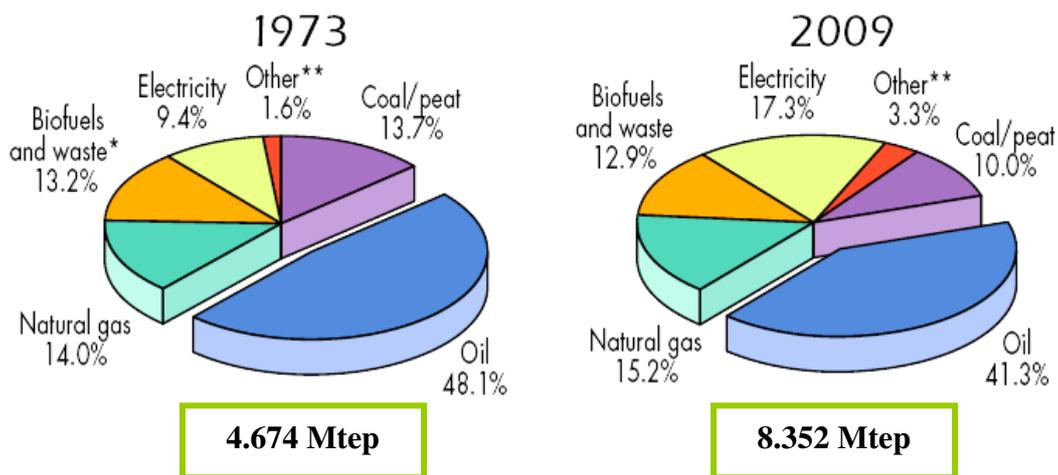


Figura 27 Porcentaje de productos energéticos para 1973 y 2009 en el consumo total final. Fuente [5].

Pasando a un visión sobre el comportamiento histórico a nivel regional, se debe tener en cuenta la Estadística 22, anexo 3, gracias a la cual se construyo la gráfica expuesta en la Figura 28, cuyo comportamiento es similar a la gráfica de la oferta total de energía primaria (Figura 25), en que las regiones mas desarrolladas tales como Norteamérica, Asia, Europa y Eurasia concentran los mayores niveles de consumo.

Además, la mayoría de las regiones desde aproximadamente el año 2005 han mantenido o bien disminuido su consumo, con la única excepción de Asia, motivado por el gran aporte del aumento sostenido en el consumo total final chino.

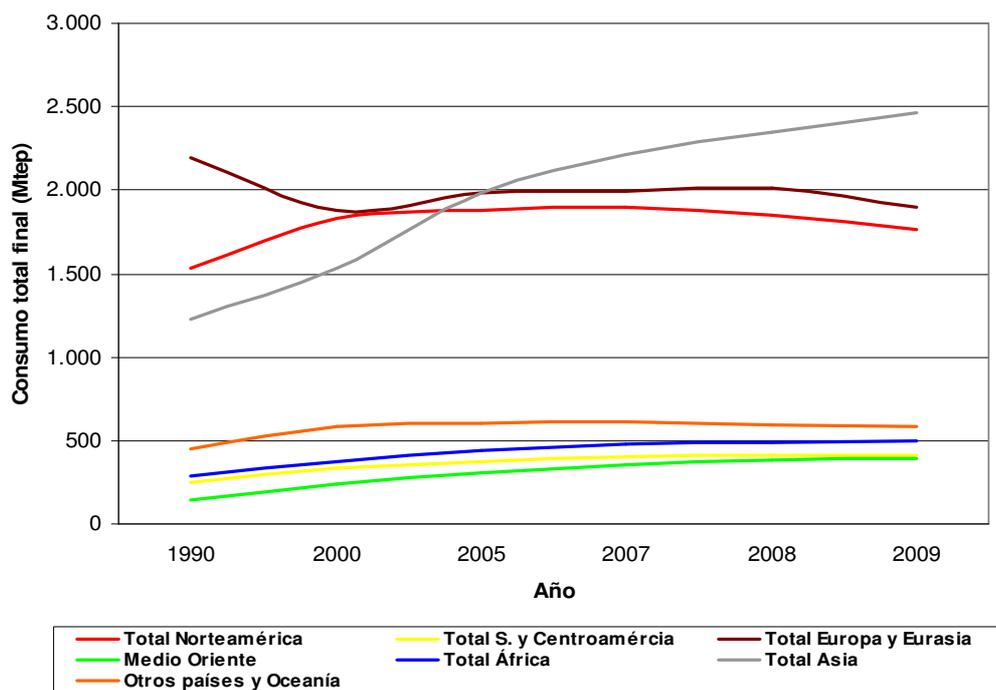


Figura 28 Evolución histórica del consumo final total. Fuente Estadística 22, gráfico de elaboración propia.

En último lugar, se han realizado dos gráficos circulares para 1990 y 2009, gracias a la información de la Estadística 22, a objeto de comparar el comportamiento regional durante los últimos 20 años. Entonces, en la Figura 29 se muestra como durante este periodo China, otros Asia³¹, África, Medio Oriente, Sur y Centroamérica, han aumentado sus porcentaje de participación dentro del mercado de Consumo total final en el mundo, resaltando el aumento chino de 10,6% en 1990, a 17,3% el 2009. De todas las demás regiones que disminuyeron, el mayor descenso tuvo lugar en la región de los países de Europa que no pertenecen a la OCDE, ya que en 1990 contaban con una participación del 17% del consumo final y el 2009 su participación disminuyó a 8,1%.

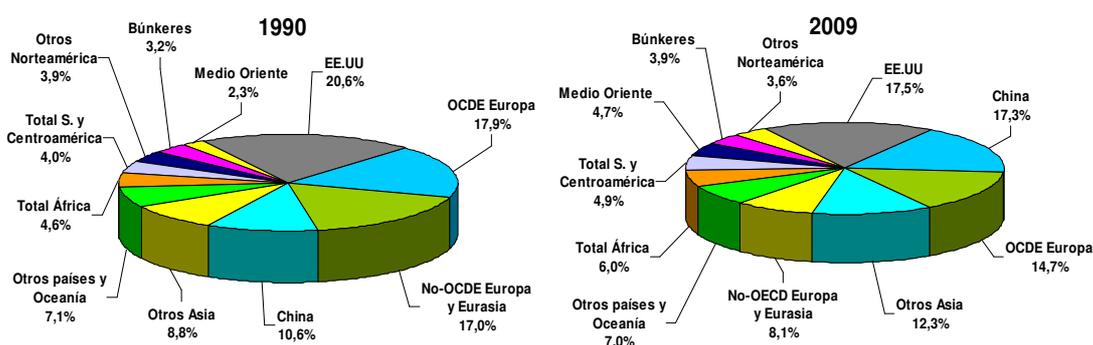


Figura 29 Porcentaje de regiones para 1990 y 2009 en el consumo total final. Fuente Estadística 22, gráfico de elaboración propia.

³¹ Es decir, Asia sin considerar China.

Segunda Parte

En la parte inicial, fue presentada la información de los principales productos energéticos, sin perder de vista sus diversas categorías y subcategorías, con el fin de identificar claramente las fuentes originarias y su rol en el consumo energético, a través de la utilización directa de productos primarios o bien de productos secundarios.

En esta segunda parte, se identificarán las características actuales del desarrollo tecnológico de la generación eléctrica, transporte de pasajeros y mercancías y la producción de calor y frío, cada una con sus particularidades desde el punto de vista de sus impactos ambientales, como también de la eficiencia en la producción de energía.

Capítulo 5. Estado del arte de las tecnologías

Para explicar el estado del arte de las tecnologías, incluyendo aquellas tecnologías emergentes, se subdividirán para su tratamiento específico en tres tipos distintos. En primer lugar estarán las tecnologías de “generación eléctrica”, en segundo el “transporte” y tercero las de generación de “calor y frío”.

5.1 Generación eléctrica

En esta primera clasificación tecnológica se tratarán las distintas fuentes de energía de acuerdo a su clasificación por incidencia económica, gracias a la cual se dividen los productos energéticos en *energías tradicionales* y *energías alternativas* [75].

5.1.1 Tecnología de las energías tradicionales

A continuación, se tratarán las tecnologías asociadas a la generación eléctrica gracias a la utilización de productos energéticos fósiles, la energía nuclear y la hidroelectricidad. Probablemente llame la atención la ausencia de tecnologías de generación eléctrica que utilicen como combustible a los productos derivados del petróleo. En tal sentido explicar que esta omisión se debe a dos motivos principales. La primera razón con una mirada histórica, corresponde a una visión durante los últimos 30 años, en la cual los combustibles utilizados para la producción de electricidad han ido cambiando sus porcentajes de participación. El petróleo durante este periodo disminuyó su participación en la generación de electricidad desde un 25% a un valor aproximado de tan solo 5%³² [1], siendo importante actualmente solo en unos pocos países [76], mientras en contrapartida, la producción eléctrica global durante estos últimos 30 años aumentó en un 250% [1].

El segundo motivo de esta omisión, mira más bien hacia el futuro y se fija en que las perspectivas de la AIE más “optimistas” sobre la utilización de combustibles fósiles para producir electricidad el año 2050, cifran que las diversas opciones de uso, sin que medie ningún tipo de políticas nuevas que desincentiven su consumo a nivel mundial, producirían que la electricidad generada a partir de carbón aumente ligeramente sobre sus niveles actuales de participación³³. Luego, se prevé que la electricidad generada gracias al gas se incrementaría un 23%, mientras que la generada a partir de productos de petróleo decaería hasta niveles aproximados a cero dentro de la generación eléctrica mundial [76].

³² El valor exacto con datos del 2010 de la AIE es un 5,11% (véase cuadro Estadística 2, Anexo 3.

³³ Se estima que para el 2050 un 44% de la electricidad mundial provendrá del carbón [76], considerando que actualmente la producción a partir del carbón y sus productos es de un 40,44% (véase cuadro Estadística 2, Anexo 3.

Por estos dos motivos mencionados, solo se consideran las principales tecnologías de gas y carbón como aquellas relevantes y emergentes, que debieran tender a mejorar sus rendimientos con el pasar del tiempo [76].

5.1.1.1 Combustión de carbón pulverizado

Este tipo de tecnología también conocido por sus siglas PCC³⁴, es capaz de producir electricidad utilizando carbón como combustible, siendo actualmente la tecnología predominante con más de un 97% de la generación eléctrica mundial basada en el carbón [76].

La operación en la mayoría de las plantas existentes, son a condiciones menores que la de fluido supercrítico³⁵ con eficiencias medias de un 34%, aunque en años recientes el mercado se ha ido actualizando y se han construido plantas capaces de operar a condiciones de fluido “supercrítico”³⁶ (SC) y “ultra-supercrítico” (USC), que han logrado aumentar sus rendimientos hasta un rango entre 42–47%, lo que reviste gran importancia considerando que por cada punto porcentual de mejora en la eficiencia, se lograría la reducción de aproximadamente un 3% de las emisiones de CO₂ [76].

Estos adelantos se deben a las mejoras alcanzadas en los materiales de las plantas que permiten trabajar a altas temperaturas, con altas presiones de vapor mayores a 221 at³⁷, que incluso pueden llegar a alcanzar temperaturas de operación mayores a 600°C³⁸. Se espera, que con mayores adelantos y la utilización de aleaciones basadas en níquel, se puedan obtener temperaturas de operación alrededor de los 700°C, con aumentos en la eficiencia hasta valores superiores a un 50%. Estas mejoras a su vez, han permitido el desarrollo de unidades comerciales con mayor potencia, que han alcanzado en la actualidad los 1.000 MW [76].

Para plantas de combustión de carbón supercríticas (con sus siglas en ingles SC-PCC) se han estimado factores de carga razonables de 80% [96].

5.1.1.2 Combustión de lecho fluidizado

Esta tecnología también denominada FBC³⁹ es una alternativa a la “combustión de carbón pulverizado” para generar electricidad, con rangos de potencia actuales entre 250 – 300 MW⁴⁰ [76] y eficiencias medias de 36% [7], que tiene la desventaja de ser una tecnología relativamente nueva, motivo por el cual no hay muchas unidades disponibles, lo que entrega poca experiencia a nivel industrial [7]. Una característica importante es que no solo puede utilizar carbón de baja calidad, sino que también otros combustibles como la biomasa y residuos en general [76], con los cuales tiene un proceso de combustión mas completa [7]. Existen en el mundo varias de estas plantas en operación, que posee dos variantes tecnológicas. La primera se denomina “combustión de lecho fluidizado burbujeante”, y la segunda “combustión de lecho fluidizado circulante”. Estas tecnologías pueden producir electricidad con una mejor desulfurización, que gracias a las menores temperaturas de operación, se producen menos emisiones de NO_x que las generadas por la “combustión de carbón pulverizado”. A futuro, los fabricantes esperan diseñar unidades que tenga una potencia entre 500-800 MW [76].

³⁴ Del ingles **P**ulverised **C**oal **C**ombustion

³⁵ También conocida como condiciones subcríticas de operación a 538°C y 165 at [7].

³⁶ Fluido supercrítico es todo fluido que se encuentra a condiciones de presión y temperatura mayores a su punto crítico [95].

³⁷ Presión crítica del agua [95].

³⁸ En este caso, se opera a las condiciones denominadas “ultra-supercríticas” [76].

³⁹ Siglas del ingles **F**luidised **B**ed **C**ombustion

⁴⁰ En el 2009 una planta de lecho fluidizado circulante comenzó su puesta en marcha en Polonia, con una capacidad instalada de 460 MW, con una eficiencia de diseño de 43% [76].

5.1.1.3 Gasificación integrada en ciclo combinado

Esta tecnología conocida también por sus siglas IGCC⁴¹, es una opción de generación eléctrica, mediante la utilización de gas combustible compuesto por CO e H₂, generados por combustión parcial del carbón en presencia de aire u oxígeno a presiones elevadas. Este gas combustible es enfriado y tratado para reducir su concentración de partículas y sus compuestos azufrados y nitrogenados hasta bajos niveles, antes de ser quemados en la cámara de combustión de una turbina de gas, produciéndose electricidad a través del ciclo combinado de una turbina de gas y vapor. Esta tecnología produce menos contaminantes que la “combustión de carbón pulverizado” y se cree que podrían llegar a obtener niveles de eficiencia igual de altos, que alcancen en un futuro próximo, potenciales de eficiencia sobre un 50%, pero que en la actualidad están entre un rango de 40-43%, con unidades cuya capacidad individual es de 250 -300 MW [76]. Además, según estimaciones del año 2011, su factor de carga fue de 74% con una estimación de 20 años de vida útil [59].

5.1.1.4 Cogeneración

Mediante el uso del calor y la electricidad, las plantas de cogeneración también conocidas por sus siglas CHP⁴², generalmente convierten entre el 75 – 80% de la energía del combustible consumido en energía útil, en donde algunas plantas modernas han alcanzado incluso eficiencias mayores a un 90%. Su aplicación se concibe en instalaciones ubicadas cerca de los usuarios finales, para que el calor generado a partir de la producción de electricidad, pueda ser ocupado para calefacción u otras aplicaciones a nivel industrial, disminuyendo de tal forma las pérdidas por transmisión y distribución de electricidad [76].

Actualmente, el combustible utilizado en estas plantas es predominantemente gas natural y carbón, no obstante esta tecnología puede utilizar cualquier tipo de combustible, lo que le da una mayor flexibilidad respecto a otras tecnologías a la hora de elegir entre las distintas opciones de combustible [76].

La capacidad de las plantas de cogeneración varían entre 1 kW y 500 MW, siendo interesante comentar que esta tecnología usualmente es dimensionada y construida para satisfacer las necesidades de calor de sus consumidores, vendiendo el exceso de electricidad a la red eléctrica [76].

5.1.1.5 Ciclo combinado de gas natural

La alternativa de generación eléctrica a partir de gas natural conocida también por sus siglas NGCC⁴³, ha sido la opción escogida por varias naciones en el mundo, que ven en la utilización de este combustible la oportunidad de producir electricidad con altas eficiencias, que gracias a la evolución de las turbinas de gas se han alcanzado valores de un 57%, proyectándose aumentar la eficiencia hasta un 63%, sumándose además bajos costos de capital requerido, cortos tiempos de construcción y menores emisiones de CO₂, ofreciendo de tal manera mayores ventajas que las tecnologías basadas en carbón, que pueden ser favorecidas o no, de acuerdo a la disponibilidad y los costos del carbón en comparación con los del gas [76]. Hacer notar que su factor de carga se estima en 72%, considerando una vida útil de 20 años [59], con capacidades comerciales que van desde 275 – 832 MW [100].

⁴¹ Del inglés **I**ntegrated **G**asification **C**ombined **C**ycle

⁴² Del inglés **C**ombined **H**eat and **P**ower

⁴³ Del inglés **N**atural **G**as **C**ombined **C**ycle

5.1.1.6 Energía nuclear

El desarrollo tecnológico de la energía nuclear comenzó con los primeros diseños entre 1950 y 1960 con capacidades menores a 50 MW_e. Actualmente las plantas nucleoelectricas tienen rangos de potencia entre valores de 100 MW_e hasta 1.500 MW_e⁴⁴. Los reactores pequeños (< 300 MW_e) y los medianos (300 – 700 MW_e) han sido desarrollados gracias a las ventajas de la economía de escala, para ser competitivos en tiempos de incertidumbre económica y de demanda eléctrica, con menores riesgos en su financiamiento. Estos reactores son un aporte concreto principalmente en ubicaciones aisladas y en redes eléctricas pequeñas con pocas interconexiones, especialmente en países desarrollados [12], que para el año 2010 obtuvieron a nivel mundial un factor de carga bastante alto de un 81%, en donde EE.UU.⁴⁵ logro un factor de carga de 91,5% [31].

Los diseños actuales reconocidos como de generación III o III+, cuentan con grandes desarrollos tecnológicos considerando los problemas encontrados en la construcción y operación de las plantas existentes⁴⁶, ofreciendo mejores niveles de eficiencia⁴⁷, confiabilidad y comportamiento de los sistemas de seguridad, procurando altos factores de capacidad para tiempos de vida de por lo menos 60 años [76]. Algunos de los diseños de este tipo, ofrecidos por los fabricantes a nivel mundial, y que se espera lideren la construcción de plantas nucleares⁴⁸ durante las próximas dos décadas, son los siguientes [12]:

- ABWR: Siglas en ingles que significan “Reactor avanzado de agua en ebullición” con capacidad entre 1.300 – 1.500 MW_e, desarrollado por General Electric, Toshiba e Hitachi.
- AP-1000: “Reactores avanzados de agua a presión”, que son un diseño avanzado de los PWR (Reactores de agua a presión), con una capacidad entre 1.000 – 1.200 MW_e diseñado por Westinghouse.
- ESBWR: “Reactor de agua en ebullición económico y simplificado”, es un diseño evolutivo del ABWR (Reactor avanzado de agua en ebullición) con una potencia estimada de 1.600 MW_e, diseñado por General Electric e Hitachi.
- EPR: “Reactor europeo de agua a presión” que es un diseño evolutivo del PWR (Reactores de agua a presión), con una potencia variable entre 1.600 y 1.700 MW_e, diseñado por Areva y Siemens.
- APWR: “Reactor avanzado de agua a presión” desarrollado por Mitsubishi con un diseño de planta de 1.530 MW_e.
- VVER-1200: Siglas en ruso que significan “Reactor de producción de energía refrigerado y moderado por agua”, que consiste en un PWR (Reactor de agua a presión) de diseño soviético más avanzado. Su potencia de diseño se estima entre 1.100 - 1.200 MW_e.

⁴⁴ El promedio para las plantas en operación es de 850 MW_e [12].

⁴⁵ País con la mayor potencia instalada de 106.291 MW_e [31].

⁴⁶ Los diseños de generación III o III+, también se conocen como “reactores evolutivos” ya que consideran mejoras sustanciales de los diseños ya probados [77].

⁴⁷ La eficiencia para la tecnología de generación nucleoelectrica en operación el año 2010 se estimo en una media de 36% [76]

⁴⁸ Algunos de estos diseños actualmente están en operación, otros en construcción y algunos a la fecha ni siquiera están en proyecto de construcción [12].

- ACR-1000: “Reactor CANDU⁴⁹ avanzado”, es el último desarrollo de un PHWR (Reactor de agua pesada a presión), diseñado por la empresa de Energía Atómica de Canadá Limitada con una potencia de 1.200 MW_e.
- APR-1400: “Reactor avanzado de agua a presión”, correspondiente a un diseño coreano avanzado del PWR (Reactor de agua a presión), desarrollado por la empresa Doosan Heavy Industries. Actualmente hay en construcción dos instalaciones con una potencia de 1.400 MW_e, con una vida útil prevista de 60 años.

De los reactores mencionados resaltar el VVER-1200, versión mejorada de un PWR actualmente en proceso de construcción en Rusia, que aumenta su vida útil de 30 a 50 años, con una mayor capacidad y eficiencia que aumenta de un 31,6% hasta un 36,6% [77].

Por último, se estima que la futura tecnología nuclear será del tipo de reactores re-evolutivos, también denominados de IV generación que plantean diseños y cambios radicales a partir de los diseños que dominan la industria nuclear actualmente, con características que aun no han sido probadas, cuya implementación y empleo comercial se espera para más allá del 2030, que incluirá a los MSR (Reactores de sales fundidas) y a los HTGR (Reactores de alta temperatura refrigerados por gas), entre otros [77].

5.1.1.7 Hidroelectricidad

Esta fuente de electricidad no térmica, tiene el mayor porcentaje de producción de electricidad a partir de fuentes naturales renovables con un 16,2% del total (ver cuadro Estadística 2, anexo 3) que tiene la ventaja de ser ajustable en forma rápida a los cambios repentinos de carga, desempeñando un rol importante en los sistemas eléctricos, gracias a la existencia de centrales de embalse para almacenar agua, capaces de dar cobertura a las cargas pico y a las pérdidas de aporte eléctrico de fuentes variables como la energía eólica [76].

El mantenimiento y operación de las centrales hidroeléctricas es barata, y una vez que los altos costos iniciales de construcción son amortizados, la electricidad se producirá a muy bajos costos. Esta tecnología no produce emisiones de CO₂, y solo en determinadas circunstancias se pueden producir emisiones de metano que deben ser monitoreadas.

Existen sistemas de generación con centrales hidroeléctricas pequeñas o grandes, cuya división se ubica entre los 10 – 50 MW dependiendo del país⁵⁰, en donde para el sistema pequeño los diseños más utilizados son los de centrales de pasada, que no alteran el curso de los ríos y que son una alternativa a los generadores diesel en áreas rurales.

Las centrales más grandes que interceptan la corriente del agua, reteniendo el cauce en embalses, son más controversiales y resistidos por la opinión pública ya que pueden alterar la disponibilidad del recurso hídrico aguas abajo, junto con una probable relocalización de comunidades que puedan verse afectadas por la inundación de terrenos con su consiguiente impacto sobre los ecosistemas [76].

Debido a la simplicidad del proceso de generación eléctrica, en ausencia de combustión, con una conversión directa de energía mecánica en electricidad, las centrales hidroeléctricas alcanzan altas eficiencias entre 85 – 95% [79], considerando un factor de carga de un 55% para el año 2009 con una vida útil de 20 años [59], con grandes

⁴⁹ CANDU viene del inglés Canadian-Deuterium-Uranium que es un diseño canadiense de “Reactores de agua pesada a presión” (PHWR) [78].

⁵⁰ También existen las denominadas microcentrales que no superan los 100kW. Fuente apuntes Prof. M. Villarrubia

proyectos que llegarán eventualmente a una capacidad de hasta 22.500 MW, como es el caso de la presa de las Tres Gargantas en China [12].

5.1.2 Tecnología de las energías alternativas

En los siguientes apartados se expondrán las opciones tecnológicas de producción energética de las “fuentes renovables y residuos”, con la sola excepción de la “hidroelectricidad” que se incluyó dentro de las tecnologías de energías tradicionales.

5.1.2.1 Bioenergía

Se debe entender como bioenergía a los recursos renovables que pueden ser utilizados para producir energía para uso final. Comprende a las materias primas clasificadas dentro de la subcategoría “biócombustibles y residuos”⁵¹, que pueden subdividirse de acuerdo a su tipo en sólidos, líquidos o gaseosos, o por su origen en sector forestal, agricultura y residuos municipales [2].

Las tecnologías típicas de conversión de la energía de los biócombustibles y residuos en electricidad, son la combustión, gasificación, digestión anaeróbica y la co-combustión⁵². Además, distintos tipos de biomasa sólida proveniente de los residuos agrícolas, forestales y municipales, son actualmente utilizados [12] en motores y turbinas de vapor, que pueden operar solo en modo electricidad, o bien mediante CHP. En instalaciones pequeñas con capacidad de 5 MW a 10 MW se obtienen eficiencias eléctricas aproximadas de un 25% [76]. El factor de carga⁵³ de producción de energía con la utilización de residuos sólidos municipales ha sido calculado en un 60% [12].

También existe la posibilidad de generación eléctrica a través de plantas grandes con potencias superiores a 50 MW, lográndose eficiencias eléctricas mayores a 30% en el modo CHP, que para el caso de su utilización exclusiva en el modo de generación eléctrica, puede llegar a eficiencias de 40% [76].

Otra opción tecnológica es la co-combustión, la cual se ha ido incrementado últimamente en razón de ofrecer beneficios en las emisiones de contaminantes atmosféricos, al reemplazar parte del carbón utilizado en plantas de combustión de combustibles fósiles, por *biomasa sólida* (residuos forestales y agrícolas), sin la necesidad de realizar modificaciones a la planta, con la única desventaja de la disminución en cantidades pequeñas de la eficiencia [76].

La utilización de residuos forestales y agrícolas para producir electricidad puede crear una competición de estas materias primas, gracias al rápido desarrollo de tecnologías de producción de biócombustibles de segunda generación para el transporte [76], que utilizan materias primas lignocelulósicas provenientes de estos residuos para producir etanol, entre otros productos más [2].

Con respecto a la utilización de gases existen dos opciones. La primera es que el gas, producto de la gasificación (al igual que el carbón) de la biomasa proveniente de residuos agrícolas y la industria papelera, se utilice en motores y turbinas de gas o vapor, tanto para producir electricidad, como para producir calor o vapor. La segunda es que el biogás⁵⁴ producido por la digestión anaeróbica de los residuos orgánicos, sea a su vez utilizada para producir electricidad [76].

⁵¹ El detalle de los productos energéticos que componen esta subcategoría se puede observar en la Tabla 1 (pág. 13).

⁵² En la “co-combustión” una parte del combustible es reemplazado por biomasa o biócombustibles capaces de sustituir una fracción de combustible fósil en hornos o calderas [80].

⁵³ Según cifras del año 2008 en Tailandia [12].

⁵⁴ Principalmente metano [76].

5.1.2.2 Geotérmica

La utilización de los recursos geotérmicos para generar electricidad, necesitan principalmente fluidos a altas temperaturas, que una vez que se ha considerado factible su extracción, implican una fuente segura y confiable como carga base de producción, debido a que la energía geotérmica es independiente de las estaciones del año y de los efectos del clima o el cambio climático [76], de hecho se ha estimado que en los países que utilizan esta tecnología para producir electricidad, el factor de carga ronda el valor de un 90% con una estimación de una vida útil de 20 años [59], con eficiencias de conversión del calor del fluido geotérmico a electricidad variables, ya que dependen del rango de temperaturas de las aguas en el reservorio, razón por la cual para temperaturas de 100°C las eficiencias son un poco menores a 5%, y en cambio para fluidos a más de 300 °C, las eficiencias de conversión son mayores a un 25% [74].

Existen tres tecnologías distintas de producir electricidad, gracias a la utilización de “plantas de vapor”, “centrales de ciclo binario” o bien lo que se denomina “sistemas geotérmicos mejorados”. El primer método con plantas de vapor, consiste en separar el vapor del fluido geotérmico para conducirlo hasta una turbina para generar electricidad. El segundo, a través de centrales binarias, utiliza un fluido geotérmico a bajas temperaturas (< 180°C) que es capaz de calentar mediante un intercambiador de calor, un fluido secundario⁵⁵ para producir un gas, el que posteriormente genera electricidad gracias a los generadores de una turbina [76].

El tercer método denominado “sistemas geotérmicos mejorados”, utiliza los recursos geotérmicos, gracias a la inyección de agua desde la superficie hasta la profundidad de los pozos, en donde se haya la roca caliente, con la intención de extraer el agua calentada, llevándola a la superficie a través de otros pozos de extracción, que luego envían dicho fluido a centrales binarias de producción eléctrica, todo ello en un ciclo cerrado. De esta manera tan solo con temperaturas de 73°C, teóricamente sería posible generar electricidad en cualquier lugar donde sea posible mejorar un sistema geotérmico de igual forma [76].

Este último método, tiene inconvenientes que necesitan ser resueltos antes de su aplicación en mayor escala, que se relacionan con problemas en la inducción de sismicidad en las zonas explotadas, subsidencia de la tierra e inconvenientes con el uso del agua subterránea [76].

Se estima que la producción eléctrica de pozos de alta temperatura (> 180°C), puede llegar a producir por pozo entre 5 – 10 MW_e, y en algunas raras ocasiones se puede llegar incluso a una potencia individual de 15 MW_e, y para recursos a bajas temperaturas (< 180°C) utilizando centrales binarias, son comunes potencias individuales por pozo entre 1 – 5 MW_e, reportándose algunos casos con una producción de hasta 30 MW_e [12].

5.1.2.3 Energía eólica

Luego de la importante participación en la generación eléctrica por parte de la hidroelectricidad, la energía eólica con solo un 1,4% del total (ver cuadro Estadística 2, anexo 3) ocupa el segundo lugar en relevancia de las fuentes renovables, en donde la energía eólica onshore es la principal, ya que actualmente solo una pequeña parte de los parques eólicos instalados son offshore [70]. La tecnología que se utiliza es una energía probada que ha llegado a diseños con una capacidad nominal de hasta 7 MW, capaces de producir electricidad captando la energía del viento mediante un rotor horizontal instalado sobre una torre a barlovento, con palas que pueden ser ajustadas para controlar

⁵⁵ Dependiendo de la temperatura del fluido primario, el fluido secundario puede ser un hidrocarburo con bajo punto de ebullición [12].

la velocidad de rotación del eje, que se encuentra unido mediante una caja variadora de velocidad (gearbox) a un generador ubicado en la góndola, instalada en la parte superior de la torre de sustentación. Este tipo de instalaciones pueden ser utilizadas tanto en tierra (onshore) como en el mar (offshore), con el cuidado de que a las instalaciones offshore se le deben aplicar mayores medidas de protección ante la corrosión [76].

La producción de electricidad eólica depende de las velocidades del viento, que pueden variar entre 15 – 90 km/h, razón por la cual en algunas ocasiones habrá una mayor o menor generación eléctrica, ya que cuando los aerogeneradores logran funcionar y producir electricidad, se debe considerar que no están todo el tiempo produciendo electricidad de acuerdo a su capacidad total instalada⁵⁶. Lo anterior, influye directamente en la gestión de los sistemas eléctricos, siendo necesarios sistemas de control para rápidos despachos de generación eléctrica, dando respuestas acertadas al aumento o disminución de la demanda, con sistemas de interconexión y/o almacenamiento, que hacen aconsejable la inclusión de tecnologías de redes inteligentes para el apoyo en la variabilidad de la energía eólica, que fomenten (y permitan), la participación de la energía eólica en mayores porcentajes de la matriz energética [76].

Con respecto a la eficiencia de las turbinas eólicas, decir que esta tecnología esta limitada por el factor de Betz, que establece un limite teórico, según el cual ningún generador puede extraer mas potencia del viento que la establecida por el factor de Betz igual a $16/27$, equivalente a decir que “la potencia máxima que teóricamente puede ser aprovechada de un flujo de viento es tan solo de un 59,3%” [63]. Este limite teórico actualmente no es alcanzado por ninguna turbina eólica, pero se considera que un buen diseño puede alcanzar una eficiencia aproximada de un 41%, teniendo en cuenta que usualmente tiene valores entre el rango de 24-36% [101].

5.1.2.4 Energía solar fotovoltaica

Las células fotovoltaicas son dispositivos capaces de transformar la energía solar directamente en electricidad. Estas células se pueden conectar entre si para formar módulos fotovoltaicos, con una capacidad que puede alcanzar los varios cientos de watts, pero que por razones climáticas y de la rotación del sol, hacen que esta tecnología alcance un factor de carga de 21%⁵⁷ [59]. Para producir electricidad se combinan varios módulos para formar los denominados sistemas fotovoltaicos que pueden proveer desde unos pocos watts de potencia hasta varios megawatts⁵⁸, que pueden ser utilizados a nivel residencial, comercial o bien ser utilizados fuera de la red eléctrica, como por ejemplo la electrificación de sectores aislados. Otras aplicaciones menores también utilizan la energía solar fotovoltaica en dispositivos electrónicos [76].

La investigación, desarrollo y posterior producción de nuevas tecnologías fotovoltaicas han generado la clasificación en tres categorías diferentes que conviven actualmente, denominadas primera, segunda y tercera generación, que no solo clasifican los distintos tipos de células solares sino que también nos indican progresos tecnológicos obtenidos desde los inicios de la investigación hasta la actualidad.

La primera generación incluye a la tecnología de silicio cristalino representada por las siglas c-Si. Su principal característica es que las células son producidas a partir de obleas (cortes o rebanadas) delgadas cortadas de bloques de c-Si, que de acuerdo a la manera en que son fabricadas, se dividen en tres tipos principales de células cristalinas

⁵⁶ De hecho, para el año 2011 se estimo con datos de la AIE que el factor de carga de la energía eólica onshore fue de 38%, y para la eólica offshore un 40%, con una vida útil de las instalaciones 20 años [59].

⁵⁷ Considerando una vida útil de 20 años [59].

⁵⁸ Actualmente la central solar mas grande del mundo se ubica en Alemania con una potencia de 12MW [102].

conocidas como: monocristalino (mc-Si); policristalino o multicristalino (pc-Si) y finalmente la denominada célula solar de cinta/lamina (ribbon/sheet c-Si) [81].

Luego, la segunda generación esta compuesta por la tecnología de capa delgada que en la actualidad dispone de cuatro tipos de módulos disponibles en el mercado, los que ordenados de mayor a menor eficiencia comercial son los siguientes: módulos de cobre, indio, galio, selenio/azufre (CIGS) y de cobre, indio, selenio/azufre (CIS); Teluro de Cadmio (CdTe); capa delgada de silicio con multiunión (a-Si/ μ c-Si) y por último los módulos de silicio amorfo (a-Si). Es importante comentar que el CdTe es un material semiconductor que tiene problemas de toxicidad que puede llegar a liberarse a la atmósfera, pero que tiene bajos costos de producción y buenas propiedades eléctricas [81].

La tercera generación incluye a los concentradores fotovoltaicos (CPV) y las células solares fotovoltaicas orgánicas. Estas últimas, se dividen en células fotovoltaicas completamente orgánicas (OPV) y las células solares sensibilizadas por colorantes (DSSC) [81], cuyo desarrollo comercial se estima para el año 2020 [82].

En la comercialización de la tecnología fotovoltaica, predominan principalmente las células basadas en obleas de silicio (mono y policristalino), que tienen una participación en el mercado solar fotovoltaico, estimado el año 2010 de un 85%, con módulos comerciales de eficiencias⁵⁹ entre 12 – 20% [83], con un nivel de costos calificado como en un rango medio. A esta tecnología le siguen las células de capa delgada, que tienen actualmente un nivel de costos bajo, pero con eficiencias bajas [76].

5.1.2.5 Energía solar térmica

La captación de la energía solar térmica utilizando espejos o lentes, para la producción de trabajo mecánico, con el fin de utilizarlo en la generación de electricidad [85], se realiza gracias a una tecnología denominada “Electricidad Solar por Concentración” (con sus siglas CSP en ingles). Las plantas de este tipo se componen de un campo de colectores solares de grandes dimensiones que reciben y envían la luz concentrada hacia un punto de menor área, en donde la luz concentrada transmite su calor a un fluido, que se dirige hacia una turbina para generar electricidad. En algunas plantas se utilizan además sistemas de almacenamiento de calor.

Estos sistemas requieren cielos muy limpios y luz solar intensa ya que solo la radiación solar directa puede ser transformada en energía útil, razón por la cual todas poseen sistemas de seguimiento del sol de uno o dos ejes [76].

Las principales tecnologías se basan en cuatro formas distintas de concentración de la luz. La primera de ellas es la mas madura de todas las tecnologías, y utiliza “reflectores cilindro parabólicos”, que concentran la luz solar en un largo tubo colector de calor, por el que circulan aceites sintéticos (que alcanzan temperaturas de hasta 390 °C) como fluido a través del cual, gracias a la utilización de intercambiadores, se genera vapor sobrecalentado que es enviado a una turbina de vapor para generar electricidad [85]. Tiene la desventaja de que como sistema de respaldo deben utilizar combustible [76], como una manera de producir electricidad durante la noche, en razón de hacer uso de la inversión de capital realizada en las turbinas de vapor [85]. Además, pruebas de campo de esta tecnología han demostrado una eficiencia de conversión de la radiación solar en electricidad entre un 10-15%, esperándose a mediano plazo alcanzar un 18%, con un potencia de 10-200 MW⁶⁰. Los factores de carga demostrados para esta tecnología son

⁵⁹ A nivel de investigación, la mejor eficiencia obtenida actualmente por un modulo terrestre compuesto por células de silicio cristalino ha alcanzado un $22,9 \pm 0,6$ % [84].

⁶⁰ Todos los MW de potencia mencionada, corresponden a MW eléctricos [91].

de 24%, proyectándose que las mejoras en el futuro ayuden a obtener factores entre 25-70% [91].

La segunda tecnología utiliza “reflectores tipo Fresnel” que siguen la trayectoria del sol en un solo eje. Concentran la energía del sol utilizando espejos que dirigen la luz a un receptor fijo ubicado sobre los reflectores, en donde se produce vapor saturado para utilizar en la generación eléctrica [76]. Estos reflectores tienen una eficiencia de conversión de la energía solar en electricidad “proyectada” entre 9-11%, con una capacidad de generación eléctrica entre 10-200 MW, con factores de carga también “proyectados” entre 25-70% [91].

La tercera tecnología consiste en la utilización de una “torre central” con helióstatos que dirigen la luz a un punto central en lo alto, a través del cual se puede producir vapor saturado o sobrecalentado, existiendo la posibilidad de que el fluido transmisor que circula por la torre sea de sales fundidas o aire. En caso de que el fluido se componga de sales fundidas, es posible utilizarlas como una opción de almacenamiento de calor, que en circunstancias de falta de calor (o por la noche), son capaces de ceder calor para continuar produciendo electricidad [76], que se espera en algún momento permita que este tipo de tecnología, logre producir potencialmente electricidad durante las 24 horas del día [85]. Los rendimientos de esta tecnología mediante pruebas de campo han demostrado eficiencias de conversión de energía solar a eléctrica entre 8-10%, en donde las plantas de este tipo tienen potenciales de generación de 10-150 MW, con factores de carga “proyectados” entre 25-70% [91].

La última tecnología que utiliza la energía solar térmica para producir electricidad, utiliza un sistema de “discos parabólicos”, en donde a diferencia de las tres tecnologías anteriores, que conducían el calor solar desde un colector hasta un motor separado, aquí se ha probado que la luz solar concentrada sobre un punto focal receptor, lleve acoplado un motor Stirling en el mismo disco [85], siendo capaz de producir electricidad a través de un generador eléctrico [76], con eficiencias de conversión de energía solar a eléctrica demostradas de 16-18%, esperándose a corto plazo la obtención de eficiencias aproximadas a un 20%. Además, los rangos de generación eléctrica⁶¹ de estas plantas se establecen entre 0,01-0,4 MW, con un factor de carga proyectado de un 25% [91].

5.1.2.6 Energía mareomotriz

Ya se comentó en la primera parte de este proyecto, que la energía de las mareas dispone de dos sistemas distintos de producción de electricidad gracias a los “diques de mareas” o bien gracias a las “turbinas de corrientes de mareas”.

Los “diques de mareas” construidos en bahías o estuarios con diferencias en el nivel del mar mayor a 5 metros, aprovechan la energía potencial de las mareas y utilizan los mismos principios de generación eléctrica que la “hidroelectricidad”⁶², con la diferencia de que en este caso las corrientes de las mareas van en ambas direcciones, dependiendo del ascenso o descenso de las aguas marinas, que permiten la utilización de turbinas uni o bidireccionales. Se considera que esta tecnología es madura y confiable, disponiendo de varios lugares para su emplazamiento, no obstante en el mundo existen solo cuatro instalaciones operativas, ya que su construcción tiene costos de capital bastante altos, que hacen que esta tecnología dependa de los costos de generación eléctrica de otras fuentes, para llegar en algún momento a ser factible económicamente. De las cuatro plantas en operación la menor tiene una capacidad de generación de 400 kW, y la mas

⁶¹ Mencionar que las unidades Stirling de “discos parabólicos” tienen un rango de capacidad de 3-25 kW [99].

⁶² Lo mas seguro es que las eficiencias sean similares con la hidroelectricidad, debido a la utilización de turbinas para producir electricidad [N. del Autor]

grande ubicada en La Rance, Francia tiene capacidad de 240 MW con un factor de carga de 23% [56].

El segundo sistema de generación denominado “turbinas de corrientes de mareas” utilizan la energía cinética del agua en movimiento, para producir electricidad, utilizando una tecnología similar a la de la energía eólica, con claras diferencias en las condiciones de operación, ya que el agua es 832 veces mas densa que el aire, por lo que las velocidades del flujo de agua serán mucho más pequeñas. Estas turbinas deben ser capaces de producir electricidad durante el descenso y el aumento del nivel del mar, con estructuras capaces de resistir las fuerzas de las corrientes marinas cuando no se produce electricidad. Existen dos tipos de turbinas de corrientes de mareas a emplear que utilizan palas montadas sobre ejes, conectados a una caja variadora de velocidad (gearbox) y a un generador eléctrico, que se diferencian entre si con respecto a su eje, siendo las “turbinas de eje horizontal”, aquellas en que las palas rotan sobre un eje horizontal paralelo a la dirección del flujo de agua. Por otro lado, las “turbinas de eje vertical”, poseen palas que rotan sobre un eje vertical, que es perpendicular al flujo del agua. Esta tecnología aún necesita desarrollarse y solo existe a nivel de prototipos, razón por la cual para su implementación se necesita aun de un vasto desarrollo tecnológico tanto para su instalación, mantenimiento, transmisión eléctrica e impactos ambientales. Algunas de las turbinas más promisorias tienen capacidades de generación eléctrica entre 150 kW y 2,4 MW [56] con estimaciones de factores de carga entre 35-40% [97].

5.1.2.7 Energía undimotriz

La energía proveniente de las olas de los océanos, si bien aún esta en sus etapas iniciales de desarrollo [76] ya cuenta con algunos dispositivos comerciales, siendo considerada como una promisoriosa fuente de recursos energéticos, debido a la gran amplitud de su potencial en el mundo, junto con una disponibilidad del recurso estimada para un 90% del tiempo [50], con factores de carga calculados en algunas instalaciones de 25-49% [97]⁶³, en comparación con factores de carga eólicos entre 38–40%⁶⁴ [59]. La primera planta comercial en el mundo tenía una capacidad de generación de 0,5 MW, existiendo proyectos que estiman capacidades de 700 MW a través de la instalación de 900 dispositivos [50].

Existen más de 1.000 patentes propuestas para diferentes tecnologías de energía undimotriz [50], algunas de las cuales logran capturar energía de las olas, a través de la intercepción de las mismas, con una estructura que reacciona adecuadamente a las fuerzas recibidas de parte de las olas [85].

El principio básico de esta tecnología consiste en convertir la energía de las olas en energía mecánica útil, que pueda ser utilizada para generar electricidad a través de una estructura estable con partes activas móviles. Existen distintas tecnologías de conversores de la energía undimotriz que se pueden clasificar en tres tipos diferentes de acuerdo su ubicación, distinguiéndose primariamente como “fijas” al fondo marino en aguas poco profundas; “flotantes” en aguas profundas; o bien sistemas flotantes “amarrados” al fondo del mar ubicados en aguas de profundidad intermedia. Además, se clasifican en términos de su geometría y orientación como “terminadores” con su eje principal paralelo a la parte frontal de las olas; “atenuadores” con su eje principal perpendicular a la parte frontal de las olas incidentes; y por último existen los denominados “absorbedores puntuales” que aprovechan la energía de las olas a través por ejemplo de tubos cilíndricos delgados instalados sobre el mar en posición horizontal.

⁶³ Las olas variaran de acuerdo a cambios climáticos [85].

⁶⁴ Para instalaciones onshore y offshore respectivamente [59].

Algunos dispositivos flotantes probados han obtenido eficiencia en la producción eléctrica de un 15% [85].

5.1.2.8 Energía maremotérmica

Las tecnologías de este tipo están en pleno desarrollo, razón por la cual solo se han construido algunos prototipos y plantas de prueba, capaces de aprovechar la energía térmica de los océanos gracias a los gradientes de temperatura de la superficie del mar (entre 20 – 25°C), y las aguas profundas (entre 4 – 5°C) [76]. Esta tecnología se puede clasificar en dos formas diferentes de acuerdo al sistema utilizado para convertir y aprovechar los gradientes térmicos. El primer tipo de tecnología se denomina de “sistema cerrado” que implica el calentamiento de un fluido con bajo punto de ebullición, como el amoníaco o el propano, gracias al calor proveniente de las aguas más cálidas de la superficie del mar, produciéndose un fluido en estado gaseoso que es aprovechado por una turbina de generación eléctrica. El agua fría de las profundidades del océano se utiliza para condensar el vapor, que después será nuevamente calentado en un ciclo continuo [52].

El segundo tipo de tecnología que capta y convierte la energía térmica de los océanos, se conoce como de “sistema abierto”. En este sistema, en vez de fluidos de trabajo de bajo punto de ebullición se utiliza agua cálida de la superficie del océano, la cual es bombeada hacia una cámara de vacío, en donde el agua se evapora e impulsa una turbina de vapor que genera electricidad. El agua fría de las profundidades, es utilizada para condensar el vapor, liberándose agua fresca desalinizada como un subproducto [52]. Durante el desarrollo histórico de esta tecnología ha habido centrales maremotérmicas piloto con una capacidad desde unos pocos kW, hasta centrales aún no comerciales que gracias a los avances técnicos alcanzarían capacidades de generación eléctrica de 5 MW [54], incluyéndose ambiciosos proyectos que pretenden alcanzar una capacidad de generación eléctrica de 100 MW [50].

Esta tecnología tiene la gran ventaja de ser muy estable para producir electricidad, con condiciones más favorables durante los meses de verano en latitudes cálidas, donde la demanda de electricidad para aire acondicionado es mayor [54], con factores de carga proyectados de 85-95% y eficiencias de conversión de la energía térmica⁶⁵ en energía eléctrica, estimadas entre 2,5 – 3%. Este rango de eficiencias, es bastante pequeño en comparación con motores térmicos que operan a altas presiones y temperaturas, lo cual genera el desafío de producir mayor investigación y desarrollo en sistemas que intenten conseguir plantas maremotérmicas a costos razonables que logren competir con otros métodos de producción eléctrica [98].

5.1.3 Impactos asociados a las tecnologías

Durante toda la vida útil de un sistema de producción de electricidad se generan diversos impactos ambientales que son investigados por las “evaluaciones del ciclo de vida” conocidas también por sus siglas en inglés LCA⁶⁶. Estas evaluaciones como su nombre lo explicita evalúan los impactos durante todo el “ciclo de vida”, es decir, desde la exploración y suministro de materias primas o combustibles, hasta la producción y operación del sistema o producto investigado, incluyéndose también su disposición y/o reciclaje [86]. Los LCA tienen una metodología a seguir definida por varias normas ISO, para cada una de las cuatro fases previstas. La primera fase es la “definición de los alcances y objetivos”⁶⁷, la segunda “análisis de inventario”⁶⁸, la tercera “evaluación de

⁶⁵ Energía térmica almacenada en las aguas superficiales cálidas de los océanos [98].

⁶⁶ Life Cycle Assessment.

⁶⁷ Norma ISO 14041

impactos”⁶⁹ y la última es la “interpretación”⁷⁰ en donde los resultados son evaluados y comparados con los objetivos planteados [87].

En razón de lo anterior, existen LCA que ponen más énfasis en una cosa que en otra, como por ejemplo tienen mayor interés en medir solo los impactos ambientales sobre los recursos naturales, que sobre los aspectos de consumo de energía [87]. Existen además algunos LCA con enfoques o categorías de impactos que examinan los efectos adversos sobre aspectos medioambientales globales que deben ser protegidos, tales como la disminución de la capa de ozono y el uso de la tierra [87].

En fin esta disparidad de objetivos y alcances hacen que la información de las distintas tecnologías pueda variar de acuerdo a los objetivos establecidos inicialmente, encontrándose información dispersa, que debería además ser susceptible de considerar los últimos avances científicos, junto con las mejoras en el estado del arte de la tecnología [88], ya que estos dos aspectos pueden influir en los resultados obtenidos, razón por la cual no da lo mismo un estudio de LCA de 10 años atrás que otro más reciente.

Ahora bien, para intentar presentar información útil sobre los impactos de la generación eléctrica de las distintas tecnologías, se considerará como base la información entregada por la AIE en su informe sobre las “perspectivas tecnológicas del año 2010” [76].

Por lo tanto se presenta información relacionada con cada tipo de tecnología, haciendo comparaciones entre distintas alternativas de acuerdo a los impactos asociados al ciclo de vida durante los procesos de extracción del combustible, procesamiento, transporte y generación eléctrica, con información cuantitativa y cualitativa del impacto sobre el suelo, aire y la tierra.

Todo lo anterior, se complementará con la información de las emisiones de CO₂ durante el ciclo de vida, considerando que la producción eléctrica utiliza un 32% de los combustibles fósiles disponibles a nivel mundial, además de ser la responsable de la emisión del 41% del total de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía [76].

A continuación se expone la información de la AIE mencionada, con los aportes de LCA realizados por otras fuentes.

5.1.3.1 Tecnología a carbón.

5.1.3.1.1 Combustión de carbón

No obstante los avances realizados en la combustión del carbón como producto sólido (ej. combustión de carbón pulverizado), aún no se ha podido evitar que estas tecnologías sean una fuente de producción de contaminantes para los recursos naturales renovables como el agua, el aire y la tierra. De hecho las centrales a carbón son las responsables del incremento de emisiones de CO₂, generando el 73% de las emisiones totales de CO₂ del sector eléctrico [76]

Ya desde el comienzo de la producción minera de carbón, grandes cantidades de agua son utilizadas en el proceso de extracción y/o en el transporte por tuberías como lechada. La extracción minera y lugares de depósitos de residuos ocupan grandes extensiones de terreno, mucho mayores que la que requiere la instalación de una central eléctrica. La minería es el principal foco de daño de ecosistemas debido a que cuando se realiza de forma superficial, es necesario extraer toda la cubierta vegetal del suelo, dejando terrenos áridos que deben considerar medidas de restauración para dejar los suelos con una calidad lo más parecida posible a la que tenían en un inicio [76].

⁶⁸ Norma ISO 14041

⁶⁹ Norma ISO 14042

⁷⁰ Norma ISO 14043

A su vez, durante la combustión varios contaminantes con efectos sobre la salud de las personas y el medio ambiente son producidos, como por ejemplo el SO₂ y NO_x, causantes de variados problemas respiratorios a las personas, junto con ser promotores de la lluvia ácida que daña construcciones, bosques y lagos. Además, los compuestos de nitrógeno pueden producir eutrofización en cuerpos de agua. Otro compuesto presente en los contaminantes atmosféricos de la combustión de carbón es el CO₂, en donde las tecnologías en base a carbón llevan la delantera, estimándose que inclusive las tecnologías emergentes con mejores rendimientos tales como las USC-PCC⁷¹ emitirían 0,777 (t CO₂/MWh) [76], que por lo menos son una mejora en comparación con las tecnologías convencionales de combustión de carbón que emiten en promedio 0,95 t/MWh [77].

Otro contaminante generado por la combustión del carbón es el llamado “material particulado” (MP) que es capaz de provocar serios problemas respiratorios e inclusive inducir a muertes prematuras en personas con problemas cardiacos o respiratorios. Los efectos adversos del MP también se producen cuando se deposita en suelo y cuerpos de agua, modificando el balance de nutrientes de estos dos recursos [76].

A nivel de los procesos de operación, las tecnologías de combustión de carbón para producir electricidad necesitan sistemas de refrigeración que consumen ingentes cantidades de agua⁷², en donde porcentajes muy pequeños (aprox. 2%) son consumidos. El resto del agua es devuelta a su fuente natural, siempre y cuando no se haya perdido por evaporación a la atmósfera, debiendo tener sumo cuidado en disponerla a temperaturas que no produzcan ningún efecto en los ecosistemas circundantes [76].

Existen alternativas tecnológicas a sistemas de refrigeración que incluyen ciclos cerrados, que en resumen terminan consumiendo mas agua debido a la evaporación durante el proceso, o bien sistemas de refrigeración en seco (con aire) que aun no han sido implementados masivamente y que pueden producir un aumento en los costos de operación [76].

Otros contaminantes que se producen en grandes cantidades son las escorias y cenizas, que si bien tienen algunas aplicaciones industriales⁷³, su consumo aún no abarca el 100% de lo producido, razón por la cual deben almacenarse en contenedores especialmente habilitados para recibir los compuestos tóxicos como arsénico y mercurio presentes en los residuos carbonosos [76].

Existe la opción de que este tipo de tecnologías en un futuro próximo puedan integrar sistemas de CCS⁷⁴, que aunque son un aporte en la disminución de emisiones de CO₂⁷⁵, no serian capaces de disminuir los impactos sobre el suelo, el agua y el aire durante los procesos de operación de una central y la extracción, procesamiento y transporte del carbón. A su vez decir, que en el proceso de captura, compresión y transporte de CO₂ hacia su lugar de almacenamiento, es necesario consumir una mayor cantidad de energía, lo cual provoca una perdida de eficiencia, con disminuciones entre un 6 – 12% [76].

⁷¹ Combustión de carbón pulverizado a condiciones ultra-supercríticas de operación.

⁷² Según datos del Departamento de Energía de EE.UU. el año 2006, una planta convencional de combustión a carbón de 600 MW con refrigeración en circuito abierto, necesita utilizar para refrigeración más de 48 millones de litros por hora [76].

⁷³ Cenizas como aditivos para el concreto [76].

⁷⁴ Captura y almacenamiento de carbono (ver glosario en el Anexo 1)

⁷⁵ Se estima que para la tecnología emergente de producción eléctrica USC-PCC, las emisiones de CO₂ bajarían de 0,777 a 0,142 (t/MWh) y en algunos casos se espera que llegue a capturar el 90% de las emisiones [76].

5.1.3.1.2 Combustión de gas de síntesis

Otra alternativa utilizada y considerada como una de las maneras más limpias de generar electricidad en base a carbón, se conoce como IGCC⁷⁶, que se basa en la conversión del carbón en gas de síntesis (CO y H₂), cuya utilización tiene ventajas considerables respecto a la magnitud de los impactos ambientales y de emisiones de CO₂, en comparación con la tecnología de combustión de carbón propiamente tal. De hecho las impurezas de azufre y nitrógeno en el gas producido a partir del carbón, logran ser reducidas entre un 95-99% mediante procesos químicos conocidos y probados, que luego pueden ser vendidos y utilizados como productos químicos y fertilizantes [7].

El MP se reduce debido al proceso de gasificación que trabaja a altas presiones permitiendo un buen control de dichas emisiones, y de otros compuestos volátiles peligrosos. Las emisiones de CO₂ son menores con esta tecnología en comparación con la combustión a carbón, ya que solo se emiten 0,708 (t CO₂/MWh) versus las 0,777 (t CO₂/MWh) emitidas por USC-PCC [76].

Los consumos de agua para refrigeración son aproximadamente un tercio del consumo de agua de otras tecnologías como la combustión de carbón pulverizado, y el agua necesaria para el proceso de gasificación tampoco es considerable. Con respecto al agua usada en la extracción del carbón, las grandes cantidades de agua utilizada se mantendrán en forma similar a la tecnología de combustión de carbón, ya que los volúmenes de carbón requeridos por ambas tecnologías, son similares, lo que implicaría que la superficie de tierra utilizada para la extracción, depósito de residuos e instalaciones será igualmente grande [76].

Lo mismo sucede con la producción de cenizas y escorias de este proceso debiendo tener especial cuidado en el almacenamiento de las escorias con compuestos químicos tóxicos [76].

5.1.3.2 Tecnología a gas

Si se compara una tecnología emergente que utiliza gas natural como la NGCC⁷⁷ con una tecnología de combustión de carbón como la USC-PCC⁷⁸, se observa que la tecnología NGCC emite a lo mucho, un 25% de los compuestos químicos producidos por el carbón, tales como SO₂⁷⁹, NO_x, MP, incluidas las emisiones por extracción y transporte de combustibles. Se estima que este tipo de tecnología, produce en promedio la mitad de CO₂ por unidad de electricidad producida⁸⁰, que a nivel global hacen que las centrales de gas sean responsables de un 18% de las emisiones de CO₂ a nivel mundial, pero que a nivel de producción eléctrica implican la emisión de aproximadamente un 25% de las emisiones de las centrales a carbón, considerando que la producción eléctrica con gas natural es la mitad que la producida con carbón [76]. Resaltando que las emisiones de plantas de combustión de gas convencionales emiten en promedio 0,45 t CO₂/MWh [77].

Además esta tecnología, posee la ventaja de que el único residuo generado por las centrales térmicas a gas natural es una pequeña cantidad de catalizadores utilizados para el control de emisiones de NO_x. La extracción y utilización de gas natural para la producción eléctrica no genera grandes cantidades de residuos que hagan necesario disponer de instalaciones de almacenamiento de residuos sólidos o líquidos, con lo que

⁷⁶ Gasificación integrada en ciclo combinado.

⁷⁷ Ciclo combinado de gas natural.

⁷⁸ Ídem 51.

⁷⁹ Considerando la utilización de gas natural con bajo contenido de azufre [76].

⁸⁰ Las emisiones de CO₂ de NGCC se consideran de 0,403 (t/MWh) [76].

se evita la utilización de grandes extensiones de terreno tanto para las labores de perforación, como para las instalaciones. Se estima que la superficie de terreno ocupada por la central de gas, incluyendo los gasoductos y las instalaciones de extracción, utilizan una superficie que es aproximadamente la mitad de la utilizada por una central de combustión de carbón pulverizado a condiciones ultra-supercríticas [76].

Sobre el consumo de agua, esta tecnología consume menos de un tercio del agua utilizada por las centrales a carbón, ya que principalmente utiliza agua en la fase de enfriamiento de la central. Cantidades relativamente pequeñas de agua se utilizarán durante los proceso de extracción y transporte [76]. Existe la posibilidad de contaminación de los acuíferos durante el proceso de perforación y extracción de gas del reservorio, en virtud de lo cual se deben tomar los resguardos respectivos, como la utilización de lodos correctos y maquinaria adecuada. Además, se debe tener también especial cuidado en evitar las fugas de gas natural ya que su efecto en el calentamiento del planeta es 20 veces mayor que el efecto del CO₂.

5.1.3.3 Tecnología nuclear

Uno de los aspectos más destacados y utilizados para concebir una idea del renacimiento nuclear, junto con las bondades de su utilización, consiste entre varias otras cosas, en desplegar información respecto a la casi nula emisión de gases efecto invernadero, superada solo por algunas tecnologías alternativas.

La información sobre la tecnología nuclear mantiene que este proceso de producción eléctrica genera emisiones de CO₂ que están entre 1/25 – 1/45 de las emisiones producidas por los combustibles fósiles, con emisiones de CO₂ calculadas entre un rango de 0,01-0,05 t/MWh⁸¹ [30]. Si bien estos datos son los que se consideran actualmente, la AIE tiene perspectivas de que las tecnologías nucleares emergentes de reactores de III generación alcancen a largo plazo solo emisiones de CO₂ cercanas a 0,005 t/MWh [76].

Con respecto a otros contaminantes atmosféricos, destaca que virtualmente no se emite NO_x, SO₂ y MP. Tan solo algunos contaminantes del aire se emiten en el proceso de extracción y procesamiento del uranio, que comparado con los contaminantes emitidos durante los procesos mineros del carbón son mucho menores, aun considerando que las cantidades de uranio natural que deben ser extraídas son bastante grandes para obtener el dióxido de uranio suficiente, que luego es enriquecido para la fabricación posterior de varillas de combustible, razón por la cual existe la posibilidad de que se generen efectos negativos con respecto a una posible contaminación de recursos hídricos durante la extracción minera. Además, el procesamiento y enriquecimiento del uranio también genera contaminación del agua consumida. Un aspecto importante a considerar es que el volumen de combustible nuclear utilizado en los reactores es mucho menor que el utilizado en plantas termoeléctricas de carbón [76].

Durante el proceso de producción eléctrica, un mayor retiro y consumo de agua por unidad eléctrica producida se realiza por parte de los reactores nucleares con tecnologías de refrigeración por agua, en comparación con los volúmenes usados por centrales de combustibles a carbón, que pueden ser extraídos de cuerpos de agua superficiales como ríos, o bien del mar. Una porción del agua utilizada se evapora y libera a la atmósfera, y el resto se devuelve a su fuente de origen con especial cuidado de la temperatura del efluente para evitar generar cambios en los ecosistemas marinos circundantes [76].

⁸¹ El IAEA, calcula que la cadena completa de producción de electricidad nuclear, desde la extracción del Uranio hasta la disposición de los residuos, incluyendo la construcción de la planta y el reactor emiten 0,03 (t CO₂/MWh) [77].

Las instalaciones de una central nuclear ocupan una superficie de terreno similar a las plantas térmicas, pero si se incluye la superficie utilizada en la minería de uranio y el almacenamiento del combustible, los terrenos son considerablemente menores. A nivel de residuos es posible decir que se obtendrán menores volúmenes (en comparación con la combustión de carbón), con el inconveniente de ser residuos radioactivos desde baja hasta alta actividad, en virtud de lo cual se deberá cumplir con mayores requerimientos de almacenamiento. Algunos residuos necesitarán solo un almacenamiento temporal hasta la disminución de sus niveles de radioactividad, pero otros necesitarán un almacenamiento geológico profundo por varios miles de años [76], a través de un gestor de residuos radiactivos, sin olvidarnos que para la clausura y desarme de las instalaciones, existirán periodos de tiempo en que las superficies deberán estar confinadas.

Por ultimo decir que este tipo de tecnología ha tenido percepciones negativas por parte de la población realizadas por los accidentes nucleares que se han sucedido en el mundo, como por ejemplo el accidente en las instalaciones nucleares de la isla de las tres millas en EE.UU. en 1979, o el accidente de Chernobil de 1986, que han dado mayores ímpetus a los movimientos anti-nucleares generando una disminución de los pedidos de construcción en algunos países y la activación de leyes de cierre programado en otros [77], que si bien durante los últimos años habían comenzado a recuperar la confianza de algunas autoridades como una opción de generación eléctrica con bajas emisiones de gases efecto invernadero, con independencia de los combustibles fósiles, los hechos suscitados en Fukushima Japón en marzo del 2011, han devuelto una percepción negativa sobre esta opción, ya que si bien los beneficios energéticos pueden ser bastante considerables, no es posible olvidar que los impactos de un grave accidente nuclear afectan enormemente la salud de las personas y los equilibrio ecosistémicos, dejando áreas extensas de terrenos residenciales, industriales o agrícolas contaminados e inutilizados durante décadas.

5.1.3.4 Tecnología de fuentes renovables y residuos

5.1.3.4.1 Bioenergía

Una de las tecnologías emergentes y probadas [89], gracias a la utilización de biomasa o bíocombustibles, es la denominada “co-combustión” que reemplaza una parte de los combustibles fósiles utilizados para producir calor o electricidad en sistemas donde las centrales modernas alcanzan hasta un 20% de uso de *biomasa sólida* como combustibles, existiendo algunas pequeñas centrales de electricidad cuyos objetivos son llegar a proporciones de biomasa de un 50% o más, reduciendo de esta manera la emisiones⁸² de CO₂ por unidad de electricidad producida en comparación con centrales que utilizarían un 100% de combustible en base a carbón [76], ya que la combustión de la biomasa es considerada neutra en carbono por lo cual las emisiones de CO₂ totales de la central disminuyen, siendo probado exitosamente en varios tipos de tecnología de combustión de carbón, siendo una de ellas la ya comentada combustión de carbón pulverizado (PCC). Estudios comparativos sobre las emisiones de carbono en la producción de bíocombustibles líquidos y la electricidad a partir de la biomasa, han concluido que desde el punto de vista de la mayor reducción de emisiones de carbono, es mas conveniente producir electricidad con la biomasa [89].

⁸² Se estima que para co-combustiones entre un 5 y 15% de biomasa, las emisiones de gases efecto invernadero se reducen entre un 5,4 y 18,2% en comparación con centrales a carbón [89].

Todas estas ventajas hacen que a corto plazo esta opción sea considerada como de bajo costo para una conversión de la biomasa en electricidad en forma eficiente y limpia, ya que además reduce las emisiones de SO_2 y NO_x [89], debiendo tratar de considerar algunos sistemas de control para el MP, ya que de no tener sistemas de control para la co-combustión con leña o plantas herbáceas la cantidad de MP puede incrementarse [76].

El uso de biomasa podría reducir el consumo de agua y la contaminación en comparación con procesos de generación eléctrica a partir de carbón, recomendándose además biomasa como las plantas herbáceas que necesitan poco riego en la mayoría de climas, existiendo también la posibilidad de usar aserrín y desechos forestales que ayudarían a disminuir el consumo de agua de la central [76].

A diferencia de las cenizas de la combustión del carbón solo, las cenizas de la co-combustión no están permitidas para utilizar como aditivo del concreto [76].

Una desventaja de la utilización de la biomasa puede ser su competencia por suelos agrícolas, lo que deberá ser resguardado por políticas gubernamentales que eviten el desplazamiento de terrenos fértiles con cultivo de alimentos, para ser reemplazados por cultivos energéticos de rápido crecimiento. Estas políticas deberán considerar la mejor manera de incentivar los cultivos energéticos con procesos de cultivo y cosecha eficientes y respetuosos con el medio ambiente, cuidando las características de los nutrientes del suelo y evitando la erosión, teniendo también en cuenta que la producción y suministro de biomasa debería ser constante como combustible, para evitar su reemplazo o sustitución por otros combustibles que tienen mayor disponibilidad [76].

5.1.3.4.2 Hidroelectricidad

Si bien esta tecnología emite ciertas cantidades de CO_2 , se suele decir que a nivel global esta tecnología es una fuente confiable de generación eléctrica y “libre de carbón” [42], que genera cantidades despreciables de SO_2 y NO_x , precursores de la lluvia ácida. Tampoco produce MP, ni dioxinas que afecten la salud humana [85]. No obstante, existen emisiones de gases efecto invernadero asociados a tres motivos principales, tales como la construcción de las represas, la desintegración de la biomasa en los terrenos inundados y al sistema termo-eléctrico de respaldo [88].

Un aspecto positivo es que a veces se les asocia positivamente con efectos medio ambientales ante la protección de inundaciones o el control de sistemas de abastecimiento de agua para riego [85].

El agua que las plantas hidroeléctricas utilizan para producir electricidad en su turbina no sufre ninguna contaminación y es devuelta a su fuente de origen. El problema estriba en que para disponer de los recursos hídricos se hace necesario acumular agua a través de embalses generados por represas que inundan terrenos con sus consiguientes impactos ambientales [42] que deben ser evaluados en forma amplia y completa, porque una vez construida una represa o un azud los impactos son esencialmente irreversibles [85].

Dependiendo del tamaño de la represa la pérdida de terreno por inundación pueden llegar a ser enormes produciendo desplazamiento de los habitantes del sector, generando un conflicto con el uso de la tierra para fines agrícolas o residenciales, además de posibles conflictos con actividades de pesca, navegación y turismo [42].

En sí mismo, los embalses también sufren problemas. El principal de ellos es la sedimentación acumulada, que genera problemas de corrosión de la turbina y hace perder capacidad de almacenamiento al embalse. Existe la posibilidad, dependiendo de la latitud, altitud y superficie del embalse, de generación de gases efecto invernadero. Estimándose que en los casos de inundación de bosques tropicales, sin el corte previo de los bosques, se pueden producir grandes cantidades de metano [42]. Con respecto a lo

anterior, sin embargo puntualizar que existen investigaciones sobre el asunto que permiten decir en forma segura que la cantidad de emisiones de GHG de algunos embalses se produciría en cantidades menores en comparación con las emisiones de gases de centrales eléctricas a gas, ya que en el peor de los casos las emisiones serían un 10,9% en comparación con centrales a gas convencionales, o bien 18,2% en comparación con NGCC [41].

Para el análisis de los impactos ambientales durante el ciclo de vida, con respecto a las emisiones de CO₂, existen diferencias de acuerdo al tamaño y la tecnología ya que las centrales de pasada se deberá considerar en la evaluación las emisiones de los sistemas o generadores de respaldo requeridos para compensar en algunas ocasiones la escasez de agua durante algunas estaciones del año, con la particularidad de que el material requerido para una central de pasada será mucho menor por unidad eléctrica producida, que la cantidad de acero y concreto necesaria para una represa. Teniendo en cuenta estas diferencias se han hecho evaluaciones del LCA en que una central de pasada de 3,2 MW, emite 0,0037 t CO₂/MWh, en contraste con una central con embalse de 4.000 MW con 0,237 t CO₂/MWh [88].

5.1.3.4.3 Geotérmica

Generalmente se estima que las centrales geotérmicas en comparación con centrales de gas y carbón, son proyectos mas limpios con impactos ambientales entre un nivel bajo y moderado, respecto a la calidad del aire, el uso y estabilidad de la tierra, y la calidad del agua. Sin embargo uno de los inconvenientes de esta tecnología es que los flujos geotérmicos contienen gases, compuestos principalmente por CO₂, el cual como ocurre en los “sistemas geotérmicos mejorados” puede ser liberado a la atmósfera, o bien como en el caso de las “centrales de ciclo binario” pueden ser inyectados de vuelta al reservorio, que inclusive puede diseñarse para que tenga cero emisiones mediante las inyección completa de los fluidos de proceso al reservorio. En todo caso cuando los gases son liberados a la atmósfera se estima que las emisiones de gases efecto invernadero son un orden de magnitud menor que las emisiones de las centrales a carbón⁸³ [74]. En forma específica con respecto a las emisiones de CO₂, existen estimaciones de centrales geotérmicas productoras de electricidad en EE.UU. que concluyen que estas centrales emiten en promedio aproximadamente 18% de las emisiones de una central a gas⁸⁴, o un 12% de las emisiones de centrales de productos de petróleo⁸⁵, considerando que las emisiones de CO₂ de las centrales geotérmicas durante su ciclo de vida son 0,082 t/MWh [44].

Con respecto al uso de la tierra si comparamos la superficie utilizada en los pozos, tuberías y centrales geotérmicas, con las superficies utilizadas por otras tecnologías, es posible decir que es pequeña en comparación con las superficies utilizadas por centrales a gas, petróleo, carbón o nucleares [44].

Las fluidos termales, formados por aguas geotérmicas que han sido extraídas y llevadas a la superficie, tienen un conjunto de problemas ya que han estado en contacto con rocas de diferente composición durante largos periodos lo cual les entrega una gran cantidad de minerales y sólidos disueltos, que las hace mas corrosivas debido a la presencia de carbonatos, sulfatos y cloruros, considerando además que el agua a altas temperaturas es mas reactiva. Por lo tanto estas aguas con gran cantidad de sales deberán utilizarse teniendo en cuenta, ya desde los diseños de ingeniería las medidas mas adecuadas para

⁸³ Las emisiones de gases efecto invernadero de centrales geotérmicas, son 10 veces más pequeñas que las emisiones de centrales de carbón.

⁸⁴ Una central a gas natural emite aproximadamente 0,45 t CO₂/MWh [77].

⁸⁵ Una central de productos de petróleo emite aproximadamente 0,71 t CO₂/MWh [44].

una correcta manipulación y disposición evitando producir efectos ambientales en cursos de agua [85].

5.1.3.4.4 Energía eólica

La madurez tecnológica y disponibilidad de recursos eléctricos son las dos grandes ventajas de esta tecnología probada [62], en donde los impactos offshore y onshore, si bien son variados, no son significativos en cuanto a su magnitud [76].

Uno de los menores impactos de esta tecnología, corresponde a la generación de compuestos contaminantes del aire, ya que durante su operación no genera emisiones, y solamente durante la fabricación de turbinas y torres se generan mínimas emisiones de SO₂ y NO_x [76].

Con respecto a las emisiones de CO₂, decir que durante el ciclo de vida de la tecnología eólica existen diferencias entre la eólica offshore y onshore, ya que por ejemplo para parques eólicos en Dinamarca de 10 aerogeneradores offshore de 500 kW se han estimado sus emisiones en 0,0165 t/MWh, y en cambio para un parque eólico en la misma Dinamarca consistente en 18 aerogeneradores onshore de 500 kW, sus emisiones de CO₂ durante el ciclo de vida fueron de 0,0097 t/MWh [88].

Una virtud de esta tecnología es que para su operación no necesita consumo de agua, y durante su construcción las cantidades utilizadas serían menores que la requerida en la construcción de centrales térmicas, motivo por el cual puede ser de especial interés en áreas que cuenten con viento suficiente, pero que tengan escasez de agua [76].

Por el lado de uso de la tierra, los parques eólicos necesitan grandes superficies de terreno en comparación con las centrales convencionales, en donde por ejemplo un parque eólico de 100 MW podría llegar a extenderse a través de 8 km², no obstante, de toda la superficie de terreno utilizada, tan solo menos de un 3% deja de ser útil por la instalación de infraestructura, quedando el resto de terreno disponible para sus usos originales como pastoreo o cultivo [70], que para el caso de instalaciones en el mar evitan la necesidad de terreno, compitiendo eso sí con el uso del mar para otras actividades de navegación o pesca, debiendo incluirse también la construcción de líneas de transmisión eléctrica submarinas [76].

El impacto visual, considerado por algunos como el mayor de los impactos ambientales de esta tecnología [70], junto con los niveles de ruido que la operación de las turbinas eólicas implica, son factores que no deben descuidarse, evaluando correctamente los lugares de instalación para que no interfieran con las vías de vuelo de aves, o que en el caso de instalaciones offshore, el ruido y la vibración de las turbinas eólicas no alejen a especies acuáticas. Además se debe considerar la obstrucción del paisaje tanto en la tierra como en el mar, estimándose que estos impactos de ruido y paisajísticos, son una de las barreras para una mayor implementación de esta tecnología en ciertas áreas, que sin embargo en comparación con las centrales de combustibles fósiles, tienen impactos sobre los recursos naturales y la salud de las personas mucho menores [76].

5.1.3.4.5 Energía Solar

5.1.3.4.5.1 Solar térmica

La tecnología para producir “Electricidad Solar por Concentración”⁸⁶ no produce emisiones nocivas contaminantes del aire, a no ser por aquellas producidas durante la limpieza de los helióstatos, que comparada con las emisiones de una central a carbón son despreciables. Sin embargo, esta tecnología requiere de sistemas de respaldo que

⁸⁶ Con sus siglas CSP en inglés.

usualmente consisten en centrales a gas, con el objetivo de producir electricidad en forma continua, incluso cuando no se dispone de radiación solar o de calor de sistemas de almacenamiento, por lo que las emisiones globales de esta tecnología dependerán de la tecnología de respaldo utilizada y del tiempo requerido de utilización debido a las necesidades de la planta solar [76].

Algunas mediciones fueron hechas en España e Italia el año 2006 para evaluar las emisiones de CO₂ durante el ciclo de vida. Los resultados registrados muestran que para centrales solares térmicas con tecnologías de concentración de la luz la cantidad de emisiones puede variar considerablemente. En tal sentido plantas solares térmicas basadas en tecnología con un sistema de “discos parabólicos” de 1 MW de capacidad y vida útil 30 años, las emisiones de CO₂ son 0,0136 t/MWh. Para centrales solares con una “torre central” de capacidad de generación eléctrica igual a 17 MW y vida útil 25 años, las emisiones de CO₂ fueron 0,202 t/MWh, y por último para centrales solares térmicas productoras de electricidad a través de “reflectores cilindro parabólicos” de 50 MW y vida útil 25 años, las emisiones alcanzaron 0,196 t/MWh [88].

Para producir electricidad con energía térmica, se necesitan sistemas de refrigeración, en donde los volúmenes de agua utilizada en los sistemas de refrigeración húmeda, son mucho mayores por unidad eléctrica producida que el volumen requerido por centrales de carbón. Otras opciones (mucho mas costosas) son la utilización de tecnología de “discos parabólicos” que no utilizan turbinas a vapor, o bien tecnologías con refrigeración en seco, que logran reducir el consumo de agua en un 90%, pero que hacen disminuir la eficiencia entre un 1–5%. Esta necesidad de agua podría aprovecharse en zonas costeras secas utilizando agua de mar como refrigerante, la que luego de ser desalinizada puede utilizarse como agua potable [76].

A nivel de residuos sólidos y líquidos esta tecnología produce muy pocos volúmenes para almacenar en la superficie. En todo caso la superficie de instalación de una central solar térmica de generación eléctrica es mayor que la necesaria para una central convencional [76]. Se estima que centrales de electricidad solar por concentración con un tamaño “óptimo” de 150-200 MW, podrían ocupar un área de 3 a 4 km², que aun cuando los colectores en si, ocupan solo un tercio de esa área, el resto de la superficie sería muy difícil de emplear para otros usos, ya que no disponen de espacios descubiertos amplios como en el caso de los parques eólicos [85]. En todo caso, si se comparan las zonas utilizadas para la minería por ejemplo del carbón, la diferencia es mas pequeña, debiendo haber interés en tratar de ubicar las instalaciones en zonas donde no se afecten otros usos como la agricultura [76], por lo que zonas desérticas tienen una buena opción de su instalación, en donde incluso esta electricidad puede llegar a ser mas barata que la electricidad solar FV, que dependiendo del grado de aislamiento que tenga la ubicación, podría tener el inconveniente de encontrar una manera de transporte de la electricidad adecuada económicamente [85].

5.1.3.4.5.2 Solar fotovoltaica

La tecnología FV⁸⁷ durante su proceso de producción eléctrica, tampoco produce emisiones de gases efecto invernadero como CO₂, NO_x, o gases tóxicos como SO₂ y MP [90], lo que esencialmente la convierte en una tecnología de “cero emisiones” durante su operación. Por lo tanto, junto con la energía eólica y nuclear posee uno de los menores índices de emisiones, que implican mayores beneficios para la salud de las personas y el medio ambiente. En el desarrollo de esta tecnología, solo se pueden generar emisiones contaminantes del aire indirectamente, en mayor o menor medida, de

⁸⁷ Siglas de “fotovoltaica”

acuerdo a la tecnología utilizada y los medios de producción durante el proceso de fabricación e instalación de las plantas, que necesitarán acero, aluminio y cemento que deben ser extraídos mediante la minería y el procesamiento, junto con la instalación y fabricación de los módulos solares fotovoltaicos que en su gran mayoría utilizan silicio para la tecnología de silicio cristalino, o bien cadmio y telurio para las tecnologías de capa delgada [76].

Las emisiones de CO₂ calculadas tienen variaciones, ya que por ejemplo se ha estimado que uno de los menores valores de emisiones corresponde a la tecnología de silicio amorfo (a-Si) que emite 0,053 t/MWh, y en cambio tecnologías de silicio monocristalino (mc-Si) de 300 kW de potencia, emiten 0,25 t/MWh [88].

Estas emisiones que se pueden producir son consideradas insignificantes al momento de compararlas con las emisiones de centrales a carbón [76], razón por la cual se considera que esta tecnología sería una pieza clave en los futuros programas de energías sustentables [90].

Sobre el consumo de agua, decir que gracias a la ausencia de turbinas se evita la necesidad de sistemas de refrigeración de aire o agua, por lo cual frente a otras tecnologías como la nuclear, CSP y las que utilizan combustibles fósiles, los requerimientos de agua son mínimos y dirigidos principalmente a tareas de mantenimiento o limpieza de los paneles solares. A su vez el uso indirecto de agua debido a las labores de extracción y procesamiento de la materia prima de las células fotovoltaicas, serán despreciables en comparación con los procesos de extracción de carbón [76].

Una ventaja de estos sistemas es que puede instalarse en variados lugares⁸⁸, tal y como ocurre con la CSP [76], incluyendo además la posibilidad de recuperación de uso de suelos degradados [90] o bien la opción de su instalación en techos de viviendas o industrias, que evitan el uso de superficies de terreno [76].

En comparación con las actividades de extracción minera y procesamiento del carbón, la generación de residuos sólidos tóxicos es menor, pero no despreciable, ya que al ocupar procesos específicos para la obtención de silicio, telurio, cadmio, etc., se pueden generar subproductos tóxicos que habrá que considerar, junto con el consumo de energía y ocupación del suelo que estos procesos de extracción requieren [76].

5.1.3.4.6 Energía de las mareas, olas y océanos

5.1.3.4.6.1 Energía mareomotriz

Para el primer sistema de producción eléctrico mediante el aprovechamiento de la energía de las mareas denominado “diques de mareas”, comentar que los impactos ambientales producidos por esta tecnología, son considerados como la principal barrera para lograr su implementación a gran escala. Esto se debe a que la construcción de diques en bahías o estuarios, puede cambiar el flujo de las corrientes de las mareas generando un impacto en los ecosistemas marinos del lugar. Uno de los efectos de esto se presume pueden ser los cambios en la calidad del agua, debido al transporte de sedimentos que pueden modificar la turbidez del agua [56], ya que se produciría una disminución de sedimentos en el estuario o bahía que dejaría las aguas mucho más claras, en razón de lo cual los rayos del sol podrían penetrar mucho más profundo, estimulando la actividad biológica e incrementándose el potencial suministro de alimento para aves y peces, lo que podría generar un impacto positivo para algunas especies, pero a otras podría generar inconvenientes para encontrar su espacio dentro

⁸⁸ Considerar que el terreno requerido por MW instalado mediante CSP es 1/3 más grande que la superficie requerida para igual potencia en módulos FV [67], por ende si CSP ocupa 0,02 km²/MW, la instalación de módulos FV necesitaría 0,015 km²/MW.

del nuevo balance ecológico, corriendo el riesgo de ser excluidos del estuario una vez que los diques han sido instalados [85]. Otro inconveniente se puede producir con el paso de animales marinos a través de las turbinas, lo que podría ser bastante perjudicial [56]. Para algunos estos inconvenientes debieran balancearse con la ausencia durante la generación eléctrica de cualquier tipo de emisión de CO₂, SO₂ y NO_x, existiendo la posibilidad de que tal y como puede suceder en los embalses hidroeléctricos, se generen algunas emisiones de metano dentro del reservorio [92].

Ya que esta tecnología se sirve de los mismos principios de generación eléctrica que la hidroelectricidad [88], podría uno “suponer” que las emisiones de CO₂ son similares al rango presentado en la descripción de los impactos de la hidroelectricidad.

Sobre el segundo sistema denominado “turbinas de corrientes de mareas”, se cree que los impactos ambientales pueden ser mínimos en comparación con los “diques de mareas” [56], ya que estos dispositivos no bloquean los canales o las entradas de estuarios, en virtud de lo cual no interrumpirían las migraciones de los peces ni tampoco alterarían la hidrología del lugar, teniendo en consideración que la ubicación de turbinas de este tipo deben ser cuidadosamente estudiadas para evitar que las principales vías de migración de especies marinas se vean amenazadas, cuidando que la turbina gire lentamente a efectos de minimizar la mortalidad de peces y no alterar el transporte de sedimentos [50]

5.1.3.4.6.2 Energía undimotriz

Los proyectos de poca envergadura de esta tecnología, no deberían afectar mayormente, pero en cambio grandes proyectos con vastas áreas de mar cubiertas, podrían afectar los ecosistemas de los océanos. Las centrales de energía undimotriz actúan como si fueran rompeolas, lo cual podría afectar la mezcla de las capas superiores de agua, haciéndola más lenta, impactando en forma adversa a las especies que pasan su vida cerca de la superficie, incluyendo efectos en el suministro de alimentos a comunidades bentónicas. Por otro lado, esta característica podría ser aprovechada en determinadas instalaciones como puertos [50].

En esta tecnología, las líneas de costa pueden verse afectadas por la amortiguación de las olas, reduciendo la erosión, motivo por el que la evaluación de los impactos deberá realizarse de acuerdo al sitio de instalación. Todo esto hace necesarias mayores investigaciones y evaluaciones para ubicar las centrales undimotrices en lugares adecuados sin afectar o interrumpir los procesos naturales de los ecosistemas marinos [50].

El ruido que se genere bajo el agua puede afectar los sistemas de comunicación y navegación de los mamíferos marinos y algunas especies de peces [52], esperando que a medida que se desarrolle mayor investigación esto pueda ser estudiado y mitigado en mayor detalle [85].

Con respecto a emisiones contaminantes del aire como NO_x y SO₂, decir que se generan cantidades pequeñas, asimilables a las emisiones generadas por la generación de electricidad eólica, siendo esta tecnología más atractiva, desde este punto de vista, que otras tecnologías como las centrales nucleares y las de combustibles fósiles. Las emisiones de CO₂ de sistemas de energía undimotriz cercanos a la costa, se estimaron en 0,011 t/MWh [85]. Otros contaminantes como fluidos hidráulicos de las instalaciones, deben estar bien protegidos y sellados o bien utilizar fluidos biodegradables para evitar fugas tóxicas en caso de pérdidas por roturas o accidentes [52].

5.1.3.4.6.3 Energía maremotérmica

Los impactos ambientales de esta tecnología tienen relación en primer lugar con el cambio térmico del agua, producido por el uso durante largos periodos de volúmenes de agua fría de las profundidades y agua caliente de la superficie. Su utilización conlleva a ligeros incrementos de temperatura en las profundidades y enfriamiento de la superficie, sobre lo cual bastan solo cambios de 3 a 4°C, para que se produzca algún grado de mortalidad entre corales y peces. El agua profunda descargada en la superficie puede provocar cambios en los nutrientes de esa zona que modifican los ecosistemas marinos naturales, impactándolos negativamente en especial en los mares tropicales [50].

En segundo lugar, otra forma de impactos se refiere al atrapamiento y arrastre de organismos marinos en la entrada de los filtros y tuberías, siendo esta una de las principales causas de mortalidad de este tipo de tecnologías, cuya magnitud dependerá de la ubicación y tamaño de la central [50].

En forma aparte, especial cuidado y consideración se deben tener también en aspectos tales como que el cloro o amoníaco de la central de energía maremotérmica no sea liberado al mar por su contenido tóxico, junto con una correcta elección de la ubicación para no interferir con áreas de pesca, reproducción o algún hábitat marino sensible [50].

Finalmente con respecto a las emisiones de CO₂, existen por una parte emisiones indirectas durante la construcción de la central que son muy pequeñas, en comparación con la emisión durante la construcción de centrales de combustibles fósiles, y por otra parte habrán emisiones a la atmósfera durante la fase de operación, debido al calentamiento del agua de las profundidades, que reduce la solubilidad del CO₂ que había sido retenido, junto con la exposición del agua a presiones mas bajas en la superficie del mar. Estas emisiones de operación, son muy pequeñas en comparación con las emisiones de las centrales de combustibles fósiles [50], ya que representan menos del 1% de las emisiones de una central con combustible de productos derivados de petróleo [52], es decir, emite menos de 0,007 t CO₂/MWh.

5.1.4 Eficiencia de la generación eléctrica

El aumento o ganancia en la eficiencia de la tecnología conlleva a una reducción de las emisiones de CO₂ [76]. A medida que logran mejorarse los rendimientos, la generación eléctrica mas eficiente influirá directamente sobre los sectores de *consumo energético final*, ya que es posible apreciar en la Estadística 23, pág. 146, que sin considerar los sectores *transporte y usos no energéticos*, los demás sectores de consumo denominados *industria y otros sectores*, representan aproximadamente un 70% del consumo energético final. En donde estos dos sectores mencionados consumen principalmente el producto energético “electricidad y calor” compuesto en mayor proporción por electricidad⁸⁹. He aquí la importancia de la eficiencia sobre las tecnologías emergentes mas relevantes, para producir mas energía con menos recursos, intentando dirigir los esfuerzos de mejora hacia tecnologías que en mayor proporción contribuyen a la producción eléctrica y generación de emisiones de CO₂. Las principales tecnologías, de acuerdo al cuadro Estadística 2 del Anexo 3, que producen electricidad son las que utilizan como combustible a los conjuntos de productos energéticos⁹⁰ de “carbón y productos de carbón” con un 40,44%, “petróleo” con 5,11% y “gas natural” con 21,45%. En tal sentido, las eficiencias de estas cuatro principales tecnologías tienen las siguientes características:

⁸⁹ En la Figura 21, pág. 44, se aprecia que el producto energético “electricidad y calor” en el consumo final total esta compuesto por un 85,2% de electricidad y un 14,8% de calor.

⁹⁰ El conjunto completo de productos energéticos que abarca cada denominación se puede observar en la Tabla 1, pág 13.

- Las centrales a carbón y sus derivados, durante las últimas décadas han mantenido su eficiencia dentro de un valor aproximado de 34%. Este bajo rendimiento plantea el desafío de su mejora a través del análisis de las variables que lo afectan directamente, de acuerdo a la tecnología empleada, el tipo de carbón y su calidad, además de las condiciones de operación durante el proceso de generación eléctrica [76]. Un ejemplo de la influencia de estos factores en centrales a carbón, ocurre cuando se utiliza como combustible carbón sin lavar con alto contenido de cenizas, a condiciones de operación subcríticas, caso en el cual, la eficiencia obtenida de dicha combinación de factores ha sido de 26%. En cambio, para centrales que queman carbón pulverizado, bajo condiciones de operación supercríticas o ultra-supercríticas, se han logrado obtener eficiencias entre un 42 - 47% [76].
- Sobre las centrales a petróleo, ya se comentó que la utilización del petróleo como combustible para producir electricidad es una actividad que va en descenso, sumando a ellos que sus eficiencias durante los últimos 20 años se han encontrado más bien estancadas entre rangos de eficiencia de 35 y 36% como promedio a nivel mundial [76].
- Para las centrales a gas natural, las eficiencias medias obtenidas durante las últimas décadas dejan de manifiesto el mayor desarrollo de mejoras tecnológicas de plantas de combustibles fósiles ya que entre el 1991 y el 2007, ha aumentado su rendimiento promedio a nivel global desde un 34%, hasta aproximadamente un 42%. Las mayores contribuciones a los aumentos del rendimiento promedio a nivel mundial se deben a la adopción principalmente de tecnologías de “ciclo combinado de gas natural” con centrales que últimamente han obtenido eficiencias cercanas a 60%, con estimaciones que de aquí al 2050, esta eficiencia bordearía el 63%, influyendo esto también en el uso del gas natural como combustible para la producción de electricidad [76].

5.2 Transporte

5.2.1 Tecnología en el transporte de pasajeros

Los datos de la AIE para el año 2007, establecen que el número de pkm⁹¹ (pasajeros-kilómetro) a nivel mundial fue aproximadamente de 40 billones⁹² de pkm. De esa cifra el mayor porcentaje correspondió a pasajeros movilizadas en vehículos ligeros ($\approx 45\%$), con perspectivas para que de aquí al 2030 y 2050, en cualquier tipo de escenario, este modo de transporte siguiera siendo el que en mayor proporción realiza el movimiento habitual de pasajeros en el mundo. En orden decreciente seguirían los medios de transporte por buses ($\approx 28\%$), aviación ($\approx 11\%$), tren y finalmente los vehículos motorizados de 2 y 3 ruedas [76]. A continuación se expone la situación del transporte mediante vehículos ligeros y aviones, incluyendo las tecnologías emergentes en este sentido, mencionando que con respecto a los buses, se estima que muchas de las mejoras tecnológicas que se aplicarían a los camiones para el transporte de mercancías (explicadas más adelante), pueden ser válidas para su utilización en un autocar, razón por la cual no se detallan en forma específica.

⁹¹ pkm es una unidad de medida de transporte que es el resultado de “la multiplicación del número de viajes de pasajeros realizados (por ejemplo en un año) por la distancia media de sus viajes” [94].

⁹² Equivalente a “tera” que es igual a 10^{12} .

5.2.1.1 Vehículos ligeros

Esta serie de vehículos ligeros (LDV⁹³ en inglés) comprende a coches, vehículos deportivos y minivan, que han tenido un crecimiento constante, logrando que a fines del año 2007 se hubiese alcanzado la cifra de 780 millones de vehículos a nivel mundial, considerando además, que en términos porcentuales esto significa que entre 1990 y 2007, el stock vehicular creciera aproximadamente un 60%, teniendo en cuenta que para igual periodo de años, la población mundial aumentó aproximadamente un 25%⁹⁴. Para estos vehículos el combustible predominante en el mercado es la gasolina, en desmedro de otros combustibles tales como gasóleo o queroseno [76].

Estas cifras muestran que la adquisición de vehículos ligeros tenga probablemente implicaciones importantes en los patrones de uso energético futuro, ya que se estima que los actuales 780 millones de vehículos podrían aumentar poco más de 2 mil millones para el año 2050 [76].

La adquisición de un coche, depende en gran medida de los niveles de ingreso de las personas, ya que se ha investigado que existe una estrecha relación entre esto y la adquisición de vehículos, con un aumento de vehículos en forma paralela con el aumento de los ingresos. A su vez, dependiendo del ingreso y el desarrollo económico de ciertos países, puede llegarse a la situación de que en un determinado momento la cantidad de vehículos se sature, estando en circulación más vehículos que los necesarios para el transporte de pasajeros [76].

5.2.1.2 Vehículos de tecnología avanzada

El rápido crecimiento que los vehículos ligeros podrían experimentar, ha conducido las esperanzas hacia el mejoramiento de los actuales vehículos con motores de combustión interna, apoyados por el rápido avance en el desarrollo tecnológico de vehículos de tecnologías emergentes que se espera jueguen un rol importante a partir del 2020, a través de la promoción y desarrollo de los vehículos eléctricos (con sus siglas EV⁹⁵), vehículos híbridos eléctricos enchufables (PHEV⁹⁶) y los vehículos a pila de combustible (FCV⁹⁷) que a continuación se detallan [76].

5.2.1.2.1 Vehículos híbridos eléctricos enchufables

Estos vehículos contienen un motor eléctrico y un motor de combustión interna, razón por la cual se les denomina híbridos. El concepto de enchufables proviene del hecho de que considera la extracción de electricidad de la red eléctrica para cargar baterías, cuyo desarrollo requiere mejorarse ya que no solo el motor eléctrico deberá tener una capacidad necesaria para una adecuada conducción, sino que también las baterías deberán tener mayor capacidad para entregar la energía necesaria para el movimiento del vehículo el mayor porcentaje de tiempo (y kilómetros) posible. En caso de que la carga de la batería sea relativamente baja, es posible que el motor de combustión interna del vehículo trabaje con el motor eléctrico en un modo denominado de “carga sostenible” aprovechando al máximo la capacidad de la batería [76].

5.2.1.2.2 Vehículos eléctricos

Estos vehículos a diferencia de los híbridos no utilizan motor de combustión interna, ya que son impulsados completamente por baterías cargadas en fuentes externas de

⁹³ **L**ight-**d**uty vehicles

⁹⁴ La población mundial aumentó entre 1990-2007 de 5,2 mil millones a 6,2 mil millones de personas [76].

⁹⁵ **E**lectric vehicles

⁹⁶ **P**lug-in **h**ybrid electric vehicles

⁹⁷ **F**uel-cell vehicles

suministro eléctrico. Estas baterías de almacenamiento de energía son costosas, pesadas y con una capacidad limitada que produce rangos de desplazamiento cortos, especiales para su uso en el radio urbano, destacando que su utilización se produce con cero emisiones y bajos niveles de ruido, que para que tengan su adecuado lugar en el mercado automovilístico se prevé que deban existir puntos de recarga rápida junto con el desarrollo de instalaciones de cambio de baterías [76].

5.2.1.2.3 Vehículo con pilas de combustible

Esta opción tecnológica implica la utilización de pilas de combustible, con el fin de convertir la energía química del hidrogeno en electricidad. Actualmente existen varios tipos de pilas de combustibles con distintos materiales, combustibles y rangos de temperaturas de operación, entre otras características, pero se estima que la mas adecuada de ellas sea la pila de combustible con membrana de intercambio de protones (con sus siglas PEM⁹⁸) que opera a bajas temperaturas de 80°C y utiliza catalizadores de platino, que corren el riesgo de envenenarse con CO o azufre, motivo por el cual el combustible de hidrogeno utilizado debe tener un alto grado de pureza, para evitar la inutilización de la pila [76].

Varios inconvenientes deben ser resueltos a la hora de implementar este tipo de vehículos, ya que deben generarse opciones de abastecimiento de combustible, ya sea por ejemplo con la generación de hidrogeno a partir de gas mediante un reformador a bordo del vehículo, lo que incrementará los costos considerablemente, o bien, gracias a sistemas de almacenamiento de hidrogeno, que pueden ser a través de su estado gaseoso comprimido en depósitos voluminosos a altas presiones; hidrogeno liquido en depósitos criogénicos muy caros o por ultimo hidruros metálicos que aún presentan desafíos técnicos por superar. No obstante, el sistema de almacenamiento elegido, se necesitarán sistemas de producción y distribución accesibles para que sea viable su aplicación y comercialización [76].

Una opción, que podría ayudar a reducir los costos, propone que estos modelos se conviertan en híbridos con una batería como la que utilizarían los vehículos eléctricos, para alimentar el motor eléctrico generando la propulsión. A este modelo se le denomina “híbrido FCV-EV” [76].

5.2.1.3 Aviación

Este modo de transporte de pasajeros ubicado en un tercer lugar dentro de la movilidad global de pasajeros, después del transporte por vehículos ligeros y buses, tiene estimaciones para que de aquí al 2050 su crecimiento se multiplique por cuatro, convirtiéndose en el modo de transporte de mas rápido crecimiento, que a diferencia de lo que ocurre con los vehículos ligeros, va desvinculado del nivel de ingresos, con crecimientos mas elevados que los del desarrollo económico en si [76].

Al igual que las demás formas de transporte, necesita mejoras tecnológicas enfocadas principalmente al volumen y costo de los combustibles utilizados, teniendo en cuenta que los aviones consumen grandes cantidades de combustible, estimándose que durante una vida útil de 30 años se llegarían a quemar mil millones de litros de combustible de aviación. El combustible de aviación utilizado es el *queroseno*, que tiene características especiales que hacen muy difícil su reemplazo [76], no obstante existe un gran interés por parte de las aerolíneas y los fabricantes de aviones de probar biodiésel de alta calidad y densidad energética, que ayude al consumo de combustibles con menores

⁹⁸ Proton exchange membrane

emisiones de CO₂ [76], entregando al mismo tiempo mayor independencia de los combustibles secundarios de petróleo.

Otras vías de reemplazo de combustible de aviación por combustibles gaseosos o electricidad son descartables por los grandes volúmenes de estanques o baterías necesarias para satisfacer los requerimientos de la aeronave, quedando la opción del hidrogeno líquido a largo plazo, pero en diseños de aeronaves ligeras. Un inconveniente para cualquier tipo de mejoras, es la lentitud de la renovación de la flota de aviones actuales, la cual podría demorarse veinte años en su renovación completa [76].

5.2.2 Tecnología en el transporte de mercancías

5.2.2.1 Transporte por carretera y ferroviario

El transporte de mercancías por carretera realizado a través de camiones de carga, ha sido el rubro que más rápidamente ha crecido durante las dos últimas décadas. Se destaca por su eficiencia y puntualidad, siendo posible aun mejorar otros aspectos de organización y técnicos tales como mejoras en los motores, graduación de la luz, mejoras aerodinámicas del vehículo, los neumáticos y la conducción, que en conjunto podrían hacer que los nuevos camiones sean entre un 30 y un 40% mas eficientes, cuyos logros reducirían la opción de cambiarse a formas o modos mas eficientes de transporte de carga, como por ejemplo el transporte ferroviario de mercancías [76].

El combustible más utilizado por los camiones es el gasóleo con un porcentaje aproximado de 80%, continuando en menor proporción con 19% de gasolina y los biocombustibles con volúmenes actualmente ínfimos. En tal sentido, existen algunas opciones para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles por parte de los camiones pesados. La primera consiste en el reemplazo del gasoil por biodiésel de alta calidad. La segunda opción a largo plazo es la utilización de pilas de combustible en los camiones que dependerá de la manera en que se resuelven los problemas de producción y almacenamiento de hidrogeno actuales. La opción de camiones con motores eléctricos no seria apropiada dentro del contexto de las necesidades de un camión, ya que tendría limitaciones de autonomía y capacidad para almacenar energía, que ya tienen varias cuestiones técnicas que resolver a nivel de vehículos ligeros [76].

Con respecto al transporte ferroviario, actualmente se dispone como una opción de transporte más eficiente, que consigue ahorrar energía y disminuir las emisiones CO₂, que han producido cambios e inversiones en varios países [76].

Actualmente el producto energético mas utilizado para impulsar los trenes viene siendo en forma mayoritaria el gasóleo con un 88%, siguiéndole con un porcentaje menor la electricidad con un 12%, esperando que a futuro se implementen medidas que incentiven el uso de biocombustibles [76].

5.2.2.2 Transporte marítimo

El aumento de las exportaciones de productos manufacturados asiáticos ha dado un gran impulso al transporte de mercancías por vía marítima, que entre 1985 y 2007 ha llegado a duplicarse. De esta actividad marítima el 90% corresponde a transporte internacional y el resto se queda en el transporte nacional de navegación de ríos o zonas costeras [76].

La opción principal de esta vía, es el transporte mediante barcos con contenedores, cuyas estimaciones de aquí al 2050, consideran que esta actividad se multiplicará por ocho, debido a la mayor eficiencia de esta vía con respecto al transporte por camión o trenes. La obtención de mejores eficiencias del movimiento de carga marítima en

toneladas-kilómetro⁹⁹ (tkm), aumenta ha medida que el tamaño de los buques crece, estimándose como un inconveniente para posteriores desarrollos, el hecho de que el limite practico del tamaño de los buques esta muy cerca de ser alcanzado [76].

Con respecto a los combustibles, decir que su uso junto con el aumento del tamaño también se ha ido tornando mas eficiente, pero sin cambios significativos. La mayor demanda para transporte internacional la representa ampliamente el *combustóleo pesado* con aproximadamente un 82%, seguido de los destilados medios¹⁰⁰ con un 18%, en donde la mayoría de las perspectivas de crecimiento estima que la demanda de combustible seguirá avanzando a favor del *combustóleo pesado*, pero con un incremento en la participación del gasóleo [76].

Este tipo de combustible puede representar un problema ambiental, considerando que la demanda de *combustóleo pesado* para producir electricidad durante los últimos 30 años se ha reducido drásticamente, no solo para disminuir la dependencia del petróleo, sino que también por preocupaciones ambientales [1], que incentivarían la utilización de biocombustibles y gases como una opción potencial para descarbonizar los barcos, aprovechándose del hecho de que los motores de los barcos pueden utilizar un amplio rango de combustibles, dentro de los cuales la utilización de biodiésel con costos relativamente bajos puede ser una opción económica y ambiental para reducir las emisiones de CO₂ [76].

5.2.3 Impactos asociados

Dentro de los impactos asociados al sector transporte se han cuantificado las emisiones de todos los gases efecto invernadero (CO₂-eq) actuales y se han hecho proyecciones al respecto. De acuerdo a esto para el año 2007 las mayores emisiones (medidas en Gt CO₂-eq) para el transporte de pasajeros correspondieron a los coches con un porcentaje aproximado de 42%, seguido de las emisiones de los camiones livianos de aproximadamente un 21%, continuando de cerca con las emisiones de la aviación con un 18%. Más abajo con porcentajes c/u inferiores al 10%, se encuentran en orden decreciente, las emisiones de los buses, minibuses, trenes y finalmente motocicletas. Las perspectivas de emisión de gases efecto invernadero al 2050, con idéntico escenario de comportamiento que el actual, plantean un crecimiento de las emisiones con niveles de participación similares a los mencionados anteriormente, modificado solo en el caso que se adoptasen medidas como la aplicación de cambios tecnológicos en la producción de combustibles fósiles, a través de sistemas de captura y secuestro de carbono junto con sistemas de electricidad de energías renovables y nuclear, que puedan suministrar energía a las opciones de transporte mas avanzadas como los vehículos híbridos, eléctricos o a pilas de combustibles, consumiendo además combustibles alternativos como hidrogeno, electricidad y biocombustibles En cualquier escenario se destaca el ya mencionado rápido crecimiento de la aviación, que influye en gran medida en el aumento de emisiones de este modo de transporte [76].

Igual medición de emisiones, pero para el sector del transporte de mercancías, registran que la mayor proporción de emisiones proviene actualmente de los camiones pesados con un valor aproximado a 38%, seguido de la navegación con 28% y los vehículos comerciales ligeros con aprox. 14%. Luego siguen con porcentajes aproximados a 10% c/u, los camiones medianos y los trenes. En razón de lo anterior, cobran gran importancia las mejoras en las eficiencias de los camiones para hacer un menor uso de

⁹⁹ tkm es una unidad de medida de transporte, que para el caso de 1 tkm, se puede decir que representa el “movimiento de una tonelada de carga una distancia de un kilómetro” [94].

¹⁰⁰ El destilado medio de una refinería que se puede utilizar como combustible para embarcaciones pesadas es el gasóleo [1].

energía a través de la implementación de nuevas tecnologías, a pesar de que es probable que el gasóleo siga siendo el combustible predominante, especialmente para los camiones que recorren largas distancias, que necesitan sistemas de reabastecimiento a lo largo de la ruta, lo cual limita opciones como el gas natural o el hidrogeno por su baja densidad energética y largos tiempos de recarga (si es que existen lugares de producción y abastecimiento de ellos). Por lo tanto se espera que los biodiésel jueguen un rol importante en la disminución de emisiones de gases efecto invernadero en el futuro [76]. Para el caso del transporte marítimo las emisiones a futuro en cualquier escenario, estiman que sus emisiones aumenten. Esto motiva la búsqueda de maneras de reducir las emisiones de gases invernaderos que al igual que los camiones son limitadas, siendo nuevamente las opciones más viables el reemplazo del combustóleo pesado por biocombustibles, junto con la adopción de cambios tecnológicos que disminuyan el uso de energía [76].

5.2.4 Eficiencia del transporte

Para la AIE importan mucho las medidas de eficiencia de las distintas tecnologías de transporte de pasajeros y carga, valoradas de acuerdo a la intensidad de emisiones de todos los gases efecto invernadero¹⁰¹ (CO₂ – eq) en gramos (g) con respecto al movimiento o transporte de carga y pasajeros en tonelada-kilómetro (tkm) y pasajero-kilómetro (pkm) respectivamente.

Sobre esa base son representadas las eficiencias de los distintos modos de transporte y carga de pasajeros siendo posible apreciar en primer lugar en la Figura 30 los rangos de emisiones de CO₂-eq de los distintos modos de transporte de mercancía, en donde el color turquesa representa el rango a nivel mundial, el azul muestra el promedio de la OCDE y el anaranjado representa el promedio de los países no-OCDE.

Es posible apreciar en la Figura 30 que el transporte marítimo independientemente de la amplitud de su rango, siempre tiene menor intensidad que el transporte por carretera y aéreo siendo por lo tanto mas eficiente, topándose solo en un pequeño margen con el transporte ferroviario, el que a su vez también es mucho mas eficiente que el de carretera y aéreo, siendo estos dos últimos modos en forma clara, los mas intensivos energéticamente. Hacer notar que en todas las maneras de transporte de mercancía los países de la OCDE son más eficientes que los no-OCDE [76].

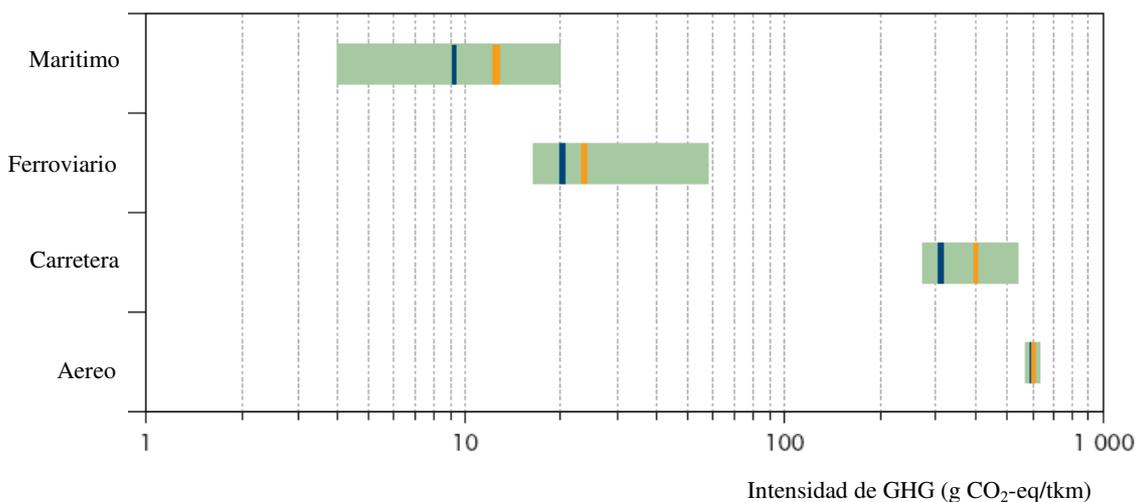


Figura 30 Eficiencia de gases efecto invernadero en el transporte de mercancías, 2007. Fuente [76]

¹⁰¹ Los gases efecto invernadero se representan también por sus siglas en inglés GHG.

En segundo lugar se representa la Figura 31, que hace alusión a las distintas vías de transporte de pasajeros, en donde nuevamente el color turquesa representa el rango a nivel mundial, el azul es el promedio de los países de la OCDE y el anaranjado es el promedio de los países no-OCDE.

Para el movimiento de pasajeros se establece que el transporte por tren, bus o moto, tienen niveles de eficiencia similares, pero la amplitud de los rangos de los buses y motocicletas son mucho mayores que para los trenes. El mayor rango observado corresponde al transporte mediante coches (vehículos ligeros), lo cual representa la variedad que existe a nivel mundial con respecto a los distintas clases y tecnologías de vehículos en todo el mundo, en el que existirán coches muy eficientes y otros que no. El último rango referido a los aviones tiene la particularidad de ser el más estrecho y que en promedio es el que emite más CO₂-eq que cualquier otro medio de transporte de pasajeros, siendo por tal el menos eficiente [76].

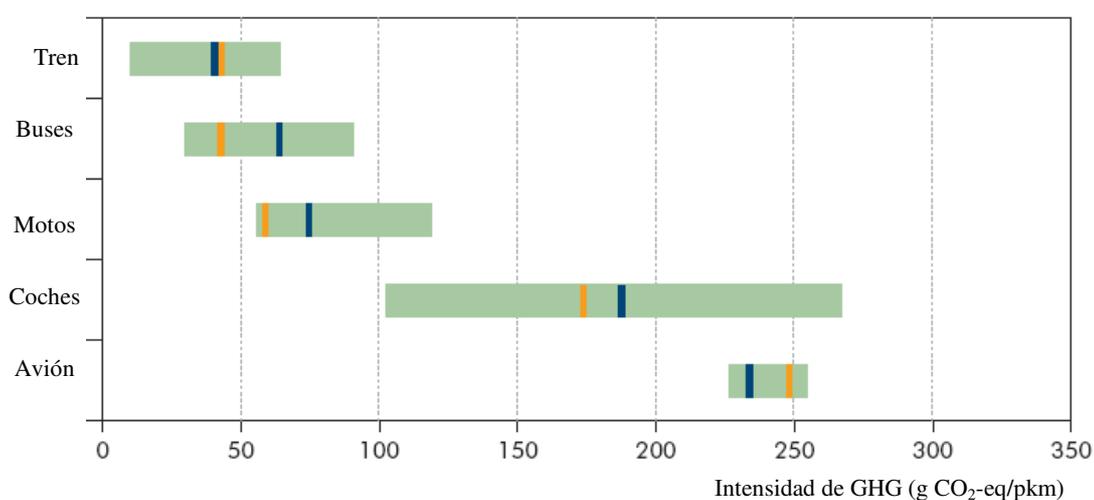


Figura 31 Eficiencia de gases efecto invernadero en el transporte de pasajeros, 2007. Fuente [76].

A diferencia del transporte de mercancías, acá los países de la OCDE solo son más eficientes que los no-OCDE en los modos de transporte ferroviario y aéreo, y los no-OCDE son mejores en el transporte marítimo y por carretera.

Un hecho a resaltar de las figuras expuestas, es que los únicos medios de transporte que se repiten para carga y pasajeros son el tren y los aviones, y en ambas clases el transporte por tren es uno de los más eficientes, y el de avión uno de los menos eficientes [76].

5.3 Calor y frío

Una de las opciones para propender a tecnologías que permitan evitar el aumento de la temperatura a nivel global en valores mayores a 3°C, tiene relación con mejorar los sistemas de calor y frío principalmente en el sector residencial o edificios. Existiendo actualmente varias opciones de disminución del consumo energético, que provocan a su vez una disminución en las emisiones de CO₂.

Con respecto a la generación de calor y frío, la AIE plantea que las mejores opciones de reducción de emisiones a nivel residencial serían aportadas por las bombas de calor, los sistemas solares térmicos y la cogeneración. De todos ellos, se estima que la implementación de bombas de calor con fines de calefacción y agua caliente, ayudarían a disminuir las emisiones de CO₂ en el sector residencial en un 22%, seguido de los

sistemas solares térmicos con alrededor de un 12% de ahorro en las emisiones. El rol jugado por la cogeneración en este sentido sería más bien pequeño [76].

Además, se estima que la utilización de bombas de calor, ayudaría también a quitar presión al sector de la generación eléctrica, ya que disminuiría la demanda de este producto para la obtención de calor o frío [76]. En tal sentido a continuación se explicaran mayores detalles de este tipo de maquinas térmicas.

5.3.1 Tecnología de bombas de calor

Las bombas de calor son consideradas tecnologías altamente eficientes, al lograr eficiencias mayores al 100%, es decir, en términos energéticos producen más calor o frío útil que la energía consumida para tal fin. Se trata de una tecnología probada y madura, que puede clasificarse de varias maneras, siendo la primera aquella que la clasifica con respecto a la fuente renovable utilizada, la cual puede ser aire, agua o tierra¹⁰². Otra clasificación, se produce con respecto al fluido de transporte de calor que puede variar entre aire o agua. Así se llega a la última clasificación de acuerdo a su aplicación, en donde existen las posibilidades de ser utilizada para generar frío, calefacción de una zona determinada o para calentar agua [76].

De las fuentes renovables posibles a utilizar, las mayores eficiencias son obtenidas por aquellas que utilizan el calor de los recursos geotérmicos [76] entre los rangos de temperaturas bajas [12] con valores por encima de los 20°C [44], que tienen la ventaja de contar con temperaturas mas constantes a lo largo del año [76], con una disponibilidad de 24 horas al día los 365 días del año, solo con paradas de la central programadas para mantenimiento, con una disponibilidad de fuentes económicamente explotables que abarca a mas de 80 países [12], con la desventaja eso si, de tener los mas altos costos de instalación [76].

La capacidad de potencia de una bomba de calor depende de las características térmicas del recurso utilizado y la envergadura de su aplicación. Por ejemplo sistemas de bombas de calor geotérmico superficiales para residencias familiares, pueden tener una capacidad de 5,5 kW. Por otro lado para proyectos de generación de calor en grandes instalaciones comerciales se pueden utilizar grandes unidades de 150 kW de potencia [46]. Actualmente existen sistemas que para el conjunto de una villa con 200 casas puede llegar a potencias instaladas totales de 4 MW [87].

Además, las bombas de calor geotérmico en comparación con todas las demás categorías de uso directo de la energía geotérmica¹⁰³, cuentan con el mayor porcentaje de uso¹⁰⁴ al año (47,2%) y la mayor participación en la capacidad instalada¹⁰⁵ con 68,3%, que entre el 2005 y el 2010 a crecido mas del doble [43]. Se hace notar que la mayor cantidad de unidades instaladas se encuentra en Norteamérica, Europa y China [46].

Estimaciones de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo para su aplicación en el modo calefacción, manifiestan que su factor de carga se encuentra en un rango entre 10-20%¹⁰⁶, que si se incluyera además, su utilización en el modo de enfriamiento se podría doblar dicho factor. Los bajos valores de capacidad de carga en modo de solo calefacción se deben a razones climáticas, ya que no siempre se requiere la generación de calor [12].

¹⁰² Del ingles ground-source, sinónimo de geotérmica [46].

¹⁰³ Otras categorías son para uso agrícola, acuicultura, industrial, calefacción, derretir nieve, invernaderos, piscinas y otros [46].

¹⁰⁴ Con 200.149 TJ/año [46].

¹⁰⁵ Con 33.124 MWt [46].

¹⁰⁶ Con datos del 2010 se calculo un factor de carga a nivel mundial de 19% [46].

Esta tecnología requiere de la utilización de electricidad para hacer circular el fluido portador de calor y para poner en operación el ciclo de refrigeración de la bomba de calor [87]. Una opción de uso, que requiere mayor investigación manifiesta la posibilidad de utilizar bombas de calor en conjunto con tecnologías solares térmicas en orden a obtener altos niveles de eficiencia [76].

Esta tecnología tiene dos configuraciones principales que pueden ser apreciadas en la Figura 32. Una configuración será de circuito cerrado (las dos casas de arriba) con instalaciones horizontales a 1-2m de profundidad, o verticales entre 50-70m de profundidad en la tierra, conformadas por tuberías de polietileno de alta densidad, a través de las que circula una solución de agua con anticongelante que absorbería el calor de la tierra durante el invierno o que lo transfiere a la tierra durante el verano. El otro tipo de configuración será de circuito abierto (las dos casas de abajo) con instalaciones que utilizan las aguas subterráneas o de lagos directamente en intercambiadores de calor, las que luego son descargadas nuevamente en un pozo de agua, un lago, arroyo o la tierra, dependiendo de las regulaciones y características del agua subterránea. La instalación de un sistema u otro, será factor de las profundidades del pozo, en razón de si pueden ser o no explotables en forma económica en lugares en donde se justifique la demanda, además de consideraciones sobre la calidad del suelo y roca donde se ubicarán las bombas de calor [12].

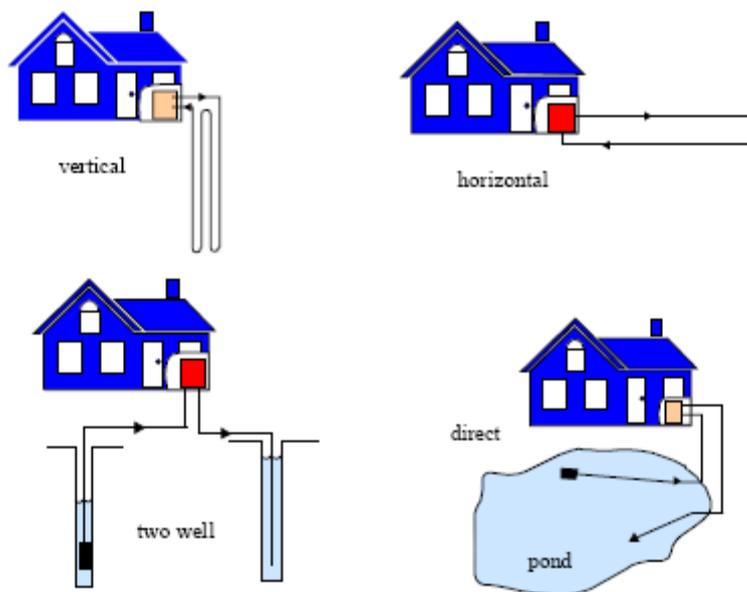


Figura 32 Sistemas de instalación de bombas de calor geotérmicas. Fuentes [12].

5.3.2 Impactos asociados

Los análisis del ciclo de vida para bombas de calor geotérmicas, demuestran que los efectos de esta tecnología son producidos principalmente por el uso de la electricidad, ya que dependiendo de su fuente de obtención, tal como carbón, gas natural o energía nuclear entre otros, afectará en menor o mayor grado la salud de las personas, la calidad de los ecosistemas y los recursos naturales, de acuerdo a la emisión de contaminantes del aire y gases efecto invernadero producidas [87].

Entonces, entrando en materia, decir que la electricidad representa el 87,1% de todos los impactos asociados durante el ciclo de vida de esta tecnología. En segundo lugar de

importancia y con una participación de un 6,1%, se considera el impacto ambiental que puede provocar la disminución de la capa de ozono, no por producto de los refrigerantes en si, sino que mas bien debido a las sustancias utilizadas para fabricar los refrigerantes, en donde existe la posibilidad de que significativas cantidades de sustancias agotadoras de la capa de ozono, como los clorofluorocarbonos (CFC) sean emitidos a la atmósfera [87].

Otros impactos se generan por la vía de la extracción y procesamiento de cobre y acero para su utilización como material base de la fabricación de las bombas de calor. Estas actividades son causantes de los principales efectos indirectos de esta tecnología sobre la salud humana. El fluido portador de calor no genera impactos significativos. Por otra parte, el proceso de perforación del pozo en donde se instalan las dos tuberías del intercambiador de calor, genera impactos menores sobre el uso del terreno, en donde el único impacto de consideración es el asociado al uso de los combustibles de la maquinaria de perforación de los pozos, con una generación de material particulado que se considera muy menor [87].

Por último, un análisis sobre la disminución de emisiones de CO₂ en comparación con sistemas de calefacción convencional mas nuevos y emergentes, realizada en varios países europeos, estima reducciones en las emisiones de entre un 30–39% en comparación con tecnologías de calefacción con productos de petróleo, y de un 11-23% en comparación con sistemas de calefacción a través de calderas a gas. En caso de considerar también sistemas de aire acondicionado la disminución de emisiones de CO₂ pueden alcanzar hasta un 55% en comparación con calderas que queman productos de petróleo y un 48% en calderas de gas [87]. Para el caso de bombas de calor con aire, las emisiones de una bomba de calor geotérmico son entre un 23-44% menos, y en comparación con sistemas de calefacción con resistencias eléctricas y equipos de aire acondicionado, las emisiones de las bombas geotérmicas son entre un 63-72% menores [44].

5.3.3 Eficiencia de las bombas de calor

La eficiencia de las bombas de calor usualmente se describe de acuerdo a su “coeficiente de rendimiento” generalmente conocido por su acrónimo COP¹⁰⁷ que para bombas de calor de fuentes geotérmicas, tienden a tener valores dentro de un rango de 3¹⁰⁸-5 [87], que pueden ser mucho mayores en algunos sistemas disponibles actualmente [76].

El COP incluye el consumo de energía (como un insumo), lo cual muestra que a diferencia de otras fuentes renovables como la solar o eólica, en donde la energía es consumida principalmente durante las etapas de instalación y construcción, en este caso, para las bombas de calor el consumo energético principal se realiza durante la operación del sistema [87], siendo por tanto validas las medidas que apoyen la eficiencia energética y disminución de emisiones de CO₂ de las diversas fuentes de producción eléctrica.

Finalmente decir, que las bombas de calor geotérmico son un 30% mas eficientes que las bombas de calor que utilizan aire, y un 50% mejores que los sistemas de calefacción que utilizan resistencias eléctricas [44].

¹⁰⁷ Del ingles “coefficient of performance” [76].

¹⁰⁸ Un COP = 3 es equivalente a una eficiencia del 300%, o bien decir que se producen 3 unidades de calor útil por cada unidad de energía consumida [76] (usualmente electricidad [46]).

Capítulo 6. Análisis y comentarios

A continuación se realiza un análisis de la información entregada en la segunda parte de este proyecto, clasificada de acuerdo a la tecnología, eficiencia e impactos asociados de cada una de ellas. Hacer notar que los comentarios provienen exclusivamente de la información entregada, por cuanto solo se incluyen referencias bibliográficas en el caso de ser información nueva, no mencionada en el capítulo anterior.

6.1 Tecnología y eficiencia

6.1.1 Generación eléctrica

El estado del arte de las principales tecnologías emergentes a nivel global, se concentra en el cuadro resumen Estadística 24, anexo 3. En esta tabla se presenta la información de la capacidad de generación eléctrica (potencia) de cada una de ellas, las eficiencias operacionales (factor de carga) y de conversión (eficiencia), junto con los combustibles posibles de utilizar.

Primero que todo, observar que las tecnologías de las mareas, olas y océanos son actualmente las tecnologías menos maduras de todo el resto. A este grupo también se podría unir la tecnología de concentración solar, no obstante una de ellas, la que utiliza reflectores cilindro parabólicos (CSP-RCP) es considerada la más madura dentro de las de su tipo [76].

De las demás tecnologías, la más destacable por su capacidad de producción eléctrica en forma individual, vienen a ser las centrales hidroeléctricas. A esta tecnología le siguen las centrales de energía nuclear y luego las que utilizan combustibles fósiles, destacándose entre ellas a las centrales de “combustión de carbón pulverizado” que han aumentado su capacidad gracias a los avances en los materiales de las centrales.

Sobre las tecnologías renovables con capacidad de generación demostrada y madura, es posible inferir que la geotérmica, solar FV, eólica y la cogeneración con bioenergía de baja potencia, están dentro de un mismo rango de producción, con límites máximos entre 5 y 10MW, con la excepción de la bioenergía de potencia mayor a 50 MW.

Dentro de este rango de energías renovables mostrar que si quisiéramos equiparar la potencia instalada de una PCC-SC de 1.000 MW, sería necesaria la instalación de aproximadamente 143 aerogeneradores de 7 MW.

La utilización de la capacidad de la planta en el tiempo, medido como factor de carga, muestra una variabilidad de acuerdo al combustible utilizado, destacándose de las tecnologías maduras, la energía geotérmica y nuclear con un 90 y un 81% respectivamente. Asimismo, dentro de las tecnologías menos maduras llama la atención el rango elevado de factor de carga entre 85-95% proyectado para la energía maremotérmica, que indica que cuando llegue a ser factible su desarrollo, esta tecnología podría trabajar casi todo el año a plena carga, con el único inconveniente de que su potencia máxima proyectada es baja (100 MW) en comparación con otras tecnologías de producción eléctrica.

Con respecto a las centrales de FBC y CHP, de las cuales no hay datos disponibles (n.d. en el cuadro Estadística 24, anexo 3) sobre sus factores de carga a nivel global, podría “suponerse” que sus valores son asimilables a los de otras tecnologías que utilizan carbón, las que según la AIE en la fuente [59] tienen un factor de carga de 74%.

También son apreciables en el cuadro resumen las eficiencias demostradas y/o proyectadas. Las mejores eficiencias de conversión de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, son logradas en orden decreciente por NGCC, PCC-SC y USC, IGCC. La cogeneración no se considero dentro de las más altas, porque se valoraron las

eficiencias eléctricas de la cogeneración con residuos (bioenergía-CHP). De estas tecnologías la que tiene mayores pretensiones de aumentar son la IGCC y NGCC, que proyectan aumentar sus eficiencias en más de un 6% gracias a la implementación de tecnologías con ciclo combinado, con el consiguiente aporte en la reducción de emisiones de CO₂. Particularmente la tecnología a gas natural tiene el gran desafío de mejorar sus eficiencias, ya que el porcentaje de generación eléctrica mediante este combustible es un 21,45%, y se espera que a futuro se incremente en un 23% siendo un aporte cada vez mayor de la generación de emisiones de CO₂, que en la actualidad las hace responsables del 18% de las emisiones globales.

Las centrales a carbón representan un 73% de las emisiones globales de CO₂ en el sector eléctrico, razón por la cual reviste gran importancia la implementación de mejoras tecnológicas y procesamientos y calidades adecuadas del carbón para su uso como combustible. En donde las centrales convencionales durante las últimas décadas, han mantenido su eficiencia en un 34%, pero que gracias a mejoras tecnológicas y de operación junto con la calidad del carbón, han logrado escalar a valores máximos de un 47%, esperando alcanzar eficiencias a largo plazo de un 50%, reduciendo el inmenso aporte que este combustible y sus derivados realizan en la emisión de CO₂. La energía nuclear también aumentaría en algunos casos su eficiencia en aproximadamente un 5%, considerándose que realiza un aporte en la descarbonización de la matriz energética al ser responsables de 13,45% de la generación eléctrica¹⁰⁹.

De las fuentes renovables de generación eléctrica, destacar nuevamente la hidroelectricidad con la eficiencia demostrada más alta de todas las fuentes (tradicionales y alternativas).

Resaltar las proyecciones de una eficiencia elevada para la energía mareomotriz similar a las hidroeléctricas, y la menor de todas las eficiencias proyectadas que corresponde a la energía mareomotérmica con solo 2,5-3%, que ha llevado a concluir que esta tecnología sería demasiado costosa como para competir con otras formas de producción eléctrica actualmente [98].

Por último, comentar que las eficiencias de las centrales que consumen productos de petróleo, no se han modificado sustancialmente en las últimas dos décadas manteniéndose en un rango de 35-36%, siendo este sector el que menos desarrollo tecnológico a logrado, que solo plantea un escenario optimista con respecto a la disminución de las emisiones de CO₂ en el sector eléctrico, gracias a su uso cada vez menor en la generación de electricidad, evitando eso sí, dar la impresión de reemplazo o desuso de este producto energético como combustible a nivel global, ya que tal y como se ha mencionado, la cantidad de productos de petróleo no consumidos en el sector eléctrico, se ven reflejados ampliamente en el consumo como combustible del sector transportes.

6.1.2 Transporte

6.1.2.1 Transporte de pasajeros

Los modos de transporte de pasajeros por vehículos ligeros, buses y avión, juntos suman más del 84% del transporte de pasajeros a nivel global. El aporte más significativo a este movimiento de personas lo realizan los vehículos ligeros que ya deben superar hoy en día los 780 millones de vehículos, con un crecimiento en las últimas dos décadas que ha superado el 60%, mucho más alto aún que el crecimiento de la población que para igual periodo de tiempo, se cifro en solo un 25%. Este crecimiento pareciera no tener fin, ya que se estima que con este mismo nivel para el año 2050 tendríamos un parque

¹⁰⁹ Ver cuadro Estadística 2, Anexo 3.

automotriz de más de 2 mil millones de vehículos, probablemente aerodinámicos y relucientes, lo que no quita el fuerte efecto que hoy en día y en el futuro tendrían en los patrones de consumo de combustibles.

Una opción tecnológica es optar por tecnologías avanzadas cuyas características manifiestan el interés por despegarse del incomodo y muchas veces costoso consumo de combustible, a través de vehículos que mantienen los motores de combustión interna en conjunto con motores eléctricos alimentados por baterías más desarrolladas, que tengan la capacidad no solo de propulsar un vehículo, sino que a la vez otorguen la mayor autonomía posible y sean una opción de ahorro de combustible principalmente fósil, que incluso han llevado a plantear el reemplazo de los motores de combustión interna por baterías cargadas en fuentes externas de electricidad, presentando de esta manera desafíos todavía aún mayores en el estudio e investigación de baterías que aseguren un suministro eléctrico confiable, que en primer momento se plantea sean utilizadas para el transporte dentro de la ciudad, o en desplazamientos relativamente cortos.

Otras opciones, desarrolladas a modo de prototipos, desechan los motores de combustión y optan por el desarrollo de vehículos con pilas de hidrogeno que inclusive podrían complementarse con baterías eléctricas. Sobre esta tecnología, aún resta mucho por desarrollar para una segura implementación, ya que primero deben solucionarse aspectos tales como una producción de hidrogeno constante, vías de transporte, estanques de almacenamiento adecuados técnica y económicamente, además de las formas de abastecimiento de combustible.

La implementación de modos de transporte de vehículos ligeros más avanzados, será una gran ayuda a la disminución de emisiones de GHG, ya que de acuerdo a la Figura 31 (pág. 94) este sector es menos eficiente que los trenes, buses y motocicletas, lo que da cuenta, sobre la necesidad del desarrollo de avances tecnológicos que sean implementados y estandarizados, considerando que son responsables de aproximadamente el 63% de las emisiones de GHG del sector transporte de pasajeros¹¹⁰. Por otra parte los buses (autocar) impulsados principalmente por gasóleo, con recorridos de largas distancias en el transporte de pasajeros, al parecer tienen escasas opciones de desarrollos avanzados como el caso de los vehículos ligeros, ya que buses a pilas de combustible acarrearían los mismos inconvenientes, aun no resueltos y mencionados para los vehículos ligeros, y la implementación de buses con motores eléctricos presenta desafíos técnicos en las baterías aun mayores, ya que los tiempos de recarga y la capacidad de almacenamiento de energía afectarían a la autonomía y desplazamiento de gran cantidad de pasajeros que confían en la puntualidad de este servicio. Las opciones más viables a corto plazo parecen ser el reemplazo del gasoil por biodiésel, y las mejoras técnicas y aerodinámicas de las maquinas y sus accesorios, además de medidas que hagan más eficiente la conducción sin perder aspectos de seguridad, que probablemente al igual que ocurre con los camiones ayuden a mejorar la eficiencia en porcentajes valorables.

El sector de transporte de pasajeros vía aérea, considerado el tercer sector en importancia es el modo de transporte de más alto crecimiento, ya que se estima que el crecimiento actual extrapolado hasta el 2050, implicaría que su crecimiento se multiplique por 4, recordando que para los vehículos ligeros se estima que su crecimiento se multiplique aproximadamente por 2,5. Un gran inconveniente de cambios tecnológicos es que una vez realizados, estos podrían verse implementados completamente luego de 20 años, ya que el recambio de las flotas de aviones es así de

¹¹⁰ Se consideran las emisiones de coches y camiones ligeros en el sector de transporte de pasajeros [76].

lento, siendo descartables a corto plazo las opciones de motores eléctricos, o pilas de combustibles en aviones de grandes dimensiones.

Una opción a la búsqueda de mejoras tecnológicas más viables a corto plazo en la aviación viene a ser la sustitución del queroseno por biodiésel de alta calidad, que ayude a no depender de los combustibles fósiles, cuidando también de evitar emisiones de CO₂ en la producción de combustible de aviación. Se espera que estas medidas puedan influir en las bajas eficiencias de la aviación, que lo convierten de acuerdo a la Figura 31 (pág. 94), en uno de los dos sectores junto con los vehículos ligeros, menos eficientes en el transporte de pasajeros con una alta intensidad (emisiones) de GHG por pasajero-kilómetro, que tienen el rango de intensidad más estrecho, lo cual puede implicar a su vez, márgenes limitados de mejora en las eficiencias a través de cambios tecnológicos y reemplazo de combustibles.

6.1.2.2 Transporte de mercancías

Distintas razones, han hecho posible el crecimiento de variados modos de transporte de mercancías, ya que por ejemplo el transporte vía carretera mediante camiones destaca por ser un medio de transporte puntual y eficiente, que se ha convertido en el sector del transporte de mercancías que más ha crecido en las dos últimas décadas. Los combustibles utilizados por camiones, son mayoritariamente el gasóleo y una parte de gasolina, los cuales se recomienda reemplazar por biocombustibles. A su vez, se estima que medidas externas que apliquen tanto a la eficiencia técnica de los equipos y accesorios de los camiones, junto con mejoras e instrucción en formas más adecuadas de conducción, se podría aumentar la eficiencia, influyendo positivamente en la disminución de emisiones de GHG. Lo anterior no es menor, considerando que el transporte vía camiones tiene un rango de intensidad de emisiones que es de los más elevados (junto con la aviación), lo cual siempre y cuando se den condiciones económicas iguales, puede llegar a ser motivo de influencia en la elección de un modo de transporte u otro, como por ejemplo decidir si las mercancías se transportan por carretera o por tren, teniendo en cuenta que la operación de los trenes es más eficiente, y además como se puede ver en la Figura 30 genera notablemente menos emisiones de GHG por tonelada-kilómetro recorrido.

La opción de los trenes utiliza mayoritariamente gasóleo, y en forma minoritaria electricidad, la cual nuevamente podría ser mejorada a través de la utilización de biocombustibles y el aumento de la participación de la electricidad, en especial de electricidad renovable, que mejoraría más aún las características de esta forma de transporte que se destaca como ya se menciona, por las bajas emisiones de GHG y menor consumo energético. En todo caso, hacer notar que el año 2007 el movimiento de carga en tkm por carretera y tren fue similar.

A través de barcos, los movimientos de carga marítima internacional se han duplicado debido al aumento de las exportaciones asiáticas. Este modo de transporte se soporta en mejorar su eficiencia a medida que aumenta el tamaño de los buques portacontenedores. Otra ventaja se aprecia en la Figura 30, siendo este sistema el menos intenso en la emisión de GHG por tonelada-kilómetro, que podría incrementarse si se reemplazara la mayor proporción posible del contaminante *combustóleo pesado*, por opciones más limpias como el gasóleo, biodiésel o gases de combustión.

6.1.3 Producción de calor y frío

Las bombas de calor que utilizan la geotermia de bajas temperaturas para producir calor y frío son tecnologías primero que todo altamente eficientes, al considerar que producen más calor o frío útil que la energía eléctrica consumida durante la operación. De hecho

la eficiencia de las bombas COP, tiene valores entre 3 y 5, que implican que existen instalaciones con eficiencias de un 500%, ya que se producen 5 unidades de calor útil por cada unidad de energía consumida.

Las capacidades de una bomba de calor, van de unos pocos kW hasta instalaciones actuales de 4 MW, con factores de carga promedios a nivel mundial de 10-20% para el modo calefacción, que se logran duplicar en el caso de incluir sistemas de generación de frío. En algunos países nórdicos de Europa existen bombas de calor para calefacción que operan a carga plena, por aproximadamente 6.000 horas al año, es decir, con un factor de carga de 68% [46].

Un insumo importante de esta tecnología que influye principalmente en las emisiones de CO₂, viene a ser la electricidad que puede disminuir sus emisiones asociadas a través de producción de electricidad renovable o de bajo carbono.

Por último, importante será en la instalación de una bomba de calor, las condiciones geológicas como la calidad del suelo y la profundidad a la cual se encuentren los fluidos geotérmicos, que influirán en la factibilidad técnica-económica de este tipo de tecnología, con pozos que comúnmente no son muy profundos (< 400 m), ya que sistemas geotérmicos más profundos suelen utilizarse para producir electricidad [87].

6.2 Impactos asociados

6.2.1 Tecnologías de generación eléctrica

A continuación se resaltan los impactos asociados a la generación eléctrica mas importantes para distintos modos de generación:

a) Combustión de carbón

- Responsables del incremento global de las emisiones de CO₂
- Emiten el 73% de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico
- Grandes cantidades de agua son utilizadas en extracción, transporte, refrigeración
- La extracción minera y sitios de acopio de residuos ocupan extensiones de terreno mayores que las que ocupa la central eléctrica
- La extracción superficial genera grandes superficies de terreno áridos
- Emisión de SO₂, NO_x y MP
- Emisiones de CO₂ durante LCA de una planta a carbón convencional: 0,95 t/MWh
- Emisión de CO₂ durante LCA de USC-PCC: 0,777 t/MWh
- Producción de escorias y cenizas

b) Combustión de gas de síntesis

- Remoción entre 90-95% del S y N del gas de síntesis
- Reducción de emisiones de MP
- Emisiones de CO₂ durante LCA de IGCC: 0,708 t/MWh
- Consume 1/3 del agua utilizada por PCC para el proceso de refrigeración
- El consumo de agua en la extracción del carbón es similar al de las tecnologías de carbón, porque los volúmenes utilizados son parecidos
- El tamaño de las planta es similar a las de carbón
- Las extensiones de terreno para extracción minera y acopio son grandes
- Producción de cenizas y escorias similar a las centrales a carbón

c) Combustión de gas

- Responsables del 18% de las emisiones de CO₂ a nivel global
- NGCC en comparación con USC-PCC, emiten como máximo un 25% de SO₂, NO_x y MP por unidad eléctrica generada
- Emisión de CO₂ durante LCA de plantas a gas natural: 0,45 t/MWh
- Emisión de CO₂ durante LCA de NGCC: 0,403 t/MWh
- Genera residuos por catalizadores gastados
- No genera gran cantidad de residuos sólidos y líquidos
- Ocupa superficies de terreno menores que la tecnología a carbón incluyendo las centrales y pozos de perforación
- Consume 1/3 del agua utilizada por centrales a carbón, considerando la operación, extracción y transporte
- Posibilidad de contaminación de acuíferos durante la perforación de pozos
- Riesgo de fugas de metano

d) Fisión nuclear

- Emisiones de CO₂ son desde 1/25 hasta un 1/45 de las emisiones de las tecnologías de combustibles fósiles
- Las emisiones de CO₂ durante LCA de una central nuclear: 0,01-0,05 t/MWh
- Se proyecta que con la generación III, las emisiones de CO₂ bajen a 0,005 t/MWh
- Emisión casi nula de NO_x, SO₂ y MP durante la operación
- Durante la extracción del uranio los contaminantes atmosféricos son bastante menores que los emitidos en procesos de extracción de carbón
- Los volúmenes de extracción de uranio son elevados y pueden haber efectos negativos en el consumo y contaminación de agua
- Los reactores refrigerados por agua consumen un mayor volumen de agua por unidad eléctrica en comparación con centrales a carbón
- Las instalaciones de una central nuclear son mayores que las de una central termoeléctrica
- Las superficies de terreno utilizadas en la extracción minera y almacenamiento de combustible son menores que las de carbón.
- Volumen de residuos es relativamente bajo con el inconveniente de tener radioactividad que obliga a su gestión diferenciada por muchísimos años
- Debido a los accidentes nucleares se aumenta una percepción negativa al respecto en varios países.

e) Co-combustión biomasa

- Reemplaza hasta el 20% del combustible fósil en plantas modernas por biomasa sólida, proyectándose que alcance hasta un 50%
- A mayor porcentaje de biomasa, mayor reducción de emisiones de CO₂, ya que para un 5-15% de biomasa en el combustible, las emisiones disminuyen entre un 5,4-18,3%
- Puede incrementarse la emisión de MP
- Menor consumo de agua que la generación a carbón
- Menor emisión de SO₂ y NO_x que centrales a carbón
- Producción de cenizas sin uso alternativo
- Competencia con terrenos agrícolas por su reemplazo con cultivos energéticos

f) Hidroelectricidad

- Fuente de generación eléctrica confiable
- Emite cantidades mínimas de SO₂ y NO_x
- Durante la operación no emite MP
- Protección ante inundaciones y ayuda para el abastecimiento de aguas de riego
- El agua utilizada no sufre ninguna contaminación
- Los embalses en algunos casos inundan considerables extensiones de terreno, cuyos impactos son irreversibles
- La inundación de terrenos genera desplazamiento de los habitantes del sector y conflictos de uso con otros sectores productivos
- Cantidades menores de generación de metano por descomposición de la materia orgánica
- Problemas de sedimentación acumulada al fondo de los embalses
- Emisiones de CO₂ durante LCA en una central de pasada: 0,0037 t/MWh
- Emisiones de CO₂ durante LCA en una central con embalse: 0,237 t/MWh

g) Recursos geotérmicos

- Genera impactos bajos o moderados a la calidad del aire, agua y tierra, menores que los impactos de centrales a gas o carbón
- Problemas de liberación de CO₂ contenido en los fluidos geotérmicos
- Emisiones de GHG son aprox. 10 veces menores que las de una central a carbón
- Emisiones de CO₂ durante LCA en una planta geotérmica: 0,082 t/MWh
- Superficies de terreno utilizadas en la extracción e instalación de las centrales es pequeña en comparación con proyectos de combustibles fósiles y nucleares.
- Se debe manipular en forma segura los fluidos geotérmicos para evitar contaminación de aguas superficiales

h) Recursos eólicos

- Durante la operación de los aerogeneradores no se emite SO₂, NO_x, MP y CO₂
- Durante la fabricación de turbinas y torres se generan mínimas cantidades de SO₂ y NO_x
- Emisiones de CO₂ durante LCA en aerogeneradores offshore: 0,0165 t/MWh
- Emisiones de CO₂ durante LCA en aerogeneradores onshore: 0,0097 t/MWh
- No utiliza agua en la operación y durante la construcción las cantidades utilizadas son menores que las requeridas en centrales termoeléctricas
- Grandes extensiones utilizadas en la instalación de un parque eólico con razones que pueden ser de 0,08 km²/MW
- 97% del terreno utilizado puede utilizarse en otros rubros
- Las instalaciones en mar compiten con otros usos tales como pesca, navegación, etc.
- Genera impactos visuales y auditivos.
- Impactos a los recursos naturales y la salud de las personas, mucho menores que los producidos por centrales de combustible fósil.

i) Recursos solares CSP

- CSP produce emisiones contaminantes al aire solo durante la limpieza
- CSP tiene sistemas de respaldo a gas

- Emisiones de CO₂ durante LCA en CSP-DP¹¹¹: 0,0136 t/MWh
- Emisiones de CO₂ durante LCA en CSP-T¹¹²: 0,202 t/MWh
- Emisiones de CO₂ durante LCA en CSP-RCP¹¹³: 0,196 t/MWh
- Volumen de agua utilizada para refrigeración por unidad eléctrica producida, es mucho mayor que el utilizado por una central a carbón
- Producción reducida de residuos sólidos y líquidos
- Superficie de terreno para instalación de los huertos solares es mayor que la necesaria para centrales convencionales, con una proporción de 0,02 km²/MW
- Los colectores ocupan solo 1/3 del área, pero el resto es difícil de utilizar en otra actividad
- Deben buscarse lugares de instalación que no afecten la agricultura

j) Recursos solares FV

- No produce contaminantes del aire durante la generación eléctrica
- Emisiones contaminantes durante el proceso de fabricación e instalación de las plantas, y durante los procesos de extracción y procesamiento de la materia prima de las células
- Emisiones de CO₂ durante LCA en módulos FV de a-Si: 0,053 t/MWh
- Emisiones de CO₂ durante LCA en módulos FV de c-Si y mc-Si: 0,25 t/MWh
- Consumo de agua no es necesario durante la operación y solo sería necesario durante labores de limpieza
- El consumo de agua durante la extracción y procesamiento de la materia prima será despreciable en comparación con el proceso del carbón
- Se puede instalar sobre suelos degradados, recuperando su uso, o bien en los techos. Además ocupan 0,015 km² por MW de potencia instalado.
- La generación de residuos tóxicos durante la extracción de la materia prima y la fabricación de los paneles solares es menor, pero no despreciable

k) Recursos de las mareas y corrientes

- Los sistemas con diques cambian el flujo de las corrientes generando impactos en los ecosistemas
- Mortalidad de especies marinas que pasan por las turbinas de los embalses
- Durante la generación eléctrica con diques de mareas no se emiten contaminantes atmosféricos, existiendo la posibilidad de generación de metano en los embalses
- Las “turbinas de corriente” tienen menos impactos que los “diques de mareas”
- Se suponen emisiones de CO₂ durante el LCA de los diques de mareas asimilables a los proyectos hidroeléctricos.

l) Recurso de las olas de los océanos

- Proyectos de gran envergadura pueden afectar los ecosistemas
- Actúan como rompeolas afectando la mezcla de las aguas y transporte de sedimentos
- Tienen utilidad junto a instalaciones portuarias
- Genera contaminación acústica bajo el agua

¹¹¹ DP: Discos parabólicos

¹¹² T: Torre central

¹¹³ RCP: Reflectores cilindro parabólicos

- Durante su construcción se generan mínimas emisiones de SO₂ y NO_x
 - Emisión de CO₂ durante LCA de una central undimotriz: 0,011 t/MWh
 - Se debe tener precaución con los fluidos hidráulicos de la central
- m) Recurso de gradientes térmicos de los océanos
- Cambios térmicos del agua utilizada
 - Modificación de nutrientes en la superficie
 - Mortalidad de especies marinas en filtros y tuberías
 - Precaución con el cloro y amoniaco de las centrales
 - Emisiones de CO₂ que se encontraba retenido en aguas profundas
 - Las emisiones de CO₂ durante LCA en centrales maremotérmicas: 0,007 t/MWh

6.2.2 Tecnologías de transporte

a) Transporte de pasajeros

- Los coches, camiones ligeros y los aviones son responsables de aproximadamente el 81% de las emisiones de GHG asociadas al sector transporte de pasajeros.
- Para disminuir las emisiones de GHG se deberán adoptar mejoras tecnológicas, utilizar mayor proporción de hidrogeno, electricidad y biocombustibles, además de mejoras en la eficiencia y captura de carbono de los procesos de producción de combustibles fósiles y fuentes renovables o nucleares de generación eléctrica.

b) Transporte de mercancías

- Los camiones pesados, barcos y vehículos ligeros de transporte de carga emiten el 80% de los GHG del transporte de mercancías a nivel global.
- Para disminuir las emisiones de GHG se deben adoptar medidas técnicas que mejoren la eficiencia de los camiones, trenes y barcos, además del reemplazo parcial de combustibles por biodiésel tanto para la gasolina y gasóleo de los camiones, el gasóleo de los trenes y el combustóleo pesado y gasóleo de los barcos, en donde los barcos además pueden utilizar gases combustibles, los trenes pueden utilizar electricidad proveniente de fuentes renovables o bajas en carbono (con la debida mejora en la electrificación de las vías), y los camiones se espera a futuro puedan propulsarse con electricidad o pilas de combustible.

6.2.3 Tecnología de calor y frío

- Un 87,1% de los impactos durante LCA de esta tecnología, provienen de la electricidad utilizada
- La electricidad consumida durante la operación generará mas o menos emisiones de acuerdo a la forma de producción de la electricidad
- El segundo impacto en importancia es la disminución de la capa de ozono
- Efectos sobre la salud humana por la extracción y procesamiento en la fabricación de cobre y acero
- La perforación de pozos utiliza pequeñas superficies de terreno, y solo produce emisiones por los equipos utilizados y menores emisiones de MP
- 30-39% de disminución de emisiones de CO₂ en comparación con tecnologías de calefacción con productos de petróleo
- 11-23% de disminución de emisiones de CO₂ en comparación con tecnologías de calefacción con calderas a gas

Capítulo 7. Conclusiones

El objetivo principal de este proyecto, consistente en la realización de un análisis en forma general, sobre el estado de la situación de las fuentes de energía primaria se ha logrado cumplir, gracias a la recopilación de datos técnicos que nos permiten disponer en forma estructurada de información, la cual presentada en conjunto nos logra entregar una visión a nivel global sobre las fuentes energéticas primarias y sus principales usos. A continuación, se presentan las principales conclusiones por sector.

7.1 Conclusiones sobre los productos energéticos

Al momento de evaluar la variedad de productos energéticos disponibles, es posible inferir que los combustibles fósiles son por lejos la categoría con mayor versatilidad y disposición de productos energéticos primarios y secundarios, seguidos desde lejos por las fuentes renovables y residuos, hasta llegar finalmente a la energía nuclear.

Esta amplia variedad de productos energéticos, tienen como principal destino de consumo a los subsectores de la agricultura, comercio, servicios públicos y residenciales, en donde el producto energético más consumido es la electricidad y el calor. A este sector le sigue el sector transporte, con un consumo de productos de petróleo ampliamente mayoritarios.

El consumo de uno u otro producto energético puede ser analizado desde el punto de vista de las reservas, lo que muestra como para el caso de los combustibles fósiles, las principales reservas se encuentran en Rusia y EE.UU., y que a nivel regional Medio Oriente posee en conjunto la mayor cantidad de reservas probadas, seguido de Europa y Eurasia. Esto contrasta con el caso de la energía nuclear en donde las principales reservas de uranio se encuentran en Asia Pacífico con el gran aporte de Australia.

Esta dispersión geopolítica de las reservas fósiles y nucleares, se repite para las fuentes renovables, ya que en la distribución de reservas ya no destacan solo Rusia y EE.UU., sino que también se incluyen con un alto grado de participación China y Brasil. Consecuentemente, a nivel regional las principales reservas de una u otra fuente renovable se encuentran entre Europa y Eurasia, Norteamérica, Asia Pacífico, y Sur y Centroamérica, siendo África uno de los continentes que menos se destaca, no obstante la región de Medio Oriente ni siquiera es mencionada dentro de las principales.

Las reservas acumuladas por país o región, relacionadas con su producción anual, son recogidas por las razones R/P, en donde para los combustibles fósiles más el nuclear la mayor razón la ostenta la turba con 414 años, debido más que a grandes reservas, a la producción marginal que actualmente posee. El carbón a su vez, tiene una disponibilidad de sus recursos estimada de 118 años, seguido del gas natural y por último el petróleo con solo 46 años a nivel mundial.

Para las fuentes renovables decir que aún queda mucho potencial renovable por explotar, destacando el potencial técnico-económico que posee la energía solar fotovoltaica, eólica y la energía maremotérmica.

A nivel de precios de combustibles fósiles y nucleares, su comportamiento es bastante variable con excepción de la turba que siempre ha ido al alza. Los demás combustibles siempre por razones técnicas, económicas o políticas han sufrido alzas o bajas.

Sobre la oferta energética primaria, el consumo de energía primaria para la satisfacción de las necesidades energéticas mundiales es liderado por el petróleo, seguido de cerca por el producto energético carbón/turba, predominando el conjunto de los combustibles fósiles que representan un 80,9% del consumo primario.

Un análisis histórico de la evolución de la oferta de energía primaria entre 1973 y 2009, muestra que los porcentajes de consumo de gas natural, carbón/turba, nuclear, hidroeléctrica y otras han aumentado, en cambio que el petróleo, biocombustibles y residuos han disminuido, con una baja pronunciada para el petróleo desde 46% en 1973 hasta 32,8% el 2009. Por regiones se observa que Europa, Norteamérica y Asia ostentan los mayores niveles de consumo de productos energéticos primarios a nivel mundial, en donde a través de los años, todas las regiones han disminuido su consumo primario con excepción de Asia, debido al aumento de consumo sostenido en China.

El consumo energético final total muestra que el petróleo, compuesto principalmente por los productos de petróleo concentra el mayor porcentaje del consumo final total con un 41,3%, seguido por el gas natural. La evolución histórica del consumo final total entre 1973 y 2009 permite observar que el petróleo, gas natural, biocombustibles y residuos y el carbón/turba disminuyen sus porcentajes de consumo a nivel global, solo aumentando en el tiempo la participación de la electricidad y el grupo otras (solar, geotérmica y calor). A nivel regional, la única región que no se ha mantenido o disminuido, sino que más bien ha aumentado su consumo final total es Asia, gracias nuevamente al aporte de China.

7.2 Conclusiones sobre las tecnologías

En primer lugar, con respecto a la generación eléctrica decir que la energía de las mareas, olas y océanos están consideradas como las tecnologías menos maduras de todo el resto, a las que también se puede incluir la tecnología de concentración solar.

Por otro lado, para las tecnologías maduras y probadas de producción eléctrica, destacar la gran capacidad de potencia de la hidroelectricidad, seguida por la tecnología nuclear y las centrales PCC.

El factor de carga de las distintas tecnologías, como medición de la utilización de la capacidad total de una planta a lo largo de un año, es liderado ampliamente por la energía geotérmica, cuyos valores altísimos, implican que esta tecnología logra mantener una producción eléctrica a plena carga durante casi todo el año. Con respecto a tecnologías menos maduras, comentar que la energía maremotérmica se proyecta como una fuente energética que lograría factores de carga mayores que la geotermia.

Otras tecnologías como la IGCC y NGCC, cuya energía térmica es convertida en electricidad, se destacan por tener actualmente las mayores eficiencias de conversión de todas las tecnologías fósiles y nucleares, que gracias a la implementación del ciclo combinado se estima podrían aumentar.

Mayores esfuerzos y mejoras tecnológicas para aumentar la eficiencia, deben a futuro enfocarse también en las tecnologías a carbón, responsables del 73% de las emisiones de CO₂ generado por la producción de electricidad, ya que existe una relación directa entre el aumento de la eficiencia y la disminución de las emisiones de CO₂.

Para el caso de las tecnologías renovables, manifestar que la hidroelectricidad tiene las mejores eficiencias demostradas, muy cercanas al 100%, destacándose dentro de las menos maduras, a la energía mareomotriz con proyecciones de eficiencias de conversión similares a las hidroeléctricas. Además, hacer notar a la energía maremotérmica que tiene proyectada una eficiencia bajísima.

A nivel de impactos ambientales de la generación eléctrica y comparando cuantitativamente a las tecnologías con respecto a las emisiones de CO₂ durante su ciclo de vida, se puede exponer claramente que la tecnología a carbón es la más contaminante, en donde el cambio de carbón por biomasa, si bien disminuye las emisiones, lo hace en

un porcentaje que deja aún a la co-combustión como una de las que genera mas emisiones de CO₂, superada solo por las centrales a carbón a condiciones subcríticas.

El gas natural dentro de los combustibles fósiles se ve como una buena opción de generación eléctrica, junto con otras tecnologías como la nuclear, que mirada solo desde el punto de vista de disminución de CO₂, es una de las tecnologías que menos emite durante todo su ciclo de vida, acompañada siempre por las tecnologías renovables, que disminuyen considerablemente sus emisiones de CO₂, en comparación con las fuentes fósiles.

En segundo lugar mencionar aspectos tecnológicos importantes del transporte de pasajeros y de mercancías, en donde los mas relevantes, tales como los vehículos ligeros, buses, camiones, trenes, barcos y aviones, permiten inferir la necesidad profunda de mejoras tecnológicas en todos los modos de transporte, que permitan una mayor cantidad de transporte de pasajeros o productos con el menor consumo de combustibles posible, lo cual puede ser logrado con distintas opciones que van desde la implementación de tecnología basada en la electricidad o pilas de combustibles, hasta el cambio de los combustibles fósiles por biocombustibles de alta calidad, siendo probablemente el caso de la aviación el mas lento, ya que la implementación completa de cambios tecnológicos solo se puede lograr en aproximadamente 20 años, debido a la lenta velocidad de renovación de las flotas de aeronaves lo cual se ve agravado, al considerar que este medio de transporte es uno de los menos eficientes y mas contaminantes, sin olvidar que uno de los medios de transporte de carga y pasajeros mas eficientes corresponde a los trenes.

Los impactos asociados a la generación de GHG de los modos de transporte se verán beneficiados por mejoras técnicas de los motores, y cambios de combustibles menos contaminantes en vehículos ligeros, camiones, aviones y barcos, responsables de aproximadamente el 80% de la emisiones de GHG en el sector de transporte, debiendo privilegiarse el transporte de carga y pasajeros vía ferroviaria que también ayudaría a una disminución global de las emisiones de este sector de uso final, junto con el desincentivo del transporte de pasajeros por vehículos ligeros.

Por ultimo, la generación de calor y frío, a través de la utilización de las bombas de calor geotérmico, son tecnologías altamente eficientes que contaminan mucho menos que sistemas de calefacción a gas o petróleo, siendo aún mas eficiente, si las tecnologías de generación de la electricidad utilizada provinieran de fuentes con bajas emisiones.

7.3 Mejoras al PFM

Posibles mejoras a esta recopilación y análisis de información sobre el estado de la situación de las diferentes formas de energía primaria a nivel global, pueden ser realizadas en el sentido de ajustar la información presentada, a alguna localidad específica, en donde para comenzar ya se dispondría de una visión clara sobre la energía a nivel mundial, por regiones, e incluso en la mayoría de los casos también a nivel de los países, lo cual es una ventaja en el conocimiento de las formas de generación de energía actuales, que pueden ser útiles en la toma de decisiones sobre política energética o bien la implementación tecnológica.

Otra posible mejora, sería complementar la información presentada con análisis de costos de las distintas tecnologías de transportes, generación de electricidad, calor y frío. Finalmente, decir que sería recomendable enfocar mayores acciones de investigación y desarrollo a la mayoría de las conclusiones obtenidas para seguir evaluando sus impactos y formas de mejora continua de cada uno de los procesos.

Referencias

- [1] OECD/IEA. Manual de estadísticas energéticas, 2007. Disponible en: http://iea.org/stats/docs/statistics_manual_spanish.pdf, revisado el 4 de noviembre de 2011.
- [2] Cushion, E., Whiteman, A., Dieterle, G. Bioenergy development. Issues and impacts for poverty and natural resources management. The World Bank, 2010. Disponible en: <http://issuu.com/world.bank.publications/docs/9780821376294?mode=embed&layout=http://skin.issuu.com/v/light/layout.xml&showFlipBtn=true>, revisado el 6 de febrero de 2012.
- [3] OECD/IEA. World energy balances. online data services, 2011. Disponible en: <http://data.iea.org>, revisado el 4 de noviembre de 2011.
- [4] OECD/IEA. Extended energy balances. Online data services, 2011. Disponible en: <http://data.iea.org>, revisado el 4 de noviembre de 2011.
- [5] OECD/IEA. Key World Energy Statistics, 2011. Disponible en: http://iea.org/textbase/nppdf/free/2011/key_world_energy_stats.pdf, revisado el 2 de enero de 2012.
- [6] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Alquitr%C3%A1n_de_hulla, revisado el 18 de enero de 2012.
- [7] Ghosh, T.K., Prelas, M.A. Energy resources and systems. Fundamental and non-renewable resources. Coal, 2009; Vol. 1, Chapter 6: 159-279.
- [8] BP Statistical review of world energy, June 2011. Disponible en: <http://www.bp.com/statisticalreview>, revisado el 27 de octubre de 2011.
- [9] U.S. Energy Information Administration, 2012. Disponible en: http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=coal_prices, revisado el 27 de enero de 2012.
- [10] World Coal Association, 2012. Disponible en: <http://www.worldcoal.org/coal/where-is-coal-found/>, revisado el 20 de diciembre de 2012.
- [11] U.S. Energy Information Administration, 2012. Disponible en: http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=coal_home, revisado el 31 de enero de 2012.
- [12] World Energy Council. Survey of energy resources, 2010. Disponible en http://www.worldenergy.org/documents/ser_2010_report_1.pdf, revisado el 23 de enero de 2012.
- [13] Charman, D. Peatlands and environmental change. John Wiley & Sons Ltd., 2002.
- [14] Page, S.E., Banks, C.J., Rieley, J. Technical report 1: Extent and significance of Tropical Peat Carbon Pools. University of Leicester and Carbopeat partner, 2010. Disponible en <http://www.geog.le.ac.uk/carbopeat/media/pdf/tr1.pdf>, revisado el 23 de enero de 2012.
- [15] International Peat Society, 2012. Disponible en <http://www.peatociety.org/peatlands-and-peat/peat-energy-resource>, revisado el 24 de enero de 2012.
- [16] Wikipedia, 2012. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Turba>, revisado el 24 de enero de 2012.
- [17] Paappanen, T. Peat Industry In The Six EU Member States – Country Reports: Finland, Ireland, Sweden, Estonia, Latvia, Lithuania , 2010. Disponible en [http://www.epagma.eu/SiteNote/WWW/GetFile.aspx?uri=%2Fdefault%2Fhome%](http://www.epagma.eu/SiteNote/WWW/GetFile.aspx?uri=%2Fdefault%2Fhome%2F)

- [2Fnews-publications%2Fnews%2FFiles%2FMainBloc%2FCountry%20reports%20all%20121010_371eb97a-5d9b-4f29-820c-65e1da1f4114.pdf](#), revisado el 25 de enero de 2012.
- [18] Ghosh, T.K., Prelas, M.A. Energy resources and systems. Fundamental and non-renewable resources. Natural gas, 2009; Vol. 1, Chapter 7: 281-381.
- [19] U.S. Energy Information Administration, 2012. Disponible en: http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=natural_gas_factors_affecting_prices, revisado el 30 de enero de 2012.
- [20] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/%C3%89ter_de_petr%C3%B3leo, revisado el 31 de enero de 2012.
- [21] Wikipedia, 2012. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Queroseno>, revisado el 31 de enero de 2012.
- [22] Wikipedia, 2012. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Fueloil>, revisado el 1 de febrero de 2012.
- [23] Wikipedia, 2012. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Parafina>, revisado el 1 de febrero de 2012.
- [24] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Coque_de_petr%C3%B3leo, revisado el 1 de febrero de 2012.
- [25] Ghosh, T.K., Prelas, M.A. Energy resources and systems. Fundamental and non-renewable resources. Petroleum, 2009; Vol. 1, Chapter 8: 383-451.
- [26] Ruiz-Caro, A. El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Santiago de Chile, abril de 2001.
- [27] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Tipo_de_cambio_spot, revisado el 2 de febrero de 2012.
- [28] U.S. Energy Information Administration, 2012. Disponible en: http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=oil_prices, revisado el 2 de febrero de 2012.
- [29] Foro Nuclear de la Industria Española, 2012. Disponible en: <http://www.foronuclear.org/es/energia-nuclear/glosario>, revisado el 3 de febrero de 2012.
- [30] Saito, S. Role of nuclear energy to a future society of shortage of energy resources and global warming. Journal of Nuclear Material, 2010; 398:1-9.
- [31] Foro Nuclear de la Industria Española. Energía 2011. Disponible en: <http://www.foronuclear.org/energia/2011/energia-2011>, revisado el 4 de febrero de 2012.
- [32] EURATOM Supply Agency. Annual Report 2010. Disponible en: <http://ec.europa.eu/euratom/ar/ar2010.pdf>, revisado el 4 de febrero de 2012.
- [33] IEA. Renewables information. IEA Statistics, 2010. Disponible en: <http://books.google.es/books?id=ICJwi7bEbOAC&pg=PA6&dq=biogoline&hl=es&sa=X&ei=jSEwT6iiHMy6hAer5K3lCg&ved=0CEoQ6AEwBA#v=onepage&q=biogoline&f=false>, revisado el 5 de febrero de 2012.
- [34] Letcher, T.M. Future energy: improved, sustainable and clean option for our planet. Elsevier Ltd., 2008. Chapter 9, 151-170.
- [35] Wikipedia, 2012. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Sorghum>, revisado el 17 de febrero de 2012.

- [36] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Manihot_esculenta, revisado el 16 de febrero de 2012.
- [37] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Aceite_de_palma, revisado el 16 de febrero de 2012.
- [38] Wikipedia, 2012. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Brasic%C3%A1ceas>, revisado el 16 de febrero de 2012.
- [39] FAOSTAT. Producción de productos alimentarios y agrícolas. Online statistical database, 2012. Disponible en: <http://faostat.fao.org>, revisado el 17 de febrero de 2012.
- [40] Lafitte, H.R. Fisiología del maíz tropical, 2001. Disponible en: <http://www.fao.org/docrep/003/X7650S/x7650s05.htm>, revisado el 17 de febrero de 2012.
- [41] Lizardo, J., Pinguelli, L., Fidelis, N. Generating Electricity in a Carbon-Constrained World. Hydroelectricity: Future Potential and Barriers, 2010; Chapter 12:323-344.
- [42] Balmer, M., Spreng, D. Future Energy. Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet. Hydroelectric power, 2008; Chapter 11:193-209.
- [43] REN21. Renewables 2011. Global Status Report, 2011. Disponible en: http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR2011.pdf, revisado el 21 de febrero de 2012.
- [44] Renner, J. Future Energy. Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet. Geothermal energy, 2008; Chapter 12:211-223.
- [45] Bertani, R. Geothermal power generation in the world 2005–2010 update report, 2012. Geothermics 41:1-29.
- [46] Lund, J., Freeston, D., Boyd, T. Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review, 2011. Geothermics 40:159-180.
- [47] Chamorro, C., Mondéjar, M., Ramos, R., Segovia, J., Martín, M., Villamañán, M. World geothermal power production status: Energy, environmental and economic study of high enthalpy technologies, 2011. Article in press. Energy xxx:1-9.
- [48] IEA. Renewables information 2010: with 2009 data, 2010.
- [49] Kaufmann, R. The role of market fundamentals and speculation in recent prices changes for crude oil, 2011. Energy Policy 39:105-115.
- [50] Pelc, R., Fujita, R. Renewablwe energy for the ocean, 2002. Marine Policy 26:471-479.
- [51] NASA. Earth Observatory, 2012. Disponible en: <http://earthobservatory.nasa.gov/IOTD/view.php?id=1824>, revisado el 24 de febrero de 2012.
- [52] Dubois, S., Klein, K., Villemure, M. Viability of renewables technologies from marine derived energy as global sources of electricity, 2008. mSURH 3: 28-31. Disponible en: <http://msurj.mcgill.ca/vol3/iss1/dubois2008.pdf>, revisado el 25 de febrero de 2012.
- [53] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Gradiente_t%C3%A9rmico_oce%C3%A1nico, revisado el 25 de febrero de 2012.
- [54] Fujita, R., Merkhham, A., Diaz, J.E., Martínez, J.R., Scarborough, C., Greenfield, P., Black, P., Aguilera, S. Revisiting ocean thermal energy conversión, 2012. Marine Policy 36: 463-465.
- [55] OECD/IEA. Statistics, electricity, 2011. Disponible en: http://iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=29, revisado el 6 de marzo de 2012.

- [56] Rourke, F.O., Boyle, F., Reynolds, A. Tidal energy update 2009, 2010. Applied Energy 87: 398-409.
- [57] Charlier, R.H. A “sleeper” awakes: tidal current power, 2003. Renewable and Sustainable Energy Review 7: 515-529.
- [58] Jacobson, M., Delucchi, M. Providing all global energy with wind, water and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials, 2011. Energy Policy 39: 1154-1169.
- [59] Delucchi, M., Jacobson, M. Providing all global energy with wind, water and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies, 2011. Energy Policy 39: 1170-1190.
- [60] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Gasificaci%C3%B3n_integrada_en_ciclo_combinado, revisado el 28 de febrero de 2012.
- [61] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Captura_y_almacenamiento_de_carbono, revisado el 28 de febrero de 2012.
- [62] Esteban, M., Diez, J., Lopez, J., Negro, V. Why offshore wind energy?, 2011. Renewable Energy 36: 444-450.
- [63] Villarrubia, M. Apuntes de energía eólica. Universidad de Barcelona, semestre otoño 2010; Capítulo 4: 1-50.
- [64] Greenpeace/GWEC Global wind energy outlook 2010. Disponible en: <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/GWEO%202010%20final.pdf>, revisado el 29 de febrero de 2012.
- [65] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://commons.wikimedia.org/wiki/Category:Countries_of_the_Caribbean, revisado el 29 de febrero de 2012.
- [66] Central Intelligence Agency. The World Factbook, 2012. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/index.html>, revisado el 29 de febrero de 2012.
- [67] Jacobson, M. Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security, 2009. Energy & Environmental Sciences 2: 148-173.
- [68] OECD/IEA. Statistics, graph, 2011. Disponible en: http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/29TPES.pdf, revisado el 6 de marzo de 2012.
- [69] Couch, G. Fuel peat-World resources and utilisation, IEA Coal Research, London, 1993.
- [70] Staudt, L. Future Energy. Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet. Wind energy, 2008; Chapter 6:95-110.
- [71] Pelc, R. Fujita, R. Renewable energy from the ocean, 2002. Marine Policy 26: 471-479.
- [72] OCDE, 2012. Disponible en: http://www.oecd.org/pages/0,3417,en_36734052_36761800_1_1_1_1_1,00.html, revisado el 22 de marzo de 2012.
- [73] OPEP, 2012. Disponible en: http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/25.htm, revisado el 22 de marzo de 2012.
- [74] Williamson, K. Generating Electricity in a Carbon-Constrained World. Geothermal Power: The Baseload Renewable, 2010; Chapter 11:303-321.
- [75] De Lucas, A. Termotecnia básica para ingenieros químicos. Energía e Industria. Ediciones de la Universidad de Castilla – La Mancha, 2004; Tema 2:51-114.
- [76] OECD/IEA. Energy technology perspectives, 2010. Scenarios & Strategies to 2050 Disponible en: <http://iea.org/techno/etp/index.asp>, revisado el 29 de marzo de 2011.

- [77] Adamantiades, A., Kessides, I. Nuclear power for sustainable development: Current status and future prospects, 2009. *Energy Policy* 37:5149-5166.
- [78] Tanarro Onrubia, A., Tanarro Sanz, A. Diccionario inglés-español sobre tecnología nuclear. Segunda edición, 2008. Disponible en: <http://www.foronuclear.org>, revisado el 30 de marzo de 2012.
- [79] IEA. Hydropower and the environment: Present context and guidelines. Main report, 2000. Volume II. Disponible en: <http://www.ieahydro.org/reports/HyA3S5V2.pdf>, revisado el 3 de abril de 2012.
- [80] Wikipedia, 2012. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/Cocombusti%C3%B3n>, revisado el 4 de abril de 2012.
- [81] Greenpeace and EPIA. Solar generation 6. Solar photovoltaics electricity empowering the world, 2011.
- [82] Konagai, M. Present status and future prospects of silicon thin-film solar cells, 2011. *Japanese Journal of Applied Physics*. 50:030001.
- [83] European Commission and Institute for Energy. JRC Scientific and Technical Reports. PV Status Report, 2011.
- [84] Green, M., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W., Dunlop, W. Solar cell efficiency tables (version 39), 2012. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 20:12-20.
- [85] Boyle, G. Renewable Energy. Power for a sustainable future. Oxford University Press, 2004.
- [86] Pehnt, M. Dinamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies, 2006. *Renewable Energy*, 31:55-71.
- [87] Saner, D., Juraske, R., Kübert, M., Blum, P., Hellweg, S., Bayer, P. Is it only CO₂ that matters? A life cycle perspective on shallow geothermal systems, 2010. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14: 1798-1813.
- [88] Varun., Bhat, I., Prakash, R. LCA of renewable energy for electricity generation systems – A review, 2009. *Renewable a Sustainable Energy Reviews*, 13: 1067-1073.
- [89] Lackner, K., Alissa, A. Generating Electricity in a Carbon-Constrained World. Eliminating CO₂ Emissions for Coal-fired Power Plants, 2010; Chapter 6: 127-173.
- [90] Solangi, K., Islam, M., Saidur, R., Rahim, M., Fayaz, H. A review on global solar energy policy, 2011. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15: 2149-2163.
- [91] Pitz-Paal, R. Future Energy. Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet. Concentrating solar power, 2008. Chapter 10: 171-192.
- [92] Breeze, P. Power Generation Technologies. Tidal power, 2005. Chapter 9: 122-133.
- [93] Ahearne, J. Prospects for nuclear energy, 2011. *Energy Economics*, 33: 572-580.
- [94] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://en.wikipedia.org/wiki/Units_of_transportation_measurement, revisado el 3 de mayo de 2012.
- [95] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Agua_supercr%C3%ADtica, revisado el 9 de mayo de 2012.
- [96] OECD/IEA. Power generation from coal, 2010. Measuring and reporting efficiency performance and CO₂ emissions. Disponible en: http://www.iea.org/ciab/papers/power_generation_from_coal.pdf, revisado el 9 de mayo de 2012.
- [97] Da Rosa, A. Fundamentals of Renewable Energy Processes. *Ocean Engines*, 2009; Chapter 16: 799-827.
- [98] Avery, WH., Wu, C. Renewable energy from the ocean: a guide to OTEC. New York: Oxford University Press, 1994. Chapter 1. Disponible en:

- http://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=HP3BXSWeQwIC&oi=fnd&pg=PP7&dq=avery+ocean+energy+efficiency&ots=zL1buOYGb_&sig=mmgsGs7ujQ5Iv0kCguN6Tu5AiPg#v=onepage&q=avery%20ocean%20energy%20efficiency&f=false,
revisado el 11 de mayo de 2012.
- [99] Denholm, P., Drury, E., Margolis, R., Mehos, M. Generating Electricity in a Carbon-Constrained World. Solar Energy: The largest energy resources, 2010; Chapter 10: 271-302.
- [100] Siemens. Combined Cycle Power Plants, 2012. Disponible en: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/power-plants/gas-fired-power-plants/combined-cycle-power-plant-concept/>, revisado el 12 de mayo de 2012.
- [101] Da Rosa, A. Fundamentals of Renewable Energy Processes. Ocean Engines, 2009; Chapter 15: 723-797.
- [102] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://en.wikipedia.org/wiki/Erlasee_Solar_Park, revisado el 13 de mayo de 2012.
- [103] Wikipedia, 2012. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Factor_de_planta, revisado el 13 de mayo de 2012.

ANEXO 1

Glosario y Acrónimos

Aditivos/componentes para mezclas: Se consideran dentro de la categoría de productos secundarios utilizados como insumos a la refinería. Pueden ser mezclados o agregados a un producto para modificar sus características como combustible (Ej. octanaje, índice de cetano y punto de obturación de filtro en frío). Los hay de varios tipos y usos en donde algunos de los mas utilizados y conocidos son el metanol, etanol, metil tert-butil éter (MTBE), etil tert-butil éter (ETBE), aceite de canola y el tetraetilo de plomo [1].

AIE: Agencia Internacional de la energía, que a veces también se traduce como Organismo internacional de la Energía.

Alquitrán de hulla: Producto secundario, subproducto del proceso de producción de coque. Es un producto inflamable que puede ser utilizado para la calefacción como combustible de calderas, debiendo ser calentado previamente para su utilización. A diferencia de otros subproductos del carbón mineral, este combustible se encuentra en forma de un aceite pesado [6].

Antracita: Producto primario del carbón mineral que junto con *otro carbón bituminoso* es parte de una de las dos subcategorías del carbón duro. Es un combustible fósil sólido que suele utilizarse para la producción de vapor y calefacción, razón por la cual junto *otro carbón bituminoso* es llamado carbón de vapor [1]. Su estructura esta formada casi por carbón puro ya que contiene entre 86-97% de carbón y su poder calorífico es ligeramente superior que el carbón bituminoso [11].

Arenas bituminosas: Véase *lignito*.

Biócombustibles líquidos: Véase biomasa líquida [2].

Biócombustibles sólidos primarios: Véase *leña*.

Biócombustibles sólidos primarios no especificados y residuos: Véase *residuos de madera/otros residuos sólidos*.

Biodiésel: Producto energético primario que incluye al biodiésel (metil ester producido de aceites vegetales o animales), bio dimetil éter (producido a partir de la biomasa), Fischer-Tropsch (proceso de conversión catalítica utilizado para fabricar biócombustibles a partir de la biomasa), bioaceites de presión en frío (aceite de semillas obtenido solo con procesos mecánicos) y otros biócombustibles utilizados solos o mezclados en motores diesel [33].

Bioetanol: Véase *biogasolina*.

Biogás: Producto energético primario producido por la fermentación anaeróbica de la biomasa y los residuos sólidos, que se compone principalmente por metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂), siendo un combustible que se quema para producir calor y/o electricidad [33]. Este biócombustible gaseoso se divide en tres tipos de gases. El primero es el *gas de relleno sanitario*, formado por la digestión de los desechos depositados. El segundo es el *gas de lodos de alcantarillado*, producido por la fermentación anaeróbica de los mismos. Por último *otro biogás*, que es un biogás producido por la fermentación anaeróbica de lechadas y desechos de animales de mataderos, cerveceras y otras industrias agroalimentarias [1].

Biogasolina: Grupo de productos energéticos primarios que incluye al bioetanol (etanol producido a partir de la biomasa o de la fracción biodegradable de los residuos), biometanol (metanol producido de la biomasa y/o de la fracción biodegradable de los residuos), bioETBE (etil tert-butil éter producido a partir del bioetanol) y al bioMTBE (metil tert-butil éter producido a partir del biometanol) [2].

Biomasa sólida: Representa al combustible orgánico sólido, de origen renovable (no fósil) que puede quemarse para producir calor o electricidad. Esta definición se subdivide en dos categorías. La primera categoría incluye a la *leña/residuos de madera/otros residuos sólidos* y la segunda identifica al *carbón vegetal* derivado de la leña [1]. Para la entrega de algunos datos estadísticos la AIE considera al *carbón vegetal* como un producto energético independiente, en donde la biomasa sólida en algunos casos solo incluye a la *leña* y los *residuos de madera/otros residuos sólidos* [5]. A su vez, para efectos de co-combustión se considera principalmente a los residuos de madera/otros residuos sólidos [76].

Biomasa líquida: Grupo de productos energéticos primarios que incluye a los combustibles y bioaditivos tales como *biogasolina*, *biodiésel* y *otros biocombustibles líquidos* [33].

Biometanol: Véase *biogasolina*.

Bitumen: Producto petrolero secundario obtenido como residuo de la destilación del petróleo crudo, siendo la fracción mas pesada que tiene el punto de ebullición mas alto. Su estado puede ser como sólido, semi-sólido o altamente viscoso de color pardo a negro. Aunque no es del todo correcto suele llamársele asfalto y se utiliza principalmente para pavimentar carreteras e impermeabilizar techumbres [1].

BKB: Producto secundario del carbón mineral, en donde las siglas BKB provienen del nombre en alemán *Braunkohlenbriketts*. Es un combustible fósil sólido hecho en base al lignito triturado y seco, el cual se moldea a alta presión formando briquetas sin ningún aglutinante [1].

Briquetas de turba: Producto secundario que junto con la turba molida y la *turba césped*, es una de las tres principales formas en que la turba se utiliza como combustible. Esta forma característica se presenta como bloques o ladrillos secos muy comprimidos que son utilizados como combustible para generación eléctrica o su utilización en calefacción. [15].

Búnkeres de aviación internacional: Representa las entregas de *gasolina de aviación* y *gasolina tipo combustible de aviación* para aeronaves de la aviación internacional. Se excluye el combustible consumido durante vuelos nacionales [5].

Búnkeres marítimos internacionales: Representa los volúmenes de *combustóleo* suministrado a los barcos para su consumo durante los viajes internacionales, que se tratan en forma separada de la carga, debido a que este producto secundario de petróleo se utiliza solo como combustible de la embarcación. El consumo de barcos en navegaciones internacionales no es considerado, como tampoco el consumo de los buques de pesca y las naves militares [5].

Cambios de stock: También conocido como cambio de existencias, representa las diferencias entre los niveles (cantidades) de combustible al inicio o apertura de un periodo (ej. primer día del año) y los niveles al cierre (ej. ultimo día del mismo año) [5]. A estos niveles también se les suele llamar existencias y se refieren siempre a las cantidades nacionales de combustible que se encuentran en manos de productores, importadores, industrias energéticas y grandes consumidores, que sirven para mantener el funcionamiento de la economía, cuando la oferta o la demanda varían de manera que se produce una diferencia entre ellas. A un incremento de las existencias al final del periodo de medición, se le asigna un signo negativo al número, y a una disminución de las existencias se le asigna un numero positivo [1].

Capacidad económicamente aceptable: Es la energía potencial disponible por año en un determinado país, considerando dos aspectos primordiales. El primero es asumir que todo el flujo de agua es turbinado con una eficiencia de conversión de un 100%, y el

segundo es considerar que la explotación sea factible de realizarse con las actuales condiciones económicas y tecnológicas [10].

Captura y almacenamiento de carbono: También conocido por sus siglas en inglés CCS (carbon capture and sequestration), consiste en la captura y almacenamiento del CO₂, para evitar su emisión a la atmósfera logrando reducir a nivel industrial entre un 80-90% de emisiones de CO₂. La captura es un proceso químico energéticamente costoso, y el almacenamiento se prevé que sea en formaciones geológicas profundas o en forma de minerales carbonatos [61]. Además, este sistema tecnológico se integra a otras tecnologías a través de la realización de tres etapas conocidas como “captura de CO₂”, “transporte” y “almacenamiento geológico” [76].

Carbón bituminoso: Considera al *carbón coquizable* y a *otro carbón bituminoso*.

Carbón coquizable: Producto primario del carbón mineral, también llamado carbón bituminoso coquizable, que al igual que la antracita, es parte de una de las dos subcategorías del carbón duro. Es un tipo característico de carbón, que posee las propiedades plásticas adecuadas para producir coque, que es posteriormente utilizado en los altos hornos [1].

Carbón duro: Producto primario, considerado como una de las tres principales categorías del carbón mineral. Cuenta con un PCS mayor a 23.865 kJ/kg y es un combustible fósil sólido que se divide en dos subcategorías. La primera se conoce como *carbón coquizable* y la segunda subcategoría se le denomina *otro carbón bituminoso* y *antracita* [1].

Carbón mineral: Es materia vegetal carbonizada, considerada como un combustible fósil sólido primario, con una forma característica de rocas de color negro o pardo. Se divide en tres categorías principales llamadas *carbón duro*, *carbón sub-bituminoso* y la última es el *carbón pardo* también llamado *lignito* [1].

Carbón pardo: Véase *lignito*.

Carbón sub-bituminoso: Producto primario, considerado como una de las tres principales categorías del carbón mineral. Es un carbón cuyos fragmentos no están unidos o aglomerados, cuyo PCS se encuentra en el rango de 17.435 – 23.865 kJ/kg. A su vez, este combustible fósil sólido está compuesto por más de un 31% de materia volátil seca y libre de materia mineral [1].

Carbón vegetal: Producto energético secundario, que representa una de las dos clasificaciones que tiene la *biomasa sólida*. Es un combustible renovable formado a partir de la destilación destructiva de la madera u otro elemento vegetal [1].

Casava: También conocida como mandioca o yuca, es un arbusto perenne presente en forma de matas o hierbas. Su origen y cultivo proviene de Sudamérica. Debido al gran valor alimenticio de su raíz almidonada, se utiliza principalmente para su consumo humano llegando incluso a ser un sustituto de las patatas [36]. Junto con otras variedades de plantas, es una opción alternativa para producir *bioetanol* [2].

CC: Acronimo que significa “*Ciclo combinado*”.

CCS: Véase *Captura y almacenamiento de carbono*.

Ciclo combinado: Véase *Gasificación integrada en ciclo combinado*.

Coque de coquería: Producto secundario del carbón mineral, conocido a veces solo por el término coque, que es producido mediante la pirolisis del carbón a altas temperaturas en que durante periodos de 14-24 horas el carbón alcanza temperaturas entre 1.000 - 1.200 °C, en fábricas llamadas coquerías, compuestas por hornos de coquización que contienen una batería de cámaras individuales de hasta 60 en total. Al proceso que forma el coque, se le conoce como carbonización, gracias a la cual se elimina la humedad y los elementos volátiles (gases) del carbón. El resultado es un combustible fósil sólido y poroso con muchas fisuras. Existen dos tipos de coque denominados de

fundición y de alto horno, y se utilizan principalmente en la siderúrgica como fuente de energía y agente químico [1].

Coque de petróleo: Producto petrolero secundario, subproducto negro y sólido de procesos de craqueo y coquización de una refinería de petróleo. Su composición de carbono esta entre 90 – 95% que posee un bajo contenido de cenizas [1]. Según su utilización se clasifica en cinco tipos de coque conocidos como coque negociable, aguja, catalizador, de petróleo calcinado y por ultimo el coque verde. Los tipos de coque principales son el coque calcinado y el verde. Algunos coques pueden ser utilizados como combustible para generación eléctrica en calderas de carbón, o bien para fabricar electrodos de aluminio, acero y titanio para la industria de la fundición [24].

Colza: Es un tipo de planta principalmente herbácea, concentrada en zonas templadas y frías. Es común su consumo animal como forraje, además de ser fuente productora de aceite que puede utilizarse para consumo humano, o bien como materia prima para producir *biodiésel* [38].

Combustible: Toda sustancia que se quema para producir calor o electricidad, recalando que el uso de los productos define si son combustibles o no, ya que existen productos en donde una fracción se utiliza como fuente de energía y otra es utilizada como insumo de alguna actividad industrial. Por ejemplo, la producción maderera comercial se utiliza como insumo en el sector de la construcción y elaboración de muebles, y otra fracción menor se emplea como combustible[1].

Combustible patente: Producto secundario del carbón mineral, que no produce humo y que se genera a partir de las partículas o polvo residual del carbón duro. Este combustible fósil sólido es moldeado a presión para formar briquetas con o sin aglomerante. Dicho aglomerante puede ser algún producto de petróleo o bien otro producto de origen renovable [1].

Combustóleo pesado: Producto petrolero secundario constituido por la fracción residual de la destilación del petróleo, que reúne a los hidrocarburos pesados, incluyendo a los obtenidos mediante mezclas. Se clasifica de acuerdo a su contenido de azufre en combustóleo residual con bajo contenido de azufre y combustóleo residual con alto contenido de azufre [1]. Se puede utilizar como combustible para plantas de energía eléctrica, calderas y hornos [22], siendo además el principal combustible de en los búnkeres marítimos internacionales [1].

Consumo energético final: Cubre las entregas de productos energéticos o combustibles para su consumo en actividades, distintas de las de *transformación de combustibles*. El uso y consumo energético de combustibles se realiza en tres sectores principales denominados *industria, transporte y otros sectores* [1].

CSP: Acrónimo en ingles que significa “electricidad por concentración solar”.

Destilado de combustóleo: Véase *gasóleo/diesel*.

Diesel: Véase *gasóleo/diesel*.

Energía de las mareas / olas: Es la energía mecánica captada y aprovechada del movimiento de las olas o las mareas, que para su aprovechamiento es transformada en electricidad. Esta electricidad es considerada electricidad primaria, que además se incluye dentro de las denominadas *fuentes de electricidad no térmica* [1].

Energía de los océanos: Es la energía térmica de los océanos, que logra producir trabajo útil, para generar electricidad. Lo anterior gracias a la utilización de las diferencias térmicas entre las aguas oceánicas más profundas y las más superficiales [53]. Esta electricidad es considerada electricidad primaria.

Energía eólica: Es la energía cinética del viento, captada por turbinas eólicas que la transforman en electricidad. Esta electricidad es considerada electricidad primaria, que además se incluye dentro de las denominadas *fuentes de electricidad no térmica* [1].

Energía mareomotérmica: Véase *energía de los océanos*.

Energía mareomotriz: Equivalente a energía de las mareas. Véase *energía de las mareas/olas*.

Energía solar fotovoltaica: Es la radiación solar captada y utilizada en módulos fotovoltaicos, que convierten la luz del sol directamente en electricidad. Esta electricidad es considerada electricidad primaria que no deriva de ningún proceso intermedio y que además se incluye dentro de las denominadas *fuentes de electricidad no térmica* [1].

Energía solar térmica: Es la radiación solar captada por paneles solares que la convierten en calor. El calor obtenido puede ser utilizado para producir agua caliente, gracias a placas colectoras planas, mayoritariamente del tipo termosifón, o bien para producir electricidad, a través de plantas solares termoeléctricas. El calor producido se clasifica como calor primario, al provenir de fuentes naturales, y la electricidad se clasifica como electricidad secundaria. Este producto energético no puede almacenarse en el sentido convencional [48].

Energías alternativas: Están comprendidas por productos energéticos modernos, que se basan en la utilización de tecnologías avanzadas, para captar los flujos energéticos de las “fuentes renovables y residuos”, con la excepción de la hidroelectricidad que se suele incluir dentro de las *energías tradicionales* [75].

Energías tradicionales: Abarcan a los productos energéticos más utilizados, para los cuales la industria y el desarrollo tecnológico se han ido desarrollando de manera sostenida luego del comienzo de la revolución industrial, identificando entre ellas a los “combustibles fósiles” y la “energía nuclear”. Además, se suele incluir en esta clasificación a la “hidroelectricidad” por su uso tradicional, que a diferencia de las otras dos fuentes energéticas, se identifica como una fuente de “energía renovable” [75].

Energía undimotriz: Equivalente a energía de las olas. Véase *energía de las mareas/olas*.

Etano: Producto petrolero secundario de fórmula C_2H_6 , presente en estado gaseoso a condiciones normales. Puede ser extraído del gas natural o de los gases producidos en la refinería del petróleo crudo [1].

Espíritu de petróleo y espíritu con punto específico de ebullición (SBP): Son productos petroleros secundarios utilizados como combustibles y como disolvente para pinturas y barnices, con un rango de destilación ubicado entre 30 – 200 °C. Dependiendo del rango de destilación se clasifican en dos tipos diferentes. El primero se denomina industrial spirit (SBP) que se destila entre 30 – 200 °C, y el segundo tipo se llama espíritu de petróleo con un rango de 135 – 200 °C [1].

EV: Acrónimo en inglés que significa “vehículos eléctricos”.

Exportaciones: Son las cantidades de productos primarios que salen de un determinado país de origen, debido a compras realizadas en otro país de destino [1].

FAO: Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura

Factor de carga: También conocido como factor de capacidad, es considerado una medida de la eficiencia operacional, ya que mide la producción actual de un proceso comparado con la producción potencial máxima durante un determinado periodo de tiempo [96]. Se utiliza como una cifra indicativa de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo, y se calcula dividiendo la energía generada por una central durante un periodo de tiempo determinado (generalmente 1 año) y la energía producida si la central hubiera trabajado a plena carga durante igual periodo [103].

FBC: Acrónimo en inglés que significa “combustión de lecho fluidizado”.

FCV: Acrónimo en inglés que significa “vehículos a pilas de combustible”.

Fuentes de electricidad no térmica: Electricidad primaria producida por la hidroelectricidad, energía eólica y mareomotriz, que no requiere calor o ningún tipo de combustión para su generación. [1].

FV: Siglas de la palabra compuesta “fotovoltaica”, que proviene del acrónimo inglés PV de la palabra *photovoltaic*.

Gas asociado: Es el gas natural producido en asociación con el petróleo, que en forma usual suele ser un gas húmedo, ya que contiene una cantidad no menor de butanos e hidrocarburos mas pesados (*LGN*) [1].

Gas de alto horno: Producto secundario del carbón mineral, obtenido como subproducto de los procesos en los altos hornos utilizados para fabricar hierro, el que luego se transforma principalmente en acero. Su obtención se produce a la salida de los hornos en donde se recupera el gas. Una parte de este gas industrial también es utilizado dentro de la planta o bien se quema para producir electricidad [1].

Gas de coque: Producto secundario del carbón mineral, usado para calefacción y que es obtenido como un gas industrial subproducto del carbón duro que se usa para producir gas municipal en las plantas de gas [1].

Gas de coquería: Producto secundario del carbón mineral, obtenido como subproducto de los procesos de carbonización y gasificación de combustibles sólidos. Estos procesos son realizados por los productores de coque y siderúrgicas, que a diferencia del gas de planta de gas, no tienen relación con plantas de gas, municipales u otras. Este gas industrial, es un combustible de alta calidad, rico en hidrogeno con una presencia entre 40% - 60% v/v, junto con el metano en una cantidad entre un 30% - 40% v/v [1].

Gas de planta de gas: Producto secundario del carbón mineral que abarca a todo tipo de gases industriales incluyendo el “sustituto del gas natural” generado por plantas publicas o privadas. El fin de este gas considera la fabricación, el transporte y la distribución de gas [1].

Gas de refinería: Producto petrolero secundario obtenido luego del procesamiento de productos de petróleo o la destilación del petróleo crudo en las refinерías. Se compone de una variedad de gases no condensables como el hidrogeno, metano, etano y olefinas, incluyéndose además los gases recuperados de la industria petroquímica [1].

Gas grisú o gas metano: Es el gas liberado durante la extracción subterránea de carbón, que debe ser eliminado por seguridad, pero que a veces se almacena para su utilización como combustible, razón por la cual se le asocia con el gas natural [1].

Gas licuado de petróleo (GLP): Producto petrolero secundario considerado liviano por tener una densidad aproximada de 520 kg/m^3 , en comparación con los productos pesados que tienen densidades superiores de 900 kg/m^3 . Se compone en mayor proporción de propano y/o butano, y en menor proporción puede contener propileno, butileno, isobuteno e isobutileno. Se obtiene como subproducto de la refinación del petróleo crudo y también del procesamiento del gas natural, para su utilización como combustible o como insumo de la industria petroquímica [1].

Gas natural comprimido (GNC): Es un combustible utilizado en vehículos adaptados para tal efecto, que cuenta entre sus ventajas con una combustión menos contaminante que la gasolina o el diesel. Su uso mas frecuente se da para vehículos de tamaño mediano para carga o transporte público [1].

Gas natural licuado (GNL): Es el gas natural enfriado a $-160 \text{ }^\circ\text{C}$ bajo presión atmosférica, en virtud de lo cual cambia de estado gaseoso a liquido, lo que ayuda a facilitar el transporte en distancias muy grandes, sin necesidad de gasoductos asociados, sino que por barco. Producto de su estado liquido el GNL ocupa un volumen 600 veces menor que el ocupado en estado gaseoso a temperaturas normales. Además, es inodoro, incoloro, no corrosivo y no tóxico [1].

Gas no asociado: Es el gas natural producido en un yacimiento gasífero no asociado al petróleo. En forma usual suele ser un gas seco, ya que contiene principalmente metano y cantidades pequeñas de etano, propano, etc. [1].

Gasificación integrada en ciclo combinado: Sistema utilizado en plantas de energía que transforman el carbón en gas, produciendo el denominado gas de síntesis en un proceso conocido como gasificación. Generalmente se utiliza el gas de síntesis para impulsar una o varias turbinas de gas, en donde el calor residual (o exceso de calor) se transfiere a una o varias turbinas de vapor, en un proceso conocido como ciclo combinado (CC) de turbina de gas [60]; [76].

Gasóleo/diesel: Conocido también como *destilado de combustóleo* o simplemente *diesel*. Es un producto petrolero secundario obtenido como fracción media de la destilación del petróleo entre 180-380 °C. Según sus usos se clasifica en diesel de transporte para automóviles o camiones, y gasoil para calefacción y otros usos afines [1].

Gasolina de aviación: Producto petrolero secundario utilizado como combustible para motores de avión a pistón. Reúne características especiales como por ejemplo tener un octanaje adecuado para estos motores, un punto de congelación muy bajo de -60 °C y un rango de destilación de 30 -180 °C [1].

Gasolina para automotores: Es un producto petrolero secundario que se utiliza en los vehículos terrestres con motores de combustión interna. El rango de destilación de los hidrocarburos livianos que lo conforman es bastante amplio ya que se ubica entre 35-215 °C. Se utiliza como materia prima de la industria petroquímica y como combustible, que generalmente contiene aditivos antidetonantes u otros que le ayudan a regular su octanaje. A su vez esta gasolina se divide en dos grupos de acuerdo a la presencia o no de plomo. El primer grupo se denomina “gasolina sin plomo para automotores” y el segundo se conoce como “gasolina con plomo para automotores”. En el segundo grupo el plomo es parte de los aditivos de tetraetilo y tetrametilo de plomo, agregados para aumentar su octanaje [1].

Gasolina tipo combustible de aviación: Es un producto petrolero secundario que se obtiene de la mezcla de querosenos, gasolinas o naftas. También se le conoce como “gasolina tipo jet fuel”, “nafta tipo combustible de aviación” o bien por las siglas *JP4*. Su rango de destilación esta a temperaturas mas elevadas que la *gasolina de aviación* ya que se encuentra entre 100-250 °C. [1].

GLP: Véase *gas licuado de petróleo*.

GNC: Véase *gas natural comprimido*.

GNL: Véase *gas natural licuado*.

IAEA: Acrónimo en ingles que significa “Organismo internacional de la energía atómica”.

IGCC: Acrónimo en ingles que significa “gasificación integral en ciclo combinado”. Véase *Gasificación integrada en ciclo combinado*.

Importaciones: Son las cantidades de productos primarios que ingresan de un determinado país de origen, debido a compras realizadas en otro país de destino [1].

Industria: Es uno de los tres sectores principales del *consumo energético final*, que considera a las empresas industriales que usan productos energéticos para uso propio, excluyéndose las industrias energéticas [1]. El sector de la industria se divide en doce ramas o subsectores, siendo las siguientes las principales: industria de hierro y acero; industria química y petroquímica; industria de metales no ferrosos; minerales no-metálicos como el vidrio, cerámica, cemento, etc.; minería y explotación de canteras; industria de alimentos y tabaco; papel y pulpa; madera y productos de madera; y el subsector de la construcción [5].

LCA: Acrónimo en ingles que significa “evaluación del ciclo de vida”.

LDV: Acrónimo en inglés que significa “vehículos ligeros”.

Leña: Producto energético primario también denominado biocombustible sólido primario, que junto a los *residuos de maderal* otros *residuos sólidos*, forman una de las dos categorías en que se clasifica la *biomasa sólida*. Es un combustible renovable ya que se obtiene de los cultivos de especies arbóreas que se renuevan constantemente. Usualmente este término se refiere a madera rolliza, que se corta en troncos y que se puede trozar antes de utilizarla. En esta definición no se consideran otras formas de madera tales como aserrín, virutas o retazos [1].

Lignito: Producto primario del carbón mineral, considerado dentro de las tres principales categorías del carbón mineral, conocido como carbón pardo, posee un PCS menor a 17.435 kJ/kg. Al igual que el carbón sub-bituminoso es un combustible fósil sólido de carbón no aglomerado con más de un 31% de materia volátil seca y libre de materia mineral. Esta categoría incluye a las lutitas petrolíferas y arenas bituminosas utilizadas como insumos en los procesos de transformación [1].

Líquidos de gas natural (LGN): Considerado dentro de las estadísticas de los productos petroleros primarios, consiste en una mezcla de combustibles líquidos recuperados del gas natural en plantas de separación o procesamiento, que pueden incluir a hidrocarburos tales como etano, propano, butano e isómeros de los pentanos. Es común que cuando el LGN se obtiene de un gas asociado, se inyecte una parte de los condensados (pentanos también llamados gasolina natural) al caudal de petróleo durante el proceso de producción de petróleo crudo [1].

Lubricantes: Productos petroleros secundarios obtenidos como subproductos de la destilación del petróleo crudo. Son utilizados para evitar el roce entre varias piezas, teniendo resultados satisfactorios incluso a elevadas temperaturas y presiones en motores y maquinaria en general [1].

Lutitas petrolíferas: Véase *lignito*.

Materia prima para refinerías: Producto secundario del procesamiento del petróleo crudo, también llamado *insumo de refinerías*, que incluye productos como el combustóleo o el gasóleo al vacío. Estos insumos son utilizados para el procesamiento adicional y la creación de otros productos petroleros utilizables [1].

MP: Acrónimo que significa “material particulado”.

Nafta: Producto petrolero secundario utilizado como insumo en la industria petroquímica para la producción de etileno o aromáticos, cuyo rango de destilación se encuentra entre 30-210 °C [1], razón por la cual se compone de una mezcla líquida de compuestos volátiles bastante inflamables de la familia de los alcanos [20].

NGCC: Acrónimo en inglés que significa “ciclo combinado de gas natural”.

OCDE: Organización de países para la cooperación y el desarrollo económicos, conformada por solo 34 países. Los siguientes son los países miembros actuales: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Corea del Sur, Chile, República Checa, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estados Unidos, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Israel, Italia, Japón, Luxemburgo, México, Nueva Zelanda, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, Suecia, Suiza y Turquía. [72]. En el Anexo 2, se presenta el detalle de los países de la OCDE divididos por localización geográfica.

OPEP: Organización de países exportadores de petróleo, conformada por las siguientes 12 naciones: Arabia Saudita, Argelia, Angola, Catar, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria y Venezuela [73].

Otro carbón bituminoso: Producto primario del carbón mineral que junto con la *antracita* es parte de una de las dos subcategorías del *carbón duro*. Es un combustible fósil sólido que incluye a todo otro tipo de carbón bituminoso que no este considerado

como carbón coquizable. Suele utilizarse para la producción de vapor y calefacción, razón por la cual junto con la *antracita* es llamado carbón de vapor [1]. Su estructura comprende entre un 45-86% de carbono y fue formado bajo altas presiones y temperaturas [11].

Otro queroseno: Producto petrolero secundario generado en el proceso de destilación del petróleo. Tiene la particularidad de ser utilizado para fines distintos del transporte aéreo [1], como por ejemplo para iluminación, calefacción o bien como combustible para refrigeración y cocinas [21].

Otros biocombustibles líquidos: Productos energéticos primarios en estado líquido, utilizados directamente como combustibles, sin incluir a la biogasolina y el biodiésel [33].

Otros gases recuperados: Productos secundarios de procesos industriales no especificados del carbón mineral, obtenidos como gases industriales cuyo detalle y composición no se presenta.

Otros hidrocarburos: Productos petroleros primarios que engloban principalmente a productos tales como: el petróleo crudo sintético de arenas bituminosas o lutitas petrolíferas, líquidos de la licuefacción del carbón mineral, líquidos de la producción de gasolina a partir de gas natural, petróleos emulsionados e hidrogeno, entre otros [1].

Otros sectores: Este termino, define a uno de los tres sectores principales del *consumo energético final*, cuya clasificación más común esta dada por los subsectores de agricultura (incluyendo el uso de combustibles en actividades agrícolas, forestales y pesqueras), comercio y servicios públicos, residencial (principalmente consumo de gas y electricidad) y otros [1].

Palma aceitera: Perteneciente al genero de las palmas, con troncos solitarios y hojas ligeramente espinosas. Es originaria de África occidental y su cultivo se extiende a Asia y América. Gracias a su fruto se puede obtener aceite que es utilizado con fines culinarios o bien como materia prima para la producción de *biodiésel* [37].

Parafinas: Productos petroleros secundarios compuestos de hidrocarburos saturados alifáticos, utilizados como combustibles o como materia prima para velas y fósforos. Su forma sólida conocida como cera es extraída cuando se elimina la parafina de los aceites lubricantes. Es incolora, inodora, traslucidas [1], insoluble en agua y se quema fácilmente [23].

PCC: Acrónimo en ingles que significa “combustión de carbón pulverizado”.

PEM: Acrónimo en ingles que significa “pilas de combustible con membrana de intercambio de protones”.

Petróleo crudo: Producto petrolero primario, materia prima más importante para la fabricación de productos petroleros secundarios. Esta constituido por una mezcla compleja de hidrocarburos con pequeñas cantidades de impurezas (Ej. azufre). Se caracteriza por ser un aceite mineral de origen natural en fase líquida a condiciones ambientales, que debido a su amplia variedad de composiciones que dependen según su fuente, tienen propiedades químicas y físicas variables. Dentro de esta definición se incluyen a los líquidos condensados en los pozos durante la extracción de petróleo crudo [1].

PHEV: Acrónimo en ingles que significa “vehículo híbrido eléctrico enchufable”.

Producción primaria: A veces llamada también producción interior, se refiere a la extracción de combustibles primarios que pueden provenir de reservas fósiles, fuentes de biocombustibles, incluyéndose también a la captación de las energías renovables a partir del agua, viento, olas, mareas, océanos y la luz solar [1].

Productos de petróleo no especificados: Productos petroleros secundarios que incluyen a todos los productos no mencionados en las estadísticas, como por ejemplo el

alquitrán, aromáticos BTX, benceno, tolueno, xileno, propileno, etc., habiendo sido todos ellos, producidos en las refinerías de petróleo crudo [1].

Queroseno: Producto petrolero secundario, conocido también como queroseno tipo jet fuel utilizado en motores de reacción de aviones, que trabajan a gran altitud y bajas temperaturas. Tiene características especiales, como por ejemplo un bajo punto de congelación de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y un rango de destilación de sus hidrocarburos de $150 - 300\text{ }^{\circ}\text{C}$ [21].

Razón R/P: Es equivalente a la razón entre las reservas y la producción. En donde el resultado se obtiene al dividir la cantidad de reserva remanente a fin de año, por la producción del producto energético en igual periodo (año). El valor obtenido es asimilable a la cantidad de tiempo en años que durarían las reservas existentes, siempre y cuando la producción se mantuviera a igual nivel [8].

Residuos de madera/otros residuos sólidos: Grupo de productos energéticos primarios [2] que en ocasiones son denominados como *bíocombustibles primarios no especificados y residuos*. Junto a la *leña* forman una de las dos categorías en que se clasifica la biomasa sólida. Es un combustible renovable compuesto por material leñoso subproducto de la industria maderera y de fabricación de papel; residuos forestales (leña, viruta de madera, corteza, aserrín, retazos, etc.), además de residuos de la agricultura (paja, cáscara de arroz y de nueces, restos vinícolas triturados, etc.) [1].

Residuos industriales no renovables: Productos energéticos primarios sólidos o líquidos de origen industrial no renovable. Es utilizado para producir calor y/o electricidad. En esta definición no se consideran los residuos industriales renovables, ya que estos se reportan en las categorías de biomasa sólida, biogás y/o bíocombustibles líquidos [2].

Residuos municipales no renovables: Productos energéticos primarios sólidos, cuyo origen son los residuos producidos en hogares, industrias, hospitales y el sector terciario que contienen materiales no biodegradables, que se incineran en instalaciones adecuadas para tal fin [1].

Residuos municipales renovables: Productos energéticos primarios sólidos, cuyo origen son los residuos producidos en hogares, industrias, hospitales y el sector terciario que contienen materiales biodegradables que se incinera en instalaciones adecuadas para tal fin [1].

SBP: Acrónimo en inglés que significa “espíritu con punto específico de ebullición”. Para más detalles véase *espíritu de petróleo*.

SC-PCC: Acrónimo en inglés que significa “combustión de carbón pulverizado a condiciones supercríticas de operación”

Sorgo: Perteneciente al grupo de plantas herbáceas, muy raramente leñosas, con una fisiología similar al maíz, cuyo origen viene de las regiones tropicales y subtropicales de África oriental, y que actualmente es cultivada en Europa, América y Asia. Es particularmente resistente a condiciones extremas de calor y sequedad y es posible su consumo humano y animal como cereal, destacando su aprovechamiento para fabricar escobas y *bioetanol* [35].

Sustituto del gas natural: Gas producido a partir del carbón mineral, petróleo o lutitas petrolíferas. Posee un alto poder calorífico del orden de 8.000 kcal/m^3 , debido a su alto contenido de metano ($> 85\%$). Por sus propiedades físicas y químicas es asimilable al gas natural, motivo por el que se suele distribuir mediante los gasoductos de gas natural [1].

Transporte: Es uno de los tres sectores principales del *consumo energético final*, que considera todos los combustibles utilizados para la actividad de transporte en si, es decir, únicamente para propulsión. Las distintas maneras de transporte se pueden clasificar del

tipo vial, ferroviario, aéreo nacional, navegación nacional y finalmente el transporte de materiales por ductos, que considera el uso de combustibles y electricidad en compresores y estaciones de bombeo de gasoductos, oleoductos y poliductos [1].

Turba: Producto primario estrechamente relacionado con el carbón mineral al provenir de un depósito fósil sedimentario de origen vegetal con alto contenido de agua que en algunos casos puede llegar al 90%. Al ser un combustible fósil sólido blando, es fácil de cortar, de color pardo claro u oscuro, poroso o comprimido [1]. Conocer el contenido energético en unidades estándar de las reservas conocidas es difícil, ya que dicho valor depende no solo de la cantidad del recurso, sino que también de la humedad y el contenido de cenizas. Lo que si se sabe con claridad es el poder calorífico de la turba sin agua, debido a que sus componentes orgánicos libres de ceniza tienen valores entre 20.000 – 22.000 kJ/kg [12].

Turba césped: Producto secundario que junto con la *turba molida* y las *briquetas de turba*, es una de las tres principales formas en que la turba se utiliza como combustible. Esta forma característica se presenta como placas de turba cortadas a mano o a maquina para posteriormente ser secado al aire, con el fin de utilizarse mayoritariamente como combustible domestico [15].

Turba molida: Producto secundario que junto con la *turba césped* y las *briquetas de turba*, es una de las tres principales formas en que la turba se utiliza como combustible. Esta forma característica se presenta como turba granulada fabricada a gran escala y utilizada como combustible para generación eléctrica o bien como materia prima para la fabricación de briquetas. Dentro del grupo carbón/turba que incluye los combustibles primarios y secundarios del carbón mineral, la turba es el combustible con mas bajo poder calorífico [15].

Túrbales: Son superficies de suelo cubiertas en forma natural por una capa de turba, cuyo espesor debe ser al menos de 30cm (sin drenar) ó bien de al menos 20cm (suelo drenado) [12].

Transformación de combustibles: Se le conoce también como “conversión de combustibles”, que ocurre cuando un producto energético primario es transformado en un producto energético secundario a través de procesos físico y/o químicos. Esta conversión es necesaria en algunos casos, ya que el producto secundario elaborado, satisface mejor que el primario el uso al que está destinado [1].

USC-PCC: Acrónimo en ingles que significa “combustión de carbón pulverizado a condiciones ultra-supercríticas de operación”.

Usos no energéticos: Comprende a los combustibles utilizados como materias primas en diferentes sectores, razón por la cual no fueron consumidos como cualquier otro combustible, ni tampoco fueron transformados en otro producto energético [5]. Algunos productos utilizados con estos fines son *lubricantes*, *bitumen* y diluyentes de pinturas entre otros, siendo la industria petroquímica el mayor consumidor de combustibles con fines no energéticos convirtiendo el carbono de la biomasa y combustibles fósiles en productos orgánicos sintéticos [1].

ANEXO 2

Definiciones de regiones del mundo

África: Argelia, Angola, Benin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Camerún, Cabo Verde, Republica Centro Africana, Chad, Comoros, Congo (Brazzaville), Republica Democrática del Congo, Costa de Marfil, Egipto, Eritrea, Etiopia, Gabón, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Guinea Ecuatorial, Kenia, Lesoto, Liberia, Libia, Madagascar, Malawi, Malí, Mauritania, Mauricio, Marruecos, Mozambique, Namibia, Níger, Nigeria, Reunión, Ruanda, Santo Tomé y Príncipe, Seychelles, Senegal, Sierra Leona, Somalia, Sudáfrica, Sudan, Suazilandia, Tanzania, Togo, Túnez, Uganda, Yibuti, Zambia y Zimbabwe [64].

África Norte: Argelia, Egipto, Libia, Marruecos, Republica Saharai y Túnez[8]; [66].

África Occidental: Angola, Benin, Chad, Cabo Verde, Camerún, Congo (Brazzaville), Costa de Marfil, Gabón, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea Bissau, Guinea Ecuatorial, Liberia, Mauritania, Nigeria, Senegal, Sierra Leona y Togo [8]; [66].

África Oriental y del Sur: La parte oriental de África (Eritrea, Etiopia, Kenia, Seychelles, Somalia, Sudán, Tanzania, Uganda y Yibuti), más la parte Sur (Botswana, Lesoto, Madagascar, Malawi, Mozambique, Namibia, Swazilandia, Sudáfrica, Zambia y Zimbabwe) [8]; [66].

América: Norteamérica, Sur y Centroamérica.

Asia Oriental y Suroriental: Brunei, Birmania, Camboya, China, Indonesia, Japón, Corea del Norte, Corea del Sur, Laos, Macao, Malasia, Mongolia, Papua Nueva Guinea, Filipinas, Singapur, Taiwán, Tailandia, Timor Oriental y Vietnam [66].

Asia Pacífico: *Asia Sur, Oceanía* más Australia, Brunei, Camboya, China, Corea del Norte, Corea del Sur, Filipinas, Indonesia, Japón, Laos, Malasia, Mongolia, Nueva Zelanda, Papua Nueva Guinea, Singapur, Taiwán, Tailandia, Vietnam [8].

Asia Sur: Afganistán, Bangladés, Bután, India, Maldivas, Nepal, Pakistán y Sri Lanka [66].

Australasia: Australia y Nueva Zelanda [8].

China: Republica Popular China incluyendo a Hong Kong [64].

Caribe: Antigua y Barbuda, Aruba, Bahamas, Barbados, Cuba, Dominica, Republica Dominicana, Granada, Guadalupe, Haití, Islas Anguilas, Islas Caimán, Islas Turcos y Caicos, Islas Vírgenes Británicas, Islas Vírgenes de EE.UU., Jamaica, Martinica, Montserrat, San Bartolomé, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas, Santa Lucía, San Martín (Francia) y San Martín (Países Bajos), Puerto Rico y Trinidad y Tobago [65].

Centroamérica: Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá [66].

Europa: Miembros de la *OCDE Europa* mas Albania, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, Chipre, Croacia, Gibraltar, Macedonia, Malta, Rumania, Serbia y Montenegro [8].

Europa Oriental/Eurasia: Albania, Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, Chipre, Croacia, Eslovenia, Estonia, Georgia, Kazajistán, Kirguiztán, Letonia, Lituania, Macedonia, Malta, Moldavia, Rumania, Rusia, Serbia y Montenegro, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán [64].

Europa y Eurasia: Todos los países de *Europa* y la *Ex Unión Soviética* [8].

Ex Unión Soviética: Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Georgia, Kazajistán, Kirguiztán, Letonia, Lituania, Moldavia, Rusia, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania u Uzbekistán [8].

India [64]

Latinoamérica: Antigua y Barbuda, Antillas Holandesas, Aruba, Argentina, Bahamas, Barbados, Belice, Bermudas, Bolivia, Brasil, Isla Vírgenes Británicas, Islas Caimán, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Dominica, Republica Dominicana, Ecuador, El Salvador, Guyana Francesa, Granada, Guadalupe, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, Martinica, Montserrat, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, San Cristóbal y Nieves, San Pedro y Miquelón, San Vicente y las Granadinas, Surinam, Trinidad y Tobago, Islas Turcos y Caicos, Uruguay y Venezuela [64].

Medio Oriente: Bahrein, Emiratos Árabes Unidos, Irán, Irak, Israel, Jordania, Kuwait, Líbano, Omán, Catar, Arabia Saudita, Siria y Yemen [64].

Norteamérica: Canadá, EE.UU. y México [8].

OCDE Europa: Alemania, Austria, Bélgica, Republica Checa, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, España, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Luxemburgo, Noruega, Países bajo, Polonia, Portugal, Reino Unido, Suecia, Suiza y Turquía [8].

OCDE Norteamérica: Canadá, Estados Unidos y México [64].

OCDE Pacífico: Australia, Corea del Sur, Japón y Nueva Zelanda [64].

Oceanía: Arrecife Kingman, Atolón Johnston, Atolón Palmyra, Australia, Fiji, Guam, Islas Ashmore y Cartier, Islas Baker, Islas Cocos, Islas Cook, Isla de Navidad, Islas del Mar del Coral, Isla Howland, Isla Jarvis, Islas Marianas del Norte, Islas Marshall, Islas Midway, Isla Norfolk, Islas Pitcairn, Islas Salomón, Isla Wake, Kiribati, Micronesia, Nauru, Niue, Nueva Caledonia, Nueva Zelanda, Palaos, Polinesia Francesa, Samoa, Tokelau, Tonga, Tuvalu, Vanuatu, Wallis y futura [66].

Sudamérica: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Guyana Francesa, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela [66].

Sur y Centroamérica: *Caribe, Centro y Sudamérica* [8].

Unión Europea: Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Chipre, Republica Checa, Dinamarca, España, Estonia, Eslovaquia, Eslovenia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Polonia, Portugal, Rumania Países Bajos y Suecia [8].

ANEXO 3

Cuadros de información estadística y resúmenes relevantes

Estadística 1 Balances energéticos extendidos de oferta y consumo por producto energético, 2009. Fuente [4], tabla de elaboración propia.

Productos energéticos*	Producción (ktep)	Oferta total de energía primaria (ktep)	Consumo final total (ktep)
Antracita	43.912,074	46.876,831	27.564,936
Carbón coquizable	506.211,224	494.259,988	31.617,228
Otro carbón bituminoso	2.370.439,322	2.283.655,985	506.642,795
Carbón sub-bituminoso	325.892,905	284.582,238	20.341,807
Lignito	199.067,181	197.862,426	12.784,637
Combustible patente	0	195,275	6.414,99
Coque de coquería	0	-11.873,547	90.399,552
Gas de coque	0	0	1.626,885
Alquitrán de hulla	0	702,452	9.019,024
BKB/briquetas de turba	0	-686,28	2.794,745
Gas de planta de gas	0	0	5.879,298
Gas de coquería	0	0	37.027,12
Gas de alto horno	0	0	78.035,9
Otros gases recuperados	0	0	1.348,982
Turba	3.943,457	3.938,772	399,05
Gas natural	2.526.421,65	2.540.218,424	1.265.862,351
Petróleo crudo	3.592.031,38	3.705.505,663	10.324,754
Líquidos de gas natural (LGN)	356.119,693	304.116,253	21.129,992
Otros hidrocarburos	41.006,854	20.988,693	0
Aditivos/componentes para mezclas	5.273,131	5.395,632	0
Materia prima para refinerías	47,705	59.587,578	0
Gas de refinería	0	2,365	11.925,984
Etano	0	584,353	45.396,659
Gas licuado de petróleo (GLP)	0	-7.962,276	238.706,668
Gasolina para automotores	0	-7.713,644	949.371,761
Gasolina de aviación	0	259,209	1.634,998
Gasolina tipo combustible de aviación	0	80,844	93,642
Queroseno	0	-3.470,522	239.184,446
Otro queroseno	0	-10.790,676	57.630,255
Gasóleo/diesel	0	-39.168,516	1.126.089,53
Combustóleo pesado	0	-47.990,792	278.419,363
Nafta	0	5.172,204	219.789,079
Espíritu de petróleo y esp. pto. esp. eb. (SBP)	0	2.681,117	6.495,567
Lubricantes	0	-4.038,848	32.972,877
Bitumen	0	-4.640,426	89.606,93
Parafinas	0	39,173	4.704,308
Coque de petróleo	0	-743,583	45.425,572
Productos de petróleo no especificados	0	9.518,211	83.230,685
Nuclear	703.311,544	703.311,544	0
Residuos industriales no renovables	12.460,346	12.446,878	6.519,169
Residuos municipales renovables	13.835,213	13.835,595	1.059,198
Residuos municipales no renovables	12.449,336	12.449,575	1.065,073
Biogases	1.122.065,535	22.368,182	11.313,295
Biogasolina	22.368,182	29.527,056	29.553,315
Biodiésel	28.753,266	12.678,603	13.120,856
Otros biocombustibles líquidos	12.990,04	11.264,286	9.834,541
Biocombustibles sólidos primarios	12.003,073	1.123.345,266	982.392,661
Biocombustibles primarios no esp. y residuos	8,645	8,645	8,645
Carbón vegetal	0	-253,276	25.171,819
Hidroeléctrica	279.644,05	279.644,05	0
Geotérmica	61.796,997	61.796,997	5.238,699
Solar fotovoltaica	1.733,33	1.733,33	0
Solar térmica	13.344,072	13.344,072	13.026,706
Mareas, olas y océano	45,58	45,58	0
Eólica	23.491,158	23.491,158	0
Otras fuentes	63,863	63,863	0
Electricidad	0	656,696	1.441.365,59
Calor (bombas de calor [2])	944,53	942,477	253.205,039
Total	12.291.675,34	12.149.845,16	8.352.766,969

* En color azul oscuro productos energéticos primarios, en marrón productos secundarios y en negro productos que pueden ser primarios o secundarios [1].

Estadística 2 Producción de electricidad y calor por producto energético, 2009. Fuente [4], tabla de elaboración propia.

Producto energético	Electricidad producida (GWh)	Porcentaje electricidad	Calor Producido (ktep)	Porcentaje Calor
Antracita	36.483	0,18%	605,379	0,20%
Carbón coquizable	21.561	0,11%	554,672	0,18%
Otro carbón bituminoso	6.137.962	30,61%	9.6114,2	31,06%
Carbón sub-bituminoso	1.133.061	5,65%	442,581	0,14%
Lignito	662.354	3,30%	13.030,8	4,21%
Combustible patente	0	0 %	0	0%
Coque de coquería	21	*	13,399	*
Gas de coque	0	0%	0	0%
Alquitrán de hulla	40	*	4,586	*
BKB/briquetas de turba	2.777	0,01%	312,888	0,10%
Gas de planta de gas	2.411	0,01%	63,246	0,02%
Gas de coquería	37.490	0,19%	1.929,35	0,62%
Gas de alto horno	70.019	0,35%	3.165,71	1,02%
Otros gases recuperados	4.964	0,02%	17,603	0,01%
Electricidad/calor producidos de gases industriales no espec. ¹	1.143	0,01%	0	0%
Turba	8.266	0,04%	1.106,05	0,36%
Gas natural	4.301.367	21,45%	147.579	47,70%
Petróleo crudo	16.298	0,08%	651,954	0,21%
Líquidos de gas natural (LGN)	158	*	0	0%
Materia prima para refinerías	0	0%	0	0%
Aditivos/componentes de la mezcla	0	0%	0	0%
Otros hidrocarburos	0	0%	0	0%
Gas de refinería	30.772	0,15%	2.200,65	0,71%
Etano	0	0%	0	0%
Gas licuado de petróleo (GLP)	3.833	0,02%	60,452	0,02%
Gasolina para automotores	0	0%	0	0%
Gasolina de aviación	0	0%	0	0%
Gasolina tipo combustible de aviación	0	0%	0	0%
Queroseno	460	*	0,024	*
Otro queroseno	996	*	8,288	*
Gasóleo/diesel	120.652	0,60%	1.307,78	0,42%
Combustóleo pesado	284.993	1,42%	10.448,1	3,38%
Nafta	3.924	0,02%	949,723	0,31%
Espíritu de petróleo y esp. pto. esp. eb. (SBP)	0	0%	0	0%
Lubricantes	0	0%	0	0%
Bitumen	7.193	0,04%	0	0%
Parafinas	0	0%	0	0%
Coque de petróleo	29.809	0,15%	270,899	0,09%
Productos de petróleo no espec.	528.240	2,63%	3.222,96	1,04%
Calor producido de combustibles no espec.	0	0%	330,61	0,11%
Nuclear	2.696.765	13,45%	518,343	0,17%
Residuos industriales (no renovables)	12.698	0,06%	2.374,94	0,77%
Residuos municipales (renovables)	30.722	0,15%	2.494,79	0,81%
Residuos municipales (no renovables)	27.430	0,14%	2.150,38	0,69%
Biocombustibles sólidos primarios	174.596	0,87%	8.000	2,59%
Biogases	37.856	0,19%	338,062	0,11%
Biogasolina	0	0%	0	0%
Biodiésel	0	0%	0	0%
Otros biocombustibles líquidos	4.811	0,02%	186,921	0,06%
Biocombustibles primarios no espec. y residuos	0	0%	0	0%
Carbón vegetal	38	*	0	0%
Hidroeléctrica	3.251.675	16,21%	0	0%
Geotérmica	66.672	0,33%	300,492	0,10%
Solar fotovoltaica	20.155	0,10%	0	0%
Solar térmica	842	*	2,603	*
Mareas, olas y océano	530	*	0	0%
Eólica	273.153	1,36%	0	0%
Otras fuentes	8.754	0,04%	7.315,06	2,36%
Electricidad	0	0%	177,271	0,06%
Calor (bombas de calor [2])	1.316	0,01%	1.160,36	0,38%
Total	20.055.260	100%	309.410	100%

¹ "espec." es la abreviación de especificado; * Menor que 0,005%.

Estadística 3 Reservas probadas de carbón. Fuente [8].

País/Región	Antracita y carbón bituminoso (Mt)	Carbón sub-bituminoso y lignito (Mt)	Total (Mt)	Porcentaje del total	Razón R/P (años)
EE.UU	108.501	128.794	237.295	27,6%	241
Canadá	3.474	3.108	6.582	0,8%	97
México	860	351	1.211	0,1%	130
Total Norte América	112.835	132.253	245.088	28,5%	231
Brasil	-	4.559	4.559	0,5%	*
Colombia	6.366	380	6.746	0,8%	91
Venezuela	479	-	479	0,1%	120
Otros de S. y Centroamérica	45	679	724	0,1%	*
Total S. y Centroamérica	6.890	5.618	12.508	1,5%	148
Bulgaria	2	2.364	2.366	0,3%	82
Republica Checa	192	908	1.100	0,1%	22
Alemania	99	40.600	40.699	4,7%	223
Grecia	-	3.020	3.020	0,4%	44
Hungría	13	1.647	1.660	0,2%	183
Kazajistán	21.500	12.100	33.600	3,9%	303
Polonia	4.338	1.371	5.709	0,7%	43
Rumania	10	281	291	**	9
Federación Rusa	49.088	107.922	157.010	18,2%	495
España	200	330	530	0,1%	73
Turquía	529	1.814	2.343	0,3%	27
Ucrania	15.351	18.522	33.873	3,9%	462
Reino Unido	228	-	228	**	13
Otros Europa y Eurasia	1.440	20.735	22.175	2,6%	317
Total Europa y Eurasia	92.990	211.614	304.604	35,4%	257
Sudáfrica	30.156	-	30.156	3,5%	119
Zimbabwe	502	-	502	0,1%	301
Otros de África	860	174	1.034	0,1%	*
Medio Oriente	1.203	-	1.203	0,1%	*
Total Medio Oriente y África	32.721	174	32.895	3,8%	127
Australia	37.100	39.300	76.400	8,9%	180
China	62.200	52.300	114.500	13,3%	35
India	56.100	4.500	60.600	7,0%	106
Indonesia	1.520	4.009	5.529	0,6%	18
Japón	340	10	350	**	382
Nueva Zelanda	33	538	571	0,1%	107
Corea del norte	300	300	600	0,1%	16
Pakistán	-	2.070	2.070	0,2%	*
Corea del sur	-	126	126	**	60
Tailandia	-	1.239	1.239	0,1%	69
Vietnam	150	-	150	**	3
Otros de Asia Pacifico	1.582	2.125	3.707	0,4%	114
Total Asia Pacifico	159.326	106.517	265.843	30,9%	57
Total en el mundo	404.762	456.176	860.938	100,0%	118

* Mas de 500 años; ** Menor que 0,05%

Estadística 4 Reservas probadas de gas natural. Fuente [8].

País/Región	a fines de 1990 (Tm ³)	a fines de 2000 (Tm ³)	a fines de 2009 (Tm ³)	a fines de 2010 (Tm ³)	Porcentaje del total	Razón R/P (años)
EE.UU.	4,8	5,0	7,7	7,7	4,1%	12,6
Canadá	2,7	1,7	1,7	1,7	0,9%	10,8
México	2,0	0,8	0,5	0,5	0,3%	8,9
Total Norteamérica	9,5	7,5	9,9	9,9	5,3%	12,0
Argentina	0,7	0,8	0,4	0,3	0,2%	8,6
Bolivia	0,1	0,7	0,7	0,3	0,2%	19,5
Brasil	0,1	0,2	0,4	0,4	0,2%	28,9
Colombia	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1%	11,0
Perú	0,3	0,2	0,4	0,4	0,2%	48,8
Trinidad y Tobago	0,3	0,6	0,4	0,4	0,2%	8,6
Venezuela	3,4	4,2	5,1	5,5	2,9%	*
Otros de S. y Centroamérica	0,2	0,1	0,1	0,1	***	22,4
Total S. y Centroamérica	5,2	6,9	7,5	7,4	4,0%	45,9
Azerbaiyán	n.d.	1,2	1,3	1,3	0,7%	84,2
Dinamarca	0,1	0,1	0,1	0,1	***	6,4
Alemania	0,2	0,2	0,1	0,1	***	6,5
Italia	0,3	0,2	0,1	0,1	***	11,1
Kazajistán	n.d.	1,8	1,9	1,8	1,0%	54,9
Países Bajos	1,8	1,5	1,2	1,2	0,6%	16,6
Noruega	1,7	1,3	2,0	2,0	1,1%	19,2
Polonia	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1%	29,2
Rumania	0,1	0,3	0,6	0,6	0,3%	54,4
Rusia	n.d.	42,3	44,4	44,8	23,9%	76,0
Turkmenistán	n.d.	2,6	8,0	8,0	4,3%	*
Ucrania	n.d.	1,0	1,0	0,9	0,5%	50,4
Reino Unido	0,5	1,2	0,3	0,3	0,1%	4,5
Uzbekistán	n.d.	1,7	1,6	1,6	0,8%	26,4
Otros Europa y Eurasia	49,7	0,5	0,4	0,3	0,2%	28,3
Total Europa y Eurasia	54,5	55,9	63,0	63,1	33,7%	60,5
Bahrein	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1%	16,7
Irán	17,0	26,0	29,6	29,6	15,8%	*
Irak	3,1	3,1	3,2	3,2	1,7%	*
Kuwait	1,5	1,6	1,8	1,8	1,0%	*
Omán	0,3	0,9	0,7	0,7	0,4%	25,5
Catar	4,6	14,4	25,3	25,3	13,5%	*
Arabia Saudita	5,2	6,3	7,9	8,0	4,3%	95,5
Siria	0,2	0,2	0,3	0,3	0,1%	33,2
Emiratos Árabes Unidos	5,6	6,0	6,1	6,0	3,2%	*
Yemen	0,2	0,5	0,5	0,5	0,3%	78,3
Otros Medio Oriente	**	0,1	0,1	0,2	0,1%	62,1
Total Medio Oriente	38,0	59,1	75,7	75,8	40,5%	*
Argelia	3,3	4,5	4,5	4,5	2,4%	56,0
Egipto	0,4	1,4	2,2	2,2	1,2%	36,0
Libia	1,2	1,3	1,5	1,5	0,8%	98,0
Nigeria	2,8	4,1	5,3	5,3	2,8%	*
Otros África	0,8	1,1	1,2	1,2	0,6%	65,7
Total África	8,6	12,5	14,7	14,7	7,8%	70,5
Australia	0,9	2,2	2,9	2,9	1,6%	58,0
Bangladés	0,7	0,3	0,4	0,4	0,2%	18,3
Brunei	0,3	0,4	0,3	0,3	0,2%	24,7
China	1,0	1,4	2,8	2,8	1,5%	29,0
India	0,7	0,8	1,1	1,5	0,8%	28,5
Indonesia	2,9	2,7	3,0	3,1	1,6%	37,4
Malasia	1,6	2,3	2,4	2,4	1,3%	36,1
Birmania	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2%	27,5
Pakistán	0,6	0,7	0,8	0,8	0,4%	20,9
Papua Nueva Guinea	0,2	0,4	0,4	0,4	0,2%	*
Tailandia	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2%	8,6
Vietnam	**	0,2	0,7	0,6	0,3%	66,0
Otros Asia Pacifico	0,3	0,3	0,4	0,4	0,2%	20,4
Total Asia Pacifico	9,9	12,3	15,8	16,2	8,7%	32,8
Total en el mundo	125,7	154,3	186,6	187,1	100,0%	58,6

* Más de 100 años; ** Menor que 0,05; *** Menor que 0,05%; n.d.: dato no disponible

Estadística 5 Reservas probadas de petróleo. Fuente [8].

País/Región	a fines de 1990 (Gtbl)	a fines de 2000 (Gtbl)	a fines de 2009 (Gtbl)	a fines de 2010 (Gtbl)	Porcentaje del total	Razón R/P (años)
EE.UU.	33,8	30,4	30,9	30,9	2,2%	11,3
Canadá	11,2	18,3	32,1	32,1	2,3%	26,3
México	51,3	20,2	11,7	11,4	0,8%	10,6
Total Norteamérica	96,3	68,9	74,6	74,3	5,4%	14,8
Argentina	1,6	3,0	2,5	2,5	0,2%	10,6
Brasil	4,5	8,5	12,9	14,2	1,0%	18,3
Colombia	2,0	2,0	1,4	1,9	0,1%	6,5
Ecuador	1,4	4,6	6,3	6,2	0,4%	34,1
Perú	0,8	0,9	1,1	1,2	0,1%	21,6
Trinidad y Tobago	0,6	0,9	0,8	0,8	0,1%	15,6
Venezuela	60,1	76,8	211,2	211,2	15,3%	*
Otros de S. y Centroamérica	0,6	1,3	1,4	1,4	0,1%	28,9
Total S. y Centroamérica	71,5	97,9	237,6	239,4	17,3%	93,9
Azerbaiyán	n.d.	1,2	7,0	7,0	0,5%	18,5
Dinamarca	0,6	1,1	0,9	0,9	0,1%	9,9
Italia	0,8	0,9	1,0	1,0	0,1%	25,0
Kazajistán	n.d.	25,0	39,8	39,8	2,9%	62,1
Noruega	8,6	11,4	7,1	6,7	0,5%	8,5
Rumania	1,5	1,2	0,5	0,5	**	14,8
Rusia	n.d.	59,0	76,7	77,4	5,6%	20,6
Turkmenistán	n.d.	0,5	0,6	0,6	**	7,6
Reino Unido	4,0	4,7	2,8	2,8	0,2%	5,8
Uzbekistán	n.d.	0,6	0,6	0,6	**	18,7
Otros Europa y Eurasia	65,3	2,3	2,3	2,4	0,2%	17,5
Total Europa y Eurasia	80,8	107,9	139,2	139,7	10,1%	21,7
Irán	92,9	99,5	137,0	137,0	9,9%	88,4
Irak	100,0	112,5	115,0	115,0	8,3%	*
Kuwait	97,0	96,5	101,5	101,5	7,3%	*
Omán	4,4	5,8	5,5	5,5	0,4%	17,4
Catar	3,0	16,9	25,9	25,9	1,9%	45,2
Arabia Saudita	260,3	262,8	264,6	264,5	19,1%	72,4
Siria	1,9	2,3	2,5	2,5	0,2%	17,8
Emiratos Árabes Unidos	98,1	97,8	97,8	97,8	7,1%	94,1
Yemen	2,0	2,4	2,7	2,7	0,2%	27,7
Otros Medio Oriente	0,1	0,2	0,1	0,1	**	9,3
Total Medio Oriente	659,6	696,7	752,6	752,5	54,4%	81,9
Argelia	9,2	11,3	12,2	12,2	0,9%	18,5
Angola	1,6	6,0	13,5	13,5	1,0%	20,0
Chad	n.d.	0,9	1,5	1,5	0,1%	33,7
Rep. de Congo (Brazzaville)	0,8	1,7	1,9	1,9	0,1%	18,2
Egipto	3,5	3,6	4,4	4,5	0,3%	16,7
Guinea Ecuatorial	n.d.	0,8	1,7	1,7	0,1%	17,1
Gabón	0,9	2,4	3,7	3,7	0,3%	41,2
Libia	22,8	36,0	46,4	46,4	3,4%	76,7
Nigeria	17,1	29,0	37,2	37,2	2,7%	42,4
Sudan	0,3	0,6	6,7	6,7	0,5%	37,8
Túnez	1,7	0,4	0,4	0,4	**	14,6
Otros África	0,9	0,7	0,7	2,3	0,2%	44,2
Total África	58,7	93,4	130,3	132,1	9,5%	35,8
Australia	3,2	4,9	4,1	4,1	0,3%	19,9
Brunei	1,1	1,2	1,1	1,1	0,1%	17,5
China	16,0	15,2	14,8	14,8	1,1%	9,9
India	5,6	5,3	5,8	9,0	0,7%	30,0
Indonesia	5,4	5,1	4,3	4,2	0,3%	11,8
Malasia	3,6	4,5	5,8	5,8	0,4%	22,2
Tailandia	0,3	0,5	0,4	0,4	**	3,6
Vietnam	0,2	2,0	4,5	4,4	0,3%	32,6
Otros Asia Pacifico	1,0	1,3	1,3	1,3	0,1%	11,3
Total Asia Pacifico	36,3	40,1	42,2	45,2	3,3%	14,8
Total en el mundo	1003,2	1104,9	1376,6	1383,2	100,0%	46,2

*Más de 100 años; ** Menor que 0,05%; n.d.: dato no disponible.

Estadística 6 Reservas razonablemente aseguradas de uranio, 2008. Fuente [31], última columna elaboración propia.

País	< US\$40/Kg U (tU)	< US\$80/Kg U (tU)	< US\$130/Kg U (tU)	< US\$260/Kg U (tU)	Razón R/P (años)
Canadá	267.100	336.800	361.100	387.400	43
Estados Unidos	0	39.000	207.400	472.100	316
México	0	0	0	1.300	n.a.
Total Norteamérica	267.100	375.800	568.500	860.800	82
Argentina	0	7.000	10.400	10.400	n.a.
Brasil	139.900	157.700	157.700	157.700	478
Chile	0	0	0	800	n.a.
Perú	0	0	1.300	1.300	n.a.
Total S. y Centroamérica	139.900	164.700	169.400	170.200	516
Alemania	0	0	0	3.000	n.a.
Eslovaquia	0	0	0	5.100	n.a.
Eslovenia	0	0	1.700	1.700	n.a.
España	0	2.500	4.900	4.900	n.a.
Finlandia	0	0	1.100	1.100	n.a.
Francia	0	0	0	9.000	*
Grecia	0	0	0	1.000	n.a.
Italia	0	0	4.800	4.800	n.a.
Kazajistán	14.600	233.900	336.200	414.200	49
Portugal	0	4.500	6.000	6.000	n.a.
Rep. Checa	0	400	400	400	1
Rumania	0	0	3.100	3.100	39
Rusia	0	100.400	181.400	181.400	52
Suecia	0	0	4.000	4.000	n.a.
Turquía	0	0	7.300	7.300	n.a.
Ucrania	2.500	38.700	76.000	142.400	172
Uzbekistán	0	55.200	76.000	76.000	n.a.
Total Europa y Eurasia	17.100	435.600	702.900	865.400	56
Argelia	0	0	19.500	19.500	n.a.
Rep. Dem. Congo	0	0	0	1.400	n.a.
Gabón	0	0	4.800	4.800	n.a.
Irán	0	0	0	700	117
Jordania	0	44.000	44.000	44.000	n.a.
Malawi	0	8.100	13.600	13.600	n.a.
Namibia	0	2.000	157.000	157.000	36
Níger	17.000	42.500	242.000	244.600	81
Rep. Centro Africana	0	0	12.000	12.000	n.a.
Somalia	0	0	0	5.000	n.a.
Sudáfrica	76.800	142.000	195.200	195.200	345
Tanzania	0	0	0	8.900	n.a.
Zimbabue	0	0	0	1.400	n.a.
Total Medio Oriente y África	93.800	238.600	688.100	708.100	88
Australia	n.d.	1.163.000	1.176.000	1.179.000	140
China	52.000	100.900	115.900	115.900	151
India	0	0	55.200	55.200	221
Indonesia	0	0	4.800	4.800	n.a.
Japón	0	0	6.600	6.600	n.a.
Mongolia	0	37.500	37.500	37.500	n.a.
Vietnam	0	0	0	1.000	n.a.
Total Asia Pacífico	52.000	1.301.400	1.396.000	1.400.000	148
Total en el mundo	569.900	2.516.100	3.524.900	4.004.500	91

* Más de 500 años; n.d.: dato no disponible; n.a.: No aplicable, país sin producción el año 2008.

Estadística 7 Producción de maíz, 2009. Fuente [39].

Región	Producción (Mt)	Porcentaje del total	Área cosechada (ha)	Rendimiento (t/ha)
EE.UU.	332,5	46,2%	32.168.800	10,3
China	164,1	22,8%	31.203.727	5,3
Brasil	50,7	7,0%	13.654.700	3,7
México	20,1	2,8%	6.223.050	3,2
Indonesia	17,6	2,4%	4.160.660	4,2
India	16,7	2,3%	8.330.000	2,0
Francia	15,3	2,1%	1.679.870	9,1
Argentina	13,1	1,8%	2.353.180	5,6
Sudáfrica	12,1	1,7%	2.427.500	5,0
Ucrania	10,5	1,5%	2.089.100	5,0
Canadá	9,6	1,3%	1.142.000	8,4
Rumania	8,0	1,1%	2.333.500	3,4
Egipto	7,7	1,1%	983.081	7,8
Hungría	7,5	1,0%	1.177.320	6,4
Nigeria	7,3	1,0%	3.335.860	2,2
Filipinas	7,0	1,0%	2.683.900	2,6
Serbia	6,4	0,9%	1.208.640	5,3
Tailandia	4,6	0,6%	1.104.870	4,2
Alemania	4,5	0,6%	464.333	9,7
Vietnam	4,4	0,6%	1.089.200	4,0
Total	719,8	100%	119.813.291	6,0

Estadística 8 Producción de caña de azúcar, 2009. Fuente [39].

Región	Producción (Mt)	Porcentaje del total	Área cosechada (ha)	Rendimiento (t/ha)
Brasil	672,2	43,7%	8.523.420	78,9
India	285,0	18,6%	4.420.000	64,5
China	116,3	7,6%	1.707.582	68,1
Tailandia	66,8	4,3%	932.465	71,7
Pakistán	50,0	3,3%	1.029.400	48,6
México	49,5	3,2%	710.585	69,7
Colombia	38,5	2,5%	379.505	101,4
Filipinas	32,5	2,1%	404.000	80,4
Australia	30,3	2,0%	391.291	77,4
Argentina	29,0	1,9%	355.000	81,7
EE.UU.	27,6	1,8%	353.659	78,1
Indonesia	26,5	1,7%	420.000	63,1
Sudáfrica	18,7	1,2%	311.000	60,0
Guatemala	18,4	1,2%	213.446	86,2
Vietnam	15,6	1,0%	265.600	58,8
Egipto	15,5	1,0%	133.019	116,4
Cuba	14,9	1,0%	434.700	34,3
Perú	9,9	0,6%	75.348	131,9
Birmania	9,7	0,6%	180.000	54,0
Venezuela	9,5	0,6%	125.000	76,0
Total	1.536,4	100%	21.365.020	71,9

Estadística 9 Producción de casava, 2009. Fuente [39].

Región	Producción (Mt)	Porcentaje del total	Área cosechada (ha)	Rendimiento (t/ha)
Nigeria	36,8	17,12%	3.126.510	11,8
Tailandia	30,1	13,99%	1.326.740	22,7
Brasil	24,4	11,35%	1.760.580	13,9
Indonesia	22,0	10,25%	1.175.670	18,7
R. D. Congo	15,0	6,99%	1.852.900	8,1
Angola	12,8	5,97%	994.422	12,9
Ghana	12,2	5,69%	885.800	13,8
India	9,6	4,47%	280.200	34,3
Vietnam	8,6	3,98%	508.800	16,8
Tanzania	5,9	2,75%	1.081.380	5,5
Mozambique	5,7	2,64%	940.000	6,0
Uganda	5,2	2,41%	411.000	12,6
China	4,5	2,10%	275.500	16,4
Benín	4,0	1,86%	257.407	15,5
Malawi	3,8	1,78%	188.418	20,3
Camboya	3,5	1,63%	160.326	21,8
Madagascar	3,0	1,40%	350.000	8,6
Camerún	3,0	1,37%	210.000	14,0
Paraguay	2,6	1,21%	180.000	14,5
Costa de Marfil	2,3	1,05%	338.778	6,7
Total	215,0	100%	16.304.431	13,2

Estadística 10 Producción de sorgo, 2009. Fuente [39].

Región	Producción (Mt)	Porcentaje del total	Área cosechada (ha)	Rendimiento (t/ha)
EE.UU.	9,7	21,42%	2.233.890	4,4
India	7,3	15,96%	7.530.000	1,0
Nigeria	5,3	11,60%	4.736.730	1,1
Sudán	4,2	9,23%	6.652.500	0,6
Etiopía	3,0	6,54%	1.615.300	1,8
Australia	2,7	5,93%	766.986	3,5
Brasil	1,9	4,08%	793.027	2,3
China	1,7	3,69%	559.542	3,0
Burkina Faso	1,5	3,35%	1.653.120	0,9
Argentina	1,5	3,24%	379.660	3,9
Malí	1,5	3,23%	1.091.040	1,3
Camerún	0,9	1,98%	675.000	1,3
Egipto	0,8	1,72%	141.253	5,5
Níger	0,7	1,63%	2.544.720	0,3
Tanzania	0,7	1,56%	874.219	0,8
Chad	0,6	1,32%	850.000	0,7
Uganda	0,5	1,09%	329.000	1,5
Mozambique	0,4	0,85%	617.000	0,6
Venezuela	0,4	0,81%	217.000	1,7
Ghana	0,4	0,77%	267.200	1,3
Total	45	100%	34.527.187	1,3

Estadística 11 Producción de soya, 2009. Fuente [39].

Región	Producción (Mt)	Porcentaje del total	Área cosechada (ha)	Rendimiento (t/ha)
EE.UU.	91,4	41,4%	30.907.000	3,0
Brasil	57,3	26,0%	21.750.500	2,6
Argentina	31,0	14,1%	16.767.500	1,8
China	15,0	6,8%	9.190.123	1,6
India	10,1	4,6%	9.790.000	1,0
Paraguay	3,9	1,7%	2.570.000	1,5
Canadá	3,5	1,6%	1.383.300	2,5
Bolivia	1,5	0,7%	979.678	1,5
Ucrania	1,0	0,5%	622.500	1,7
Uruguay	1,0	0,5%	577.800	1,8
Indonesia	1,0	0,4%	722.791	1,3
Rusia	0,9	0,4%	794.200	1,2
Nigeria	0,6	0,3%	591.531	1,0
Sudáfrica	0,5	0,2%	237.750	2,2
Italia	0,5	0,2%	134.700	3,5
Corea del Norte	0,4	0,2%	300.000	1,2
Serbia	0,3	0,2%	144.386	2,4
Birmania	0,2	0,1%	160.000	1,5
Japón	0,2	0,1%	145.400	1,6
Vietnam	0,2	0,1%	147.000	1,5
Total	221	100%	97.916.159	2,3

Estadística 12 Producción de colza, 2009. Fuente [39].

Región	Producción (Mt)	Porcentaje del total	Área cosechada (ha)	Rendimiento (t/ha)
China	13,7	22,9%	7.278.013	1,9
Canadá	12,4	20,8%	6.375.700	1,9
India	7,2	12,1%	6.300.000	1,1
Alemania	6,3	10,6%	1.471.200	4,3
Francia	5,6	9,4%	1.480.810	3,8
Polonia	2,5	4,2%	809.970	3,1
Australia	1,9	3,2%	1.712.000	1,1
Reino Unido	1,9	3,2%	570.000	3,4
Ucrania	1,9	3,1%	1.013.700	1,8
Rep. Checa	1,1	1,9%	354.826	3,2
EE.UU	0,7	1,1%	329.780	2,0
Rusia	0,7	1,1%	556.300	1,2
Dinamarca	0,6	1,1%	163.100	3,9
Bielorrusia	0,6	1,0%	340.315	1,8
Hungría	0,6	1,0%	260.608	2,2
Rumania	0,6	1,0%	414.285	1,4
Lituania	0,4	0,7%	191.900	2,2
Eslovaquia	0,4	0,6%	166.476	2,3
Irán	0,4	0,6%	185.000	2,1
Suecia	0,3	0,5%	97.500	3,1
Total	60	100%	30.071.483	2,0

Estadística 13 Residuos generados por unidad de producción. Fuente [2].

Región/País y Cultivo	Primario	Secundario
Producción agrícola ¹		
Unión Europea		
Colza	1,00	0,60
Trigo	0,60	n.d.
Sudeste de Asia		
Casava	0,05	n.d.
Coco	n.d.	0,49
Café	n.d.	1,79
Maíz	1,70	0,43
Algodón	2,42	n.d.
Cacahuete	1,96	0,44
Yute	1,70	n.d.
Mijo	1,49	n.d.
Palma	0,90	0,26
Arroz	1,53	0,24
Soya	2,98	n.d.
Caña de azúcar	0,27	0,15
Tabaco	2,00	n.d.
Trigo	1,49	n.d.
EE.UU.		
Cebada	1,00	n.d.
Maíz	0,71	n.d.
Sorgo	0,71	n.d.
Trigo	1,20	n.d.
Producción madera rolliza ²		
Brasil	0,22	0,22
China	0,79	0,28
Finlandia	0,27	0,19
Indonesia	1,10	0,43
Malasia	0,81	0,50
Nueva Zelanda	0,17	0,34
EE.UU.	0,28	0,35

¹ Las unidades de los residuos de productos agrícolas están en (tonelada de residuo generado/ tonelada producida); ² Las unidades de los residuos de la producción de madera están en (m³ de residuo generado/ m³ producido); n.d.: dato no disponible.

Estadística 14 Capacidad hidroeléctrica a fines de 2008. Fuente [12].

País/Región	CEE ¹ (TWh/año)	Porcentaje del total	País/Región	CEE ¹ (TWh/año)	Porcentaje del total
Etiopía	162	1,95%	Corea del Sur	19	0,23%
R. Dem. Congo	145	1,75%	Filipinas	18	0,22%
Camerún	105	1,27%	Taiwán	16	0,19%
Egipto	50	0,60%	Nepal	15	0,18%
Madagascar	49	0,59%	Tailandia	15	0,18%
Gabón	33	0,40%	Uzbekistán	15	0,18%
Mozambique	32	0,39%	Azerbaiyán	7	0,08%
Nigeria	30	0,36%	Sri Lanka	7	0,08%
Zambia	20	0,24%	Camboya	5	0,06%
Sudan	19	0,23%	Armenia	4	0,05%
Guinea	18	0,22%	Turkmenistán	2	0,02%
Uganda	13	0,16%	Bangladés	1	0,01%
Costa de marfil	6	0,07%	Total Asia	3.044	36,73%
Namibia	6	0,07%	Rusia	852	10,28%
Sudáfrica	5	0,06%	Noruega	206	2,49%
Senegal	2	0,02%	Suecia	90	1,09%
Burundi	1	0,01%	Francia	70	0,84%
Total África	696	8,40%	Austria	56	0,68%
Canadá	536	6,47%	Italia	48	0,58%
EE.UU.	376	4,54%	Suiza	41	0,49%
México	33	0,40%	Islandia	40	0,48%
Costa Rica	25	0,30%	España	37	0,45%
Panamá	12	0,14%	Rumania	21	0,25%
Nicaragua	7	0,08%	Alemania	20	0,24%
R. Dominicana	6	0,07%	Portugal	20	0,24%
Total Norteamérica	995	12,01%	Bosnia-Herzegovina	19	0,23%
Brasil	818	9,87%	Serbia	18	0,22%
Perú	260	3,14%	Ucrania	17	0,21%
Colombia	140	1,69%	Finlandia	16	0,19%
Ecuador	106	1,28%	Grecia	15	0,18%
Venezuela	100	1,21%	Albania	12	0,14%
Chile	97	1,17%	Croacia	11	0,13%
Argentina	78	0,94%	Polonia	7	0,08%
Paraguay	68	0,82%	Eslovaquia	6	0,07%
Bolivia	50	0,60%	Hungría	4	0,05%
Guyana	22	0,27%	Letonia	4	0,05%
Surinam	8	0,10%	Bielorrusia	1	0,01%
Uruguay	6	0,07%	Irlanda	1	0,01%
Total Sudamérica	1.753	21,15%	Lituania	1	0,01%
China	1.753	21,15%	Moldavia	1	0,01%
India	442	5,33%	Total Europa	1.634	19,72%
Tayikistán	264	3,19%	Irak	67	0,81%
Turquía	140	1,69%	Irán	50	0,60%
Vietnam	100	1,21%	Siria	4	0,05%
Bután	56	0,68%	Total Medio Oriente	121	1,46%
Kirguistán	55	0,66%	Australia	30	0,36%
Georgia	41	0,49%	Papua Nueva Guinea	15	0,18%
Indonesia	40	0,48%	Total Oceanía	45	0,54%
Kazajistán	29	0,35%	Total	8.288	100%

1. Capacidad económicamente explotable.

Estadística 15 Potencial económico geotérmico 2010. Fuentes [45]; [46]. Tabla de elaboración propia.

Pais/región	Calor producido (TJ/año)	Electricidad producida (GWh/año)	Potencial económico de calor para uso directo (EJ/año)	Potencial económico prod. eléctrica (TWh/año)	Porcentaje potencial térmico utilizado	Porcentaje potencial eléctrico utilizado
EE.UU.	56.551,8	16.603	1,215	508,0	4,7%	3,3%
Canadá	8.873,0	0	0,099	8,3	9,0%	0,0%
México	4.022,8	7.047	0	0	-	-
Total Norteamérica	69.447,6	23.650,0	1,314	516,3	5,3%	4,6%
Argentina	3.906,7	0	n.d.	n.d.	-	-
Brasil	6.622,4	0	n.d.	n.d.	-	-
Otros S. y Centroamérica	749,5	3.152	n.d.	n.d.	-	-
Total S. y Centroamérica	11.278,6	3.152	0,383	125,0	2,9%	2,5%
Suecia	45.301,0	0	n.d.	n.d.	-	-
Islandia	24.361,0	4597	n.d.	n.d.	-	-
Francia	12.929,0	95	n.d.	n.d.	-	-
Alemania	12.764,5	50	n.d.	n.d.	-	-
Noruega	10.800,0	0	n.d.	n.d.	-	-
Otros E. Occidental	45.707,8	5698,8	n.d.	n.d.	-	-
Total Europa Occidental	151.863,3	10.441	4,311	125,0	3,5%	8,4%
Turquía	36.885,9	490	n.d.	n.d.	-	-
Hungría	9.767,0	0	n.d.	n.d.	-	-
Eslovaquia	3.067,2	0	n.d.	n.d.	-	-
Otros E. Oriental y Central	10.155,7	490	n.d.	n.d.	-	-
Total Europa Oriental y Central	59.875,8	490	0,852	25,0	7,0%	2,0%
Estonia	356,0	0	n.d.	n.d.	-	-
Georgia	689,2	0	n.d.	n.d.	-	-
Lituania	411,5	0	n.d.	n.d.	-	-
Rusia	6.143,5	441	n.d.	n.d.	-	-
Total Ex Unión Soviética	7.865,7	441	0,508	67,0	1,5%	0,7%
Total Europa y Eurasia	219.604,7	11.372	5,671	217,0	3,9%	5,2%
Argelia	2.098,7	0	n.d.	n.d.	-	-
Otros África Norte	458,1	0	n.d.	n.d.	-	-
Total África Norte	2.556,8	0	0,103	0	2,5%	-
Etiopía	41,6	10	n.d.	n.d.	-	-
Kenia	126,6	1.430	n.d.	n.d.	-	-
Total África Oriental	168,2	1.440	0,004	25,0	4,2%	5,8%
Total África Sur¹	114,8	0	0	0	-	-
Total África	2.839,8	1.440	0,107	25,0	2,7%	5,8%
Irán	1.064,2	0	n.d.	n.d.	-	-
Israel	2.193,0	0	n.d.	n.d.	-	-
Jordania	1.540,0	0	n.d.	n.d.	-	-
Yemen	15,0	0	n.d.	n.d.	-	-
Total Medio Oriente	4.812,2	0	0,175	17,0	2,7%	0,0%
China	75.348,3	150	1,764	42,0	4,3%	0,4%
Japón	25.697,9	3.064	0,201	17,0	12,8%	18,0%
Corea del Sur	1.954,7	0	n.d.	n.d.	-	-
Mongolia	213,2	0	n.d.	n.d.	-	-
Otros Asia oriental	n.d.	n.d.	0,018	0,0	0,0%	-
Total Asia Oriental	103.214,1	3.214,0	1,983	59,0	5,2%	5,4%
India	2.545,0	0	0,062	17,0	4,1%	0,0%
Nepal	73,7	0	n.d.	n.d.	-	-
Otros Asia Sur	n.d.	n.d.	0,002	0,0	0,0%	-
Total Asia Sur	2.618,7	0	0,064	17,0	4,1%	0,0%
Australia	235,1	0,5	n.d.	n.d.	-	-
Nueva Zelanda	9.552,0	4.055	n.d.	n.d.	-	-
Papua Nueva Guinea	1,0	450	n.d.	n.d.	-	-
Total Oceanía	9.788,1	4.505,5	0,391	25,0	2,5%	18,0%
Filipinas	12,7	10.311	n.d.	n.d.	-	-
Indonesia	42,6	9.600	n.d.	n.d.	-	-
Tailandia	79,1	2	n.d.	n.d.	-	-
Vietnam	92,3	0	n.d.	n.d.	-	-
Total Otros Asia Pacífico	226,7	19.913	0,004	166,0	5,7%	12,0%
Total Asia Pacífico	115.847,7	27.633	2,442	267,0	4,7%	10,3%
Total Mundo	423.830,6	67.246,3	10,092	1.167,3²	4,2%	5,8%

¹ Los datos corresponden a Sudáfrica; ² Esta cifra, proviene de 65,582 EJ/año de calor para electricidad, considerando una eficiencia de conversión de 17J térmico a 1 J eléctrico y un factor de carga de 95% [45]; n.d.: Datos no disponibles; La fuente para la segunda columna fue [46], y para la tercera, cuarta y quinta columnas [45].

Estadística 16 Potenciales de producción eléctrica en diques de energía mareomotriz. Fuente [56].

País/Región	Rango medio (m)	Área cuenca (km ²)	Potencial medio de electricidad (MW)	Potencial anual de producción (GWh/año)
Passamaquoddy	5,5	262,0	1.800	15.800
Cobscook	5,5	106,0	722	6.330
Bahía de Fundy	6,4	83,0	765	6.710
Cuenca Minas-Bahía Cobequid	10,7	777,0	19.900	175.000
Punto de Amherst	10,7	10,0	256	2.250
Shepody	9,8	117,0	520	22.100
Cumberland	10,1	73,0	1.680	14.700
Petitcodiac	10,7	31,0	794	6.960
Memramcook	10,7	23,0	590	5.170
Total Norteamérica	80,1	1.482,0	27.027	255.020
San José	5,9	750,0	5.870	51.500
Total Argentina	5,9	750,0	5.870	51.500
Severn	9,8	70,0	1.680	15.000
Mersey	6,5	7,0	130	1.300
Estuario Solway	5,5	60,0	1.200	10.000
Río Támesis	4,2	40,0	230	1.400
Total Reino Unido	26,0	177,0	3.240	27.700
Aber-Benoit	5,2	2,9	18	158
Aber-Wrac'h	5,0	1,1	6	53
Arguenon	8,4	28,0	446	3.910
Frenaye	7,4	12,0	148	1.300
La Rance	8,4	22,0	349	3.060
Rotheneuf	8,0	1,1	16	140
Monte San Michel	8,4	610,0	9.700	85.100
Somme	6,5	49,0	466	4.090
Total Francia	57,3	726,1	11.149	97.811
Lago Strangford	3,6	125,0	350	3.070
Total Irlanda	3,6	125,0	350	3.070
Kislaya	2,4	2,0	2	22
Bahía Lumbouskii	4,2	70,0	277	2.430
Mar Blanco	5,7	2.000,0	14.400	126.000
Estuario Mezen	6,6	140,0	370	12.000
Total Rusia	18,9	2.212,0	15.049	140.452
Kimberley	6,4	600,0	630	5.600
Total Australia	6,4	600,0	630	5.600
Baishakou	2,4	n.d.	n.d.	n.d.
Jiangxia	7,1	2,0	n.d.	n.d.
Xinfuyang	4,5	n.d.	n.d.	n.d.
Total China	14,0	2,0	n.d.	n.d.
Total	212,2	6.074,1	63.315	581.153

n.d.: Dato no disponible

Estadística 17 Precios del carbón. Fuente [8].

Año	Precio noroeste de Europa (US\$/ton.)	Precio CAPP ¹ EE.UU. (US\$/ton.)	Precio cif ² carbón coquizable importado Japón (US\$/ton.)	Precio cif carbón de vapor ³ importado Japón (US\$/ton)
1987	31,30	-	53,44	41,28
1988	39,94	-	55,06	42,47
1989	42,08	-	58,68	48,86
1990	43,48	31,59	60,54	50,81
1991	42,80	29,01	60,45	50,30
1992	38,53	28,53	57,82	48,45
1993	33,68	29,85	55,26	45,71
1994	37,18	31,72	51,77	43,66
1995	44,50	27,01	54,47	47,58
1996	41,25	29,86	56,68	49,54
1997	38,92	29,76	55,51	45,53
1998	32,00	31,00	50,76	40,51
1999	28,79	31,29	42,83	35,74
2000	35,99	29,90	39,69	34,58
2001	39,03	50,15	41,33	37,96
2002	31,65	33,20	42,01	36,90
2003	43,60	38,52	41,57	34,74
2004	72,08	64,90	60,96	51,34
2005	60,54	70,12	89,33	62,91
2006	64,11	62,96	93,46	63,04
2007	88,79	51,16	88,24	69,86
2008	147,67	118,79	179,03	122,81
2009	70,66	68,08	167,82	110,11
2010	92,50	71,63	158,95	105,19

1.- CAPP = Central de los Apalaches; 2.- cif = costo + flete + seguros; 3.- Carbón de vapor = Otro carbón bituminoso y antracita.

Estadística 18 Precios gas natural y GNL. Fuente [8].

Año	GNL	Gas natural			
	Japón, cif (US\$/MBtu)	Unión Europea, cif (US\$/MBtu)	UK, Heren NBP Index (US\$/MBtu)	EE.UU., Henry Hub (US\$/MBtu)	Canadá, Alberta (US\$/MBtu)
1984	5,10	4,00	-	-	-
1985	5,23	4,25	-	-	-
1986	4,10	3,93	-	-	-
1987	3,35	2,55	-	-	-
1988	3,34	2,22	-	-	-
1989	3,28	2,00	-	1,70	-
1990	3,64	2,78	-	1,64	1,05
1991	3,99	3,19	-	1,49	0,89
1992	3,62	2,69	-	1,77	0,98
1993	3,52	2,50	-	2,12	1,69
1994	3,18	2,35	-	1,92	1,45
1995	3,46	2,39	-	1,69	0,89
1996	3,66	2,46	1,87	2,76	1,12
1997	3,91	2,64	1,96	2,53	1,36
1998	3,05	2,32	1,86	2,08	1,42
1999	3,14	1,88	1,58	2,27	2,00
2000	4,72	2,89	2,71	4,23	3,75
2001	4,64	3,66	3,17	4,07	3,61
2002	4,27	3,23	2,37	3,33	2,57
2003	4,77	4,06	3,33	5,63	4,83
2004	5,18	4,32	4,46	5,85	5,03
2005	6,05	5,88	7,38	8,79	7,25
2006	7,14	7,85	7,87	6,76	5,83
2007	7,73	8,03	6,01	6,95	6,17
2008	12,55	11,56	10,79	8,85	7,99
2009	9,06	8,52	4,85	3,89	3,38
2010	10,91	8,01	6,56	4,39	3,69

cif = costo + flete + seguro (precios promedio)

Estadística 19 Precios del petróleo. Fuente [8].

Año	Dubai (US\$/bbl) *	Brent (US\$/bbl) **	Nigerian Forcados (US\$/bbl)	West Texas Intermediate (US\$/bbl) ***
1972	1,90	-	-	-
1973	2,83	-	-	-
1974	10,41	-	-	-
1975	10,70	-	-	-
1976	11,63	12,80	12,87	12,23
1977	12,38	13,92	14,21	14,22
1978	13,03	14,02	13,65	14,55
1979	29,75	31,61	29,25	25,08
1980	35,69	36,83	36,98	37,96
1981	34,32	35,93	36,18	36,08
1982	31,80	32,97	33,29	33,65
1983	28,78	29,55	29,54	30,30
1984	28,06	28,78	28,14	29,39
1985	27,53	27,56	27,75	27,98
1986	13,10	14,43	14,46	15,10
1987	16,95	18,44	18,39	19,18
1988	13,27	14,92	15,00	15,97
1989	15,62	18,23	18,30	19,68
1990	20,45	23,73	23,85	24,50
1991	16,63	20,00	20,11	21,54
1992	17,17	19,32	19,61	20,57
1993	14,93	16,97	17,41	18,45
1994	14,74	15,82	16,25	17,21
1995	16,10	17,02	17,26	18,42
1996	18,52	20,67	21,16	22,16
1997	18,23	19,09	19,33	20,61
1998	12,21	12,72	12,62	14,39
1999	17,25	17,97	18,00	19,31
2000	26,20	28,50	28,42	30,37
2001	22,81	24,44	24,23	25,93
2002	23,74	25,02	25,04	26,16
2003	26,78	28,83	28,66	31,07
2004	33,64	38,27	38,13	41,49
2005	49,35	54,52	55,69	56,59
2006	61,50	65,14	67,07	66,02
2007	68,19	72,39	74,48	72,20
2008	94,34	97,26	101,43	100,06
2009	61,39	61,67	63,35	61,92
2010	78,06	79,50	81,05	79,45

* 1972 - 1985 Arabe liviano, 1986 - 2010 Dubai; ** 1976 -1983 Forties, 1984 -2010 Brent; *** 1976 -1983 Precios WTI, 1984 -2010 Precios spot WTI.

Estadística 20 Precios de productos agrícolas, 2009. Fuente [39].

País	Maíz (US\$/t)	Caña de azúcar (US\$/t)	Casava (US\$/t)	Sorgo (US\$/t)	Soya (US\$/t)	Colza (US\$/t)
Alemania	154,2	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	607,4
Argentina	113,5	45,8	202,6	97,3	255,3	n.d.
Australia	224,6	25,4	n.d.	162,7	437,3	434,9
Bielorrusia	257,9	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	223,7
Bolivia	176,8	16,4	183,4	40,5	372,9	n.d.
Brasil	158,4	18,5	105,9	42,4	367,1	n.d.
Burkina Faso	259,9	n.d.	124,0	217,8	211,9	n.d.
Camboya	362,0	n.d.	39,5	n.d.	548,5	n.d.
Camerún	129,1	156,1	177,8	247,5	n.d.	n.d.
Canadá	158,8	n.d.	n.d.	n.d.	361,4	375,4
China	243,0	215,2	n.d.	285,5	582,7	468,5
Colombia	320,8	27,7	266,0	277,0	502,3	n.d.
Costa de Marfil	331,3	34,7	234,5	293,4	n.d.	n.d.
Dinamarca	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	413,1
Egipto	208,0	36,1	n.d.	251,4	352,5	n.d.
Eslovaquia	135,7	n.d.	n.d.	n.d.	381,7	335,0
EE.UU.	146,0	38,0	n.d.	130,0	347,0	580,0
Etiopía	388,5	110,8	n.d.	487,9	494,6	485,0
Rusia	137,9	n.d.	n.d.	273,8	352,7	n.d.
Filipinas	232,0	39,1	121,5	n.d.	501,4	n.d.
Francia	151,4	n.d.	n.d.	143,1	419,9	362,4
Ghana	384,8	n.d.	143,7	469,5	n.d.	n.d.
Hungría	145,4	n.d.	n.d.	160,9	369,2	356,7
India	186,1	17,1	n.d.	193,6	308,8	386,5
Indonesia	264,5	n.d.	174,4	n.d.	638,1	n.d.
Italia	179,0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Japón	n.d.	223,5	n.d.	n.d.	1651,3	n.d.
Lituania	162,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	337,1
Madagascar	220,4	17,1	173,9	n.d.	n.d.	n.d.
Malawi	365,1	n.d.	385,0	753,2	805,7	n.d.
Malí	176,2	n.d.	56,6	235,7	n.d.	n.d.
México	207,7	28,7	212,0	160,1	365,3	199,9
Mozambique	298,3	11,4	310,0	216,4	n.d.	n.d.
Níger	226,0	134,0	177,8	153,9	n.d.	n.d.
Nigeria	401,3	n.d.	155,3	290,8	474,0	n.d.
Pakistán	218,2	12,9	n.d.	309,7	392,5	391,1
Paraguay	132,7	28,8	18,9	n.d.	203,3	n.d.
Perú	425,2	20,2	142,9	215,9	554,8	n.d.
Polonia	142,9	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	349,0
Reino Unido	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	371,9
Rep. Checa	147,8	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	375,1
Rumania	220,4	n.d.	n.d.	248,8	315,8	319,1
Sudáfrica	156,3	34,0	n.d.	179,0	381,7	n.d.
Sudán	427,6	33,3	1267,6	312,7	n.d.	n.d.
Suecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	320,6
Tailandia	158,4	20,4	34,7	170,1	404,7	n.d.
Ucrania	109,0	n.d.	n.d.	n.d.	343,3	303,9
Uruguay	181,5	n.d.	n.d.	135,8	397,6	n.d.
Venezuela	691,7	433,2	829,0	273,1	722,7	n.d.

n.d.: Datos no disponibles

Estadística 21 Evolución de la oferta total de energía primaria por países y regiones del mundo. Fuente [3], tabla de elaboración propia.

País/Región	1990 (ktep)	2000 (ktep)	2005 (ktep)	2007 (ktep)	2008 (ktep)	2009 (ktep)	Porcentaje del total
Canadá	208.565,3	251.449,7	272.206,4	271.995,2	266.540,6	254.119,9	2,1%
México	122.492,7	145.123,4	170.154,0	175.937,0	181.088,7	174.639,9	1,4%
EE.UU	1.914.996,3	2.273.331,7	2.318.861,1	2.337.013,7	2.277.034,4	2.162.915,1	17,8%
Total Norteamérica	2.246.054,3	2.669.904,7	2.761.221,4	2.784.945,9	2.724.663,7	2.591.674,9	21,4%
Total S. y Centroamérica	332.639,3	432.205,5	490.745,5	525.292,2	544.826,2	540.017,1	4,4%
OCDE Europa	1.619.568,1	1.747.338,1	1.845.744,0	1.838.601,2	1.835.353,8	1.746.076,1	14,4%
No-OCDE Europa y Eurasia	1.541.674,1	1.000.805,4	1.074.974,2	1.115.543,7	1.136.081,7	1.050.476,9	8,6%
Total Europa y Eurasia	3.161.242,2	2.748.143,6	2.920.718,3	2.954.144,9	2.971.435,5	2.796.553,1	23,1%
Medio Oriente	208.147,4	364.363,4	499.730,1	540.181,7	575.479,4	588.145,6	4,8%
Total África	390.490,8	505.727,8	595.230,3	640.313,8	669.429,1	673.499,8	5,5%
China	871.613,5	1.108.263,4	1.709.053,4	1.978.329,8	2.131.621,0	2.272.039,6	18,7%
Otros Asia	716.447,4	1.060.798,2	1.262.860,7	1.359.056,2	1.396.369,3	1.459.183,0	12,0%
Total Asia	1.588.060,9	2.169.061,6	2.971.914,1	3.337.386,0	3.527.990,4	3.731.222,6	30,7%
Otros países y Oceanía*	656.481,9	874.904,5	914.705,1	929.177,5	920.755,3	899.973,1	7,4%
Búnkeres marítimos intern.	112.795,6	151.040,2	174.722,6	196.008,2	190.706,5	185.861,7	1,5%
Búnkeres de aviación intern.	86.363,4	116.502,3	137.622,2	145.502,4	148.385,5	142.897,1	1,2%
Total Mundo	8.782.275,9	10.031.853,5	11.466.609,6	12.052.952,6	12.273.671,5	12.149.845,2	100%

* Los valores de esta fila, se obtuvieron por la diferencia entre el total mundial y el resto de las regiones.

Estadística 22 Evolución del consumo total final por países y regiones del mundo. Fuente [3], tabla de elaboración propia.

País/Región	1990 (ktep)	2000 (ktep)	2005 (ktep)	2007 (ktep)	2008 (ktep)	2009 (ktep)	Porcentaje del total
Canadá	158.951,99	189.630,33	203.060,70	204.734,22	200.456,17	194.171,19	2,3%
México	84.112,16	98.167,29	105.169,52	113.360,04	114.934,29	110.099,43	1,3%
EE.UU	1.293.503,64	1.546.229,75	1.569.695,83	1.581.622,39	1.538.381,72	1.462.523,76	17,5%
Total Norteamérica	1.536.567,78	1.834.027,37	1.877.926,05	1.899.716,65	1.853.772,17	1.766.794,38	21,2%
Total S. y Centroamérica	252.872,62	337.632,07	374.707,90	404.706,37	414.834,16	410.583,44	4,9%
OCDE Europa	1.123.671,74	1.225.661,30	1.301.723,64	1.286.468,02	1.289.675,08	1.226.984,12	14,7%
No-OCDE Europa y Eurasia	1.072.547,50	653.563,09	680.582,79	707.457,97	719.336,54	673.863,07	8,1%
Total Europa y Eurasia	2.196.219,24	1.879.224,39	1.982.306,43	1.993.925,99	2.009.011,62	1.900.847,19	22,8%
Medio Oriente	146.557,41	237.119,89	306.349,93	356.932,09	379.392,32	393.495,03	4,7%
Total África	288.788,68	372.965,95	438.318,53	475.642,11	489.585,94	498.318,72	6,0%
China	668.108,31	778.261,60	1.100.618,43	1.264.626,00	1.379.592,38	1.441.900,47	17,3%
Otros Asia	554.918,69	751.149,16	881.720,76	949.990,11	968.944,54	1.023.914,69	12,3%
Total Asia	1.223.027,00	1.529.410,76	1.982.339,19	2.214.616,11	2.348.536,93	2.465.815,16	29,5%
Otros países y Oceanía*	449.336,72	586.764,68	608.452,19	614.468,17	593.286,43	588.154,21	7,0%
Búnkeres marítimos intern.	112.795,62	151.040,21	174.722,64	196.008,23	190.706,47	185.861,73	2,2%
Búnkeres de aviación intern.	86.363,44	116.502,28	137.622,19	145.502,41	148.385,52	142.897,13	1,7%
Total Mundo	6.292.528,5	7.044.687,6	7.882.745,0	8.301.518,1	8.427.511,6	8.352.767,0	100%

* Los valores de esta fila, se obtuvieron por la diferencia entre el total mundial y el resto de las regiones.

Estadística 23 Consumo final total por sectores de uso en el mundo, 2009. Fuente [3] y [5], tabla de elaboración propia.

Producto	Otros sectores ¹ (Mtep)	Porcentaje
Electricidad y calor	981,66	32,3%
Biócombustibles y residuos	842,35	27,7%
Gas natural	617,85	20,3%
Productos de petróleo	432,72	14,2%
Carbón/turba	147,35	4,9%
Geotérmica y solar térmica	17,90	0,6%
Crudo, LGN y materias primas	0,20	*
Total	3.040,03	100%

¹ 36,4% del consumo final total; * Menor que 0,01%.

Producto	Transporte ² (Mtep)	Porcentaje
Productos de petróleo	2.135,62	93,5%
Gas natural	70,20	3,1%
Biócombustibles y residuos	51,54	2,3%
Electricidad y calor	23,38	1,0%
Carbón/turba	3,36	0,1%
Crudo, LGN y materias primas	0	0,0%
Geotérmica y solar térmica	0	0,0%
Total	2.284,1	100%

² 27,3% del consumo final total

Producto	Industria ³ (Mtep)	Porcentaje
Electricidad y calor	689,53	30,2%
Carbón/turba	644,15	28,2%
Gas natural	441,32	19,3%
Productos de petróleo	309,71	13,6%
Biócombustibles y residuos	186,15	8,2%
Crudo, LGN y materias primas	10,89	0,5%
Geotérmica y solar térmica	0,37	**
Total	2.282,12	100%

³ 27,3% del consumo final total; ** Menor que 0,02%

Producto	Usos no energéticos ⁴ (Mtep)	Porcentaje
Productos de petróleo	552,62	74,0%
Gas natural	136,5	18,3%
Carbón/turba	37,05	5,0%
Crudo, LGN y materias primas	20,36	2,7%
Biócombustibles y residuos	0	0,0%
Geotérmica y solar térmica	0	0,0%
Electricidad y calor	0	0,0%
Total	746,53	100%

⁴ 8,9% del consumo final total.

Estadística 24 Resumen de características tecnológicas de generación eléctrica. Fuentes [2], [7], [12], [31], [50], [56], [59], [76], [79], [83], [85], [91], [96], [97], [98] y [101], tabla de elaboración propia.

Tecnología	Potencia (MW)	Factor de carga (%)	Combustible	Eficiencia (%)
PCC				34 _d
SC-PCC	1.000 _d	80	Carbón	42-47 _d
USC-PCC				50 _p
FBC	250-300 _d 500-800 _p	n.d. n.d.	Carbón, biomasa y residuos	36 _d
IGCC	250-300 _d	74	Gas de síntesis del carbón	40-43 _d 50 _p
CHP	0,001-500 _d	n.d.	Gas natural y carbón ^a	75-80 _d ⁱ
NGCC	275-832 _d	72	Gas Natural	57 _d 63 _p
Nuclear	100-1.500 _d 1.000-1.700 _p	81	Uranio	31,6 _d 36,6 _p
Hidroelectricidad	0,1-22.500	55	Aguas superficiales	85-95 _d
Bioenergía-CHP	5-10 _d > 50 _d	60 ^c	Residuos agrícolas, forestales y municipales	25 _d ⁱ 30-40 _d ⁱ
Geotérmica	1-5 _d ^f 5-10 _d ^g	90	Fluidos geotérmicos	5 _d ^d 25 _d ^e
Eólica	7 _d	38-40	Viento	24-36 _d
Solar FV	Desde pocos kW hasta 12 MW _d	21		12-20 _d
CSP-RCP	10-200 _p	25-70 _p	Radiación solar	10-15 _d 18 _p
CSP-Fresnel	10-200 _p	25-70 _p		9-11 _p
CSP-Torre	10-150 _d	25-70 _p		8-10 _d
CSP-DP	0,01-0,4 _p	25 _p		16-18 _d 20 _p
Mareomotriz-D	0,4-240 _d	23	Agua de los océanos	85-95 _p ^h
Mareomotriz-T	0,15-2,4 _p	35-40 _p		15 _p
Undimotriz	0,5-700 _p	25-49		
Maremotérmica	Desde pocos kW hasta 100 MW _p	85-95 _p		2,5-3 _p

^a No obstante esta tecnología puede usar cualquier tipo de combustible basado en residuos [76]; ^b El uranio abarca el 74% de los requerimientos de combustible nuclear [12]; ^c Correspondiente a co-combustión de residuos sólidos municipales [12]; ^d Fluidos a temperaturas de 100 °C [74]; ^e Fluidos a temperaturas > 300 °C [74]; ^f Fluidos a temperaturas < 180 °C [12]; ^g Fluidos a temperaturas > 180 °C [12]; ^h Se estima que las eficiencias son similares a las hidroeléctricas; ⁱ Este es el porcentaje de transformación de la energía del combustible en energía útil [76]; ^j Ambas son eficiencias de conversión eléctrica [76]; RCP: Reflectores cilindro parabólicos; DP: Discos parabólicos; D: Diques de mareas; T: Turbinas de corrientes de mareas; Subíndices d: demostrado, y p: proyectado. n.d.: dato no disponible.

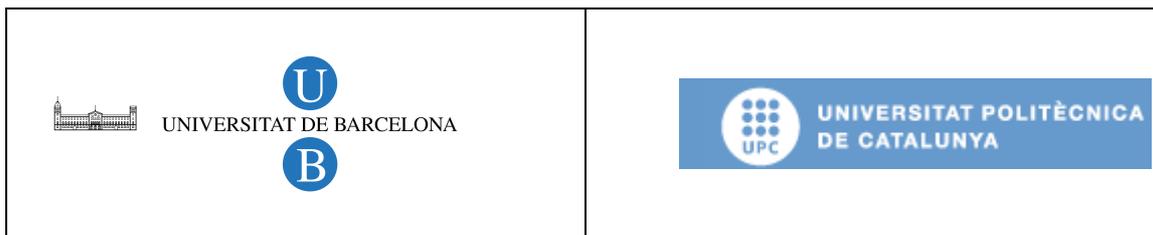
Estadística 25 Superficie de túrbales. Fuente [12].

País/Región	Superficie (km ²)	País/Región	Superficie (km ²)	País/Región	Superficie (km ²)
Argelia	10	Jamaica	128	Andorra	5
Angola	264	Martinica	1	Austria	200
Benin	100	México	1.000	Azores	1
Botswana	2.625	Nicaragua	3.710	Bielorrusia	23.500
Burkina Faso	10	Panamá	7.870	Bélgica	160
Burundi	323	Puerto Rico	100	Bosnia-Herzegovina	150
Camerún	1.077	San Cristóbal y Nieves	1	Bulgaria	25
R. Centro Africana	100	Trinidad y Tobago	10	Croacia	1
Chad	10	EE.UU.	625.001	Rep. Checa	200
Congo (Brazzaville)	6.220	Total Norteamérica	1.762.268	Dinamarca	1.400
Rep. Dem. Congo	2.800	Argentina	2.400	Estonia	9.020
Costa de Marfil	725	Bolivia	509	Islas Faroe	30
Egipto	46	Brasil	23.875	Finlandia	89.000
Etiopía	200	Chile	10.472	Francia	1.500
Gabón	548	Colombia	5.043	Alemania	13.000
Gambia	100	Ecuador	5.001	Grecia	71
Ghana	59	Islas Malvinas	11.510	Hungría	330
Guinea	1.952	Guyana Francesa	1.620	Islandia	8.000
Kenia	2.440	Guatemala	1	Irlanda	11.800
Lesoto	20	Guyana	8.139	Italia	300
Liberia	120	Paraguay	100	Letonia	6.600
Madagascar	1.920	Perú	50.000	Lichtenstein	1
Malawi	492	Suriname	1.130	Lituania	3.520
Malí	400	Uruguay	1.000	Luxemburgo	3
Mauritania	60	Venezuela	10.000	Macedonia	30
Mauricio	1	Total Sudamérica	130.800	Moldavia	10
Marruecos	10	Afganistán	120	Noruega	28.010
Mozambique	575	Armenia	55	Polonia	12.500
Namibia	10	Azerbaiyán	10	Portugal	20
Níger	30	Bangladés	375	Rumania	1.000
Nigeria	1.600	Brunei	909	Rusia	1.390.000
Reunión	1	Bután	1	Serbia y Montenegro	300
Ruanda	830	Camboya	7.000	Eslovaquia	26
Senegal	36	China	53.120	Eslovenia	100
Sierra Leona	1	Chipre	1	España	60
Sudáfrica	300	Georgia	200	Suecia	66.000
Santa Helena	80	India	400	Suiza	300
Sudan	9.068	Indonesia	206.950	Ucrania	8.000
Tanzania	100	Japón	2.000	Reino Unido	27.500
Togo	10	Kazajistán	50	Total Europa	1.702.852
Túnez	1	Corea del Norte	1.360	Irán	10
Uganda	7.300	Corea del Sur	5	Irak	100
Zambia	12.201	Kirguiztán	100	Israel	40
Zimbabwe	1.400	Laos	200	Jordania	1
Total África	56.175	Malasia	25.889	Líbano	1
Bahamas	10	Maldivas	1	Siria	3
Belice	735	Mongolia	50	Total M. Oriente	155
Bermuda	1	Birmania	1.228	Antartica	3.000
Canadá	1.113.280	Nepal	1	Australia	1.350
Costa Rica	370	Pakistan	100	Fiji	40
Cuba	5.293	Filipinas	645	Kiribati	2
Dominica	1	Singapur	1	Micronesia	33
Rep. Dominicana	10	Sri Lanka	158	Nueva Zelanda	3.610
El Salvador	90	Tailandia	638	Palau y Samoa	2
Groenlandia	5	Turquía	120	Papua Nueva Guinea	10.986
Guadalupe	2	Vietnam	533	Islas Salomón	10
Haití	120	Total Asia	302.220	Total Oceanía	19.033
Honduras	4.530	Albania	179	Total Mundo	3.973.503

Estadística 26 Localización de las principales reservas. Fuentes [8], [12], [31], [39], [45], [46], [54], [56], [57], [58], [67] y [70].

Recursos energéticos		Principales países	Principales regiones	
Carbón		EE.UU.	Europa y Eurasia	
		Rusia China	Asia Pacífico Norteamérica	
Turba		Rusia	Norteamérica	
		Canadá	Norte y centro de Europa	
		EE.UU.	Asia oriental y suroriental	
Gas natural		Rusia	Medio Oriente	
		Irán	Europa y Eurasia	
		Catar	Asia Pacífico	
Petróleo		Arabia Saudita	Medio Oriente	
		Venezuela	Sur y Centroamérica	
		Irán	Europa y Eurasia	
Nuclear		Australia	Asia Pacífico	
		EE.UU.	Europa y Eurasia	
		Kazajistán	Norteamérica	
Biocombustibles	Maíz	EE.UU.	Norteamérica	
		China	Asia Pacífico	
	Caña de azúcar	Brasil	Sur y Centroamérica	
		India	Asia pacífico	
	Casava	Nigeria	África	
		Tailandia	Asia Pacífico	
	Sorgo	Brasil	Sur y Centroamérica	
		EE.UU.	África	
	Biodiesel	Soya	India	Asia Pacífico
			Nigeria	Norteamérica
Colza		EE.UU.	Norteamérica	
Hidroelectricidad	Uso directo	Brasil	Sur y Centroamérica	
		China	Europa y Eurasia	
		Rusia	Asia Pacífico	
Geotérmica	Electricidad	China	Norteamérica	
		Canadá	Asia Pacífico	
		India	Europa y Eurasia	
Solar *		China	Asia	
		Rusia	Sudamérica	
		Brasil	Europa	
Eólica		China	Europa y Eurasia	
		EE.UU.	Asia Pacífico	
		Japón	Norteamérica	
Undimotriz		EE.UU.	Norteamérica	
		China	Asia Pacífico	
		Japón	Europa y Eurasia	
Solar *		Suecia, Finlandia, Noruega, Islandia y Rusia	Norte de Europa y Eurasia	
		Norte de Canadá y EE.UU.	Norte de Norteamérica	
		Antártica	Antártica	
Eólica		Zonas costeras y montañosas	Norteamérica	
		Escandinavia, Reino Unido y zona mediterránea	Europa	
		Costa norte y suroccidental	África	
Undimotriz		Costa occidental	América	
		Costa occidental	Europa	
		Costa occidental	África del Sur	
Mareomotriz	Turbinas de corriente	Noruega, Suecia y Dinamarca	Europa	
		Brasil, Argentina y Chile	Sudamérica	
	Diques de mareas	EE.UU., Canadá y México	Norteamérica	
EE.UU.		Europa Eurasia		
Mareomotérmica		Rusia	Norteamérica	
		Francia	Sur y Centroamérica	
		n.d.	Oceanía	
			Asia oriental y suroriental	
			Centroamérica	

* Zonas de menor irradiancia promedio, sin ninguna sin prioridad por país o región; n.d.: Dato no disponible.



Màster Interuniversitari UB-UPC d'Enginyeria en Energia

Acta d'Avaluació de Projecte

Curs:
Codi UPC: **33563**

Data defensa:

Qualificació:

--	--

Alumne:

DNI:

Títol:

Director:

Director:

Ponent:

Tribunal

President:

Vocals:

Suplents:

Observacions

Signatura

Convocatòria Ordinària,	Convocatòria Extraordinària,
Cognoms, nom (President)	Cognoms, nom (President)
Cognoms, nom (Vocal)	Cognoms, nom (Vocal)
Cognoms, nom (Vocal)	Cognoms, nom (Vocal)