

**UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS Y HUMANIDADES**



**EXTERNALIDADES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA:
LINEAMIENTOS PARA EL APROVECHAMIENTO Y
PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN LA
GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL PAÍS**

**Trabajo profesional presentado por German Antonio Juárez
Vidaurre para optar al grado académico de
Maestría en Estudios Ambientales**

**Guatemala
2006**

**EXTERNALIDADES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA: LINEAMIENTOS
PARA EL APROVECHAMIENTO Y PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA
RENOVABLE EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL PAÍS**

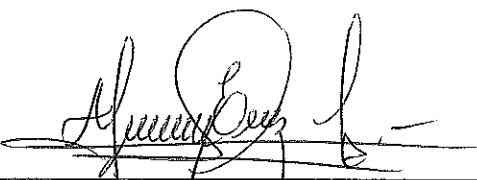
**UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS Y HUMANIDADES**

**EXTERNALIDADES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA:
LINEAMIENTOS PARA EL APROVECHAMIENTO Y
PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN LA
GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL PAÍS**

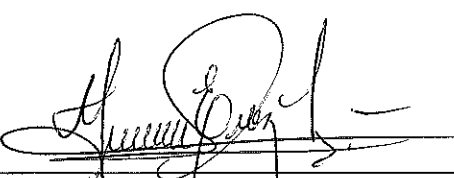
**Trabajo profesional presentado por German Antonio Juárez
Vidaurre para optar al grado académico de
Maestría en Estudios Ambientales**

Guatemala
2006

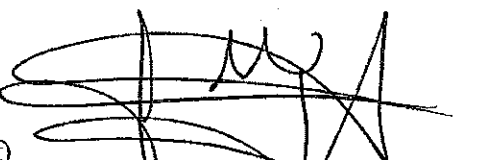
Vo.Bo.:

(f) 
M.Sc. Ing. Mario Escobedo

Tribunal:

(f) 
M.Sc. Ing. Mario Escobedo

(f) 
M.Sc. Ing. Carlos Mansilla

(f) 
M.B.A. Jorge Luis Galindo

Fecha de aprobación: 21 de noviembre de 2006

PREFACIO

La economía ambiental es una rama relativamente nueva de la economía; provee las herramientas que facilitan la asignación de un valor económico a bienes y servicios que han carecido del mismo: los ambientales; de esa forma permite “homologar” en unidades monetarias bienes y servicios de distinta naturaleza para eficientar la toma de decisiones en la asignación de recursos. Esto es muy importante debido al agotamiento y daños que las actividades económicas de producción y consumo provocan sobre el ambiente.

Se han realizado algunos estudios, principalmente en Europa, orientados a la identificación, cuantificación y valoración de dichos impactos, especialmente en el sector energético con la intención de poder integrarlos al precio final de los productos energéticos obtenidos. El país carece de estudios relacionados con el desarrollo sustentable del subsector eléctrico, incluso adolece la ausencia de una política energética expresa e integrada.

La realización de este trabajo persigue aportar las primeras consideraciones de sustentabilidad para el desarrollo del subsector eléctrico; su realización ha consistido en el estudio y análisis de información relacionada con el subsector eléctrico guatemalteco divulgada por CEPAL, Administrador del Mercado Mayorista –AMM-, Ministerio de Energía y Minas de Guatemala –MEM-, Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE-; además se ha hecho una “transferencia” -al subsector eléctrico guatemalteco- de los resultados obtenidos en diferentes estudios relacionados con las externalidades de la producción eléctrica, especialmente el estudio *Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis del Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica* publicado en el año 2000 por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía -IDAE-, el cual fue realizado por un grupo interinstitucional que entre otros incluyó la participación de: Centro de Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas -CIEMAT- y del Ente Vasco de la Energía –EVE-. Dicho estudio desarrolla la unidad de impacto ambiental denominada “ecopunto”, y su cuantificación para cada tecnología fue resultado de la consideración de los impactos ambientales promedio de las diferentes tecnologías de producción eléctrica.

Al considerar las características socioeconómicas de Guatemala junto con las del sector energético y el subsector eléctrico del país, a la luz de las consideraciones que aporta la economía ambiental y estudios realizados para la determinación de las externalidades de la producción eléctrica, este trabajo desarrolla un conjunto de lineamientos cuya consideración se propone para la elaboración de instrumentos orientados a incrementar la participación de la energía renovable en el parque de generación eléctrica del país.

Este trabajo aporta un enfoque que permite conocer por primera vez el impacto ambiental -cuantificado en ecopuntos- que tiene la producción eléctrica del país, aplicando los resultados obtenidos mediante la metodología del Análisis del Ciclo de Vida –ACV- a las tecnologías representativas del parque generador guatemalteco. Además constituye una propuesta que procura coadyuvar al crecimiento sustentable del subsector integrando consideraciones de tipo ambiental, social y económico en la toma de decisiones del subsector eléctrico nacional.

CONTENIDO

PREFACIO.....	ix
CONTENIDO.....	xi
LISTA DE CUADROS.....	xv
LISTA DE ILUSTRACIONES.....	xvii
RESUMEN.....	xix
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. MARCO SOCIOECONÓMICO DE GUATEMALA.....	3
2.1 Generalidades del país.....	3
2.1.1 Situación geográfica del país.....	3
2.1.2 Población.....	3
2.1.3 Clima y temperatura	3
2.1.4 Sistema de gobierno.....	4
2.1.5 Moneda	4
2.2 La economía nacional y su evolución reciente	4
2.2.1 Evolución de las principales variables económicas.....	6
2.2.1.1 La actividad económica	6
2.2.1.2 Los precios, las remuneraciones y el empleo....	7
2.2.1.3 La evolución del sector externo.....	8
2.3 La sociedad guatemalteca.....	9
2.3.1 Migración.....	11
2.3.2 Acceso a la tierra.....	11
2.3.3 El desarrollo	12
3. EL SUBSECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO.....	15
3.1 Balance energético de Guatemala.....	15
3.1.1 Definición de balance energético.....	15
3.1.2 Objetivos del balance energético.....	16
3.1.3 Estructura del balance energético.....	16
3.1.3.1 Fuentes energéticas (Energía Primaria, Energía Secundaria).....	17
3.1.3.2 Oferta total.....	18
3.1.3.3 Centros de transformación.....	18
3.1.3.4 Consumo final.....	19
3.1.4 Balance energético de Guatemala.....	19
3.1.4.1 Oferta.....	20
3.1.4.2 Demanda.....	26
3.2 El subsector eléctrico de Guatemala.....	27
3.2.1 Demanda energética en el subsector eléctrico de Guatemala.....	27
3.2.2 Oferta de potencia y energía en el subsector eléctrico de Guatemala.....	33
3.3 Evolución de un subsector centralizado hacia un subsector libre.....	36

3.4 Marco regulatorio del subsector eléctrico.....	38
3.4.1 Leyes, reglamentos y normas.....	38
3.4.2 Principios que rigen al subsector eléctrico guatemalteco....	40
3.5 Institucionalidad del subsector eléctrico.....	41
3.5.1 Ministerio de Energía y Minas-MEM.....	41
3.5.1.1 Dirección General de Energía-DGE-.....	41
3.5.2 Comisión Nacional de Energía Eléctrica-CNEE	41
3.5.3 Administrador del Mercado Mayorista-AMM	42
3.6 El mercado de energía eléctrica guatemalteco.....	42
3.6.1 El Mercado Mayorista.....	43
3.6.1.1 El mercado a término.....	44
3.6.1.2 El mercado de oportunidad.....	44
3.6.1.3 El mercado de desvíos de potencia.....	45
3.6.2 Productos y servicios transados en el mercado	
Mayorista.....	45
3.6.2.1 Potencia eléctrica.....	45
3.6.2.2 Energía eléctrica.....	46
3.6.2.3 Servicios de transporte de energía eléctrica.....	46
3.6.2.4 Servicios Complementarios.....	47
3.6.3 Los agentes y participantes del mercado.....	48
3.7 El parque de generación eléctrica guatemalteco.....	50
3.7.1 Capacidad instalada para la producción eléctrica.....	50
3.8 La dinámica del subsector eléctrico.....	52
3.8.1 Generación.....	53
3.8.2 Transporte.....	53
3.8.3 Distribución	53
3.8.4 Comercialización.....	54
3.9 Electrificación rural.....	54
3.10 Elementos de política para aprovechamiento de energía	
renovable en Guatemala.....	55
3.10.1 Centro de Información y Promoción de las Energías	
Renovables.....	55
3.10.2 Fondo de Financiamiento para Proyectos de	
Energías Renovables.....	55
3.10.3 Reglamento de Generación Distribuida.....	55
3.10.4 Programa de Biocombustible.....	56
3.10.5 Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos	
de Energía Renovable - Decreto No 52-2003- y su	
Reglamento –Acuerdo Gubernativo 211-2005-.....	56
3.11 Potencial en el subsector eléctrico de Guatemala.....	57
3.11.1 Potencial hidroeléctrico.....	57
3.11.2 Potencial geotérmico.....	59
3.11.3 Potencial eólico y solar.....	61
4. LA ECONOMÍA AMBIENTAL Y EL SECTOR ENERGÉTICO.....	65
4.1 Economía ambiental y energía	65
4.1.1 Consideraciones generales respecto a la economía,	
el ambiente y la asignación eficiente de recursos.....	66
4.1.2 Definición de economía ambiental.....	67

4.2	Fallas de mercado.....	68
4.2.1	Mercados incompletos.....	69
4.2.2	Las externalidades.....	71
4.3	Bienes y servicios ambientales.....	72
4.4	Valoración de los servicios ambientales.....	73
4.4.1	Enfoques de valoración.....	73
4.4.1.1	Enfoques de valoración indirecta.....	74
4.4.1.2	Enfoques de valoración directa.....	75
4.4.2	Consideraciones en la determinación del precio.....	75
4.4.3	Importancia de la valoración económica de los bienes y servicios ambientales (y del daño ambiental) en el sector energético.....	77
4.5.	Energía renovable.....	79
5.	EXTERNALIDADES DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA.....	81
5.1.	Definición de externalidades en el subsector eléctrico.....	81
5.1.2	Externalidades ambientales.....	83
5.1.2.1	Calentamiento global.....	83
5.1.2.2	Disminución de la capa de ozono.....	85
5.1.2.3	Acidificación.....	87
5.1.2.4	Eutrofización.....	89
5.1.2.5	Metales pesados.....	90
5.1.2.6	Sustancias carcinógenas.....	91
5.1.2.7	Niebla de invierno.....	93
5.1.2.8	Niebla fotoquímica (niebla de verano).....	93
5.1.2.9	Agotamiento de los recursos.....	94
5.1.2.10	Generación de residuos.....	94
5.1.3	Externalidades no ambientales.....	95
5.1.3.1	Impactos macroeconómicos.....	95
5.1.3.2	Empleo.....	96
5.1.3.3	Reducción de los recursos energéticos.....	97
5.2.	Metodologías para la estimación de impactos.....	97
5.2.1	Top-down.....	97
5.2.2	Función de daño o ruta de impacto (enfoque bottom-up).....	97
5.2.3	Análisis de Ciclo de Vida (ACV).....	98
5.2.3.1	Análisis de Ciclo de Vida (ACV): metodologías y fases.....	99
5.2.3.1.1	Definición de objetivos.....	99
5.2.3.1.2	Análisis general de inventario.....	101
5.2.3.1.3	Evaluación de impactos.....	101
5.2.3.1.4	Interpretación de resultados.....	102
5.3.	Costo total de la energía.....	105
5.3.1	Valoración económica de las externalidades.....	107
5.4.	Parque de generación eléctrica guatemalteco y sus Externalidades.....	108
5.4.1	Composición del parque generador guatemalteco por tecnología.....	109

5.4.2 Características básicas de las tecnologías representativas del parque generador guatemalteco.....	109
5.4.2.1 Carbón (7.5 % de la capacidad instalada en el SNI guatemalteco a 2003).....	110
5.4.2.2 Petróleo (56.5 % de la capacidad instalada en el SNI guatemalteco a 2003).....	110
5.4.2.3 Hidráulica (34 % de la capacidad instalada en el SNI guatemalteco a 2003).....	110
5.5. Descripción de las externalidades/impactos de las tecnologías representativas del parque guatemalteco de generación eléctrica.....	110
6. LINEAMIENTOS PARA LA FORMULACIÓN DE INSTRUMENTOS ORIENTADOS A INCREMENTAR EL APROVECHAMIENTO Y PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL PARQUE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL PAÍS.....	115
6.1. Consideraciones técnicas.....	116
6.2. Consideraciones ambientales.....	117
6.3. Consideraciones sociales.....	118
6.4. Consideraciones económicas y financieras	119
6.5. Políticas públicas en el subsector eléctrico	120
6.6. Estratégias.....	121
6.7. Sustentabilidad.....	122
6.8. Otras / comentarios finales.....	123
7. CONCLUSIONES.....	129
8. BIBLIOGRAFÍA	131
9. APÉNDICE 1: GLOSARIO.....	133

LISTA DE CUADROS

Cuadro No.	Descripción	Página
1	Variación sectorial del PIB para el período 1996 – 2004 / Fuente: CEPAL, 2006	6
2	Características de desarrollo humano de Guatemala para 2003 / Fuente: Perfil Ambiental de Guatemala, 2004	10
3	Índice de Desarrollo Humano (IDH) para Guatemala, por departamento para los años 1994 y 2002 / Fuente: Informe de Desarrollo Humano 2005 PNUD, 2006.	13
4	Balance energético de Guatemala para el año 1999 / Fuente: MEM 2003	21
5.	Balance energético de Guatemala para el año 2000 / Fuente: MEM 2003	22
6	Balance energético de Guatemala para el año 2001 / Fuente: MEM 2003	23
7	Balance energético de Guatemala para el año 2002 / Fuente: MEM 2003	24
8	Evolución del Balance energético de Guatemala para el período 1999 – 2002 en kBep / Fuente: Elaboración propia	25
9	Oferta – demanda de potencia y suministro de energía eléctrica en Guatemala / Fuente: CEPAL, 2005	27
10	Empresas de generación en operación al 2005 en el SNI guatemalteco / Fuente: CEPAL 2006	29
11	Evolución del índice de electrificación en Guatemala / Fuente: CEPAL 2005	30
12	Evolución de capacidad en el parque de generación de Guatemala (MW) / Fuente: CEPAL 2005	34
13	Evolución de la generación eléctrica neta en Guatemala (GWh) / Fuente: CEPAL 2005	35
14	Tecnologías participantes en la producción eléctrica del subsector eléctrico guatemalteco / Fuente: MEM, 2002	51
15.	Desglose de los generadores que constituyen la capacidad instalada en el parque de generación guatemalteco a noviembre 2003, agrupados por tipo de tecnología. / Fuente: AMM, 2005	52
16	Resumen de proyectos hidroeléctricos identificados en el país / Fuente: MEM, 2005	57
17	Áreas geotérmicas identificadas en Guatemala / Fuente: MEM, 2005	59
18	Metales pesados y su densidad / Fuente: Elaboración	90
19	Sustancias carcinógenas y órganos afectados. / Fuente: Lybarger J.A. y otros, Agencia para sustancias tóxicas y el registro de enfermedades 1993. p. 61	92
20	Alcance del estudio “Análisis de Ciclo de Vida de la generación eléctrica: sistemas energéticos y categorías de impacto”. /Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”	100
21	Capacidad instalada y producción eléctrica desagregada por tipo de tecnología en el parque de generación eléctrica para el año 2003 /	109

Fuente: elaboración propia con información publicada en www.amm.org.gt

22 Producción eléctrica por categoría de tecnología y los ecopuntos correspondientes para el año 2003 del parque guatemalteco de generación eléctrica / Fuente: elaboración propia. 111

LISTA DE ILUSTRACIONES

Figura No.	Descripción	Página
1	Evolución del PIB para el período 1996 – 2004 / Fuente: CEPAL, 2006	5
2	Estructura del balance energético / Fuente: Metodología para la elaboración de los balances de energía, OLADE 2004.	17
3	Centro de transformación / Fuente: Metodología para la elaboración de los balances de energía, OLADE 2004.	19
4	Oferta energética de Guatemala para el período 1999 - 2002 en kBep / Fuente: Elaboración propia	20
5	Consumo energético de Guatemala para el período 1999 - 2002 en kBep / Fuente: Elaboración propia	26
6	Evolución del índice de electrificación en Guatemala / Fuente: CEPAL 2005	30
7	Curva de consumo horario para un día hábil típico del SNI / Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista –AMM- www.amm.org.gt	31
8	Curva de consumo horario para un día inhábil típico del SNI / Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista –AMM- www.amm.org.gt	32
9	Transición de un régimen centralizado hacia un mercado eléctrico en Guatemala / Fuente: AEACA 2004	37
10	Actividades del subsector eléctrico guatemalteco. / Fuente: AEACA 2004	50
11	Producción eléctrica por tipo de tecnología para 2002, / Fuente: CNEE, 2003	51
12	Cuencas hidrográficas de Guatemala / Fuente: Perfil Ambiental de Guatemala, 2004	58
13	Zonas geotérmicas identificadas en Guatemala / Fuente: MEM, 2005	60
14	Información del recurso eólico (Velocidad del viento en m/s) para Guatemala a 50 m. / Fuente: MEM, 2005	62
15	Información del recurso solar para Guatemala. / Fuente: MEM, 2005	63
16	Efecto invernadero, emisión de gases de efecto invernadero y su relación con el calentamiento global del planeta / Fuente: www.educarchile.cl/.../1432/article-98725.html , 16 mayo 2006 Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en el calentamiento global. / Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”	84
17	Participación de 8 diferentes tecnologías de producción	85

	eléctrica en la disminución de la capa de ozono. / Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”	
18	Imagen del agujero de ozono más grande en la Antártica registrada en septiembre de 2000. Datos obtenidos por el instrumento <i>Total Ozone Mapping Spectrometer</i> (TOMS) a bordo de un satélite de la NASA. / Fuente: Wikipedia 2005	86
19	Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en la acidificación. / Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”	87
20	Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en la contaminación por metales pesados. / Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”	88
21	Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en la contaminación por sustancias carcinógenas. / Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”	91
22	Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en la contaminación por generación de residuos radiactivos. / Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”	93
23	Ecopuntos asignados a ocho tecnologías de producción eléctrica para la producción de 1 TeraJulio (1 Terajulio = 278 Megavatios hora) / Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”	94
24	Ecopuntos asignados a ocho tecnologías de producción eléctrica para la producción de 1 TeraJulio (1 Terajulio = 278 Megavatios hora)	104

RESUMEN

La energía es un medio que coadyuva al bienestar económico y social de las personas. Las condiciones socioeconómicas que caracterizan al país determinan la dinámica nacional, cuyo contexto influye en el comportamiento del sector energético. El sector energético nacional también se ve afectado por las condiciones sociales y políticas internacionales, debido especialmente a su dependencia a la importación de combustibles derivados del petróleo.

La población y de las principales actividades económicas del país se encuentran concentradas en el departamento de Guatemala; esto provoca que en dicho departamento las condiciones y oportunidades de desarrollo humano (salud, educación, ingresos) tiendan a ser mayores. Dicha concentración de población y de la actividad económica también provoca que el mayor consumo de energía eléctrica se registre en el departamento de Guatemala.

El balance energético del país demuestra la importancia que tiene el uso de la leña para la satisfacción de la demanda energética del país, especialmente en el área rural. La leña constituye el 47% de la producción en la oferta energética del país. Los principales combustibles importados derivados del petróleo son el diesel, gas licuado de petróleo, gasolinas y el fuel oil, que en su conjunto constituyen el 15% de la oferta energética total del país. Los principales sectores de consumo energético son el residencial y el transporte, con un 55.3% y 24.08% respectivamente. La energía eléctrica satisface el 6% de la demanda energética del país. Esta última ha tenido un crecimiento en el orden del 7% anual durante los últimos 3 años.

El subsector eléctrico guatemalteco tuvo una transición de un esquema centralizado en manos de dos grandes empresas (Empresa Eléctrica de Guatemala e Instituto Nacional de Electrificación) a un esquema de mercado donde participan varios actores. Esta transición se inició en 1996, con la promulgación de la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96). La reforma del subsector separó las diferentes actividades que constituyen la cadena de la industria eléctrica y abrió el subsector a una mayor participación del capital privado; además creó una serie de instituciones y les asignó funciones relacionadas con la regulación (Comisión Nacional de Energía Eléctrica), rectoría (Ministerio de Energía y Minas) y coordinación operativa y comercial del mercado eléctrico (Administrador del Mercado Mayorista).

En el mercado eléctrico creado en Guatemala se transa los siguientes productos y servicios: energía eléctrica, potencia eléctrica, transporte de energía eléctrica y servicios complementarios.

La actual composición tecnológica del parque de generación del país es consecuencia de las condiciones creadas a partir de la reforma del subsector, las cuales incentivan las inversiones en tecnologías convencionales debido a la menor inversión inicial, menores periodos de recuperación de inversión y por lo tanto menores riesgos. De esa cuenta, la capacidad instalada del país se compone en un 65% de tecnologías convencionales que utilizan

combustibles fósiles y en un 35% de tecnologías que utilizan fuentes renovables de energía para la producción eléctrica.

El país no cuenta con una política expresa e integrada para el sector energético ni para el subsector eléctrico, sin embargo, existen elementos dispersos y acciones orientadas a incentivar la producción eléctrica con fuentes renovables en el país, entre los que se encuentran: creación del Centro de Información y Promoción de las Energías Renovables, estudio para creación de Fondo de Financiamiento para Proyectos de Energías Renovables, Reglamento de Generación Distribuida, Programa de Biocombustible, Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Decreto 52-2003) y su Reglamento (Acuerdo Gubernativo 211-2005).

Guatemala cuenta con un importante potencial en recursos renovables los cuales pueden ser aprovechados para la producción eléctrica y satisfacción de la demanda en ese subsector; el aprovechamiento de dichos recursos representa beneficios para la nación. Estudios realizados por el Ministerio de Energía y Minas y del Instituto Nacional de Electrificación dan cuenta de un potencial estimado que supera los 7,000.00 MW, lo cual supera 3 veces a la máxima demanda registrada en el Sistema Nacional Interconectado en lo que va del año 2006. Dicho potencial se compone principalmente de energía geotérmica, hidráulica y eólica.

Los diferentes tipos de tecnología aplicadas para la producción eléctrica del país tienen diferentes impactos (ambientales y no ambientales). Para comprender mejor los impactos asociados a la producción eléctrica, los cuales se constituyen en externalidades de dicha actividad, se recurre a los aportes de la economía ambiental al sector energético. Dichos aportes permiten valorar los productos y servicios ambientales ligados a cada tipo de tecnología, para los cuales no existe un mercado convencional. La identificación y valoración de dichas externalidades son los pasos que preceden su integración a la estructura convencional de costos, a fin de lograr una asignación eficiente de los recursos.

Las externalidades de la producción eléctrica constituyen una falla de mercado que se entiende como todos aquellos costos y beneficios asociados a la actividad económica de producción eléctrica que recaen indiscriminadamente sobre la sociedad y el ambiente, no estando incluidos en la estructura de precios de la electricidad; ejemplos de externalidades ambientales son: contribución al calentamiento global, disminución de la capa de ozono, acidificación, eutrofización; ejemplo de externalidades no ambientales son: generación de empleo, impactos macroeconómicos, reducción de los recursos energéticos. Estas externalidades son susceptibles de valoración, teniendo mayor complejidad la valoración de las externalidades no ambientales.

El método del Análisis del Ciclo de Vida, aplicado a las diferentes tecnologías de producción eléctrica permite una aproximación a la cuantificación de los impactos que cada una de ellas tiene sobre el ambiente.

Para la cuantificación de dicho impacto se ha definido la unidad “ecopunto”, la cual representa el impacto ambiental causado para la producción de un TeraJulio de energía eléctrica.

Los resultados obtenidos en diferentes estudios para las tecnologías de producción eléctrica, aplicados a las tecnologías representativas que constituyen el parque de generación eléctrica del país indican que del 100% de los impactos atribuibles a la producción eléctrica del país, 99.8% proviene de las centrales que utilizan combustibles fósiles. El restante 0.2% de impacto corresponde a la energía producida con fuentes renovables (36% de la producción), principalmente la hidroeléctrica.

La actual composición del parque de generación nacional y la estructura convencional de precio de la electricidad pasan por alto los costos debidos a las externalidades que provocan cada una de las diferentes tecnologías de producción eléctrica, con lo cual la sociedad subsidia y carga con los costos debidos a la producción con tecnologías convencionales. Esto crea una ventaja para las tecnologías convencionales en detrimento de las tecnologías para aprovechamiento de energía renovable.

Es necesario que se creen y apliquen los instrumentos que permitan una mayor penetración de las tecnologías para producción eléctrica con energía renovable, hasta alcanzar una composición óptima del parque de generación. Para coadyuvar a la viabilidad de dichos instrumentos, en su formulación y aplicación, es imperativa la consideración de criterios y lineamientos que abarquen los aspectos técnicos, financieros, política pública, ambientales, sociales y estratégicos que sean congruentes con el crecimiento sustentable y sostenible del subsector eléctrico.

1. INTRODUCCIÓN

La energía es un medio para el bienestar económico y social de las personas; como tal su disponibilidad, acceso y usos cobran importancia en el soporte de la mejora de las condiciones de vida y desarrollo.

Actualmente las economías mundiales están basadas en el uso de productos energéticos derivados del petróleo como principal insumo de sus actividades productivas y de generación de riqueza. La actual crisis del petróleo –asociada a catástrofes naturales, acontecimientos geopolíticos y económicos en países productores de petróleo - ha provocado un alza en los precios de los combustibles; este incremento se ha propagado hacia todos los ámbitos productivos y de transporte mundiales y han sido la causa de inestabilidad social y problemas de gobernabilidad en varias naciones pobres.

Aunque los productos energéticos derivados del petróleo seguirán teniendo una participación importante en el balance energético mundial durante al menos 50 años más, las sociedades deberán iniciar un proceso de transición hacia el uso de fuentes alternativas de energía, aplicando la diversificación de fuentes energéticas, protección del medio ambiente y competitividad económica como estrategia para reducir sus riesgos y vulnerabilidad energética (Sánchez, 2001: xiv).

Las energías renovables se perfilan como una buena opción para la satisfacción de la demanda energética principalmente en los países pobres como Guatemala, donde actualmente el potencial es aprovechado muy escasamente. Las principales ventajas asociadas a su aprovechamiento en los países pobres radican en la disponibilidad local del recurso -con lo que se reduce la dependencia energética externa, la fuga de divisas, la generación de riqueza por la exportación de excedentes, mayor acceso por poblaciones rurales, etc.- su bajo impacto ambiental en general –no hay vertimiento de gases de combustión a la atmósfera y la generación de desechos sólidos y líquidos es mínima o inexistente-.

Si bien las energías renovables en su estado primario no se aplican únicamente a la generación de electricidad (energía secundaria), en este trabajo se abordan los temas relacionados con el subsector eléctrico donde al igual que en muchos otros países, las energías renovables no son competitivas dentro de los mercados energéticos, lo que redundará en su escasa participación para la satisfacción de la demanda.

Este trabajo pretende la identificación y descripción de las principales externalidades ligadas a la producción eléctrica del país junto con el establecimiento de los lineamientos a considerar para coadyuvar a la

sustentabilidad y viabilidad de los instrumentos cuyo fin sea incrementar la participación de la energía renovable en la producción eléctrica del país.

El contenido desarrollado inicia con una presentación del marco socioeconómico del país, luego de lo cual se presenta el balance energético de país y se da una descripción del subsector eléctrico nacional considerando el marco legal e institucional del mismo, los actores del subsector y el mercado eléctrico, concluyendo dicha consideración con la descripción del potencial de energía renovable estimado para el país. Posteriormente se define la economía ambiental y se presentan sus aportes y relación con el sector energético. Luego se realiza una cuantificación de los impactos ambientales de la producción eléctrica del país valiéndose de la composición del parque generador guatemalteco y aplicando una “transferencia” de los resultados de estudios realizados en Europa en lo relativo a las externalidades de la producción eléctrica. Con base en lo anteriormente descrito se concluye el trabajo planteando una serie de lineamientos a considerar para la elaboración de instrumentos que permitan incrementar la participación de la energía renovable en el parque de generación eléctrica del país.

Este trabajo concluye, entre otros, que la economía nacional y el subsector eléctrico mantienen una fuerte dependencia respecto de los combustibles fósiles importados, que es necesario valorar las externalidades de la producción eléctrica del país e impulsar una mayor participación de la energía renovable en la producción eléctrica hasta alcanzar una composición óptima del parque nacional de generación eléctrica.

2. MARCO SOCIOECONÓMICO DE GUATEMALA

La energía es un medio para alcanzar el bienestar económico y social de las personas; como tal su disponibilidad, acceso y usos cobran importancia en el soporte de la mejora de las condiciones de vida y desarrollo.

Es de vital importancia conocer el contexto económico y social que ha configurado las actuales circunstancias del país; esto permitirá la generación de alternativas de disponibilidad, acceso y uso de la energía que sean viables dentro de la dinámica socioeconómica de Guatemala.

El alcance de este capítulo se circunscribe a la presentación y análisis del contexto económico y social de Guatemala con el fin de particularizar su aplicación en uno de los subsectores energéticos más dinámicos e importantes del país: el subsector eléctrico.

2.1 Generalidades del país

2.1.1 Situación geográfica del país. Guatemala está limitada por la República de México hacia el Oeste y el Norte; Belice al Noreste; el Mar Caribe y la República de Honduras hacia el Este; la República de El Salvador al Sureste y el Océano Pacífico al Sur. El área del territorio guatemalteco es de 108,889 Km², la cual está dividida en 22 departamentos.

2.1.2 Población. La población es de alrededor de los 12 millones de habitantes (MEM, 2005), la mayor de Centroamérica. Guatemala se caracteriza por ser un país multiétnico, plurilingüe y pluricultural. El idioma oficial es el español. Además, se hablan alrededor de 20 lenguas de origen maya, predominando: El Quiché, Mam, Cakchiquel y Kekchí. En las costas del Mar Caribe se habla el “Garifuna”, lengua de origen africano.

2.1.3 Clima y temperatura. Guatemala posee un clima y una naturaleza exuberante, reconocida en muchos lugares como “El País de la Eterna Primavera”. Se marcan dos épocas: época seca de noviembre a abril y época húmeda de mayo a octubre. Sin embargo, el clima y la temperatura varían de acuerdo a la elevación y posición geográfica de la región. La temperatura varía de 25 a 38 °C en la costa, predominando el clima tropical; de 20 a 28 °C en regiones entre los 800 y 2,000 msnm y de 5 a 20 °C en el altiplano. Se localizan áreas de selva tropical hacia el norte y climas áridos en las tierras bajas del Oriente del país.

2.1.4 Sistema de gobierno. El sistema de gobierno es republicano, democrático y representativo. El Presidente de la República es el jefe de Estado, quien permanece en el ejercicio de su cargo cuatro años. El sistema político es pluripartidista.

2.1.5 Moneda. La moneda oficial es el Quetzal, cuya tasa de cambio es de alrededor de Q. 7.60 por dólar (Q. 7.617 por dólar al 19/09/2006). El quetzal ha sido una de las monedas más estables de América Latina, por lo que no ha sido necesario cambio de moneda desde su establecimiento en 1924.

2.2 La economía nacional y su evolución reciente

La economía mostró en el 2004 un mayor dinamismo al crecer un 2.7%, luego de tres años en que hubo un crecimiento en torno al 2%; por primera vez desde 2001 hubo un pequeño aumento del producto por habitante. El crecimiento del producto fue impulsado por la demanda externa (6.6%); sin embargo, los términos del intercambio empeoraron **debido al incremento de los precios del petróleo** y de otras materias primas.

Se registró un nuevo aumento de las remesas familiares, cuyo monto anual constituyó un récord, equivalente al 9.5% del PIB y se incrementaron los ingresos por turismo. Esto, sumado al aumento del ingreso de capitales de corto plazo, determinó una fuerte apreciación de la moneda nacional a partir de abril del 2004.

Las nuevas autoridades gubernamentales tuvieron que enfrentar el déficit fiscal del 2003 y la suspensión, por decisiones de la Corte Constitucional, del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias (IEMA) y del Impuesto a la distribución de combustibles.

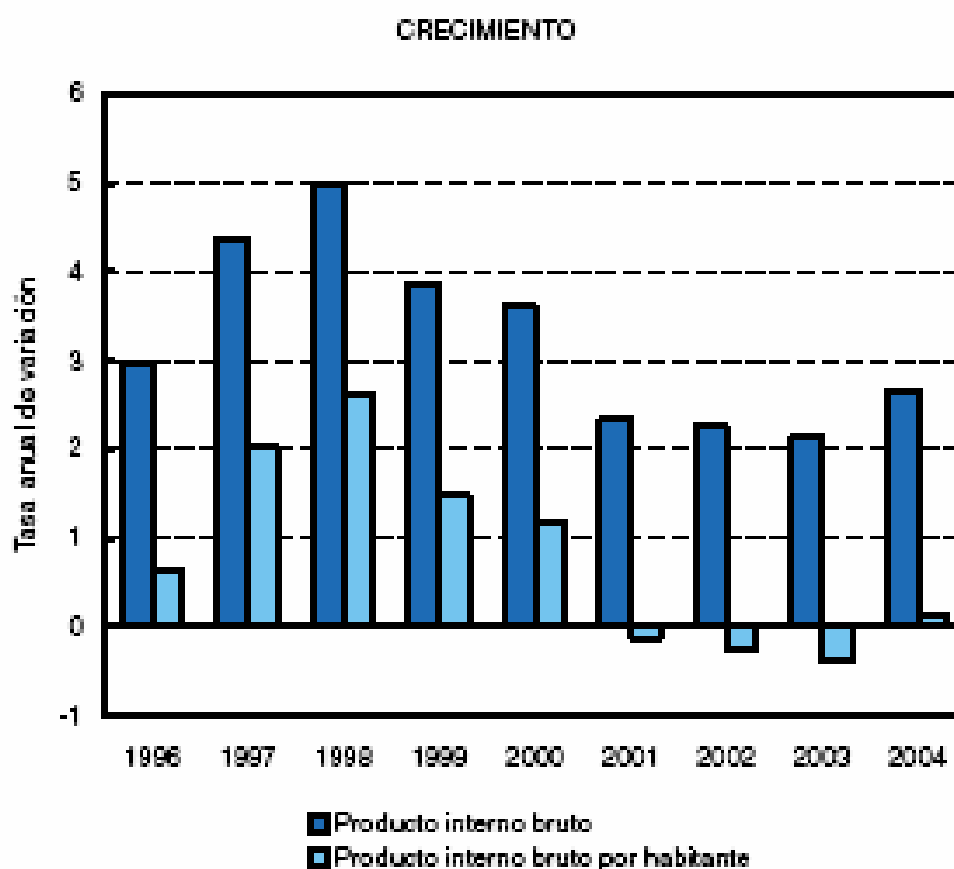
En este marco, el gobierno efectuó un recorte severo del gasto público, ya que las modificaciones tributarias que sometió a consideración del Congreso Nacional fueron aprobadas parcialmente y no fueron suficientes para generar los ingresos proyectados. El déficit del gobierno se redujo del 2.3% al 1.0% del PIB, con recortes significativos en el gasto corriente sobre todo en los de capital.

Debido a las elevadas cotizaciones del petróleo y otras materias primas, la variación de los precios al consumidor se incrementó, de 5.9% a 9.2% entre diciembre del 2003 y del 2004. Por el moderado crecimiento económico, la ocupación de la fuerza de trabajo no tuvo cambios significativos. Por su parte, los sueldos y salarios reales medios cayeron 2.4%, completándose un cuatrienio de estancamiento.

El déficit en cuenta corriente de la balanza de pagos fue abultado (4.4% del PIB), y el crónico déficit de la balanza de bienes y servicios fue muy elevado.

Pese a que la deuda externa pública se incrementó un 10.9% con respecto a 2003, los indicadores de la carga de la deuda se mantuvieron en coeficientes moderados.

Figura 1
Evolución del PIB para el período 1996 – 2004



Fuente: CEPAL, 2006

En los últimos meses del 2004 comenzó a implementarse un programa de reactivación económica y social denominado “Vamos Guatemala” que establece un conjunto de proyectos específicos y medibles que propicien un clima favorable a la inversión productiva y generen beneficios concretos a los hogares guatemaltecos.

A comienzos del 2005, el gobierno sostuvo negociaciones para un nuevo acuerdo de derechos de giro con el Fondo Monetario Internacional (FMI), pero finalmente se optó por no formalizar el acuerdo, entre otras razones, por la positiva evolución de las reservas internacionales y del fluido acceso al financiamiento externo. El FMI seguirá efectuando seguimiento a las metas económicas establecidas por las autoridades y prestando cooperación técnica

en el ámbito del sistema bancario, del sistema tributario, de la política monetaria y de las estadísticas económicas del país.

El PIB tuvo un incremento de 2.7%, lo cual es notable respecto al decremento ocurrido en 2003. La Figura 1 muestra el comportamiento del PIB hasta el año 2004.

El Cuadro 1 presenta la contribución de todos los sectores productivos que contribuyen al PIB. Se integra en un mismo sector la contribución de electricidad, gas y agua.

Cuadro 1
Variación sectorial del PIB para el período 1996 – 2004

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Tasas anuales de variación									
Producto interno bruto total	3,0	4,4	5,0	3,8	3,6	2,3	2,3	2,1	2,7
Producto interno bruto por habitante	0,6	2,0	2,6	1,5	1,2	-0,1	-0,2	-0,4	0,1
Producto interno bruto sectorial									
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	2,6	2,9	3,7	2,1	2,6	1,2	1,8	3,1	3,7
Minería	23,4	24,6	21,0	-1,9	-8,5	0,8	9,8	4,1	-8,2
Industria manufacturera	1,9	2,7	3,6	2,5	1,9	1,1	0,8	1,0	2,3
Electricidad, gas y agua	6,0	14,7	5,8	11,0	17,4	-3,0	9,1	4,4	6,0
Construcción	3,1	10,0	9,3	7,8	-18,3	12,2	-15,3	-3,3	-19,6
Comercio al por mayor y al por menor, restaurantes y hoteles	2,7	3,7	5,3	3,2	4,1	2,7	2,8	1,9	3,2
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	3,6	5,9	7,5	6,8	7,6	6,8	5,7	4,8	9,2
Establecimientos financieros, seguros, bienes inmuebles y servicios prestados a las empresas	4,4	4,7	5,9	4,6	3,1	0,3	2,2	2,2	2,5
Servicios comunales, sociales y personales	2,4	4,7	4,1	4,7	4,6	3,5	1,2	-0,2	-2,8

Fuente: CEPAL, 2006

2.2.1 Evolución de las principales variables económicas

2.2.1.1. La actividad económica. El producto interno bruto creció un 2.7%, impulsado por la demanda externa (6.6%) ya que la interna solo creció 3.0%. La fuerte caída del consumo público e inversión pública, en promedio, de 13.5% fueron compensadas por el mejor comportamiento del consumo y la inversión privada, en promedio, 4.6%. En los últimos cuatro años, el consumo privado, favorecido por el ingreso voluminoso de las remesas familiares ha impulsado a la economía.

El desempeño de las exportaciones estuvo influido por la apreciación del quetzal, pero en los últimos años también han incidido diversos factores, entre otros: costos de transporte elevados, financiamiento oneroso de la actividad exportadora y falta de incentivos fiscales adecuados. El crecimiento de la demanda interna (3.2%), fue impulsado por la inversión privada (8.8%) ya que la pública se redujo fuertemente (24.0%). Destacó el dinamismo de los rubros de máquina y equipo, pero la inversión en la construcción se retrajo. El consumo total creció 2.3%, impulsado por el consumo privado (3.7%) ya que el público se redujo notoriamente (10.1%).

Por rama de actividad, la agricultura (3.4%) fue algo más dinámica que el año anterior, por el incremento en la producción de banano, cardamomo, caña de azúcar y hortalizas. En cuanto a la industria manufacturera (2.1%) mostró un alza con respecto a 2003, favorecida por la recuperación en el mercado estadounidense y centroamericano; la industria de textiles tuvo la expansión más vigorosa (21.4%).

Los servicios básicos se expandieron (7.8%), impulsados por las actividades de transporte, almacenamiento y comunicaciones. Tuvo un comportamiento muy positivo el subsector telecomunicaciones, asociado al incremento de casi 50,000 nuevas líneas telefónicas. En contraste, las actividades de la construcción exhibieron un retroceso (15.7%), por la fuerte caída de la construcción pública (29.8%) que fue contrarrestada parcialmente por el crecimiento de la construcción privada (8.8%). Otros servicios crecieron apenas 1.6%.

2.2.1.2 Los precios, las remuneraciones y el empleo. A fines del 2004 la variación acumulada del Índice de Precios al Consumidor en doce meses ascendió al 9.2%, en comparación con el 5.9% correspondiente al 2003. De este modo, se rebasó la meta anual establecida por el Banco de Guatemala (6%), principalmente a raíz del encarecimiento mundial del petróleo y sus derivados.

CEPAL estimó que de la inflación total de 9.2%, 2.34 puntos porcentuales correspondieron a inflación importada y 6.95 puntos porcentuales a inflación doméstica. Asimismo, estimó que el exceso de inflación importada, atribuible al comportamiento de los precios del petróleo fue de 2.28 puntos porcentuales.

En 2004, el rubro alimentos y bebidas fue el que tuvo la variación mayor (12.7%) mientras el de vestuario y calzado registró la menor variación (3.5%).

En 2004 la tasa de desempleo abierto fue de 3.1% que se compara con una de 3.4% en 2003. Sin embargo, la disminución de la tasa de desocupación abierta fue acompañada de una reducción de la tasa de participación, desde un 60.9% en 2003 a un 56.1% en 2004. La tasa de desempleo equivalente (que

incluye el subempleo visible) pasó en este lapso de 32% a 29% de la población económicamente activa (PEA). En julio del 2004 se puso en vigencia el aumento de los salarios mínimos agrícolas (21%) y de los restantes sectores (16%). Con ello, su nivel promedio en 2004 fue en términos reales similar al del año previo.

2.2.1.3. La evolución del sector externo. En 2004, el déficit de bienes y servicios se amplió por octavo año consecutivo y alcanzó los 3,875 millones de dólares. El crecimiento del valor de las exportaciones de bienes (12.1%), el mejor registro desde 1997, originado principalmente por recuperación en los precios, fue insuficiente para compensar la fuerte expansión del valor de las importaciones de bienes (16.2%); con ello el déficit de la balanza de bienes se incrementó nuevamente. Asimismo, se deterioró la balanza de servicios no factoriales. De esta forma, el saldo negativo de bienes y servicios representó un 14.4% del PIB.

El valor de las exportaciones de bienes (incluido el valor agregado de la maquila) ascendió a 3,430 millones de dólares, con una variación de 12.1%. Las ventas externas a Centroamérica y las no tradicionales tuvieron un comportamiento más dinámico que en 2003. Por tercer año consecutivo, las exportaciones no tradicionales mostraron dinamismo con una variación anual de 15.7%, por primera vez su monto superó al de las ventas tradicionales.

Destacaron, el aumento de las exportaciones de artículos de vestuario (30%), de caucho natural (56%), de verduras (52%) y de productos químicos (19%). Sin embargo, las de camarón, pescado y langosta cayeron a la mitad. En contraste, las exportaciones tradicionales apenas se recuperaron 3.9%, luego de tres años de retroceso. Esta leve recuperación se originó principalmente por el aumento de las ventas externas de café (10.6%) favorecidas por mejores precios, ya que el cuántum disminuyó 13.6%. Los mejores precios influyeron también para que las exportaciones de azúcar y banano se expandieran 1.0%, ya que hubo caídas en el cuántum exportado (0.3 y 6.4%, respectivamente).

En cuanto a las exportaciones de cardamomo nuevamente decrecieron (6.5%), por empeoramiento en sus precios, ya que el cuántum no registró variaciones.

Las importaciones de bienes se elevaron un 16.2% en 2004, manteniéndose la tendencia de fuerte expansión de las compras externas apreciada entre 1997 y 2004. Las de bienes intermedios aumentaron 18.2%, destacando las compras externas de petróleo y combustibles (19.8%); con ello el saldo neto del comercio de petróleo ascendió a 909 millones de dólares. Las importaciones de bienes de consumo se expandieron un 13.3%, la tasa de los duraderos (20.2%) duplicó a las de los no duraderos, entretanto, las importaciones de bienes de capital aumentaron un 16.3%.

La cuenta de servicios no factoriales fue favorecida por las divisas generadas por el turismo. Esta actividad, generó ingresos por 777 millones de dólares y casi equivalieron al ingreso de todas las exportaciones tradicionales. En 2004 el ingreso de turistas ascendió a 1.18 millón de personas. Pese al incremento del número de turistas, por tercer año consecutivo el gasto promedio por turista se redujo, esta vez a 657 dólares.

En cuanto a la balanza de renta no tuvo mayores variaciones con respecto a 2003. Los pagos netos de utilidades e intereses al igual que los últimos tres años, permanecieron en 320 millones de dólares. El balance de transferencias corrientes ascendió a los 3,000 millones de dólares, más del 80% correspondió a remesas familiares. Con estos movimientos, el déficit en cuenta corriente de la balanza de pagos ascendió a 1,188 millones de dólares, monto que fue financiado por cuantiosos ingresos de las cuentas capital y financiera, en su mayoría capitales de corto plazo, generándose un balance global de 609 millones de dólares.

2.3 La sociedad guatemalteca

Guatemala es un país multiétnico, multilingüe y pluricultural con 23 grupos etnolingüísticos (21 de los cuales son de origen maya). La población indígena representa aproximadamente el 43% del total nacional; sin embargo, constituyen el 58% de los pobres y el 72% de los pobres extremos. Más de tres cuartas partes de la población indígena vive en la pobreza, en comparación con el 41% de la población no indígena. Los grupos étnicos de mayor presencia son k'iche', kaqchikel, mam y q'eqchi'.

La población total del país es de 11.4 millones, de la que el 61.4% vive en el medio rural y el 50.4% está constituido por hombres, quienes forman el 80.1% de la población económicamente activa (PEA) del país. El índice de alfabetismo se estima en un 72.5% de la población, aunque solo el 65.4% de las mujeres son alfabetos (mientras el 80.1% de los hombres sí lo son); esta desigualdad se ve reforzada por la incidencia de la pobreza que afecta al 53% de las mujeres; el crecimiento vegetativo es de 2.92%, la natalidad del 3.4% y la mortalidad del 0.48%, lo que en conjunto hace que la población se duplique aproximadamente cada 23 años. Con estas características es explicable que el índice de desarrollo humano (IDH) del país al 2003 sea sólo de 0.649, siendo la población indígena la menos favorecida (0.567); situación que se agrava por el hecho de que el IDH en el medio rural es de solo 0.583, que coloca al país en el lugar 119 entre los países del mundo. El Cuadro 2 presenta algunas estadísticas básicas de la población guatemalteca.

Cuadro 2
Características de desarrollo humano de Guatemala para 2003

CARACTERÍSTICAS DE LA POBLACIÓN GUATEMALTECA, 2003							
Característica	Total	Urbana	Rural	Indígena	No indígena	Hombres	Mujeres
Población	11,385,337	38.6	61.4	43	57	50.4	49.6
IDH*	0.649	0.728	0.583	0.567	0.698		
IDRG**	0.634	0.722	0.557	0.542	0.686		
Incidencia de pobreza %	57	28.1	72.2	71.9	44	56.7	52.9
Pobreza extrema %	21.5	4.9	31.1	30.8	12.9	23	15
Participación en PEA %	60.7					80.1	42.7
Alfabetización %	72.5	86.3	63	58.3	82.4	80.2	65.4
TGF (hijos)***	4.4	3.4	5.2	6.1	3.7		
Mortalidad infantil ****	44	35	48	49	40		
(*)IDH: Índice de desarrollo humano (**)IDRG: Índice de desarrollo relativo al género (***)TGF: Tasa global de fecundidad (****)Mortalidad infantil por cada 1000 nacidos vivos.							

Fuente: Perfil Ambiental de Guatemala, 2004

El IDH de 1989 al 2003 manifestó una leve alza, de 0.538 a 0.649, resultado de mejoras de todos sus componentes (longevidad, educación, ingresos), pero primordialmente de aumento del ingreso, aunque se presentaron menos avances en el área de educación y salud y poco o ninguno en el área de seguridad pública.

En las últimas dos décadas la densidad poblacional varió de 55 hab/Km² a 105 hab/Km², con los extremos de 1,209 hab/Km² en la región metropolitana y apenas 9 hab/Km² en Petén.

Guatemala es el país menos urbanizado en toda América Latina; según el censo de 1994, el 28% del total de la población urbana en el país se concentra sólo en el municipio de Guatemala y el 44% en el departamento de Guatemala.

En el país hay enormes diferencias entre el estilo moderno de la ciudad de Guatemala, considerada como el centro cultural del país, y las costumbres y tradiciones de los distintos grupos de ascendencia maya que se asientan principalmente en los altiplanos del interior. En el territorio nacional se conservan vestigios de distintas civilizaciones de la época precolombina y de la etapa colonial, sobresaliendo Tikal, Uaxactún, Quiriguá, Zaculeu, Aguateca – Dos Pilas, Yaxhá, Mirador Río Azul, Kaminal Juyú y Mixco Viejo. A estas manifestaciones de la cultura precolombina se añade la influencia española,

manifestada en el idioma, la religión, el arte y arquitectura. Sobresale la arquitectura de la ciudad de Antigua Guatemala, declarada Patrimonio de la Humanidad, con edificios de estilo barroco español.

2.3.1 Migración. El conflicto armado interno de finales del siglo XX provocó gran movimiento de la población guatemalteca tanto interno como hacia el exterior. A manera de ejemplo, en 1994 se registró una migración intermunicipal de 2,052,725 habitantes, es decir el 24.6% de la población total existente se desplazó internamente. Desde la década de 1980 hasta la firma de la paz en 1996 se dieron considerables flujos de refugiados y desplazados, principalmente población rural e indígena. La Comisión para el Esclarecimiento Histórico señala que las estimaciones sobre el número de desplazados van desde 500 mil hasta un millón y medio de personas en el período álgido de la guerra, incluyendo las que se desplazaron internamente y las que se vieron obligadas a buscar refugio fuera del país.

La migración hacia el exterior como estrategia de sobrevivencia aumentó en forma casi explosiva durante la década de los noventa. Se estima que el 10% de la población reside en Estados Unidos.

La migración tiene impacto en la economía a través de las remesas desde el exterior, las que superan el 5% del PIB. Los registros del Banco de Guatemala indican un aumento en las divisas ingresadas por remesas, que en el año 2000 alcanzaron los 463.4 millones de dólares. Este rubro se ha convertido en el segundo renglón de la economía guatemalteca, por debajo de las exportaciones, que han registrado ingresos totales por 1,547.9 millones; lo que ha contribuido a la estabilidad de tipo de cambio.

El aumento de las remesas se atribuye a la reducción de ingresos internos por la crisis en sectores como el cafetalero, razón por la que muchos guatemaltecos perdieron su trabajo y, en consecuencia, familiares residentes en Estados Unidos han incrementado el envío de dinero. Asimismo, se atribuye a que tras los atentados terroristas del 11 de septiembre, los guatemaltecos en Estados Unidos hayan decidido invertir más en el país adquiriendo distintos bienes.

2.3.2 Acceso a la tierra. El 71% de los hogares rurales tiene algún acceso a tierras agropecuarias, sean estas propias o arrendadas; sin embargo, el porcentaje de hogares sin acceso pasó de 23% a 29% de 1978 / 79 a 2000. El acceso de los hogares rurales a la tierra, mediante arrendamientos pasó de 12% a 19% en el mismo período. Entre las familias sin tierra o arrendatarios se pasó de un poco menos de un tercio a fines de los años setenta, hasta cerca de la mitad en la actualidad.

En el mercado de tierras en Guatemala la demanda potencial puede estar compuesta por (Herrera, 1998):

- a. población campesina carente de tierra

- b. población campesina con limitaciones de tierra
- c. propietarios medianos y grandes e inversionistas nacionales e internacionales.

Entre 1979 y 2000 el área boscosa del país se redujo en un 7% y las tierras en uso agropecuario se incrementaron en aproximadamente un 10% respecto al total del territorio. Las actividades de exportación y pecuarias se basan en unidades productivas grandes, localizadas principalmente en la Costa Sur e Izabal.

2.3.3 El desarrollo. La población y de las principales actividades económicas se encuentran concentradas en el departamento de Guatemala; esto provoca que en dicho departamento las condiciones y oportunidades de desarrollo humano (salud, educación, ingresos) tiendan a ser mayores. Sin embargo, durante el periodo 1994 a 2002 el departamento de menor crecimiento en IDH fue el departamento de Guatemala ya que pasó de 0.769 a 0.795; aún así sigue siendo el departamento con mayor IDH. El segundo departamento con relación a IDH es el departamento de Sacatepéquez con IDH de 0.708. al año 2002.

El departamento con el menor IDH al 2002 es el departamento de Quiché, con 0.508. El Quiché fue uno de los departamentos donde las secuelas del conflicto armado interno fueron más intensas y donde existen las menores oportunidades de desarrollo humano.

Para la visualización de un panorama completo de la situación de desarrollo en Guatemala, el Cuadro 3 sintetiza el IDH para el país completo y sus componentes por departamento.

Cuadro 3
Índice de Desarrollo Humano (IDH) para Guatemala, por departamento para los
años 1994 y 2002

GUATEMALA (1994 y 2002)								
ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO SEGÚN COMPONENTE POR DEPARTAMENTO								
	IDH		ÍNDICE DE SALUD		ÍNDICE DE EDUCACIÓN		ÍNDICE DE INGRESOS	
	1994	2002	1994	2002	1994	2002	1994	2002
PAÍS	0.583	0.64	0.615	0.69	0.555	0.613	0.578	0.617
DEPARTAMENTO								
Guatemala	0.769	0.795	0.817	0.852	0.785	0.803	0.706	0.73
El Progreso	0.576	0.648	0.553	0.66	0.608	0.672	0.568	0.613
Sacatepéquez	0.645	0.708	0.668	0.759	0.68	0.729	0.586	0.635
Chimaltenango	0.531	0.618	0.522	0.644	0.542	0.624	0.529	0.585
Escuintla	0.518	0.605	0.402	0.57	0.606	0.654	0.546	0.59
Santa Rosa	0.557	0.604	0.59	0.624	0.565	0.625	0.516	0.564
Sololá	0.457	0.579	0.492	0.702	0.381	0.483	0.498	0.552
Totonicapán	0.465	0.54	0.469	0.574	0.418	0.497	0.508	0.55
Quetzaltenango	0.574	0.655	0.578	0.714	0.589	0.652	0.554	0.598
Suchitepéquez	0.506	0.587	0.478	0.6	0.508	0.58	0.532	0.581
Retalhuleu	0.559	0.632	0.576	0.69	0.569	0.631	0.533	0.574
San Marcos	0.509	0.583	0.531	0.63	0.496	0.571	0.5	0.548
Huehuetenango	0.508	0.56	0.658	0.686	0.4	0.471	0.467	0.523
Quiché	0.461	0.508	0.631	0.638	0.305	0.383	0.445	0.504
Baja Verapaz	0.524	0.576	0.666	0.699	0.425	0.495	0.48	0.535
Alta Verapaz	0.46	0.514	0.638	0.62	0.282	0.412	0.46	0.51
Petén	0.579	0.619	0.76	0.773	0.489	0.554	0.489	0.531
Izabal	0.557	0.611	0.568	0.647	0.548	0.591	0.554	0.596
Zacapa	0.576	0.638	0.575	0.683	0.58	0.62	0.574	0.611
Chiquimula	0.499	0.564	0.493	0.597	0.454	0.507	0.55	0.588
Jalapa	0.512	0.568	0.573	0.619	0.462	0.533	0.501	0.552
Jutiapa	0.535	0.593	0.55	0.624	0.541	0.6	0.513	0.556

Fuente: Informe de Desarrollo Humano 2005 PNUD, 2006.

3. EL SUBSECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO

3.1. Balance energético de Guatemala

3.1.1 Definición de balance energético. El balance energético es una cuenta en la que se muestra el conjunto de relaciones de equilibrio que contabiliza los flujos físicos por los cuales la energía se produce, se intercambia con el exterior, se transforma, se consume, etc. todo esto calculado en una unidad común, dentro de un país dado y para un período determinado (generalmente un año) (OLADE, 2004).

El balance es una herramienta que facilita la planificación global energética, pero considerado junto con otros elementos del sistema económico. Es decir, tomado aisladamente el balance da una imagen de las relaciones físicas del sistema energético en un determinado período histórico. Visualiza como se produce la energía, se exporta o importa, se transforma y se consume por sectores económicos. Permite calcular ciertas relaciones de eficiencia y hacer un diagnóstico de la situación energética de un país, región o continente dado.

Al analizar el pasado (incluyendo el pasado reciente), se analiza la oferta de las distintas fuentes de energía y determinar después la forma en que cada una de ellas ha sido utilizada, acumulada o tal vez perdida. Esta sucesión lógica conduce a lo que cabe denominar el balance energético descendente, cuya forma general es la siguiente:

Oferta
Sector transformación
Consumo final

Sin embargo, es a través de su relación con otras variables socio-económicas que el balance se convierte en un instrumento de planificación. En este sentido, la existencia del balance energético es una condición necesaria para la planificación energética. Un balance cumple en el sector energético un papel análogo al de las matrices de insumo-producto en el sector económico.

Por otra parte, al evaluar el futuro, es conveniente a veces proyectar el consumo relacionándolo de alguna manera con la cifra del PIB, su estructura y distribución, con la cantidad total de equipos consumidores y con la probable evolución tecnológica en la utilización de energía calculando la oferta a partir del consumo proyectado.

Esta secuencia lleva a lo que se denomina balance energético ascendente con la siguiente forma general:

Consumo final
Sector transformación
Oferta

Los balances energéticos en términos de energía final (BEEF), tienen la limitación de no hacer una evaluación de las reservas energéticas y no llegar a la etapa de la energía útil (BEEU). Esfuerzos tendientes a llevar la contabilidad energética desde la fase de reservas hasta la de energía útil facilitarán el análisis y la formulación de políticas energéticas, especialmente en el campo de la sustitución de energía.

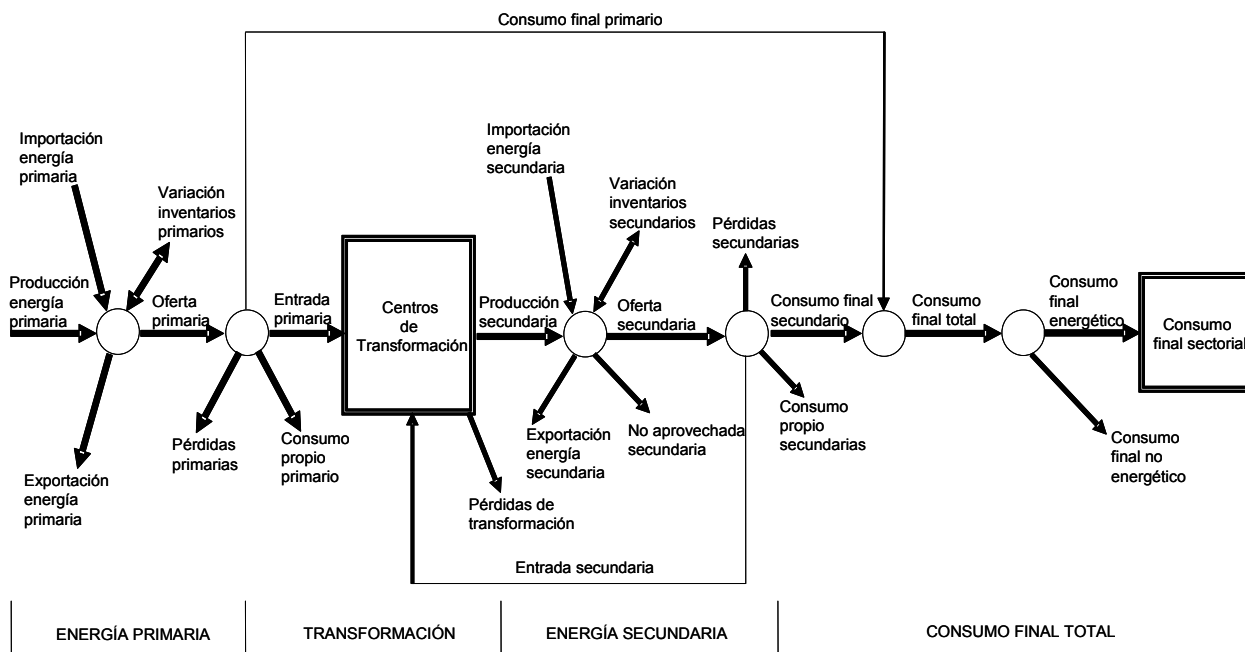
Por otra parte, para los países en desarrollo como Guatemala, dada la importancia que puede llegar a tener el sector rural y de las fuentes "no comerciales" de energía, es esencial registrar e incluir en el balance dichos consumos con el fin de conocer la estructura energética del sector rural, sus problemas e implicaciones en la economía nacional.

3.1.2 Objetivos del balance energético. El balance energético es una herramienta de análisis y planificación que persigue los siguientes objetivos:

- Evaluar la dinámica del sistema energético en concordancia con la economía del país, determinando las principales relaciones económico-energéticas entre los diferentes sectores de la economía nacional.
- Conocer detalladamente la estructura del sector energético nacional.
- Determinar para cada fuente de energía los usos competitivos y no competitivos que permitan impulsar cuando sea posible los procesos de sustitución.
- Crear las bases apropiadas que conlleven al mejoramiento y sistematización de la información energética.
- Ser utilizado para permitir la proyección energética y sus perspectivas a corto mediano y largo plazo.

3.1.3 Estructura del balance energético. Para expresar las relaciones que se ponen de manifiesto en un balance energético es indispensable establecer una estructura lo suficientemente general para obtener una adecuada configuración de las variables físicas propias de este sector. La Figura 2 muestra esquemáticamente la estructura del balance energético.

Figura 2
Estructura del balance energético



Fuente: Metodología para la elaboración de los balances de energía, OLADE 2004.

El balance energético en términos de energía final (BEEF) de OLADE se presenta en forma matricial, y está conformado por las columnas, que representan las fuentes energéticas (primarias y secundarias), y por las filas que representan las actividades, es decir los orígenes y los destinos o consumos de la energía. Los componentes básicos del balance son:

Fuentes energéticas (energía primaria, energía secundaria)
Oferta total
Centros de transformación
Consumo final

3.1.3.1 Fuentes energéticas (energía primaria, energía secundaria). Se entiende por energía primaria a las distintas fuentes de energía tal como se obtienen en la naturaleza, ya sea: en forma directa como en el caso de la energía hidráulica o solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral, geoenergía, etc.

Se denomina energía secundaria a los diferentes productos energéticos que provienen de los distintos centros de transformación y cuyo destino son los diversos sectores del consumo y/u otros centros de transformación.

3.1.3.2 Oferta Total. Es la disponibilidad neta total de energía para satisfacer las necesidades energéticas de la economía de un país. A continuación se presentan las relaciones relativas a la Oferta Total de energía, en la cual se verifica la siguiente ecuación:

$$OT = PE + IM - EX \pm VI - NA$$

Donde:

OT = Oferta Total
 PE = Producción Energía
 IM = Importación Energía
 EX = Exportación Energía
 VI = Variación de Inventarios
 NA = No Aprovechada

Por otro lado, debe verificarse que:

$$OT = TT + CP + PE + AE + CF$$

Donde:

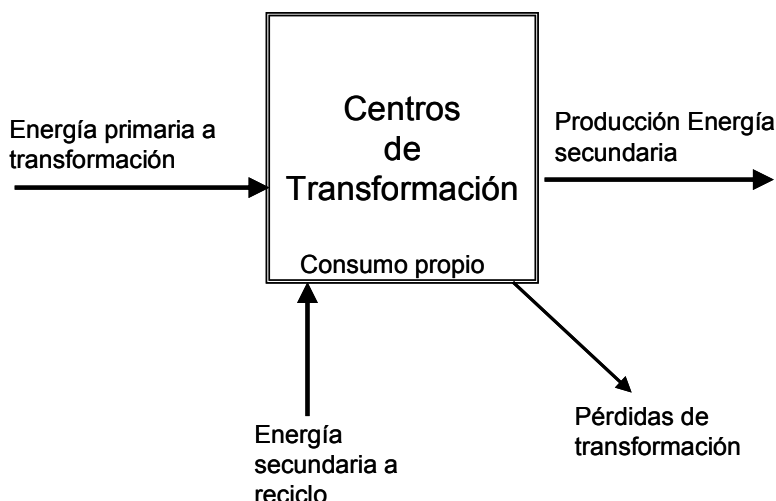
OT = Oferta Total
 TT = Total Transformación
 CP = Consumo Propio
 PE = Pérdidas
 AE = Ajuste Estadístico
 CF = Consumo Final

La Oferta Total de energía es entonces, la cantidad de energía primaria y secundaria disponible para satisfacer las necesidades energéticas de un país, tanto en los procesos de transformación, como en el consumo final.

3.1.3.3 Centros de transformación. Se refiere a la Energía que entra a ser modificada en procesadores especiales llamados centros de transformación; estos centros producen cambios físicos o químicos de una fuente energética a otra u otras, buscando de esta forma un mejor aprovechamiento de la energía.

Uno de los caminos que puede seguir la Oferta Total es alimentar un centro de transformación. Si se trata de energía primaria el flujo se llama transformación, si es secundaria, reciclo. La Figura 3 muestra los flujos de energía entrante y saliente en los centros de transformación.

Figura 3
Centro de transformación



Fuente: Metodología para la elaboración de los balances de energía, OLADE 2004.

3.1.3.4 Consumo final. Se refiere a la cantidad total de productos energéticos primarios y secundarios utilizados por los diferentes sectores que hacen uso de la energía en el país. Comprende los siguientes sectores de consumo:

- Sector transporte
- Sector industrial
- Sector residencial
- Sector comercial, servicios y público
- Sector agro, pesca y minería
- Sector construcción y otros

3.1.4 Balance energético de Guatemala. El balance energético como una herramienta de planificación no ha sido preponderante y no ha tenido continuidad en el sector energético del país. Tal situación se ha acentuado principalmente a partir de los procesos de liberación de los subsectores energéticos, tales como el subsector eléctrico.

El cambio ocurrido en este subsector, que cambió de un esquema centralizado a un esquema de mercado a partir de la promulgación de la Ley General de Electricidad en 1996, ha inducido la existencia de asimetrías de información asociadas al cambio de atribuciones del ente rector a quien, en el nuevo esquema, no tiene mayor competencia para la recopilación, proceso y análisis de información para planificación energética. Lo anterior ha provocado, la dispersión de información, dificultando el monitoreo.

Los cuadros 4, 5, 6, 7 y 8 presentan los balances energéticos de Guatemala para 1999, 2000, 2001 y 2002 los cuales muestran todos los energéticos que constituyeron la oferta y demanda del país para cada uno de esos años.

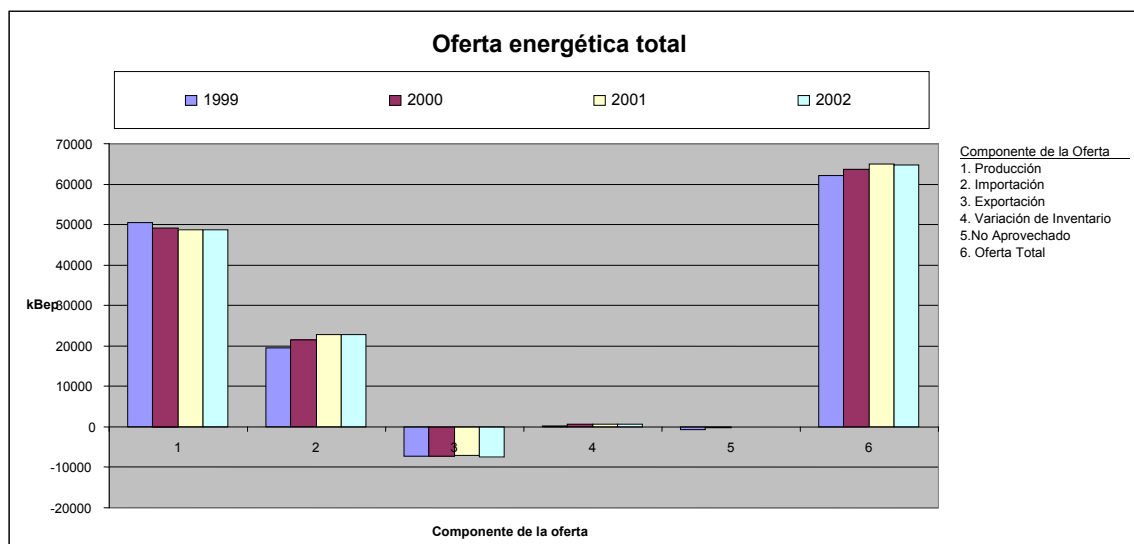
Con los balances energéticos correspondientes al período 1999 – 2002 se ha elaborado el Cuadro 8 que sintetiza la oferta y la demanda de productos energéticos del país.

3.1.4.1 Oferta. El Cuadro 8 presenta todos los componentes que integran la oferta energética del país, correspondiente al período 1999-2002.

Se observa que el principal aporte a la oferta energética lo constituye la producción. En la producción el tipo de energético que predomina es la leña, que en promedio participa en un 47% de la producción total. Este dato es difícil de cuantificar y generalmente obedece a estimaciones, debido principalmente a que no existe un mercado de leña del que se pueda obtener registros. Otros energéticos primarios importantes en la producción son el petróleo (15%) y la hidroenergía (3.3%). Ésta última se utiliza como insumo en aprovechamientos hidroeléctricos.

La Oferta Total de energéticos en el país para el período analizado fue en promedio de 63,857.17 kBep / año. El año con mayor Oferta Total fue el año 2001 con 65,038.1 kBep. En promedio las energías primarias constituyeron el 60% de la Oferta Total mientras las energías secundarias aportaron el 40% restante.

Figura 4
Oferta energética de Guatemala para el período 1999 - 2002 en kBep



Fuente: Elaboración propia

Cuadro 4. Balance energético de Guatemala para el año 1999 en kBep.

Fuente: MEM 2003

	Petróleo kBep	Gas Natural kBep	Carbon Mineral kBep	Hidroenergía kBep	Geotermia kBep	Nuclear kBep	Lena kBep	Productos de Caha kBep	Otras Primitas kBep	Total Primitas kBep	Electricidad kBep	Gas Licuado kBep	Gasolinas/A colol kBep	Kerosene y Turbo kBep	Diesel Oil kBep	Fuel Oil kBep	Coques kBep	Carbon Vegetal kBep	Gases kBep	Otras Secundaria s kBep	No Energético kBep	Total Secundarias kBep	TOTAL kBep
OPERTA																							
PRODUCCION	846.6	610.02	0	1605.38	50.19	0	2337.47	855.9	188	40273.56	3213.25	93.65	1054.41	321.4	2109.91	2301.55	0	143.14	117	0	761	10115.31	50388.87
IMPORTACION	5923.64	0	75.66	0	0	0	0	0	0	5999.3	130.74	1428.95	4861.65	386.63	4888.47	2767.42	0	0	0	0	0	1463.46	19462.76
EXPORTACION	-6886.19	0	0	0	0	0	0	0	0	-6966.19	-288.11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-288.11	-7254.3
VARIACION DE INVENTARIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	71.29	0	0	0	38.47	0	0	0	0	0	0	109.76
NO APROVECHADO	0	-610.02	0	0	0	0	0	0	-53	-663.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-663.02
OPERTA TOTAL	7404.05	0	75.66	1605.38	50.19	0	2337.47	855.9	135	38643.65	3055.88	1593.49	5116.06	7108.03	5796.38	5107.44	0	143.14	117	0	761	23400.42	62044.07
TRANSFORMACION																							
REFINERIA	-7404.06	0	0	0	0	0	0	0	0	-7404.06	0	93.65	1054.41	321.4	2109.91	2301.55	0	0	117	0	761	6758.92	-645.14
CENTRALES ELECTRICAS	0	0	-75.66	-1605.38	-50.19	0	0	0	0	-1731.23	3213.25	0	0	0	-424.96	-3652.76	0	0	0	0	0	-764.47	-2495.7
AUTOPRODUCTORES	0	0	0	0	0	0	0	-2392.1	0	-2392.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2392.1
CENTRO DE GAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARBONERA	0	0	0	0	0	0	-583.65	0	0	-583.65	0	0	0	0	0	0	0	143.14	0	0	0	143.14	-440.51
COQUERIA/A HORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESTILERIA	0	0	0	0	0	0	0	-60.6	0	-60.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-60.6
OTROS CENTROS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRANSFORMACION TOTAL	-7404.06	0	-75.66	-1605.38	-50.19	0	-583.65	-2452.7	0	-12771.64	3213.25	93.65	1054.41	321.4	1684.95	-1251.21	0	143.14	117	0	761	6137.59	-6034.05
CONSUMO PROPIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	215.52	215.52
PERDIDAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	491.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	491.96	491.96
AJUSTE	-0.01	0	0	0	0	0	-456.54	0	0	-456.55	3213.27	48.22	893.98	308.17	2306.48	2149.83	0	143.14	117	0	761	9944.09	9487.54
CONSUMO																							
TRANSPORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114.62	5144.56	380.16	4630.89	0	0	0	0	0	0	10250.25	10250.25
INDUSTRIA	0	0	0	0	0	0	453.95	2301.7	0	2755.65	610.31	81.77	0	43.48	802.26	1683.96	0	0	0	0	0	3221.78	5977.43
RESIDENCIAL	0	0	0	0	0	0	22736.41	0	17	22753.41	801.14	1262.21	26.74	388.17	0	0	0	108.59	0	0	0	2906.85	25260.26
COMERCIAL-SER.VUB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	788.04	180.32	105.17	7.56	431.91	22.44	0	34.55	0	0	0	1579.99	1579.99
AGRO.PESCA.MINER.	0	0	0	0	0	0	0	0	40	40	0	0	0	1.89	308.79	0	0	0	0	0	310.68	350.68	
CONSTRUCCION.OTR.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	255.89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	255.89	255.89	
CONSUMO ENERGETICO	0	0	0	0	0	0	23190.36	2301.7	57	25549.06	3055.86	1638.92	5276.49	721.26	5173.85	1706.4	0	143.14	117	0	0	18832.92	41811.98
NO ENERGETICO	0	0	0	0	0	0	0	1301.5	78	1379.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	761	761	2140.5
CONSUMO FINAL	0	0	0	0	0	0	23190.36	3803.2	135	26928.56	3055.86	1638.92	5276.49	721.26	5173.85	1706.4	0	143.14	117	0	761	19593.92	46224.48

Cuadro 6. Balance energético de Guatemala para el año 2001 en kBep.

Fuente: MEM 2003

	Petroleo kBep	Gas Natural kBep	Carbón Mineral kBep	Hidroenergía kBep	Geotermia kBep	Biochar kBep	Leña kBep	Productos de Caba kBep	Otras Primas kBep	Total Primas kBep	Electricidad Gas Licuado kBep	Gasolina Al col kBep	Kerosene y Turbo kBep	Usel Oil kBep	Fuel Oil kBep	Comes kBep	Carbón Veretal kBep	Gases kBep	Otras Secundaria s kBep	No Energético kBep	Total Secundaria s kBep	TOTAL kBep	
OFERTA																							
PRODUCCION	7640.71	0	0	1719.88	150.01	0	23317.47	6041	188	30956.87	3628.59	67.79	1115.02	254.29	1986.79	2056.41	0	143.14	98	0	370	9729.03	48786.9
IMPORTACION	5727.05	0	1006.78	0	0	0	0	0	0	6756.83	58.98	1632.63	4939.89	441.46	5797.54	3032.7	0	0	0	0	121	16074.2	22810.03
EXPORTACION	-7054.55	0	0	0	0	0	0	0	0	-7054.55	-208.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	-39.02	-7093.57
VARIACION DE INVENTARIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	588.74	0	0	0	0	0	0	588.74	588.74
NO APROVECHADO	0	0	0	0	0	0	0	0	-53	-53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53
OFERTA TOTAL	6313.21	0	1006.78	1719.88	150.01	0	23317.47	6041	135	36855.15	3479.55	1700.42	6084.91	695.75	7784.33	5706.85	0	143.14	98	0	660	26352.25	63038.1
TRANSFORMACION																							
REFINERIA	-4313.21	0	0	0	0	0	0	0	0	-4313.21	0	67.79	1115.02	254.29	1986.79	2056.41	0	0	98	0	370	5957.3	-355.91
CENTRALES ELECTRICAS	0	0	-1006.78	-1719.88	-150.01	0	0	0	0	-2878.47	3606.89	0	0	0	-965.95	-3615.6	0	0	0	0	0	-1094.86	-3973.33
AUTOPRODUCTORES	0	0	0	0	0	0	0	-2387	0	-2387	121.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121.7	-2265.3
CENTRO DE GAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARBONERA	0	0	0	0	0	0	-583.65	0	0	-583.65	0	0	0	0	0	0	0	143.14	0	0	0	143.14	-440.51
COQUERIA/A HORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DESTILERIA	0	0	0	0	0	0	0	-60	0	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-60
OTROS CENTROS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRANSFORMACION TOTAL	-4313.21	0	-1006.78	-1719.88	-150.01	0	-583.65	2447	0	-12222.33	3628.59	67.79	1115.02	254.29	1000.84	-1550.39	0	143.14	98	0	370	5127.28	-7095.05
CONSUMO PROPIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56.6	0	0	0	0	0	0	0	98	0	0	154.6	154.6
PERDIDAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	824.73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	824.73	824.73
AJUSTE	0	0	0	0	0	0	-456.54	0	0	-456.54	3628.59	67.78	1115.02	254.3	1986.78	2055.4	0	143.14	98	0	708	10667.01	9610.47
CONSUMO																							
TRANSPORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118.92	5834.01	334.16	5122.87	0	0	0	0	0	0	1599.96	11909.96
INDUSTRIA	0	0	0	0	0	0	463.95	2296	0	2718.95	694.01	84.92	0	43.77	670.57	2039.77	0	0	0	0	0	3733.04	6482.99
RESIDENCIAL	0	0	0	0	0	0	22736.41	0	17	22753.41	880.76	1309.56	3102	308.07	0	0	108.59	0	0	0	0	2638	25394.41
COMERCIAL-SER.PUB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	734.63	187.03	119.88	7.85	459.02	51.29	0	34.55	0	0	0	1594.25	1594.25
AGRO-PESCA-MINER.	0	0	0	0	0	0	0	0	40	40	0	0	0	1.89	345.93	0	0	0	0	0	0	347.82	347.82
CONSTRUCCION/OTR.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	278.82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	278.82	278.82
CONSUMO ENERGETICO	0	0	0	0	0	0	23190.36	2296	57	25543.36	3479.55	1700.43	6084.91	695.74	5796.39	2094.06	0	143.14	98	0	0	21091.22	46345.98
NO ENERGETICO	0	0	0	0	0	0	0	1286	78	1376	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	322	322	1638
CONSUMO FINAL	0	0	0	0	0	0	23190.36	3584	135	26919.36	3479.55	1700.43	6084.91	695.74	5796.39	2094.06	0	143.14	98	0	322	21413.22	48332.58

Cuadro 7. Balance energético de Guatemala para el año 2002 en kBep.

Fuente: MEM 2003

	OFERTA										TRANSFORMACION										CONSUMO									
	Petroleo	Gas Natural	Carbón	Mineral	Hidroenergía	Geotermia	Nuclear	Leña	Productos de Caña	Otras	Total	Electricidad	Gas Licuado	Gasolina	Kerosene y	Diesel Oil	Fuel Oil	Caque	Carbón	Gas	Otras	Total	NO ENERGETICO	CONSUMO FINAL						
PRODUCCION	7541	0	0	1720	150	0	2337	604	188	3985	3629	88	115	254	1987	2055	0	143	98	0	370	370	0	0						
IMPORTACION	5727	0	1009	0	0	0	0	0	0	6736	59	1633	4970	44	5798	3053	0	0	0	0	0	121	6075	2281						
EXPORTACION	-7035	0	0	0	0	0	0	0	0	-2055	-208	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-189	377	1432							
VARIACION DE INVENTARIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	589	0	0	0	0	0	0	0	0						
NO APROVECHADO	0	0	0	0	0	0	0	0	-53	53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
OFERTA TOTAL	6313	0	1009	1720	150	0	2337	604	135	3885	3480	1701	6085	635	7785	5707	0	143	98	0	370	2806	0	64701						
REFINERIA	-6313	0	0	0	0	0	0	0	0	6313	0	88	115	254	1987	2055	0	0	98	0	370	3957	0	356						
CENTRALES ELECTRICAS	0	0	-1009	-1720	-150	0	0	0	0	-2079	3607	0	0	0	-986	-3616	0	0	0	0	0	-405	0	3974						
AUTOPRODUCTORES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2387	122	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	2285						
CENTRO DE GAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
CARBONERA	0	0	0	0	0	0	-584	0	0	-584	0	0	0	0	0	0	0	143	0	0	0	0	0	411						
COQUELERA/HORNO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
DESTILERIA	0	0	0	0	0	0	0	-60	0	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40						
OTROS CENTROS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
TRANSFORMACION TOTAL	4313	0	-1009	-1720	-150	0	584	247	0	-1223	3629	88	115	254	1001	-4551	0	143	98	0	370	5127	0	-706						
CONSUMO PROPIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	155	0	155						
PERDIDAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	635	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	835	0	835						
AJUSTE	0	0	0	0	0	0	457	0	0	457	3628	88	115	253	1987	2065	0	142	98	0	370	976	0	9289						
TRANSPORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119	3534	334	5123	0	0	0	0	0	0	0	0	11510						
INDUSTRIA	0	0	0	0	0	0	454	226	0	2790	634	85	0	44	871	2040	0	0	0	0	0	0	0	3734						
RESIDENCIAL	0	0	0	0	0	0	22735	0	17	22753	881	1310	31	308	0	0	0	109	0	0	0	0	0	2639						
COMERCIAL, SER.PUB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	735	187	120	8	459	51	0	35	0	0	0	0	0	1595						
AGROPESCA.MINER.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0	2	345	0	0	0	0	0	0	0	0	348						
CONSTRUCCION.OTR.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	279	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	279						
CONSUMO ENERGETICO	0	0	0	0	0	0	23190	2286	57	25543	3481	1701	6085	636	6799	2081	0	144	98	0	0	2085	0	4638						
NO ENERGETICO	0	0	0	0	0	0	23190	1288	78	1376	3481	1701	6085	636	6799	2081	0	144	98	0	0	322	0	1688						
CONSUMO FINAL	0	0	0	0	0	0	23190	394	135	28819	3481	1701	6085	636	6799	2081	0	144	98	0	322	2147	0	48336						

Luego de la producción (con fuerte componente de leña) el segundo componente en importancia que aporta a la oferta total son las importaciones. Guatemala importa principalmente derivados del petróleo, tales como Gas Licuado de Petróleo, Kerosene, Gasolinas, Diesel Oil y Fuel Oil. Estos últimos tres son los principales energéticos importados; constituyen respectivamente el 19%, 24% y 14% de la oferta total.

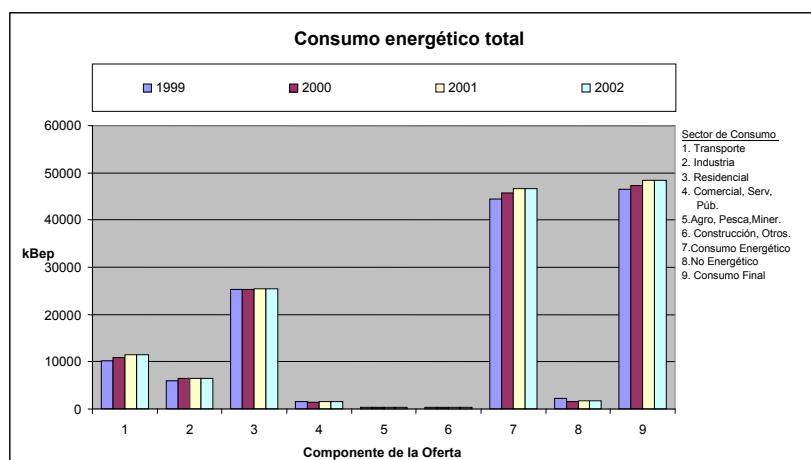
Lo anterior pone de manifiesto la dependencia que tiene el país del suministro exterior de energéticos para la satisfacción de la demanda local. Esto aporta mucha variabilidad al precio de los energéticos debido a su relación con los precios internacionales del petróleo que en los últimos años han ido al alza.

Destaca que las importaciones de productos energéticos crecieron en 10.49% y 15.57% en los períodos 1999 a 2000 y 2000 a 2001 respectivamente; para el período 2001 a 2002 el incremento fue prácticamente nulo, obteniéndose en el año 2002 la mayor importación de productos energéticos, siendo el monto de 22,811 kBep. La importación total promedio fue de 21,647.02 kBep / año.

Guatemala únicamente exporta dos productos energéticos: petróleo (94%) y electricidad (6%). El país exportó en promedio 7,287.11 kBep / año durante el período. Lo anterior muestra que Guatemala fue un importador neto de productos energéticos, por un monto promedio de 14,360 kBep /año.

3.1.4.2 Demanda. La Figura 5 muestra que durante el período analizado el principal sector de consumo energético en el país lo constituyó el sector residencial, con un consumo promedio de 25,343.92 kBep/año; le sigue el sector de transporte con un consumo promedio de 11,045.36 kBep/año. Estos dos sectores juntos constituyen el 79.38% del consumo energético nacional (sector residencial 55.3% y sector transporte 24.08%).

Figura 5
Consumo energético de Guatemala para el período 1999 - 2002 en kBep



Fuente: Elaboración propia

El energético primario consumido en el sector residencial es principalmente la leña, con un porcentaje correspondiente a 90% de consumo total de energéticos. Este consumo se realiza mayormente en el área rural. El principal energético secundario consumido en el sector residencial es el Gas Licuado de Petróleo que satisface el 5% de la demanda. El energético electricidad satisface únicamente el 6% de la demanda total del país.

El sector transporte satisface su demanda principalmente de los energéticos secundarios: gasolina (51%) y diesel oil (44%). El parque vehicular del país para el año 2005 (Depto. Comercialización, SAT) asciende a 1,295,291 unidades, de los cuales 969,856 son vehículos accionados por gasolinas (74.88%) y el parque vehicular accionado por combustible diesel suma 325,435 (25.12%).

El consumo energético del país tuvo un crecimiento de 2.95% y 4.93% para los períodos 1999 a 2000 y 2000 a 2001 respectivamente. Para el período 2001 a 2002 el crecimiento fue despreciable (0.01%). El consumo energético promedio del país para el período analizado fue de 45,836.36 kBep/año.

3.2 El subsector eléctrico de Guatemala

3.2.1 Demanda energética en el subsector eléctrico de Guatemala. A continuación se presenta un análisis de la evolución del subsector eléctrico guatemalteco, específicamente consumo y demanda de energía eléctrica que permiten conocer y entender la dinámica del consumo de energía y demanda de potencia en el país.

Cuadro 9
Oferta–demanda de potencia y suministro de energía eléctrica en Guatemala

	MW		GWh							%		
	Capacidad instalada	Demanda máxima	Generación neta		Exportación	Importación	Disponible	Autoproducción	Energía no servida	Ventas	Pérdidas	Factor de carga
			pública	privada								
1985	783.4	301.6	1 493.1	-	-	-	1 493.1	-	-	1 245.0	16.6	56.5
1990	810.9	452.2	2 318.4	-	10.8	9.5	2 317.1	-	-	1 989.4	14.1	58.5
1995	1 082.3	717.2	2 356.5	1 122.9	29.7	64.9	3 448.1	66.5	14.1	2 960.7	14.1	54.9
1999	1 463.0	962.1	2 474.4	2 484.8	463.7	207.2	4 702.7	-	-	4 114.8	12.5	55.8
2000	1 668.3	1 017.3	2 495.5	3 552.3	840.9	122.9	5 229.7	100.2	-	4 620.5	11.6	58.7
2001	1 672.1	1 074.6	2 060.4	3 711.8	369.0	53.0	5 456.2	-	-	4 644.4	14.9	58.0
2002	1 703.0	1 119.0	1 855.6	4 335.4	439.8	54.9	5 806.2	-	-	4 915.5	15.3	59.2
2003	1 842.8	1 184.9	1 808.5	4 766.3	424.3	22.6	6 173.2	-	-	5 107.1	17.3	59.5
2004	1 999.1	1 255.8	1 935.8	5 063.2	464.2	40.9	6 575.7	-	-	5 554.8	15.5	59.8

Fuente: CEPAL, 2005

Con base en la información presentada en el Cuadro 9 se hace evidente que en el segundo lustro de los 80 y primer lustro de los 90, la demanda tuvo un incremento promedio anual de 8.32% y 9.76% respectivamente. La demanda experimentó en el período 1995 – 2000 un incremento de 41.84%. Para el período reciente (2000 – 2004) el incremento promedio anual de la demanda eléctrica se redujo a 4.69%.

A la luz de dichos datos se observa que el mayor incremento anual de la demanda se produjo en el período 1995 – 2000, lo cual coincide con la reforma del subsector, iniciada en 1996. Las condiciones del subsector en dicho período propiciaron el crecimiento de la demanda, la cual creció principalmente en el área rural. Dicho crecimiento de la demanda en el área rural fue posible debido a la ejecución del Plan de Electrificación Rural (PER), el cual fue constituido y financiado por el fideicomiso establecido en 1998 con la venta de los activos de distribución que eran propiedad del Instituto Nacional de Electrificación (INDE). El Cuadro 10 presenta las empresas de generación que participan en el parque de generación del SNI guatemalteco al 2005, desagregándolas en privadas y públicas.

Las empresas propietarias de centrales eléctricas pueden ser representadas ante el mercado mayorista por otras empresas que sean agentes del mercado. Tal es el caso de Generadora de Occidente, Ltda (propietaria de la Central hidroeléctrica El Canadá) e Hidroeléctrica Río Las Vacas, S.A. (propietaria de hidroeléctrica Las Vacas) que son representadas comercialmente por Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S.A. (COMEGSA) ante el mercado mayorista. COMEGSA es un agente comercializador dentro del mercado mayorista.

Se observa en la figura 6 que los mayores incrementos en el índice de electrificación se produjeron a partir del año 2000, año en que dicho índice se incrementó en 7% respecto al año 1999. Fue en el año 2000 que se concluyó la primer etapa de conexión e inserción de usuarios al SNI mediante el PER (<http://www.inde.gob.gt/inde.htm>, 25 de septiembre 2006).

Es importante observar la evolución del factor de carga mostrada en la última columna del Cuadro 9. Este factor indica la relación entre la energía total consumida en el período –que es equivalente a mantener la demanda promedio de forma constante a lo largo del período- y la energía que se consumiría con una demanda igual a la capacidad instalada mantenida de forma constante a lo largo de dicho período.

Aunque el factor de carga se aproxima, en ningún momento llega a ser igual o superior al 60%. Lo anterior es un indicativo que muestra que el consumo a lo largo del período tiene grandes variaciones en el tiempo, y que el pico de consumo es alto respecto al consumo promedio, lo cual es característico de las economías y del sector productivo de los países pobres, como Guatemala.

Cuadro 10
Empresas de generación en operación al 2005 en el SIN guatemalteco

	Número de Centrales	Potencia Instalada (kW)	Generación Neta (MWh)
<u>Total</u>	<u>46</u>	<u>2 087 700</u>	<u>7 220 587.6</u>
<u>Sistema Nacional Interconectado</u>	<u>46</u>	<u>2 087 700</u>	<u>7 220 587.6</u>
<u>Mercado Mayorista</u>	<u>46</u>	<u>2 087 700</u>	<u>7 220 587.6</u>
<u>Empresas públicas</u>	<u>12</u>	<u>604 000</u>	<u>2 095 583.9</u>
<u>Hidráulica</u>	<u>9</u>	<u>484 500</u>	<u>2 090 529.2</u>
EGEE	9	484 500	2 090 529.2
<u>Térmica</u>	<u>3</u>	<u>119 500</u>	<u>5 054.7</u>
EGEE	3	119 500	5 054.7
<u>Empresas privadas</u>	<u>34</u>	<u>1 483 700</u>	<u>5 125 003.7</u>
<u>Hidráulica</u>	<u>12</u>	<u>215 300</u>	<u>837 401.3</u>
Comegsa	5	102 200	326 325.1
Pasabién	1	12 000	56 287.0
Renace	1	60 000	278 972.7
Río Bobos	1	10 000	37 270.0
S.Jerónimo	1	0	1 010.0
Secacao	1	15 900	95 680.0
Tecnoguat	2	15 200	41 856.5
<u>Geotérmica</u>	<u>2</u>	<u>33 000</u>	<u>145 030.9</u>
Calderas	1	5 000	24 330.9
Orzunil	1	28 000	120 700.0
<u>Térmica</u>	<u>20</u>	<u>1 235 400</u>	<u>4 142 571.5</u>
Duke E. C.	2	144 000	90 553.4
Duke E.I.G	2	231 800	1 240 876.9
Electrogen	1	15 000	69 443.1
Genor	1	42 400	134 415.1
Ingenios	7	238 200	723 744.1
Lagotex	2	40 000	78 874.3
Poliwatt	1	148 000	577 495.0
PQPC	1	110 000	151 732.5
San José	1	142 000	978 503.7
Sidegua	1	44 000	93 578.4
TAMPA	1	80 000	3 355.1

Fuente: CEPAL 2006

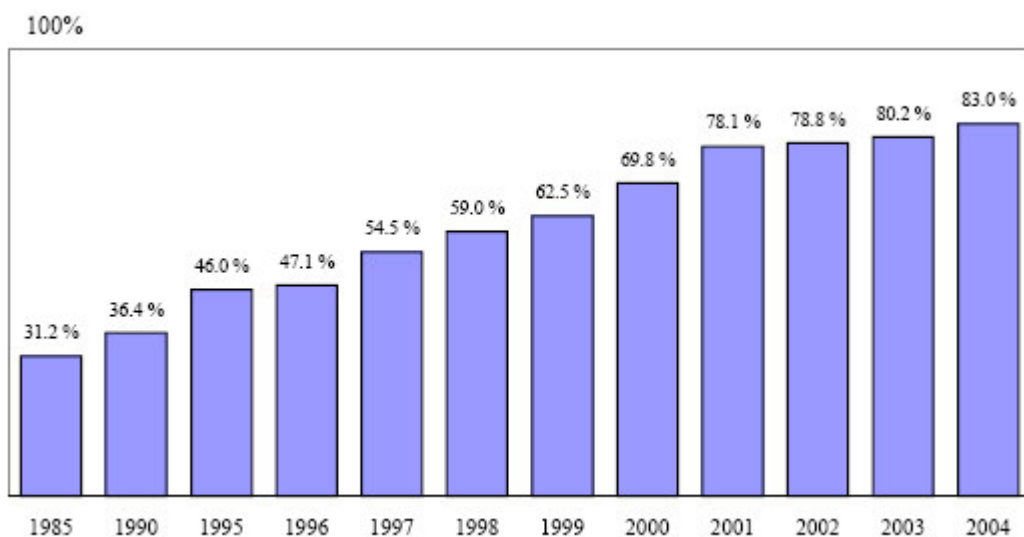
El Cuadro 11 y la Figura 6 muestran la evolución reciente del índice de electrificación.

Cuadro 11
Evolución del índice de electrificación en Guatemala

	Población Miles	Habitantes por vivienda	Total de viviendas Miles	Cientes residenciales Miles	Índice de electrificación (%)
1985	4 769	5.0	950.0	391.9	41.3
1990	5 110	4.9	1046.1	544.7	52.1
1995	5 669	4.8	1193.4	767.0	64.3
1996	5 787	4.8	1218.3	808.9	66.4
1997	5 908	4.8	1243.9	852.1	68.5
1998	6 031	4.8	1269.7	898.7	70.8
1999	6 154	4.8	1295.6	948.1	73.2
2000	6 276	4.8	1321.3	1001.5	75.8
2001	6 397	4.8	1346.7	1041.0	77.3
2002	6 518	4.8	1372.2	1070.3	78.0
2003	6 638	4.8	1397.5	1121.4	80.2
2004	6 757	4.8	1422.6	1157.4	81.4

Fuente: CEPAL 2005

Figura 6
Evolución del índice de electrificación en Guatemala



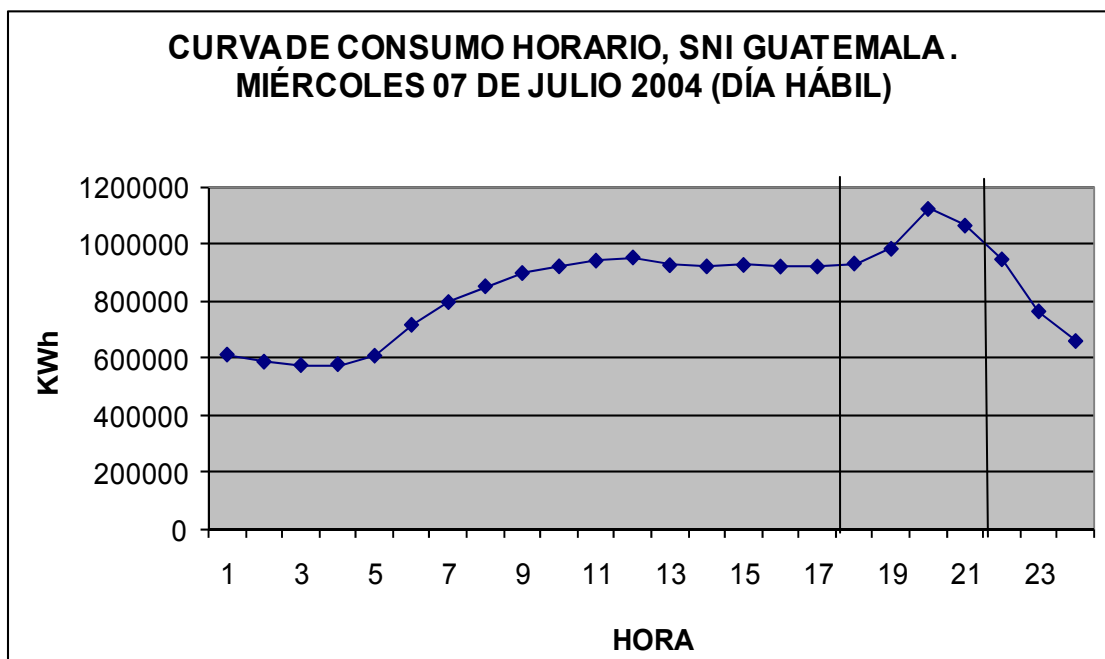
Fuente: CEPAL 2005

Para comprender mejor lo indicado en el párrafo anterior, se muestra a continuación dos curvas horarias de consumo eléctrico del Sistema Nacional Interconectado (SNI) guatemalteco, las cuales ponen de manifiesto con mayor claridad el comportamiento del consumo eléctrico. Para visualizarlo mejor a continuación se presentan dos gráficas (Figura 7 y Figura 8) de consumo horario del SNI correspondiente la primera de ellas a un día hábil típico y la otra a un día inhábil típico del año 2004, las cuales serán comparadas con la capacidad instalada para dicho año.

Tanto la demanda como la capacidad instalada que se aplicarán en los siguientes cálculos corresponden a la cantidad de energía consumida durante una hora (para el caso de la demanda) y la cantidad de energía que la infraestructura eléctrica del SIN puede suministrar en dicho período (para el caso de la capacidad instalada). La demanda utilizada corresponde a la demanda promedio durante las 4 horas del horario pico.

Se toma una hora como período de referencia debido a que las transacciones comerciales en el mercado mayorista guatemalteco se liquidan “horariamente”, por lo tanto las mediciones oficiales disponibles tienen como referencia temporal 1 hora.

Figura 7
Curva de consumo horario para un día hábil típico del SNI



Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista –AMM- www.amm.org.gt

La Figura 7 muestra claramente que la capacidad instalada únicamente es requerida durante 4/24 del día, en el horario de 18:00 a 22:00 hrs. que es el período definido legalmente como el período pico del SNI. La demanda promedio del SNI el día mostrado fue de 1,022,961.83 KWh y la capacidad instalada fue de 1,999,100 KWh, por lo cual el factor de carga respecto de la capacidad instalada corresponde a :

$$FC = DP / CI = 1,022,961.83 \text{ KWh} / 1,999,100 \text{ KWh} = 0.51$$

Donde:

FC : Factor de carga

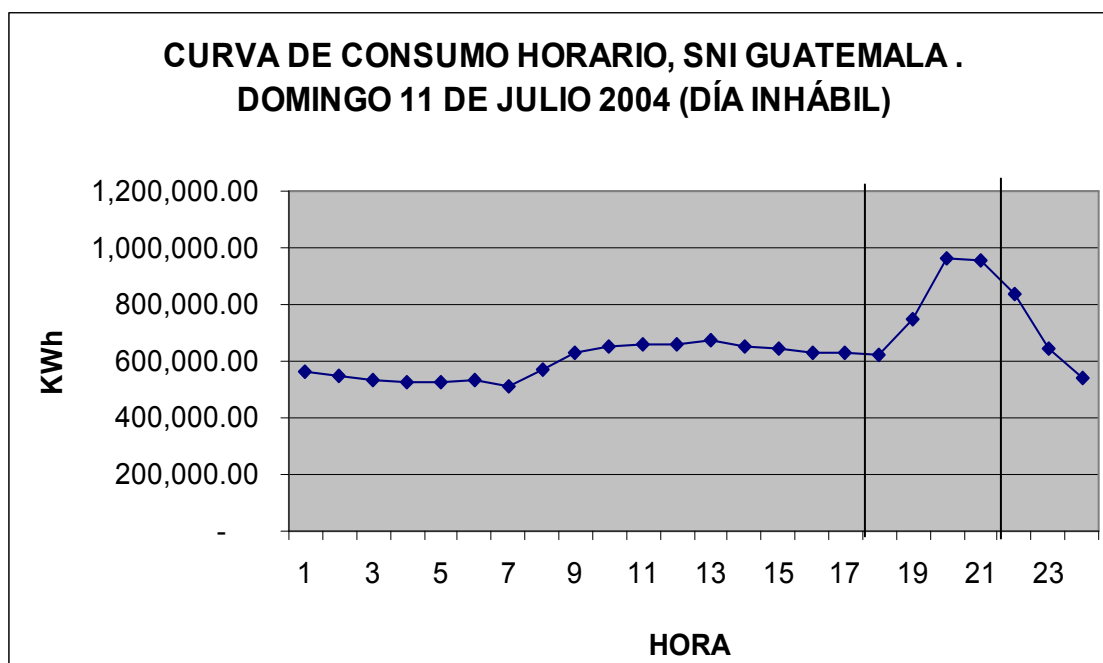
DP : Demanda promedio (en el pico)

CI : Capacidad instalada

Tal como se mencionó anteriormente un factor de carga bajo, como el del SNI guatemalteco, es característico de las economías de los países pobres donde el consumo de electricidad se realiza principalmente por el sector residencial; es decir, el consumo de electricidad no es realizado para actividades productivas (industria).

El comportamiento horario del consumo eléctrico mostrado por la Figura 7 demuestra el bajo peso del consumo industrial (el cual tiende a ser constante en el tiempo, debido a los propios procesos industriales) y lo predominante del consumo residencial. Estas características moldean la forma básica de la curva y el comportamiento del consumo.

Figura 8
Curva de consumo horario para un día inhábil del SIN



Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista – AMM- www.amm.org.gt

El caso de un día inhábil típico no difiere significativamente del comportamiento observado en el consumo eléctrico en un día hábil típico; la tendencia es la misma. Las diferencias observables radican en la magnitud de la máxima demanda y de la demanda promedio, debidas principalmente a que en días inhábiles el consumo del sector comercial e industrial se reduce.

Para el día inhábil mostrado en la Figura 8 el factor de carga correspondiente es:

$$FC = DP / CI = 824,577.96 \text{ KWh} / 1,999,100 \text{ KWh} = 0.41$$

Donde:

FC : Factor de carga

DP : Demanda promedio (en el pico)

CI : Capacidad instalada

Luego de observar los dos ejemplos anteriores es más fácil visualizar que el factor de carga muestra un indicador de la capacidad ociosa del sistema eléctrico, ya que en un día inhábil –donde el consumo energético es inferior al de un día hábil- el factor de carga es menor, lo cual significa una subutilización de la capacidad instalada.

En países industrializados, el consumo eléctrico tiene menos variaciones significativas en el tiempo y la demanda promedio no se aleja mucho de la capacidad instalada. Tal característica es el resultado de la preponderancia del consumo industrial (productivo) respecto del consumo domiciliar.

El fomento del consumo eléctrico productivo es un factor importante que guarda relación con el desarrollo económico del país. En Guatemala, por parte de los actores del subsector eléctrico, existe un vacío respecto al impulso a los usos productivos de la electricidad.

3.2.2. Oferta de potencia y energía en el subsector eléctrico de Guatemala. A continuación se presenta información relacionada con la oferta energética en el subsector eléctrico guatemalteco; el análisis de esta información permite comprender el comportamiento histórico y la dinámica de la oferta de energía eléctrica del país.

El Cuadro 12 muestra las adiciones de potencia en la oferta eléctrica en Guatemala para el periodo 1985 - 2004. Esta oferta es diversa en cuanto a tecnologías y fuentes de energía primaria y secundaria utilizadas como insumo para la producción eléctrica.

La oferta ha crecido paralelamente con el crecimiento de la demanda; según la información presentada para el período 1985 – 1990 el crecimiento fue de 0.59%, para período 1990 – 1995 el incremento fue 5.58%, el período 1995

– 2000 registró un incremento de 54.14% y el período 2000 – 2004 un incremento de 3.97%. De lo anterior se observa que los máximos incrementos en la capacidad instalada ocurrieron en los períodos 1990 - 1995 – 2000 que corresponde con los períodos de apertura a la participación privada en la generación eléctrica del país.

Cuadro 12
Evolución de capacidad en el parque de generación de Guatemala (MW)

	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Gas	Carbón	Cogener
1985	783.4	488.1	0.0	116.0	12.9	166.4	0.0	0.0
1990	810.9	488.1	0.0	116.0	7.4	199.4	0.0	0.0
1994	990.8	492.1	0.0	79.0	128.8	249.4	0.0	41.5
1995	1 082.3	502.1	0.0	79.0	128.8	317.4	0.0	55.0
1996	1 145.5	502.1	0.0	79.0	167.0	317.4	0.0	80.0
1997	1 205.7	496.5	0.0	79.0	172.8	317.4	0.0	140.0
1998	1 313.2	512.6	5.0	79.0	294.8	281.5	0.0	140.4
1999	1 463.0	510.8	29.0	53.0	211.4	376.5	142.0	140.4
2000	1 668.3	530.9	29.0	53.0	355.4	394.3	142.0	163.7
2001	1 672.1	524.9	33.0	53.0	337.4	381.8	142.0	200.0
2002	1 703.0	558.1	33.0	53.0	322.4	411.8	142.0	182.7
2003	1 842.8	584.4	33.0	53.0	465.4	382.3	142.0	182.7
2004	1 999.1	639.7	33.0	53.0	399.4	549.3	142.0	182.7

Fuente: CEPAL 2005

El crecimiento en la capacidad instalada para los períodos 1990 – 1995, 1995 – 2000 y 2000 – 2004 se dio instalando centrales que emplean tecnologías convencionales; a causa de ello la participación e importancia de los combustibles fósiles como insumo para la producción eléctrica del país, tales como el carbón, diesel y bunker, se incrementó significativamente.

Para el año 2004 el 66% de la capacidad instalada correspondía a tecnologías convencionales (vapor, diesel, gas, carbón, cogeneradores) y el 34% correspondió a energía renovable (hidroeléctrica y geotérmica) lo cual constituye un escenario invertido respecto al que tenía Guatemala para el año 1985, cuando el 62.3% de la capacidad instalada correspondía a energía renovable y 37.7% correspondía a tecnologías convencionales.

El incremento de la participación de las tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles se dio principalmente por las condiciones creadas en el subsector por la reforma del mismo a partir de 1996. Estas condiciones se relacionan principalmente con aspectos económicos, riesgos y períodos de recuperación de inversión. El comportamiento histórico de la generación de energía eléctrica en Guatemala se presenta el Cuadro 13.

Algunas de las condiciones creadas por la reforma del subsector son las siguientes:

- Las inversiones en generación eléctrica se recuperan por la venta de potencia y energía. El mercado eléctrico guatemalteco no hace distinción en el precio de la potencia por la procedencia que esta tenga.
- El despacho de la generación se fundamenta en criterios técnicos – económicos (costo de la energía eléctrica).
- Existe exención de impuestos para la importación de combustible cuya finalidad sea la generación de electricidad (esta última no es una condición creada por la reforma del subsector eléctrico).

Adicionalmente, existen condiciones económicas relacionadas con las propias tecnologías, que hacen más competitivas a unas que a otras, tales como:

- Las inversiones en tecnologías convencionales son menores que las inversiones en tecnologías renovables, para una misma capacidad instalada.
- Los períodos de recuperación de inversión son menores para inversiones en tecnologías convencionales que para inversiones en tecnologías renovables.
- Las tecnologías convencionales han sido ampliamente probadas, en contraste con las tecnologías renovables. Esto implica mayores riesgos y mayores costos para la operación y mantenimiento de centrales de generación renovable.

Cuadro 13. Evolución de la generación eléctrica neta en Guatemala (GWh)

	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Gas	Carbón	Cogener
1985	1 493.1	675.2	0.0	467.5	13.0	337.5	0.0	0.0
1990	2 318.4	2 140.6	0.0	81.2	1.5	95.1	0.0	0.0
1994	3 225.5	1 597.8	0.0	307.7	846.8	431.6	0.0	41.6
1995	3 479.4	1 903.8	0.0	192.4	776.8	491.7	0.0	114.6
1996	3 760.0	2 299.9	0.0	120.1	878.7	231.3	0.0	230.0
1997	4 204.2	2 103.0	0.0	25.7	1 126.9	379.4	0.0	569.1
1998	4 440.4	2 016.4	3.6	181.5	1 063.6	439.6	0.0	735.7
1999	4 959.2	2 569.6	74.7	19.8	978.3	640.2	34.7	641.9
2000	6 047.8	2 673.9	202.2	9.0	1 280.3	655.3	558.4	668.6
2001	5 772.2	2 264.3	193.7	0.1	1 388.7	500.7	848.0	576.7
2002	6 191.1	2 013.5	130.0	7.9	1 656.8	818.4	943.3	621.1
2003	6 574.9	2 188.4	195.0	0.1	2 040.4	671.2	892.1	587.7
2004	6 999.0	2 655.9	194.2	0.0	1 242.9	1 270.6	1 030.0	605.5

Fuente: CEPAL 2005

3.3. Evolución de un subsector centralizado hacia un subsector libre

A partir de 1991 Guatemala tuvo una transformación sustancial en las políticas nacionales del subsector eléctrico, en el cual se implementaron directrices de apertura a la participación del sector privado en el negocio de generación eléctrica en el período 1991 - 1996. Luego de esta primera etapa y con la aprobación de la Ley General de Electricidad en 1996 se implementó una reforma en la creación del mercado, la cual involucró la institución de un mercado mayorista para electricidad y la privatización de las principales empresas distribuidoras en el país.

Actualmente, el sector público mantiene en propiedad algunas empresas distribuidoras pequeñas en áreas rurales, propiedad de municipalidades locales, y de la mayoría de las plantas hidroeléctricas del país que funcionan bajo el INDE, quien además controla la red de transmisión.

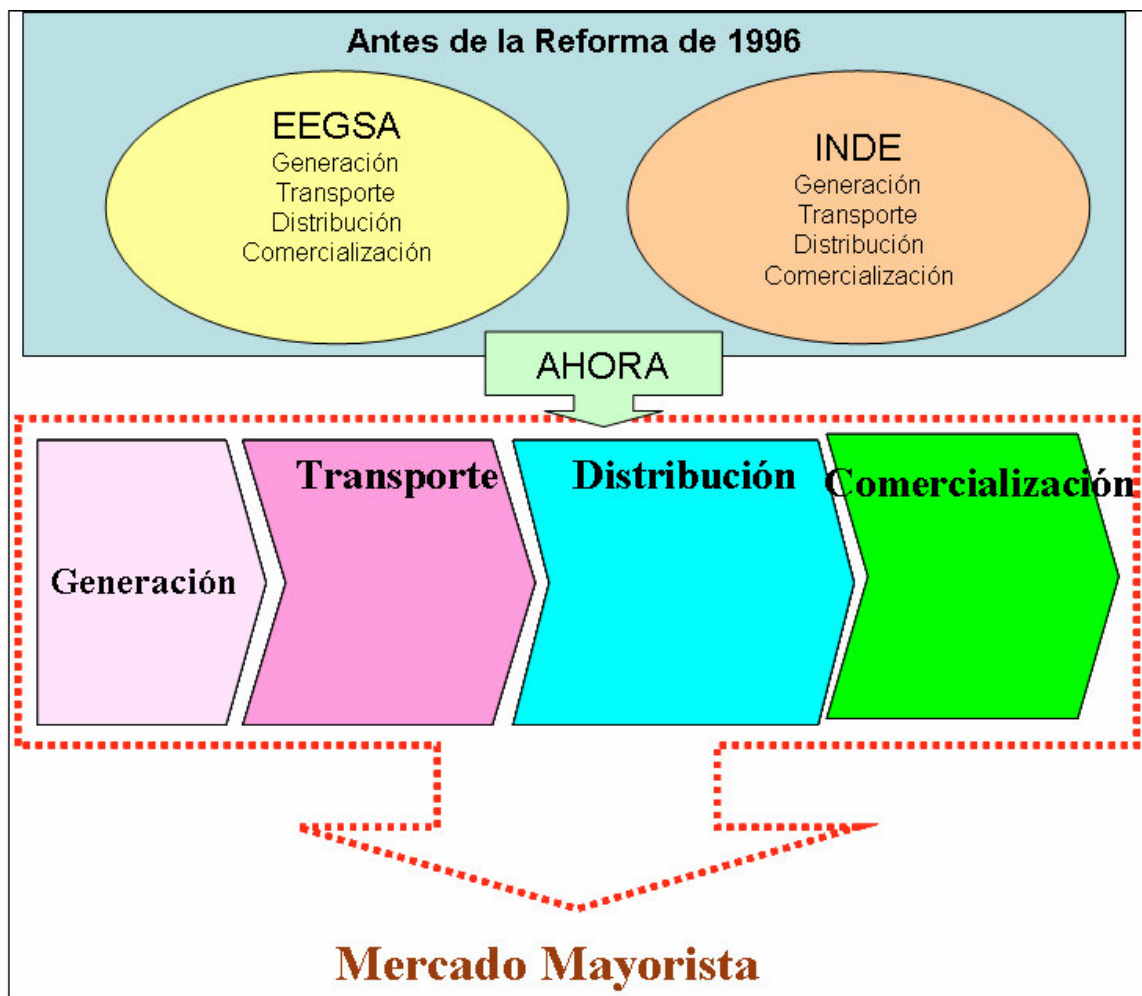
Antes de las reformas, el Estado actuaba como empresario en el sector eléctrico por medio de una participación total como monopolio en todas las actividades del proceso de producción sectorial mediante dos empresas eléctricas:

- el Instituto Nacional de Electrificación (INDE)
- la Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA).

En 1997, las plantas de generación propiedad de la EEGSA fueron adquiridas mediante un proceso de licitación por el Grupo Generador de Guatemala (GGG); el INDE vendió la distribución rural de la cual era responsable y a la fecha todavía retiene la propiedad de sus 641 MW efectivos de las plantas generadoras.

Posteriormente las acciones de las empresas de distribución del INDE fueron adquiridas por Unión FENOSA y las de EEGSA fueron adquiridas por el Consorcio Iberdrola Energía S.A., T.P.S. de Ultramar y Electricidad de Portugal S.A. Los cambios ocurridos en el subsector son mostrados por la Figura 9, la cual muestra la transición del régimen centralizado hacia el de mercado eléctrico.

Figura 9
Transición de un régimen centralizado hacia un mercado eléctrico en Guatemala



Fuente: AEACA 2004

Entre las causas que motivaron las condiciones para iniciar el proceso de la reforma se incluyen:

- El incremento en el subsidio de las tarifas eléctricas
- La falta de recursos financieros para enfrentar los requerimientos de inversión del sector.
- La anterior situación aunada a un pobre desempeño en 1991 llevaron a faltantes en la capacidad de generación y un deterioro en la calidad de servicios de transmisión y distribución. Como solución a estos problemas se permitió inicialmente la participación del sector privado en generación con el fin de lograr inversión a corto plazo y sumas de capacidad que reducirían la posibilidad de faltantes en el suministro en Guatemala.

Los resultados de esta primera fase de reformas fueron mixtos. Por un lado, la inversión privada se obtuvo a través de contratos (PPA's) a largo plazo que crearon costos varados, en la implementación de un modelo mercado mayorista eléctrico en Guatemala. Por otro lado, no solamente se atrajo la inversión privada, sino también se fijó la base para el desarrollo del proceso de reforma de segunda generación que se inició con la entrada en efecto de la Ley de Electricidad en 1996.

La Ley de Electricidad normaliza el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad, de acuerdo con principios y enunciados que son aplicables a todas las personas individuales o jurídicas, con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución; la citada Ley creó un mercado mayorista de electricidad y un nuevo marco reglamentario para el subsector.

Aunque la ley en sí no requiere la privatización de propiedades del Estado, en general se consideró como un preludio a la privatización y por consiguiente fue señalada principalmente sobre este punto.

3.4. Marco regulatorio del subsector eléctrico

3.4.1 Leyes, reglamentos y normas. El ordenamiento jurídico que norma al subsector eléctrico a partir de la reforma de 1996 se presenta a continuación. Este conjunto de leyes, reglamentos y normas constituyen el marco legal en el que se desenvuelven las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad, dentro del mercado mayorista guatemalteco. Por su jerarquía, la normativa es la siguiente:

Constitución Política de la República, en su artículo 129, que declara de urgencia nacional la electrificación del país, permitiendo la participación del sector privado.

Ley General de Electricidad, *Decreto N°93-96*, de 13 de noviembre de 1996. Esta ley norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

Reglamento de la Ley General de Electricidad, *Acuerdo Gubernativo N°256-97*, de 21 de marzo de 1997. Este es el instrumento que permite la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, *Acuerdo Gubernativo No. 299-98*. El reglamento norma las atribuciones, estructura y funcionamiento de este ente administrador.

Normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica: Son las disposiciones emitidas por la Comisión de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para complementar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del subsector eléctrico. Estas normas son:

- Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)
- Normas de Estudio de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST)
- Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT)
- Normas de Seguridad de Presas
- Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
- (NTDROID)
- Normas Técnicas de Diseño y Operación del Sistema de Transporte(NTDOST)
- Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones
- (NTCSTS)

Normativas emitidas por el Administrador del Mercado Mayorista: son las disposiciones dictadas por el Administrador del Mercado Mayorista de conformidad con la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y su propio reglamento específico. Tienen por objeto garantizar la continuidad y la calidad del servicio. Las normas de coordinación tienen dos categorías:

Normas de Coordinación Operativa –NCO-

- Base de Datos
- Coordinación de la operación en tiempo real
- Norma de coordinación de servicios complementarios
- Determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio
- Auditorias

Normas de Coordinación Comercial, las cuales son –NCC-

- Coordinación del Despacho de Carga
- Oferta firme de los generadores
- Transacciones de desvío de potencia
- Precio de oportunidad de la energía
- Sobrecostos de unidades generadoras forzadas
- Tratamiento de las pérdidas del sistema de transmisión
- Factores de pérdidas nodales
- Cargo por servicios complementarios
- Cálculo del peaje en los sistemas de transporte principal y secundarios
- Exportación e importación de energía eléctrica
- Informes de costos mayoristas

- Procedimientos de liquidación y facturación
- Mercado a término
- Sistema de medición comercial

Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto Número 52-2003 y Reglamento de la Ley de Incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable, Acuerdo Gubernativo N°211-2005, de 16 de junio del 2005.

La “Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable”, contenida en el Decreto No 52-2003, y su reglamento tienen por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para tal efecto.

Estos incentivos se refieren a exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo (utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable) para los periodos de preinversión y de construcción, el cual no excederá de diez años. Incluye exención del Impuesto sobre la Renta –ISR- por 10 años; este último incentivo tiene vigencia exclusiva a partir de la fecha en que el proyecto inicia la operación comercial.

3.4.2 Principios que rigen al subsector eléctrico guatemalteco. La ley fundamental en materia de electricidad se sustenta a través de los principios que a continuación se detallan (MEM, 2006):

Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país.

Es libre el transporte de electricidad; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.

El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad estarán sujetos a autorización.

Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del mercado mayorista estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.

3.5. Institucionalidad del subsector eléctrico.

El ordenamiento jurídico del subsector eléctrico delimita y asigna funciones a los diversos actores que intervienen en él como “ente rector”, el “ente regulador” y el “administrador del mismo”. Algunas de estas instituciones son anteriores a la reforma (Ministerio de Energía y Minas) y otras fueron creadas como consecuencia de esta (Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE-, Administrador del Mercado Mayorista –AMM-). Las instituciones que intervienen en el subsector eléctrico guatemalteco y sus funciones son las siguientes:

3.5.1 Ministerio de Energía y Minas-MEM. Fue creado mediante el Decreto Ley 106-83. Es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento.

También es el encargado de otorgar autorizaciones para la instalación de centrales generadoras, servicios de transporte y de distribución final de electricidad, y la constitución de servidumbres en los bienes de dominio público y privado. Debe elaborar los informes de evaluación socioeconómica para otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública.

3.5.1.1 Dirección General de Energía-DGE-. Es la dependencia del Ministerio de Energía y Minas que tiene como propósito, formular y coordinar las políticas, planes de Estado, Programas indicativos promoción del empleo de energías renovables y el uso eficiente de los recursos energéticos orientado a mejorar la calidad de vida de la población guatemalteca.

El Departamento de Electricidad es el encargado de proveer los términos de referencia y dar las autorizaciones que permitan a los desarrolladores de proyectos hacer uso de bienes de dominio público.

3.5.2 Comisión Nacional de Energía Eléctrica-CNEE-. Creada por la Ley General de Electricidad es el ente regulador del subsector. Es un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y tiene a su cargo, entre otras, las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y su Reglamento, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores.
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir

conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.

- Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la Ley General de Electricidad, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

La CNEE está integrada por tres miembros que representan a:

- Los rectores de las Universidades del país
- El Ministerio de Energía y Minas
- Los agentes del mercado mayorista

3.5.3 Administrador del Mercado Mayorista-AMM. El Administrador del Mercado Mayorista se creó en 1998 como un ente privado, sin fines de lucro, encargado de administrar el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado y para coordinar la operación del Sistema Nacional Interconectado –SNI-.

Su funcionamiento está regulado por la Ley General de Electricidad, el reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo N°299- 98).

Entre las principales funciones del AMM están:

- Coordinar la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista.
- Establecer los precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del país.

El AMM está conformado por una junta directiva integrada por representantes de los agentes y participantes del mercado. Además cuenta con un órgano ejecutivo, la Gerencia General del AMM.

3.6. El mercado de energía eléctrica guatemalteco

La Ley General de Electricidad, determina que el mercado de energía eléctrica está constituido por el mercado regulado y el mercado mayorista (mercado libre).

El mercado regulado está integrado de la siguiente forma:

- Oferta: está constituida por las distribuidoras autorizadas que tienen definidas la zona de autorización y el área obligatoria de servicio (franja no menor de 200 metros entorno a sus instalaciones).
- Demanda: se forma de todos los usuarios del servicio eléctrico con una demanda de potencia menor a 100 kW, situados dentro del área obligatoria de servicio de un distribuidor.

Lo anterior implica que todos los usuarios con las características indicadas forman parte del “mercado cautivo” del distribuidor. Además, todos los interesados en el servicio de energía eléctrica, situados dentro del área obligatoria de servicio de un distribuidor, tienen derecho a que éste se lo suministre. Dicho derecho existe, asimismo para el interesado que estando ubicado fuera del área obligatoria de servicio, llegue al límite de dicha área mediante líneas propias o de terceros.

Las principales características del MM son las siguientes: Pueden participar en el mercado mayorista aquellos que cumplen con las siguientes condiciones:

- Los generadores que tengan una potencia máxima de por lo menos 10 MW.
- Los distribuidores que tengan un mínimo de 20,000 usuarios.
- Los transportistas que tengan una potencia firme conectada mínima de 10 MW.
- Los comercializadores, incluyendo importadores y exportadores, que compren o vendan bloques de energía asociados a una potencia firme de por lo menos 10 MW.
- Los grandes usuarios que tengan una demanda máxima de potencia que exceda de 100 kW.

Los distribuidores, comercializadores y grandes usuarios deberán contar con contrato de potencia, que les permita cubrir sus requerimientos de demanda firme. Los agentes gozan de los derechos y obligaciones establecidas en el reglamento del AMM.

3.6.1 El mercado mayorista. La Ley General de Electricidad en su artículo 6 define el mercado mayorista como: “el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado”.

El mercado mayorista de electricidad en Guatemala está formado por un mercado spot y un mercado de contratos; la energía y la potencia se comercializan como productos distintos en ambos mercados.

En el mercado mayorista –“el mercado”- intervienen agentes y participantes, los cuales se describen en detalle en la sección 6.3 de este capítulo. Las operaciones de compra y venta del mercado mayorista se realizan en tres mercados:

- El mercado a término
- El mercado de oportunidad o mercado spot
- El mercado de desvíos de potencia

Este último se consigna en el artículo 4 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista como un “mercado” aunque a opinión del autor de este trabajo solo existen dos mercados –el mercado a término y el mercado spot-. El “mercado” de desvíos de potencia corresponde a uno de los productos y servicios transados en el mercado mayorista dentro del mercado de oportunidad; lo relativo a este “mercado” se interpretará y presentará en adelante según los define la normativa del subsector.

3.6.1.1 El mercado a término. Este es el mercado donde las transacciones de compra – venta se realizan mediante contratos entre agentes o grandes usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado los agentes del mercado mayorista y grandes usuarios pactan libremente las condiciones de sus contratos.

Los contratos de compra de potencia y energía eléctrica existentes antes de la vigencia de la Ley son considerados como pertenecientes al mercado a término. Los contratos del mercado a término están enmarcados dentro de lo preceptuado por la Ley y sus reglamentos y su coordinación comercial y operativa será realizada por el Administrador del mercado mayorista. Estos contratos no podrán tener cláusulas de compra mínima obligada de energía o limitar el derecho de vender excedentes.

El mercado a término ofrece una variedad de tipos de contratos que combinan características como: la posibilidad de contratar conjuntamente o de forma separada la energía y la capacidad. Este mercado brinda un grado de certitud de los precios.

3.6.1.2 El mercado de oportunidad. Es el conjunto de transacciones de compra venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término; en este mercado se realizan las transacciones de oportunidad de energía eléctrica con un precio establecido en forma horaria. En el mercado spot cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del Despacho de la oferta disponible.

El precio de oportunidad de la energía es el máximo costo variable de las unidades generadoras, en el nodo de referencia, que resultan generando sin restricciones en el despacho, respetando los requerimientos de servicios complementarios.

En el mercado spot, los precios horarios de energía se determinan por el recurso de menos costo de los generadores disponibles, según se establece por la información de costos marginales entregado por los operadores de plantas térmicas y de los valores del agua entregados por los operadores de plantas hidroeléctricas. Los precios de capacidad spot se determinan de igual forma al contraponer los requerimientos de demanda y las ofertas por el lado del suministro.

3.6.1.3 El mercado de desvíos de potencia. Las transacciones de desvíos de potencia son el conjunto de intercambios en el mercado mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de la potencia comprometida en contratos entre sus participantes.

Este es el mercado para las transacciones de potencia de oportunidad, con un precio establecido por el Administrador del Mercado Mayorista en forma mensual. Los participantes podrán acordar la condición de demanda interrumpible, o sea el compromiso de retirar rápidamente una parte o toda su demanda ante un requerimiento del centro de despacho de carga al presentarse una condición acordada, en particular ante emergencias o fallas en el sistema o una condición programada.

3.6.2 Productos y servicios transados en el mercado mayorista. Los productos y servicios que se compran y venden en el mercado mayorista incluyen: potencia, energía eléctrica, servicio de transporte de energía eléctrica, servicios complementarios.

3.6.2.1 Potencia eléctrica. En el contexto del mercado mayorista guatemalteco, la potencia eléctrica es la tasa máxima de energía que puede ser consumida – generada por unidad de tiempo. El mercado de potencia lo que busca es promover la inversión en el incremento de la capacidad instalada.

Este mercado tiene una figura de obligación de contratación de potencia para los grandes usuarios y comercializadores “consumidores” en un período de por lo menos un año –año estacional-. La demanda firme es la parte de la demanda máxima proyectada que le corresponde a cada distribuidor, exportador, gran usuario o comercializador que demanda potencia y energía eléctrica en el mercado mayorista. Para la determinación de la demanda firme se consideran la relación entre la demanda agente o participante “consumidor” y la

demanda total estimada para el mercado mayorista en la hora prevista para la demanda máxima proyectada, la máxima potencia neta proyectada en época seca, un cargo de reserva y pérdidas totales del sistema de transmisión.

La oferta de potencia reconocida a los generadores –oferta firme-, que corresponde al máximo valor que pueden comprometer en contratos para cobertura de demanda firme de grandes usuarios o para respaldo de potencia a otros generadores, se determina con base en su potencia máxima y el historial de desempeño –disponibilidad- del generador durante el año estacional anterior. El año estacional inicia en mayo de un año y finaliza en abril de siguiente año.

3.6.2.2 Energía eléctrica. Desde el enfoque del mercado mayorista es el total de energía eléctrica consumida – generada en un período determinado proveniente del aprovechamiento de fuentes primarias de energía o de fuentes secundarias.

El mercado de energía lo que busca es garantizar la demanda y el intercambio de energía entre los participantes. En este mercado los costos por “máquina” son determinados de 4 formas:

- Los costos variables de generación para las empresas térmicas.
- El valor del agua para empresas Hidro: El valor del agua es suministrado por el generador de acuerdo a una metodología establecida por él y aprobada por la CNEE y el AMM.
- Los precios de energía de contratos son pactados libremente entre las partes.
- Oferta de importación de energía.

3.6.2.3 Servicios de transporte de energía eléctrica. Se refiere al servicio que permite conducir la energía eléctrica desde los centros de producción hasta los centros de consumo haciendo uso del sistema de transmisión.

El sistema de transmisión es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios. Comprende un sistema principal y sistemas secundarios.

El sistema principal es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- es quien define este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el Administrador del Mercado Mayorista.

El sistema secundario es aquel que no forma parte del sistema principal (Artículo 6, Ley General de Electricidad). Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario.

El sistema de distribución es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifica el reglamento respectivo (Artículo 6, Ley General de Electricidad).

Es importante aclarar los conceptos de Sistema Eléctrico Nacional –SEN- y Sistema Nacional Interconectado –SNI-. El SEN es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país. El SNI es la porción interconectada del SEN.

3.6.2.4 Servicios complementarios. Son los servicios requeridos para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado, con el nivel de calidad y el margen de confiabilidad, de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas y en las de Coordinación.

Estos servicios son:

- Regulación de frecuencia
- Arranque en negro
- Reserva fría
- Reserva rápida para emergencias e imprevistos

Regulación de frecuencia

- Regulación primaria de frecuencia: es la regulación inmediata, con tiempo de respuesta menor a 30 segundos destinados a equilibrar desbalances instantáneos entre generación y demanda. Se realiza a base de unidades generadoras equipadas con reguladores automáticos de potencia.
- Regulación secundaria de frecuencia: es la acción manual o automática de corregir la producción de una o mas unidades generadoras para restablecer un desvío de la frecuencia producida por un desbalance entre generación y demanda. Permite a las unidades asignadas a regulación primaria volver a sus potencias programadas.
- Arranque en negro: Si, como consecuencia de perturbaciones en el SNI, se produjera la formación de islas o el colapso total del sistema, podrá ser

necesario recurrir al arranque en negro de determinadas unidades generadoras a fin de iniciar el proceso de restablecimiento.

Entre las unidades con capacidad de arranque en negro se incluyen aquellas que pueden arrancar sin necesidad de una fuente externa y las que pueden permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares.

- Reserva fría: este servicio complementario no está definido en la norma de coordinación operativa correspondiente (NCO3) aunque si se le menciona en el artículo 75 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
- Reserva rápida: La reserva rápida tiene como objetivo contar con potencia para cubrir las desviaciones respecto a la operación programada que son provocadas por contingencias u otro tipo de imprevistos importantes. Puede ser proporcionada con unidades térmicas de punta o unidades hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima en un tiempo no mayor de treinta minutos.

Los Generadores pueden ofrecer como Reserva Rápida la potencia que no forme parte de Contratos a Término, indicando magnitud y precio unitario (US \$/KW-mes), el cual no podrá superar el Precio de Referencia de la Potencia (PREFP). Al formular su oferta el Generador asume el compromiso de poner en servicio la potencia ofrecida en el momento en que se la requiera. El tiempo de toma de carga no debe superar el indicado para cada unidad en la Base de Datos.

3.6.3 Los agentes y participantes del mercado. Son agentes del mercado mayorista los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas. Los agentes deben inscribirse en el Registro habilitado para tal efecto en el Ministerio de Energía y Minas.

Los límites que determinan su calificación como agente del mercado mayorista se establecen en el Artículo 5 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Son los siguientes:

Generador: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad. Debe tener una potencia máxima de por lo menos 10 MW.

Comercializador: Es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo. Debe realizar transacciones de energía asociada a una potencia firme de, por lo menos 10 MW.

Distribuidor: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica. Debe tener un mínimo de 20,000 usuarios.

Importador: agente del mercado mayorista que importa energía eléctrica; debe realizar transacciones de energía asociada a una potencia firme de, por lo menos 10 MW.

Exportador: agente del mercado mayorista que exporta energía eléctrica; debe realizar transacciones de energía asociada a una potencia firme de, por lo menos 10 MW.

Transportista: Es la persona individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad; debe tener una potencia firme conectada mínima de 10 MW.

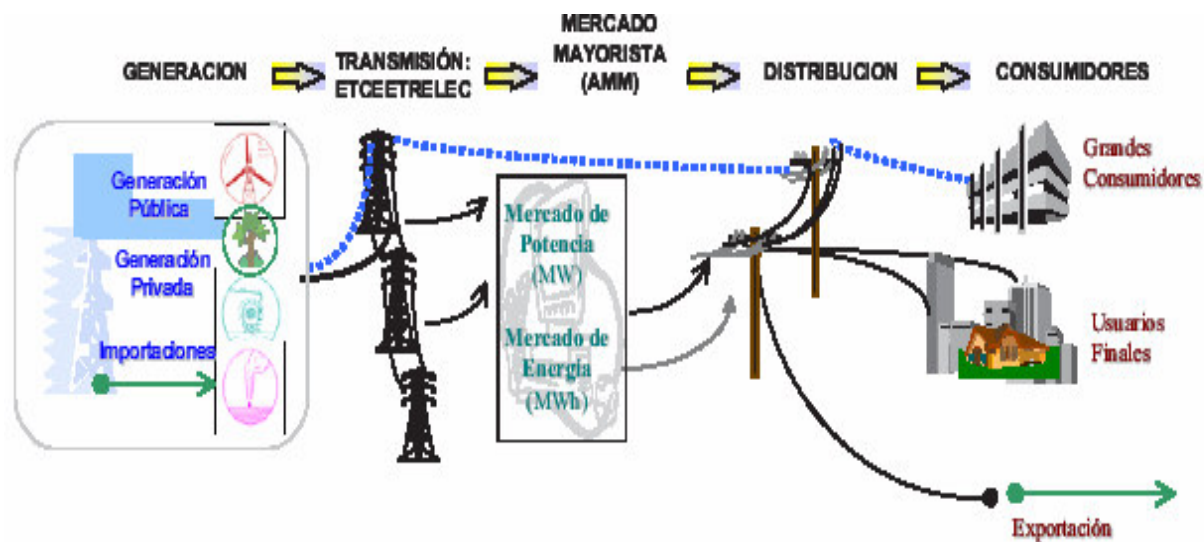
Gran usuario: es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede 100 kW o el límite inferior fijado por el Ministerio de Energía y Minas en el futuro. El Gran Usuario no es agente del mercado mayorista. El gran usuario no está sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro son libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador.

Las tarifas de los consumidores con demanda de potencia igual o inferior a 100 kW, o el límite inferior que en el futuro establezca el Ministerio de Energía y Minas, serán fijadas por la CNEE. Los grandes usuarios que participen en el mercado mayorista deben inscribirse en el Registro del mercado mayorista.

Participantes del mercado mayorista: son el conjunto de los agentes del mercado mayorista más el conjunto de las empresas que sin tener esta última condición realizan transacciones económicas en el mercado mayorista. No se incluye a los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.

Los generadores, grandes usuarios, transportistas y distribuidores del sistema nacional interconectado que sin cumplir todos los requisitos de la condición de agentes, tuvieran a juicio del administrador del mercado mayorista entidad suficiente para incorporarse a la actividad de coordinación de la operación técnica, serán reconocidos como integrantes por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, debiendo cumplir con todas las obligaciones correspondientes a un agente. Es interesante destacar que en el mercado mayorista guatemalteco no opera ni un solo agente que sea importador puro o exportador puro; las transacciones de importación y exportación son efectuadas por generadores de energía eléctrica o por comercializadores y por grandes usuarios. La Figura 10 muestra la configuración de las actividades del subsector eléctrico y algunos agentes que intervienen en el mismo.

Figura 10
Actividades del subsector eléctrico guatemalteco



Fuente: AEACA 2004

3.7. El parque de generación eléctrica guatemalteco

En la generación eléctrica actual -en Guatemala- predominan las plantas térmicas, que se caracterizan por la utilización de combustibles fósiles y que producen la energía eléctrica de mayor costo. Son las más utilizadas por las transnacionales porque su período de construcción es relativamente corto y la inversión inicial es menor, el retorno de capital es también de menor tiempo.

La capacidad firme declarada para el año 2002 fue de 1,703 MW, de los cuales solamente 36% corresponden a energía renovable, hidroeléctricas y geotérmicas. El 64% de la capacidad firme declarada por los diversos generadores correspondió a centrales termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles. Esta situación provoca un alto costo de la energía en el corto plazo y con tendencia en el mediano y largo plazo a incrementarse con una alta dependencia a las fluctuaciones de los precios internacionales de los derivados del petróleo; tienen un alto requerimiento de divisas y una mayor emisión de gases de efecto invernadero.

3.7.1 Capacidad instalada para la producción eléctrica. El Cuadro 14 muestra que la capacidad instalada para la producción eléctrica en Guatemala tuvo una evolución en el período 1999 – 2002 donde predominó el crecimiento de centrales térmicas. Para dicho período la capacidad hidroeléctrica se incrementó en 14.7 MW, mientras la capacidad térmica se incrementó en 336.4 MW.

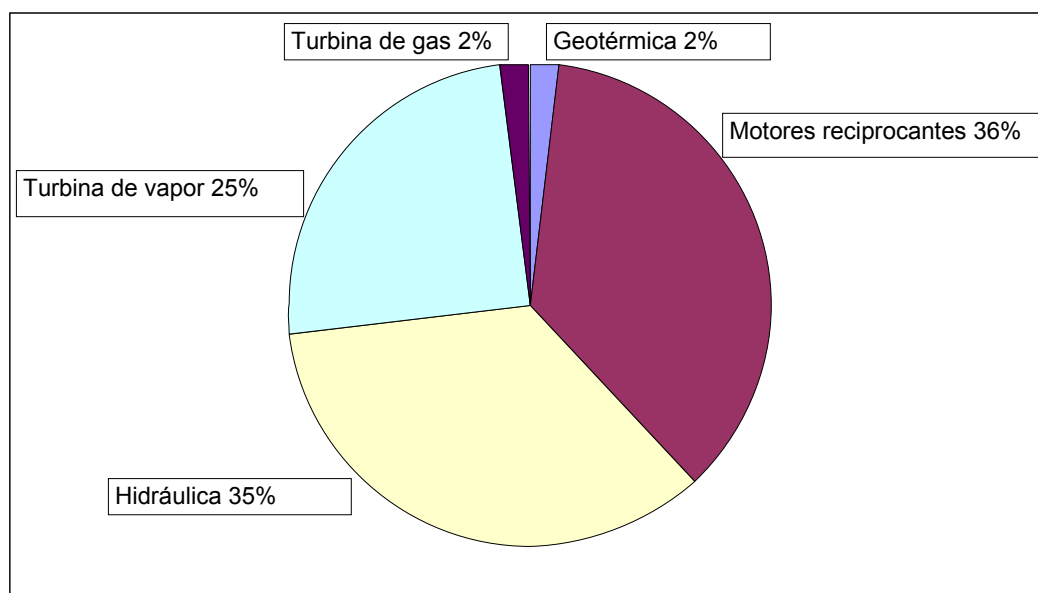
Cuadro 14
Tecnologías participantes en la producción eléctrica del subsector eléctrico guatemalteco

POTENCIA 1999 - 2002					
POTENCIA (MW)	ESTRUCTURA	1999	%	2002	%
	Hidroeléctricas	510.80	35.00	525.50	29.00
	Geotérmicas	29.00	2.00	29.00	2.00
	Térmicas	758.40	53.00	1,094.80	60.00
	Cogeneradoras	140.40	9.00	174.40	9.00
	Total	1,438.60	100.00	1,823.70	100.00

Fuente: MEM, 2002

La Figura 11 muestra la gráfica de generación eléctrica por tipo de tecnología presente en el parque generador guatemalteco. Dicha gráfica muestra que para el año 2002 la generación térmica correspondió a 64% del total producido, mientras la generación renovable fue de 36%.

Figura 11
Producción eléctrica por tipo de tecnología para 2002,



Fuente: CNEE, 2003

El detalle de las instalaciones participantes en la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica en Guatemala para el año 2003 se presenta en el Cuadro 15.

Cuadro 15.

Desglose de los generadores que constituyen la capacidad instalada en el parque de generación guatemalteco a noviembre 2003, agrupados por tipo de tecnología.

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
Nov-03

PLANTAS GENERADORAS	UNIDADES	POTENCIA		FECHA DE INSTALACION	UBICACION	
		DE PLACA MW	EFFECTIVA AL SISTEM MW		MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL		1,966.3	1,754.7			
HIDROELÉCTRICAS		621.9	569.9			
CHIXOY	5	300.0	275.0	27/11/83	San Cristobal	Alta Verapaz
AGUACAPA	3	90.0	75.0	22/02/82	Pueblo Nuevo Villa	Santa Rosa
JURUN MARINALÁ	3	60.0	60.0	12/02/70	Patil	Escuintla
EL CAÑADÁ	2	41.6	40.0	Nov-03		
LAS VACAS	1	40.0	38.0	May-02	Chinautia	Guatemala
SECAOAO	1	15.5	13.5	Julio/1998	Senahu	Alta Verapaz
ESCLAVOS	2	14.0	13.5	17/08/66	Cullapa	Santa Rosa
PASABIEN	2	12.0	12.0	Jun-05	Rio Hondo	Zacapa
MATANZAS	1	12.0	12.0	Jul-02	San Jerónimo	Baja Verapaz
RIO BOBOS	1	10.0	10.0	10/08/95	Quebradas, Morales	Izabal
POZA VERDE	2	8.1	8.0	Jun-05	Pueblo Nuevo Villa	Santa Rosa
SISTEMA MICHATOYA	5	6.7	1.0	15/10/27	Escuintla	Escuintla
SANTA MARIA	3	6.0	6.0	25/06/66	Zunil	Quezaltenango
SAN ISIDRO	2	3.5	3.4	Jul-02	San Jerónimo	Baja Verapaz
EL PORVENIR	1	2.0	2.0	Septiembre/1966	San Pablo	San Marcos
CHICHAIC	2	0.6	0.5	26/07/79	Coban	Alta Verapaz
TERMOELÉCTRICAS		1344.3	1184.8			
TURBINAS DE VAPOR		221.0	174.9			
SAN JOSÉ	1	142.0	128.9	01 Enero 2000	Masagua	Escuintla
ESC.VAPOR 2	1	53.0	24.0	22/04/77	Escuintla	Escuintla
GGG VAPOR 3	1	13.0	11.0	1959	Amatitán	Guatemala
GGG VAPOR 4	1	13.0	11.0	1961	Amatitán	Guatemala
TURBINAS DE GAS		264.0	186.3			
TAMPA	2	80.0	79.3	1995	Escuintla	Escuintla
GGG STEWART & STEVENSON	1	51.0	23.0	24/12/92	Escuintla	Escuintla
ESC.GAS 5	1	41.0	15.0	Noviembre/1985	Escuintla	Escuintla
GGG GAS 4	1	33.0	27.0	1989	Amatitán	Guatemala
ESC.GAS 3	1	26.0	17.0	09/08/76	Escuintla	Escuintla
ESC.GAS 4	1	-	-	09/08/76	Escuintla	Escuintla
GGG GAS 2	1	23.0	17.0	1978	Amatitán	Guatemala
ESC.GAS 2	2	-	-	07/05/68	Escuintla	Escuintla
GGG GAS 1	1	11.0	8.0	1964	Amatitán	Guatemala
MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA		627.2	602.6			
ARIZONA	10	167.0	160.0	Abril/Mayo 2003	San José	Escuintla
LA ESPERANZA	7	126.0	124.0	Mayo de 2000	Puerto Quetzal	Escuintla
PQPC	20	114.0	110.0	1993	Puerto Quetzal	Escuintla
LAS PALMAS	5	66.8	65.0	Septiembre/1998	Escuintla	Escuintla
SIDEGUA	10	44.0	36.0	1995	Escuintla	Escuintla
GENOR	2	42.4	41.6	Octubre/1998	Puerto Barrios	Izabal
GENERADORA PROGRESO	1	22.0	21.0	1993	Sanarate	El Progreso
LAGOTEX	4	20.0	20.0	1996	Amatitán	Guatemala
AMATEX	2	10.0	10.0	2003	Amatitán	Guatemala
ELECTROGENERACION	2	15.0	15.0	Nov-03	Amatitán	Guatemala
INGENIOS AZUCAREROS		182.7	180.2	1992 - 1996	Varios	Escuintla
PANTALEON		36.5	36.5			Escuintla
SANTA ANA		33.8	33.8			Escuintla
LA UNIÓN		29.5	29.5			Escuintla
CONCEPCION	1	27.5	27.5			Escuintla
MADRE TIERRA		19.0	19.0			Escuintla
MAGDALENA		15.4	15.4			Escuintla
TULULA		19	16.5			Suchitepequez
GEOTÉRMICA		26.0	26.5			
ZUNIL	1	24.0	22.0	04 Agosto 1999	Zunil	Quezaltenango
CALDERAS	1	5.0	4.5	01 Diciembre 2002	San Vicente Pacaya	Guatemala

Fuente: AMM, 2005

3.8. La dinámica del subsector eléctrico

En el mercado mayorista hay más de un centenar de actores, lo cual demuestra su dinamismo y crecimiento. A continuación se describe de manera breve las características de estructura, dimensión y participación empresarial de los agentes del mercado mayorista guatemalteco en cada una de las actividades de la industria eléctrica.

3.8.1 Generación. Con base en la información presentada en el Cuadro 12, se observa que Guatemala contaba a diciembre del 2002 con una capacidad instalada de 1,703.0 MW. De esta capacidad, 558.1 MW corresponden a generación con plantas hidroeléctricas, 33 MW corresponden a plantas geotérmicas, 182.7 MW a generadores que utilizan bagazo de caña y 929.2 MW que utilizan derivados del petróleo y carbón mineral.

Según datos del MEM, la capacidad firme declarada en Guatemala se incrementó en el período 1991 a 2003 en 991 MW, de los cuales solamente 103 MW corresponden a hidroeléctricas y geotérmicas. A diciembre de 2002, el 46.2% de la producción provino de fuentes renovables de energía y el 53.8% correspondió a centrales termoeléctricas.

La demanda de potencia ha crecido en los últimos años a un promedio del 7.7% y la energía al 8.0% y se estima que para los próximos años alcanzará un crecimiento constante promedio de 5.0% al año 2,010.

3.8.2 Transporte. En el sistema de transporte se identifican el *sistema principal* y el *sistema secundario*. El sistema principal, compartido por todos los generadores, es propiedad del INDE y operado por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE); este sistema también incluye la interconexión Guatemala - El Salvador - Honduras.

El sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica distinta al sistema principal y las redes de Distribución por exclusión, es operado por la empresa Transportista Eléctrica Centro Americana, S.A. (TRELEC) propiedad del consorcio que adquirió los activos de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

3.8.3 Distribución. En 1998 las empresas Unión Fenosa e Iberdrola adquirieron la distribución en Guatemala. Iberdrola suministra el servicio de energía eléctrica en la zona central de Guatemala (Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima, EEGSA); mientras que en la zona occidental del país el servicio es prestado por la Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima (DEOCSA), y en la zona oriental el servicio es prestado por la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima (DEORSA), estas dos últimas son propiedad de Unión FENOSA.

Aparte de estas empresas, existen otras que prestan servicios de distribución como las 13 empresas eléctricas municipales (EEM) y algunas empresas de distribución privada en sistemas aislados, siendo un total de 16 empresas distribuidoras en el país.

Por medio de la Bolsa de Valores, se ofreció al mercado internacional el restante 8,26% de las acciones en manos del INDE como parte de DEORSA. Los fondos provenientes de esta venta serán destinados al Fideicomiso de

Administración INDE, que viene ejecutando los proyectos de electrificación contenidos en el Plan de Electrificación Rural.

3.8.4 Comercialización. Existen 16 compañías comercializadoras de electricidad, una de las cuales es COMEGSA (Comercializadora Eléctrica de Guatemala S. A.), creada por Empresa Eléctrica de Guatemala EEGSA. COMEGSA no tiene la carga de compromisos por la firma de Contratos de Compra-Venta de Energía y puede comprar en el mercado mayorista a precios menores de los que EEGSA debe pagar por sus compromisos establecidos en los contratos de compra ya firmados antes de 1998 los cuales fueron renegociados para adaptarlos a la Ley General de Electricidad.

3.9. Electrificación rural

Cifras recientes (2005) de la Dirección de Energía del Ministerio de Energía y Minas, indican que cerca del 84% de la población en Guatemala cuenta con acceso a electricidad (en el año 1995 solamente un poco más del 50% de la población tenía acceso). En las áreas rurales, se estima que el 60% de la población cuenta con este acceso, pero un 20% de dicha población no es posible atender en los planes de electrificación rural tradicionales (extensión de red, sino con fuentes alternativas de energía).

Entre las metas de la Política Nacional a nivel rural destacan el uso de los recursos energéticos autóctonos, la energización como motor del desarrollo sustentable, el uso de tecnologías limpias, incluyendo estufas mejoradas, la incorporación del área rural a la vida nacional a través de comunicaciones y el mejoramiento de los servicios de salud, educación y agricultura.

A finales de 1998, el INDE vendió su compañía de distribución, dividida en dos áreas. Con la venta de estas empresas, Bonos del Tesoro del Ministerio de Finanzas Públicas y la venta de acciones a empleados y participación ciudadana, el INDE creó el Fideicomiso de Electrificación Rural, con un fondo de US\$333 millones - de los cuales aproximadamente el 45% se utilizará para el fortalecimiento de la red de transporte y el resto en la construcción de la infraestructura secundaria en el área rural-, con el compromiso de promover el desarrollo rural. Estos fondos son administrados por el Comité Técnico del Fideicomiso formado por: un representante del MEM, uno del INDE y uno de las Distribuidoras DEOCSADEORSA de Unión Fenosa.

Este fideicomiso consiste básicamente en la construcción de líneas y redes de distribución, subestaciones y líneas de transmisión, para proporcionar servicio eléctrico a acerca de 280,000 nuevos usuarios distribuidos en 2,634 comunidades dentro del área de servicio de las Empresas de Distribución del INDE. Con esto se espera beneficiar a 1,610,000 habitantes.

Por medio de este Fideicomiso en Guatemala se ejecuta en la actualidad el Programa de Electrificación Rural. El contrato de fideicomiso es el programa de electrificación rural más importante que se haya formulado desde el punto de vista, tanto de cobertura eléctrica como del financiero, ya que considera la conexión de 280,639 nuevos usuarios beneficiando a 1,571,000 guatemaltecos.

3.10. Elementos de política para aprovechamiento de energía renovable en Guatemala

Guatemala no cuenta con una política explícita para orientar el subsector eléctrico hacia el aprovechamiento de los recursos renovables para la generación eléctrica. El país cuenta con una serie de elementos dispersos que en su conjunto guardan relación con el aprovechamiento de energía renovable en el subsector eléctrico. La formulación y creación de dicha política y sus instrumentos debe ser el resultado del consenso entre todos los actores involucrados (agentes del mercado, AMM, MARN, CNEE, etc.) bajo la moderación del ente rector del subsector (MEM). El MEM se encuentra ejecutando diferentes proyectos para concretar acciones en la promoción de las energías renovables, algunos de estos proyectos son:

3.10.1 Centro de Información y Promoción de las Energías Renovables En enero del 2000 inició operaciones el “Centro de Información y Promoción de las Energías Renovables”, el cual fue oficialmente creado en el mes de octubre del 2002. Este Centro ha establecido un servicio sostenible de captación y suministro de información sistemática, consistente y confiable sobre el potencial de las energías renovables que coadyuva a los inversionistas para que puedan acceder información básica para realizar sus estudios de factibilidad.

3.10.2 Fondo de Financiamiento para Proyectos de Energías Renovables El MEM estudia la factibilidad de crear un “Fondo de Financiamiento para Proyectos de Energías Renovables” cuyo objetivo es la creación de mecanismos y procedimientos operativos de funcionamiento más aceptables requeridos para incentivar la inversión en proyectos de energía renovable. Se espera financiar parcialmente la infraestructura de generación eléctrica sin considerar tratos preferenciales, ni subvenciones a los precios de la electricidad por el hecho de ser producida con recursos renovables.

3.10.3 Reglamento de Generación Distribuida. Se trabaja en la preparación de un “Reglamento de Generación Distribuida”. Este reglamento tiene por objeto normar el aprovechamiento de los recursos energéticos ubicados en forma dispersa en todo el territorio guatemalteco y que tiene una capacidad igual o menor a 5,000 kilovatios de potencia. Esta capacidad puede ser interconectada a la red de media o baja tensión para su ulterior uso en el o los sistemas de distribución o su eventual colocación en el mercado mayorista. Las fuentes energéticas pueden ser de origen térmico, hidráulico, eólico, solar u

otro medio renovable que sea factible para producción de energía eléctrica, en todo momento se respetará el medio ambiente y la legislación vigente o requerida para las prácticas aceptables en esta materia.

3.10.4 Programa de Biocombustible. Se trabajó en consolidar un “Programa de Biocombustible” formado por 3 componentes:

- Bio-diesel, utilizando las semillas de higüerillo (*Recinus comunis*);
- Bi-ethanol: alcohol con frutas de desecho
- Bosques energéticos: para hacer carbón en briquetas para alimentar en calderas que utilizan bunker.

3.10.5 Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable - Decreto No 52-2003- y su Reglamento –Acuerdo Gubernativo 211-2005-. La “Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable” y su Reglamento son la única norma explícita vigente en Guatemala para promover mediante incentivos fiscales, económicos y administrativos, el aprovechamiento de la energía renovable. Los incentivos de esta ley son los siguientes:

- Fiscales: exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, exención del Impuesto sobre la Renta –ISR- por 10 años;
- Económicos: contempla el “reconocimiento” de los certificados de emisión para los proyectos de energía renovable que, dada su naturaleza, reducen la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Este incentivo no tiene validez mediante esta ley, sino a través del Protocolo de Kyoto firmado y ratificado por Guatemala. Para la implementación de uno de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo, a saber, el Mecanismo de Desarrollo Limpio –MDL- El Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales –MARN- es la Autoridad Nacional Designada –AND- por Guatemala. La Oficina Nacional de Desarrollo Limpio –ONDL- es la dependencia del MARN que realiza la evaluación y calificación de proyectos para que se emita la Aprobación Nacional a los mismos.
- Administrativos: esta ley reconoce el “silencio administrativo”.

La información presentada en este capítulo sintetiza los aspectos relevantes que es importante comprender con claridad para contextualizar al subsector eléctrico, conocer su integración, su funcionamiento, sus actores y el rumbo “esperado” en virtud de la inercia del régimen establecido para el mismo.

Es en el subsector eléctrico aquí definido donde el presente trabajo profesional de graduación propone el establecimiento de lineamientos que sean viables y útiles para la sostenibilidad –en la acepción integral del concepto- del

subsector, y sobre todo, para alcanzar el fin para el cual la energía se constituye en medio: el desarrollo del ser humano.

3.11. Potencial en el subsector eléctrico de Guatemala

Guatemala es un país con un alto potencial en fuentes renovables de energía que pueden ser aprovechados para la producción eléctrica y satisfacer la demanda eléctrica del país. Debido a que el petróleo producido por Guatemala no es consumido en el país ni utilizado localmente con fines energéticos, no es considerado en este trabajo dentro del potencial energético utilizable para ser aprovechado en el subsector para la producción eléctrica.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el Instituto Nacional de Electrificación han realizado diferentes estudios orientados a la determinación del potencial energético (energías renovables) del país. Dichos estudios dan cuenta de un potencial hidroeléctrico de 4,103 MW y 1,000 MW de potencial geotérmico; el potencial teórico de energía eólica es de 7,800 MW (MEM, 2005). Actualmente el MEM realiza mediciones en distintos puntos del país para determinar con mayor certeza los puntos y potencial eólico con que cuenta Guatemala.

3.11.1 Potencial hidroeléctrico. Guatemala está ubicada en una zona tropical y subtropical. Cuenta con tres vertientes hidrográficas, la del Océano Pacífico, la del Golfo de México y la del Atlántico, en ellas existen 38 cuencas hidrográficas, que drenan sus aguas a los diferentes océanos. La Figura 12 muestra las cuencas hidrográficas del país.

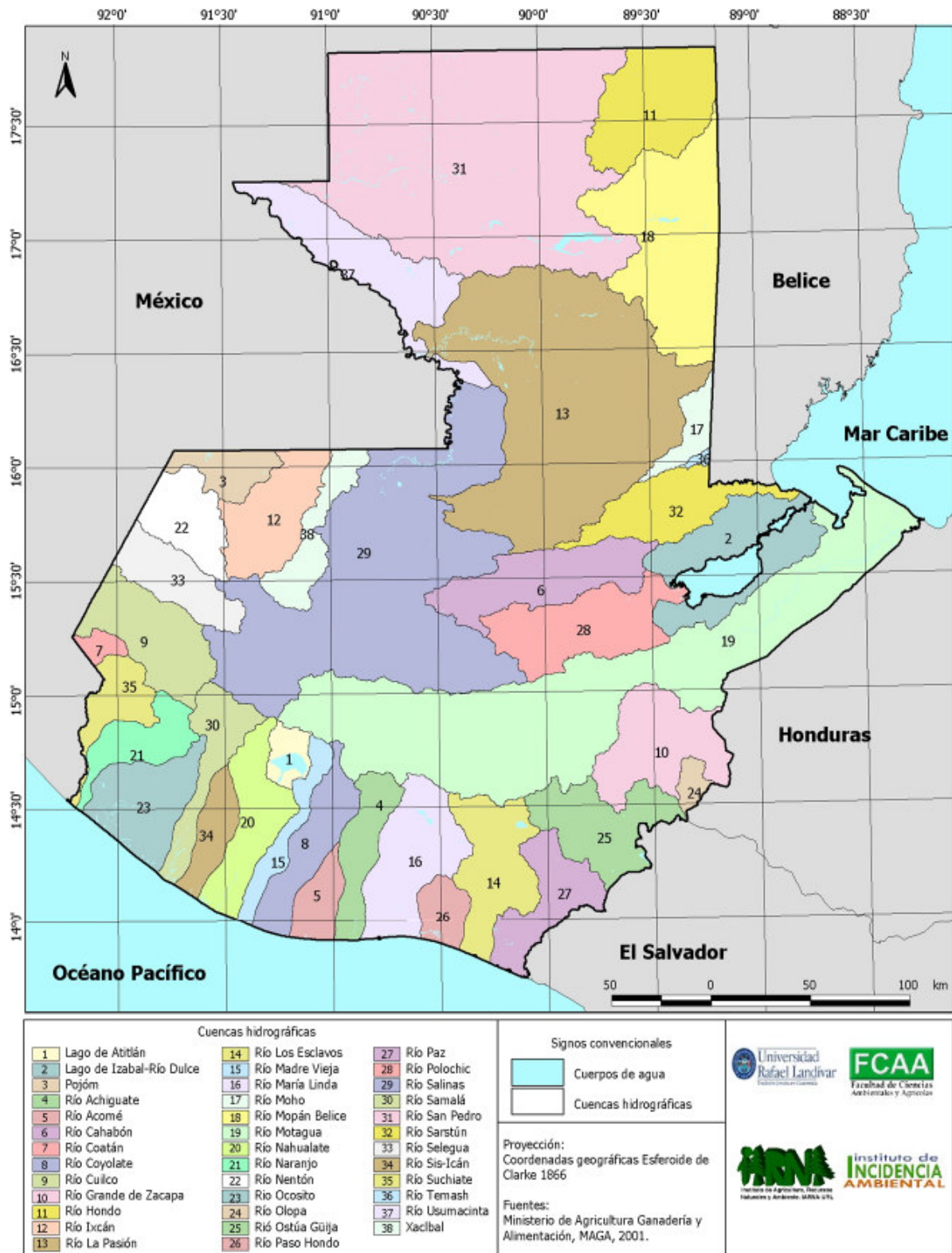
El Cuadro 16 muestra un resumen de los proyectos hidroeléctricos identificados en el país agrupados en función del potencial identificado.

Cuadro 16
Resumen de proyectos hidroeléctricos identificados en el país

No.	Proyectos		Número de Proyectos	Capacidad (MW)	Producción (GWh/año)
1	Menores de 5 MW		13	46.30	126.40
2	Entre 6 y 15 MW		28	288.00	1,028.10
3	Mayores de 16 MW		27	2,369.60	8,194.40
4	Entre 50 y 75 MW	Opción 1	4	262.20	1,099.00
		Opción 2	4	256.80	1,071.00
5	Mayores de 100 MW	Opción 1	3	905.00	3,474.00
		Opción 2	3	805.00	3,219.00
6	Cuenca Río Suchiate		12	78.20	645.50
7	Cuencas Río Naranjo		4	23.50	198.40
8	Proyectos con Autorización Definitiva		4	101.70	442.10
9	PCH's Registradas		9	30.70	
		Total Opción 1	104	4,103.00	15,208.00
		Total Opción 1	104	3,998.00	14,925.00

Fuente: MEM, 2005

Figura 12
Cuenkas hidrográficas de Guatemala



Fuente: Perfil Ambiental de Guatemala, 2004

El mayor potencial se presenta en puntos donde pueden construirse aprovechamientos hidroeléctricos con capacidad en el rango de 16 a 50 MW. Estos proyectos presentan diversas ventajas: están ubicados dispersamente en el país, las inversiones requeridas se encuentran en un rango intermedio y los impactos ambientales asociados a sus represas pueden manejarse con menor dificultad que las de los proyectos de mayor capacidad.

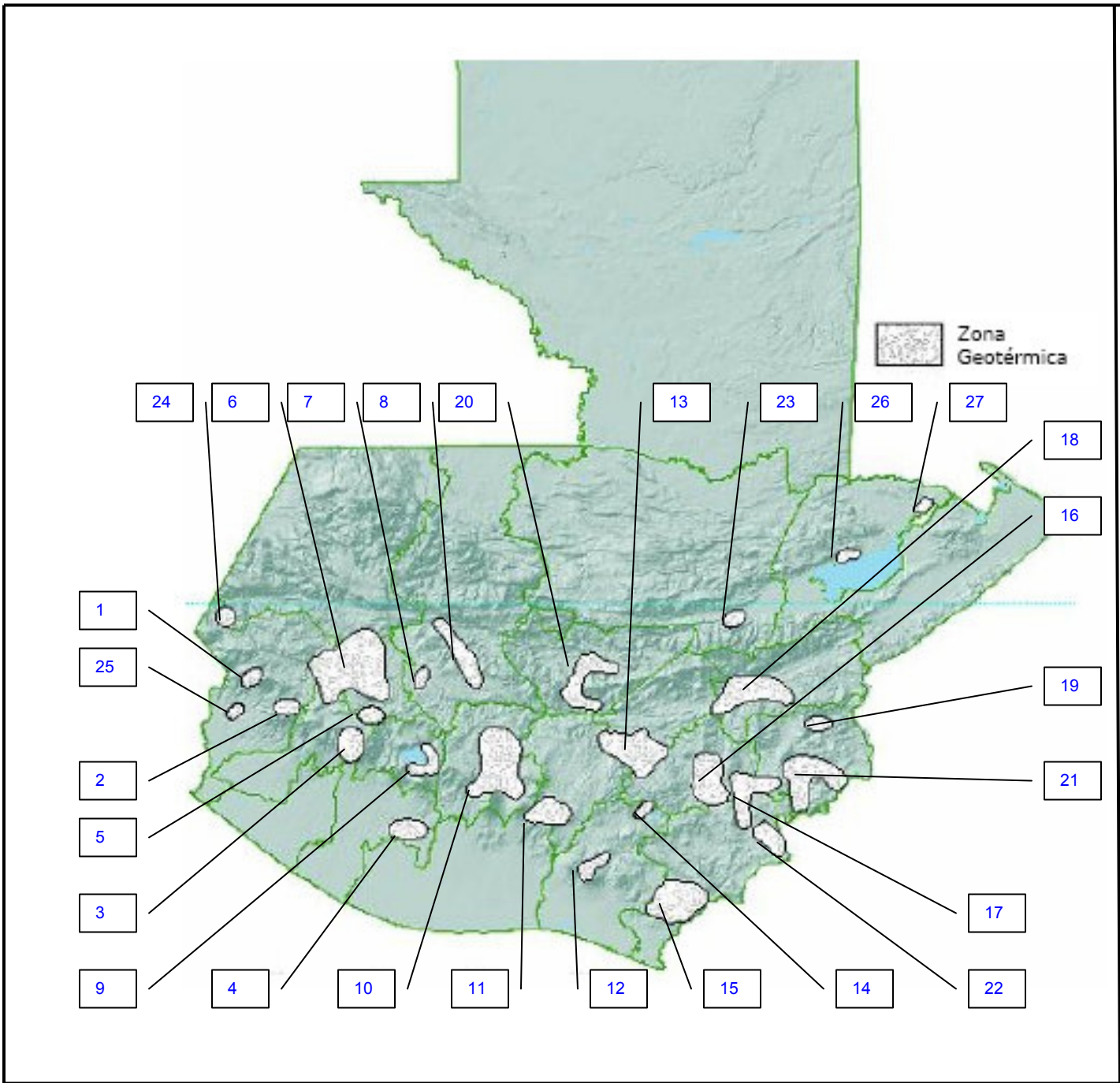
3.11.2 Potencial geotérmico. Guatemala es atravesada por un cinturón volcánico este – oeste, paralelo a la costa del océano pacífico; por esa razón los sitios con potencial para aprovechamiento geotérmico con fines de producción eléctrica se localizan en la región centro –sur del país desde el departamento de San Marcos (en el occidente del país) hasta los departamentos de Jutiapa y Chiquimula (en el oriente del país). El Cuadro 17 presenta información respecto a las temperaturas superficiales y temperatura deducida para áreas con manifestaciones geotérmicas en el país y la Figura 13 presenta el mapa que identifica dichas áreas.

Cuadro 17
Áreas geotérmicas identificadas en Guatemala

No.	Área geotérmica	Temperatura superficial (°C)	Temperatura deducida (°C)
1	Tajumulco		
2	San Marcos	87	185(284)
3	Zunil	87	208
4	La Memoria	60	160
5	Totonicapán	49	199
6	Momostenango	95	180(234)
7	Quiché	ND	ND
8	Sacapulas-Zacualpa	45	160
9	Atitlán	47	150(195)
10	Chimaltenango	48	185
11	Amatitlán	90	240(237)
12	Ixpaco	95	205(195)
13	Sanarate	93	185
14	Ayarza	ND	ND
15	Moyuta	88	185(193)
16	Monjas	49	160
17	Ipala	64	180
18	Zacapa	86	160
19	Camotán	49	150
20	Granados	87	200
21	Esquipulas	50	221
22	Asunción Mita	94	200
23	Polochic-Agua Caliente	ND	ND
24	San Marcos-Tacaná	ND	ND
25	San Marcos-Malacatán	ND	ND
26	Polochic-Canlún	ND	ND
27	Polochic-Livingston	ND	ND
	*ND: DATO NO DISPONIBLE		

Fuente: MEM, 2005

Figura 13
Zonas geotérmicas identificadas en Guatemala



Fuente: MEM, 2005

3.11.3 Potencial eólico y solar. Aunque actualmente no se dispone de estudios y mediciones específicos que den cuenta del potencial eólico y solar en el país, gracias a la ayuda técnica y financiera del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) a través del Proyecto Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) se cuenta con la siguiente información relativa a estos recursos:

Información del recurso eólico para Guatemala:

- Mapas con densidad de viento a 50 m, en vatios/m², para los países de Centroamérica y Cuba.
- Mapas con radiación Solar Global anual, en kWh/m²/día, para Centroamérica y Cuba.
- Programa de herramientas geoespaciales que muestran los potenciales eólicos y solares de Guatemala, así como información geográfica y de infraestructura.

Estas investigaciones permiten identificar los lugares con los valores promedios anuales de velocidad de viento más altos y así determinar los puntos de interés donde desarrollar mediciones para la evaluación de desarrollo de proyectos de producción eléctrica y otros usos.

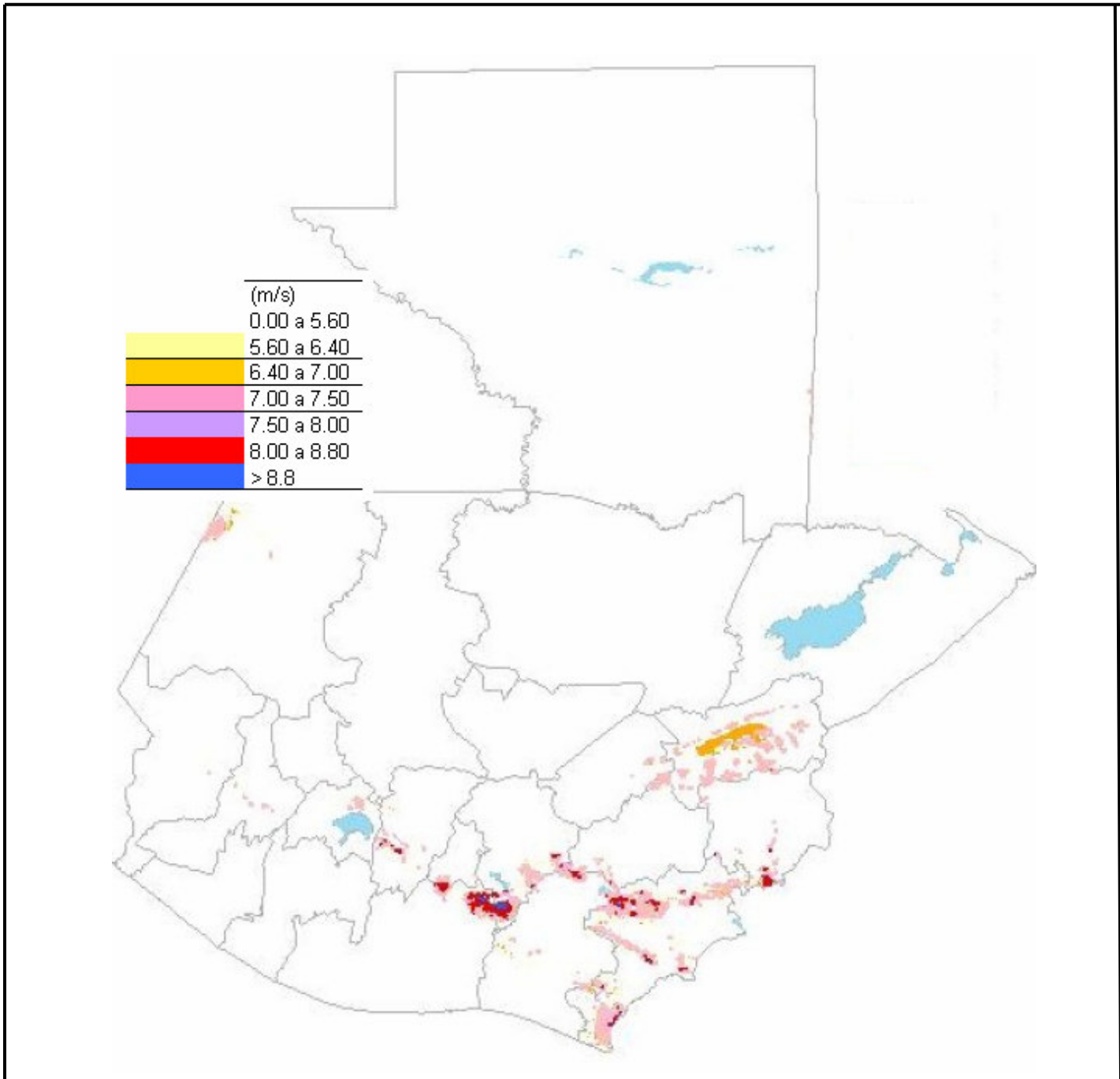
La Figura 14 presenta un mapa que muestra información de densidad del viento y velocidad a 50 m. Según muestra dicha figura, velocidades superiores a 8 m/s únicamente han sido registradas en la parte sur del departamento de Guatemala, aledaño al departamento de Escuintla. La zona indicada presenta problemas de turbulencia, lo cual podría complicar el aprovechamiento del recurso para la producción eléctrica.

Los departamentos de Jutiapa y Zacapa son los que cuentan la mayor cantidad de áreas cuyas velocidades de viento se encuentran en el orden de 7.00 a 7.50 m/s.

En lo que respecta al recurso solar, el valor anual de radiación global solar para todo el país, en promedio es de 5.3 kWh/m²/día. El mapa de radiación solar (Figura 15) permitirá conocer los lugares en donde, debido al nivel de radiación, se hace más viable el desarrollo de proyectos fotovoltaicos y otros aprovechamientos fototérmicos, tales como calentadores y secadores solares.

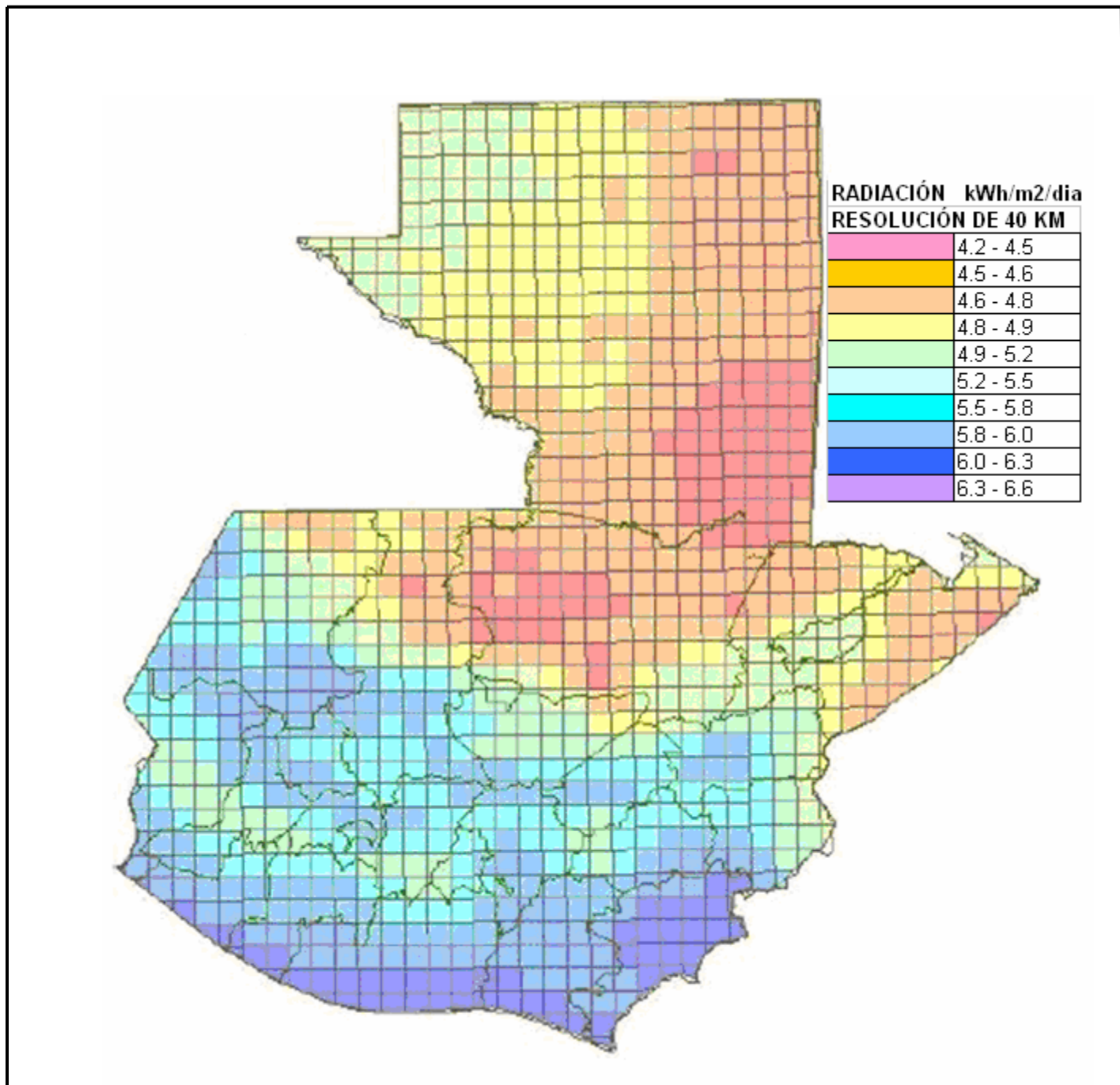
La zona del país con mayor radiación solar es la costa del Pacífico, principalmente en los departamentos de Escuintla y Santa Rosa, con valores promedio de 6.3 a 6.6 kWh/m²/día. Las zonas de menor radiación solar del país se localizan en el nor occidente del departamento de Alta Verapaz y el sur oriente de Petén con valores en el orden de 4.2 a 4.5 kWh/ m²/día.

Figura 14
Información del recurso eólico (Velocidad del viento en m/s) para Guatemala a 50 m.



Fuente: MEM, 2005

Figura 15
Información del recurso solar para Guatemala.



Fuente: MEM, 2005

Guatemala cuenta con un importante potencial de recursos naturales para la generación de electricidad y otros aprovechamientos energéticos. En la actualidad, el 66% del parque generador está formado por centrales eléctricas que utilizan como insumo combustibles fósiles derivados del petróleo, lo cual tiene incidencias negativas de tipo económico, ambiental y social para el país.

El aprovechamiento del potencial de energía renovable estimado para Guatemala puede contribuir a cubrir significativamente en el mediano y largo plazo la creciente demanda de energía eléctrica y reducir el uso y dependencia de los combustibles fósiles para la producción eléctrica del país.

4. LA ECONOMÍA AMBIENTAL Y EL SECTOR ENERGÉTICO

4.1. Economía ambiental y energía

La energía no es en sí misma un fin sino un medio, un medio para alcanzar el desarrollo; es un medio que facilita el desarrollo humano en todas sus esferas: económica, educación y salud.

Las actividades económicas hacen uso del ambiente como una fuente de recursos materiales y no materiales y como un sumidero para los subproductos de las actividades de producción y consumo; derivado de ello surgen transformaciones, transporte de materiales e intercambios de energía que redundan en alteraciones al ambiente. Estas alteraciones en muchos casos ponen en peligro la integridad del ambiente y de las personas al rebasar la capacidad de carga de los ecosistemas.

Muchos de los servicios y productos que el ambiente proporciona como “fuente de” y “receptor de” las actividades económicas carecen de una valoración que permita su uso y asignación eficiente dentro del sistema económico homogenizado, por lo que el carácter autorenovable del ambiente peligra y queda en entredicho debido a la intensidad de uso del cual es objeto.

Las actividades de producción y consumo energéticos no solo soportan el desarrollo de otras actividades económicas (son un medio para el desarrollo económico), sino en sí mismas son actividades que hacen uso del ambiente como fuente y receptor. Dicha situación aunada a las características del actual modelo de producción y consumo energéticos, provocan que el sector energético sea uno de los de mayor impacto sobre el ambiente.

Dada la relación entre las actividades económicas (incluida en ellas **la producción y consumo energéticos**) y el ambiente y las repercusiones de uno sobre la sostenibilidad del otro, se hace necesaria una disciplina que racionalice las interrelaciones y eficiente la asignación de los recursos. Esta disciplina es la rama de la economía denominada: economía ambiental.

La economía ambiental provee herramientas que, enfocadas al sector energético, permiten una racionalización y eficientización en la asignación que se hace de los recursos en dicho sector.

4.1.1 Consideraciones generales respecto a la economía, el ambiente y la asignación eficiente de recursos. La energía es un recurso utilizado para el soporte de las actividades económicas. Como se indicó anteriormente es obtenida a partir de recursos naturales; estos pueden ser de carácter renovable o no renovable.

La propia actividad de la producción energética, al hacer uso de dichos recursos, provoca modificaciones e impactos en el ambiente; muchos de estos impactos son identificables y susceptibles de ser valorados económicamente – con el auxilio de la economía ambiental- a fin de ser introducidos (internalizados) en el precio final del producto energético obtenido. Lo anterior permite hacer una mayor aproximación al valor real de los productos energéticos y, en consecuencia, asignarlos eficientemente.

La adecuada valoración de los productos energéticos así obtenidos constituye un mecanismo que incentiva el aprovechamiento racional y la asignación eficiente que permite la sostenibilidad de la propia actividad energética y de las demás actividades económicas que esta soporta dentro de la economía.

Al hablar de economía se hace referencia a una población compuesta por agentes económicos, las instituciones (incluyendo las empresas y el gobierno) y las diferentes interrelaciones entre los agentes y las instituciones representadas en los mercados. También se puede decir que la economía trata sobre el estudio de cómo y por qué los individuos y grupos en la sociedad toman decisiones sobre el uso y la distribución de recursos humanos y no humanos valiosos.

La economía además de dedicarse al estudio de las ganancias financieras de los agentes, obtenidas a partir de la toma de decisiones desde el punto de vista privado, se dedica también, a analizar situaciones de escasez de los recursos desde el punto de vista de la eficiencia económica.

La eficiencia económica tiene que ver con la asignación de los recursos a sus mejores usos, considerando como “mejores usos” todos aquellos que generan los “mayores valores económicos”. Existe la hipótesis que señala que si se cuenta con mercados competitivos se puede alcanzar asignaciones eficientes desde el punto de vista económico que maximicen el bienestar económico de la sociedad. Dicha eficiencia económica es expresada en términos de asignaciones eficientes en el sentido de Pareto.

Una asignación eficiente será un punto “Óptimo de Pareto” si al alcanzar un nivel máximo de bienestar económico la sociedad ha agotado las ganancias derivadas del intercambio. En términos de evaluación de políticas públicas, este punto es llamado “primer mejor”. Para poder alcanzar la condición de Óptimo de Pareto es muy importante la existencia de mercados competitivos. Sin embargo, los mercados competitivos, llamados también mercados completos, en algunas

ocasiones son incapaces de generar asignaciones eficientes de algunos bienes y/o servicios.

Esto sucede debido a que los mercados competitivos fracasan en asignar de manera eficiente bienes y servicios cuando estos últimos tienen características de bienes públicos, cuando se encuentra presente el problema de las externalidades y cuando se tienen problemas de información. Todo esto conduce a asignaciones no eficientes en el sentido de Pareto que producen pérdidas en el bienestar económico de la sociedad.

Este problema se presenta con mucha frecuencia en asignaciones de recursos naturales y ambientales. La consecuencia final de ineficiencia derivada de la asignación de usos inadecuados se manifiesta en una degradación y agotamiento de los recursos naturales y ambientales. Esta es la fuente principal de problemas que tienen que ser tratados por la economía ambiental.

Los recursos ambientales al ser utilizados por los individuos tanto en actividades de consumo como de producción generan bienestar para la sociedad. Debido a esto los individuos pueden considerar el hecho de asignar un valor económico para estos y por consiguiente poder tratarlos como activos económicos. Sin embargo, al fracasar los mercados en la asignación de estos tipos de recursos, lo más común es que la sociedad los subvalore.

Todo lo anterior justifica la creación de una rama de la economía que trate de estudiar estos problemas y trate de brindar soluciones para estos; esta rama de la economía se llama economía ambiental. La economía ambiental provee las herramientas analíticas y cuantitativas para estudiar y tratar de dar soluciones a los problemas de asignación ineficiente de recursos naturales y ambientales en la sociedad.

4.1.2 Definición de economía ambiental. La economía ambiental es la rama de la economía que estudia los impactos de la economía sobre el medio ambiente, la importancia del medio ambiente para la economía y la manera apropiada de regular la actividad económica con miras a alcanzar un equilibrio entre las metas de conservación ambiental, de crecimiento económico y otras metas sociales, como por ejemplo, el desarrollo económico y la equidad intergeneracional.

Los actuales problemas ambientales son el reflejo de un problema de actitud por parte de las personas que habitan el planeta. Si todas las personas desarrollaran sus actividades dentro de un patrón de comportamiento compatible con la conservación y preservación del ambiente, los graves problemas ambientales enfrentados en la actualidad no existirían.

La economía ambiental es la encargada de establecer la diferencia cuando una sustancia química es un mal o un bien para la sociedad. Un ejemplo de esto puede ser el caso del dióxido de carbono. Esta sustancia puede ser generada como un subproducto a partir de un proceso de producción de un bien que necesita la sociedad. Es decir, las personas que actúan como consumidores en la economía necesitan el bien asociado con el dióxido de carbono pero al mismo tiempo obtienen desutilidad (daño) debido a la contaminación originada por el dióxido de carbono.

Aunque la economía ambiental se origina a partir de finales de la década de los 50's e inicios de los 60's, es hasta la década de los 70's que logra experimentar un gran salto en cuanto a su importancia como una herramienta de análisis de los problemas económicos relacionados con el medio ambiente.

Los métodos de valoración son una parte integral de la prevención ambiental, y están siendo utilizados en los procesos de toma de decisiones relacionados con la viabilidad de proyectos y/o políticas públicas que traen consigo impactos sobre el ambiente. Además, la economía ambiental está jugando un papel muy importante en el debate actual acerca del calentamiento global y el cambio climático.

4.2. Fallas de mercado

Un mercado es una institución de intercambio que sirve a la sociedad para desarrollar su actividad económica. Los mercados utilizan los precios como indicativo de las preferencias de la sociedad y señala los límites que enfrentan las personas en términos de la escasez de los recursos. La sociedad se caracteriza a su vez por ser muy variada y diversa en cuanto a sus gustos y preferencias.

El mercado es una institución capaz de hacer que las decisiones económicas en la sociedad se tomen de manera coordinada y eficiente. El poder de un mercado se genera cuando este permite que el proceso de toma de decisiones se desarrolle bajo un marco descentralizado, evitando de esta manera que exista un único ente rector tomador de decisiones bajo un esquema centralizado que pueda dar paso a la posibilidad de toma de decisiones ineficientes. Por otra parte, los precios de mercado racionalizan los recursos entre los individuos de la sociedad. Un sistema de precios brinda verdaderas señales acerca de la escasez de los recursos y obliga a los individuos a dar los mejores usos a los recursos con el objetivo de maximizar su bienestar económico.

Las decisiones óptimas privadas basadas en ventajas de intercambio mutuo conducen a resultados óptimos sociales. Estrictamente, para el caso de los activos ambientales, los mercados pueden fallar si los precios no comunican

los deseos y las restricciones que enfrenta la sociedad con respecto al uso de estos recursos. Es decir, los precios pueden subestimar el rango completo de servicios que provee el activo ambiental, o simplemente puede fracasar en enviar señales correctas sobre el verdadero valor del activo ambiental. Esto por lo general hace que los óptimos privados no concuerden con los óptimos sociales. Por lo tanto, una falla de mercado ocurre cuando los sistemas de precios vigentes o la carencia de estos hace que los recursos se asignen a usos ineficientes.

4.2.1. Mercados incompletos. Para comprender mejor las fallas de mercado es de mucha utilidad conocer que es un mercado perfecto, completo, competitivo o exitoso. El sistema de mercado es considerado exitoso cuando genera eficiencia en la asignación de los recursos en una economía. La eficiencia es definida como la optimalidad de Pareto, lo cual implica que la reasignación de recursos es capaz de lograr que una persona en la economía pueda experimentar una mejor situación sin hacer que ninguna otra empeore.

Si los consumidores y productores actúan de manera racional tal que estos maximicen sus beneficios netos privados, entonces, existirá un mercado donde cada persona tendrá la oportunidad de intercambiar todos sus bienes con el resto de individuos haciendo que se pueda generar una asignación de recursos socialmente óptima.

Los teoremas de la economía del bienestar resumen las principales condiciones y beneficios de los mercados en términos de bienestar social. Los teoremas son los siguientes:

- Un mercado completo con derechos de propiedad bien definidos existe tal que compradores y vendedores pueden intercambiar activos libremente para todas las transacciones y eventualidades. La importancia de los derechos de propiedad en la asignación de recursos ambientales radica en el hecho de que sí estos existen y están bien establecidos se alcanzará una asignación eficiente de estos recursos.
- Los consumidores y productores se comportan competitivamente por medio de la maximización de beneficios y minimización de costos. Si todos los individuos de una sociedad se comportan de esta manera, la sociedad alcanzará un máximo nivel de bienestar económico a partir del bienestar económico individual.
- Los precios de mercado son conocidos por todos los consumidores y empresas. Si los precios son conocidos, los individuos asignan un verdadero valor a los recursos (a través de un precio) según su grado de escasez. Esto es más fácil de alcanzar para el caso de bienes mercadeables ya que se cuenta con un precio que puede internalizar los beneficios derivados del consumo del bien y los costos originados de ofrecerlo en el mercado. Sin embargo, para el caso de bienes de naturaleza no mercadeable como el

caso de activos ambientales, esto no es tan fácil de hacer, debido a la ausencia de precios para estos tipos de bienes. Esto hace que la información proveniente de consumidores (sobre las preferencias) y productores (sobre los beneficios privados) se encuentre muy limitada, dificultando de esta manera la estimación del valor económico y de los costos económicos del activo no mercadeable.

- Costos de transacción cero implican que al tratar de cargar un precio al recurso, éste no pueda ser consumido. Entonces, la asignación del recurso debería ser un Óptimo de Pareto. Si los costos transaccionales son iguales a cero, la asignación de recursos es un Óptimo de Pareto y la sociedad como un todo alcanza su mayor nivel de bienestar económico. Minimizar los costos transaccionales de las políticas ambientales es una tarea fundamental de la economía ambiental para poder generar eficiencia económica en la asignación de recursos ambientales.

Una falla de mercado ocurre cuando las condiciones de los teoremas no son mantenidas, y la asignación de recursos es ineficiente. Un requerimiento clave para evitar una falla de mercado es que los mercados sean completos. Deben existir suficientes mercados para cubrir cada una y todas las posibles transiciones actuales o contingentes hasta que los recursos puedan moverse hacia los usos que deriven los mayores valores económicos.

Las fallas de mercado, que surgen como consecuencia de la ausencia de un mercado completo y provocan una asignación ineficiente de recursos son las siguientes:

- Asimetría de información: es la falla que se produce cuando los actores del mercado disponen de diferentes niveles de información para la toma de decisiones de producción – consumo, lo cual lleva a una asignación ineficiente de recursos. Esta falla se presenta especialmente en la forma de selección adversa y de riesgo moral, lo cual permite ejercer poder económico.
- Bienes públicos: son bienes sobre los que existe una demanda social pero, no obstante, no existe ninguna oferta en los mercados privados. Ellos son por consiguiente una forma de falla de mercado y por ello se justifica su provisión por parte del Estado. Los bienes públicos se identifican por dos rasgos característicos, que impiden su provisión en el mercado:
 - El bien es provisto cubriendo la totalidad de la demanda. (no hay exclusión para el consumo del bien).
 - Total dominio del mercado (por lo menos en el área de utilización) sin competencia en el consumo.

- **Externalidades:** se refiere a los efectos que se producen a lo externo de la actividad económica de producción o consumo como consecuencia de la propia actividad, la cual incide sobre las personas o la sociedad, quienes no tienen participación en ella.

Debido a la relación e importancia del enfoque de las externalidades en el presente trabajo, la siguiente sección se dedica a su consideración en forma detallada desde el propio enfoque teórico que le confiere la economía ambiental. Más adelante, en el capítulo 4 se abordará el tema de las externalidades particularizándolo a la producción eléctrica.

4.2.2. Las externalidades. Una externalidad se presenta cuando el consumo de un individuo o la producción de una empresa afecta la utilidad de cualquier otra persona o la función de producción de cualquier otra empresa hasta que las condiciones de optimalidad de Pareto para la asignación de recursos no puedan ser cumplidas. Se debe notar que este efecto externo no trabaja a través de los precios de mercado, sino por el contrario a través del impacto sobre la producción de utilidad y/o beneficios.

El conjunto de mercados es incompleto en la medida en que no existe una institución para el intercambio donde las personas paguen por los beneficios externos o paguen un precio por la imposición de costos externos.

Como efectos externos se señalan los costos y utilidades que surgen entre quienes no son los actores participantes de una actividad económica. Entre los efectos externos se diferencian los efectos positivos y los negativos.

La economía ambiental construye la mayor parte de sus conceptos con base en los efectos externos negativos o externalidades negativas. Es aceptado que en los procesos de producción y consumo se producen múltiples costos para el público que no se reflejan en el precio de mercado. A causa de los derechos de propiedad y el control económico dominante de actores económicos individuales, los productores y los consumidores pueden incidir en la formación de precios en la economía de mercado pura, sólo en consideración de los beneficios o utilidades de esos actores económicos individuales.

Los efectos externos positivos son aquéllos que en una actividad económica producen beneficios para los no participantes. Existen un sinnúmero de ejemplos en la economía de la ciudad y regional de efectos positivos externos: si en una calle varios frentes de casas se renuevan, saldrán ganando del nuevo aspecto la vecindad, incluso aquellos que dejaron desmoronar a su casa.

Efectos externos positivos y negativos se producen en la tendencia a la concentración espacial de las actividades económicas, los que se señalan también como efectos de aglomeración. En el camino de la urbanización surgen sociedades urbanas diferenciadas, las que abren un sinnúmero de oportunidades y con ello atraen nuevas actividades, mientras que en la periferia cada vez más vacía se reduce el potencial para las actividades económicas cada vez más limitadas.

Los efectos positivos de las aglomeraciones son los grandes mercados urbanos de trabajo y consumo, la gran densidad es un potencial para los que suministran bienes o producen servicios, tales como: ofertas variadas para el tiempo libre o espectáculos culturales, o para los proveedores de ofertas de infraestructura de alta calidad, etc. En cambio entran en el camino del desarrollo de grandes urbanizaciones los efectos externos producto de la alta concentración, por ejemplo, la fuerte contaminación del ambiente. Al concepto de los efectos de los aglomerados se recurre en forma reiterada para explicar los senderos de desarrollo espacial diferenciados.

4.3. Bienes y servicios ambientales

Los bienes son, a nivel del mercado, cosas y mercancías que se intercambian y que tienen alguna demanda por parte de personas u organizaciones que consideran que reciben un beneficio al obtenerlos.

Un servicio es el equivalente no material de un bien. La presentación de un servicio no resulta en posesión y así es como un servicio se diferencia de un bien físico. Los bienes y servicios ambientales (BySA) son aquellos que provee el ambiente.

Los bienes ambientales son objetos tangibles proporcionados por el ambiente; como ejemplo de estos –con referencia a bosques naturales- puede citarse: la madera, la leña, productos no maderables, agua, animales, etc. todos los bienes mencionados son tangibles e individuales y tienen un precio en el mercado.

El concepto de servicio ambiental se refiere a la capacidad que tienen los ecosistemas para generar recursos ambientales intangibles, sin valor en el mercado. Constituyen una posibilidad o potencial por su facultad a ser utilizados por el ser humano para diversos fines. Como ejemplo de servicios para bosques naturales puede mencionarse: regulación de la oferta hídrica, regulación del clima, secuestro de carbono, polinización y dispersión de semillas, hábitat para la fauna, conservación de suelos, recreación y turismo, preservación de valores culturales. Los servicios antes mencionados implican una prestación intrínseca del bosque y son difusos.

Es importante destacar que los bienes y servicios ambientales son inherentes a los ecosistemas y son el resultado de una interacción natural entre los componentes de éste. Los bienes y servicios ambientales pueden valorizarse y comercializarse.

4.4. Valoración de los servicios ambientales

Los bienes y servicios no mercadeables son todos aquellos bienes y servicios caracterizados por la falta de un mercado convencional donde pueda determinarse libremente su precio a través de la interacción entre su curva de demanda y de oferta.

A continuación se presentan los enfoques seguidos para valorar los bienes y servicios no mercadeables y los argumentos que permiten comprender la importancia de la valoración de los recursos ambientales, incluidos en estos últimos los utilizados para el aprovechamiento energético.

Existen tres argumentos muy importantes para respaldar la importancia y necesidad de la valoración de estos tipos de bienes y servicios.

- El problema de las fallas de mercado que causa fundamentalmente una asignación deficiente de estos bienes.
- La forma de proveer los bienes públicos a la sociedad de una manera eficiente.
- La presencia de los daños causados por la contaminación, que traen consigo pérdidas significativas en el bienestar social ya sea por deterioro o por carencia de los recursos ambientales.

4.4.1 Enfoques de valoración. Ante la imposibilidad de valorar los bienes de naturaleza no mercadeable por medio de los métodos de valoración convencionales (tales como las estimaciones de curvas de demanda para los bienes utilizando información de mercado), surgen dos enfoques principales para dirigir el proceso de valoración de estos tipos de bienes.

El primer enfoque de valoración utiliza una serie de métodos catalogados como “métodos indirectos” que se basan en la utilización de observaciones sobre el comportamiento de los individuos en mercados convencionales observables que se relacionan con los bienes no mercadeables.

El segundo enfoque es el “enfoque directo de valoración”; éste utiliza una metodología basada en la pregunta directa a los individuos respecto a situaciones hipotéticas relacionadas con el bien o servicio a valorar.

Estos enfoques y sus correspondientes metodologías son importantes porque los valores económicos de los bienes y servicios ambientales juegan un papel preponderante para su asignación eficiente y uso racional.

4.4.1.1 Enfoques de valoración indirecta. Las metodologías indirectas se desarrollaron como sustituto para mercados con fallas y parten del hecho que existen unas preferencias reveladas por parte de los individuos. Por lo tanto, si los consumidores pagan un precio por un bien, por lo menos ese será el valor que representará para ellos en términos de utilidad. Así, la valoración de un bien no mercadeable, como el caso de un bien ambiental, a partir de un método indirecto será muy fructífera en la medida que la valoración del bien convencional se haga bajo un escenario de información completa y real sobre cantidades demandadas y los respectivos precios.

Dentro del enfoque indirecto se encuentra el enfoque de la Función de Producción de Hogares que abarca el Método de Comportamiento Adverso, el Método del Costo de Viaje y el Modelo de Función de Producción de Salud.

El Método de Comportamiento Adverso parte del principio que los individuos pueden invertir en ciertas actividades con el objetivo de evadir los efectos negativos de la contaminación. Esta medida puede ser una buena aproximación de la verdadera medida del valor del daño a un recurso ambiental y/o ambiental.

Por otra parte, el Método del Costo de Viaje es un método que trata de estimar el valor económico de recursos naturales y ambientales que pueden brindar servicios de recreación a las personas. El valor de un recurso natural que presta servicios de recreación es estimado a partir de los costos económicos (incluyendo el costo de oportunidad del tiempo) en que incurren las personas para acceder al sitio de recreación.

El Método de la Función de Producción de salud es una de las aplicaciones del enfoque de producción de hogares y trata de estimar el valor económico de cambios en la calidad ambiental a través de los cambios generados en la salud de las personas.

Otra aplicación del enfoque indirecto es el método de aproximación por medio de la función de daño, método basado en la premisa que el bien ambiental y/o recurso natural forma parte de los insumos utilizados en el proceso de producción de las empresas y que por consiguiente cualquier cambio en la calidad o cantidad provista por el ambiente provocará un cambio en el nivel de producción o en el nivel de costos de las empresas que utilizan el ambiente como un insumo dentro de su proceso productivo.

Dentro del enfoque de valoración indirecta también se encuentra el Modelo de Precios Hedónicos. Este método asume que el bien puede valorarse con

base en sus características o atributos cualitativos. Es decir, el precio del bien está determinado fundamentalmente por un conjunto de atributos inherentes al bien y que este conjunto de atributos es justamente el que determina el precio del bien y no la cantidad que se pueda consumir.

4.4.1.2 Enfoques de valoración directa. El enfoque directo de valoración también es conocido como método hipotético o de construcción de preferencias. Este método plantea la construcción del mercado del bien a valorar mediante el planteamiento de preguntas directas a los individuos, basadas en situaciones hipotéticas. Estas preguntas buscan averiguar y construir las preferencias de los individuos por el bien o servicio ambiental.

Este enfoque surge como consecuencia de la necesidad de valorar bienes en situaciones en las que no existen aspectos observables que permitan estimar la curva de demanda por el bien; se plantea debido a la necesidad de hacer valoración para las cuales no se cuenta con ningún tipo de información sobre las cantidades transadas y precios de estos. La información para este enfoque se recolecta a partir de encuestas que plantean escenarios hipotéticos de valoración del bien, por ejemplo, el caso de la limpieza de un río que nunca se halla utilizado, o el valor de una mejora en la calidad del aire que obviamente traerá un impacto positivo sobre el bienestar social.

La metodología que pertenece a este enfoque es la denominada “método de valoración contingente”, el cual es el único método capaz de estimar el valor total de un recurso, es decir, tanto el valor de uso como el de no uso (o el de existencia) de un recurso ambiental.

4.4.2 Consideraciones en la determinación del precio. Al existir una externalidad ambiental la valoración hecha determina el precio que se debe asignar a la externalidad para poder brindar una solución económica eficiente al problema de asignación de recursos.

La mayoría de los bienes que consumen los individuos son bienes de mercado. El término bienes de mercado hace alusión a aquellos bienes que pueden ser demandados y ofrecidos libremente en un mercado convencional. Es decir, para estos bienes se puede saber cuáles son las cantidades demandadas por los individuos y sus respectivos precios.

Los economistas construyen funciones de demanda para los bienes que consumen los individuos con la finalidad de poder estimar su valor económico. Para llegar a tener una estimación adecuada, los economistas recurren básicamente a dos herramientas.

La primera, es la teoría económica, por medio de la cual se establecen los argumentos que se deben incluir en una función de demanda.

La segunda, es la econometría, herramienta que proporciona la manera de representar la demanda en una ecuación estimada a partir de la evidencia empírica.

Después de estimada la función de demanda por un bien, el siguiente paso es construir el mercado para el bien por medio de la adición de una función de oferta. La intersección entre estas curvas da lugar a la definición de unas cantidades y unos precios de equilibrio que ayudarían a delimitar las áreas correspondientes a las medidas de bienestar económico de la sociedad, tales como, el excedente del consumidor y el excedente del productor. Estas son medidas indispensables para el cálculo de los impactos generados sobre el bienestar social a partir de cambios en los precios o en las cantidades del bien.

Según lo expuesto, lo único indispensable para realizar este procedimiento y encontrar resultados es la existencia de información sobre cantidades demandadas y ofrecidas de un bien, así como los respectivos rangos de precios entre los cuales se realizan las transacciones. Sin embargo, no todos los bienes y servicios que consume la sociedad tienen mercados explícitos; existen bienes y servicios que no cuentan con un mercado convencional donde se pueda transar libremente. Sin embargo, la ausencia de un mercado no implica que los bienes de este tipo sean de menor importancia para la sociedad en términos de la generación de bienestar económico. Esta clase de bienes y servicios también son bienes y servicios económicos: un bien y un servicio económico pueden definirse como un bien y un servicio que en algún momento puede ser escaso para la sociedad.

Para estimar el valor de un bien y un servicio económico que no cuenta con un mercado convencional donde se permita obtener información para valorar tales bienes y servicios, los economistas han recurrido a la modificación de los métodos convencionales de estimación de curvas de demanda, y, sobre todo, han elaborado nuevos métodos de recolección de datos ya sea a partir de la simulación de mercados o por medio del establecimiento de relaciones entre los bienes y servicios sin mercado con bienes y servicios que sí pueden ser mercadeables para tratar de encontrar el valor económico de los primeros.

Los inicios de la metodología de medición del valor económico derivados de cambios en la calidad ambiental, así como la totalidad de la teoría de valoración económica del ambiente se basa en la "Economía del Bienestar", recurriendo sobre todo a las medidas de cambios en el bienestar ocurridos por cambio en la calidad de recursos naturales.

Se han desarrollados métodos que incluyen dentro de las funciones de producción de las firmas parámetros tales como la calidad del medio ambiente

“q”. Este parámetro puede ser interpretado como una medida de desarrollo cualitativo o la calidad de un recurso que participa como un insumo en la producción. Alternativamente, esto podría ser una medida de innovación o cambio tecnológico. Los cambios podrían reflejar las regulaciones gubernamentales, como cuando una agencia de medio ambiente ubica restricciones sobre tecnologías admisibles para proteger la calidad del ambiente. Cualquier interpretación de un incremento en la variable “q” es asumida aproximadamente como un aumento en el producto, dada una combinación de insumos.

Muchas de las discusiones sobre los cambios en el bienestar han sido enfocadas sobre los efectos en el bienestar producto del cambio en los precios de los bienes que las personas consumen. Para establecer estas comparaciones es necesario tener en claro las definiciones y los tipos de mediciones existentes para medir cambios en el bienestar ante cambios cualitativos o cuantitativos en los flujos de bienes y servicios ambientales y de recursos naturales.

Una premisa muy importante a seguir es que cualquier cambio en el nivel de calidad ambiental puede afectar el bienestar de los individuos a través de cualquiera de las siguientes vías:

- Cambios en los precios en los mercados de los bienes.
- Cambios en las cantidades o calidades de los bienes y servicios no mercadeables.
- Cambios en el nivel de riesgo que enfrentan los individuos.

Para entender mejor el procedimiento de medición del valor económico de bienes no mercadeables es sumamente útil conocer aspectos teóricos sobre las preferencias y la teoría de demanda.

La teoría de preferencias individuales y la demanda inicia con la premisa que los individuos pueden tener el mejor juicio acerca de su bienestar y que esta inferencia puede mostrarse para cada uno de los individuos mediante la observación de sus elecciones entre las diferentes alternativas de canastas de bienes y servicios disponibles. Por consiguiente, si los individuos tienen un ordenamiento de las diferentes canastas de bienes de acuerdo a sus preferencias resultarán dos propiedades de mucha importancia en el análisis del bienestar. Primero, “insaciabilidad”, es decir, se preferirá una canasta con mayor cantidad de bienes. Segundo, “sustituibilidad”, es decir, los individuos podrán sustituir canastas de bienes según las circunstancias que se presenten.

4.4.3 Importancia de la valoración económica de los bienes y servicios ambientales (y del daño ambiental) en el sector energético. Para generar eficiencia económica en el uso de los recursos ambientales es importante calcular el valor económico del daño ambiental -para el caso de la afectación negativa del recurso ambiental- para internalizarlo en los costos y reflejarlo en el

precio; también es importante para encontrar el valor económico de los beneficios percibidos por una afectación positiva derivada del uso de dicho recurso.

Estos valores, una vez estimados, sirven como soporte para la corrección de fallas de mercado tales como las externalidades. Las externalidades cobran vital importancia en la actividad de aprovechamiento energético debido a que las diferentes tecnologías de aprovechamiento energético compiten en un mercado común (el energético) y cada una de ellas tiene diferentes externalidades sobre el ambiente, lo cual en la mayoría de mercados energéticos no es valorado ni internalizado.

Lo antes indicado se traduce en una competencia donde los precios de la energía no reflejan todos los costos reales asociados al aprovechamiento energético ni las externalidades asociadas al tipo de tecnología utilizada.

Sucede en los mercados energéticos que la utilización de la tecnología de menor costo (que en consecuencia ofrece el producto energético de menor precio) es generalmente la tecnología de mayor impacto negativo sobre el ambiente. Estos impactos negativos (que tienen un valor no estimado) son cargados a la sociedad y no a la actividad de aprovechamiento energético que los produce. En contraposición a lo antes expuesto, la tecnología de mayor costo (que en consecuencia ofrece el producto energético de mayor precio) es la tecnología que tiene menos impactos sobre el ambiente y por lo tanto su uso no afecta el bienestar de la sociedad.

Es indispensable valorar los insumos y los efectos de la actividad energética utilizando una tecnología determinada, para posteriormente asignarles un precio que refleje todos sus costos y permita su asignación eficiente. Solo en ese caso el precio del producto energético obtenido será un indicativo real que permita su asignación eficiente. La mayor parte de mercados energéticos –si no todos- valoran únicamente los insumos y no los efectos de la actividad de aprovechamiento energético (lo que incumple uno de los teoremas del mercado perfecto), por lo que el precio no es un indicador que permita la eficiente asignación de los recursos.

Las tecnologías de aprovechamiento energético corresponden a una de las dos categorías “definidas” en los párrafos anteriores. Estos dos tipos de tecnología compiten en un mercado común, donde el precio es el elemento de competencia, por lo cual existe una desventaja de una sobre otra al no reflejar sus precios el costo real del aprovechamiento energético haciendo uso de una u otra “categoría” de tecnología. Actualmente existe una ineficiencia en la asignación de recursos en las actividades de aprovechamiento energético y es la sociedad en su conjunto quien asume el pago de dicha ineficiencia a costa de la reducción de su bienestar.

4.5. Energía renovable. Es la denominación que se da a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables que son capaces de regenerarse por medios naturales en una escala humana de tiempo “corta”.

Las fuentes de energía renovable son distintas a las de combustibles fósiles o centrales nucleares debido especialmente a que existen en una amplia diversidad (solar, eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica, mareomotriz) y abundancia. La fuente “principal” de esta diversidad de energías es la energía proveniente del sol.

La primera ventaja de la mayor cantidad de fuentes de energía renovables es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles fósiles. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como el riesgo nuclear. La clasificación de la biomasa como energía renovable es válida únicamente cuando su aprovechamiento se realiza de manera sostenible, tal como sucede en plantaciones energéticas; lo anterior tiene una emisión neta de gases de efecto invernadero igual a cero; cuando esta condición no se cumple, la biomasa deja de ser una fuente renovable de energía.

Las energías renovables han constituido una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la eólica y la hidráulica. La navegación a vela, los molinos de viento o de agua y las disposiciones constructivas de los edificios para aprovechar la del sol, son buenos ejemplos de ello. Con el invento de la máquina de vapor por James Watt, se abandonaron estas formas de aprovechamiento, por considerarse inestables en el tiempo y caprichosas y se utilizan cada vez más los motores térmicos y eléctricos, en una época en que el todavía relativamente escaso consumo, no hacía prever un agotamiento de las fuentes, ni otros problemas ambientales que más tarde se presentaron.

La diversidad geográfica de los recursos es también significativa. Algunos países y regiones (África y América Latina) disponen de recursos sensiblemente “mejores” que otros, en particular en el sector de la energía renovable. La utilización de tales recursos a gran escala necesita, sin embargo, inversiones considerables en las redes de transformación y distribución, así como en la propia producción.

En la actualidad las energías renovables representan un 20% del consumo mundial de electricidad, siendo el 90% de dicho porcentaje de origen hidráulico. El resto es muy marginal: biomasa 5,5%, geotermia 1,5%, eólica 0,5% y solar 0,05%.

Alrededor de un 80% de las necesidades de energía en las sociedades industriales occidentales se centran en torno a la calefacción, la climatización de los edificios y el transporte (carros, trenes, aviones). Sin embargo, la mayoría de las aplicaciones a gran escala de la energía renovable se concentra en la producción de electricidad. El “stock” existente de combustibles aprovechables con tecnologías convencionales se reduce, lo cual equiparará en el mediano plazo los costos de su aprovechamiento con los costos – actualmente altos- de inversiones en energías renovables.

Las energías renovables tienen impactos sobre el ambiente, tales como afectación del paisaje (centrales eólicas), barreras físicas para ecosistemas (hidroeléctricas), mecanización (hidroeléctricas con grandes embalses), etc. sin embargo sus impactos no son significativos cuando se les compara con los impactos ambientales de las tecnologías convencionales de aprovechamiento energético. El capítulo 4 de este trabajo expondrá una de las metodologías utilizadas para la determinación y cuantificación de impactos de la actividad de producción eléctrica; esto permitirá hacer comparaciones con aproximaciones numéricas –bajo ciertos supuestos y consideraciones- que permitan comprender la diferencia en la magnitud de los impactos que produce cada una de las tecnologías de producción eléctrica (energías renovables vrs. energías convencionales) sobre el ambiente. Por lo antes indicado, el aprovechamiento de las energías renovables para satisfacer la demanda energética resulta ser la mejor opción desde el punto de vista ambiental, lo cual deberá ser valorado económicamente para que puedan homologarse los criterios en la toma de decisiones de inversión en el sector energético, específicamente en el subsector eléctrico.

5. EXTERNALIDADES DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA

Durante los últimos dos años se ha padecido el incremento de los precios de los combustibles de origen fósil utilizados para la generación eléctrica; los problemas de los combustibles fósiles también se reflejan en la emisión continuada de contaminantes que de una forma local (partículas), regional (NO_x, SO₂) o global (CO₂) están siendo objeto de una atención especial por parte de los organismos reguladores, principalmente en los países más desarrollados y en particular en la Unión Europea.

El uso de la energía renovable, por ejemplo, tiene un balance neto nulo de producción de CO₂ y tampoco genera la mayoría de los contaminantes que preocupan a la opinión pública (lluvia ácida, partículas, ... etc.). Además es una fuente de energía local por lo que su utilización conlleva una reducción de la dependencia energética exterior, garantizando de este modo el suministro de energía a los propios países que las producen; también son fuentes energéticas generadoras netas de empleo, precisamente en zonas rurales donde la demanda de empleo es mayor.

Sin embargo, todos estos aspectos socioeconómicos positivos y negativos, de la generación de energía, a pesar de ser reconocidos por la sociedad como directamente ligados a las distintas fuentes de energía de manera muy dispar, no están reflejados en el precio final de la energía.

No todas las tecnologías para el aprovechamiento energético producen los mismos efectos sobre el ambiente y sobre el agotamiento de las fuentes. Esto conduce a la necesaria determinación de los tipos de impacto por tecnología para su posterior cuantificación y valoración.

5.1. Definición de externalidades en el subsector eléctrico

Se entiende por externalidades aquellos costos o beneficios asociados a una actividad económica concreta que recaen indiscriminadamente sobre la sociedad y el ambiente, no estando incluidos en la estructura de precios del producto que los origina (Sánchez, 2001). En el caso de la producción de energía, las externalidades se definen como los costos impuestos a la sociedad y no contabilizados ni asumidos por los productores y consumidores. El valor de estos daños no queda reflejado en el precio del mercado y por tanto los recursos no se asignan eficientemente. La asignación eficiente se logra a través de los precios y éstos a su vez deben reflejar el costo de oportunidad de los recursos. Si los costos de oportunidad no son reales, al no estar incluidos todos sus costos, se produce un fallo del mercado denominado "externalidad" y como consecuencia, habrá una sobre-explotación de esos recursos. Este fallo del

mercado sólo puede corregirse internalizando el valor de estas externalidades al precio de la energía.

La mayor o menor incorporación de las externalidades en el precio de la energía, puede hacer cambiar el espectro actual de las diferentes opciones energéticas. Las energías renovables tienen más beneficios sociales y ambientales que las energías convencionales, pero desde una base estrictamente de costos financieros son poco competitivas respecto de las fuentes tradicionales, principalmente por los mayores costos de inversión, la economía de escala y su menor comercialización. Sin embargo, las energías renovables producen impactos sobre la salud de las personas y el ambiente muy inferiores a los combustibles fósiles (carbón, derivados de petróleo, gas natural). Estas ventajas no están reflejadas en su precio final por lo que parecen menos atractivas económicamente que las convencionales.

Para que la incorporación de las externalidades al precio de la energía sea posible, debe hacerse en unidades monetarias como un costo adicional a la estructura convencional. Debe reconocerse la dificultad en la estimación del valor de muchos de los daños producidos sobre la salud y el ambiente, partiendo que no tienen valor en el mercado.

La actividad de producción eléctrica posee dos tipos de externalidades (las cuales se tratan en detalle a continuación):

- Externalidades ambientales
- Externalidades no ambientales

Las externalidades de la producción eléctrica pueden ser positivas o negativas, dependiendo que incidan, respectivamente, de manera favorable o desfavorable sobre los no participantes de la actividad de producción eléctrica.

En la siguiente consideración que se hará de las externalidades ambientales se describirá las externalidades ambientales negativas, cuya naturaleza negativa sobre el ambiente es preponderante en la producción eléctrica. Posteriormente, al considerar las externalidades no ambientales, se describirá las externalidades no ambientales positivas debido a que la naturaleza positiva de estas externalidades no ambientales es preponderante en la producción eléctrica.

La descripción de las externalidades ambientales permitirá hacer una apreciación valorativa del impacto que tiene la producción eléctrica sobre el ambiente en función del tipo de tecnología utilizada para dicha actividad; para la cuantificación de dicho impacto se definirá la unidad de impacto ambiental denominada “ecopunto” y se presentarán los resultados del estudio “Impactos ambientales de la producción eléctrica. Análisis de ciclo de vida de ocho tecnologías de generación eléctrica” publicado por IDAE en el año 2000. La

apreciación valorativa de las externalidades no ambientales es aún mas compleja que la de las externalidades ambientales, por lo cual en este capítulo no se pretende exponer tal valoración.

5.1.2 Externalidades ambientales. Entre los impactos ambientales derivados de la generación eléctrica destaca la denominada “contaminación atmosférica”, que incluye un variado grupo de compuestos emitidos principalmente durante los procesos de combustión (dióxido de carbono, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, metano, compuestos orgánicos volátiles y metales pesados), la contaminación de los medios acuático (por disipación del calor residual) y terrestre.

La actividad de producción eléctrica genera emisiones que son vertidas al ambiente y constituyen las externalidades ambientales de esta; muchas de estas emisiones inciden en el ámbito local pero otras en cambio inciden en el ámbito global; estas últimas externalidades - impactos son las que se considera en esta sección clasificándolas por “categoría de impacto”. Las categorías de impacto que se presentan a continuación son las consideradas en la sección 2.3 Análisis del Ciclo de Vida (ACV) de este capítulo, y son las que se analizaron en dicho apartado para cuantificar los impactos ambientales de la producción eléctrica de 8 diferentes tecnologías.

A continuación se describe brevemente las categorías de impacto de carácter global más importantes sobre los cuales la producción eléctrica tiene incidencia.

5.1.2.1 Calentamiento global. Se denomina así al aumento en el tiempo de la temperatura media de la atmósfera terrestre y de los océanos. En la práctica se habla de calentamiento global para referirse al calentamiento observado durante las últimas décadas. Se postula que la temperatura se ha elevado desde finales del siglo XIX (revolución industrial) debido a la actividad humana, principalmente por las emisiones de dióxido de carbono que incrementaron el efecto invernadero. Se estima que las temperaturas continuarán subiendo en el futuro si las emisiones de gases invernadero se siguen incrementando.

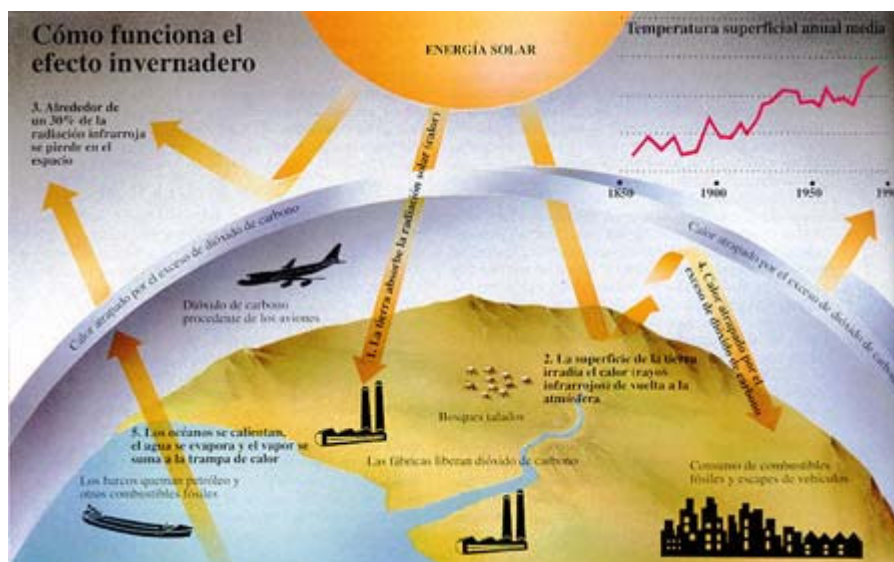
Para indicar la existencia de influencia humana a veces se utiliza el término cambio climático antropogénico. Es necesario recalcar que calentamiento global y efecto invernadero no son sinónimos, más bien se cree que el efecto invernadero sería la causa del calentamiento global observado.

El calentamiento global o cualquier tipo de cambio climático implican cambios en otras variables: las lluvias globales y sus patrones, la cobertura de nubes y todos los demás elementos del sistema atmosférico. La complejidad del

problema y sus múltiples interacciones hacen que la única manera objetiva de evaluar simultáneamente estos cambios sea a través del uso de modelos computacionales que intentan simular la física de la atmósfera y del océano.

El cuerpo multigubernamental y científico encargado del análisis global es el IPCC (siglas en inglés del Inter-Governmental Panel on Climate Change o Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático). Una de sus líneas de acción más visibles es el Protocolo de Kyoto, que promueve una reducción de emisiones contaminantes (principalmente gases de efecto invernadero) por parte de los países industrializados. La Figura 16 representa pictográficamente el calentamiento global del planeta y su relación con la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, especialmente el CO₂.

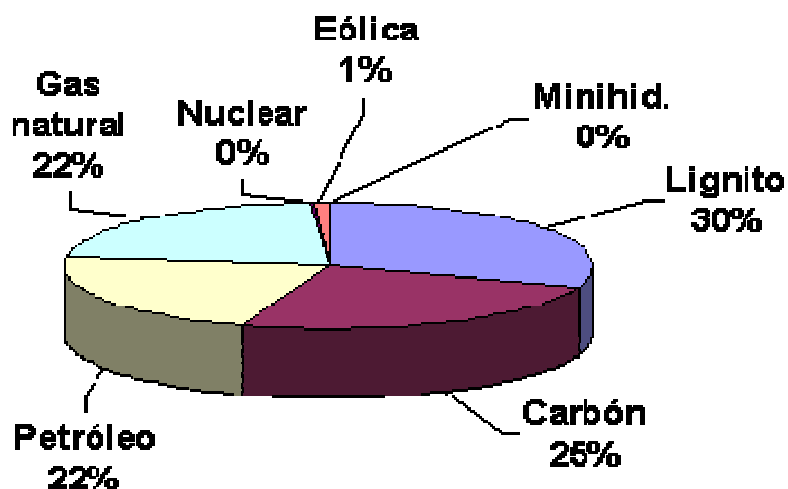
Figura 16.
Efecto invernadero, emisión de gases de efecto invernadero y su relación con el calentamiento global del planeta



Fuente: www.educarchile.cl/.../1432/article-98725.html , 16 mayo 2006

Los sistemas térmicos clásicos basados en los combustibles fósiles – lignito, carbón, petróleo y gas natural – contribuyen al 99% del calentamiento global provocado por las tecnologías de generación de electricidad. La causa de ello estriba en sus emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y metano provocadas durante las fases de transporte y combustión. La Figura 17 muestra la participación en el calentamiento global de cada una de las 8 tecnologías de producción eléctrica analizadas en el estudio “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”

Figura 17
Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en el calentamiento global.



Fuente: "Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000"

5.1.2.2 Disminución de la capa de ozono. La capa de ozono u "ozonósfera" es la zona de la estratosfera terrestre que contiene una concentración relativamente alta de ozono, gas compuesto por tres átomos de oxígeno (O_3). "Relativamente alta" quiere decir unas pocas partículas por millón, mucho más alta que las concentraciones en la atmósfera baja pero aún pequeña comparada con la concentración de los principales componentes de la atmósfera. La concentración de ozono es mayor entre los 15 y 40 km, con un valor de 2-8 partículas por millón. Si todo el ozono fuese comprimido a la presión del aire al nivel del mar, este tendría solo unos pocos milímetros de ancho.

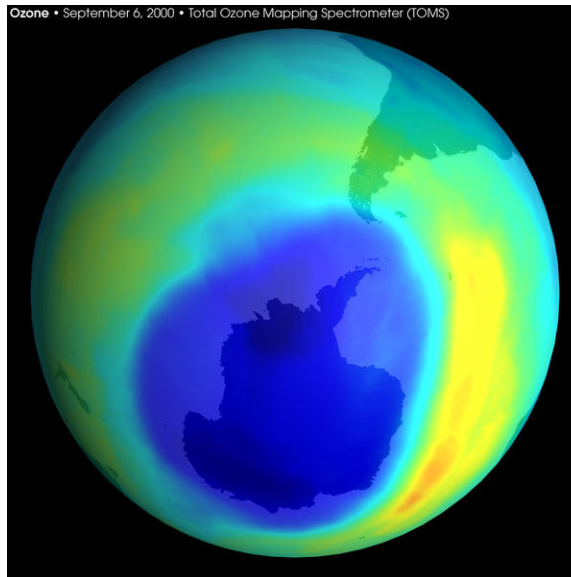
El ozono ayuda como filtro de las radiaciones nocivas que llegan a la Tierra permitiendo el paso de radiación ultravioleta de onda larga menos dañina hasta la superficie de la Tierra.

El "agujero de ozono" es la zona de la atmósfera terrestre dónde se producen reducciones anormales de la capa de ozono, fenómeno anual observado durante la primavera en las regiones polares y que es seguido de una recuperación durante el verano. Sobre la Antártica la pérdida de ozono llega al 70%, mientras que sobre el Ártico llega al 30%. Esta reducción se debe, según un amplio consenso científico, al aumento de la concentración de cloro en la estratosfera debido a las emisiones antropogénicas de compuestos clorofluorocarbonados (CFCs).

Dado que la capa de ozono evita el paso de las ondas de luz ultravioleta más dañinas, la disminución existente del ozono y las proyecciones futuras generaron tal preocupación a nivel mundial, que se llegó a una rápida adopción de la prohibición del uso de los CFC. Se espera que, si estas normas se mantienen, alrededor del año 2050, ambos agujeros se hayan reducido. En septiembre de 1987 varios países firmaron el Protocolo de Montreal, en el que se comprometían a reducir a la mitad la producción de CFC's en un periodo de 10 años. La Figura 18 muestra el agujero de ozono en la Antártica.

Figura 18

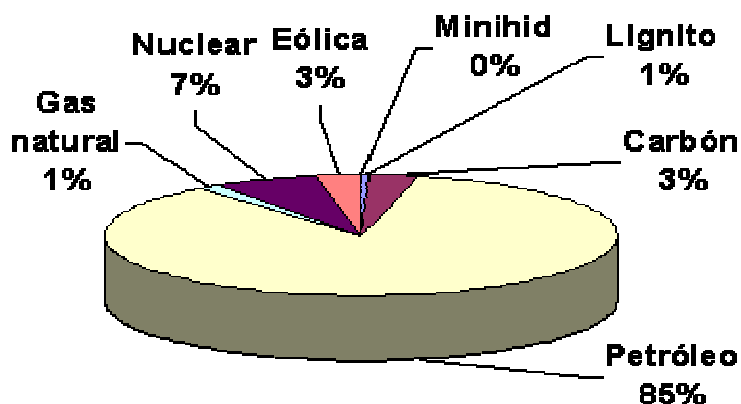
Imagen del agujero de ozono más grande en la Antártica registrada en septiembre de 2000. Datos obtenidos por el instrumento Total Ozone Mapping Spectrometer (TOMS) a bordo de un satélite de la NASA.



Fuente: Wikipedia 2005

El sistema térmico basado en el petróleo es el principal responsable, entre las tecnologías de generación de electricidad, de la disminución de la capa de ozono a causa de sus emisiones de halones y clorofluorocarbonos (CFC), dos sustancias usadas como retardadores de llama y aditivos del combustible. En segundo lugar, pero a mucha distancia, se sitúa la energía nuclear a causa de los CFC114 utilizados tanto en el proceso de enriquecimiento del uranio por difusión gaseosa como en los sistemas de refrigeración de las plantas. La Figura 19 muestra la participación en la disminución de la capa de ozono de cada una de las 8 tecnologías de producción eléctrica analizadas en el estudio "Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000"

Figura 19
Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en la disminución de la capa de ozono.



Fuente: "Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000"

5.1.2.3 Acidificación. La lluvia ácida se forma cuando la humedad en el aire se combina con el óxido de nitrógeno y el dióxido de azufre emitido por fábricas, centrales eléctricas y automotores que queman carbón y otros combustibles derivados del petróleo. Esta interacción de gases con el vapor de agua forman el ácido sulfúrico y los ácidos nítricos. Finalmente, estas sustancias químicas caen a la tierra en forma de precipitación o lluvia ácida.

Los contaminantes de la lluvia ácida pueden recorrer grandes distancias, y los vientos los trasladan miles de kilómetros antes de precipitarse en forma de rocío, lluvia, llovizna, granizo, nieve o niebla, que se vuelven ácidos al absorber gases residuales de industrias o centrales térmicas que usan carburantes fósiles, gases de tubos de escape de vehículos y otras causas, ya sean naturales o antropogénicas. La lluvia normalmente presenta un pH de aproximadamente 5.6 (ligeramente ácido) debido a la presencia del CO_2 atmosférico, que forma ácido carbónico, H_2CO_3 . Se considera que es lluvia ácida si presenta un pH de menos de 5 y puede alcanzar el pH del vinagre, pH 3. Estos valores de pH se alcanzan por la presencia de ácidos como el ácido sulfúrico, H_2SO_4 , y el ácido nítrico, HNO_3 . Estos ácidos se forman a partir del dióxido de azufre, SO_2 , y el monóxido de nitrógeno, NO .

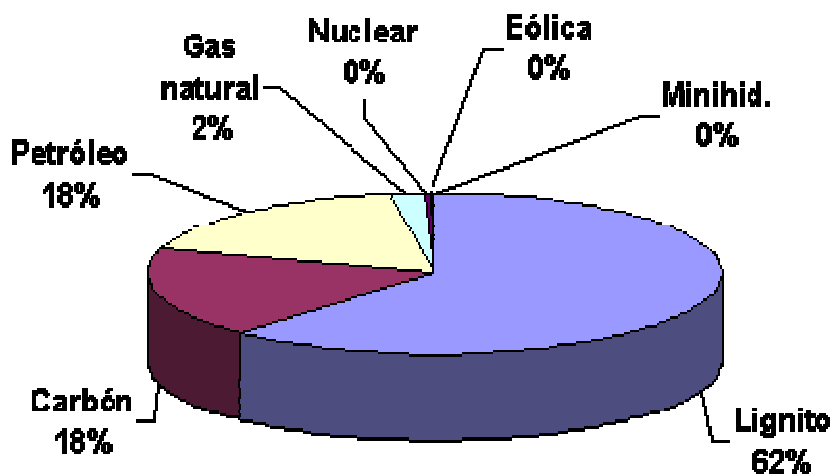
La lluvia ácida provoca graves efectos ambientales; la acidificación de las aguas de lagos, ríos y mares dificulta el desarrollo de vida acuática en estas aguas aumentando en gran medida la mortandad de peces. Igualmente, afecta directamente a la vegetación, produciendo daños importantes en las zonas forestales, así como acabando con microorganismos fijadores de nitrógeno.

Un efecto indirecto muy importante es que los protones, H^+ , procedentes de la lluvia ácida lixivian ciertos iones del suelo. Por ejemplo, se generan cationes de hierro, calcio, aluminio, plomo, cinc, etc. Como consecuencia se produce el denominado “estrés en las plantas” que las hace más vulnerables a las plagas. La lluvia ácida también puede disolver el carbonato de calcio, $CaCO_3$, afectando de esta forma a los monumentos y edificaciones construidas con mármol o caliza.

Los sistemas de producción de electricidad basados en el lignito y, en menor medida, en el carbón y el petróleo, son lo que más inciden en la acidificación debido al azufre que contienen y que emiten a la atmósfera principalmente en las fases de minería y combustión.

La Figura 20 muestra la participación en la acidificación de cada una de las 8 tecnologías de producción eléctrica analizadas en el estudio “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”

Figura 20.
Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en la acidificación.



Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”

5.1.2.4 Eutrofización. La eutrofización consiste en el enriquecimiento en nutrientes de un ecosistema. El uso más extendido se refiere específicamente al aporte más o menos masivo de nutrientes inorgánicos en un ecosistema acuático. El desarrollo de la biomasa en un ecosistema está limitado, en la mayoría de las veces, por la escasez de algunos elementos químicos, como el nitrógeno en los ambientes continentales y el fósforo en los marinos, que los productores primarios necesitan para desarrollarse y que se constituyen en “factores limitantes”. La contaminación puntual de las aguas, por efluentes urbanos, o difusa, por la contaminación agraria o atmosférica, puede aportar cantidades importantes de esos elementos faltantes. El resultado es un aumento de la producción primaria (fotosíntesis) con importantes consecuencias sobre la composición, estructura y dinámica del ecosistema. La eutrofización produce de manera general un aumento de la biomasa y un empobrecimiento de la diversidad.

La principal causa antropogénica de procesos de eutrofización es la contaminación química. Las formas más importantes desde este punto de vista son:

- La contaminación agraria, sobre todo la contaminación difusa de los suelos y de los acuíferos por fertilizantes inorgánicos de origen industrial o extractivo. Aporta nitrógeno, en forma de nitrato y amonio, y fósforo, como fosfato, a la vez que cationes como potasio (K^+) magnesio (Mg^{++}).
- Las contaminaciones forestales, por abandono en los ríos de residuos forestales y restos del aprovechamiento maderero, lo que aumenta la materia orgánica disuelta, favoreciendo la proliferación de flora eutrófica como berros y lenteja de agua, que a su vez remansa la corriente y disminuye el espejo del agua.
- La contaminación atmosférica por óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxidos de azufre (SO_x). Éstos reaccionan con el agua atmosférica para formar ión nitrato (NO_3^-) e ión sulfato (SO_4^{2-}) que una vez que alcanzan el suelo forman sales solubles. De esta manera se solubilizan los cationes del suelo, provocando el empobrecimiento de éste en nutrientes. Esas sales son arrastradas fácilmente a los acuíferos y a los ríos, contaminándolos. En estos últimos la importante incorporación de nutrientes así producida, puede dar lugar a un proceso de eutrofización. Ésta afectará finalmente también a los embalses, así como a los lagos o mares donde los ríos desembocan.
- La contaminación urbana. Los efluentes urbanos, si no hay depuración o ésta es sólo parcial, aportan nutrientes en dos formas: residuos orgánicos, que enriquecen en elementos previamente limitantes el ecosistema; como fosfato, empleado como emulgente en la fabricación de detergentes. Por esta razón las legislaciones modernas promueven la sustitución del fosfato en la fabricación de estos productos.

5.1.2.5 Metales pesados. Los metales pesados son un grupo de elementos químicos que presentan una densidad relativamente alta y cierta toxicidad para el ser humano.

El término "metal pesado" no está bien definido. A veces se emplea el criterio de densidad. Por ejemplo, metales de densidad mayor que 4,5 g/cm³ son considerados como metales pesados; los autores pueden variar de criterio y la densidad de los metales pesados puede ir desde 4 g/cm³ hasta 7 g/cm³. Otros criterios empleados son el número atómico y el peso atómico. El término siempre suele estar relacionado con la toxicidad que presentan, aunque en este caso también se emplea el término "elemento tóxico" o "metal tóxico". El Cuadro 18 presenta algunos "metales pesados" y su densidad.

Cuadro 18
Metales pesados y su densidad

Elemento	Densidad (g/cm ³)
Mercurio	13.6
Talio	11.85
Plomo	11.3
Cadmio	8.65
Arsénico	5.7
Aluminio	2.7
Berilio	1.85

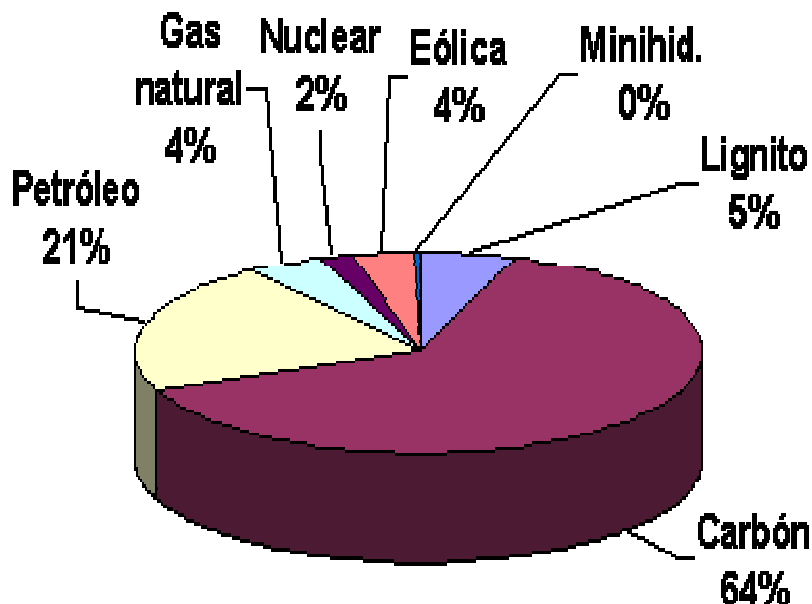
Fuente: Elaboración propia

Muchos de los metales que tienen una densidad alta no son especialmente tóxicos y algunos son elementos esenciales en el ser humano, independientemente de que a determinadas concentraciones puedan ser tóxicos en alguna de sus formas, sin embargo, hay una serie de elementos que en alguna de sus formas pueden representar un serio problema ambiental y es común referirse a ellos con el término genérico de "metales pesados", tal como los mostrados en el Cuadro 18.

Los sistemas térmicos del carbón y, en menor medida, del petróleo son los principales responsables de la contaminación por metales pesados procedente de tecnologías de generación de electricidad. Ello es debido a sus emisiones a la atmósfera de Cádmi y Plomo, y de bario y plomo al agua, procedentes de los procesos de combustión.

La Figura 21 muestra la participación en la contaminación por metales pesados de cada una de las 8 tecnologías de producción eléctrica analizadas en el estudio "Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000"

Figura 21
Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en la contaminación por metales pesados.



Fuente: "Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000"

5.1.2.6 Sustancias carcinógenas. Un agente carcinógeno tanto físico, químico como biológico es aquél que puede actuar sobre los tejidos vivos de tal forma que produce cáncer. Generalmente, el término se refiere a aquellos agentes que han sido introducidos por el ser humano, pero puede usarse para toda sustancia que tiende a causar cáncer. El DDT (diclorodifeniltricloroetano), el benceno y el asbesto han sido calificados como carcinógenos. El tabaco también ha sido identificado como una fuente de riesgo de varios tipos de cáncer.

La tecnología de producción de electricidad responsable de la mayor parte de las sustancias carcinógenas vertidas al medio ambiente es la basada en el petróleo debido principalmente a las emisiones de níquel, metal utilizado como catalizador en los procesos de hidrogenación y desulfuración del crudo.

El Cuadro 19 resume diversas sustancias conocidas como carcinógenas y otras de las que se sospecha son carcinógenas, junto con los órganos humanos que afectan.

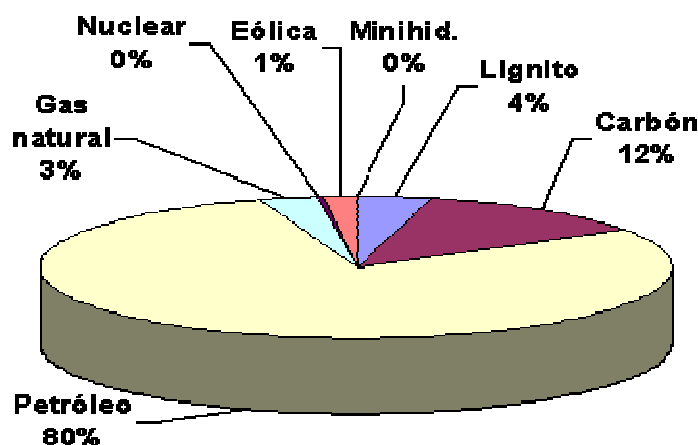
Cuadro 19
Sustancias carcinógenas y órganos afectados

Órgano	Carcinógeno conocido	Carcinógeno sospechado
Pulmón	Arsénico	Acilonitrilo
	Asbesto	Berilio
	Benzo(a)pireno	Cadmio
	Éter bis(clorometílico)	1,2-Dibromo-3-cloropropano
	Cromo	Hydrocarburos aromáticos polinucleares (PAH, por sus siglas en inglés)
	Subsulfuro de níquel	
	Cromato de zinc	
	Consumo de tabaco	
	Gas mostaza Uranio	
Riñón	Emisiones de horno de coque	
	Cromato de zinc	Tetracloroetileno
Vejiga	Bencidina	
	Ciclofosfamida	
	4-Aminodifenilo	
	Consumo de tabaco	
	Clorafazina	Tetracloroetileno
Estómago	Cromato de zinc	Óxido de etileno
Piel	Arsénico	PAH
	Benzo(a)pireno	Tetracloroetileno
	Exposición excesiva al sol	
Hígado	Cloruro de vinilo	
	Aflatoxina	
	Bebidas alcohólicas	
Boca, faringe, laringe, esófago	Bebidas alcohólicas	
	Consumo de tabaco	
	Tabaco de mascar (boca solamente)	
	Gas mostaza (laringe)	
Próstata	Cadmio	

Fuente: Lybarger J.A. y otros, Agencia para sustancias tóxicas y el registro de enfermedades 1993. p. 61

La Figura 22 muestra la participación en la contaminación por sustancias carcinógenas de cada una de las 8 tecnologías de producción eléctrica analizadas en el estudio "Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000"

Figura 22
Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en la contaminación por sustancias carcinógenas.



Fuente: "Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000"

5.1.2.7 Niebla de invierno. Fenómeno cuyo origen es la presencia de SO_2 en el aire y partículas en suspensión, y que se acentúa en la época de invierno. El SO_2 se produce por la quema de combustibles fósiles que contienen azufre (S), la fundición de minerales sulfurados y procesos industriales; es precursor del Material Particulado Secundario formándolo mediante la asociación a pequeñas partículas (aerosoles).

Se estima que es necesaria la reducción del 80% de las emisiones de SO_2 para eliminar la ocurrencia de períodos de nieblas invernales. En el caso de partículas no resulta fácil la determinación de los niveles de reducción necesarios. Este fenómeno tiene un fuerte impacto en la salud.

5.1.2.8 Niebla fotoquímica (niebla de verano). Se forma a partir de diferentes contaminantes primarios, tales como Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Compuestos Orgánicos Volátiles (COV), monóxido de carbono (CO) que reaccionan ante la presencia de la luz solar. Un contaminante secundario derivado de la niebla fotoquímica es el ozono troposférico, el cual es tóxico y disminuye la capacidad pulmonar e incrementa la vulnerabilidad a enfermedades crónicas del sistema respiratorio.

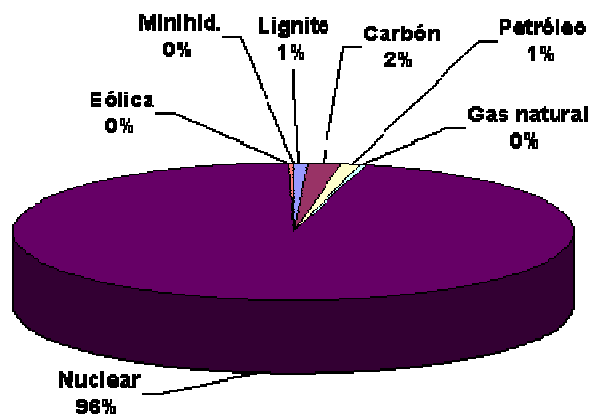
La concentración de ozono troposférico se ha incrementado significativamente debido a este fenómeno, pasando de 10 ppb a 25 ppb. El problema se agudiza con los picos que se dan en el verano y que pueden llegar a alcanzar los 300 ppb. Para reducir la aparición de estos episodios altamente peligrosos es preciso disminuir las emisiones de COV y de NO_x , principales coadyuvantes del fenómeno.

5.1.2.9 Agotamiento de los recursos. Diversos informes y estudios publicados en la Unión Europea, especialmente el Libro Blanco de las energías renovables estiman que, tanto los problemas ambientales como el agotamiento de los recursos energéticos pueden minimizarse modificando la actual estructura energética, proponiendo un mix de energías en la generación de electricidad con un porcentaje de energías renovables que alcance al menos el 12% de la energía primaria. Con esta pauta, se ha estimado que el uso de recursos energéticos fósiles y fisibles (uranio) deberá disminuir en el futuro, en paralelo con el incremento de participación de las energías renovables.

5.1.2.10 Generación de residuos. Los residuos consisten básicamente en sub productos derivados de la realización de una actividad productiva. La generación de residuos industriales conlleva, en primer lugar, problemas logísticos, de tratamiento, de disposición y de vigilancia, con un gran número de implicaciones económicas, sociales y políticas. A más largo plazo, en un segundo plano, existen también implicaciones relacionadas con el agotamiento de las materias primas y recursos. La solución global pasa por la reutilización, el reciclado y la valorización, que permitan convertir el actual funcionamiento de una economía lineal de cadenas abiertas en otra de características cíclicas en las que el rechazo y peligrosidad de los materiales sean mínimos.

Uno de los residuos de mayor peligro y daño – si no el de mayor peligro y daño- derivado de la producción eléctrica es el residuo radiactivo, que se origina como sub producto de la generación eléctrica nuclear. La Figura 23 muestra la participación en la contaminación por generación de residuos radiactivos de cada una de las 8 tecnologías de producción eléctrica analizadas en el estudio “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”

Figura 23. Participación de 8 diferentes tecnologías de producción eléctrica en la contaminación por generación de residuos radiactivos.



Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”

5.1.3 Externalidades no ambientales. Además de los impactos ambientales, generalmente negativos, de la generación y uso de la energía, existen otros efectos que están también ligados a este proceso y que deben ser considerados al tratar el costo de la energía. Son los que se denominan efectos socioeconómicos, siendo en general de signo positivo por lo que también son llamados beneficios externos. Como en el caso de los impactos ambientales, no todas las fuentes de energía producen los mismos efectos socioeconómicos; en este caso existe una mayor dificultad en su evaluación monetaria por lo que aún es más difícil que puedan ser consideradas en el precio de la energía.

Los impactos socioeconómicos más estudiados han sido los relacionados con el empleo, incremento en el PIB e incremento en la recaudación impositiva. Existen además otros beneficios más difíciles de valorar como es la creación de un tejido industrial relacionado con su desarrollo, así como los beneficios sociales de la relocalización de la población y disminución de la emigración rural, la disminución de la dependencia de energía exterior, la reducción de recursos naturales, etc.

5.1.3.1 Impactos macroeconómicos. El establecimiento de nuevas plantas para la obtención de energía produce unos efectos en la economía de un país que muchas veces no son tenidos en cuenta en un análisis de costos tradicional. Las inversiones realizadas en un determinado proyecto crean un flujo de consumo, demanda de bienes y servicios, mucho mayor que lo que corresponde directamente a la cantidad invertida. Es el denominado efecto multiplicador producido por el aumento de la demanda en todos los sectores de la economía al haberse producido un incremento en uno de esos sectores.

No siempre estos efectos económicos significan un incremento del bienestar ya que si la sociedad está completamente empleada, el incremento de la demanda en estos nuevos sectores será en detrimento de otros sectores y sólo constituirá un mero desplazamiento de las asignaciones. En dicho caso no han de considerarse como beneficio neto sino bruto, ya que hay que tener en cuenta que los recursos económicos son limitados y que la inversión realizada en un determinado proyecto impedirá la inversión en otro alternativo. Por tanto las determinaciones realizadas normalmente expresan los cambios producidos en el PIB, o en los impuestos del gobierno. Ambos efectos, junto al empleo generado indirecto, podrían ser calculados en la economía del país.

Los estudios realizados por Hohmeyer en Alemania sobre los efectos macroeconómicos netos de algunas renovables, al compararlas con energías convencionales, mostraron valores aproximados de 2.4 a 4.5 mEuro/kWh para la energía eólica y de 13.9 a 40.9 mEuro/kWh para la fotovoltaica. Estos valores incluyen empleo e incremento del valor añadido. Estudios más recientes realizados para producción de electricidad con biomasa estiman un incremento bruto del PIB de 19.8 mEuro/kWh y un incremento en la recaudación impositiva de 5.4 mEuro/kWh (datos válidos para Europa).

5.1.3.2 Empleo. El argumento más utilizado para cuando se habla del beneficio social producido por la utilización de las energías renovables, se centra en los beneficios netos ambientales de estas fuentes energéticas. Sin embargo, las energías renovables pueden también provocar un claro beneficio social en la forma de generación neta de empleo, es decir, teniendo en cuenta no sólo el empleo directo generado sino también aquel que potencialmente podrían desplazar.

El empleo originado por la utilización de las fuentes de energía renovable tendrá un impacto mayor si se localiza en áreas geográficas donde se produce una escasez de oportunidades laborales. El potencial neto de generación de empleo por parte de las energías renovables depende básicamente del tiempo y escalas de introducción de estas fuentes energéticas y los efectos derivados de la operación de las fuentes de energía convencionales y renovables. Es decir, parece lógico esperar que a corto plazo no se produzca ningún efecto de desplazamiento de la fuerza de trabajo desde las fuentes de energía convencionales hacia las renovables, debido fundamentalmente al lento ritmo de introducción en el mercado energético de las fuentes renovables. Un mayor grado de penetración en el mercado a más largo plazo, podría presentar el efecto de desplazamiento de la fuerza de trabajo y, en ese caso, el efecto neto en el empleo debería analizarse cuidadosamente.

El nivel de generación neta de empleo originado por parte de las diferentes fuentes de energía debe tener en cuenta no sólo el empleo directo creado en las actividades de fabricación, construcción y operación de las instalaciones, sino también el empleo indirecto originado por las mismas. Este empleo indirecto se genera debido al gasto ocasionado por las propias personas empleadas directamente en esas instalaciones, así como debido a los gastos ocasionados durante las etapas de fabricación, construcción y operación en otras actividades y sectores económicos. Este efecto indirecto se calcula habitualmente a través de tablas *input –output* de la región considerada y el cálculo de los efectos multiplicadores de las actividades económicas en esa región.

Un estudio desarrollado por la Asociación de la Industria Europea de Biomasa ha estimado que el nivel de empleo en actividades de producción de biomasa es cinco veces mayor que el ocupado en la producción de combustibles fósiles. En labores de generación eléctrica el nivel de empleo en biomasa es cuatro veces mayor que en la producción de electricidad con energías fósiles. Un proyecto recientemente desarrollo dentro del programa europeo JOULE sobre la evaluación de externalidades ambientales y socioeconómicas de una central de biomasa de 20 MW en España, ha estimado que el empleo directo que se generaría en las labores de producción de combustible, transporte, construcción y operación de la planta sería de 81 empleos. El empleo indirecto originado por esta planta sería de 67 puestos de trabajo (considerando una tasa

de descuento del 3%), lo cual equivaldría a un total de 148 empleos (7.4 empleos por cada MW). Según la Agencia Europea de Energía Eólica (EWEA), la instalación de 1 MW eólico supone la creación de seis puestos de trabajo directos en la industria de aerogeneradores.

5.1.3.3 Reducción de los recursos energéticos. El agotamiento de las energías no renovables no está suficientemente recogido en los precios de la energía y el precio actual de la energía no asegura que las futuras generaciones vayan a tener acceso a la energía a un precio justo. El precio y las tasas de descuento aplicadas permiten en la actualidad un despilfarro de energía a costa de las generaciones futuras. Sin embargo, en el momento en que las energías renovables se incorporen a los modelos económicos actuales, la distribución de la energía a lo largo del tiempo sería más justa. Hohmeyer, sobre la base de los años de disponibilidad de los combustibles convencionales, a los costos de las reinversiones en tecnologías renovables para garantizar el suministro, y al crecimiento de la población en el futuro, obtiene unos valores próximos a 15.6 mEuro/kWh en 1985 y 61.3 mEuro/kWh para 2050 como dotaciones económicas a fondos destinados a la inversión en las energías renovables debido al agotamiento de recursos energéticos convencionales.

5.2. Metodologías para la estimación de impactos

Para la estimación de las externalidades ambientales de la producción eléctrica es necesario desarrollar metodologías específicas de aproximación al cálculo de impactos. En distintos países europeos se han realizado durante los últimos años evaluaciones lo suficientemente completas y transparentes como para ser aplicadas de forma sistemática. Las categorías de impacto consideradas en estas evaluaciones se refieren, principalmente, a los impactos sobre la salud, los ecosistemas, los materiales y el clima, con una desagregación diversa según el trabajo. Algunas de las aproximaciones o enfoques metodológicos más comunes para la evaluación de impactos desarrollados hasta el momento se pueden resumir de la siguiente manera:

5.2.1 Top-down. Se trata de un “microanálisis” a escala regional o nacional que utiliza valoraciones de cantidades totales de contaminantes emitidos o presentes y calcula el daño total por ellos causado. Parte de datos de emisiones totales de contaminantes para llegar a la contribución de cada central al daño total producido por esas emisiones y los costos de estos daños por kWh de electricidad para cada categoría de impacto.

5.2.2 Función de daño o ruta de impacto (enfoque bottom-up). Propone valorar directamente los costos externos en función del daño ocasionado por un contaminante determinado. Identifica todos los impactos producidos por la contaminación y los cuantifica en términos físicos, para asignar posteriormente valores en unidades monetarias y calcular el daño total.

5.2.3 Análisis de Ciclo de Vida (ACV). Se trata de un procedimiento para determinar los impactos de un producto, proceso o actividad sobre el ambiente a través de la consideración de todas las fases por las que transcurre, desde la extracción de las materias primas necesarias para su elaboración, hasta su gestión final como residuo (“desde la cuna a la tumba”). El análisis suele realizarse en cuatro etapas diferenciadas: clasificación, caracterización, normalización y evaluación de impactos. Este método constituye una herramienta para la identificación de las cargas ambientales en el caso de sistemas tecnológicos tan complejos como los procesos de generación de energía eléctrica.

Este método permite considerar todos los procesos asociados a la generación de energía eléctrica: la minería y extracción de materiales, la preparación y concentrado de los mismos, el transporte, las obras civiles o de ingeniería, la propia actividad productora de energía (explotación de centrales), la evaluación de las “corrientes residuales” (emisiones atmosféricas, vertidos líquidos, residuos...) e, incluso, el desmantelamiento de las instalaciones y el uso final de la energía; estos últimos procesos no han sido considerados para la estimación de impactos, que se presenta en este trabajo, de las diferentes tecnologías utilizadas para la producción eléctrica.

La evaluación de los impactos derivados de la actividad de producción eléctrica debe hacerse a lo largo de todo el ciclo de vida del kilovatio hora, estimándose, en particular, las emisiones durante el proceso de fabricación de combustibles, durante la fase de construcción de la central y los impactos derivados del uso y desmantelamiento de las instalaciones una vez finalizada su vida útil. Lógicamente, cuando se consideran los impactos relacionados con el desmantelamiento de las instalaciones de producción, las centrales térmicas resultan penalizadas, dadas las dificultades añadidas en el caso de grandes infraestructuras y la recuperación de los suelos contaminados.

Procediendo de esa forma, el Análisis del Ciclo de Vida –ACV- permite evitar aquellas fragmentaciones reductivistas que tendían a analizar los impactos generados en un solo punto del proceso (en la fase de explotación de la central, por ejemplo), sin contemplar ni agregar el resto de impactos en las otras fases del ciclo.

El método ACV permite realizar una comparación entre las distintas fuentes energéticas y cotejar “desde la cuna a la tumba” todos los impactos asociados a las diferentes tecnologías de manera que puedan ordenarse y seleccionarse todos los impactos seleccionados. Este tipo de análisis comparativos constituye una herramienta de indiscutible valor que puede trazar las directrices para la determinación de las características de un futuro parque de generación eléctrica, el peso y el desarrollo deseable de las tecnologías renovables y las medidas a poner en marcha para incentivar la penetración creciente de unas y otras en un mercado liberalizado.

5.2.3.1 Análisis de Ciclo de Vida (ACV): metodologías y fases.

El ACV es una herramienta de gestión ambiental que se basa en la recopilación y evaluación, conforme a un conjunto sistemático de procedimientos, de las entradas y salidas de materias primas, de energía y de emisiones residuales, de tal manera que puedan identificarse los impactos ambientales atribuibles al proceso o producto analizado, a lo largo de todo su ciclo de vida, es decir, lo que se conoce con la expresión “de la cuna a la tumba”.

A continuación se aborda el ACV mostrando sus metodologías y fases aplicadas al caso del estudio “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica” elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía –IDAE- en el año 2000. Las externalidades ambientales consideradas en la sección 5.1.2 de este capítulo son las externalidades ambientales valoradas en el estudio en mención. Los resultados del estudio citado serán utilizados en la sección 5.5 de este capítulo para hacer una estimación del impacto ambiental (cuantificado en ecopuntos) de la producción eléctrica del parque generador guatemalteco para el año de referencia 2003, en función del grado de participación de sus tecnologías representativas.

El ACV de un producto o proceso permite:

- Identificar las “corrientes residuales” y evaluar cuantitativamente los impactos ambientales producidos.
- Obtener información para reducir el consumo de materias primas, energía, emisiones e impactos producidos.
- Activar los procedimientos que permitan una mejora de los sistemas analizados.
- Identificar información objetiva para avanzar en la evaluación económica de las externalidades ambientales asociadas al producto analizado.

La metodología se establece sobre una serie de etapas interrelacionadas y en una secuencia definida; estas etapas son las siguientes:

- Definición de objetivos
- Análisis general de inventario
- Evaluación de impactos
- Interpretación de resultados

5.2.3.1.1 Definición de objetivos. El objetivo principal del estudio es el Análisis de Ciclo de Vida de la generación eléctrica y la determinación y valoración de las externalidades ambientales asociadas. Con este objetivo, se ha realizado una evaluación de impactos ambientales para ocho diferentes tecnologías de generación eléctrica, con relación a doce categorías diferentes de impacto. Los resultados alcanzados han sido

cuantificados en términos ambientales referidos a una nueva unidad de medida denominada *ecopunto de impacto*, de tal modo que, a mayor número de *ecopuntos*, mayor impacto ambiental del sistema.

El ámbito de aplicación del estudio se circunscribe al análisis de las tecnologías de generación con origen en ocho fuentes de energía primaria y doce categorías de impacto tal como se muestra en el Cuadro 20.

Cuadro 20.
Alcance del estudio “Análisis de Ciclo de Vida de la generación eléctrica:
sistemas energéticos y categorías de impacto”

ENERGÍA PRIMARIA	CATEGORÍAS DE IMPACTO
CONVENCIONALES	Sustancias carcinógenas
Gas natural	Metales pesados
Hulla / Carbón	Niebla de invierno
Lignito	Niebla fotoquímica
Petróleo	Radiaciones ionizantes
Nuclear	Residuos industriales
	Residuos radiactivos
	Agotamiento de recursos energéticos
RENOVABLES	Calentamiento global
Eólica	Reducción de la capa de ozono
Hidroeléctrica	Acidificación
Solar fotovoltaica	Eutrofización

Fuente: “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000”

El ciclo de vida analizado abarca desde la captación o extracción de energía primaria hasta la generación del kilovatio hora vertido a la red para su uso posterior. Este método de análisis conlleva la realización de una serie de estudios detallados por fases y operaciones: preparación y acondicionamiento de materias primas; transporte; construcción; operación y mantenimiento de las centrales; gestión de las corrientes residuales.

Aunque el objeto a evaluar fue el análisis de la generación de 1 kWh en barras de central (es decir, el estudio no incluye el transporte y distribución de energía eléctrica ni el uso final, y supone unos impactos por estos conceptos, iguales para todas las tecnologías y energías primarias utilizadas) se ha utilizado como unidad operativa el Terajulio (Tj), equivalente a 0.278 GWh.

El ámbito geográfico se circunscribió al Estado español, aunque para la realización de inventarios en la tecnología nuclear los datos utilizados son de origen europeo y en el caso eólico y fotovoltaico, procedieron, respectivamente, de plantas en Alemanaza y Suiza. Para el caso de los residuos y ante la inexistencia de registros o series históricas, se ha recurrido a estimaciones en

áreas geográficas más reducidas como las de aquellas regiones donde ha sido posible obtener datos, series o estimaciones más fiables y a partir de las cuales han podido realizarse extrapolaciones a un ámbito más general.

Con carácter general, las fases consideradas para los diferentes sistemas han sido:

- Obtención del combustible o captación de la energía primaria
- Tratamiento del combustible
- Transporte del combustible
- Construcción de la central (obras y equipamientos)
- Explotación (operación y mantenimiento) de la central.

5.2.3.1.2 Análisis general de inventario. En esta etapa se contabilizan los distintos impactos ambientales que el sistema en estudio ejerce sobre el medio. Así, el inventario básicamente consiste en establecer un balance detallado y completo de energía, materia y de todos los elementos utilizados por cada tecnología, recopilando datos y realizando los cálculos pertinentes para cuantificar de manera exhaustiva todas las entradas y salidas del proceso analizado. Las entradas son las materias primas y los recursos energéticos primarios, mientras que las salidas están representadas por las corrientes residuales (emisiones al aire, agua y suelo) y el propio producto, en este caso, el kilovatio hora generado.

En el análisis también pueden incluirse otra serie de parámetros –impactos– como la ocupación del suelo, el ruido o la afectación a la biodiversidad –categorías de impacto no seleccionadas en el estudio, bien por la complejidad técnica de su inclusión o por falta de datos o por falta de consenso entre la comunidad científica–.

A todo el conjunto de datos analizado se le conoce con el nombre de *ecovector* o perfil ambiental, ya que contiene la información básica sobre el comportamiento ambiental y los impactos causados en el ciclo de vida considerado.

5.2.3.1.3 Evaluación de impactos. La finalidad de esta etapa es la de proporcionar una interpretación a los extensos inventarios generados en la etapa anterior, asignando a cada una de las salidas –corrientes residuales– su importancia relativa por cuanto contribuyan a cada una de las doce categorías de impacto consideradas. Esta etapa se puede subdividir, a su vez, en cuatro fases: clasificación, caracterización, normalización y evaluación.

La evaluación de impactos es el núcleo central del ACV y representa la parte crítica del mismo. Primeramente, es preciso clasificar cada una de las

salidas o sustancias contaminantes identificando el impacto o impactos a los que cada una de ellas contribuye; posteriormente, se aplican diferentes factores de caracterización, normalización y evaluación que posibilitan la contabilización normalizada y global de impactos.

En la realización del estudio de ACV que se presenta en este trabajo para un kWh, la evaluación se ha llevado a cabo con el programa de modelización SimaPro, el cual fue desarrollado para la aplicación de la metodología ACV por la consultora holandesa PréConsultants.

5.2.3.1.4. Interpretación de resultados. Esta última fase del ACV combina toda la información obtenida en las etapas anteriores con el fin de allegar a unas conclusiones globales que permitan identificar claramente los impactos provocados y cuantificar los mismos en términos de daño ambiental causado. El resultado final –daño ambiental causado por cada sistema energético y cada categoría de impacto considerada- se expresa en *ecopuntos*, que son las unidades definidas para el programa SimaPro.

Los *ecopuntos* se calculan para cada sustancia emitida y categoría de impacto a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Ecopunto} = \frac{\text{Cantidad de sustancia emitida} \times \text{Factor de caracterización}}{\text{Factor de normalización} \times \text{Factor de evaluación}}$$

Cantidad de sustancia emitida: se refiere al volumen total de sustancia contaminante emitida durante el ciclo de vida analizado.

Factor de caracterización: parámetro de peso aplicado al tipo de contaminante para determinar su contribución real a cada una de las categorías de impacto analizadas, es decir, su capacidad de daño.

Factor de normalización: parámetro que permiten ajustar las diferentes escalas de impacto de las diversas categorías de impacto analizadas a una misma escala de referencia. Se calculan en función de la cantidad total del contaminante existente en el ambiente.

Factor de evaluación: factor que pondera la importancia relativa de cada una de las categorías de impacto consideradas, atribuyéndoles un valor de forma tal que dicha importancia pueda medirse en términos cuantitativos.

El impacto total será la suma de los *ecopuntos* asociados a todo el conjunto de sustancias emitidas consideradas bajo cada categoría de impacto.

Esta cuantificación de los impactos en *ecopuntos* para cada categoría y tecnología es extraordinariamente potente. A partir de esta información, es

posible deducir un buen número de pautas y definir las acciones más adecuadas al cumplimiento de los objetivos que se pretenden. De manera ilustrativa, puede indicarse que si se desea reducir la emisión de sustancias generadoras de lluvia ácida, debería señalarse, dentro de una cierta ley de proporcionalidad, a aquellos sistemas energéticos responsables de las emisiones que contribuyen en mayor medida a tal impacto.

Todo estudio de ACV no sólo resulta interesante para establecer comparaciones entre los distintos sistemas energéticos, sino que constituye también una herramienta indispensable para la detección y seguimiento de impactos y para la definición de las acciones conducentes a la mejora del ambiente.

El objetivo principal del estudio citado fue la evaluación de las externalidades ambientales asociadas a la generación de un kWh; partiendo de la evaluación física de los impactos, los clasificó, los comparó y redujo todos los valores obtenidos a unos “supravalores” finales denominados *ecopuntos*.

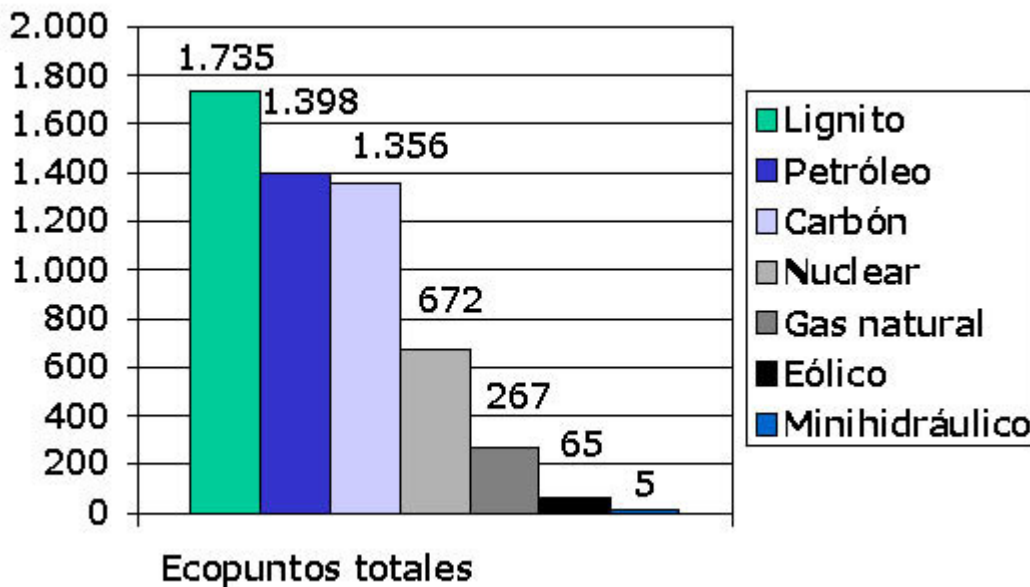
Los resultados obtenidos son coincidentes con las opiniones mayoritarias y los niveles de consenso aceptados por la comunidad científica, tomando en cuenta los límites de los sistemas estudiados, las premisas adoptadas, el inventario de datos de partida, la metodología utilizada (ACV) y el programa de modelización utilizado (SimaPro); también es cierto que determinados aspectos puntuales pueden requerir de una mayor profundización para poder ser analizados en toda su dimensión.

A continuación, la Figura 24 presenta los resultados del estudio en mención, donde se asigna un valor de *ecopuntos* a cada uno de los diferentes sistemas de generación eléctrica analizados para la producción de 1 TeraJulio. Los *ecopuntos* obtenidos por cada sistema deben entenderse como un nivel de “penalización ambiental” de los sistemas de generación, donde un mayor número de *ecopuntos* indica un mayor impacto ambiental.

Tal como se indicó, en general los resultados obtenidos presentan una gran concordancia con la mayor parte de las opiniones existentes dentro de la comunidad experta, lo que, en definitiva, representa una confirmación de las hipótesis más ampliamente aceptadas.

Los sistemas de generación basados en los combustibles fósiles (lignito, carbón y petróleo) computan más de 1,000.00 *ecopuntos*, lo que constituye una valoración indicativa de que dichos sistemas provocan un mayor daño a los ecosistemas naturales y a la salud humana.

Figura 24. Ecopuntos asignados a ocho tecnologías de producción eléctrica para la producción de 1 TeraJulio (1 Terajulio = 278 Megavatios hora)



Fuente: "Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000"

En una situación intermedia, entre 100 y 1,000.00 *ecopuntos*, se clasifican el sistema nuclear y el gas natural. La inclusión de los sistemas fotovoltaicos dentro de esta categoría debe contemplarse con reservas ya que las razones de fondo de este resultado residen en la inexistencia de una producción industrial en serie de la cantidad relativamente elevada de energía que se precisa durante la fase de elaboración de las células fotovoltaicas.

En el otro extremo, con la puntuación más baja se sitúan los dos sistemas estudiados basados en recursos renovables que presentan mayor grado de desarrollo e implantación, como son el sistema eólico y el minihidráulico. Con estos resultados, de una manera global, parece confirmarse la baja incidencia ambiental de las fuentes renovables frente a las convencionales.

La información presentada en esta sección (2.3.1) corresponde a los resultados aportados por el estudio "Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica" elaborado por IDAE en el año 2000. La sección 4 trata la composición tecnológica del parque de generación eléctrica del país y la "transferencia" de los resultados de la sección 2.3.1 con la finalidad de obtener una aproximación a la cuantificación del impacto ambiental provocado por la producción eléctrica del país. El año utilizado como referencia para el análisis es el año 2003.

5.3. Costo total de la energía

La valoración y estimación de los impactos ambientales de la generación eléctrica mediante distintas tecnologías tiene como fin último la elaboración de propuestas tendentes a la internalización de tales costos, en la medida en que cualquier homogeneización de los precios aplicados a diferentes sistemas de generación constituye una penalización o una bonificación de unos sistemas frente a otros.

El costo total o real de la energía tendría que incluir tanto los costos internos como los externos para conseguir un mejor funcionamiento del mercado y una economía más eficaz, es decir, tendría que incluir tanto los costos privados (combustible, operación y mantenimiento e inversiones), como los costos externos o externalidades negativas y los beneficios o externalidades positivas. Puesto que los costos privados están expresados en términos monetarios, la cuantificación de las externalidades en términos económicos es la forma más objetiva de dar un valor real a la producción de energía.

Al no estar incluidos los costos asociados de los daños producidos sobre el ambiente y la salud, el precio de la energía es artificialmente bajo, por lo que puede considerarse como un subsidio del que disfruta la energía y que paga la sociedad, en su conjunto, de manera no voluntaria e indiscriminada. Los costos externos de las energías convencionales, tales como el carbón y petróleo son muy superiores a los de las energías renovables y por lo tanto reciben un mayor subsidio lo que les hace aparentar como energías competitivas y por lo tanto más atractivas que las renovables para los productores. La incorporación de los costos externos al precio de la energía es lo que se denomina internalización de las externalidades.

La mayor parte de las actividades económicas de producción y consumo generan subproductos que son llamados “emisiones” en el sentido más amplio de la palabra, y comprende: materiales lanzados al aire, agua o suelo y otras no materiales como ruido, intrusión visual o pérdida de cualquier disfrute social, asociada a una determinada industria.

Las emisiones pueden producir impactos en determinados agentes económicos, tanto individuos como empresas. Estos impactos pueden ser físicos o socioeconómicos y también pueden ser positivos o negativos. Ejemplos de impactos físicos son la pérdida de productividad en las cosechas o un incremento de la morbilidad y mortalidad de la población debido a la contaminación atmosférica. Ejemplos de posibles impactos socioeconómicos es la necesidad de inversión en infraestructuras para el desarrollo de zonas rurales o alejadas de nuevas centrales de producción de energía. También lo son, la creación de una nueva actividad económica en la zona, o bien el incremento de la seguridad energética y reducción de la dependencia exterior de combustibles.

En el caso de los impactos socioeconómicos es importante distinguir cuando el impacto implica sólo una redistribución de la renta y cuando supone un verdadero impacto.

Los impactos tienen una dimensión económica de forma que el término daño se utiliza como el valor económico de un impacto negativo y el de beneficio como el valor económico de un impacto positivo. Para simplificar, a veces, en el término de daño se incluyen ambos términos. El daño sufrido por un individuo se define como “la máxima cantidad de dinero que él está dispuesto a pagar para evitar el impacto negativo” y el total de los daños producidos por las emisiones es la suma de los daños sufridos por todos los individuos afectados.

Sin embargo, los daños asociados con una determinada actividad económica no siempre son una externalidad. Una externalidad existe cuando las actividades de un agente económico imponen unos daños a otros agentes sin tenerlos en cuenta en sus decisiones económicas. Por ejemplo, incluso aunque una compañía eléctrica cumpla todas las regulaciones ambientales, pueden existir todavía unas emisiones residuales que causan daños a los individuos. Como estos daños no tienen obligación de reconocerlos como costos de la compañía, no estarán reflejados en el precio de la electricidad y será por tanto una externalidad.

El que un daño sea o no una externalidad depende del marco legal e institucional en que se desarrolla la actividad económica que los produzca. De esa forma si una determinada empresa produce unas emisiones que generan daños a otra empresa y el marco legal exige que esos daños le sean compensados económicamente por la empresa que los produjo, entonces no es una externalidad. La empresa que contaminó tendrá que tener en cuenta la compensación a la hora de decidir si sigue generando esas emisiones y a qué nivel. Por el contrario, si la empresa que contamina no está obligada a compensar el daño, y por tanto lo ignora, eso constituye una externalidad, es decir, se puede definir con mayor precisión a las externalidades como los daños producidos a la sociedad y que están ligados a la producción de un bien, pero no recogidos en el costo de ese bien por su productor.

De una manera más general también se les puede definir como los costos o beneficios asociados a una actividad económica concreta, que, sin embargo recaen indiscriminadamente sobre la sociedad y el ambiente no encontrándose contemplados en la estructura del precio del producto que los ocasiona; en la consideración de este trabajo, el producto considerado es la electricidad.

En muchos casos las externalidades pueden ser evitadas o reducidas o internalizadas en el precio del producto. Muchos mecanismos en el mercado internalizan en parte o completamente los daños. Un ejemplo son los incrementos de salario para los empleados de determinadas empresas en concepto de peligrosidad o riesgo que internaliza parte o todas las

externalidades que pudieran ocurrir. Otro ejemplo son las pólizas de seguros, que si están correctamente valorados los riesgos, las externalidades potenciales en las que podría incurrir una empresa en caso de accidente, están internalizadas por las propias fuerzas del mercado. Otro caso de internalización es cuando se adquieren previo pago, unos derechos para el uso de unos recursos naturales o si las emisiones ambientales son gravadas por un impuesto o si los individuos son compensados específicamente por los daños que están sufriendo o cuando los impactos son compensados o remediados económicamente por el que genera las emisiones. Sólo los daños que no están completamente internalizados, compensados o remediados son externalidades.

5.3.1 Valoración económica de las externalidades. El concepto económico del valor, que está detrás de la evaluación económica de los daños ambientales se basa en dos supuestos:

- El propósito de la actividad económica es incrementar el bienestar de los individuos que forman la sociedad.
- Cada individuo es el mejor juez para decir cuál es su estado de bienestar en cada situación.

El bienestar de los individuos no depende sólo del consumo de bienes y servicios privados y públicos, sino también de la cantidad y calidad de bienes y servicios que esos individuos reciben, que no están en el mercado y que están relacionados con el ambiente y la energía. Estos servicios son la salud, la amenidad visual y las oportunidades de disfrutar al aire libre, entre otros. En un principio la teoría económica que medía los cambios en el bienestar de los individuos sólo tenía en cuenta la cantidad de bienes comprados en el mercado. Sin embargo, en los últimos 15 años ha incluido también los bienes públicos y servicios que no están en el mercado.

La teoría se basa en el supuesto de que la gente tenga claro cuáles son sus preferencias en cuanto a consumo de bienes, tanto si están como si no están en el mercado y además estas preferencias pueden ser sustituidas unas por otras. Esta capacidad de sustituir unos bienes por otros es la parte central del concepto de los economistas sobre valor y daño.

La sustitución en la adquisición de unos bienes por otros establece transacciones entre pares de bienes que interesan a la gente. Si uno de los bienes tiene un valor monetario, los valores puestos de manifiesto son valores monetarios.

El precio en dinero de un bien es un caso especial de transacción ya que el dinero dedicado a comprar un determinado bien es una representación de las cantidades de otros bienes que tuvieron que ser reducidas para hacer esa compra. La estimación de los daños económicos basados en la sustitución

puede ser expresada bien en términos de “disposición a pagar” (*willingness to pay WTP*) o “disposición a aceptar una compensación” (*willingness to accept WTA*).

El WTP es la cantidad máxima de dinero que el individuo estaría dispuesto a pagar para evitar la pérdida de un bien o el daño. Esta cantidad es el dinero que haría al individuo indiferente a pagar o a experimentar el daño y guardar el dinero para gastarlo en otras cosas. El principio básico de una valoración monetaria es obtener la “disposición a pagar” individual para evitar un determinado impacto negativo o para obtener otro determinado que sea positivo.

5.4. Parque de generación eléctrica guatemalteco y sus externalidades

La composición del parque de generación de energía eléctrica guatemalteco ha tenido una transformación en lo referente a las tecnologías y combustibles utilizados para la producción eléctrica. Esta transformación se reflejó en la inversión del porcentaje de participación de las tecnologías a base de combustibles fósiles –convencionales- y las tecnologías para energía renovable (hidroeléctrica y geotérmica) en la capacidad instalada y en la producción disponible para el consumo local y para la exportación.

Temporalmente el punto de inflexión de la predominancia de las energías renovables se localiza en el año 1993, donde se dio la primera apertura a la participación privada en el subsector eléctrico del país.

La legislación y normativa del subsector ha incentivado mayores inversiones en tecnologías convencionales debido a los cortos períodos de construcción y puesta en operación, de recuperación de la inversión, y la disponibilidad comercial de dichas tecnologías. De esa forma se tiene que para el año 1990 del 100% (606 MW) de la capacidad instalada en el país 72% (439 MW) correspondía a instalaciones hidroeléctricas y el restante 28% (167 MW) correspondía a centrales térmicas basadas en la quema de combustibles fósiles, principalmente Diesel.

Para el año 2003 los porcentajes de capacidad instalada eran 36% (682 MW) en instalaciones de energía renovable (hidroeléctrica + geotérmica) y 64% (1215.44 MW) en instalaciones de energía convencional –principalmente Bunker y Diesel- para un total de 100% correspondiente a 1897.44 MW.

La actual composición del parque de generación guatemalteco tiene repercusiones de tipo económico y ambiental que no han sido adecuadamente previstas ni valoradas, aunque al día de hoy se debe reconocer que los actores del mercado han reaccionado ante las señales del precio internacional del petróleo, que es el principal incentivo que ha llevado a los actores a evaluar escenarios futuros con una mayor participación de las energías renovables.

5.4.1 Composición del parque generador guatemalteco por tecnología.

Retomando la información del Cuadro 15 y complementándola con información del despacho diario de carga del Administrador del Mercado Mayorista, se obtiene el siguiente cuadro que sintetiza para el año 2003 la capacidad instalada y la producción eléctrica en el parque guatemalteco de generación eléctrica para dicho año.

Cuadro 21. Capacidad instalada y producción eléctrica desagregada por tipo de tecnología en el parque de generación eléctrica para el año 2003

TECNOLOGÍA		GENERADORES	POTENCIA		ENERGÍA			
			POTENCIA INSTALADA 2003 (MW)	% RESPECTO A CAPACIDAD TOTAL	ENERGÍA 2003 (GWh)	% RESPECTO A GENERACIÓN TOTAL		
RENOVABLE	TURBINA HIDRÁULICA	16	653.03	34%	36%	2176.59	33%	36%
	GEOTÉRMICA	2	29	2%		195.02	3%	
TÉRMICA	TURBINA DE VAPOR	11	380.47	20%	64%	1499.32	23%	64%
	TURBINA DE GAS	4	213	11%		85	1%	
	MOTORES RECIPROCANTES	10	621.97	33%		2605.17	40%	
TOTAL		43	1897.47	100%		6561.1	100%	

Fuente: elaboración propia con información publicada en www.amm.org.gt

El Cuadro 21 muestra claramente que el 36% de la energía eléctrica consumida por el país para 2003 provenía de fuentes renovables (hidroeléctrica y geotérmica) mientras el restante 64 % provenía de tecnologías basadas en el consumo de combustibles fósiles importados.

La actual composición del parque de generación mantiene la misma tendencia; dicha composición ha provocado impactos económicos –que han sido el tipo de impactos percibidos con mayor celeridad y preocupación- asociados al incremento del precio del petróleo debido principalmente a inestabilidades geopolíticas en el plano internacional. También existen impactos ambientales – tipo de impactos que aún no han sido percibidos – cuya mitigación requiere inversiones importantes en las plantas térmicas operativas en el sistema para equiparar las “calidades ambientales” asociadas a la producción eléctrica entre estas tecnologías y las tecnologías para generación con fuentes renovables de energía.

5.4.2 Características básicas de las tecnologías representativas del parque generador guatemalteco. Las características básicas y generales de las tecnologías representativas del parque generador guatemalteco se pueden sintetizar de la siguiente forma:

5.4.2.1 Carbón (7.5 % de la capacidad instalada en el SNI guatemalteco a 2003). Combustible de relativamente alto poder calorífico; bajo esta denominación se incluyen mezclas de hullas y antracitas. Genera importantes impactos en todas las fases de utilización: extracción, tratamiento, transporte y combustión. Especialmente, genera grandes cantidades de residuos (estériles, lodos, escorias y cenizas); produce fuerte carga al agua (pluviales, escurridos, sulfatos, sales y metales pesados, además de calores residuales) y a la atmósfera (partículas y gases diversos, específicamente CO₂ y SO₂). Su explotación se realiza en minas a cielo abierto o subterráneo; necesita pretratamiento y combustión. La energía térmica producida se transmite a un ciclo Rankine agua-vapor del que se extrae energía mecánica a través de una turbina consumiendo grandes cantidades de agua en la condensación.

5.4.2.2 Petróleo (56.5 % de la capacidad instalada en el SNI guatemalteco a 2003). Los combustibles básicos derivados de él y utilizados en la generación eléctrica son el fuel-oil y otros derivados. Las emisiones de gases a la atmósfera son muy diversas, tanto en las fases de refinación como en la combustión final (SO₂, CO₂, NO_x, H₂N y metales pesados); en las aguas los contenidos de grasas y diversos materiales en suspensión son importantes; genera residuos, tanto en las fases de extracción como en la de almacenamiento y combustión (lodos, fangos, escorias y cenizas). La utilización de ciclos Rankine agua-vapor, Diesel, etc. permite su transformación y generación de calores residuales.

5.4.2.3 Hidráulica (34 % de la capacidad instalada en el SNI guatemalteco a 2003). Consiste en la transformación de la energía potencial del agua en trabajo mecánico en una turbina hidráulica y en energía eléctrica por medio de un alternador. Los impactos se refieren a las fases de construcción y explotación con diversas afectaciones al medio atmosférico (polvo), al agua (aceites y metales) y a la producción de diversos residuos. Es una energía renovable con origen en el ciclo hidrológico impulsado por la energía solar.

5.5. Descripción de las externalidades/impactos de las tecnologías representativas del parque guatemalteco de generación eléctrica

La información presentada en la Figura 24 y el Cuadro 21 aplicada al parque generador guatemalteco y sus tecnologías representativas permite cuantificar la cantidad de ecopuntos correspondientes a la producción eléctrica durante el año 2003, los resultados se recogen en el Cuadro 22.

Cuadro 22. Producción eléctrica por categoría de tecnología y los ecopuntos correspondientes para el año 2003 del parque guatemalteco de generación eléctrica.

TECNOLOGÍA		ENERGÍA 2003			ECOPUNTOS 2003		
		GWh	Tera Julios	% del total	Ecopuntos Unitarios	Ecopuntos Totales	% del total
RENOVABLE		2,371.61	8,530.97	36%	5	42,654.86	0.20%
TÉRMICA	Petróleo	3,299.81	11,869.82	14%	1398	16,594,008.56	79.11%
	Carbón	889.68	3,200.29	50%	1356	4,339,590.22	20.69%
TOTAL		6,561.10	23,601.08	100%	2759	20,976,253.63	100%

Fuente: elaboración propia

Con respecto al Cuadro 22 y la información base con la cual se elaboró dicho cuadro es necesario mencionar lo siguiente:

- Los ecopuntos determinados para diferentes tecnologías de producción eléctrica se circunscriben a supuestos y consideraciones aplicables al sistema eléctrico europeo, no obstante los ecopuntos determinados para cada tipo de tecnología analizada muestran el valor promedio representativo de cada tecnología, el cual, conservadoramente, es válido independientemente del sistema eléctrico al que se apliquen.
- Los valores asignados en la evaluación no asignaron valoración a las etapas de “desmantelamiento” y “abandono” de las centrales eléctricas, por lo que el impacto ambiental real de dichas tecnologías es mayor al anotado, especialmente las tecnologías convencionales.
- El “traslado” de ecopuntos a las tecnologías representativas del parque generador guatemalteco puede considerarse razonablemente válido, debido a que el ciclo de vida de cada tecnología es básicamente el mismo sin importar el lugar donde dicha tecnología sea aplicada.
- Las consideraciones para la asignación de ecopuntos pueden ser objeto de actualizaciones a medida que las tecnologías analizadas evolucionen.

La aplicación (transposición) de los resultados del Análisis de Ciclo de Vida del estudio “Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, 2000” al parque guatemalteco de generación eléctrica muestra que la producción eléctrica de dicho parque generador, bajo su actual composición, tiene un impacto ambiental significativo, dada la preponderancia de las tecnologías convencionales.

Para revertir tal situación es necesario proponer los mecanismos que permitan a los proyectos de generación eléctrica -que utilicen recursos renovables- ser competitivos frente a las centrales térmicas. En la práctica

actual del esquema de mercado eléctrico guatemalteco, este no favorece la participación de las tecnologías para aprovechamiento de las energías renovables; además existe un vacío normativo que haga operativas a varias de dichas tecnologías en el parque generador nacional.

En lo relativo al costo real de la energía (combustibles fósiles vrs. energía renovable) el mercado debe ser transparente y no discriminatorio; la sociedad no debe subsidiar tecnologías con alto costo para su bienestar.

La determinación de los costos reales de la producción eléctrica requiere como primer paso la identificación de los impactos / externalidades ambientales y no ambientales de cada una de las tecnologías, para la posterior cuantificación de dichos impactos; una vez cuantificados los impactos / externalidades estos deberán ser valorados económicamente e internalizados en la estructura de costos que determinan el precio de la electricidad. Dicha internalización podrá realizarse a través de dos mecanismos alternativos:

- la utilización de instrumentos penalizadores sobre las fuentes energéticas generadoras de costos externos.
- la aplicación de instrumentos bonificadores para las fuentes energéticas generadoras de beneficios externos y, por ello, de menor impacto ambiental.

Sólo la internalización de tales costos externos hará posible que el mercado eléctrico funcione de una manera realmente transparente y eficiente, acabando con las actuales distorsiones a la competencia.

En la medida que en el escenario liberalizado la calidad del suministro – incluida la calidad ambiental- deba garantizarse de igual forma para todo tipo de tecnología, los costos reales (reflejados en precios reales) serán la variable que oriente las preferencias tecnológicas de la inversión en generación eléctrica. Si se quiere que el mercado funcione de manera transparente y eficiente será necesario que los precios de cada tecnología de generación de electricidad reflejen fielmente sus respectivos costos. De lo contrario, el mercado quedará distorsionado ya que los sistemas de generación más costosos ambiental y económicamente –los sistemas convencionales - se verán subsidiados indirectamente frente a los sistemas más eficientes –los sistemas renovables –. Llevar a la práctica la internalización de las externalidades de la producción eléctrica, en el mercado eléctrico guatemalteco, mediante cualquiera de los dos mecanismos indicados resulta ser un desafío de grandes dimensiones.

Tal como lo evidencia la información tratada hasta este punto, la actual composición del parque de generación eléctrica guatemalteco y sus tendencias de crecimiento apuntan hacia una cada vez mayor participación de tecnologías convencionales en el corto y mediano plazo si no se adoptan las medidas que reviertan tal situación.

La aplicación del indicador ecopunto al parque generador guatemalteco muestra que la actual composición del parque de generación provoca que los impactos ambientales asociados a la producción eléctrica del país, cuantificados en ecopuntos, se deban en un 98.2% a las tecnologías convencionales basadas en petróleo y carbón. De esa cuenta, para el año analizado la electricidad proveniente de tecnologías convencionales tuvo un impacto de 20,933,598.78 ecopuntos y la electricidad proveniente de tecnologías de aprovechamiento renovable (principalmente hidroeléctrico) tuvo 42,654.86 ecopuntos, lo que significa que las tecnologías para aprovechamiento de energía renovable participan en un 0.20% del impacto ambiental total del parque generador del país.

Guatemala cuenta con un interesante potencial de energía renovable para la producción eléctrica. El aprovechamiento de tal potencial no solamente reduciría los impactos negativos sobre el ambiente sino provocaría beneficios de tipo socioeconómico para el país y para las áreas de influencia donde se instalen los aprovechamientos.

Los actores del mercado eléctrico guatemalteco deben propiciar las condiciones que permitan una mayor penetración de las tecnologías de producción eléctrica a partir de energía renovable en el parque generador del país. A tal efecto, es importante coadyuvar al crecimiento sustentable del subsector mediante instrumentos que orienten la mayor participación de la energía renovable hasta obtener su participación "óptima", utilizada de forma sustentable, para la satisfacción de la demanda.

6. LINEAMIENTOS PARA LA FORMULACIÓN DE INSTRUMENTOS ORIENTADOS A INCREMENTAR EL APROVECHAMIENTO Y PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL PARQUE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL PAÍS

Con base en los capítulos precedentes y de la dinámica del subsector eléctrico se infiere que este es un subsector energético muy complejo donde concurren diversos actores con intereses claramente definidos.

El mercado eléctrico guatemalteco (Mercado Mayorista) se orienta por criterios técnicos-económicos en los que la componente ambiental no es considerada. El mercado como tal puede garantizar en el corto plazo su sostenibilidad económica pero no necesariamente la ambiental, perjudicando en el largo plazo la misma sostenibilidad económica, ya que esta hace uso del ambiente (como fuente de insumos y sumidero de residuos y subproductos de la actividad de producción eléctrica). La viabilidad ambiental del subsector debe ser desde ahora un componente importante para el mercado eléctrico y no esperar la llegada de la crisis para incorporar, hasta ese entonces, la componente ambiental en las decisiones de mercado.

Los actores del mercado han establecido redes –asociaciones- que les permiten defender sus intereses y dan sostenibilidad a la actividad del subsector. Para estos efectos es importante el consenso y apoyo de todos los actores –en su defecto de la mayoría de ellos- para la implementación de instrumentos orientados a incrementar el aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación eléctrica del país.

De esa forma, la viabilidad de los instrumentos que pretendan incrementar el aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación eléctrica del país será el resultado de la conciliación de los intereses de todos los actores –directos e indirectos- del mercado. En ese sentido, es de esperar que dichos instrumentos:

- deban ser evaluados integralmente
- sean vistos como una aproximación que creará las condiciones apropiadas para que instrumentos futuros se aproximen más –y mejor- al objetivo.

El crecimiento eminentemente térmico del parque generador guatemalteco, mostrado en la unidad 5, ha obedecido a las condiciones de la reforma del sector expuestas en la unidad 3. Si bien es cierto que un sistema de generación 100% térmico traería consigo una serie de problemas de carácter ambiental, económico y social, también es cierto que un sistema de generación 100% hidroeléctrico –y otras renovables- tampoco es la mejor solución para la producción eléctrica del país debido a los requerimientos y condiciones

operativas del Sistema Nacional Interconectado –SNI-; de tal cuenta en el pasado ha existido consideraciones para la planificación de un “mix óptimo” o “power mix”.

A continuación se propone una serie de lineamientos a ser considerados por parte de las oficinas de gobierno y demás actores relacionados con el desarrollo del subsector eléctrico guatemalteco para promover la viabilidad de los instrumentos que pretendan incrementar el aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación eléctrica del país. Estos lineamientos pueden ser posteriormente complementados, ampliados o modificados en la medida que el subsector eléctrico evolucione y las condiciones nacionales e internacionales así lo requieran.

6.1. Consideraciones técnicas

Las energías renovables presentan diversas ventajas de tipo ambiental, económico y social; sin embargo, su estado de desarrollo tecnológico actual posee limitaciones en lo relativo a su operación ante los requerimientos de sistemas interconectados. Este es el caso, por ejemplo, de la tecnología para el aprovechamiento del recurso eólico.

Además debe mencionarse que la disponibilidad de las fuentes primarias de energía renovable (aire, agua, radiación solar) para la producción eléctrica no es completamente determinística aunque observe una disponibilidad típica a lo largo del tiempo, lo cual también afecta la operatividad de dichas tecnologías en sistemas interconectados. A lo anterior debe agregarse que no existe en Guatemala una red sistematizada de monitoreo e información con registros históricos que permitan predecir con un grado aceptable de certidumbre la disponibilidad temporal del recurso (esto últimos constituye un reto para la promoción del aprovechamiento de la energía renovable para la generación eléctrica en el país), lo cual no es un problema único del país.

En contraste, las tecnologías convencionales han tenido un grado de desarrollo tecnológico que las hace más versátiles y funcionales que las tecnologías para aprovechamiento de energía renovable, en sistemas interconectados. Hasta que el desarrollo tecnológico para el aprovechamiento de energía renovable no alcance un grado de madurez suficiente para superar tales “deficiencias”, la participación de las tecnologías convencionales en sistemas interconectados será necesaria para el adecuado funcionamiento y operación de estos.

Relacionado con la parte comercial y operativa, la normativa correspondiente (NCC y NCO del AMM) no contempla el trato que debe darse a tecnologías de producción eléctrica proveniente de energías renovables, como la eólica, en el despacho de carga del Sistema. Tampoco existe la normativa que

permita cuantificar la “Oferta Firme” que se reconocerá en el mercado a dichas centrales de generación. Esto último es muy importante porque es principalmente a través de la venta de potencia que las centrales de generación eléctrica recuperan las inversiones.

Podría hablarse de un “mix óptimo” de oferta eléctrica en centrales de generación desde el punto de vista técnico –operativo-, económico y ambiental. Una vez “visualizado” y “definido” técnicamente a partir de la información y los supuestos más aproximados de que se disponga (existen asimetrías de información en el mercado, especialmente en lo relacionado con los acuerdos y transacciones privadas entre los agentes del mercado) el “órgano rector” del sub sector puede promover el alcance de dicha oferta eléctrica a través de los instrumentos adecuados.

Los lineamientos técnicos –operativos- para la formulación de instrumentos que promuevan un mayor aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación del país pueden sintetizarse así:

- El instrumento propuesto debe procurar un mix de generación cuya flexibilidad satisfaga económica y operativamente los requerimientos del sistema
- El instrumento propuesto debe coadyuvar a la garantía del suministro eléctrico en cantidad y calidad
- El instrumento propuesto debe facilitar y promover el aprovechamiento energético de los recursos renovables nacionales.

6.2. Consideraciones ambientales

La producción eléctrica, como muchas otras actividades de producción, tiene impactos sobre el ambiente. La viabilidad ambiental de largo plazo apoya la viabilidad de las actividades económicas. En ese entendido el respeto del ambiente –y el universo que dicho concepto engloba, más que un “paternalismo verde”- en la producción eléctrica no es un acto de bondad sino de racionalidad del cual depende el actual y futuro bienestar social.

La acepción de agotabilidad de los recursos y capacidad limitada del ambiente para absorber sin daño las actividades productivas y de subsistencia del ser humano es un punto esclarecido. Ante tal situación es ineludible la incorporación de la componente ambiental en la toma de decisiones de la producción eléctrica.

Aunque la producción eléctrica no es la única ni principal causante de los problemas ambientales de carácter global y local, si puede aportar en la mitigación y reducción de los mismos.

A continuación se enlistan los lineamientos ambientales que se deben considerar para la formulación de instrumentos que promuevan un mayor aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación del país:

- El instrumento propuesto debe respetar los ecosistemas y la vida, en todas las formas en que esta se manifieste.
- El instrumento propuesto debe asegurar su viabilidad ambiental
- El instrumento propuesto debe respetar las funciones que la energía – proveniente de fuentes renovables- y el medio que la contiene cumplen en los ecosistemas
- El instrumento propuesto debe armonizar los demás usos y aprovechamientos –energéticos y no energéticos- de los recursos renovables
- El instrumento propuesto debe aplicar el principio de precautoriedad del Derecho ambiental
- El instrumento propuesto debe prever las externalidades ambientales y no ambientales que generará su implementación y procurar la mitigación, reducción o compensación de las mismas.
- El instrumento propuesto debe considerar el Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental –EIA- como una herramienta para la toma de decisiones, más que un mero requisito legal.

6.3. Consideraciones sociales

La energía es un medio y no un fin; es un medio para procurar la satisfacción de las necesidades de la persona y su superación junto con la mejora del nivel de vida de **la sociedad**. El sector energético –y el subsector eléctrico contenido en él- es un componente que respalda el desarrollo del sector económico.

Los recursos energéticos –renovables y no renovables- se localizan en un **territorio**, donde –generalmente- existe una **población**. Estos dos componentes, **territorio** y **población** son intrínsecos al Estado.

En virtud que los recursos naturales –incluidos en estos los energéticos renovables y no renovables- están en posesión del Estado, el aprovechamiento de aquellos por parte de privados debe procurar el bienestar social.

La producción eléctrica y la infraestructura requerida para ella tienen impactos –positivos y negativos- sobre la sociedad, específicamente sobre las comunidades asentadas en el área / ámbito de influencia de las instalaciones. Las poblaciones se convierten en los receptores de los beneficios / perjuicios de los efectos de dicha actividad; esto ocurre durante las etapas de construcción y operación de las centrales. La sociedad “local” y “nacional” se constituyen en un actor del subsector eléctrico, con intereses definidos, los cuales deben ser

tomados en cuenta en la formulación de los instrumentos de gestión y promoción de las energías renovables.

Los lineamientos propuestos para ser considerados en el área social, para la formulación de instrumentos que promuevan un mayor aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación del país, incluyen los siguientes:

- El instrumento propuesto valora y toma en cuenta los intereses de la “sociedad civil”
- El instrumento propuesto procura la aceptación y “apropiación” por parte de las comunidades receptoras de los efectos de la actividad de producción eléctrica
- El instrumento propuesto identifica y evalúa los impactos sociales asociados a su implementación
- El instrumento propuesto contribuye a la mejora del nivel de vida, fortalecimiento de capacidades y compensaciones por los efectos negativos que el instrumento pueda inducir en las comunidades y en general en la sociedad civil.
- El instrumento propuesto contempla un plan de comunicación social que socialice la propuesta y recoja las observaciones de la sociedad civil y todos los demás actores involucrados.
- El instrumento propuesto es transparente en la transmisión de información respecto a las implicaciones del instrumento para la sociedad
- El instrumento propuesto respeta el papel subsidiario del Estado y evita la inducción de distorsiones al mercado.
- El instrumento propuesto asigna una función social a las decisiones privadas relacionadas con el instrumento
- El instrumento propuesto incorpora en sus objetivos todos los compromisos adquiridos por el Estado de Guatemala relacionados con el desarrollo humano y eliminación de la pobreza.

6.4. Consideraciones económicas y financieras

Se considera que puede existir relación directa entre el crecimiento económico y el desarrollo humano –lo cual es discutible-; asumiendo la validez de dicha relación, se puede aseverar que al impulsar el crecimiento económico se impulsa el desarrollo humano.

Para incrementar el aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación eléctrica del país es necesaria la realización de inversiones en dichas tecnologías. También se requiere inversiones en evaluación y promoción de tecnologías de aprovechamiento de energía renovable. Debido a que las decisiones privadas se orientan por criterios de rédito económico es imprescindible que, para que dichas inversiones

se realicen, se promueva las condiciones y señales de mercado que hagan atractivas las inversiones en energía renovable.

El país ya ha dado algunos pasos en ese tema, de esa cuenta, en noviembre de 2003 se emitió la Ley de Incentivos a Proyectos de Energía Renovable (Decreto 52-2003) la cual crea los incentivos económicos, administrativos y financieros que promueven las inversiones en energía renovable. El Ministerio de Energía y Minas –MEM- ha creado el Centro de Información y Promoción de Energías Renovables, el cual facilita información de oportunidades de inversión en el subsector; adicionalmente, el Instituto Nacional de Electrificación –INDE- ha creado la Oficina para la Promoción de Proyectos Hidroeléctricos –OPPH- con la finalidad de promover las inversiones en proyectos hidroeléctricos en Guatemala. El Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales –MARN- ha creado la Oficina Nacional de Desarrollo Limpio y el Programa Nacional de Cambio Climático.

El Estado a través de sus instituciones (MEM, CNEE, MARN) debe indicar el norte que quiere para el subsector y dar las señales de mercado correspondientes para orientar las inversiones hacia la energía renovable.

Los lineamientos financiero-económicos a considerar para la formulación de instrumentos que promuevan un mayor aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación del país, son los siguientes:

- El instrumento propuesto debe ser compatible con las señales de mercado orientadas a incrementar las inversiones en energía renovable.
- El instrumento propuesto debe garantizar la fuente de financiamiento para su implementación
- El instrumento propuesto debe fomentar igualdad de condiciones de mercado para la toma de decisiones privadas y públicas
- El instrumento propuesto debe fortalecer el crecimiento del subsector.

6.5. Políticas públicas en el subsector eléctrico

El país carece de una política expresa para el sector energético en general y para el subsector eléctrico en particular. Dicha política, entendida como la directriz que guía el rumbo del sector energía –y subsector eléctrico-, y que recoge expresamente las aspiraciones y el estado deseado para dicho sector, junto con una serie de objetivos claramente definidos y unos principios que lo respaldan, es “la brújula” que indica el norte al cual deben converger los diferentes actores e instrumentos en la búsqueda de alcanzar sus intereses.

La política energética y la subsectorial eléctrica debe ser el resultado del consenso de los actores, atendiendo a las aspiraciones sociales, ambientales y económicas de la nación trascendiendo la temporalidad y continuidad gubernamental. Dicha política debe ser ampliamente comunicada y socializada con los actores ya que serán ellos quienes la harán operativa. Aunque el marco regulatorio vigente para el subsector eléctrico guatemalteco contiene elementos muy importantes de política para el subsector, esta debe ser elaborada expresamente por el ente rector (Ministerio de Energía y Minas –MEM-), socializada y validada por todos los actores (públicos y privados).

Los siguientes son lineamientos en el plano de las políticas públicas del subsector eléctrico que deben ser considerados para la formulación de instrumentos que promuevan un mayor aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación del país:

- El instrumento propuesto debe ser congruente con las políticas públicas (expresas o implícitas) del subsector eléctrico (incluyendo las ambientales y sociales) o los elementos de política contenidos en el marco regulatorio del subsector.
- El instrumento propuesto debe mostrar su afinidad con las políticas públicas (expresas o implícitas) del subsector eléctrico o los elementos de política contenidos en el marco regulatorio del subsector.
- El instrumento propuesto debe ser socializado con los actores del subsector eléctrico, sector ambiental y sector social.

6.6. Estratégicas

El sector energético es un sector estratégico, no sólo como respaldo para el desarrollo económico de un país sino para la estabilidad en esferas tan importantes como la gobernabilidad, la soberanía y la autodeterminación de una nación. Por dicha razón debe garantizarse la seguridad de suministro (mediante la diversificación de las fuentes energéticas –para reducir riesgos-) y la satisfacción de las demandas sociales en lo relativo a la protección del ambiente y la competitividad económica, lo anterior requiere que el país pueda disponer de una energía accesible, disponible y aceptable.

La accesibilidad está muy ligada a una adecuada estructura de costos – reales-; la disponibilidad, a la calidad y potencial aprovechable de la energía en el corto plazo y a la seguridad de suministro en el largo plazo; la aceptabilidad está relacionada con los objetivos ambientales y las sensibilidades públicas. Por lo antes mencionado, se puede sintetizar las líneas estratégicas para el subsector de la siguiente manera:

- Garantía de seguridad de suministro y diversificación de fuentes energéticas
- Protección del ambiente
- Competitividad económica

A partir de definir estas líneas estratégicas, todos los instrumentos que puedan implementarse deberán conducir a un parque de generación donde la oferta energética satisfaga las líneas estratégicas; además dichos instrumentos deben ser un planteamiento realista, flexible y que tenga en cuenta la racionalidad económica.

En el caso de Guatemala, como en el de otras naciones donde el subsector se basa en un esquema de mercado, el entorno se encuentra menos sujeto a la planificación –e intervención- estatal, lo cual plantea complejidades y desafíos para conducir al subsector en el marco establecido por las líneas estratégicas.

Incrementar la participación de las energías renovables en el mix de generación a un nivel “adecuado” y estratégico de participación requiere el establecimiento de mecanismos de apoyo a dichas fuentes; estos mecanismos de apoyo deben inducir las menores distorsiones en el mercado.

Es claro que por las consideraciones técnicas presentadas al principio de este capítulo y por las razones estratégicas planteadas en esta sección, el parque de generación eléctrica guatemalteco no puede componerse 100% de fuentes renovables de energía. Los instrumentos que tengan por objetivo incrementar el aprovechamiento y participación de las energías renovables en el parque de generación eléctrica del país deberán estar vigentes hasta que se alcance el “mix óptimo” definido técnica, económica, ambiental y estratégicamente, y posteriormente implementar los mecanismos que en el entorno liberalizado permitan que la composición del parque generador no se aleje de dicho óptimo.

A continuación se presentan los lineamientos en el plano estratégico del subsector eléctrico que deben ser considerados para la formulación de instrumentos que promuevan un mayor aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación del país:

- El instrumento propuesto debe enmarcarse dentro de las líneas estratégicas que se definan para el subsector eléctrico
- El instrumento propuesto debe promover la certeza jurídica del subsector eléctrico
- El instrumento propuesto debe fortalecer la dirección interinstitucional del subsector eléctrico
- El instrumento propuesto debe ser a fin y no contrarrestar el beneficio de otros instrumentos vigentes.

6.7. Sustentabilidad

El desarrollo sustentable, como una propuesta de modelo de desarrollo, propone la armonización de las esferas social, económica y ambiental para todas las decisiones y actuaciones. Cada una de esas esferas es importante

para garantizar la continuidad de la actividad ya que si una de ellas se prescinde, la viabilidad de dicha actividad no se mantendrá en el tiempo. Aspectos como la equidad y la justicia se relacionan con la esfera social; la rentabilidad se relaciona con la esfera económica y no sobrepasar la capacidad de carga de los ecosistemas y uso racional de los recursos se relaciona con la esfera ambiental.

La actividad de producción eléctrica incide sobre las tres esferas consideradas por el desarrollo sustentable, y en proceso debe armonizar los intereses y las incidencias de dicha actividad –como actividad económica- sobre la sociedad y el ambiente; esto garantizará su viabilidad. Las decisiones de inversión en el subsector eléctrico deben procurar el óptimo económico – social – ambiental, es decir, deben generar rentabilidad a los inversionistas, procurar el bienestar social y garantizar la integridad y uso racional del ambiente.

Los lineamientos relacionados con la sustentabilidad del subsector eléctrico que deben ser considerados para la formulación de instrumentos que promuevan un mayor aprovechamiento y participación de la energía renovable en el parque de generación del país son:

- El instrumento propuesto debe armonizar las esferas económica, social y ambiental.
- El instrumento propuesto debe procurar el óptimo económico, social y ambiental
- El instrumento propuesto debe considerar en su proceso de formulación una contribución al desarrollo sustentable del subsector eléctrico
- El instrumento propuesto debe evaluar los resultados y su contribución con el desarrollo sustentable del subsector y del país.

6.8. Otras / comentarios finales

La actividad de producción eléctrica constituye un motor para el crecimiento económico del país. Las distintas tecnologías utilizadas en dicha actividad tienen diferentes impactos, tanto ambientales como no ambientales, que no se ven reflejados en la estructura de costos, por lo cual la asignación de los recursos energéticos no es eficiente.

La identificación de dichos impactos y su valoración económica, a efecto de integrarlos en la estructura de costos utilizando las mismas unidades monetarias constituye uno de los primeros pasos a seguir para la internalización de las externalidades de la actividad de producción eléctrica.

Algunos países en Europa ya han iniciado dicho proceso y han implementado mecanismos para incentivar el incremento de la participación de las energías renovables en la oferta energética de acuerdo con las políticas y estrategias comunitarias.

La internalización no consiste en un mero incremento de los costos, sino más bien en una mejor distribución de los costos ya existentes puesto que recaerán precisamente sobre los productores que los causaron. Con ella, se logra una mayor eficiencia económica puesto que si no existe la internalización, los sectores energéticos productores de externalidades están, en cierta forma, siendo subsidiados por las terceras partes que cargan con ellas, lo cual significa una pérdida de eficiencia de la economía.

La internalización de los costos externos tiene como objetivo introducir estos costos en el precio de mercado de la energía de forma que el que origina la contaminación debe pagar los costos que causa; esto es el principio de “el que contamina paga”.

La internalización de externalidades puede tener importantes consecuencias económicas en el mercado interior, por lo que es aconsejable un análisis previo a su realización. Tanto el gobierno como el sector privado (industria y público en general), pueden promover la internalización y, es mas, podría decirse que la internalización necesita ser apoyada por la sociedad. Un cambio en los valores y comportamientos sociales ante este concepto sería un elemento fundamental en el proceso de internalización.

El proceso de internalización de los costos / beneficios externos debe llevarse a cabo teniendo en cuenta, al menos, las siguientes etapas:

- La identificación de todos los efectos externos positivos y negativos originados a lo largo del ciclo de producción de energía por cada uno de los combustibles.
- La definición precisa de cada uno de los efectos producidos y su ruta de impacto.
- La cuantificación y valoración económica de cada uno de los efectos socioeconómicos y ambientales generados en cada etapa del ciclo.
- La selección del mecanismo de internalización más apropiado en cada caso aplicable al costo / beneficio externo analizado.
- La implantación del mecanismo de internalización seleccionado.

Una consideración importante acerca de la internalización de estos costos / beneficios externos relacionados con la generación, supone la consideración de las ventajas o inconvenientes que conllevaría la aplicación de caminos alternativos hacia esta internalización. En el caso que el objetivo a alcanzar fuese la consideración del mercado energético de los costos totales, inicialmente este objetivo podría lograrse a través de dos caminos:

- La utilización de instrumentos penalizadores sobre las fuentes energéticas generadoras de costos externos

- La consideración de instrumentos o mecanismos que valoren los beneficios externos generados por las fuentes energéticas.

Ambos caminos requieren la utilización de instrumentos económicos que pueden estimular cambios en el comportamiento de los productores y consumidores dentro del mercado energético. Los mecanismos más importantes aplicados para este fin son:

- Impuestos sobre emisiones y procesos: Este instrumento económico se puede aplicar una vez evaluado económicamente el efecto externo producido por una unidad de contaminante emitida (en forma sólida, líquida o gaseosa) por cada tecnología de generación eléctrica.
- Impuestos sobre el tipo de combustible: en función del efecto externo generado durante todo el ciclo de vida de cada combustible, es posible aplicar un impuesto en función del costo externo generado que grave su utilización.
- Comercialización de límites de contaminación: los límites de contaminación fijados por las autoridades públicas marcan la creación de un mercado de permisos de contaminación entre fuentes energéticas alternativas. Así, la fijación de una cantidad límite de emisión de SO₂ o NO_x por unidad energética producida asignaría de forma eficiente un cierto valor de costo externo generado por cada fuente energética.
- Subsidio de fuentes energéticas: Este apoyo público, que se puede realizar bien a través de subvenciones directas de capital, de explotación o financieras, o bien a través de precios reconocidos por encima de los precios de mercado, debe basarse en ambos casos en la valoración de los beneficios socioeconómicos y ambientales de cada fuente energética.
- Desgravaciones fiscales: como en el caso anterior, las desgravaciones fiscales aplicables a las inversiones o rentas generadas por fuentes de energía renovables deben estar basadas en el análisis particular de los beneficios generados por cada una de ellas.
- Medidas promocionales: el establecimiento de campañas de información y educación, planes de promoción o apoyo a potenciales inversionistas. Ayuda y estimulación en la creación de fondos de inversión en energías renovables. Minimización de los costos de transacción (permisos, acceso a red eléctrica, etc) en el caso de inversiones en estas energías.

La aplicación de estos instrumentos económicos como mecanismos de internalización de los costos / beneficios externos generados por las distintas fuentes energéticas, requiere la existencia de una serie de condiciones:

- El funcionamiento óptimo de los instrumentos económicos se produce en circunstancias donde los mecanismos del mercado funcionan razonablemente o bien no existen distorsiones de mercado. Por tanto, es preciso conocer si los actores afectados por la aplicación de estos

instrumentos operan en un mercado competitivo donde tienen además acceso a la información necesaria para tomar sus decisiones.

- La introducción de un mecanismo de internalización de costos / beneficios externos debe tener en cuenta si éste refuerza o contrarresta el funcionamiento de los ya existentes en el mercado energético.
- La introducción de impuestos debe conllevar la aplicación de una serie de incentivos para lograr el cambio de actitud de los productores / consumidores.
- La introducción de instrumentos económicos para alcanzar la internalización de costos / beneficios externos debe realizarse a través de un proceso gradual o bien informado anticipadamente al mercado, permitiendo así a los productores y consumidores tenerlos en cuenta en sus decisiones futuras de inversión y consumo.

Una de las medidas adoptadas por algunos países han consistido en la implementación de un sistema de primas para las energías renovables; este sistema garantiza un precio fijo “primado” (un monto adicional por kWh generado en el cual se reconoce y se remunera las externalidades positivas de la producción eléctrica con dicha tecnología) para la venta de energía eléctrica producida con centrales que aprovechan los recursos renovables.

Además, en los esquemas de mercado el consumidor final tiene la opción de elegir al proveedor de energía eléctrica en función de sus preferencias y “calidades” del proveedor. Lo anterior ha tenido buenos resultados en la mayoría de países donde ha sido implementado y ha permitido que países como España hayan experimentado en los últimos años una tasa de incremento notable en la participación de las energías renovables (solar y eólica principalmente) en la oferta energética de su sistema eléctrico.

Para el caso de Guatemala un sistema de primas o un sistema de subsidiación no serían viables debido a que las condiciones del subsector, las capacidades subsidiarias del gobierno y capacidad económica del consumidor final –junto con su nivel educativo y concienciación respecto del uso sustentable de los recursos- no lo permiten.

Aunque el sistema de primas no sea viable en Guatemala, existen otros instrumentos y mecanismos que se pueden ajustar mejor a las condiciones del país y a las características del subsector. Lo que es imperativo es la implementación de los instrumentos “ad hoc” que permitan internalizar las externalidades –positivas y negativas- de cada una de las tecnologías que participan de la producción eléctrica del país. Esto provocará que las futuras inversiones se orienten hacia las tecnologías renovables ya que éstas se verán como la opción de generación más económica de largo plazo aunque se requiera una inversión inicial alta, la cual se equipararía con la inversión inicial en térmicas con externalidades internalizadas.

En Guatemala, la prioridad es llevar energía eléctrica a la mayor parte de la población (que en su mayoría se encuentra en la pobreza); en función de dicha prioridad no se discrimina la fuente. Un crecimiento sustentable del subsector requiere una visión que se enfoque más allá del corto plazo y considere desde ahora los puntos clave que permitirán que el subsector se configure con una visión integral que valore la importancia de todos los componentes sobre los que este incide y que inciden sobre él.

7. CONCLUSIONES

1. La economía nacional y la producción eléctrica del país mantienen una fuerte dependencia respecto a combustibles fósiles importados lo cual provoca que el país sea susceptible a condiciones externas fuera de sus ámbitos de actuación.
2. La demanda energética nacional es satisfecha principalmente con leña, con preponderancia de consumo del sector residencial (mas del 90% del consumo energético en este sector es leña).
3. La energía eléctrica satisface el 6% de la demanda energética total del país.
4. El subsector eléctrico guatemalteco se rige por un esquema de mercado (Mercado Mayorista) cuya oferta energética (generación) ha tenido un crecimiento preponderantemente basado en tecnologías convencionales a partir de la reforma de 1996.
5. Los productos y servicios transados en el Mercado Mayorista guatemalteco son: energía eléctrica, potencia eléctrica, transporte de energía eléctrica y servicios complementarios.
6. El país carece de una política expresa e integrada para el sector energético en general, y en particular para el subsector eléctrico, aunque existen instrumentos dispersos.
7. Guatemala cuenta con un potencial de energía renovable para la producción eléctrica cuyo valor estimado supera los 5 GW de capacidad, el cual es 3 veces superior a la máxima demanda registrada al mes de septiembre 2006 en el Sistema Nacional Interconectado (SNI).
8. La economía ambiental aporta herramientas para la valoración de productos y servicios que no tienen un mercado convencional a efecto de homologar dichos productos y servicios con otros que si lo tienen y eficientar la asignación de recursos (energéticos) en la toma de decisiones.
9. Una forma de atenuar la distorsión que inducen las externalidades –falla de mercado- en el mercado eléctrico es valorarlas e integrarlas en la estructura de costos de la electricidad.
10. Las externalidades de la producción eléctrica dependen en primer lugar de la tecnología aplicada para la generación de electricidad y en segundo lugar del contexto de su aplicación.

11. Debido a su composición actual el parque nacional de generación eléctrica tiene impactos ambientales; la cuantificación en ecopuntos asigna el 99.8% de impactos a las centrales basadas en tecnologías convencionales que producen electricidad mediante carbón y combustibles derivados del petróleo.
12. En el momento actual es necesario que se incremente la participación de la energía renovable en la producción eléctrica del país hasta alcanzar un “óptimo” en la composición del parque de generación eléctrica nacional.
13. La composición óptima del parque de generación eléctrica del país debe alcanzarse de forma sustentable mediante instrumentos que respondan a criterios técnicos, económicos, ambientales, sociales, estratégicos y político-sectoriales.

8. BIBLIOGRAFÍA

1. Colombia 2001. Juan Carlos Mendieta. *Economía Ambiental*. 298 p.
2. Ecuador 2001. PNUMA. *Introducción al MDL*. 32 p.
3. España 2001. Varios autores. *Tecnologías energéticas e impacto ambiental*. 586 p.
4. España 2002. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Impactos ambientales de la producción eléctrica. *Análisis del ciclo de vida de 8 tecnologías de producción eléctrica*.
5. Guatemala 1996. *Ley General de Electricidad*. Decreto 93-96
6. Guatemala 1997. *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. Acuerdo Gubernativo 256-97
7. Guatemala 1998. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista -RAMM-*. Acuerdo Gubernativo 299-98.
8. Guatemala 2001. Dirección General de Energía / Ministerio de Energía y Minas –MEM-. *Plan indicativo 2001*. 92 p.
9. Guatemala 2002. BUN-CA. *Guía para desarrolladores de proyectos de generación de energía eléctrica utilizando recursos renovables en Guatemala*. 89p.
10. Guatemala 2003. *Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable –LIPER-*. Decreto 52-2003
11. Guatemala 2004. Universidad Rafael Landívar. *Perfil ambiental de Guatemala*. 461p.
12. Guatemala 2006. Dirección General de Energía / Ministerio de Energía y Minas –MEM-. *Guía del inversionista 2006*. 26 p.
13. Italia 1998. Herrera, A., Francescutti, D. y de León, E. *Guatemala-Mercado de tierras. Un análisis preliminar*.
14. Perú 2004. OLADE. *Guía M-1, Metodología para la elaboración de los balances energéticos*.

1. <http://www.amm.org.gt/>
2. <http://www.desarrollohumano.org.gt/Informe2005.htm>
3. <http://www.eclac.org/cgi-bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/7/22107/P22107.xml&xsl=/de/tpl/p9f.xsl&base=/tpl/top-bottom.xsl>
4. <http://www.inde.gob.gt>
5. http://www.sica.int/energia/aea/aea_breve.aspx
6. <http://es.wikipedia.org/wiki/Portada>

9. Apéndice 1

GLOSARIO

Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

Es el ente privado, sin fines de lucro, cuyas funciones son: coordinar la operación del Sistema Nacional Interconectado, establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre los agentes y participantes del Mercado Mayorista, y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Bienes Ambientales

Son productos tangibles con precio en el mercado, tales como: madera, frutos, pieles, semillas, plantas, carnes, etc.

CNEE

Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Energía Final (EF)

Es aquella energía, primaria o secundaria, que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos. Es la energía tal cual entra al sector consumo y se diferencia de la energía neta (sin pérdidas de transformación, transmisión, transporte, distribución y almacenamiento) por el consumo propio del sector energía. Incluye al consumo energético y no energético.

Energía renovable

Es la obtenida de fuentes naturales capaces de regenerarse en un tiempo “corto” en una escala humana de tiempo y, por tanto, virtualmente inagotables.

Energía Útil (EU)

Es la energía realmente utilizada en los procesos energéticos finales, en razón de que no toda la energía que entra a un sistema consumidor es aprovechada y depende para cada caso de la eficiencia de los aparatos consumidores. Es aquella energía neta a la cual se le han reducido las pérdidas de utilización del equipo o artefacto donde se consumen a nivel del usuario. Se aplica tanto al consumo propio como al consumo final, energético y no energético.

Externalidad

Son los efectos que se producen a lo externo de la actividad económica de producción o consumo como consecuencia de la propia actividad, la cual incide sobre las personas o la sociedad, quienes no tienen participación en ella.

Falla de mercado

Son situaciones que provocan una asignación ineficiente de recursos en un mercado

Generador

Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente, su producción de electricidad.

Gran Usuario

Es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios (kW) o el límite inferior fijado por el Ministerio en el futuro. El gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador.

kBep

Unidad de energía que expresa Miles de barriles equivalentes de petróleo

kWh

Unidad de energía que expresa Miles de Watts - hora

MEM

Ministerio de Energía y Minas

Mercado Mayorista

Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre los agentes del mercado.

NCC

Norma de Coordinación Comercial del Administrador del Mercado Mayorista

NCO

Norma de Coordinación Operativa del Administrador del Mercado Mayorista

PPA

Contrato de compra de energía (del idioma inglés: Power Purchase Agreement)

Regulación

Es el conjunto de medidas cuya implementación en el mercado persigue procurar la defensa del consumidor y limitar el oportunismo gubernamental, para así garantizar una óptima inversión, calidad y en el largo plazo bajos precios (otorgar credibilidad a la inversión).

Servicio ambiental

Es la capacidad que tienen los ecosistemas para generar recursos ambientales intangibles, sin valor en el mercado. Constituyen una posibilidad o potencial por su facultad a ser utilizados por el ser humano para los fines de mitigación de gases con efecto invernadero, conservación de la biodiversidad, provisión de recursos hídricos, mantenimiento de bosques, belleza escénica, etc.

Sistema Eléctrico Nacional

Es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.

Sistema Nacional Interconectado

Es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.

Valoración de servicios ambientales

Es la asignación de un valor económico a los servicios ambientales.

