



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN**

FACTIBILIDAD DE FUENTES DE ENERGÍA ALTERNA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTA:

HUMBERTO ANGULO ROSALES

ASESOR: ING. MIGUEL ANGEL BARCENAS SARABIA

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX.

2007



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

FACTIBILIDAD DE FUENTES DE ENERGÍA ALTERNA

INDICE

OBJETIVO.....	1
INTRODUCCIÓN.....	2

CAPÍTULO I. FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA.

A) FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLES.	
1.1 BIOMASA.....	5
1.2 ENERGÍA EÓLICA.....	11
1.3 ENERGÍA GEOTERMICA.....	14
1.4 ENERGÍA HIDRÁULICA.....	17
1.5 ENERGÍA MAREOMOTRIZ.....	20
1.6 ENERGÍA SOLAR.....	22
B) FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA NO RENOVABLES.	
1.7 CARBÓN MINERAL.....	27
1.8 CONDENSADO.....	27
1.9 GAS NATURAL NO ASOCIADO.....	27
1.10 GAS NATURAL ASOCIADO.....	27
1.11 PETRÓLEO CRUDO.....	28

CAPÍTULO II. FUENTES DE ENERGÍA SECUNDARIA.

2.1 COQUE DE PETRÓLEO.....	30
2.2 GAS NATURAL.....	30
2.3 GASOLINA.....	31
2.4 GASOLINA DE AVIACIÓN.....	31
2.5 GAS LICUADO DE PETRÓLEO.....	32
2.6 COMBUSTÓLEO.....	32
2.7 DIESEL.....	33

CAPÍTULO III. RESERVAS DE HIDROCARBUROS.

3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS 2004.....	36
3.2 COMPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE LOS HIDROCARBUROS.....	37
3.3 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS POR REGIÓN 2004.....	37
3.4 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL.....	38
3.5 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DEL GAS SECO.....	38
3.6 RELACIÓN RESERVA – PRODUCCIÓN.....	39
3.7 RESERVAS EN YACIMIENTOS DESCUBIERTOS DURANTE EL 2003.....	38
3.8 RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO CRUDO.....	41
3.9 RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL.....	42

CAPÍTULO IV. BALANCE DE ENERGÍA.

4.1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA.....	44
4.2 COMERCIO EXTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA.....	47
4.3 OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA.....	48
4.4 DESTINO DE LA ENERGÍA PRIMARIA.....	51

4.5	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	51
4.5.1	ENERGÍA PRIMARIA A TRANSFORMACIÓN POR CENTRO DE DESTINO.....	52
4.5.2	ENERGÍA PRIMARIA A TRANSFORMACIÓN POR TIPO ENERGÉTICO....	53
4.5.3	PRODUCTOS OBTENIDOS EN LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.	54
4.5.4	PERDIDAS POR TRANSFORMACIÓN.....	54
4.6	COMERCIO EXTERIOR DE ENERGÍA SECUNDARIA.....	55
4.7	CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA.....	57
4.8	CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA.....	58
4.9	CONSUMO FINAL DE ENERGÉTICOS POR SECTORES.....	59
4.10	SECTOR RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PÚBLICO.....	60
4.11	SECTOR DE TRANSPORTE.....	61
4.12	SECTOR AGROPECUARIO.....	62
4.12	SECTOR INDUSTRIAL.....	63
4.13	FIGURA 3 CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA 2005.....	64
4.14	FIGURA 4 ESTRUCTURA DEL CONSUMO TOTAL POR TIPO ENERGETICO 2005.....	65
4.15	FIGURA 5 CONSUMO FINAL ENERGETICO POR SECTOR Y TIPO ENERGÉTICO.....	66
4.16	FIGURA 6 CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PÚBLICO.....	67
4.17	FIGURA 7 CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR TRANSPORTE.....	67
4.18	FIGURA 8 CONSUMO DE ENERGÍA POR RAMA INDUSTRIAL.....	69
4.19	FIGURA 9 PRINCIPALES RAMAS CONSUMIDORAS DE ENERGÉTICOS INDUSTRIALES.....	67
4.20	DIAGRAMA 1 ESTRUCTURA DEL BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2005 PETAJOULES.....	71
4.21	DIAGRAMA 2 BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2005 PETAJOULES....	72

CAPÍTULO V. PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA.

5.1	DEPENDENCIA POR LOS HIDROCARBUROS.....	74
5.1.1	PRODUCCIÓN.....	74
5.1.2	DEMANDA.....	75
5.1.3	IMPORTACIONES.....	76
5.1.4	GAS NATURAL LICUADO.....	76
5.2	HORIZONTE DE PETRÓLEO Y GAS.....	77

CAPÍTULO VI. VIABILIDAD DE USO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA ALTERNA

6.1	PRECIOS DE TECNOLOGÍA Y k.w-h PARA CADA TIPO DE ENERGÍA.....	80
6.2	TENDENCIAS DE ENERGÍA RENOVABLE.....	81
6.3	ENERGÍA SOLAR.....	82
6.4	ENERGÍA EÓLICA.....	84

CAPÍTULO VII. TECNOLOGÍA DE LAS FUENTES DE ENERGÍA MÁS VIABLES.

7.1. TECNOLOGIA EÓLICA.....	88
7.2. TECNOLOGIA SOLAR.....	97
8.1. CONCLUSIONES.....	104
8.2. BIBLIOGRAFIA.....	107

OBJETIVO

El objetivo de esta tesis es analizar la viabilidad de fuentes de energía alterna renovable para la sustentabilidad de electricidad en México.

INTRODUCCIÓN

La energía ha presentado siempre un elemento fundamental, para el progreso y desarrollo de la humanidad en todos los aspectos, desde su aplicación en los más complejos procesos industriales hasta su uso residencial.

La electricidad es el producto de una transformación energética, realizada en las llamadas plantas generadoras, que son de varios tipos: hidroeléctricas, geotérmicas, nucleoeeléctricas y termoeléctricas, de las cuales las dos primeras utilizan fuentes de energía renovables sin impacto ambiental nocivo, mientras que la nucleoeeléctrica usa como fuente de energía un material radiactivo, considerado como inagotable, pero con los serios riesgos que implica el manejo del material mismo y los residuos producidos durante la conversión energética necesaria para la producción eléctrica.

En contra posición, se tiene una gran dependencia de las plantas termoeléctricas, cuyo impacto ambiental nocivo es notable al emitir gases contaminantes derivados de la combustión de los combustibles fósiles en sus procesos de generación de energía eléctrica.

Ante la problemática que presentan las fuentes de energías no renovables por los efectos ambientales negativos producidos durante la generación de electricidad, ha sido desarrollada la tecnología para la utilización de fuentes no convencionales, tales como son la energía solar, energía eólica, energía mareomotriz, energía geotérmica y biomasa estos utilizan una fuente de energía renovable y no producen ningún impacto ambiental nocivo durante su utilización en los procesos de conversión energética.

Un problema real para México, es la acelerada disminución de las reservas probadas de los hidrocarburos, el gas natural y el carbón, debido al cumplimiento de los compromisos contraídos por el gobierno mexicano en relación a la exportación y la demanda interna de energéticos y de productos petroquímicos.

En este trabajo se mencionará la cuantía de reservas con las que cuenta México en su territorio tomando en cuenta sus clasificaciones en las denominadas reservas probadas, probables y posibles, así como su distribución por regiones.

En el balance nacional de energía del año 2005, los balances regionales se componen en: primarios y secundarios. En los balances energéticos primarios, se consideran el petróleo crudo, condensados, gas asociado, gas no asociado, nucleenergía, hidroenergía, geoenergía, energía eólica, bagazo de caña y leña, entre otros.

En los energéticos secundarios del balance de energía, se considera la electricidad, gas licuado de petróleo, gas natural, gasolina, naftas, combustóleo y queroseno.

La dependencia es cada vez mayor de gas natural e hidrocarburos líquidos en México. El análisis se identifica a corto y mediano plazo.

Como resultado de este trabajo se abordará el análisis técnico económico correspondiente para definir la viabilidad energética para México, considerando los tipos de energía renovable que serán los sustitutos de los actuales que se visualizan en el escenario dominados combustibles fósiles. En esa proyección para el futuro cercano influirán varios aspectos de una manera determinante como son: el clima, la ubicación geográfica y sobre todo la factibilidad tecnológica.

CAPÍTULO I

FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA

¿QUÉ SON FUENTES DE ENERGÍA?

Las fuentes de energía son, aquellas que producen energía útil directamente por medio de una transformación, y se clasifican en primarias y secundarias.

A) FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA RENOVABLE

Energía primaria:

Corresponde a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción. Los recursos energéticos se utilizan como insumo para obtener productos secundarios o se consumen en forma directa, tal es el caso de la leña, el bagazo de caña y una parte del gas no asociado.

Las principales fuentes de energía renovables en ciertas circunstancias económicamente viables son: la biomasa, mareomotriz, hidroenergía, la eólica y solar.

Tales fuentes de energía se aprovechan en la generación de energía eléctrica, bombeo, y calentamiento de agua, entre otras aplicaciones.

1.1 BIOMASA

Se le llama biomasa al combustible energético que se obtiene directa e indirectamente de los recursos naturales, la energía biomasa procede de la madera, residuos agrícolas y estiércol. Continúa siendo la fuente de energía principal en los países en desarrollo. Cuando la materia orgánica se descompone, la energía contenida en ella se libera. Esto ocurre mediante la descomposición de la materia orgánica o combustión de la leña u otros residuos. Por lo tanto, podemos decir, que el conjunto de materia orgánica que existe en un momento dado o biomasa, es un gran depósito energético temporal, cuya magnitud está mantenida a base de un flujo de captación y liberación. Las fuentes más comunes de energía biomasa son la madera y sus desechos, pero existen otras fuentes adicionales, como son: residuos agrícolas, desechos de animales, desechos sólidos municipales y plantas acuáticas (ver figura 1.1).

El Hombre, hace mucho tiempo ha sabido beneficiarse del valor energético de la biomasa quemándola para calentarse, secar cosas o cocinar alimentos. La biomasa, junto con la energía directa del sol y la fuerza muscular, han sido las principales fuentes de energía utilizadas por la humanidad durante largos períodos de tiempo.

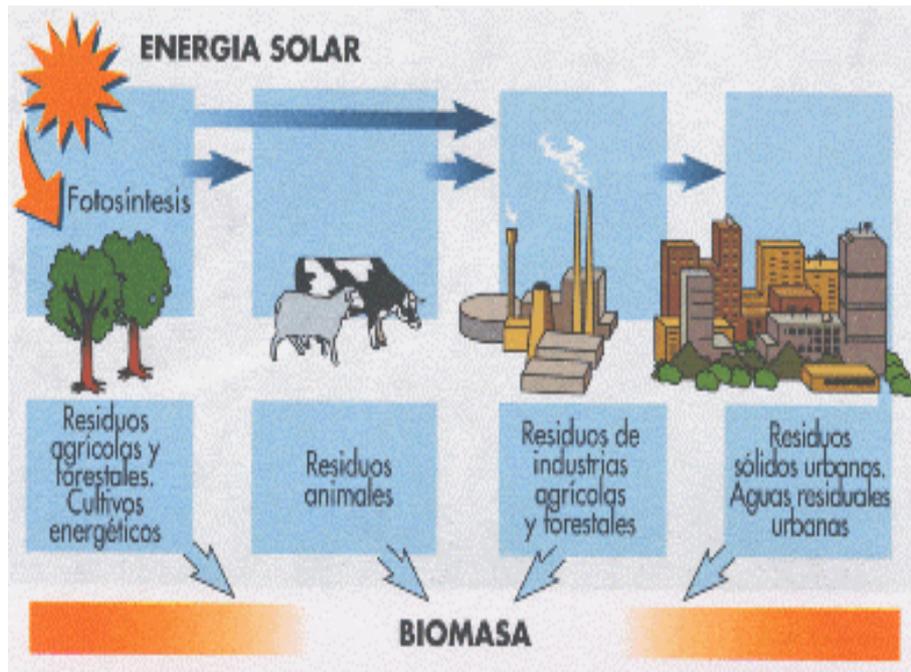


Figura 1.1 Biomasa

SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE BIOMASA

Las plantas crean energía a través de la fotosíntesis, reteniendo la radiación solar y bióxido de carbono, el agua es un producto energético. Entonces podemos tomar la energía y transformarla a través de una variedad de procesos para adaptarla a nuestros usos. Existen dos tipos básicos de conversión de la bioenergía en la actualidad.

- | | | |
|------------------------|---|---|
| Conversión biológica. | } | <ul style="list-style-type: none"> Biometanación Fermentación alcohólica |
| Conversión biotérmica. | } | <ul style="list-style-type: none"> Conversión directa y Pirólisis Licuefacción y Gasificación |

1.1.1. CONVERSIÓN BIOLÓGICA

La conversión biológica de la biomasa, puede convertirse en combustible generando una digestión anaerobia o fermentación, (la producción del etanol se genera a partir de cultivos ricos en azúcares y almidones).

1.1.1. BIOMETANACIÓN

El proceso de la biometanación se logra mediante desperdicios orgánicos, que tienen un alto contenido de humedad que alimenta a un recipiente llamado digestor biológico.

Por la acción de microorganismos la materia orgánica se transforma en biogás, con una mezcla de bióxido de carbono y metano esencialmente, puede aprovecharse como combustible, produciéndose lodos residuales utilizados como mejoradores de suelos o fertilizantes.

El tratamiento de la materia orgánica mediante la digestión anaeróbica cumple tres funciones:

- 1.- Producir un gas combustible
- 2.- Producir mejoradores de suelos, fertilizantes o forrajes.
- 3.- Reducir la contaminación ambiental producida por la disposición de los desechos no tratados.

Los procesos en descomposición de materia orgánica, pueden llevarse a cabo en presencia de oxígeno (aeróbicos), dependiendo del tipo de microorganismos que produce la hidrólisis enzimática de la materia orgánica.

La mayor parte de estiércol, es aprovechado en los biodigestores. El estiércol más utilizado es el de ganado vacuno o porcino, siguiéndole el de aves de corral, de equinos y de ovinos. El estiércol de ganado vacuno es el más favorable ya que la excreta es aproximadamente el 8% de su peso vivo al día.

Por su parte el estiércol de ganado porcino tiene un olor muy penetrante que posee una notable tendencia a bajar de nivel durante el proceso de digestión, para formar grandes cantidades de gases volátiles, esto permite una mayor producción de biogás por unidad de estiércol fresco.

1.1.2. FERMENTACIÓN ALCOHÓLICA

El etanol es un alcohol empleado como combustible en sustitución de la gasolina.

El etanol puede obtenerse a partir del etileno. Es posible también producir etanol a partir de la fermentación de azúcares o almidones, sorgo, maíz, trigo, caña y subproductos, lo cual es aprovechado desde hace varios siglos.

Los cultivos ricos en almidones son: papa, maíz y cereales, los que generalmente se aplastan o remuelen antes de ser fermentados. Se les agrega agua y se procesan para incrementar su área superficial y así convertir una gran gelatina en sustrato de almidones.

La hidrólisis enzimática es preferida a la hidrólisis ácida por no requerir equipos resistentes a la corrosión y por permitir una supervisión menos estricta de las condiciones de proceso. También poseen un factor de conversión al 90%, lo que presenta ventaja, comparado con alrededor de un 50% en la hidrólisis ácida.

1.2. CONVERSIÓN BIOTÉRMICA

Los principales procesos de la conversión termoquímica son: combustión directa, pirólisis, licuefacción y gasificación.

1.2.1. COMBUSTIÓN DIRECTA

La combustión directa de la madera y otras plantas siempre han sido una fuente primaria de energía para los seres humanos. Este tipo de conversión de energía biomasa es el más antiguo, principalmente en el inicio de la industrialización para producir calor, vapor y electricidad.

Hoy, la tecnología para las plantas de energía que utiliza la combustión directa, es por medio de combustibles (derivados del petróleo, gas natural y carbón).

Los sistemas de combustión directa varían considerablemente en tamaño. Las grandes plantas de energía pueden producir hasta 400Mw de energía, mientras que los sistemas pequeños incluyen usos de calefacción y estufas.

1.2.2. PIRÓLISIS

La pirólisis es una descomposición térmica de biomasa en ausencia de aire, (aunque algunas tecnologías emplean aire en alguna parte del reactor) que puede llevarse en lotes o procesos continuos.

Los reactores pirolíticos operan a presiones cercanas a la atmósfera a temperaturas adecuadas para volatilizar la biomasa en líquidos y gases quedando como residuo carbón vegetal. Cuando las temperaturas se controlan alrededor de 200 °C se obtienen principalmente líquidos, mientras que con las temperaturas cercanas a los 650 °C se obtienen principalmente gases como producto principal.

En general los gases obtenidos de la pirólisis son de bajo contenido calorífico (370 a 1,110 Kj./m³) y casi siempre una parte importante de ellos se quema para proporcionar el calor requerido por el proceso. Existen distintos procesos de conversión pirolítica, que emplean materias primas, tipos de reactor, condiciones de operación y que obtienen productos diferentes. Los sistemas basados son los de uso más común en procesos de alimentación continua. Las mayores diferencias entre los sistemas pirolíticos se presentan en la manera como se proporciona el calor auxiliar requerido en el proceso. La destilación destructiva de madera y otros productos agrícolas para producción de metanol, carbón vegetal y gases de bajo contenido calorífico es un proceso de pirólisis.

1.2.3. LICUEFACCIÓN

La licuefacción es un proceso en que los materiales con alto contenido de carbón pierden oxígeno a través de una reacción con monóxido de carbono. Al perder el oxígeno y ganar hidrógeno, ya sea puro o a partir del agua, el material se convierte en aceite. La licuefacción puede darse procesando directamente o a través de la gasificación.

En los sistemas de licuefacción, principalmente se usa madera y sus desechos los cuales reaccionan con vapor o hidrógeno y monóxido de carbono para producir líquidos y químicos. Las reacciones químicas que tienen lugar en este proceso son básicamente las mismas que para la gasificación, pero a menores temperaturas y una presión más alta.

Los procesos de licuefacción pueden ser directos e indirectos.

El producto final de la licuefacción es el aceite pirolítico, un aceite con alto contenido de oxígeno, que requiera de una extensa refinación a fin de que se pueda usar para otras cosas además de la combustión. Dependiendo el proceso usado, puede convertirse en combustible diesel, gasolina o metanol.

1.2.4. GASIFICACIÓN

En la gasificación mediante procesos termoquímicos, la biomasa se convierte en una mezcla de gases que contienen monóxido de carbono e hidrógeno como principales combustibles.

La gasificación se basa en la oxidación incompleta de la biomasa empleada como materia prima, produciendo gases de bajo y alto contenido calorífico (hasta 1,000 Btu/scf o 37,000 kJ/m³) según se utilice aire u oxígeno y de acuerdo a las temperaturas y presiones de la reacción. Generalmente el gas producido tiene que purificarse antes de ser almacenado, transportado o empleado. Los gasificadores operan frecuentemente con temperaturas superiores a 535°C y presiones mayores de 300 psi. Según el principio de operación del reactor pueden distinguirse dos tipos de gasificadores:

- a) De cama fija
- b) De baño de fluido.

Los gasificadores de cama fija son los más antiguos y usados. Su diseño es simple y robusto, pero la salida de gas es baja con respecto al tamaño del reactor, el gas contiene grandes cantidades de alquitranes, no puede emplearse como materia prima que no sea aquella para que fuese diseñado el gasificador y la calidad del gas pueda variar mucho.

Los gasificadores de baño fluido operan a altas temperaturas, requiriendo de partículas muy finas y tienen tiempos de residencia muy cortos. El combustible es muy bien mezclado con aire, por lo que estos gasificadores pueden emplear prácticamente cualquier material orgánico como insumo.

DIAGRAMA 1.1 DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE BIOMASA



- | | |
|---|---------------------------|
| ① Cultivo y recolección de madera | ⑥ Recuperación de calor |
| ② Transporte de madera | ⑦ Condensador y generador |
| ③ Almacenamiento y procesamiento de biomasa | ⑧ Transformadores |
| ④ Almacenamiento de combustible de apoyo | ⑨ Líneas de transporte |
| ⑤ Caldera | |

1.2. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica se obtiene mediante un conjunto de turbina o aerogenerador accionado por la fuerza del viento.

Los factores más importantes que determinan el comportamiento del viento son: la radiación solar y la rotación de la tierra. Las variaciones estacionales son debidas al ángulo de inclinación del eje relativo de la tierra y por lo tanto su posición con respecto al sol. Esto es lo que rige el comportamiento a nivel macro, de ahí que se pueden estimar algunos lugares como los más probables ventosos hemisferios y sus locaciones cercanas.

Los factores que determinan el comportamiento de los vientos a nivel micro son la topografía del lugar, altura, fricción sobre la superficie, montañas, diferencias de temperaturas entre el día y la noche.

1.2.1. MEDICIÓN DE RECURSOS

Existen herramientas como el anemómetro que sirve para medir la relativa presión de los vientos, los cuales con ayuda de sensores de velocidad y dirección se llevan en registros en tabletas electrónicas de almacenamiento de datos, los cuales se procesan con ayuda de una computadora. Por este medio se puede obtener: el patrón diario de velocidad, que muestra si el viento obedece a gradientes locales de temperatura del ciclo día-noche o procesos termodinámicos de más baja frecuencia como el movimiento de las masas continentales y oceánicas.

1.2.2. TECNOLOGÍA Y APLICACIONES

Un sistema conversor de energía eólica se compone de tres partes principales:

El rotor, que convierte la energía cinética del viento en un movimiento rotatorio en la flecha principal del sistema.

Un sistema de transmisión, que acopla esta potencia mecánica de rotación de acuerdo con el tipo de aplicación para cada caso, es decir, si se trata de bombeo de agua el sistema se denomina aerobomba se acciona un dispositivo mecánico se denomina aeromotor y si se trata de un generador eléctrico se denomina aerogenerador.

El rotor puede ser de eje horizontal o vertical, éste recupera, como máximo teórico, el 60% de la energía cinética del flujo de viento que lo acciona. Esta formado por las aspas, maza central en donde se fijan éstas y se unen a la flecha principal; el rotor puede tener una o más aspas. Un rotor pequeño, de dos aspas, trabaja a 900 revoluciones por minuto (rpm), en tanto que uno grande, de tres aspas de 56 metros de diámetro, lo hace a 32 rpm. El rotor horizontal de tres aspas es el más usado en los aerogeneradores de potencia, para producir electricidad trifásica conectada a los sistemas eléctricos de las empresas suministradoras (ver figura 1.2.1).

Molinos de Eje Horizontal

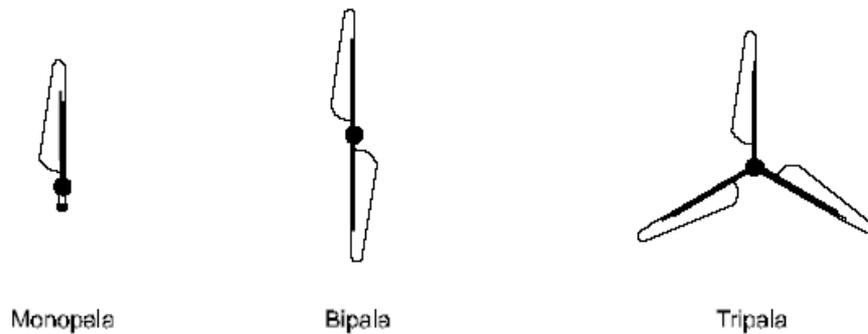


Figura 1.2.1 Molinos de eje horizontal

La transmisión puede consistir en un mecanismo para convertir el movimiento rotatorio de la flecha en un movimiento recíproco para accionar las bombas del émbolo de las aerobombas, que en el campo se utilizan para suministrar agua a los abrevaderos del ganado o viviendas. Para la generación de electricidad normalmente se utiliza una caja de engranes para aumentar las revoluciones a 900, 1,200 ó 1,800 rpm, para obtener corriente alterna trifásica de 60 ciclos por segundo (ver figura 1.2.2).

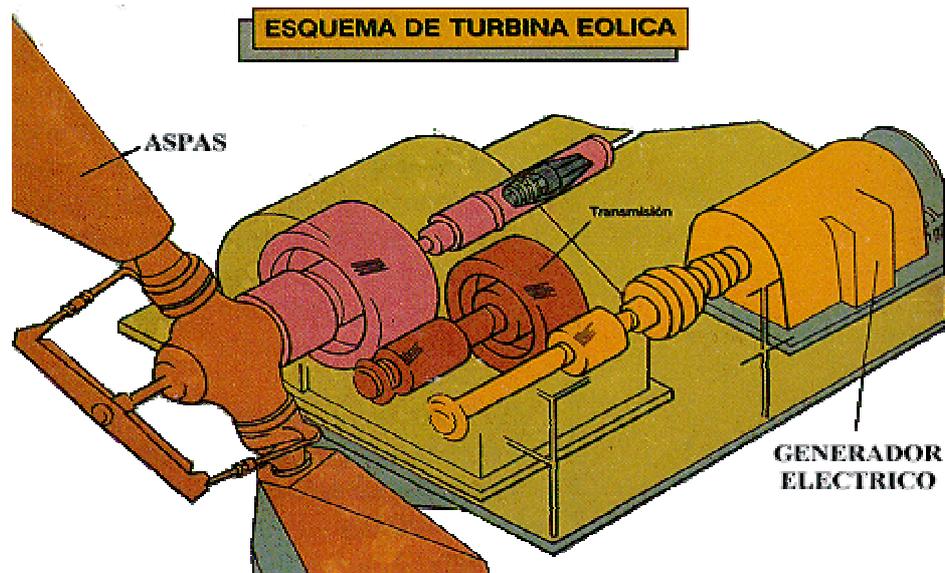


Figura 1.2.2 Esquema de turbina eólica.

En la actualidad, la generación de electricidad es la aplicación más importante de este tipo

Los aerogeneradores comerciales alcanzan desde 500 hasta 1,000 kW de potencia nominal, tienen rotores de entre 40 y 60 m de diámetro y giran con velocidades que van de 60 a 30 rpm.

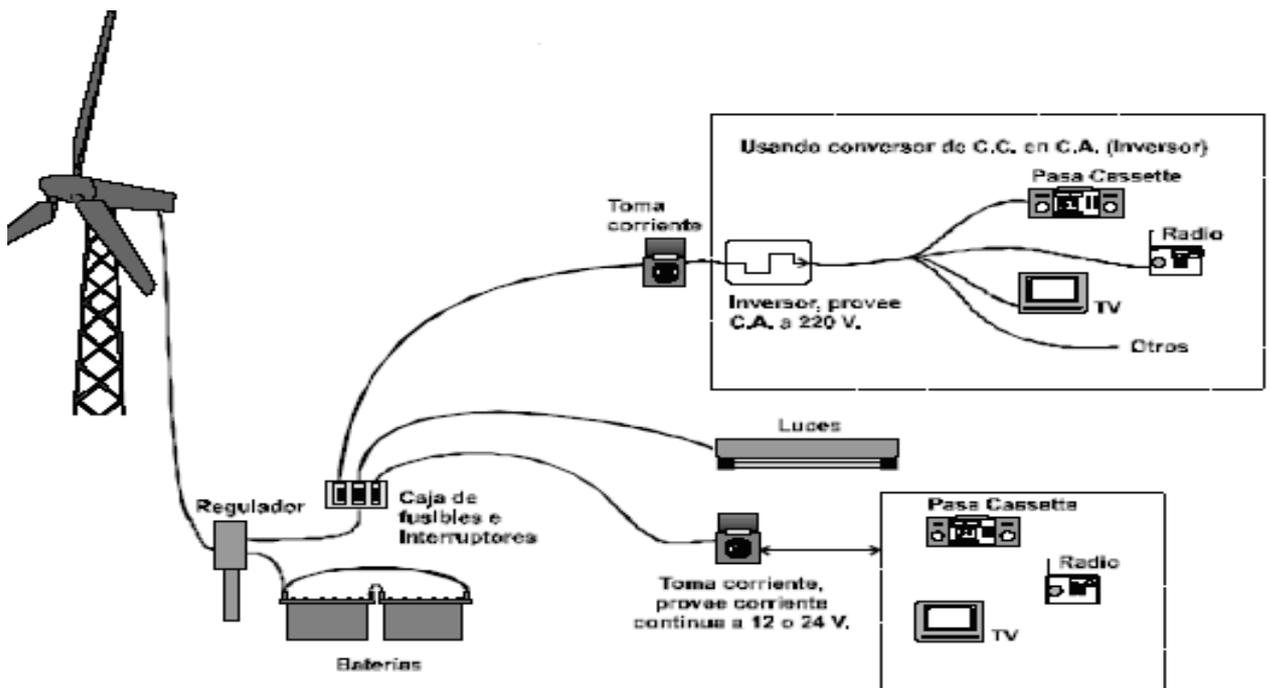
Los generadores eléctricos pueden ser síncronos, operando a una velocidad y frecuencia constante, que en México es de 60 hz.

En el caso de aerogeneradores con potencias inferiores a los 50 kW también se utilizan generadores de imanes permanentes, que trabajan a menor velocidad angular entre 200 y 300 rpm, que no necesitan caja de engranes y que, accionándose a velocidad variable, pueden recuperar mayor energía del viento a menor costo (ver figura 1.2.3).



Figura 1.2.3 Parque eólico

DIAGRAMA 1.2.1 DE UN SISTEMA EÓLICO PARA USO RESIDENCIAL.



1.3. ENERGÍA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica corresponde a la energía calórica contenida en el interior de la tierra, que se transmite por conducción térmica hacia la superficie, la cual es un recurso parcialmente renovable y de alta disponibilidad. El conjunto de técnicas utilizadas para la exploración, evaluación y explotación de la energía interna de la tierra se conoce como geotérmico.

Las plantas geotérmicas aprovechan el calor generado por la tierra. A varios kilómetros de profundidad en tierras volcánicas los geólogos han encontrado cámaras magmáticas, con rocas a varios cientos de grados centígrados. Además, en algunos lugares se dan otras condiciones especiales como capas porosas y capas rocosas impermeables que atrapan agua y vapor de agua a altas temperaturas con presiones que impiden que éstos salgan a la superficie (ver figura 1.3.1).



Figura 1.3.1 Plantas geotérmicas.

La energía térmica puede obtenerse también a partir de géiser y de grietas (ver figura 1.3.2).



Figura 1.3.2. Geiser

La energía geotérmica tiene varias ventajas: el flujo de producción de energía es constante a lo largo del año ya que no depende de variaciones estacionales como lluvias, caudales de ríos. Es un complemento ideal para las plantas hidroeléctricas.

Para poder extraer esta energía es necesaria la presencia de yacimientos de agua cerca de estas zonas calientes. La explotación de esta fuente de energía se realiza perforando el suelo y extrayendo el agua caliente. Si su temperatura es suficientemente alta, el agua saldrá en forma de vapor y se podrá aprovechar para accionar una turbina.

Podemos encontrar básicamente tres tipos de campos geotérmicos dependiendo de la temperatura a la que sale el agua:

La energía geotérmica de alta temperatura.

La energía geotérmica de temperaturas medias.

Campo geotérmico de baja temperatura.

La energía geotérmica de alta temperatura existe en zonas activas de la corteza. Su temperatura está comprendida entre 150 y 400°C, donde se produce vapor en la superficie que se envía a las turbinas, generando electricidad. Se requieren varios parámetros para que exista un campo geotérmico: un techo compuesto de una cobertura de rocas impermeables, un depósito o acuífero, de permeabilidad elevada, entre 300 y 2000 metros de profundidad, las rocas fracturadas permiten una circulación conectiva de fluidos, por lo tanto, la transferencia de calor de la fuente a la superficie es de 3 y 10 kilómetros de profundidad con una temperatura de 500 a 600 °C.

La explotación de un campo de estas características se hace por medio de perforaciones usando técnicas casi idénticas a las de la extracción del petróleo.

La energía geotérmica de temperaturas medias es aquella en que los fluidos de los acuíferos están a temperaturas menos elevadas, normalmente entre 70 y 150 °C. Por consiguiente, la conversión vapor-electricidad se realiza a un menor rendimiento y debe utilizarse como intermediario de un fluido volátil.

La energía geotérmica de baja temperatura es aprovechada en zonas más amplias que las anteriores; por ejemplo, en todas las cuencas sedimentarias. Es debida al gradiente geotérmico. Los fluidos están a temperaturas de 60 a 80°C.

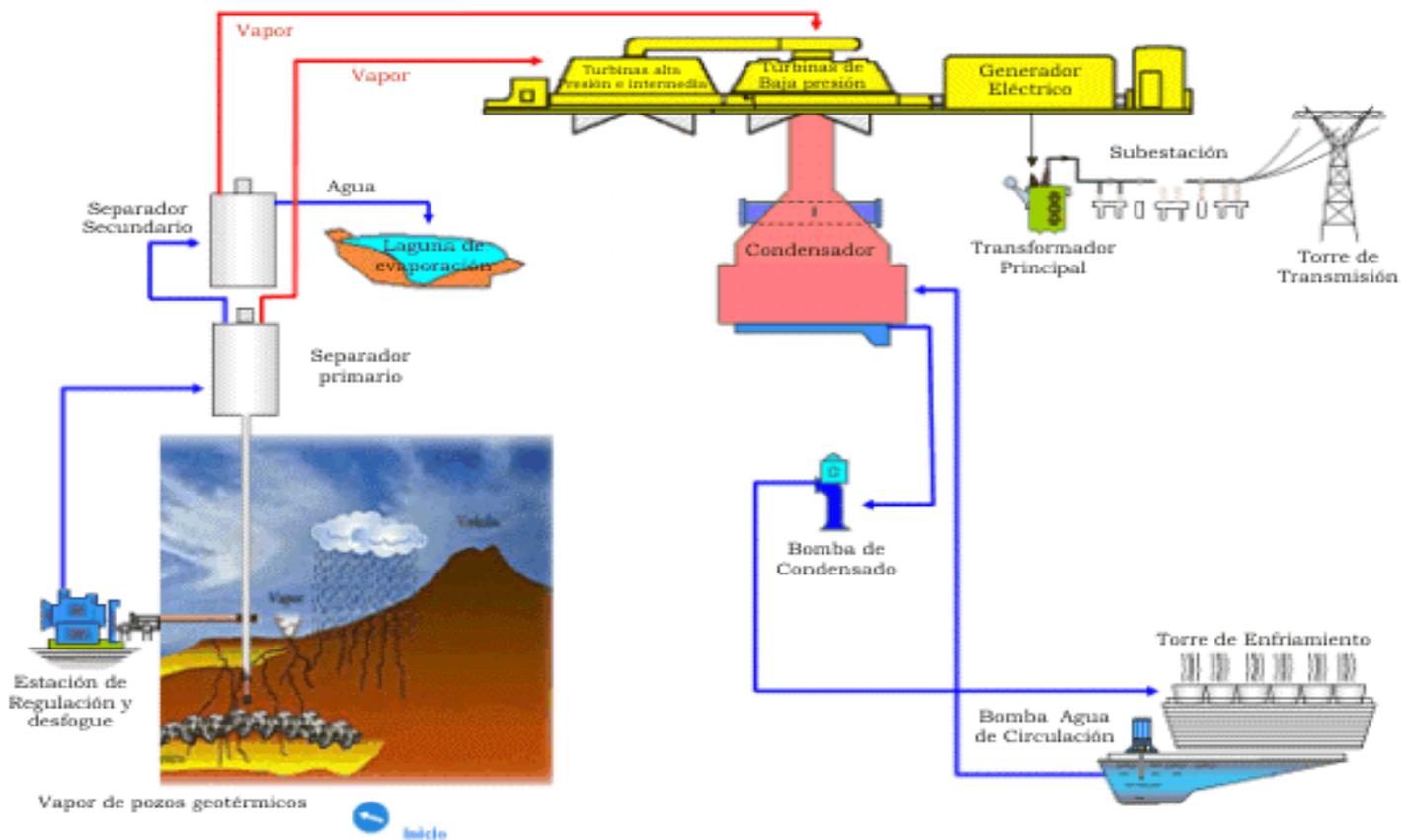
La geotermia desprende algunos residuos de azufre, bióxido de carbono e hidróxido de azufre que se pueden limpiar antes de llegar a la atmósfera.

En centrales geotérmicas, el vapor, el calor y el agua caliente de las reservas geotérmicas proporcionan la fuerza que hace girar los generadores de turbinas y produce electricidad. El agua geotérmica utilizada es posteriormente devuelta a inyección al pozo hacia la reserva para ser recalentada, para mantener la presión y sustentar la reserva.

Una vez que se dispone de pozos de explotación se extrae el fluido geotérmico que consiste en una combinación de vapor, agua y otros materiales. Éste se conduce hacia la planta geotérmica donde debe ser tratado.

Primero pasa por un separador de donde sale el vapor, la salmuera y líquidos de condensación y arrastre, que es una combinación de agua y materiales. Esta última se envía a pozos de reinyección para que no se agote el yacimiento geotérmico. El vapor continúa hacia las turbinas que con su rotación mueve un generador que produce energía eléctrica. Después de la turbina el vapor es condensado y enfriado en torres y lagunas.

DIAGRAMA 1.3.1 DE UN SISTEMA GEOTÉRMICO



Los países que actualmente están produciendo más electricidad de las reservas geotérmicas son: Estados Unidos, Nueva Zelanda, Italia, México, las Filipinas, Indonesia y Japón, pero la energía geotérmica está siendo también utilizada en otros países.

1.4. ENERGÍA HIDRÁULICA

Es la energía que se obtiene de la caída del agua desde cierta altura a un nivel inferior lo que provoca el movimiento de ruedas hidráulicas o turbinas. La hidroelectricidad es un recurso natural disponible en las zonas que presentan suficiente cantidad de agua.

Su desarrollo requiere construir pantanos, presas, canales de derivación, y la instalación de grandes turbinas y equipamiento para generar electricidad (ver figura 1.4.1).



Figura 1.4.1 Presa hidráulica

El agua pasa por las turbinas a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación que finalmente, se transforma en energía eléctrica por medio de los generadores. Es un recurso natural disponible en las zonas que presentan suficiente cantidad de agua, y una vez utilizada, es devuelta río abajo.

La tecnología de las principales instalaciones se ha mantenido igual durante el siglo XX. Las centrales dependen de un gran embalse de agua contenido por una presa. El caudal de agua se controla y se puede mantener casi constante. El agua se transporta por unos conductos o tuberías forzadas, controlados con válvulas y turbinas para adecuar el flujo de agua con respecto a la demanda de electricidad. El agua que entra en la turbina sale por los canales de descarga.

Los generadores están situados justo encima de las turbinas y conectados con alabes verticales. El diseño de las turbinas depende del caudal de agua; las turbinas Francis se utilizan para caudales grandes, saltos medios y bajos (ver figura 1.4.2).



Figura 1.4.2 Turbina Francis

Las turbinas Pelton se utilizan para grandes saltos y pequeños caudales (ver figura 1.4.3).

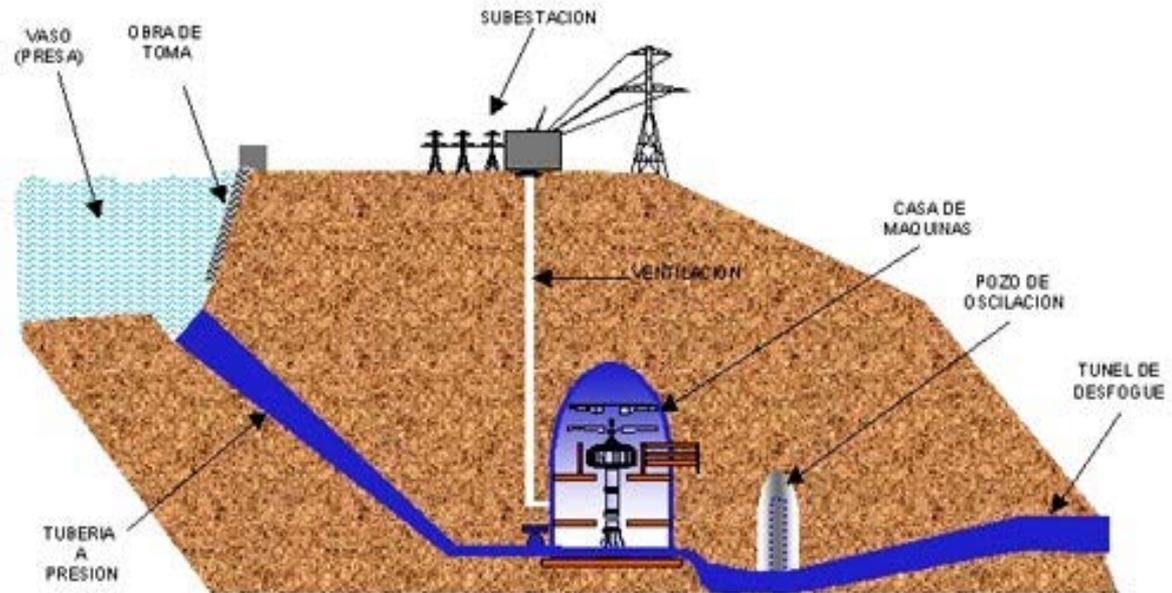


Figura 1.4.3 Turbina Pelton

Además, de las centrales situadas en presas de contención, que dependen del embalse de grandes cantidades de agua, existen algunas centrales que se basan en la caída natural del agua, cuando el caudal es uniforme.

Estas instalaciones de agua fluente, una de ellas es la de las Cataratas del Niágara, situada en la frontera entre Estados Unidos y Canadá. A principios de la década de los

noventa, las primeras potencias productoras de hidroelectricidad eran Canadá y Estados Unidos. Canadá obtiene un 60% de electricidad.



Gráfica de planta hidroeléctrica (CFE)

En todo el mundo, la hidroelectricidad representa aproximadamente la cuarta parte de la producción total de electricidad, y su importancia sigue en aumento. Los países en los que constituye fuente de electricidad más importante son: Noruega (99%), Zaire (97%) y Brasil (96%). La central de Itaipú, en el río Paraná, está situada entre Brasil y Paraguay; se inauguró en 1982 y tiene la mayor capacidad generadora del mundo. Como referencia, la presa Grand Coulee, en Estados Unidos, genera unos 6.500 Mw. y es una de las más grandes.

En algunos países se han instalado centrales pequeñas, con capacidad para generar entre un kilovatio y un megavatio. En muchas regiones de China, por ejemplo, estas pequeñas presas son la principal fuente de electricidad. Otras naciones en vías de desarrollo están utilizando este sistema con buenos resultados.

1.5. ENERGÍA MAREOMOTRIZ

Las mareas de los océanos constituyen una fuente gratuita, limpia e inagotable de energía, que al contrario que otras energías renovables, como la eólica o la solar, no depende de otros factores (ver figura 1.5.1).



Figura 1. 5.1. Energía mareomotriz

Las mareas son creadas por la gravedad del sol, la luna y el movimiento de rotación de la tierra.

Estos cuerpos se mueven en relación de uno y de otro crean ciclos anuales de mareas en todo el planeta. Una gran variedad de elementos afecta las mareas. Los ciclos anuales de mareas modifican el rango de las mareas en determinadas épocas del año, y las características geográficas locales como la inclinación, reflexión y resonancia que juega un papel importante.

La energía real disponible de las mareas se genera de energía cinética de agua que se mueve de una elevación más alta a una más baja de modo no muy distinto al de los diques hidroeléctricos. En los sistemas de energía de mareas, el agua se captura cuando se eleva, después se libera y se dirige a través de turbinas, generando así electricidad. La fuerza que puede aprovecharse de las mareas es proporcional al cuadro del rango de la marea. Así, por ejemplo, una marea de tres metros genera nueve veces más energía que una marea de un metro.

Hace unos cuantos años se observó el poder de la marea como una posible fuente de generación de electricidad.

1.5.1. PLANTAS DE ENERGÍA DE MAREAS

Hay dos diseños principales para la generación de energía de mareas:

a) La generación en una dirección.

La generación en una dirección, permite que el agua fluya a través de canales hacia la presa (un dique artificial) cuando la marea es alta se atrapa el agua quedando retenida detrás de la presa hasta que la marea baja lo suficiente para permitir una diferencia conveniente en el nivel de agua capturada.

En este punto el agua se libera y conforme fluye a través de las turbinas, genera electricidad. Cuando los niveles de agua, en cualquiera de los lados de la presa se acercan mucho, el sistema se cierra hasta que llega el momento para empezar a capturar el agua nuevamente, punto en el cual el proceso vuelve a comenzar. Este es el método más común de generación eléctrica de mareas.

b) La generación en dos direcciones.

La generación de dos direcciones produce energía de la misma forma que la generación en reflujos, pero también puede generar energía mientras la marea fluye en el otro sentido. Esto presenta la ventaja de ofrecer un período más largo de generación de electricidad, sin embargo, sus ventajas: son principalmente un elevado costo inicial, la producción de un poco menos de energía que la del tipo de reflujos, y las alteraciones a los puertos y la navegación la hacen relativamente menos común.

1.5.2. ACTUALIDAD EN PLANTAS DE ENERGÍA DE MAREAS

Aunque esta fuente de energía es todavía relativamente poco común, puede sorprender a muchos al saber que realmente existen varias plantas de energía de mareas en operación en todo el planeta. La planta más grande de energía de mareas (con una capacidad de 240 MW) está en el estuario de la Rance, al norte de Francia. Esta estación de energía ha estado en operación desde 1968, con un índice global de disponibilidad del 93%. Otra instalación importante de pruebas para la energía de mareas es el Proyecto de Energía de Mareas Annapolis de 20 MW, en Annapolis real, en Nueva Escocia (en la bahía de Fundy) operó en su primer año (1984) con un 99% de disponibilidad. Ambos países han proporcionado una gran información a investigadores y han demostrado la viabilidad de esta fuente de energía.

Los estudios que se han realizado hasta la fecha han demostrado que las plantas de mareas deben ubicarse en áreas dentro de un rango de mareas de más de 5 m antes de que se pueda producir la energía (con la tecnología actual). Estos sitios también deben ofrecer una gran amplitud (la diferencia entre las mareas altas y las mareas bajas) y la posibilidad de crear grandes reservas para almacenar una gran cantidad de agua productora de energía.

1.6. ENERGÍA SOLAR

La energía solar que recibe la superficie terrestre puede convertirse en energía útil como: energía eléctrica mediante diversas tecnologías.

Las características importantes de la energía solar que deben tomarse en cuenta para plantear su aprovechamiento son: su distribución geográfica, su baja densidad energética, su carácter intermitente, con variaciones diarias, estacionales y las debidas condiciones atmosféricas prevalecientes.

La intensidad de la radiación solar en el borde exterior de la atmósfera, se considera que la tierra está a su distancia promedio del sol, se llama constante solar, y su valor medio es $1.37 \times 10^6 \text{ erg/s/cm}^2$, o unas 2 cal/min./cm^2 . Sin embargo, esta cantidad no es constante, ya que parece ser que varía un 0.2% en un periodo de 30 años. La intensidad de energía real disponible en la superficie terrestre es menor que la constante solar debido a la absorción y dispersión de la radiación que origina la interacción de los fotones con la atmósfera (ver figura 1.6.1).



Figura 1. 6.1. Energía solar

La intensidad de energía solar disponible en un punto determinado de la tierra depende, de forma complicada pero predecible, del día del año, de la hora y de la latitud. Además, la cantidad de energía solar puede recogerse dependiendo de la orientación del dispositivo al receptor.

1.6.2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El sistema de aprovechamiento de la energía del sol se utiliza para producir energía eléctrica y se denomina conversión fotovoltaica. Las células solares están fabricadas de varios materiales con propiedades específicas, denominados semiconductores.

Para entender el funcionamiento de una célula solar, debemos de entender las propiedades de estos semiconductores.

Describiremos los tipos de materiales que existen eléctricamente como son:

Conductores: disponen de unos electrones de valencia poco ligados al núcleo y que pueden moverse con facilidad dentro de la red cristalina respondiendo a un estímulo externo.

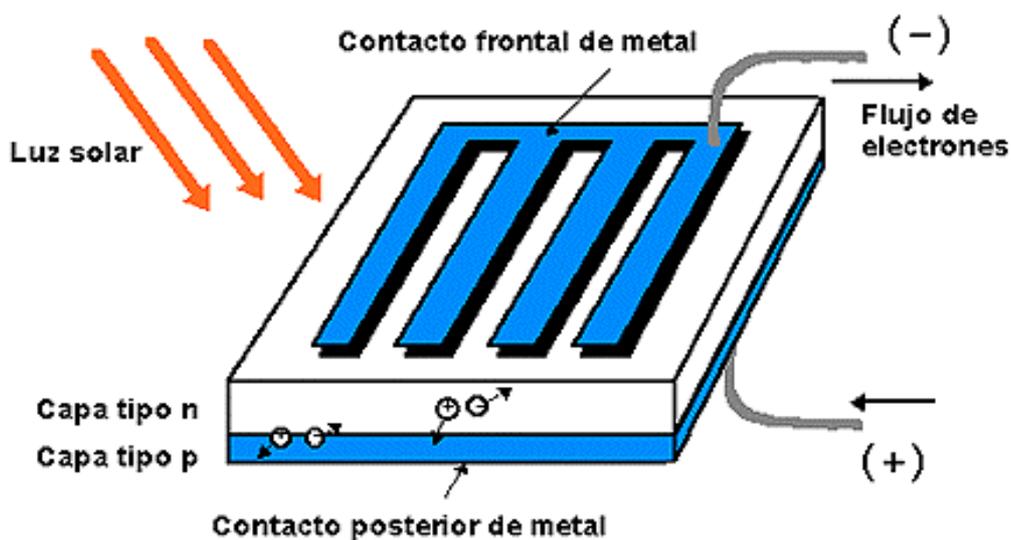
Semiconductores: sus electrones de valencia están más ligados a sus núcleos que los conductores, pero basta suministrar una pequeña cantidad de energía para que se comporten igual que estos.

Aislantes: los electrones de valencia están fuertemente ligados al núcleo y la energía a suministrar sirve para poder desprender el átomo que sería excesivamente grande.

Llegando a este punto, podemos decir que a cierta temperatura, algunos electrones tendrán energía suficiente para desligarse de los átomos, a estos electrones libres se les denomina "electrones" y se les asocia con los niveles energéticos de la banda de conducción.

A los enlaces que han dejado vacíos se les denomina "huecos"; para entender mejor este racionamiento diremos que los "huecos" se comportan de la misma forma de partículas con carga positiva.

Si pusiéramos un cristal de estas características, lo único que conseguiríamos sería calentar el cristal, ya que los electrones se moverían dentro del propio cristal, se generarían pares electrón-hueco, que constan de un electrón que se mueve y deja un hueco, a ese hueco irá otro electrón próximo, generando otro hueco y así sucesivamente. Para generar una corriente eléctrica hace falta un campo magnético, que se consigue con la unión de dos cristales semiconductores, uno de tipo "p" y otro de tipo "n" (ver figura 1.6.2).



Ver figura 1.6.2 Cristales semiconductores

Estos semiconductores se obtienen con un cristal semiconductor muy puro, introduciéndoles impurezas (dopado).

Una de las regiones se dopa con fósforo, que tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, de forma que esta región dopada muestra una afinidad por los electrones mayor que el silicio puro. A esta región se le denomina de tipo n.

La otra región se dopa con boro, que tiene tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, de forma que esta región muestra una afinidad por los electrones inferior que el silicio puro. A esta región se le denomina de tipo p.

De esta forma, teniendo un cristal semiconductor de silicio formado por una región de tipo p y otra región de tipo n, se consigue una diferencia de potencial que hace que los electrones tengan menos energía en la zona n que en la zona p. Por esta razón los electrones son enviados a la zona n y los huecos a la zona p.

Cuando inciden fotones sobre este tipo de semiconductor, unión p-n, es cuando entonces se rompen algunos enlaces, generándose de esta forma pares de electrones huecos.

Las células solares, para poder suministrar energía al exterior, van provistas de unos dedos o mallas de metalización frontal, que consisten en partes metálicas por la que circula al exterior la corriente eléctrica generada.

Si esta generación se produce a una distancia de la unión menor que lo que se denomina longitud de difusión, estos pares serán separados por el fuerte campo eléctrico que existe en la unión, moviéndose el electrón hacia la zona n y el hueco hacia la zona p. De esta forma se da una corriente de la zona n a la zona p.

Si estos electrones consiguen ser recolectados por la malla de metalización, obtendremos energía eléctrica.

Si la longitud de difusión es muy corta, el par electrón-hueco, se recombinará, lo cual dará origen a calor. Por supuesto esto siempre que la célula esté iluminada.

De todas formas no todos los fotones incidentes generan electricidad, hay factores que hacen que existan pérdidas en esta generación.

Energía de fotones incidentes, hay veces que los fotones incidentes no disponen de la energía necesaria para romper un enlace covalente y crear un par electrón-hueco, y otras, el fotón tiene demasiada energía, lo cual se disipa en forma de calor.

Recombinación, es el hecho de que los electrones liberados ocupen un hueco próximo a ellos.

Reflexión, parte de la radiación incidente en la célula es reflejada.

Malla de metalización, estos contactos eléctricos en el exterior de la célula, disminuye la superficie de captación.

Resistencia serie, es el efecto Joule producido por el paso de electrones a través del silicio, la malla de metalización y resistencia de los contactos de conexión eléctricas al circuito exterior.

Resistencia paralelo, tiene origen en las imperfecciones de la unión p-n, creando fugas de corriente.

Estas células conexas entre sí, y montadas en un módulo o panel es lo que llamamos panel solar. Cuyas características eléctricas vienen determinadas por el número y forma de conexión de las células.

Conexión serie, conexas de forma que el lado p sea conectado con el lado n de otra célula, así sucesivamente, quedando cada extremo con un lado n y otro p.

Las tensiones generadas de cada célula se suman, la corriente es el valor de una célula.

Conexión paralelo, conexas todos los lados de tipo p, por un lado, y los de tipo n por otro.

La tensión generada es la de una célula y la corriente es la suma de todas. Conexión mixta, es la conexión en serie y en paralelo de las células. Donde la tensión generada es la suma de las tensiones de células en serie y la corriente es la suma de todas las células en paralelo (ver figura 1.6.3).



Ver figura 1.6.3. Conexión mixta

$I_{total} = I \times \text{número de células en paralelo.}$

$V_{total} = V \times \text{número de células en serie.}$

Existen varios tipos de paneles fotovoltaicos, que se diferencian bien por su tecnología de fabricación de células o por su aplicación.

Silicio monocristalino.

Silicio policristalino.

Silicio amorfo.

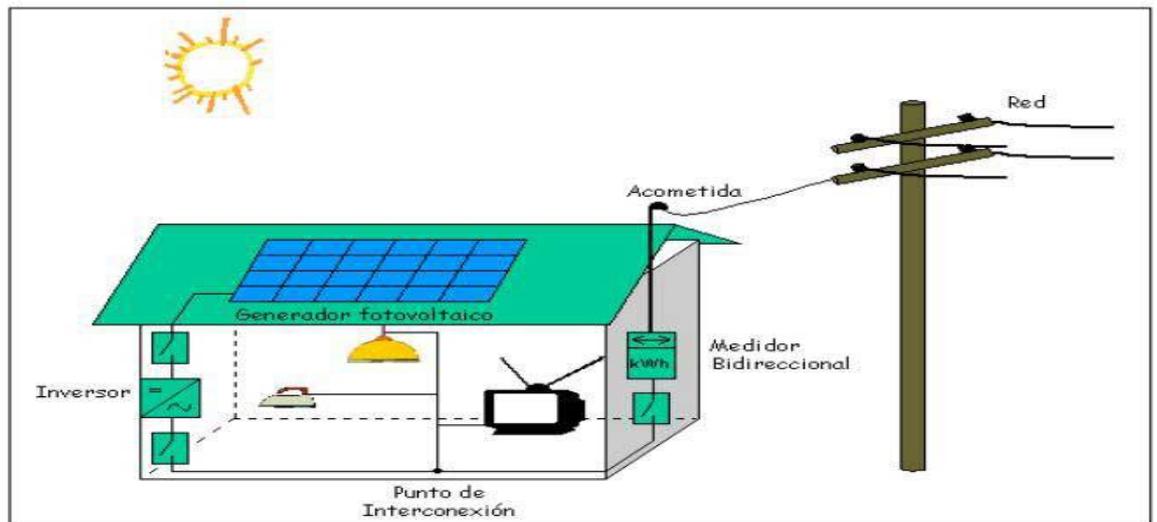
Policristalinos de lámina delgada.

Paneles para el espacio.

Sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre.

Telurio de cadmio.

DIAGRAMA 1.6.1 DE UNA HABITACIONAL CON SISTEMA SOLAR.



B) FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA NO RENOVABLES

1.7 CARBÓN

La carbonificación es el proceso geológico de formación de materiales con contenido creciente en carbono como son: turbas y carbones minerales, a partir de estos materiales orgánicos que se encuentran en la corteza terrestre por transformación gradual a temperaturas moderadas alrededor de 250 °C a alta presión.

La carbonificación es un proceso de deshidrogenación incompleta, con una cinética mucho más lenta que la de carbonificación, como es la eliminación de los volátiles de la materia orgánica por calentamiento en ausencia de aire.

La carbonificación no es una fosilización ya que en el caso de la fosilización la materia orgánica se sustituye gradualmente por materia mineral mientras que en el caso de la carbonización el carbón mineral resultante sigue siendo un compuesto orgánico.

1.8 CONDENSADOS

Los condensados son compuestos líquidos que se recuperan en instalaciones de separación de los campos productores de gas asociado. Se incluyen líquidos recuperados en gasoductos, los cuales se condensan durante el transporte del gas natural asociado. Se componen básicamente de pentanos y líquidos más pesados.

Por su contenido de azufre, los condensados se clasifican en:

Amargos condensados: sin la eliminación de los gases ácidos que acompañan a los hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

Dulces condensados: que han sido tratados en plantas para eliminar los gases ácidos.

Los condensados son enviados a refinerías y plantas de gas para su proceso y fraccionamiento en derivados.

1.9 GAS NATURAL NO ASOCIADO

Mezcla gaseosa de hidrocarburos formada principalmente por metano, que se utiliza como combustible en los sectores comercial, industrial y residencial.

1.10 GAS NATURAL ASOCIADO

Mezcla gaseosa de hidrocarburos que se extrae con el petróleo crudo. Para consumir este energético, es necesario separar en una planta de gas los líquidos y el azufre asociados a este combustible.

1.11 PETRÓLEO CRUDO

El petróleo se genera a partir de la descomposición de organismos de origen vegetal y animal depositados en rocas sedimentarias en ambientes marinos o próximos al mar y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperatura.

De tal suerte, el petróleo es un compuesto químico que, en términos generales, está conformado por átomos de carbono, en una proporción de entre 76 y 86 por ciento, y átomos de hidrógeno, en proporciones que oscilan entre el 10 y el 14 por ciento; en menor medida, contiene proporciones de hetero compuestos con presencia de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. La palabra petróleo proveniente del latín *petroleum* (*petra*=piedra y *oleum*=aceite) y significa aceite de piedra. Existen diversos tipos de petróleo crudo de acuerdo con su densidad, la cual se expresa en una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute), mejor conocida como grados API.

Bajo esta lógica, el petróleo se clasifica en: extra pesado, cuando su densidad es menor a 10° API; pesado, cuando se ubica entre 10.1 y 22.3 ° API; mediano, cuando está entre 22.4 y 31.1 ° API; ligero, entre 31.2 y 39 ° API; y superligero, cuando tiene una densidad superior a los 39 ° API.

CAPÍTULO II

FUENTES DE ENERGÍA SECUNDARIA

II. FUENTES DE ENERGÍA SECUNDARIA

Las fuentes de energía secundaria son, líquidos de fosilización (petróleo) que fueron procesados o refinados para tener un uso en la vida cotidiana.

II.1. COQUE DE PETRÓLEO

El coque de petróleo es un líquido cristalino que durante el proceso de carbonización esta constituido por carbono. Básicamente se puede clasificar en los distintos tipos de coque de petróleo en tres calidades distintas. El coque de petróleo es un producto residual de elevado contenido de carbono resultante de la pirólisis de las fracciones pesadas obtenidas en el refinado de petróleo que han pasado a través de un proceso de refinería de coque de petróleo.

- 1- .Coque de petróleo de combustión.
- 2-. Coque de petróleo regular.
- 3-. Coque de petróleo de aguja.

El coque de petróleo de combustión crudo es previamente acondicionado, que se somete a una destilación a presión ligeramente superior a la atmosférica en la que se obtienen, gases, naftas y otros destilados más pesados, un residuo que contiene la mayor parte del azufre, nitrógeno, metales pesados y fracciones pesadas del petróleo son: asfaltenos, resinas, entre otros denominado crudo reducido.

El coque regular, es utilizado en la fabricación de electrodos para la producción de aluminio por medios electrolíticos, debe ser tratado a una temperatura superior (1350 °C aproximadamente) debido a su tendencia a contraerse.

El coque de aguja utilizado para la fabricación de electrodos de grafito se debe someter a una temperatura de 2600-2800 °C para conseguir un material con las características apropiadas.

II.2. GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla gaseosa en condiciones normales de presión y temperatura. No tiene olor ni color, por lo general, se encuentra en forma natural mezclado con otros hidrocarburos fósiles. Al momento de su extracción el gas natural contiene impurezas como agua, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y nitrógeno que tienen que ser removidas antes de su transporte y comercialización.

Típicamente el gas natural comercial está compuesto en un 95% o más de metano y el 5% restante de una mezcla de etano, propano y otros componentes más pesados.

Como medida de seguridad, en la regulación se estipula que los distribuidores deberán adicionar un odorizante al gas natural para que se pueda percibir su presencia en caso de posibles fugas durante su manejo y distribución al consumidor final.

El gas natural se encuentra generalmente en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa o en los domos de los depósitos naturales de petróleo crudo.

II.3. GASOLINA

Gasolina, mezcla de los hidrocarburos líquidos más ligeros que se usa como combustible en motores de combustión interna. Se produce a través de varios procesos: la destilación fraccionada del petróleo, la condensación o adsorción de gas natural, la descomposición térmica, catalítica del petróleo y sus fracciones, la hidrogenación de gasógeno o carbón, a través de la polimerización de hidrocarburos de bajo peso molecular.

Cuando se produce a través de la destilación directa del petróleo bruto, se habla de gasolina de destilación. Ésta se destila normalmente de forma continua en una torre de fraccionamiento que separa las partes del petróleo que se mezclan para fabricar gasolina.

Las fracciones del petróleo que tienen puntos de fusión más altos se utilizan para fabricar otros productos, como el queroseno, gasóleo, aceite lubricante y grasas.

Las partes del petróleo utilizadas en la gasolina hierven y destilan en una gama de temperaturas entre los 38 y 205 °C. Según el tipo de petróleo, la cantidad producida de gasolina durante este proceso puede ser de 1 a 50%.

La gasolina de destilación constituye una pequeña parte de los derivados del petróleo, dado que se obtienen mejores resultados con los procesos de craqueo.

Algunos gases naturales contienen un porcentaje de gasolina natural que puede recuperarse mediante condensación y adsorción. El proceso más habitual para la extracción de este componente consiste en hacer pasar el gas extraído del pozo a través de una serie de torres que contienen un aceite ligero denominado aceite de paja.

El aceite absorbe la gasolina, que se destila posteriormente. Otros procesos implican la adsorción de la gasolina con alúmina activada, carbono activado o gel de sílice.

II.4. GASOLINA DE AVIACIÓN

La gasolina de aviación, conocida igualmente como "Avigas", es un combustible de alta calidad antidetonante con alto octanaje, producida a partir de gases de refinería butilenos y gases de campo izó butanos que se hacen reaccionar con un catalizador de ácido sulfúrico en un proceso denominado alquilación para obtener un componente denominado "aquilato". El aquilato se le adicionan compuestos aromáticos que tienen mayor octanaje de tal manera que alcance un octanaje para un motor (MON) de 100 HP como mínimo.

El número 100 significa la capacidad antidetonante requerida por los motores de los aviones una vez alcanzada la velocidad de crucero y el número 130 identifica la capacidad antidetonante requerida para el despegue que es cuando los motores desarrollan la máxima potencia.

Esta gasolina se encuentra diseñada para utilizarse en aviones con motor de pistón. No es recomendable usar esta gasolina en motores de automóviles; contiene plomo y daña los convertidores catalíticos.

II.5. GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GAS LP)

El gas licuado de petróleo en México es un combustible integrado por una mezcla esencialmente de propano, cuya composición típica es de alrededor de 61% y 39%, respectivamente. Las fuentes de obtención de este combustible son de refinerías y de plantas de proceso de gas natural, las cuales aportan alrededor de 25% y 75% respectivamente.

El Gas LP se encuentra en estado gaseoso a condiciones normales, sin embargo, para facilitar su almacenamiento y transporte, se licua, se maneja bajo presión para mantenerla en estado.

El gas natural que se envía a plantas de proceso está constituido por metano, etano, propano, butano e hidrocarburos más pesados, así como por impurezas tales como el azufre. En una primera etapa la corriente de gas natural pasa a una planta endulzadora, donde se elimina el azufre, enseguida, se alimenta a una planta criogénica, en la cual mediante enfriamiento y expansiones sucesivas se obtienen dos corrientes, una gaseosa básicamente formada por metano (gas residual) y la otra líquida (licuables). En un proceso posterior de fraccionamiento, la fase líquida se separa en diversos componentes: etano, gas LP y gasolinas naturales.

11.6 COMBUSTÓLEO

El combustóleo también conocido como fuel oil No. 6, es un combustible elaborado a partir de productos residuales que se obtienen de los procesos de refinación del petróleo crudo.

Combustible residual de la refinación de petróleo. Abarca todos los productos pesados que se utiliza principalmente en; calderas, plantas de generación eléctrica, motores para navegación, se divide en combustóleo pesado y ligero.

Productos no energéticos o materia prima:

Productos que se utilizan como materia prima, aún cuando poseen un considerable contenido de energía como asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, etano, propano-propileno, butano-butileno, azufre y materia prima. Está diseñado para usarse especialmente como combustible en hornos, secadores y calderas. También puede utilizarse para calentadores de unidades de calefacción y en plantas de generación de energía eléctrica.

II.7 DIESEL

El diesel corriente, o el aceite combustible para motores de combustión interna, es un destilado medio obtenido de la destilación atmosférica del petróleo crudo. Su calidad de ignición se caracteriza por el índice de cetano o el número de cetano. El primero es el calculado a partir de algunas propiedades de destilación debe ser de 45% como mínimo, el segundo resulta más preciso porque es medio en un motor bajo unas condiciones estándar.

Está diseñado para utilizarse como combustible en motores diesel que operan bajo condiciones de alta exigencia en altitudes por debajo de los 2000 metros sobre el nivel del mar para generar energía mecánica, eléctrica, quemadores de hornos, secadores y calderas.

CAPÍTULO III

RESERVAS DE HIDROCARBUROS

III. RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. En consecuencia, el concepto de reservas constituye tan sólo la parte recuperable y explotable de los recursos petroleros en un tiempo determinado.

Por tanto, es importante aclarar que algunas de las partes no recuperables del volumen original de hidrocarburos pueden ser consideradas como reservas, dependiendo de las condiciones económicas, tecnológicas, o de otra índole, que lleguen a convertirlas en volúmenes recuperables.

Las reservas probadas, 1P se definen como el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, derivada del análisis de información geológica y de ingeniería.

Dentro de las reservas probadas existen dos tipos:

- 1) Las desarrolladas, aquellas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes con la infraestructura actual y con costos moderados de inversión.
- 2) Las no desarrolladas, que se definen como el volumen que se espera producir con infraestructura en pozos futuros.

Ahora bien, dentro de las reservas no probadas existen dos tipos:

- 1) Las reservas probables
- 2) Las reservas posibles.

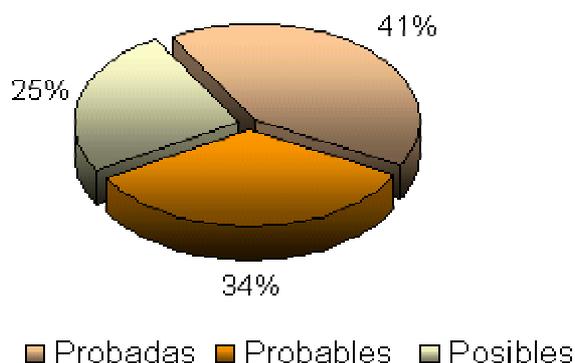
Las primeras se constituyen por aquellos volúmenes de hidrocarburos, cuyo análisis de la información geológica de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá una probabilidad de al menos 50% que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de reservas probadas más las probables. En reservas 2P, son constituidas por la suma de reservas probadas más las probables.

Las segundas, en cambio, se caracterizan por tener una recuperación comercial, estimada a partir de información geológica e ingeniería, menor que en el caso de las reservas probables. Así, se utilizan métodos probabilísticos, a la suma de reservas probadas, probables más las posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Consiguientemente, las reservas 3P se calculan a partir de la suma de reservas probadas más probables y posibles.

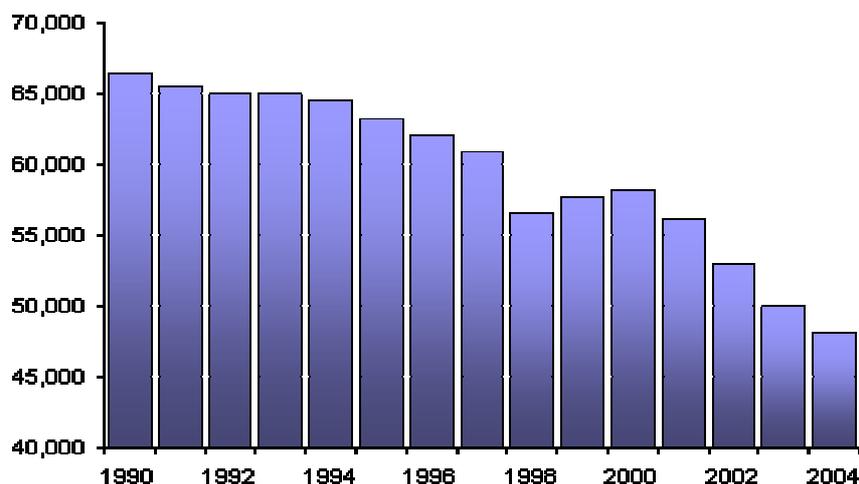
III.1. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS 2004

De acuerdo con lo anterior, en México las reservas totales de hidrocarburos, 3P, al primero de enero de 2004 ascienden a 48,041 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), de los cuales, el 41% se consideran como reservas probadas, en tanto que el 34% o 25% corresponden, respectivamente, a reservas probables y posibles.

Clasificación de las reservas 2004



Esta cifra representa una disminución de 4.7% con respecto a lo registrado durante 2003. La tasa de reposición de reservas totales en 2004 ascendió a 45% equivalente a 709 millones de barriles de petróleo crudo equivalente

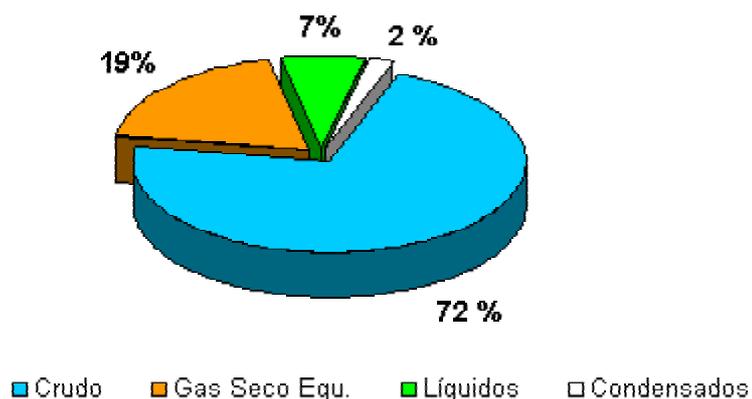


Nota: A partir de 1998 las reservas son cuantificadas con una nueva metodología, es necesario reiterar la advertencia que las cifras no son comparables. A diferentes definiciones, criterios, métodos e inclusive, diferentes factores de medición y conversión.

III.2. COMPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2004.

Las reservas totales de hidrocarburos, el aceite crudo contribuye con el 72%, el gas seco 19%, los líquidos de planta 7% y condensado 2%.

Composición de las Reservas de Hidrocarburos 2004

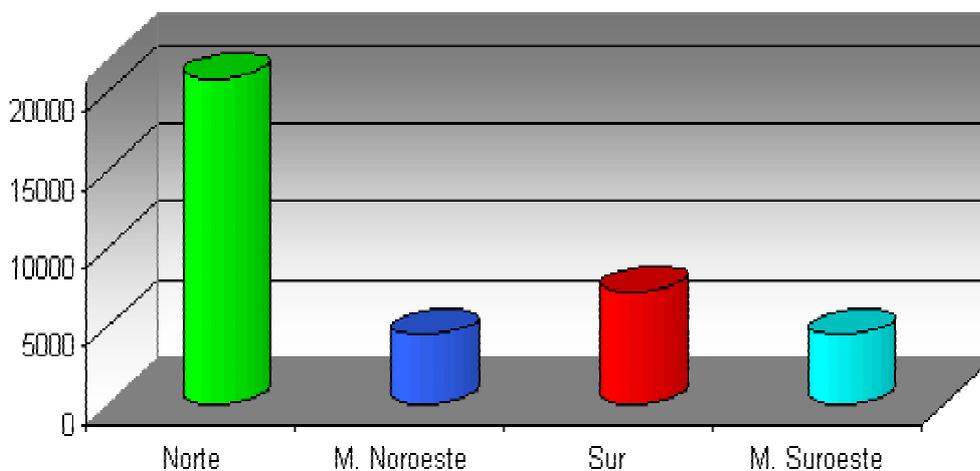


III.3.DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS POR REGIÓN 2004

En participación por regiones, Norte contribuyó con 20,884.9 mmbpce (44%), la Marina Noreste 15,550.6 mmbpce (32%), la región Sur 7,183.6 mmbpce (15%) y la Marina Suroeste con 4,421.9 mmbpce (9%).

Distribución de las Reservas de Hidrocarburos por Región 2004

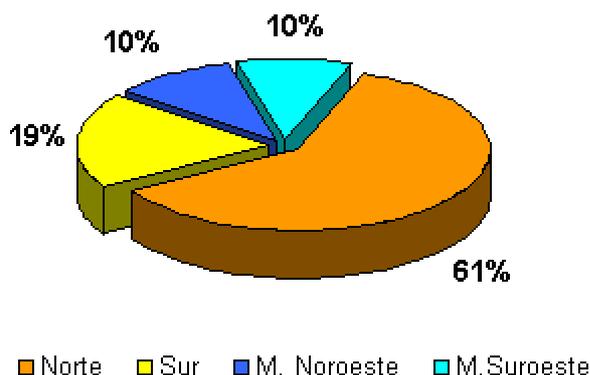
mmbpce



III.4. DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL 2004

Las reservas de gas natural, alcanzaron los 63,892.8 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), concentrando el 61% en la región Norte 19% la región Sur, en tanto que las regiones Marinas Noreste y Suroeste les correspondió el 10.4% y 9.6% respectivamente.

Distribución de las Reservas de Gas Natural 2004



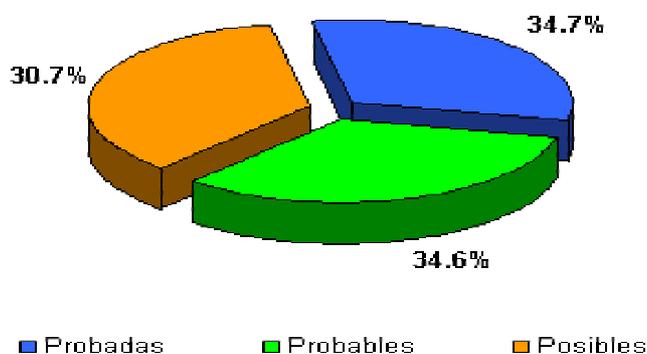
Los 63,893 mmmpc de reservas totales de gas natural, 50,413 mmmpc (72%) son reservas de gas asociado, 13,480 mmmpc (28%) constituyen el volumen de gas no asociado.

III.5. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS SECO 2004

Las reservas totales de gas seco alcanzaron los 49,008 mmmpc, los cuales el 65% corresponde a región Norte, 19% la región Sur, las regiones marinas Suroeste con 8.6% y Noroeste 7.4%, respectivamente.

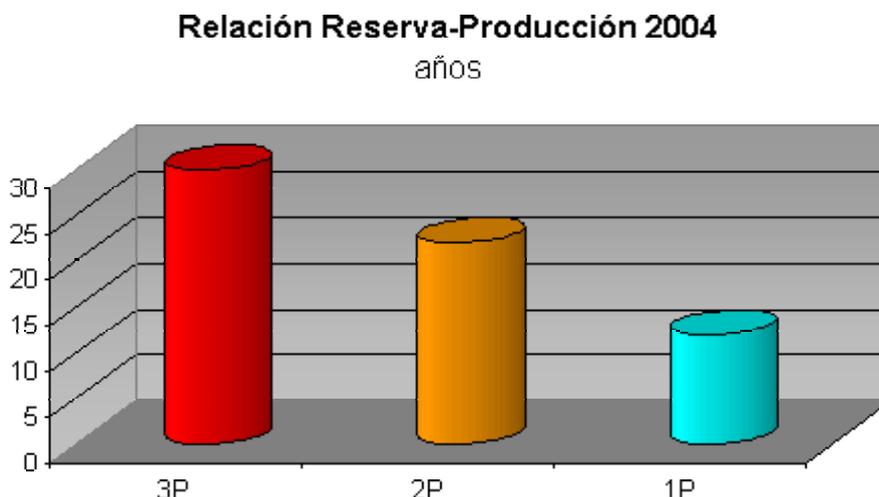
De las reservas totales de gas seco, el 30.3% son probadas, 32.6% son probables y el restante 34.7% son posibles.

Clasificación de las Reservas de Gas Seco 2004



III.6. RELACIÓN RESERVA PRODUCCIÓN 2004

La relación reserva-producción, es decir, el cociente que resulta de dividir la reserva realmente al 1 de enero de 2004 entre la producción 2003, es de 30 años para reserva 3P, 22 años de reserva 2 P, probada más probable, 12 años con reserva 1P o probada, contemplando la producción, precios y costos constantes, así como inexistencia de nuevos descubrimientos.



Resulta importante resaltar que la mitad de reservas probadas de hidrocarburos, 51% se concentran en región Marina Noroeste, misma que alberga 61% de reservas 1P en aceite, constituyendo la más importante zona de explotación e hidrocarburos del país.

No obstante, respecto a reservas probables y posibles de hidrocarburos se puede apreciar una mayor relevancia de la región Norte, concentra 59%, el 74% del total en cada categoría, razón a los proyectos de desarrollo en dicha región habrán de fungir como pilares de la política energética durante los próximos años.

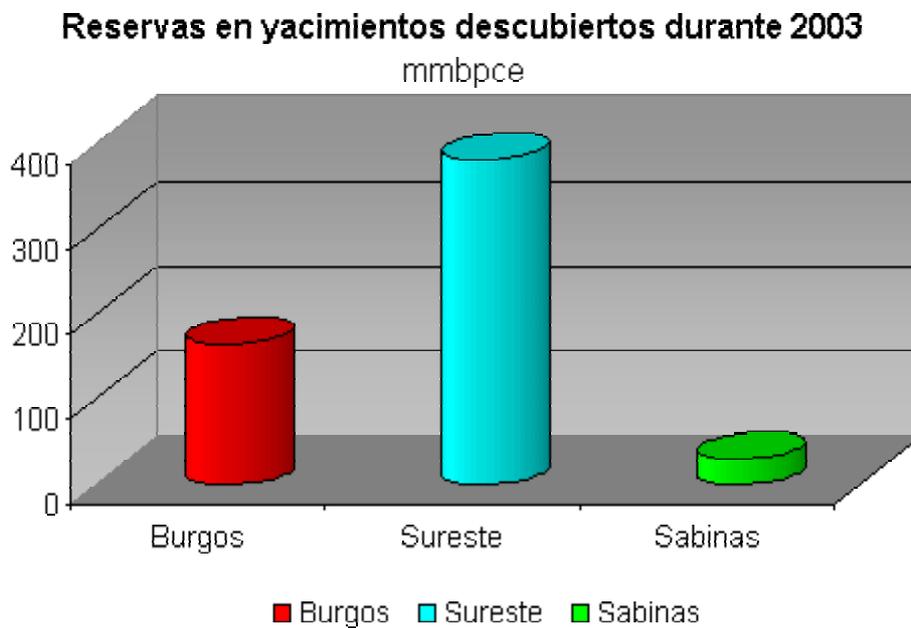
Respecto a reservas de gas natural, gas seco se observa una tendencia similar, que la región Sur aparece como más relevante al concentrar alrededor del 47 % de las reservas 1P cada caso, con respecto a reservas probables y posibles la región Norte absorbe alrededor, 79 % en ambos tipos de gas, para cada tipo de reserva.

III.7. RESERVAS EN YACIMIENTOS DESCUBIERTOS DURANTE 2003

Las reservas 3P derivadas de yacimientos descubiertos durante 2003 ascendieron un total de 708.8 mmbpce.

Los descubrimientos más relevantes corresponden a yacimientos de aceite distribuidos en las Cuencas de Burgos, Tampico, Sureste, (Amoca, Homol, Pakal, Naranja y Namaca); de gas no asociado como Dragón en la Cuenca de Burgos, Pirineo Cuenca Sabinas, Shishito y Teekit en las Cuencas del Sureste.

Las Cuencas del Sureste son las que incorporaron la mayor reserva descubierta con 381 millones de barriles de petróleo crudo, mientras que la Cuenca de Burgos, en segundo lugar, incorporó una reserva de 165 millones de barriles.



Es importante resaltar que el potencial de México en el rubro de los hidrocarburos resulta sumamente alentador y lleno de oportunidades de desarrollo, más aún si se considera que éstas no revisten pronósticos en producción asociados a inversiones y costos de operación.

111.8. RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO CRUDO* EN LOS PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES EN 2004

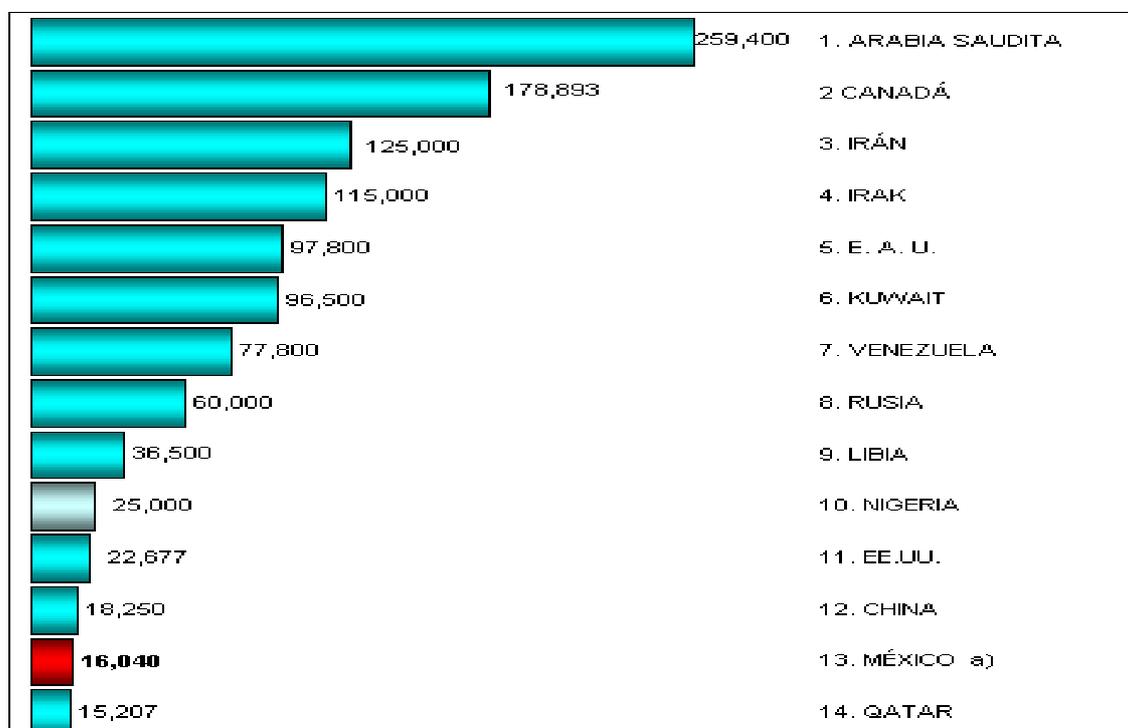
CLASIFICACIÓN CON NUEVA METODOLOGÍA DE RESERVAS

		2000	2002	2003	2004*
1	ARABIA SAUDITA	261,000	259,200	259,300	259,400
2	CANADÁ		4,858	180,021	178,893
3	IRÁN	89,700	89,700	89,700	125,800
4	IRAK	112,500	112,500	112,500	115,000
5	E. A. U.	97,948	97,800	92,200	97,800
6	KUWAIT	94,000	94,000	94,000	96,500
7	VENEZUELA	72,600	77,685	77,800	77,800
8	RUSIA	57,277	65,400	60,000	60,000
9	LIBIA	29,500	29,500	29,500	36,500
10	NIGERIA	22,500	24,000	24,000	25,000
11	EE.UU.	21,034	22,446	22,446	22,677
12	CHINA	24,000	24,000	18,250	18,250
13	MÉXICO^(a)	28,259	25,425	15,124	16,040
14	QATAR		15,207	15,207	15,207

FUENTE: OIL AND GAS JOURNAL, DICIEMBRE 2003 Y PEMEX MARZO 2004

* Incluye condensados y líquidos del gas natural

a) RESERVAS AUDITADAS PROBADAS METODOLOGÍA SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION (SEC).

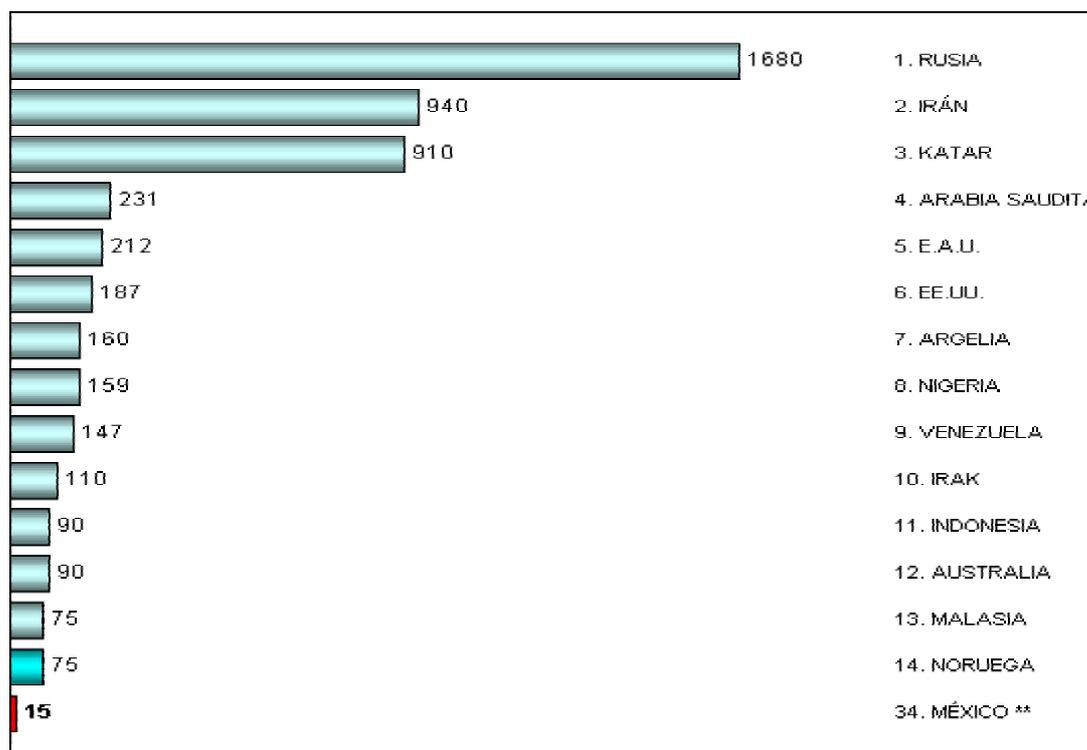


111.9. RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL EN LOS PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES EN 2004
CLASIFICACIÓN CON NUEVA METODOLOGÍA DE RESERVAS

	2000	2002	2003	2004
1. RUSIA	1980	1983	1680	1680
2. IRÁN	812	812	812	940
3. KATAR	300	509	509	910
4. ARABIA SAUDITA	204	220	224	231
5. E.A.U.	216	212	196	212
6. EE.UU.	164	177	184	187
7. ARGELIA	160	160	160	160
8. NIGERIA	124	124	124	159
9. VENEZUELA	143	148	148	148
10. IRAK	110	110	110	110
11. INDONESIA	72	93	93	90
12. AUSTRALIA	45	90	90	90
13. MALASIA	82	75	75	75
14. NORUEGA	41	44	77	75
34. MÉXICO **	30	28	15	15

FUENTE: OIL AND GAS JOURNAL, DICIEMBRE 2003 Y PEP MARZO 2004

** RESERVAS AUDITADAS PROBADAS GAS NATURAL SECO
 METODOLOGÍA SECURITIES EXCHANGE COMMISSION (SEC)



CAPÍTULO IV

BALANCE DE ENERGÍA 2005

BALANCE DE ENERGÍA 2005

IV.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA

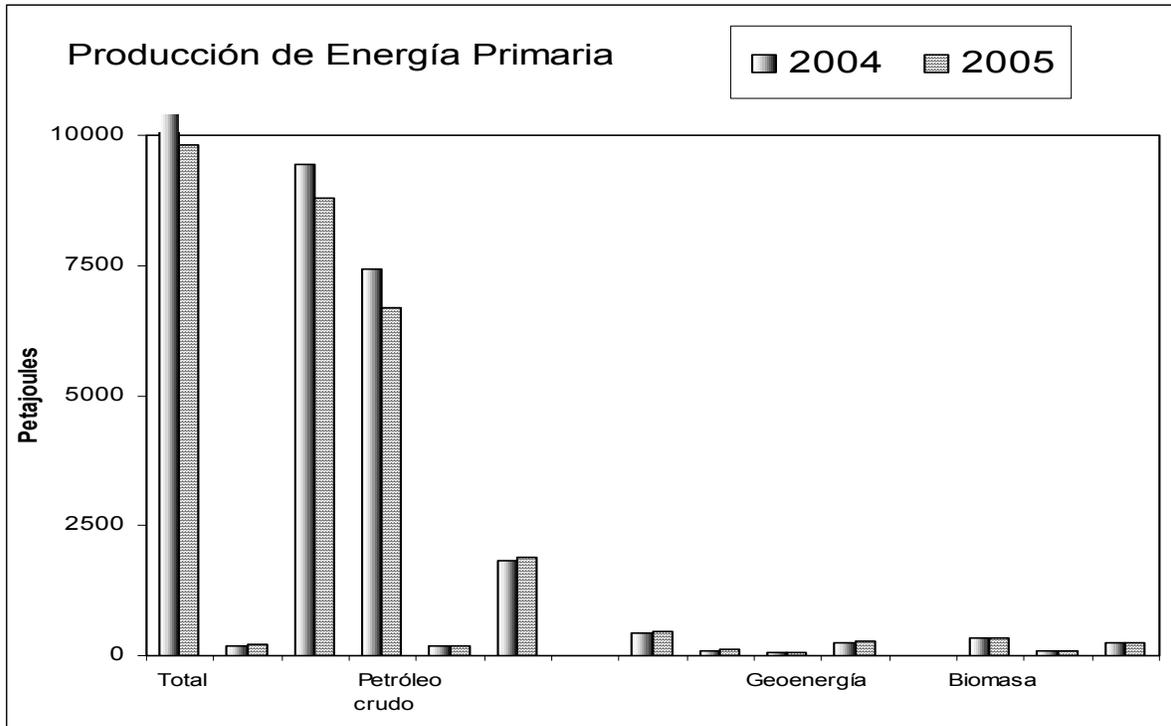
En el año 2005 la producción nacional de energía primaria totalizó 9,819.7 petajoules (PJ) (véase diagrama 4.1), cifra 5.5% inferior respecto al 2004. El decremento se debió, en términos generales, a la menor producción de petróleo crudo; la cual disminuyó 9.8% de 2004 a 2005. Lo anterior como resultado del menor poder calorífico reportado por Petróleos Mexicanos para la mezcla de crudo, el cual observó una caída de 8.2% en el periodo de referencia y a la menor producción de petróleo crudo en términos de volumen. En cuanto al resto de los hidrocarburos, se observan incrementos en condensados (3.0%) y en gas natural (4.3%). Por su parte, la electricidad primaria aumentó 11.4% en 2005, explicado principalmente por el incremento en la producción de nucleoenergía (17.1%), geoenergía (10.3%) e hidroenergía (9.5%). La biomasa creció 3.3% como resultado de la mayor producción de bagazo de caña, la cual aumentó en 12.7%. Lo anterior no obstante la menor producción de leña, que disminuyó 0.2% de 2004 a 2005.

Los hidrocarburos se mantuvieron como la principal fuente en la producción de energía primaria. En términos de estructura, disminuyeron su participación de 90.8% en 2004 a 89.4% en el 2005, debido fundamentalmente al decremento en términos energéticos, de la producción de petróleo crudo (véase cuadro 4.1 y grafica 4.1.a).

La producción de electricidad primaria en 2005 aumentó su participación total en 0.7 puntos porcentuales respecto a lo observado en 2004, ubicándose en 4.8%, como resultado del incremento de la nucleoenergía en 17.1%, la geoenergía en 10.3% y la hidroenergía en 9.5%. Por el contrario, la energía eólica decreció 17.2%.

IV.1. Producción de Energía Primaria					
	2004		2005		Variación Porcentual 2005/2004
	petajoules	%	petajoules	%	
Total	10390.177	100.0	9819.714	100.0	-5.5
Carbón	198.847	1.9	215.998	2.2	8.6
Hidrocarburos	9429.715	90.8	8782.752	89.4	-6.9
Petróleo crudo	7432.559	71.5	6702.647	66.3	-9.8
Condensados	178.345	1.7	183.67	1.9	3.0
Gas natural	1818.811	17.5	1896.435	18.3	4.3
Electricidad	421.808	4.1	469.969	4.1	11.4
Nucleoenergía	100.634	1.0	117.88	1.2	17.1
Geoenergía	66.722	0.6	73.604	0.7	10.3
Hidroenergía	254.391	2.4	278.434	2.8	9.5
Energía eólica	0.061	n.s	0.05	n.s	-17.2
Biomasa	339.806	3.3	350.996	3.6	3.3
Bagazo de caña	92.063	0.9	103.78	1.1	1.1
Leña	247.743	2.4	247.216	2.5	-0.2

Cuadro 4.1 Producción de energía primaria



Grafica 4.1.a. Producción de energía primaria

Durante 2005, la hidroenergía participó con 59.2% de la producción de electricidad primaria con 278.4 PJ, contra el 60.3% del 2004; la nucleoenergía representó 25.1% con 117.9 PJ; la geoenergía 15.7% con 73.6 PJ y la energía eólica con 0.1 PJ, siendo ésta no significativa. La biomasa se ubicó en 351.0 PJ, cifra 3.3% mayor a la de 2004. Esta fuente incrementó su participación de 3.3% en 2004 a 3.6% en 2005 respecto al total de la producción de energía primaria, lo que se explica principalmente por el crecimiento observado en el bagazo de caña (12.7%). El incremento de 8.6% en la producción de carbón mineral permitió que en 2005 incrementara su participación a 2.2% del total de la producción de energía primaria (véase figura 4.1). Lo anterior se explica por el incremento en la producción de carbón térmico, que pasó de 8,147 miles de toneladas en 2004 a 8,962.9 en 2005, y de carbón siderúrgico, de 1,735.4 miles de toneladas en 2004 a 1,791.6 en 2005.

Estructura de la producción de energía primaria 2005 9819.714 petajoules.

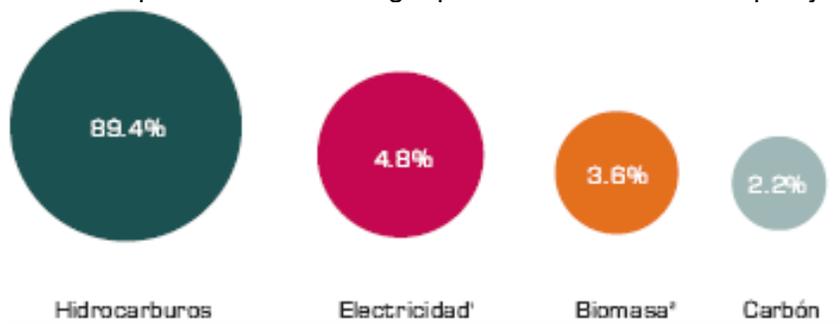


Figura 4.1 Estructura de la producción de la energía

Durante 2005 la producción de crudo Maya fue equivalente al 71.6% del total de la producción nacional de petróleo crudo, mientras que en 2004 fue del 72.7%. La de crudo ligero fue de 24.1% en 2005, contra el 23.3% de 2004. El crudo superligero incrementó su participación de 4.0% en 2004 a 4.3%. La producción de petróleo crudo se concentró, en mayor medida, en las regiones marinas Noroeste y Suroeste, especialmente en los campos de Akal-Nohoch, Ku-Maloob-Zaap, Caan, Chuc, Abkantún y Taratunich, con una aportación del 82.6%; seguidos por la región sur con 14.9% (principalmente en los campos Puerto Ceiba, Samaria, Iride y Jujo) y la región Norte con 2.5% en los campos de Poza Rica, Arenque y Agua Fría (véase figura 4.2). En 2004 las regiones marinas Noroeste y Suroeste, Sur y Norte, aportaban el 83.6%, el 14.0% y el 2.4% respectivamente de la producción nacional de petróleo crudo. Entre 2005 y 2004 la producción de crudo disminuyó 1.5% en términos de volumen físico, como resultado del cierre de pozos en la región marina Noreste debido al paso de los huracanes Emily y Wilma en julio y octubre de 2005, respectivamente; así como a los altos niveles de inventarios en las terminales marítimas de exportación durante septiembre y octubre de 2005, originados por la cancelación de órdenes de carga para exportación de crudo principalmente hacia Estados Unidos, afectado por el huracán Katrina. La producción de gas natural se concentró en las regiones Norte y Sur, en las cuales se obtuvo el 38.1% y el 29.1% del total, respectivamente. En las regiones marinas se produjo el restante 32.8% (véase figura 4.2). En 2005 la proporción del gas no asociado respecto a la producción total de gas natural se incrementó en 4.5 puntos porcentuales. Del total de la producción de gas natural, 61.3% fue de gas asociado al petróleo crudo y 38.7% de gas no asociado. En 2004 estas cifras fueron 65.8% y 34.2%, respectivamente.

Regiones productoras de hidrocarburos 2005

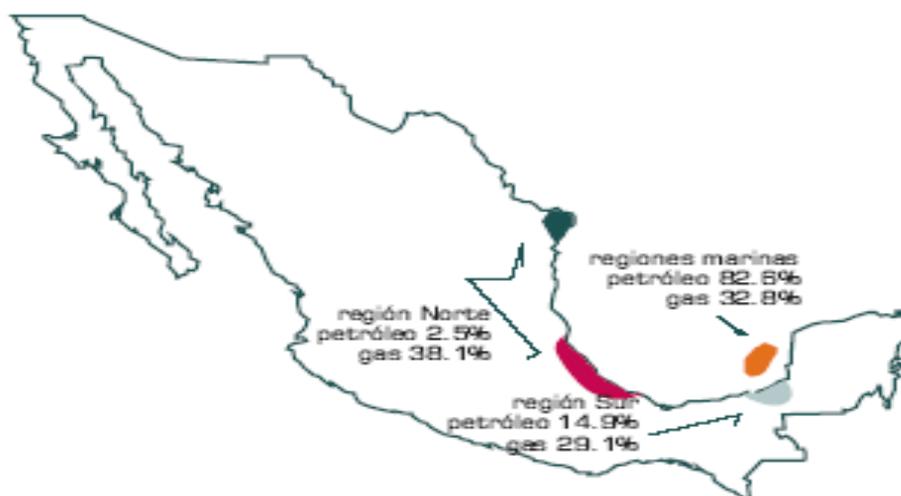


Figura 4.2. Regiones de producción de hidrocarburos 2005

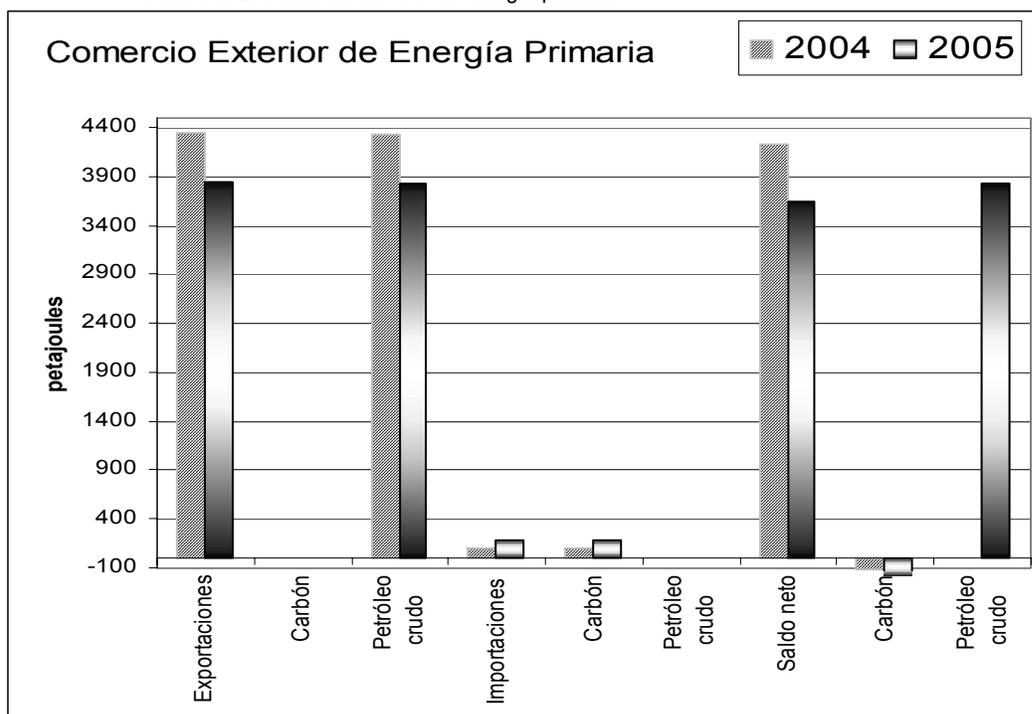
La producción de gas asociado en 2005 se distribuyó principalmente entre las regiones Sur y marinas (Noreste y Suroeste), cuya participación fue de 42.4% y 53.6%, respectivamente, en tanto que en la región Norte se obtuvo el restante 4%. En 2004 las regiones Sur, marinas y Norte produjeron el 44.5, 51.5 y 4%, respectivamente. De la producción total de gas no asociado, 92.1% se obtuvo en la región Norte y 7.9% en la región Sur. En 2004 estas proporciones fueron del 90.1 y 9.9%, respectivamente.

IV.2. COMERCIO EXTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA

Los intercambios de energía primaria (petróleo crudo y carbón), con el exterior, incluyendo maquila, registraron un saldo neto a favor de 3,648.9 PJ en 2005, cifra inferior en 13.8% a la obtenida en 2004 que fue de 4,231.4 PJ (véase cuadro 4.2 y grafica 4.2.a).

IV.2. Comercio Exterior de Energía Primaria			
	2004	2005	Variación
	petajoules	petajoules	Porcentual
			2005/2004
Exportaciones			
Total	4340.588	3839.332	-12
Carbón	0.032	0.099	212
Petróleo crudo	4338.1	3836.181	-12
Condensados	2.456	3.052	24
Importaciones			
Total	109.149	190.352	74
Carbón	109.149	190.352	74
Petróleo crudo	0	0.000	0
Condensados	0	0.000	0
Saldo neto			
Total	4231.438	3648.98	-14
Carbón	-109.117	-190.253	74
Petróleo crudo	4.338.100	3836.181	-12
Condensados	2.456	3.052	24

Cuadro 4. 2. Comercio exterior de energía primaria



Grafica 4.2.a. Comercio exterior de energía primaria

En términos de energía, la exportación de petróleo crudo en 2005 disminuyó 11.6% respecto 2004, al totalizar 3,836.2 PJ. La mezcla de exportación, en volumen, se formó para 2005 por 82.9% de crudo Maya, 11.9% de crudo Olmeca, 4.5% de crudo Istmo y 0.8% de crudo pesado de Altamira. Al igual que en años anteriores, la mezcla de crudo de exportación observó en 2005 una mayor participación de los crudos pesados y menor en los ligeros y superligeros; sin embargo cabe destacar el incremento en la participación del volumen exportado de crudo Istmo, el cual pasó de 1.5% en 2004 a 4.5% en 2005. El crudo Maya, Olmeca y pesado de Altamira tuvieron participaciones en 2004 de 86.0, 11.8% y 0.7%, respectivamente. En términos de barriles por día las exportaciones de crudo decrecieron en 2.8%. Las exportaciones de carbón en 2005 se incrementaron en forma significativa, mientras que las importaciones alcanzaron un nivel de 190.4 PJ resultando un saldo neto deficitario de 190.3 PJ. En 2004 el saldo fue deficitario en 109.1 PJ.

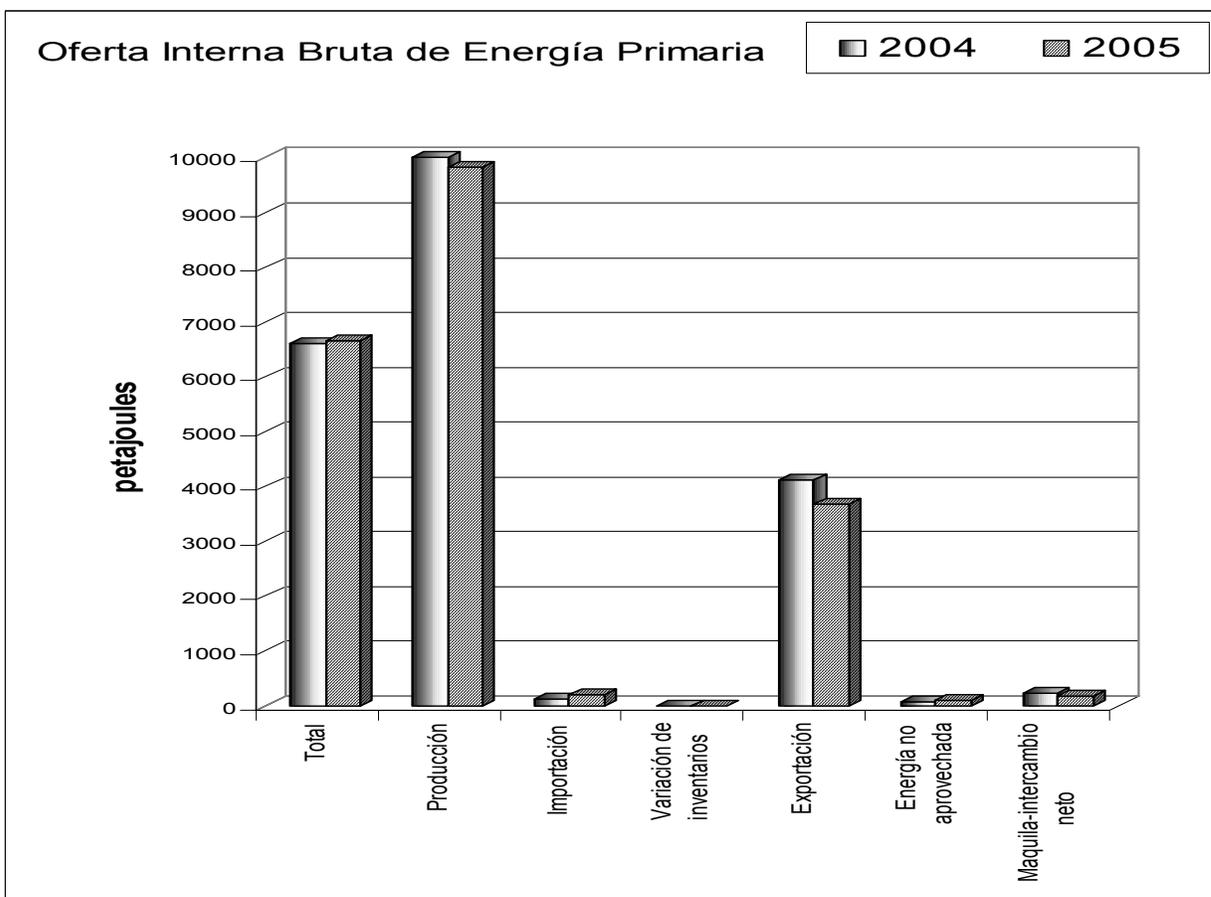
IV.3. OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA

La oferta interna bruta es la disponibilidad de energía para consumo interno. Agrega los conceptos de producción, importaciones y variación de inventarios y descuenta la exportación, la energía no aprovechada y la maquila-intercambio neto (véase cuadro 4.3 y grafica 4.3.a). En el año 2005 la oferta interna bruta de energía primaria registró un aumento de 0.7% respecto a 2004, como resultado del crecimiento en las importaciones de carbón mineral, de la entrega de gas residual de plantas y gas de formación a PEMEX Exploración y Producción, así como la reducción de los envíos al exterior de petróleo crudo incluyendo maquila.

Lo anterior, no obstante el decremento observado en la producción de energía primaria, así como el incremento en los niveles observados de la energía no aprovechada.

IV.3. Oferta Interna Bruta de Energía Primaria			
	2004	2005	Variación Porcentual
	petajoules		2005/2004
Total	6605.527	6649.318	1
Producción	10390.177	9819.714	-5
Importación	109.149	190.352	74
Variación de inventarios	-3.120	-23.385	650
Exportación	4126.550	3675.640	-11
Energía no aprovechada	66.537	79.982	20
Maquila-intercambio neto	214.038	163.692	-23

Cuadro 4. 3. Oferta interna bruta de energía primaria.



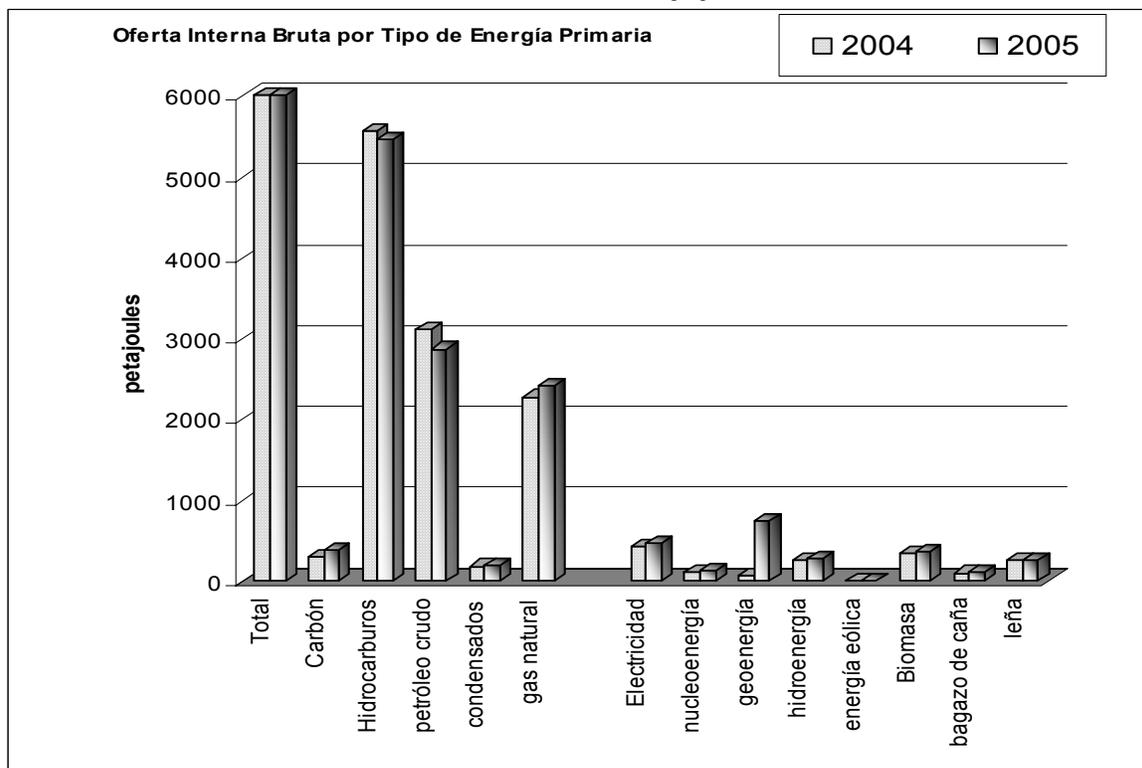
Grafica 4.3.a. Oferta interna bruta de energía primaria

En 2004 la oferta interna bruta de energía primaria creció 2.2% respecto a 2003, como resultado de los mayores niveles de producción y de entrega de gas residual de plantas y de formación a PEMEX Exploración y Producción, las cuales incrementaron la disponibilidad de energía primaria. Asimismo, la reducción en las exportaciones de petróleo crudo por maquila y la menor energía no aprovechada contribuyeron crecimiento observado en la oferta interna bruta. En la oferta interna bruta, los hidrocarburos representaron el 82.0% en 2005, respecto al 84.1% de 2004. En carbón mineral, electricidad primaria y biomasa se observaron crecimientos de 29.6, 11.4 y 3.3%, respectivamente. Por otro lado, los hidrocarburos decrecieron 1.8% en el periodo de referencia. Al interior de los hidrocarburos, los condensados crecieron en 2.8% y el gas natural en 6.1%, mientras que el petróleo crudo presentó un decremento de 7.9%. Por su parte, la electricidad primaria incrementó su participación en 0.7 puntos porcentuales y se ubicó en 7.1% de la oferta interna bruta de energía primaria. Destaca el crecimiento de la nucleenergía con 17.1%, geoenergía con 10.3% y la hidroenergía con 9.5%, mientras que la energía eólica decreció 17.2%. La biomasa incrementó ligeramente su participación de 5.1% de la oferta interna bruta de energía primaria en 2004, a 5.3% en 2005. Lo anterior se explica por el crecimiento de 12.7% del bagazo de caña. La participación del carbón aumentó en 1.3 puntos porcentuales hasta llegar al 5.7%, en comparación con el 4.4% de 2004. Ello, como resultado del decrecimiento de 29.6% en su oferta interna bruta (véanse cuadro 4.3.a y grafica 4.3.1.a).

Los envíos al exterior por concepto de maquila de petróleo crudo disminuyeron 23.5% en 2005, pasando de 214.0 PJ a 163.7 PJ. En términos de volumen físico, se enviaron al exterior 81.4 miles de barriles por día (92.0% de crudo Maya y 8% de crudo Olmeca), cifra inferior a los 97.4 miles de barriles por día (93.3% de crudo Maya y 6.7% de crudo Olmeca) del año anterior.

IV.3.a. Destino de la Energía Primaria			
Oferta Interna Bruta por Tipo de Energía Primaria			
	2004	2005	Variación Porcentual 2005/2004
	Petajoules		
Total	6605.527	6649.318	0.7
Carbón	292.358	379.013	29.6
Hidrocarburos	5552.359	5450.474	-1.8
Petróleo crudo	3107.801	2861.738	-7.9
Condensados	175.717	180.591	2.8
Gas natural	2269.041	2408.144	6.1
Electricidad	421.809	469.964	11.4
Nucleoenergía	100.634	117.888	17.1
Geoenergía	66.722	733.604	10.3
Hidroenergía	254.391	278.434	9.5
Energía eólica	0.061	0.050	-17.2
Biomasa	338.801	349.862	3.3
Bagazo de caña	91.058	102.647	12.7
Leña	247.743	247.216	-0.2

Cuadro 4.3.a. Destino de la energía primaria



Grafica 4.3.1.a. Destino de la energía primaria

IV.4. DESTINO DE LA ENERGÍA PRIMARIA

La oferta interna bruta de energía primaria tiene dos destinos principales: la energía que se canaliza a los centros de transformación y la utilizada por los consumidores finales como energético y/o como materia prima (consumo no energético). Una pequeña parte de la energía primaria es consumida por el propio sector energético y otra se puede perder en los procesos de transporte, distribución y almacenamiento. La energía primaria destinada directamente al consumo final totalizó 354.8 PJ para el año 2005, con un crecimiento del 3.4% respecto a 2004 (3.4 PJ). Del total de la energía primaria destinada al consumo final en 2005, 69.7% corresponde a la leña, 28.9% al bagazo de caña y 1.4% al carbón. En 2004 la leña, el bagazo de caña y el carbón tenían participaciones del 72.2, 26.5 y 1.3%, respectivamente. Durante 2005 el monto de esta demanda para consumo final fue equivalente al 5.3% de la oferta interna bruta de la energía primaria, contra un 5.2% del año anterior. Los centros de transformación absorbieron 82.7% de la energía primaria disponible, al procesar 5,542.7 PJ, cifra inferior en 1.6% a la registrada en 2004 (5,633.7 PJ). En 2004 se procesaba en los centros de transformación el 84.7% de la energía disponible. El monto de la energía primaria utilizada por el sector energético fue de 117.9 PJ en 2005, lo que representó el 1.8% de la oferta interna bruta. En 2004 el consumo de este sector fue equivalente a 90.5 PJ, con una participación de 1.4%. En pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento se registraron 27.9 PJ (0.4% del total de la oferta interna bruta) respecto a 29.4 PJ en 2004 (0.4%). Por otro lado, las recirculaciones del gas natural, las cuales se componen principalmente por el gas de formación para bombeo neumático empleado por PEMEX Exploración y Producción para la recuperación secundaria en pozos productores de crudo, crecieron 28.3% entre 2004 y 2005, con una participación del 3.7% de la oferta interna bruta. Por diferencia estadística se registró en el 2005 un valor de 10.7 PJ (véase diagrama 4.1), explicada principalmente por diferencias de medición en los balances de petróleo crudo y carbón mineral. Esta diferencia estadística representó apenas el 0.2% de la oferta interna bruta.

IV.5. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Para el año 2005, la capacidad de destilación primaria en refinación de crudo totalizó 1,540 miles de barriles diarios (mbd) distribuidos en seis refinerías. Para el procesamiento de gas natural y condensado se tuvo una capacidad nominal de 350 millones de pies cúbicos diarios (mpcd) de absorción y 4,992 mpcd en plantas criogénicas. La capacidad instalada para la generación de electricidad al 31 de diciembre de 2005 ascendió a 46,534 megawatts (MW), de los cuales 27.8% correspondieron a centrales térmicas convencionales; 28.5% a ciclo combinado; 22.6% a hidroeléctricas; 5.6% a carboeléctricas; 4.5% a dual; 2.9% a la central nucleoelectrica; 2.1% a geotérmicas; 6.0% a turbogás y combustión interna y una parte no significativa a la eoloeléctricas.

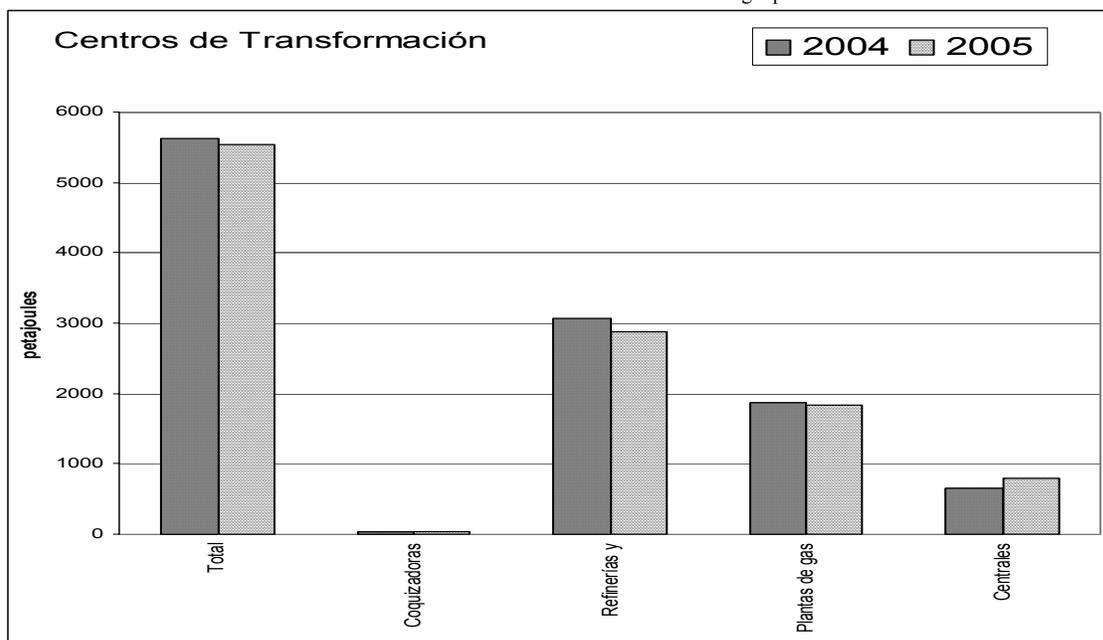
El 94.4% de la capacidad instalada para la generación eléctrica en 2005 corresponde a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC), mientras que los Productores Independientes de Energía (PIE) representaron el 5.6%. El año anterior los PIE tenían el 6.4% de la capacidad instalada y en 2003 6.6%. En el sector carbonífero funcionan cuatro plantas coquizadoras con recuperación de productos y dos con hornos de colmena con una capacidad total instalada de 3.5 millones de toneladas, instalaciones de las que se obtuvo el coque empleado en la industria siderúrgica y minerometalúrgica.

IV.5.1. ENERGÍA PRIMARIA A TRANSFORMACIÓN POR CENTRO DE DESTINO

La energía primaria procesada decreció 1.6% respecto 2004. Durante el año 2005 se enviaron 5,542.7 PJ a transformación (véanse cuadro 4.5.1, grafica 4.5.1.a y diagrama 4.1). En las refinerías y despuntadoras se procesó el 51.8% del total, equivalente a 2,871.8 PJ, de los cuales 98.4% fue petróleo crudo y 1.6% condensados. Las plantas de gas y fraccionadoras procesaron 33.0% del total destinado a centros de transformación y sumaron 1,830.7 PJ de gas húmedo dulce, gas amargo y condensados. Entre 2004 y 2005 se observó un decrecimiento de 2.0%, partiendo de un nivel procesado de 1,867.9 PJ. Durante el año 2005 se transformaron 797.4 PJ en las centrales eléctricas, equivalentes al 14.4% del total dirigido a los centros de transformación. En las plantas hidroeléctricas se convirtió 278.4 PJ; en carboeléctricas 327.5 PJ de carbón térmico; en la central nucleoelectrónica 117.9 PJ; las plantas geotérmicas 73.6 PJ y en plantas eólicas 0.1 PJ. Por su parte, es relevante comentar que entre 2004 y 2005 el procesamiento de energía primaria por parte de las centrales eléctricas creció en 21.2%. Las plantas coquizadoras transformaron 42.8 PJ de carbón en el año 2005, 0.8% de la energía total enviada a procesamiento en el país, contra los 41.4 PJ del año 2004 (véase cuadro 4.5 y grafica 4.5.a).

IV.5.1. Centros de Transformación de Energía Primaria			
IV. A) Energía Primaria a Transformación por Centro de Destino			
	2004	2005	Variación Porcentual 2005/2004
	petajoules		
Total	5633.654	5542.726	-1.6
Coquizadoras	41.431	42.773	3.2
Refinerías y despuntadoras	3066.371	2871.812	-6.3
Plantas de gas y fraccionadoras	1867.921	1830.718	-2.0
Centrales eléctricas	657.931	797.423	21.2

Cuadro 4.5.1. Centros de transformación de energía primaria



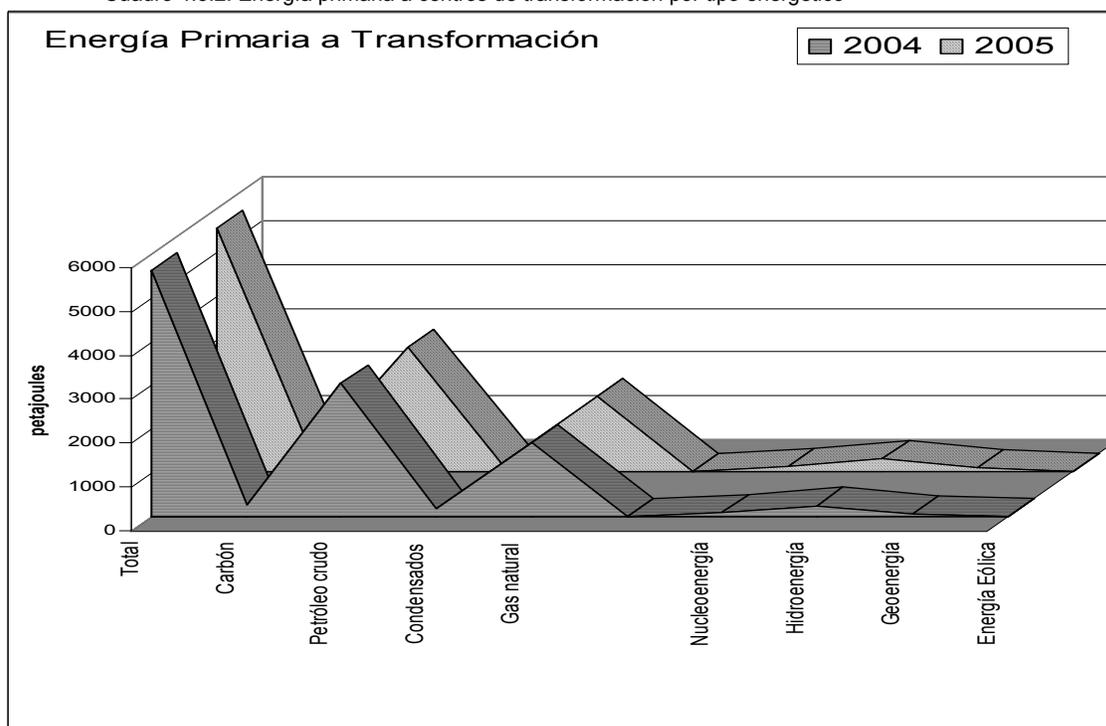
Grafica 4.5.1.a. Centros de transformación de energía primaria

IV.5.2. ENERGÍA PRIMARIA A TRANSFORMACIÓN POR TIPO DE ENERGÉTICO

Del total de la energía enviada a los centros de transformación en el año 2005, el petróleo crudo, el gas natural y los condensados representaron el 84.8% (véase cuadro 4.5.2 y grafica 4.5.2.b.), contra una participación del 87.6% en 2004. El carbón aumentó su participación entre 2004 y 2005 hasta un 6.7% del total de la energía primaria enviada a los centros de transformación. Los condensados y el gas natural aumentaron ligeramente su contribución respecto al total de energía remitida a los centros de transformación. La nucleenergía, la hidroenergía y la geoenergía incrementaron su participación, mientras que la energía eólica continuó siendo poco significativa.

IV.5.2. B) Energía Primaria a Transformación por Tipo de Energético			
	2004	2005	Variación Porcentual 2005/2004
	petajoules		
Total	5633.654	5542.726	-1.6
Carbón	277.553	370.227	33.4
Petróleo crudo	3057.635	2826.991	-7.5
Condensados	175.822	180.668	2.8
Gas natural	1700.834	1694.871	-0.4
Nucleenergía	100.634	117.88	17.1
Hidroenergía	254.391	278.434	9.5
Geoenergía	66.722	73.604	10.3
Energía Eólica	0.061	0.05	-17.2

Cuadro 4.5.2. Energía primaria a centros de transformación por tipo energético



Grafica 4.5.2.b. Energía primaria a centros de transformación por tipo energético

IV.5.3. PRODUCTOS OBTENIDOS EN LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

La producción de los centros de transformación en 2005 totalizó 5,294.5 PJ (véase diagrama 4.1) respecto a los 5,448 PJ en 2004. De las refinerías y despuntadoras, y plantas de gas y fraccionadoras, se obtuvieron 4,466.6 PJ de diversos productos, con un decremento de 4.1% respecto a 2004, representando el 84.4% de la producción bruta de energía secundaria.

El análisis de la estructura de la producción de los centros de transformación indica que el 23.6% correspondió a gas seco, 17.7% a gasolinas y naftas, 18.4% a combustóleo, 11.9% a diesel, 6.4% a gas licuado, 3.5% a productos no energéticos, 2.3% a querosenos, 0.9% a coque de petróleo, 0.7% a coque de carbón y 14.9% a la producción de energía eléctrica secundaria.

El total de la generación de las centrales eléctricas en 2005 ascendió a 788.3 PJ, 5.0% superior a la generación en 2004, equivalente a 751.1 PJ. De esta generación, 170.5 PJ correspondieron a los PIE, quienes en 2004 entregaron al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 170.9PJ.

Las coquizadoras contribuyeron en 2005 con 39.6 PJ, es decir 0.7% de la producción total de los centros de transformación. En el 2004 la producción fue de 38.3 PJ, equivalente al 0.7% de la producción bruta de energía secundaria.

Los consumos propios de energía secundaria ascendieron a 523.4 PJ, 5.3% inferior al nivel observado en 2004 que fue de 552.8 PJ. Los mayores consumos propios se observaron en el gas seco 343.9 PJ, combustóleo 88.2 PJ, electricidad 40.1 PJ, diesel 32.2 PJ, gasolinas y naftas 12.1 PJ, gas licuado 6.0 PJ y coque de carbón 0.9 PJ.

El consumo final total de energía secundaria fue de 4,034.4 PJ. Para obtenerlo, a la oferta interna bruta del total de la energía secundaria del año 2005, que asciende a 715.7 PJ, se le agrega el total de la transformación neta por 4,024.2 PJ, más las transferencias interproductos por 349.7 PJ, más 8.5 PJ de diferencia estadística. Posteriormente, se le restan los consumos propios por 523.4 PJ, las recirculaciones del gas seco por 405.7 PJ y las pérdidas en transporte, distribución y almacenamiento por 134.7 PJ que corresponden exclusivamente al sector electricidad. Este consumo final total de energía secundaria fue 1.1% inferior a los 4,079.8 PJ registrados en el 2004.

IV.5.4. PÉRDIDAS POR TRANSFORMACIÓN

El registro de las pérdidas por transformación se obtiene de la diferencia entre la producción de energía secundaria y la energía enviada a los centros de transformación (véase diagrama 4.1). Las pérdidas por transformación en coquizadoras, refinerías, despuntadoras, plantas de gas y fraccionadoras fueron en 2005 de 239.1 PJ, lo que implica un coeficiente de conversión (relación producción/insumos o eficiencia) de 95.0%, cifra superior al 94.4% del año 2004 (véanse diagramas 4.2). Los coeficientes de conversión de las refinerías aumentaron entre 2004 y 2005 de 95.9 a 97.0%, mientras que en las plantas de gas y fraccionadoras este coeficiente no presentó cambios significativos. Las pérdidas por transformación en las centrales eléctricas del SEN ascendieron en 2005 a 1,112.7 PJ y en los PIE a 166.7 PJ, en comparación con los 1,056.5 y 158.0 PJ que se presentaron durante el año 2004, respectivamente. Las centrales eléctricas de la CFE y LFC tuvieron en conjunto para el año 2005 una eficiencia del 34.7%, cifra superior al nivel alcanzado en 2004 que fue de 35.4%.

En el caso de los PIE la eficiencia en el 2005 fue de 50.6% contra el 52.0% de 2004. Por su parte, en 2005 las coquizadoras registraron pérdidas por transformación de 3.2 PJ, arrojando un coeficiente de conversión de 92.5%, monto similar al de 2004. En consecuencia, el total de pérdidas por transformación fue de 1,518.5 PJ, cifra superior al nivel observado en 2004 por 1,493.3 PJ.

IV.6. COMERCIO EXTERIOR DE ENERGÍA SECUNDARIA

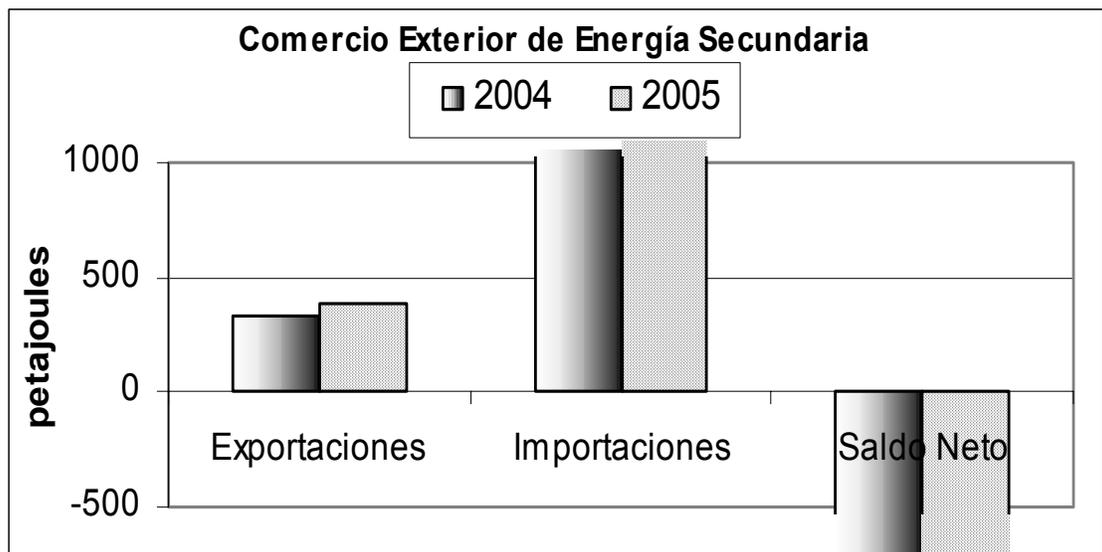
Durante 2005 la estructura de la exportación de energía secundaria se conformó por 98.8% de productos refinados y gas 1.2% de electricidad y coque. En 2004 fueron 98.9 y 1.1%, respectivamente. En términos caloríficos, la exportación en 2005 se ubicó en 388.1 PJ, 17.8% mayor que en 2004, año en que tuvo un valor de 329.6 PJ. Destacan los incrementos en las exportaciones de gas licuado, combustóleo y electricidad. En cambio, se observan decrementos en las exportaciones de las fuentes de energía secundaria: coque de carbón, gasolinas, naftas, querosenos, diesel y productos no energéticos (véanse diagrama 4.1). La importación de energía secundaria registró 1,093.3 PJ en 2005, cifra 4.3% mayor a los 1,048.3 PJ observados en 2004.

Los derivados del petróleo y el gas seco representaron 99%, mientras que el coque de carbón y la electricidad tuvieron una participación de 1%. La importación de productos petrolíferos y de gas seco alcanzó 1,082.6 PJ, cifra 4.7% superior a la registrada en 2004 que fue de 1,034.1 PJ. El total de las importaciones para el año 2005 participan el gas seco con 29.4%, las gasolinas y naftas con 41.2%, el gas licuado de petróleo con 9.2%, el combustóleo con 8.9%, el coque de petróleo con 5.9%, el coque de carbón con 0.9%, el diesel con 4.5% y la electricidad con un monto no significativo (véase cuadro 4.6 y grafica 4.6.a). El saldo neto de la balanza comercial de energía secundaria durante 2005 fue negativo en 705.2 PJ, cifra inferior en 1.9% a los 718.7 PJ observados en el año 2004. Lo anterior como resultado de las mayores importaciones y de un menor crecimiento en las exportaciones.

IV.6. Comercio Exterior de Energía Secundaria			
	2004	2005	Variación Porcentual
	petajoules		2005/2004
Exportaciones			
Total	329.560	388.070	17.8
Coque carbón	0.047	0.041	-14.3
Coque de petróleo	0.000	2.343	
Gas licuado	0.340	2.435	616.2
Gasolinas y naftas	148.759	140.544	-5.5
Querosenos	13.775	13.246	-3.8
Diesel	16.209	1.638	-89.9
Combustóleo	140.663	210.860	49.9
Productos no energéticos	6.145	3.465	-43.6
Gas seco	0.000	8.849	0.0
Electricidad	3.622	4.648	28.3
Importaciones			
Total	1048.249	1093.259	4.3
Coque carbón	14.011	10.348	-26.1

Coque de petróleo	64.742	64.077	-1.0
Gas licuado	118.079	100.225	-15.1
Gasolinas y naftas	374.481	450.205	20.2
Querosenos	0.000	0.000	0.0
Diesel	7.739	49.127	534.8
Combustóleo	67.348	97.027	44.1
Productos no energéticos	0.000	0.000	0.0
Gas seco	401.680	321.937	-19.9
Electricidad	0.169	0.313	85.2
Saldo Neto Total	-718.688	-705.189	-1.9
Coque carbón	-13.963	-10.307	-26.2
Coque de petróleo	-64.742	-61.734	-4.6
Gas licuado	-117.740	-97.790	-16.9
Gasolinas y naftas	-225.722	309.661	37.2
Querosenos	13.175	13.246	-3.8
Diesel	8.470	-47.489	0.0
Combustóleo	73.315	113.833	55.3
Productos no energéticos	6.145	3.465	-43.6
Gas seco	-401.680	-313.088	-22.1
Electricidad	3.452	4.334	25.6

Cuadro 4.6. Comercio exterior de energía secundaria



Grafica 4.6.a. Comercio exterior de energía secundaria

IV.7. CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA

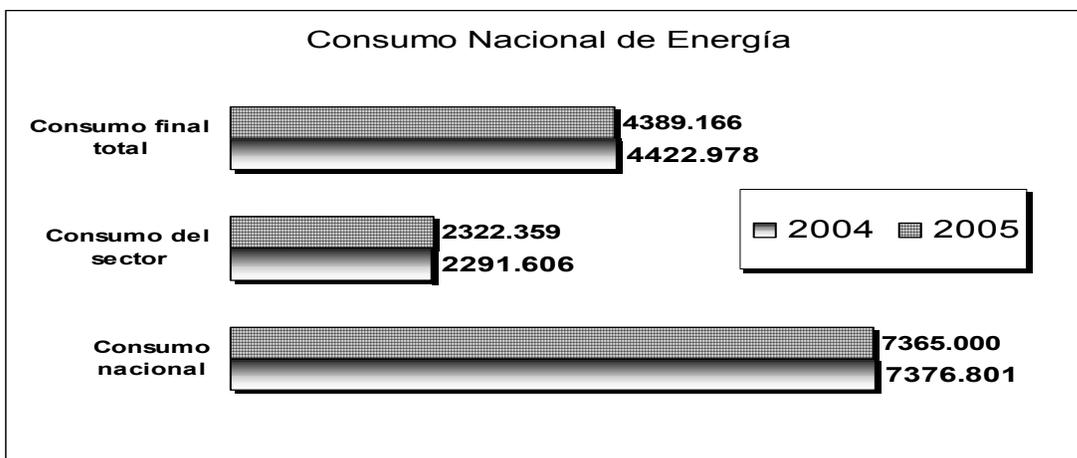
El consumo nacional de energía es equivalente a la suma de la oferta interna bruta de energía primaria y energía secundaria.

El consumo nacional de energía registró en 2005 la cifra de 7,365.0 PJ, monto inferior en 0.2% a los 7,376.8 PJ de 2004 (véase cuadro 4.7 y grafica 4.7.a). El sector energía empleó 2,322.4 PJ, 31.5% de la oferta interna bruta, y el resto de los sectores económico incluyendo la diferencia estadística, consumieron 5,042.7 PJ, equivalentes al 68.4% del consumo nacional de energía.

El consumo final no energético en el año 2005 representó el 7.0% del consumo final total y los usos energéticos el 93.0% (véase figura 4.3). En 2004 representaron el 6.4 y 93.6%, respectivamente. Los requerimientos internos de energía, por unidad de producto interno bruto, fueron en el año 2005 de 4,193.7 kJ por cada peso producido (a precios de 1993), cifra inferior en 3.0% a la registrada en 2004 cuando ascendió a 4,324.5 kJ por cada peso producido. La elasticidad arco del consumo nacional de energía ante variaciones en el producto interno bruto (PIB), resultado de los cocientes de las tasas de crecimiento del consumo nacional de energía y del PIB fue de -0.1. Este resultado reflejó, en el año 2005, que ante un crecimiento de un punto porcentual del PIB, el consumo nacional de energía decrecería en 0.1 puntos porcentuales. Es importante señalar que en 2005 la intensidad energética alcanzó el menor nivel observado desde 1995. De esta manera, este indicador ha presentado un decrecimiento a tasa anual de 0.8% de 1996 a 2005. El consumo nacional de energía por habitante en 2005 fue de 71.5 millones de kJ, cifra 1.2% inferior a los 72.4 millones de kJ de 2004. Para esta variable, la intensidad energética por habitante más elevada en el período de 1990 a la fecha fue la observada en el año 2004.

IV.7. Consumo Nacional de Energía					
	2004		2005		Variación Porcentual 2005/2004
	petajoules	%	petajoules	%	
Consumo nacional	7376.801	100.0	7365.000	100.0	-0.2
Consumo del sector energético	2291.606	31.1	2322.359	31.5	1.3
Autoconsumos	643.278	8.7	641.277	8.7	-0.3
Consumo por transformación	1493.277	20.2	1518.519	20.6	1.7
Pérdidas por distribución	155.051	2.1	162.564	2.2	4.8
Diferencia estadística	94.129	1.3	2.171	n.s.	-97.7
Reculaciones	568.087	7.7	651.317	8.8	14.7
Consumo final total	4422.978	60	4389.166	59.6	-0.8
Consumo no energético	283.851	3.8	306.573	4.2	8.0
Consumo energético	4139.128	56.1	4082.593	55.4	-1.4

Cuadro 4.7. Consumo nacional de energía



Grafica 4.7.a. Consumo nacional de energía

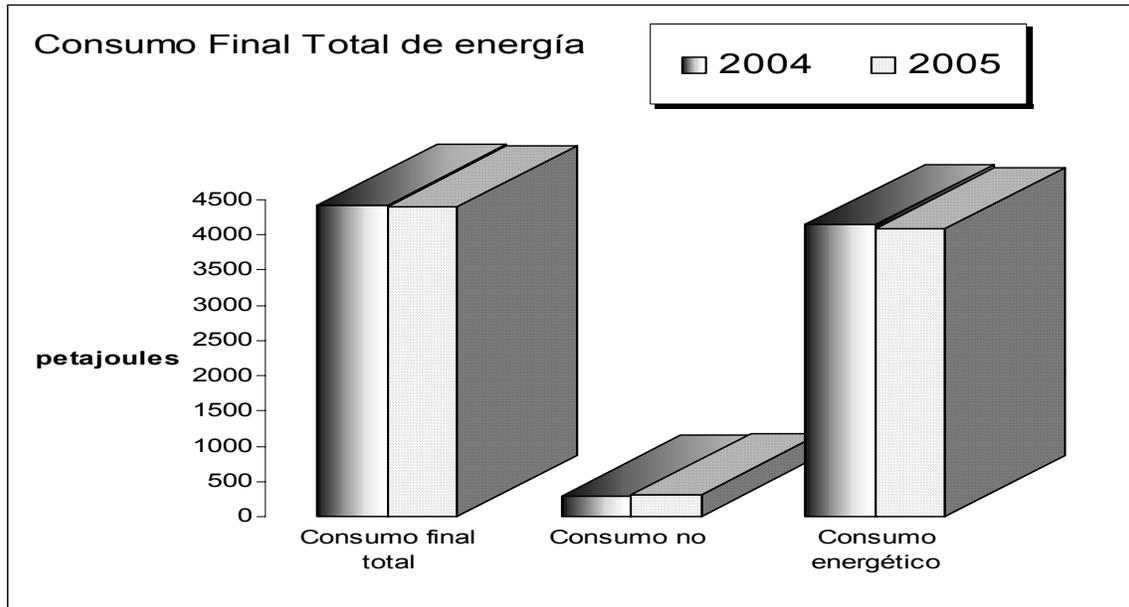
IV.8. CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA

El consumo final total de energía fue de 4,389.2 PJ en 2005, cifra que representa un decremento de 0.8% respecto a los 4,422.9 PJ en 2004 (véanse figura 4.4 y diagrama 4.1).

El consumo final no energético aumentó 8.0% respecto a 2004, al pasar de 283.9 a 306.6 PJ. De este total, 62.1% fue empleado por Pemex Petroquímica, que utiliza como materia prima gas seco, etano, propano, butano y naftas; el restante 31.9% fue utilizado en otras ramas económicas en forma de asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas y solventes, entre los más importantes (véase cuadro 4.8 y grafica 4.8.a).

IV.8. CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGÍA					
	2004		2005		Variación Porcentual 2005/2004
	petajoules	%	petajoules	%	
Consumo final total	4422.978	100.0	4389.166	100.0	-0.8
Consumo no energético	283.851	6.4	306.573	7	8.0
Petroquímica PEMEX	193.604	4.4	190.379	4.4	-1.7
Otras ramas económicas	90.264	2	116.194	2	28.7
Consumo energético	4139.128	93.6	4082.593	93.6	-1.4
Residencial, comercial y público	859.579	19.4	842.182	19.7	-2.0
Transporte	1911.899	43.2	1864.36	42.5	-2.5
Agropecuario	118.604	2.7	122.515	2.8	3.3
Industria	1249.045	28.2	1253.535	28	0.4

Cuadro 4.8. Consumo nacional de energía.

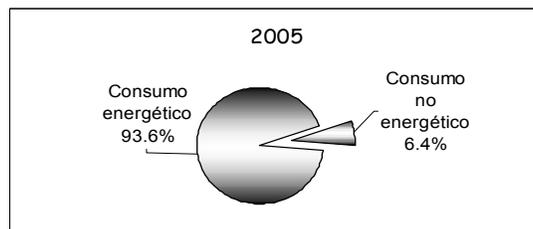
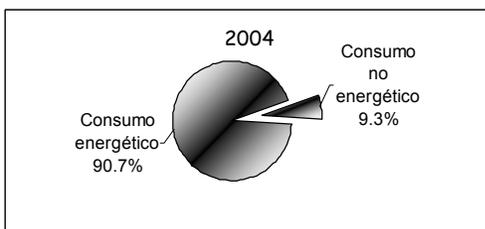


Grafica 4.8.a. Consumo total de energía.

El consumo final energético pasó de 4,139.1 PJ en 2004 a 4,082.6 PJ en 2005, decreciendo a una tasa de 1.4%. En conjunto, para el año 2005 los derivados de los hidrocarburos participaron con 74.7% del consumo final energético, la electricidad con 15.0%, la leña 6.1%, el bagazo de caña 2.5%, el coque de carbón 1.7% y carbón con 0.1% (véase figura 4.4). En términos del tipo de energía, la primaria implicó 8.6% del consumo final total, mientras que la energía secundaria representó 91.4%. Durante 2004, la energía primaria y secundaria representaron respectivamente el 7.8% y 92.2% del consumo final total. Los hidrocarburos representaron 75.9% del consumo final energético, la electricidad 14.2%, leña 6.0%, bagazo de caña 2.2%, el coque de carbón 1.6% y carbón 0.1%.

IV.9. CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR SECTORES

En 2005, el sector transporte tuvo una participación del 45.7% en el consumo final energético, mientras que el sector industrial representó 30.7%. Por su parte, el agregado formado por los subsectores residencial, comercial y público registró una participación del 20.6% y el sector agropecuario contribuyó con 3.0% (véase figura 4.5). Entre 2004 y 2005 el sector industrial y agropecuario ganaron la participación en el consumo final energético mientras que el sector transporte, residencial, comercial y público disminuyeron su participación en total del consumo final energético.

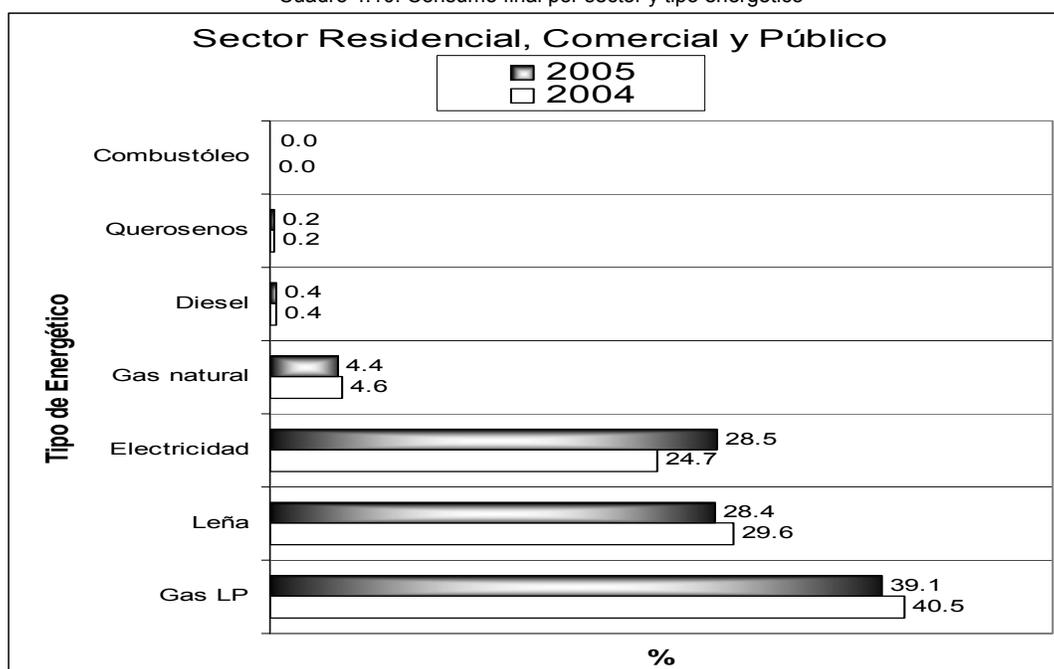


IV.10. SECTOR RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PÚBLICO

El sector residencial, comercial y público requirió 842.2 PJ en 2005, cifra inferior en 2.0% respecto al valor observado en 2004, que fue de 859.6 PJ. Durante 2005, del total de este sector, 83.6% corresponde al residencial, 13.6% al comercial y 2.8% a los servicios públicos (alumbrado público y bombeo de agua). Para satisfacer las necesidades de cocción de alimentos, iluminación, calefacción, calentamiento de agua, usos comerciales y servicio público, entre otras, se utilizó gas licuado de petróleo, el cual participó con 39.1% del consumo total del sector, leña con el 29.4%, electricidad 26.5%, gas seco 4.4%, diesel y querosenos en conjunto con 0.6% (véanse figura 4.5 y cuadro 4.10. y grafica 4.10.a).

IV.10. Consumo Final Energético por Sector y Tipo de Energético			
Residencial, Comercial y Público	petajoules		Variación Porcentual 2005/2004
	2004	2005	
	%		
Gas LP	40.5	39.1	-3.5
Leña	29.6	28.4	-4.1
Electricidad	24.7	28.5	15.4
Gas natural	4.6	4.4	-4.3
Diesel	0.4	0.4	n.s.
Querosenos	0.2	0.2	n.s.
Combustóleo	n.s.	n.s.	n.s.

Cuadro 4.10. Consumo final por sector y tipo energético



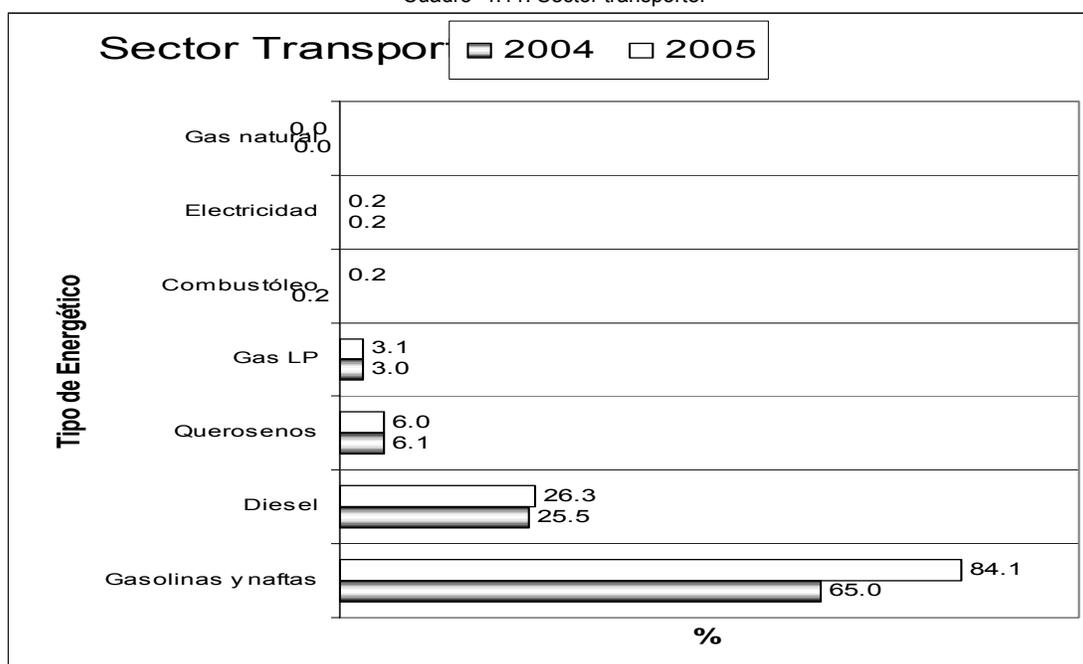
Grafica 4.10.a. Consumo final por sector y tipo energético

IV.11. SECTOR TRANSPORTE

El sector transporte tuvo un consumo de energía de 1,864.4 PJ en 2005, que representa un decremento de 2.5% respecto a 2004. De este total, las gasolinas aportaron 64.1%, el diesel 26.3%, los querosenos 6.0%, el gas licuado 3.1%, la electricidad 0.2%, el combustóleo 0.2% y el gas seco 0.04%. Por modalidad de transporte, en el 2005 los consumos de combustible del aéreo, autotransporte, eléctrico y ferroviario decrecieron 4.4, 2.4, 0.6 y 3.7% respectivamente, mientras que el marítimo creció 2.8%. En el año 2005 decayó la utilización del gas seco como carburante, ubicándose en 0.675 PJ, cifra inferior a los 0.720 PJ del 2004. Estas cifras no son significativas con relación al consumo total del sector. Sin embargo, se espera que en los próximos años se intensifique su uso (véanse figura 4.5 y cuadro 4.11 y grafica 4.11.a).

IV.11. Consumo Final Energético por Sector y Tipo de Energético			
Transporte	petajoules		Variación Porcentual 2005/2004
	1911.881	1864.360	
	2004	2005	
%			
Gasolinas y naftas	65.0	84.1	29.4
Diesel	25.5	26.3	3.1
Querosenos	6.1	6.0	-1.6
Gas LP	3.0	3.1	3.3
Combustóleo	0.2	0.2	n.s.
Electricidad	0.2	0.2	n.s.
Gas natural	n.s.	n.s.	n.s.

Cuadro 4.11. Sector transporte.



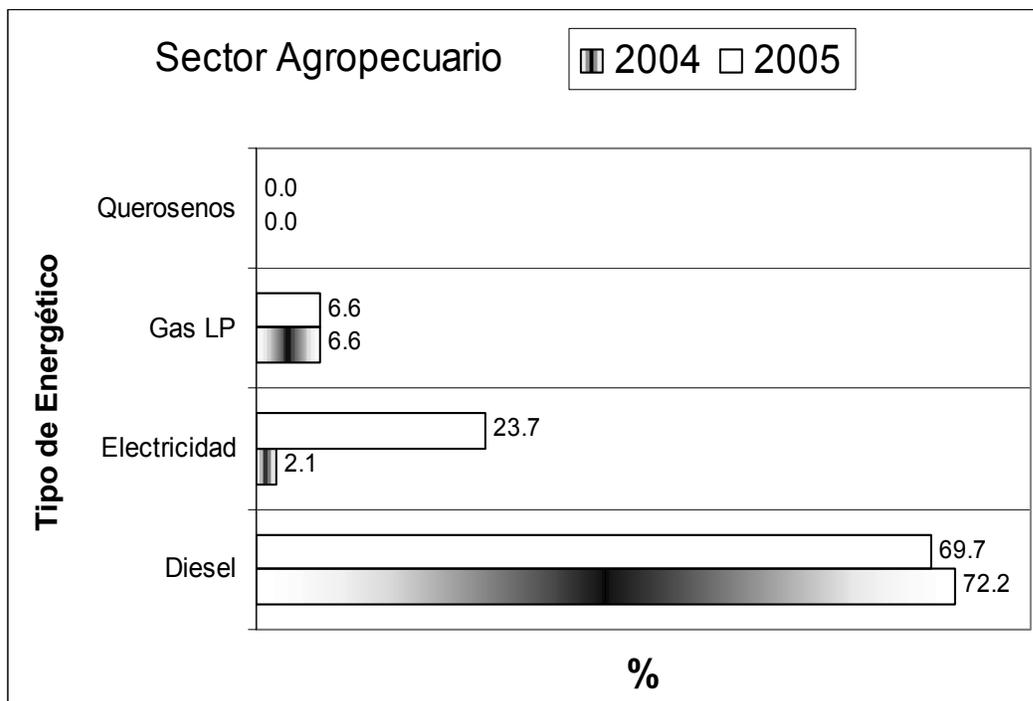
Gráfica 4.11.a. Sector transporte

IV.12. SECTOR AGROPECUARIO

El sector agropecuario consumió energía por 122.5 PJ en 2005, cifra 3.3% superior a los 118.6 PJ registrados en 2004. Los energéticos utilizados fueron el diesel con 69.7%, la electricidad 23.7%, el gas licuado 6.6% y los querosenos con un monto no significativo (ver cuadro 4.12 y grafica 4.12.a)

IV.12. Consumo Final Energético por Sector y Tipo de Energético			
Agropecuario	petajoules		Variación Porcentual 2005/2004
	2004	2005	
	%		
Diesel	72.2	69.7	n.s
Electricidad	2.1	23.7	11.2
Gas LP	6.6	6.6	n.s
Querosenos	n.s,	n.s.	n.s

Cuadro 4.12. Sector agropecuario



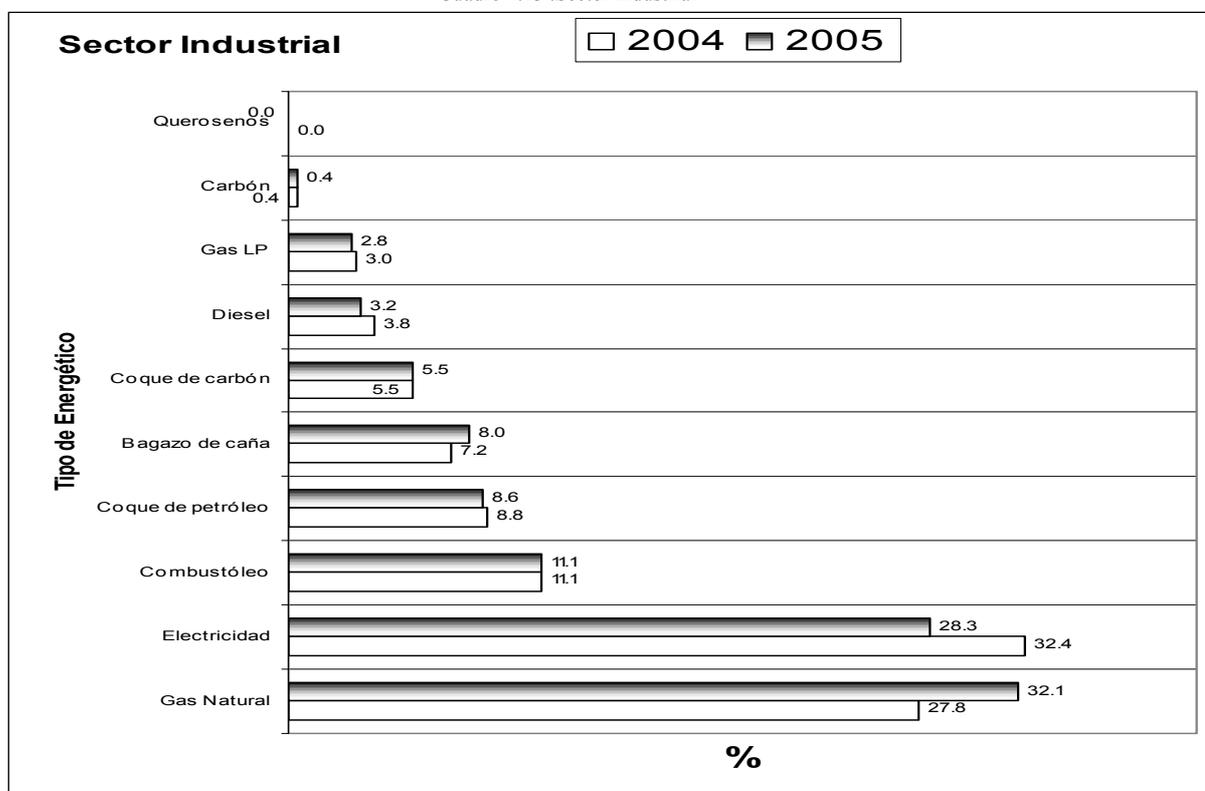
Grafica 4.12.a. Sector agropecuario

IV.13. SECTOR INDUSTRIAL

La industria consumió 1,253.5 PJ en 2005, cifra superior en 0.4% a los 1,249.0 PJ de 2004. De este total, 32.1% correspondió al gas seco, 28.3% a la electricidad, 11.1% al combustóleo, 8.0% al bagazo de caña, 8.6% al coque de petróleo, 5.5% al coque de carbón, 3.2% al diesel, 2.8% al gas licuado, 0.4% al carbón y la participación de los querosenos fue poco significativa (véase figura 4.5, cuadro 4.13 y grafica 4.13.a).

IV.13. Consumo Final Energético por Sector y Tipo de Energético			
Industrial	petajoules		Variación Porcentual 2005/2004
	1237.42	1253.535	
	2004	2005	
	%		
Gas Natural	27.8	32.1	1.1
Electricidad	32.4	28.3	0.8
Combustóleo	11.1	11.1	1.0
Coque de petróleo	8.8	8.6	-2.3
Bagazo de caña	7.2	8.0	11.1
Coque de carbón	5.5	5.5	100.0
Diesel	3.8	3.2	-15.8
Gas LP	3.0	2.8	-6.7
Carbón	0.4	0.4	100.0
Querosenos	n.s.	n.s.	n.s.

Cuadro 4.13. Sector industrial



Grafica 4.13.a. Sector industrial

**FIGURA 4.3 CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA 2005
(PETAJOULES Y PARTICIPACIÓN PORCENTUAL)**

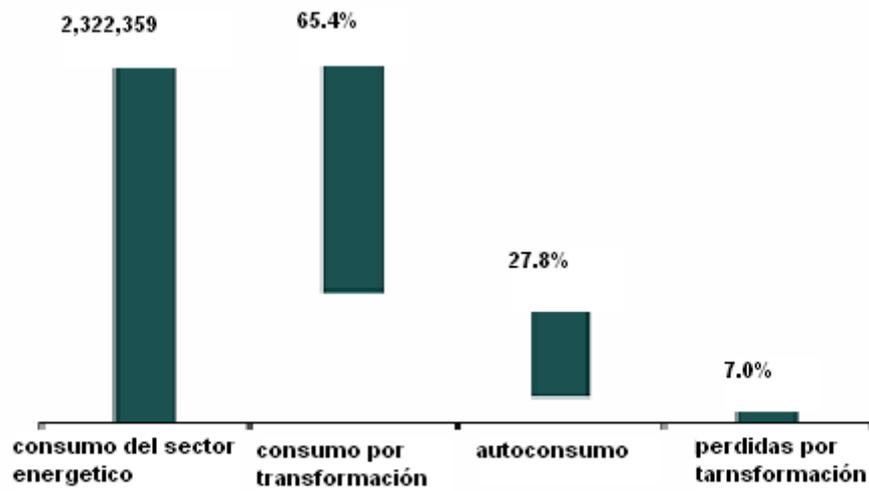
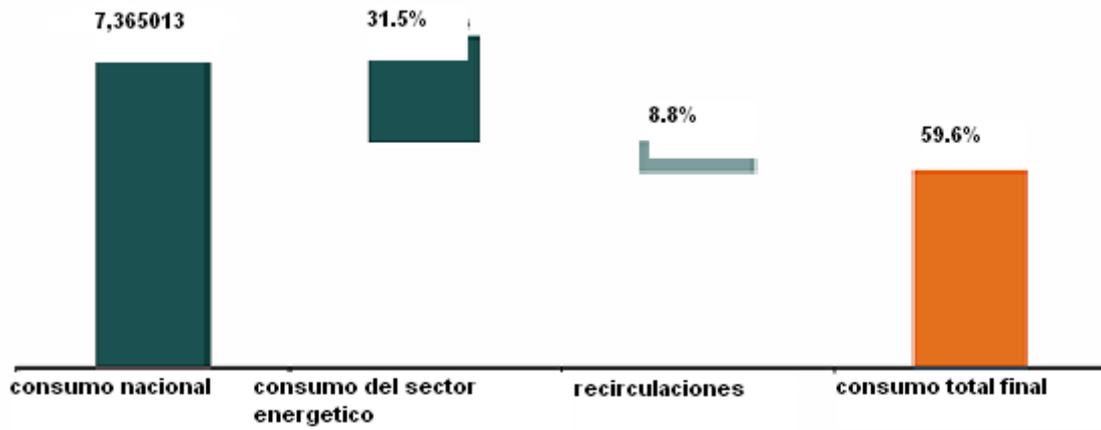


FIGURA 4.4 ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL TOTAL POR TIPO ENERGETICO, 2005 (PETAJOULES Y PARTICIPACIÓN PORCENTUAL).

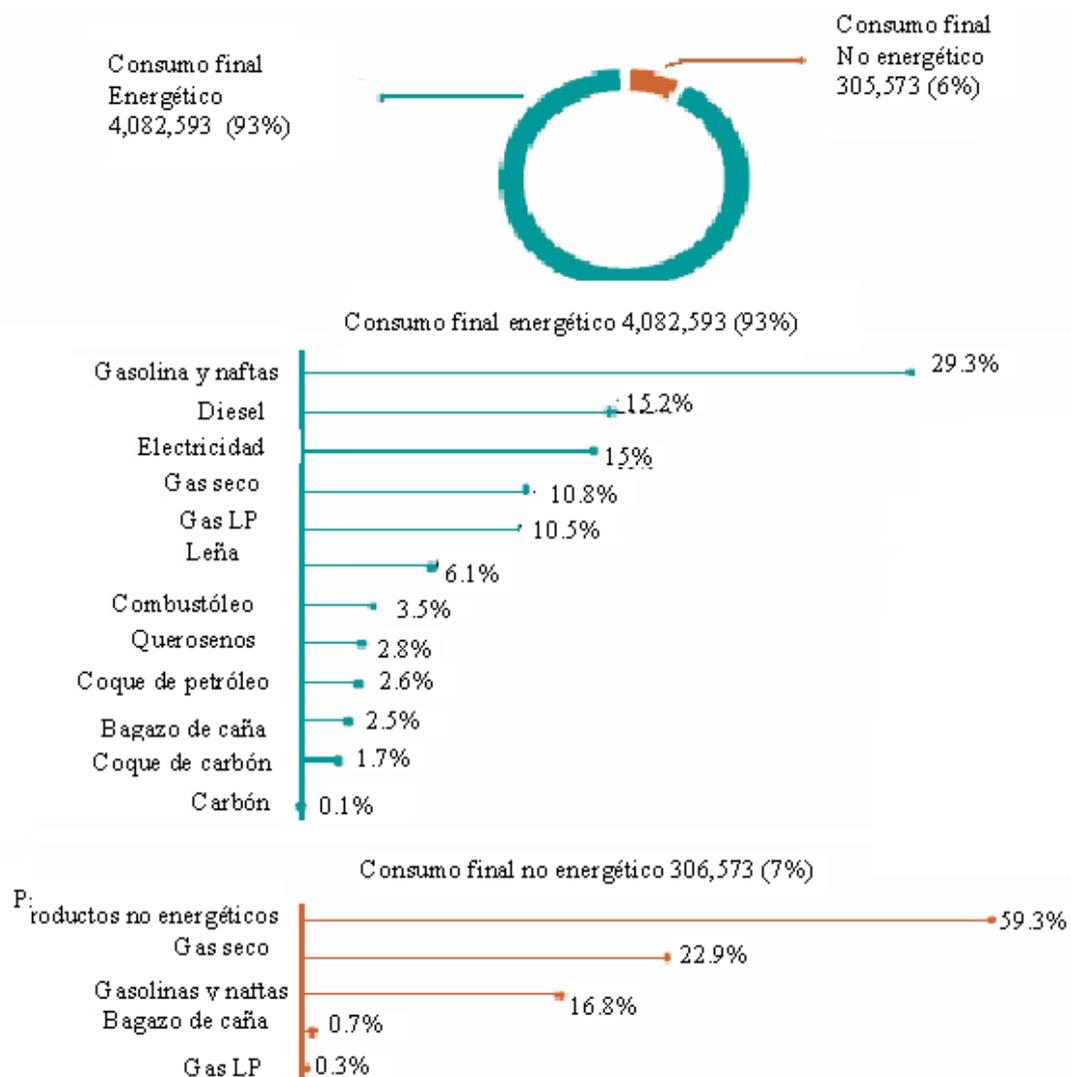


FIGURA 4.5 CONSUMO FINAL ENERGETICO POR SECTOR Y TIPO ENERGETICO, 2005 (4,082,593).

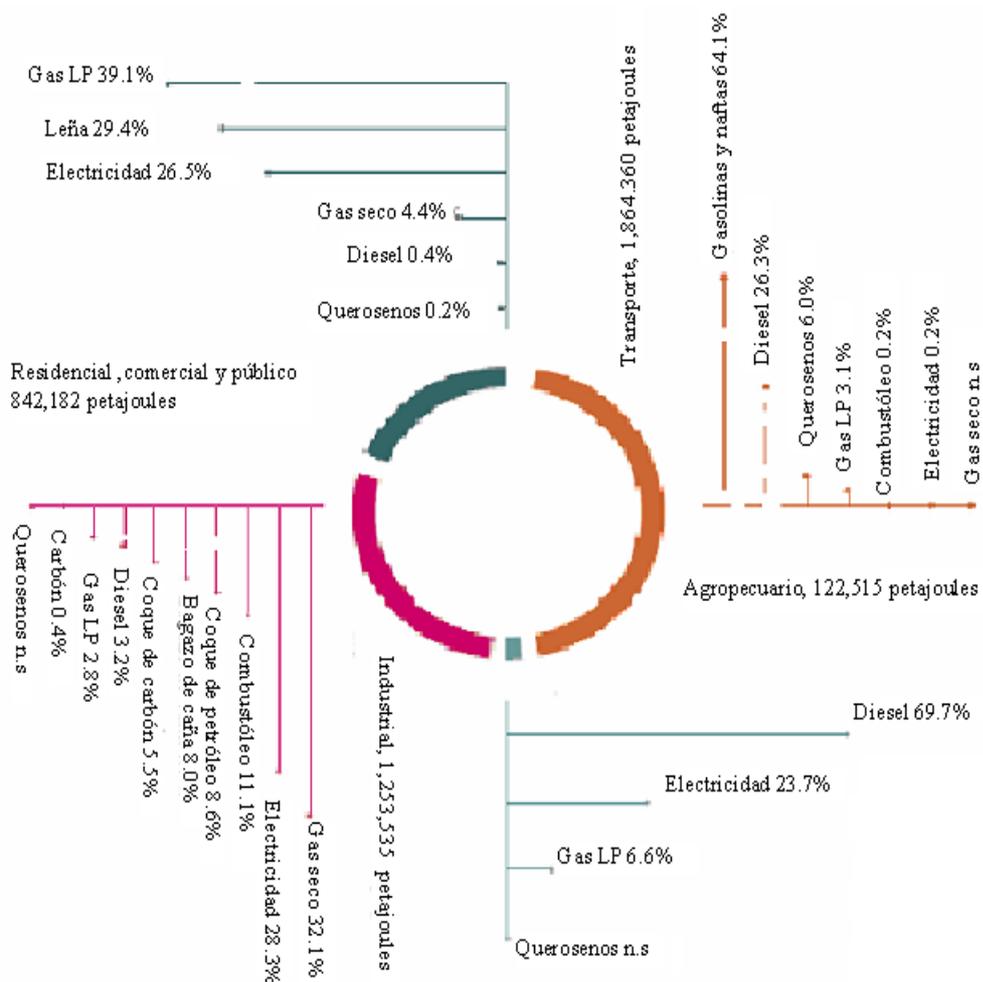
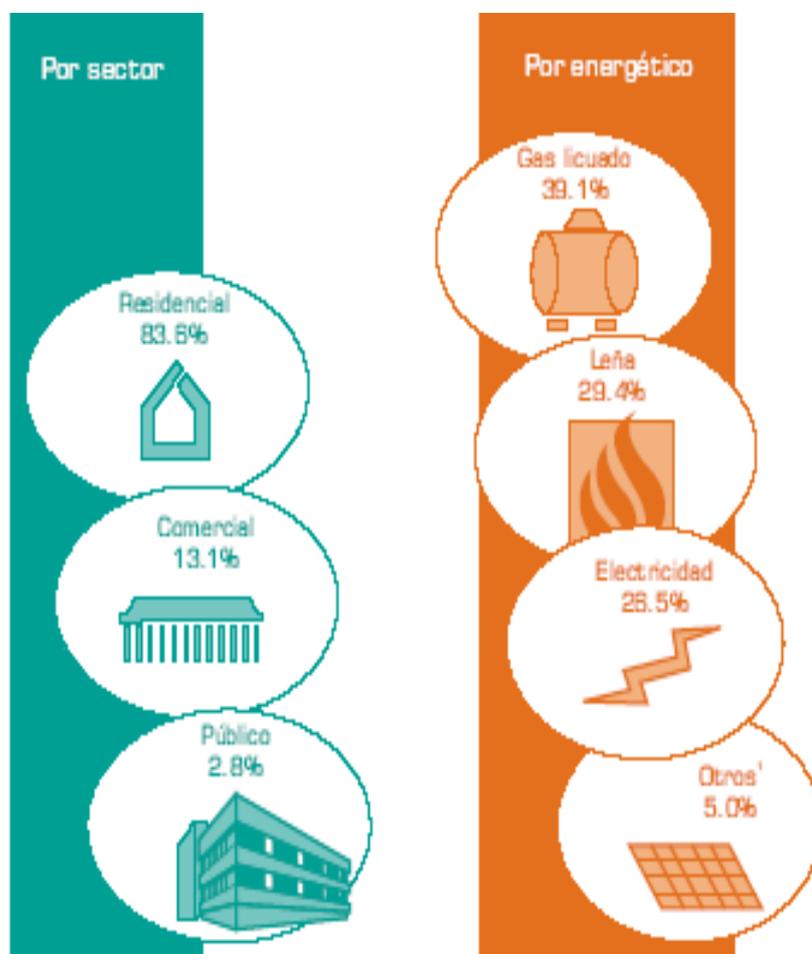


FIGURA 4.6 CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PÚBLICO, 2005 (PARTICIPACIÓN PORCENTUAL).



**FIGURA 4.7 CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR TRANSPORTE, 2005
(PARTICIPACIÓN PORCENTUAL).**

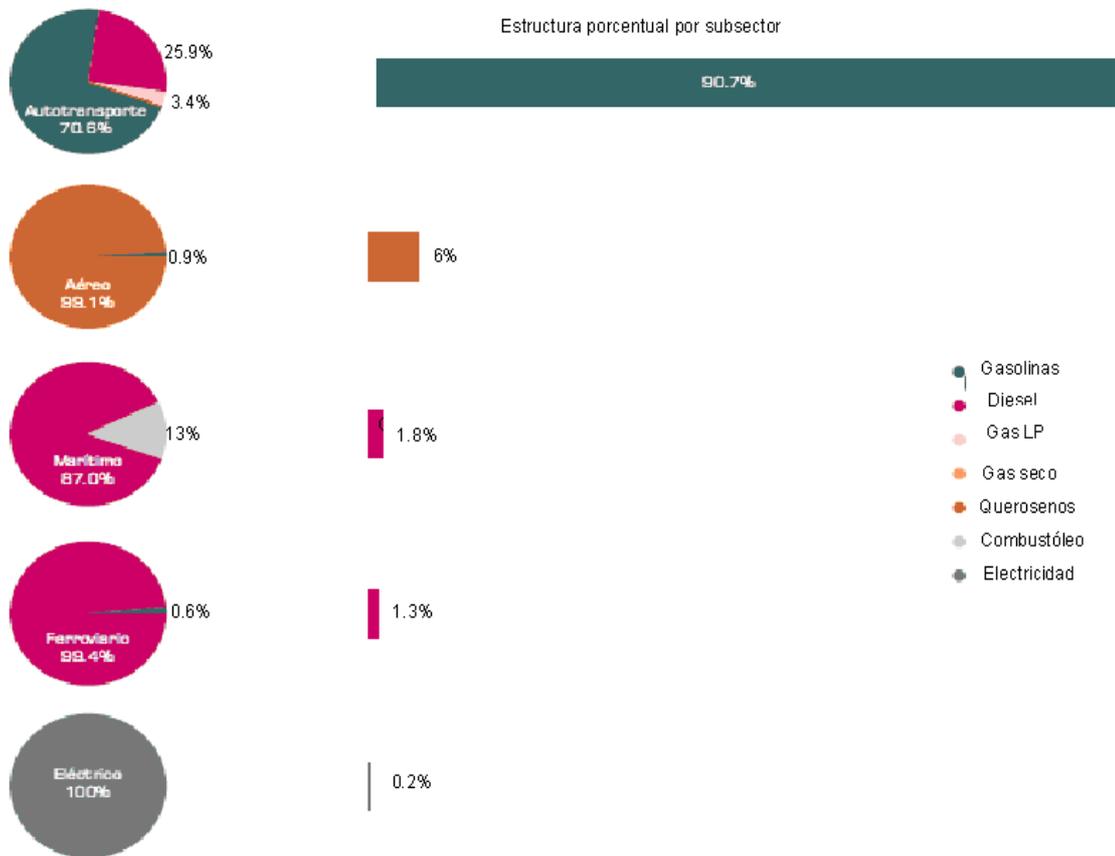


FIGURA 4.8 CONSUMO DE ENERGÍA POR RAMA INDUSTRIAL, 2005 (PETAJOULES).

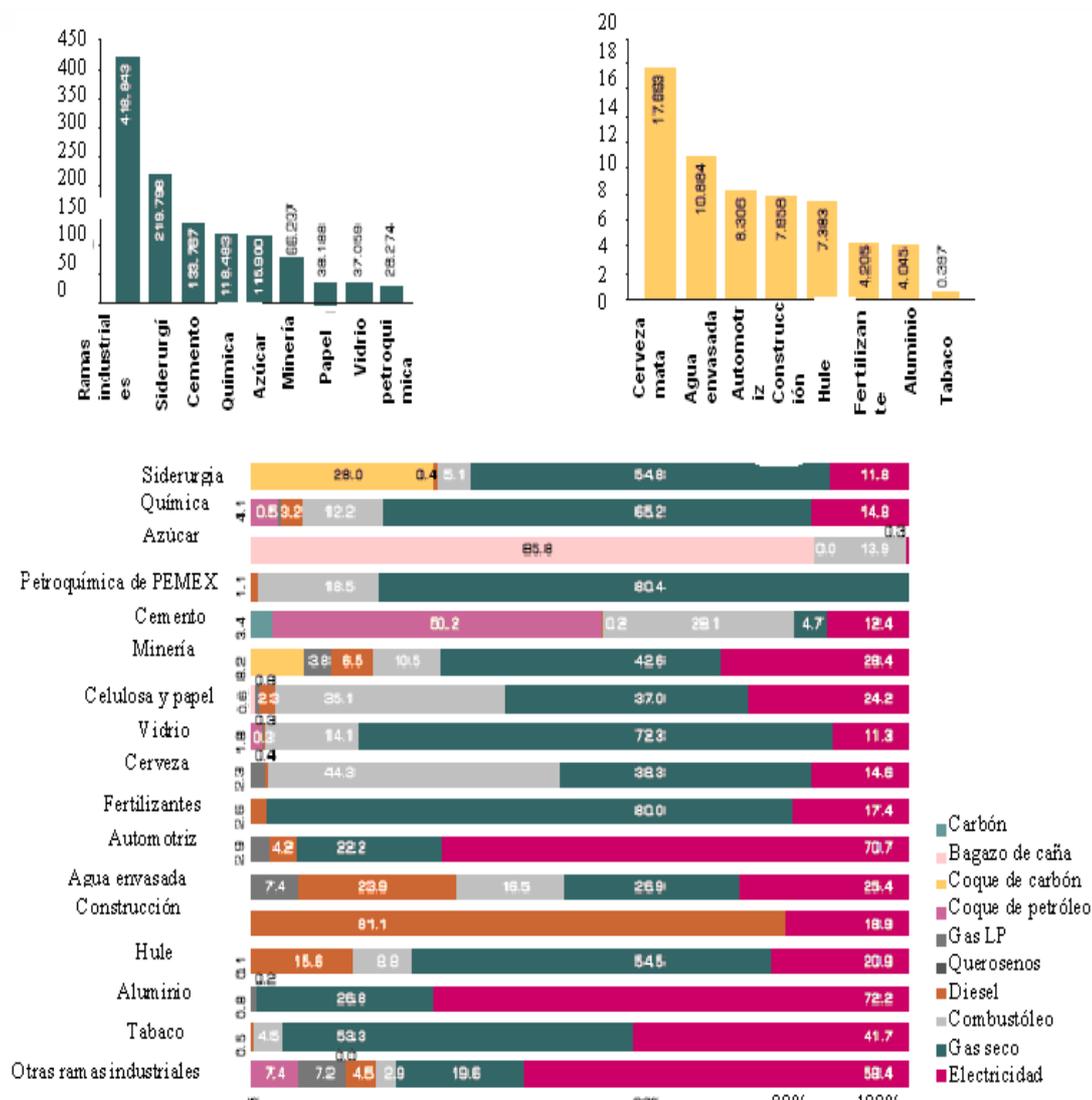


FIGURA 4.9 PRINCIPALES RAMAS CONSUMIDORAS DE ENERGÉTICOS INDUSTRIALES, 2005 (ESTRUCTURA PORCENTUAL).

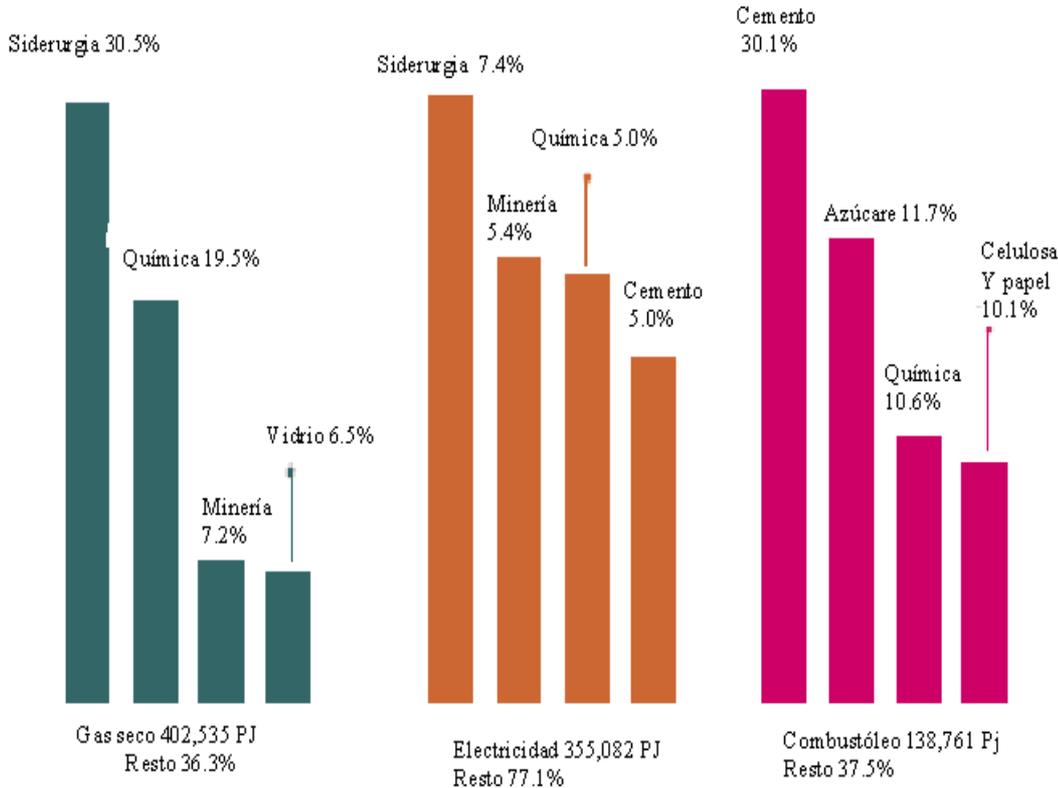


DIAGRAMA 4.1 ESTRUCTURA DEL BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2005

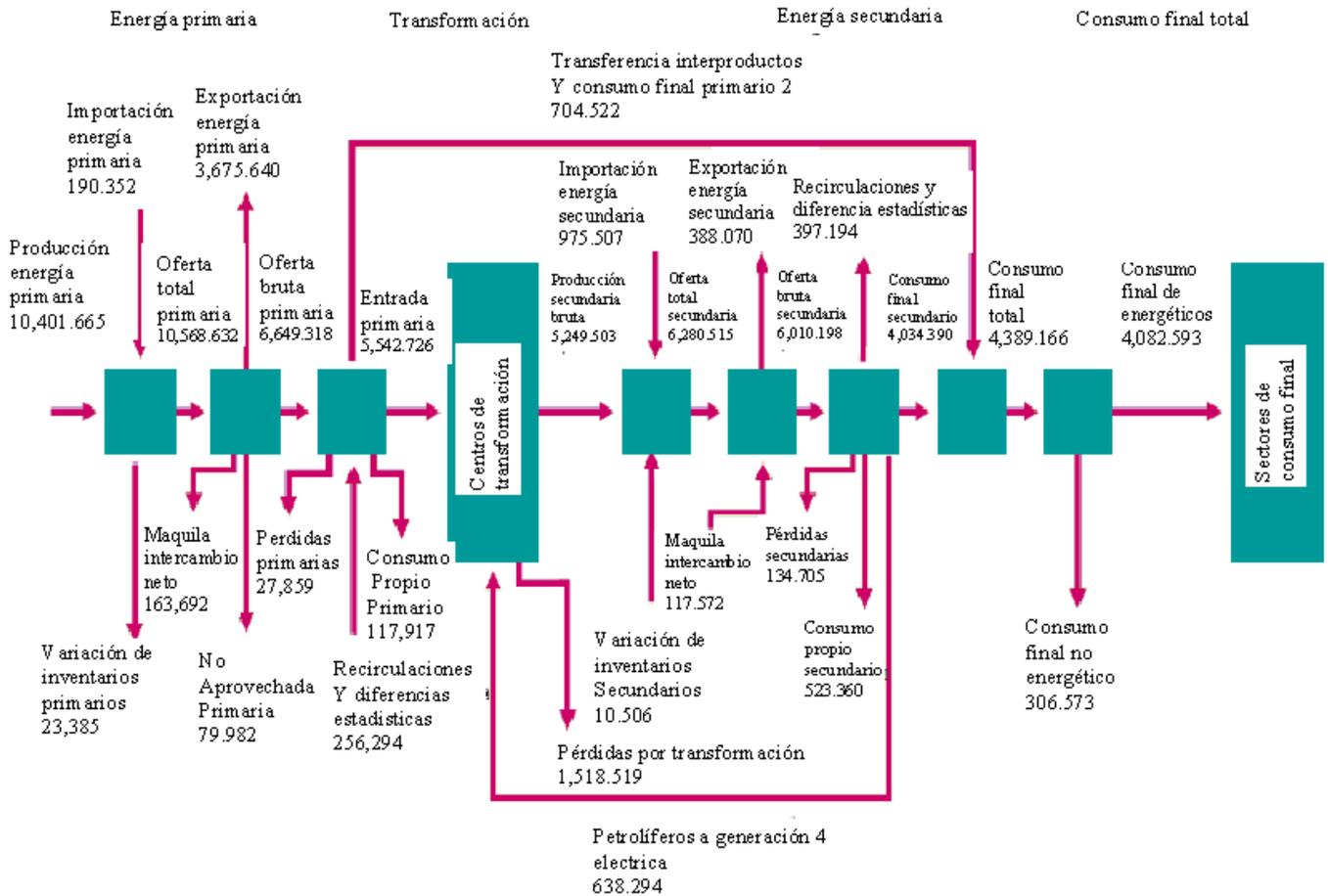
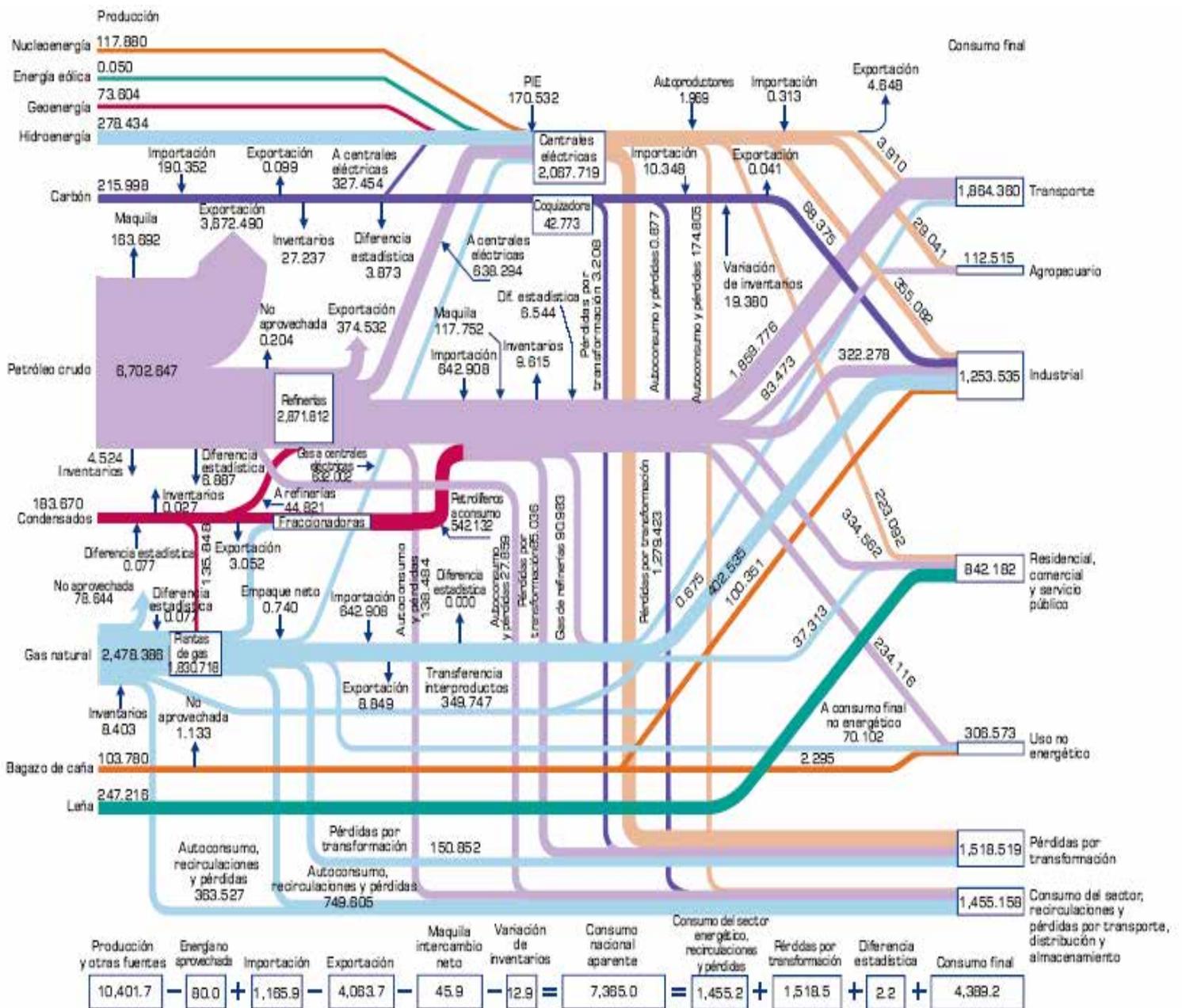


DIAGRAMA 4.2 BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2005.



CAPÍTULO V
PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA

V.I. DEPENDENCIA DE LOS HIDROCARBUROS

La dependencia cada vez mayor de México en materia de importación de gas obliga a evaluar su económica ante incrementos súbitos de precios del gas, ocasionados por desequilibrios recurrentes en el balance regional de la oferta y la demanda. Esta nota centra su atención en la seguridad de suministro del gas natural en México. Sólo se esbozan algunas consideraciones contextuales respecto a hidrocarburos líquidos. El análisis se circunscribe a corto y mediano plazo, hace hincapié en riesgos de *shocks* a precios asociados imprevistos de la oferta.

La posibilidad de una alta y creciente dependencia en importaciones de gas, obliga adoptar una perspectiva de país importador muy distinta a la que se tiene como exportador de petróleo. Este cambio no es fácil dado que México ha sido un país autosuficiente en gas natural.

V.I.I. PRODUCCIÓN

La producción de gas natural de México ha venido declinando a partir del año 2000 aunque en el tercer trimestre del 2000 aparecieron señales de recuperación. Sin embargo, la producción no alcanza los niveles del primer trimestre 2001. Este patrón agregado a un comportamiento es el resultado de tendencias regionales divergentes.

La baja producción de gas asociado en Tabasco y Chiapas ha sido compensada parcialmente con el incremento de la producción vinculado al desarrollo de Cantarell y los aumentos de gas no-asociado registrados en la cuenca de Burgos y el Estado de Veracruz. La incipiente recuperación estará apoyada por fuertes incrementos en la perforación de desarrollo en estas cuencas, así como por el descubrimiento de Lankahuasa, frente a Nautla. Con la información pública disponible es difícil determinar la trayectoria probable de producción a mediano plazo. Sin embargo, las metas adoptadas por PEMEX justifican una cierta dosis de escepticismo. Alcanzar una producción de 7 mil millones de pies cúbicos diarios (mmmpcd) en el año 2006, a partir de una producción del orden de 4.5 mmmpcd en 2003, es un objetivo excesivamente ambicioso. Se trata de un incremento de 56% en el próximo trienio. En promedio habría que aumentar la producción en más de 800 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) por año en términos netos. Esta tarea supone un intenso esfuerzo, dada la madurez de las principales cuencas productoras de gas no-asociado. La declinación previsible en algunas regiones, como la rápida declinación natural de los campos de la Cuenca de Burgos y la caída observada en la productividad de sus pozos en el alto costo técnico y la baja aportación de los pozos que se están perforando en Chicontepec, obligan a intensificar la perforación exploratoria y de desarrollo en Burgos, a un aumento excepcional de la producción, tanto terrestre o costas de Veracruz.

Las reservas probadas de gas natural no podrían sostener una producción de 7 mmmpcd por mucho tiempo, lo que obliga a desplegar una actividad exploratoria de gran aliento en materia de gas. A ese ritmo de producción, al término del 2006 la relación reserva/producción serían probadas sólo un poco más de 5 años.

No olvidándose que esta relación fue de 13 años al inicio del presente año, agregando las reservas probables alcanza 27 años. Sin embargo, esta última relación desciende a 17 años si se excluye a Chicontepec, región que aporta una amplia proporción de las reservas totales de gas. Por otra parte, algunas de las cuencas gasíferas maduras sólo pueden rejuvenecerse mediante una actividad exploratoria exitosa, así como la aplicación de tecnología y prácticas de administración de yacimientos, permitiendo incrementar factores de recuperación del gas.

Este es el caso de Burgos, donde se fincan tantas esperanzas, dado que la relación reservas/ producción en esa cuenca es actualmente de 5 años. Las limitaciones están relacionadas en el análisis de producción bien conocidas. En un país poco explorado, como es el caso de México, el nivel y la tendencia de la relación reservas/producción sirven para llamar la atención sobre la necesidad de asignar recursos a la exploración. Afortunadamente, en los últimos años PEMEX ha incrementado de manera significativa las actividades de exploración, tarea que resulta imperativa en la presente coyuntura.

V.1.2. DEMANDA

La demanda de gas natural a corto y mediano plazo de los modelos empleados incorpora un amplio número de variables que interactúan de manera compleja y dinámica, por lo que su utilidad se reduce ante la presencia de cambios estructurales. En años recientes la demanda real ha tendido a ser menor pronosticada. La Secretaría de Energía es probable que en su próxima edición vuelvan ajustar la baja trayectoria de la demanda de gas de los próximos años. Los factores que han contribuido a reducir la demanda pronosticada han sido los siguientes: tasas de crecimiento económico e industrial, menores supuestos precios de gas en una mejor comprensión en relación entre los ritmos de crecimiento económico, donde la demanda de electricidad y derivados del gas, es de menor conversión al gas natural en el sector residencial.

Aun así, en la prospectiva más reciente la demanda de gas natural excluye el sector petrolero, crece a una tasa media anual de más del 10% en los próximos 10 años y 13% hasta 2006. A un futuro la mayor parte del crecimiento de la demanda de gas natural provendrá del sector eléctrico. La instalación de turbinas de gas en plantas de ciclo combinado es la opción tecnológica más atractiva para la generación de electricidad.

El gas con una mayor eficiencia térmica, tiene menores emisiones, en costos de capital más bajos de construcción y de arranque más cortos, requiere de espacio menores y escalas de planta más flexibles contribuyendo ventajas importantes respecto a centrales convencionales que queman combustóleo o carbón y respecto a reactores nucleares. Estas ventajas son de tal magnitud que la diversificación de fuentes de energía teniendo un costo considerable. El costo incrementado de la diversificación puede ser visto como la prima de un seguro que cubre los riesgos asociados al suministro de gas. En el caso de México la propuesta de diversificación basada en plantas que queman carbón importado es sorprendente, dada a la dotación de petróleo y el impacto positivo que tiene la absorción de combustóleo en el mercado interno sobre el precio de exportación del petróleo crudo. No obstante, basar la expansión eléctrica casi exclusivamente en ciclos combinados plantea un problema estratégico importante. Respecto a plantas de carbón o combustóleo que cuentan con quemadores duales, los ciclos combinados ofrecen menores opciones de sustitución a combustibles de bajo costo. Desde esta perspectiva, la menor flexibilidad de los ciclos combinados incrementa la vulnerabilidad del sistema eléctrico y hace aun mas crítica la seguridad de suministro de gas. En estas condiciones la diversificación de sus fuentes y de sus rutas de suministro cobra gran importancia.

V.1.3. IMPORTACIONES

Las importaciones no han sido fáciles de pronosticar a corto y mediano plazo, en la demanda de producción el gas natural es aun mas difícil preveer la evolución de importaciones. Por tratarse de una magnitud residual resultan variaciones con magnitudes mayores a sus fluctuaciones significativas. En el tercer trimestre del 2003 las importaciones de gas natural alcanzaron 770 mmpcd y pronto se superará el umbral de 1 mmpcd. Además, es fácil imaginar las circunstancias que pueden llevar a una mayor dependencia en las importaciones de gas natural en los años venideros.

Por estas razones es necesario fortalecer la infraestructura de ductos de transporte, particularmente en el norte y noreste del país. Ampliando la capacidad de interconexiones con el sistema norteamericano de ductos. Es crucial contar con capacidad suficiente de transporte y distribución de gas. La puesta en operación de ductos ha sido construida por particulares o son el fruto de una conversión con PEMEX Gas. Valdría la pena considerar la construcción de un ducto adicional que uniera directamente el de nuevos ductos de la frontera a Monterrey y de Reynosa a San Fernando es de menor tamaño en la región fronteriza lo cual deberá ser complementada con la ampliación del gasoducto de Ciudad Juárez al sur de Chihuahua. Todo el norte de Veracruz y el Bajío. Es necesario ampliar la capacidad de transporte de ductos existentes mediante la incorporación de unidades adicionales del sector privado. Estas inversiones complementarias aumentarían la confiabilidad de la red nacional de gasoductos y su rentabilidad. Convendrá también construir terminales de regasificación para poder descargar gas natural licuado en ambas costas del territorio nacional. La creciente dependencia de las importaciones de gas natural resulta paradójica, dada la amplia dotación de este recurso en nuestro subsuelo. Una perspectiva de más largo plazo permite ver esta situación como un desajuste temporal que eventualmente habrá de corregirse. No obstante, su importancia no debe subestimarse. Las importaciones en los primeros 9 meses del año equivalen a cerca de un tercio de las ventas de gas seco realizadas por PEMEX y casi una quinta parte del consumo total, lo que contrasta con una situación de equilibrio comercial que se alcanzó en 1999.

V.1.4. GAS NATURAL LICUADO

Las importaciones terrestres de gas natural desde Estados Unidos aumentarán antes de que pueda revertirse esta tendencia con producción propia y/o con importaciones de gas licuado. Ante el riesgo de no poder incrementar oportunamente la producción al ritmo de la demanda interna, México está obligado a desarrollar ambas fuentes de gas importado. Para ello tendrá que construir terminales de gas licuado y plantas de regasificación en ambos litorales. Los nodos seleccionados son los puertos de Altamira y de Lázaro Cárdenas. Ambos alimentan el sistema nacional de gasoductos. El primero surtirá el centro de Veracruz y la región de Monterrey y el segundo enviará gas al Bajío con lo que desplazará dinámicamente gas en dirección del Valle de México. En el Noroeste del país se desarrollarán instalaciones de gas licuado en Baja California Norte para suministrar a esta región aislada de la red nacional y, posiblemente, al Sur de California. Un buen número de permisos para la construcción de estas instalaciones fue otorgado y en Altamira se inició ya la construcción de una terminal.

Esta infraestructura dará mayor flexibilidad al suministro de gas y contribuirá, si bien en forma modesta, a crear una capacidad de almacenamiento hasta ahora inexistente en el país. En el caso de Lázaro Cárdenas, conviene recordar que las cotizaciones del gas entregado en este puerto se ubican entre las más altas del país, lo que aumenta la viabilidad del suministro de gas licuado y permite, en principio, de obtener precios más bajos.

V.2 HORIZONTE DE PETRÓLEO Y GAS.

El gas y petróleo en México se está alejando de su posición de reservas, donde la matriz energética en México está concentrada principalmente en hidrocarburos y gas natural.

El gas natural y petróleo se concentra en el 86% de los recursos energéticos primarios (2003). Siguiendo en gran importancia la hidroelectricidad con 5%, nuclear 3% y otros al 6%.

El consumo de gas es de 48.4% del consumo primario, a pesar de no poseer un horizonte de producción como el de otros países como Arabia, Venezuela, Noruega y Australia.

V.2.1. EL PETRÓLEO.

Las previsiones apuntan al año 2007 como la bisagra en que dejaremos de ser insuficiente en la producción de petróleo, disponiendo de una capacidad de refinación cercana a los 38 millones de m³, y la opción será importarlo.

La amenaza más evidente es el costo de oportunidad para los refinadores locales.

El Gobierno puede optar por subsidiar las importaciones, como actualmente lo hace con los generadores eléctricos que importan fuel oil. Esta última opción deberá ser financiada de rentas generales, ya que de las arcas públicas desaparecerá un significativo recurso, las retenciones a las exportaciones petroleras, hoy es del 45%.

En el 2005 será el séptimo año consecutivo de una evolución adversa en la producción de petróleo (-4,1% en seis meses), al tiempo que asistimos a unos valores récord de precios internacionales.

Junto a la caída en la producción se reduce el horizonte de reservas comprobadas, las cuales se estiman según modelos donde interactúan la geología y las variables económicas, entre otras, de valor en recursos "almacenados" bajo tierra en función de precios y costos futuros. De allí el concepto de reserva es eminentemente económico.

Llamando la atención el sendero declinante de los recursos a desarrollar aun nivel de precios actuales. Por ello el primer interrogante que sea planteado son los precios que ha proyectado la Secretaría de Energía para el cálculo de reservas del año 2004, que se ha contraído un 7.2% respecto al dato del año 2003. Ante un escenario de precios menores las reservas van a declinar la propia lógica del cálculo.

La declinación del horizonte de producción va contra la lógica económica que tiende a mantener esta variable relativamente constante, ya que ante precios bajos la producción enfrenta menores incentivos y las reservas se contraen por definición.

Los precios altos de las reservas aumentan automáticamente, pero también se espera una mayor extracción. Actualmente las reservas deberían estar aumentando, tanto por los mayores precios como la desaceleración de la producción. Todo esto nos lleva a conjeturar lo que nos queda bajo tierra en México debe ser menos de lo que creemos. De allí que el escenario futuro se va estrechando y las previsiones de importación nos acercan rápidamente a ese límite. Pero sin embargo el precio para el 2007 del petróleo crudo va a ser inferior a los actuales.

V.2.2. EL GAS NATURAL.

En México se ha ido terminando sus reservas con un ritmo de producción creciente. El panorama del 2005 anticipa una caída de la producción (-2.1% en el primer semestre) con un horizonte de reservas también en declinación.

Ahora, ¿cuál ha sido el escenario de precios que ha considerado la Secretaría de Energía para los precios futuros de gas? Hoy existe una brecha gigantesca entre nuestra paridad de exportación (aproximadamente 1.7 MMBTU, sin mencionar el precio de fin del sendero estipulado por el Gobierno, con un 60 %.

Seguramente los precios de equilibrio de largo plazo de gas natural en México no son los que actualmente refleja el mercado norteamericano, pero tampoco son los que rigen actualmente. Siendo Bolivia el futuro trazador de precios regionales cabría esperar un valor de boca de pozo que duplique nuestros precios actuales de exportación.

Un desbalance completo entre precios del petróleo y el gas natural no guarda demasiada lógica en un país que no tiene recursos súper abundantes, ya que los grandes usuarios deben sustituir recursos gasíferos por líquidos en condiciones de escasez. Históricamente se observa una estrecha relación entre precios de ambos hidrocarburos en mercados abiertos a la competencia.

CAPÍTULO VI

VIABILIDAD DE USO DE LAS FUENTES DE

ENERGÍA ALTERNA

VI. VIABILIDAD DE USO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA ALTERNA

Las fuentes de energía alterna con mayor viabilidad se consideran las siguientes:

- 1-. Energía eólica.
- 2-. Energía solar.
- 3-. Energía hidráulica.
- 4-. Energía geotérmica.
- 5-. Energía mareomotriz.

Por medio de esta tabla podemos considerar los costos de tecnología para las cinco energías más viables para un uso a futuro en México.

Alternativa de las fuentes ambientales de energía renovable.	Tecnología	Costo de tecnología	Parte económica por Kw.- h	Estados de la República Mexicana.
Energía eólica.	Aerogenerador	\$ 23,100. 00	0.92 centavos	Oaxaca
Energía solar.	Fotocelda	\$ 24.500. 00	0.90 centavos	No hay en México
Energía hidráulica.	Turbina	\$ 70,000. 00	0.85 centavos	Hidalgo
Energía geotérmica	Turbina	\$ 60,000. 00	0.95 centavos	B. C. Sur
Energía mareomotriz.	Turbina	\$ 70,000.00	0.95 centavos	No hay en México

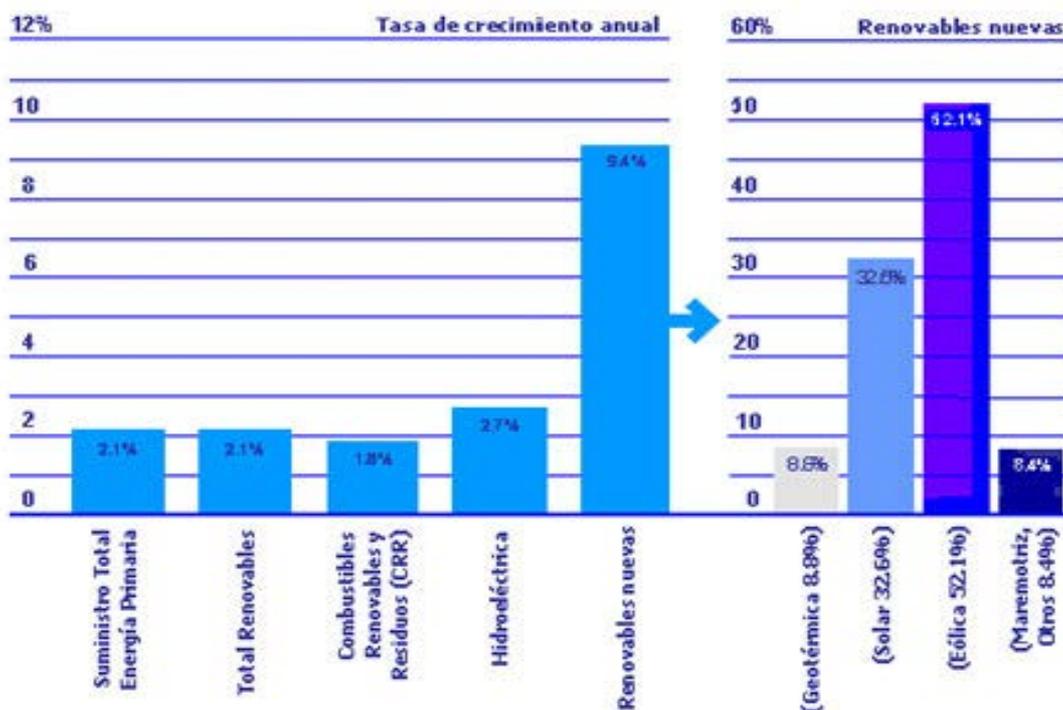
Nota: se genera electricidad con energía solar sólo en casas particulares y sistema de bombeo.

Los precios antes mencionados para turbinas son para centrales pequeñas o particulares.

Los precios de las turbinas para centrales hidroeléctricas, es muy alto su costo, ya que los venden de acuerdo al diseño y capacidad para diferentes tipos de trabajo.

VI.2 TENDENCIAS DE *ENERGIAS RENOVABLES*

En la siguiente figura se muestra la grafica de tendencias en energías renovables y crecimiento que sea obtenido durante el periodo anual de la última década, donde se observan las fuentes utilizadas tradicionalmente mostrando un crecimiento moderado como: energía eólica, energía solar, energía geotérmica, energía mareomotriz entre otras, las cuales crecieron en un promedio de 9.4% cada año.



Si se analiza por separado las fuentes de energía solar y energía eólica tiene un crecimiento del 32.6% y 52.1% anual respectivamente. Sin embargo, deben tenerse en cuenta que treinta años antes estos tipos de energías tenían un desarrollo muy insuficiente.

Estos cambios están asociados con modernización de estructuras económicas, sociales y tradicionales que incluyen procesos de industrialización, urbanización, comercialización de energía con mayor calidad de servicios energéticos.

En las nuevas fuentes de energía se hará un énfasis para saber cual tipo de energía se puede adaptar a un mejor sistema sustentable para México, de producción en energía, debido a sus ventajas ambientales, sociales de impulso al crecimiento económico regional, local del desarrollo científico, tecnológico para un sistema industrial, comercial de urbanización entre otros.

VI.3. ENERGÍA SOLAR

La energía solar es un potencial para todo el mundo, siendo un recurso intermitente, astronómico y climatológico. Su intensidad varía en el transcurso del día debido a la rotación de la tierra sobre su eje en 24 horas pero también a lo largo del año debido a la translación de la tierra alrededor del sol en 365 días del año. La intermitencia climatológica se debe sobretodo a la nubosidad lo que impide la captación solar de la luz directa.

La energía solar que recibe al día en un cuadrado de 28 KM de longitud por lado situado en el desierto de Sonora esta cubierto de celdas solares fotovoltaicas de un 10% de eficiencia, satisface la demanda promedio diaria actual de energía eléctrica de todo México.

Pero no en todo el planeta llega la radiación solar con la misma intensidad, sí dividimos el planeta en seis zonas de insolación, casi todo México se encuentra en la segunda zona de insolación (ver figura 6.1).

DISTRIBUCIÓN POTENCIAL DE CONVERSIÓN TÉRMICO SOLAR MEDIANTE COLECTORES SOLARES

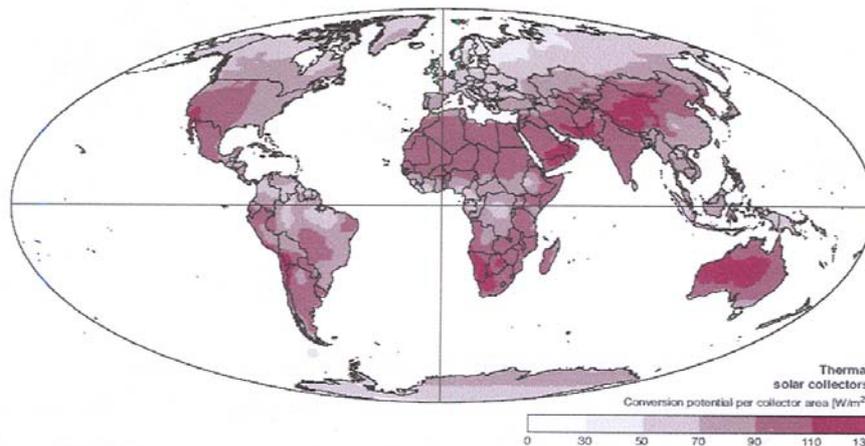


Figura 6.1 Mapa mundial de energía solar

FUENTE GRASI. H 2004.

La energía solar puede utilizarse mediante diversas tecnologías para secado de productos agrícolas, refrigeración de productos perecederos, desalinización de agua y calentamiento de fluidos (agua, aceite y aire). Según estos se clasifican en sistemas activos o pasivos.

Los sistemas pasivos se consideran partes mecánicas o móviles para su funcionamiento.

Los sistemas activos son los que requieren artefactos con mecanismos captadores donde se aprovecha la radiación solar para calentar un fluido de trabajo. Los sistemas de generación eléctrica solares pueden utilizar la parte térmica, lo hacen a través de concentración óptica de radiación solar en un punto o línea. Los sistemas que aprovecha la luz luminosa son los que utilizan celdas fotovoltaicas para convertir la luz en energía eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos convierten directamente la radiación solar visible en electricidad. Al dispositivo unitario donde se lleva a cabo el efecto voltaico se llama celda solar, o celda fotovoltaica (ver figura 6.2).

El material semiconductor más utilizado para la construcción de fotoceldas se llama silicio, produciendo cantidades de corriente entre 10 y 40 mili-amperes (Ap) a corrientes de 0.5 a 1 volts de corriente directa (CD).

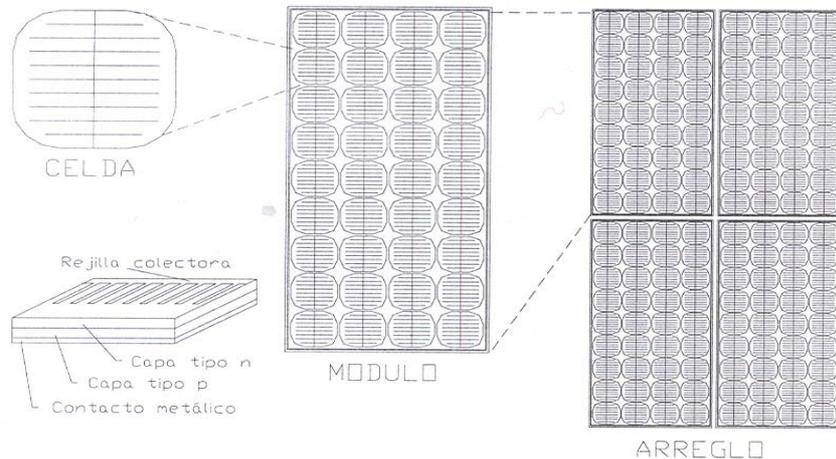


Figura 6.2 Celda fotovoltaica

Al unirse celdas en serie o paralelo, se forman módulos fotovoltaicos, los cuales se comercializan por su potencia pico de 2 a 100 watts, generados bajo una insolación de 1000 W/m^2 a una temperatura de 20 C° para satisfacer los requerimientos de carga específica.

Un sistema fotovoltaico es un generador de electricidad que satisface cualquier patrón de consumo requerido para una carga específica de insolación disponible en un lugar particular. Su complejidad depende de características de carga, según la cantidad de electricidad generada a un sistema fotovoltaico que se dividen en forma de corriente directa (CD) y corriente alterna (CA).

APLICACIONES

Usualmente las aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos, suelen usar la mejor aplicación técnica y económica para satisfacer los requerimientos energéticos en lugares remotos: iluminación doméstica, bombeo de agua, alumbrado público, TV rural, esterilización de agua, equipos de telemetría, radiotelefonía rural, señalización y telecomunicación en carreteras.

Sin embargo, actualmente estos sistemas se han vuelto una opción viable en ciudades de alumbrado público, parques, casas habitacionales, redes telefónicas, entre otros.

Esto ha sido posible gracias a la tecnología de celdas fotovoltaicas sea evolucionado reduciendo sus costos por watt han disminuido de 210 dólares a principios de los años 80 hasta 6 dólares actualmente la tendencia sigue disminuyendo sus cos

VI.4. ENERGÍA EÓLICA

CARACTERÍSTICAS

El calentamiento no uniforme de la atmósfera y superficie terrestre es debido a la radiación solar, que resulta una distribución desigual, de presión en la atmósfera lo que genera movimiento de masas de aire, es decir el viento.

La dependencia de la radiación solar a diferencia de la presión a lo largo de todo el planeta, el viento es intermitente y tiene dos patrones principales:

El patrón estacional describe la intensidad del viento a lo largo del año, mostrando meses de media o máxima intensidad.

Los patrones diarios del viento son típicos, para cada estación, mostrándonos posibles periodos de horarios difíciles.

Nuevas Energías Renovables: Una Alternativa Energética Sustentable para México.

POTENCIAL MUNDIAL

Para poder aprovechar la energía del viento es necesario que su intensidad tenga pocas variaciones y sea la adecuada para el generador. Se considera que solo los vientos con velocidades entre 18 y 45 kilómetros por hora (KPH) son aprovechables. En la (figura 6.3) se observa un mapa donde se ilustra el potencial mundial de energía eólica.

El potencial de conversión de energía del viento tanto de la superficie marina como en la terrestre.

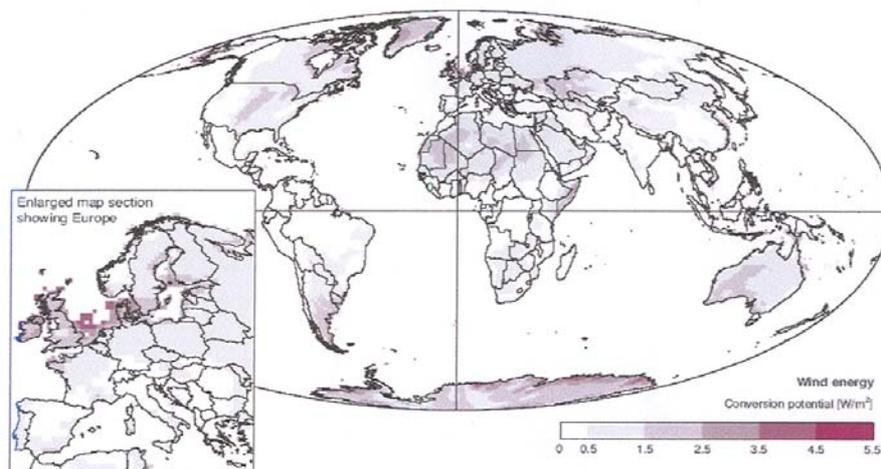


Figura 6.3 Mapa mundial de energía eólica

FUENTE. Grasi, H, et al (2004)

De acuerdo con el Instituto de Investigaciones Eléctricas la implantación de la generación eoloelectrica en el mundo se ha mantenido en crecimiento desde 1980 y a finales de 1998 ya existen 8,441 MW de energía eoloelectricos conectados a sistemas eléctricos convencionales, destacando el liderazgo de Alemania, Estados Unidos, Dinamarca, India y España donde se encuentra

Las nuevas energías renovables son una alternativa energética sustentable para México desarrollado casi el 82 % de esta capacidad eoloelectrica. El potencial de aplicación de esta nueva fuente renovable de energía es alto, como lo confirman que en Europa se han realizado varios estudios que coinciden que mediante la generación eoloelectrica seria posible suministrar del 10 a 20 % de su consumo de energía eléctrica.

Centrales Eoloelectricas.

Cuando existe viento hace girar grandes aspas conectadas mediante un eje a un generador de electricidad, la energía cinética producida se convierte en energía eléctrica. A este dispositivo se le llama aerogenerador y normalmente va montado sobre una torre.

Los aerogeneradores se clasifican, según la posición del eje de las aspas, en verticales y horizontales que aprovechan la velocidad de los vientos comprendidos entre 5 y 20 metros por segundo. Por debajo de este rango el aerogenerador no funciona y la velocidad excede el límite superior, el aerogenerador debe pararse para evitar daños a los equipos.

En la mayoría de los países del mundo los aerogeneradores pueden operar un 30 % del tiempo, sin embargo, la región de Oaxaca la Ventosa ocupa un porcentaje de 50 y 60%.

Una central eólica se construye de varios aerogeneradores conectados aun mismo sitio.

Un importante potencial de emisiones de gases con efecto a continuación se mencionan: invernadero, percursoros de lluvias y de ozono. La Comisión Europea estima, por ejemplo, que la operación de 10000 MW de origen eólico evitaría la emisión de 20 millones de toneladas de CO₂ por año, lo que a su vez representaría un ahorro de 3500 millones de dólares por la no quema de combustibles fósiles.

La emisión de ruido acústico puede llegar a ser inconveniente cuando los sistemas eoloelectricos son conectados, se instalan cerca de lugares habitados. Estos han llegado a presentar un país que tienen poca extensión territorial. Sin embargo, para no ocasionar esta molestia de ruido, algunos países han emitido normas ambientales que limitan su cercanía a lugares habitados.

Un impacto que se atribuye a los sistemas eoloelectricos es visual en tanto que se argumenta que estos sistemas dañan el país. Este impacto al igual que en el caso de ruido, depende de una buena medida a la cercanía de los sistemas eoloelectricos con las poblaciones y percepción de las personas.

Otro impacto más de la instalación de sistemas eoloelectricos es el que tiene sobre las aves al chocar contra los rotores y las estructuras de los aerogeneradores.

IMPACTO SOCIAL

El empleo de la energía eólica es una actividad que tiene un importante potencial para la creación de nuevas fuentes de empleos, sobre todo en la empresa mediana y pequeña para finales de 1996. La Asociación Europea de Energía Eólica estimó que en Europa ya existían más de 20000 personas trabajando en la industria eoloeléctrica.

En cuanto a la fabricación e instalación de aerogeneradores el indicador para fuentes de empleo es de 6 personas por año. Para la operación y mantenimiento se habla de un potencial de generación de empleo de 100 a 450 personas por año. Cada generador se estima que por cada puesto de trabajo en la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de aerogeneradores se crea a menos otro puesto de trabajo en sectores asociados tales como asesoras de investigación.

Conjuntamente con este impacto con la nueva creación de empleos la disponibilidad del recurso eólico, abre la posibilidad de establecer una industria eólica con importantes beneficios económicos y ambientales que pueden ser el catalizador de un desarrollo ambiental o local.

CAPÍTULO VII

TECNOLOGÍA DE LAS FUENTES DE

ENERGÍA MÁS VIABLES.

VII. TECNOLOGÍA DE LAS FUENTES DE ENERGÍA MÁS VIABLES A NIVEL MUNDIAL.

TECNOLOGIA DE ENERGÍA EÓLICA

VII.1. ENERGÍA DEL VIENTO.

La velocidad del viento se mide generalmente con un anemómetro de copas en sistema fijos, este consiste en un juego de cuatro copas semiesféricas o cónicas montadas en los extremos de una cruceta, sustentada por un eje vertical en el punto de cruce y mantenida en posición horizontal. La sección ecuatorial de las copas se coloca en planos verticales que contienen también varilla de sustentación. Por la acción del viento, el sistema gira, calculándose su velocidad por la acción dinámica del mismo, traducida en número de vueltas por unidad de tiempo que registra un contador de revoluciones.

VII.2. CAPTADOR DE VELOCIDAD

Un captador de velocidad esta constituido por una rueda a lado, o bien un sistema de cubetas propuesto por dos o más unidades de forma cónica o semiesférica montadas en simetría sobre un eje vertical de rotación, constituye el componente principal del anemómetro. La velocidad del viento determina, de modo lineal, la de su eje. (Figura 7.1) muestra un captador de tipo de cubetas, que es el más empleado.

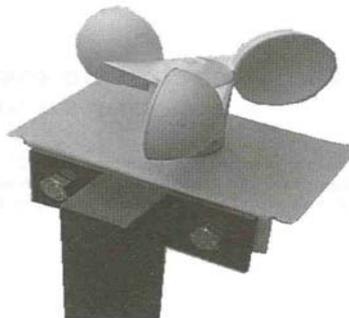


Figura 7.1 Captador de velocidad

El indicado eje está acoplado de modo directo a un transductor, que puede ser un generador eléctrico o un codificador opto eléctrico o similar, con la finalidad de proporcionar una magnitud eléctrica representativa de la velocidad del viento.

Tal magnitud puede tener forma de tensión continua de vapor dependiendo del viento alterno, cuya información esta en forma de frecuencia proporcionada en forma de impulsos codificados. Su destino es un incremento de medida denominado monitor o bien PC para medidas informatizadas de modo que se emplea en parques eólicos.

Los vientos que ofrecen la mayor garantía son: los alisos y las brisas del oeste y en ciertos casos los vientos periódicos. Los contralizos sí son regulares, pero circulan a un nivel muy alto sobre el suelo, la energía de los vientos circunstanciales no se le encuentra una utilización

VII.3. AEREOGENERADOR.

La energía cinética del viento puede convertirse en energía mecánica rotacional en forma directa, cuando se extrae por medio de superficies que están en contacto directo con el viento y acopladas a motores mecánicos en forma indirecta, cuando interviene un elemento intermedio para su conversión. La energía mecánica rotacional puede ser a su vez convertida en energía eléctrica o térmica. Las aplicaciones de interés corresponden todos los aprovechamientos directos.

La turbina eólica (aerogenerador) constituye el principal elemento de los sistemas de aprovechamiento de energía, constituida por un arreglo de aspas, soportadas por una torre, y parte que lo componen al aerogenerador (ver figura 7.2) que giran al ser atravesada por una masa de aire.

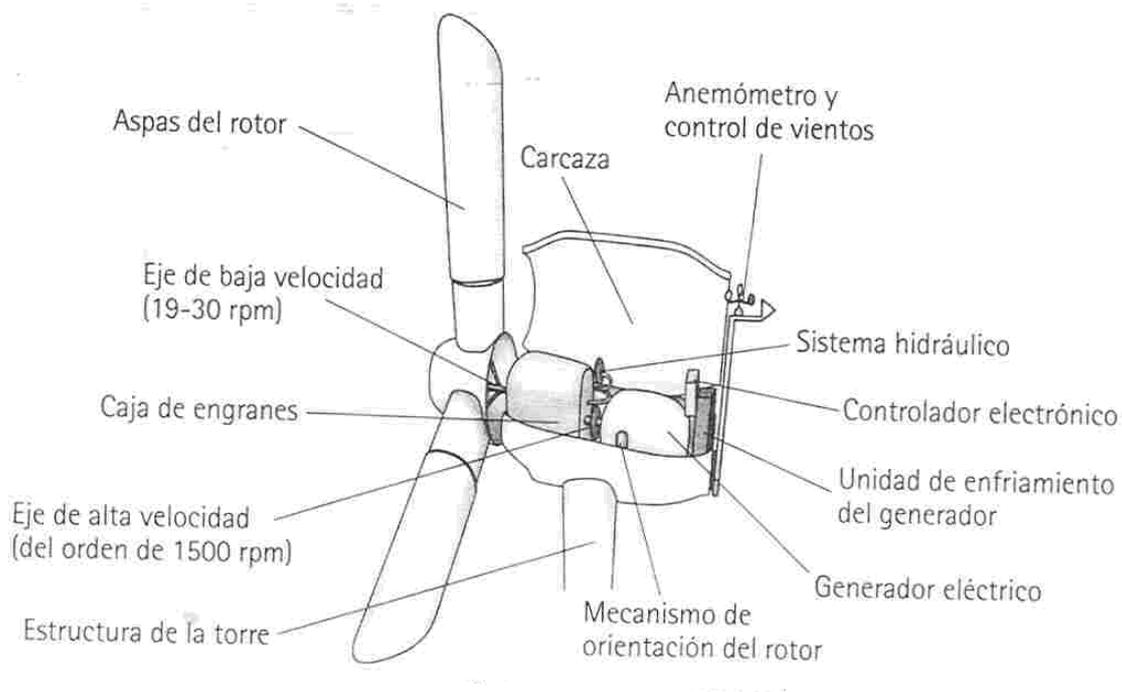


Figura 7.2 Partes de un aerogenerador.

Existe una gran variedad de diseños de aerogeneradores, que se clasifican en dos grupos:

- Eje horizontal.
- Eje vertical.

VII.4 AEROTURBINAS DE EJE HORIZONTAL.

Las aeroturbinas de eje horizontal pueden tener una, dos, tres o más aspas. A mayor número de aspas corresponde una mayor superficie de contacto con el viento. La razón entre la superficie en contacto con el viento y el área barrida por las aspas de una aeroturbina se denomina "solidez". Cuanto mayor es la solidez, la aeroturbina tiene mayor velocidad de giro y un par de arranque mayor, obteniendo un mayor par a bajas velocidades del viento. Por otra parte, las aeroturbinas con menos solidez capturan una mayor cantidad de energía por unidad de costo con vientos de alta velocidad.

La aeroturbina de eje horizontal de dos o tres aspas pueden estar colocadas viento arriba o viento abajo de la torre que la soporta, las aeroturbinas de baja potencia suelen emplear una configuración de viento arriba, principalmente porque permite que con una simple veleta colocada en la parte posterior de la aeroturbina ésta se reoriente sola al cambiar la dirección del viento, manteniéndose así el área de barrido de las aspas siempre perpendicular a la dirección del viento, maximizando la energía captada, la configuración de viento abajo es utilizada habitualmente por los aerogeneradores de gran tamaño, en los que la veleta no resulta práctica requiriéndose normalmente de otros mecanismos para reorientar la turbina.

La configuración de viento bajo, puede emplearse también para aeroturbinas de pequeña potencia, pero entonces se presentan problemas de oscilaciones constantes sobre el eje vertical, además de otras dificultades ocasionadas por la “sombra” de la torre, que actúa como barrera contra el viento y en consecuencia las aspas no están sometidas a esfuerzos constantes, causándose fatiga y disminución de resistencia en sus materiales.

Las aeroturbinas de eje horizontal de dos o tres aspas utilizan mecanismos automáticos de control, que permiten girar todo el dispositivo dejando su eje de rotación perpendicular a la dirección del viento, cuando éste sopla a velocidades excesivas se emplean además otros mecanismos para controlar el ángulo de ataque de las aspas con el viento logrando de esta manera que el rotor de la aeroturbina gire a velocidad constante (ver figura 7.3).

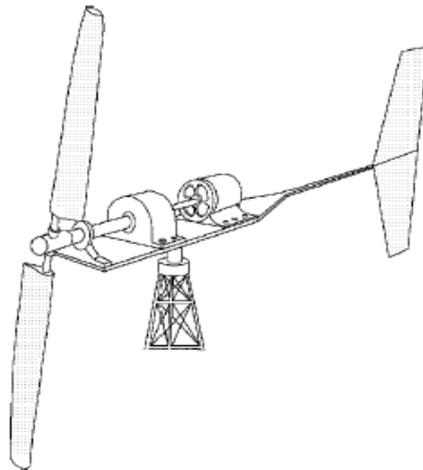


Figura 7.3 Aeroturbina de eje horizontal

Las elecciones entre una configuración de dos aspas o una de tres se basa fundamentalmente en un compromiso; con tres se distribuyen mejor los esfuerzos estructurales a que está sometida la aeroturbina de gran tamaño tiene dos aspas y entre las pequeñas no existe preferencia por una u otra configuración.

VII.5. AEROTURBINAS DE EJE VERTICAL

Las aeroturbinas de eje vertical pueden distinguirse en tres tipos importantes: Savonius, Darrieus y Ciclogiro. Las de menor eficiencia son las de rotor tipo Savonius, que presenta una superficie de contacto al viento siendo por ello de baja velocidad y par inicial muy alto. Un rotor Savonius consta de dos mitades de un cilindro partido verticalmente de arriba hacia abajo.

Las aeroturbinas de eje vertical mas utilizadas es la del rotor tipo Darrieus, cuyas aspas asemejan las de una batidora. Normalmente tiene dos o tres aspas soportadas en la parte superior e inferior de la flecha, cuya geometría presenta una curva suave conocida con el nombre de "Troposkien", disminuyendo la forma de estas aspas los problemas de pandeo. Estas aeroturbinas necesitan una potencia adicional para iniciar su operación, lo que representa una desventaja. Algunos prototipos emplean pequeños rotores Savonius para iniciar su operación y una vez indicada son de alta velocidad.

El tercer tipo de aeroturbinas de eje vertical con importancia es el Ciclogiro, es semejante al Darrieus, con dos diferencias importantes respecto primero, las aspas son rectas y segundo su orientación se modifica constantemente durante la rotación a fin de maximizar el par inducido por el viento, requiriendo por ello un mecanismo de reorientación de aspas. La potencia pico para este tipo de aeroturbinas es mas alta que para cualquier otro.

Las aeroturbinas de eje vertical tienen ciertas ventajas sobre las de eje horizontal. Los rotores de eje vertical no requieren de un sistema de reorientación; cuando se utilizan para generar energía eléctrica, sólo requieren de un anillo colector que transmita la energía a la base de la torre y no necesitan un mecanismo de control para regular la inclinación de las aspas. La tercera ventaja, en aeroturbinas de eje vertical tiene como desventaja la orientación de aspas con respecto al eje del rotor permanece constante no siempre tiene la mejor orientación con respecto al viento (ver figura 7.4).

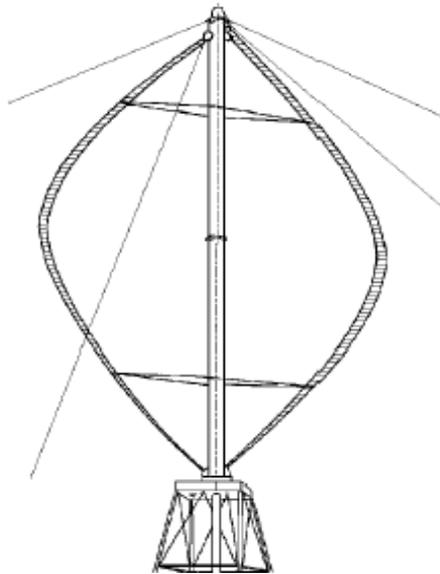


Figura 7.4 Aeroturbina de eje vertical

Las eficiencias aerodinámicas de las diferentes configuraciones es sólo uno de los factores que deben considerarse para evaluar las aeroturbinas. Otro criterio importante es el costo por unidad de potencia instalada o por unidad de energía útil obtenida.

Las aspas de las aeroturbinas presentadas en párrafos anteriores tienen superficies aerodinámicas y generalmente están hechas de acero, aluminio, madera, tela, plástico, fibra de vidrio o combinaciones de estos materiales. Actualmente se emplea principalmente aluminio o aleaciones de aluminio, en ocasiones madera y para algunos prototipos se ha utilizado tela, fibra de vidrio o plástico.

Los perfiles aerodinámicos tienen como objetivo que la relación aerodinámica sea relativamente alta para pequeños ángulos de ataque de las aspas. El perfil de las aspas con que se han construido exitosamente los rotores Darrieus.

VII.6. TORRES DE SOPORTE

Desde el punto de vista estructural, los elementos más críticos en los sistemas de conversión eólica son la aeroturbina y la torre de soporte. Las torres deben soportar principalmente dos tipos de fuerzas.

Un levantamiento, producido al operar la aeroturbina, que tiende a levantar la torre junto con la aeroturbina, y otra que corresponde al peso del sistema conversor de energía eólica (ver figura 7.5).

Las torres suelen ser estructuras de concreto o metal, existen básicamente dos tipos de amarre para las torres:

- a) Contravente hadas, aseguradas por tirantes de acero.
- b) Empotradas, ancladas en base de concreto.

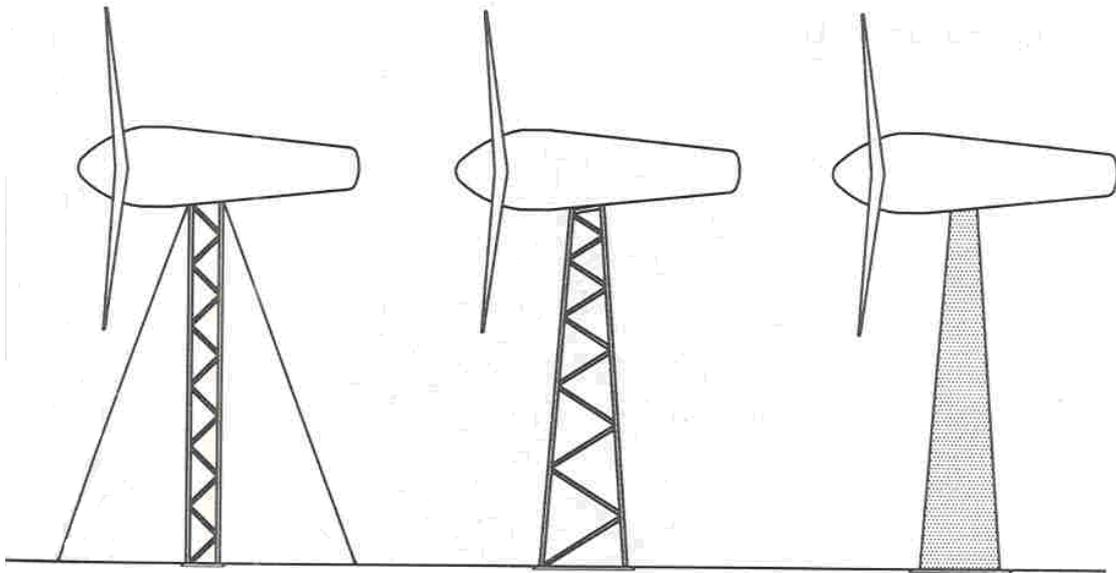


Figura 7.5 Torre soporte.

La altura apropiada para una torre es de por lo menos 15m de altura, mayor que los obstáculos que puedan encontrarse a menos de 15 metros de ella, las torres mas usadas son de metal, normalmente estructuras modulares de tubo o perfiles de acero.

VII.7. SISTEMA CONVERSORES DE ENERGÍA.

Los sistemas conversores de energía eólica en eléctrica suelen subdividirse en dos grupos:

De pequeña escala, que proporcionan parte de la energía eléctrica utilizada en una casa en determinado tipo de equipo.

De gran escala, donde la energía extraída del viento es alimentada a una red eléctrica convencional, por lo que el sistema debe ser capaz de producir potencialmente compatible con la fase y frecuencia de la red.

En el siguiente (diagrama 7.6) se indican los componentes básicos de un sistema de conversión viento-electricidad.

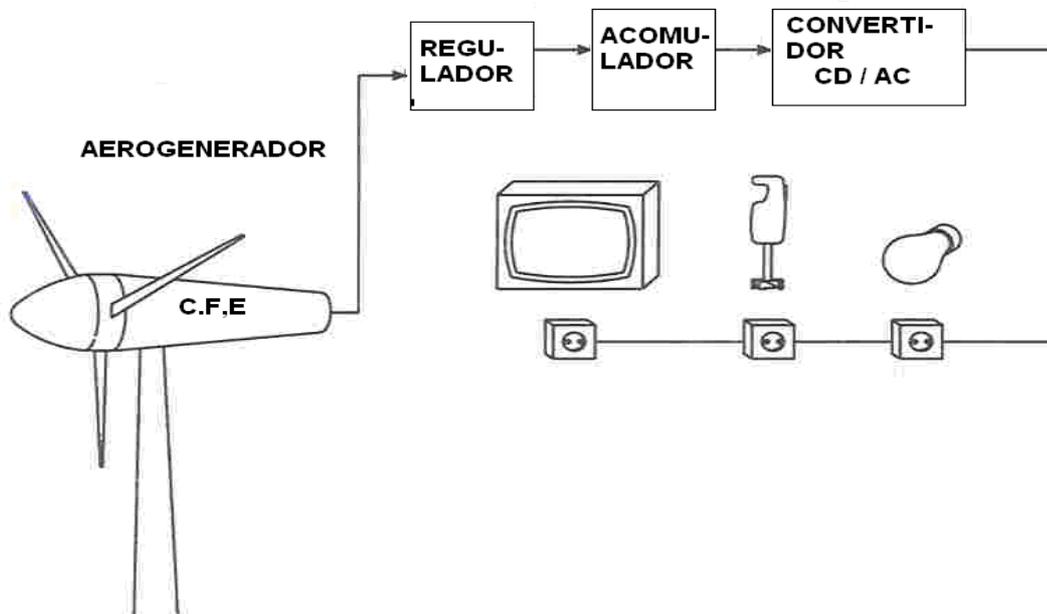


Diagrama 7.6 DIAGRAMA TIPICO PARA USO RESIDENCIAL

La generación de C.A a frecuencia y velocidad constante se puede hacer con un generador síncrono que debe girar a velocidad constante.

Para evitar los problemas de sincronía puede utilizarse un generador de inducción, con lo que el mantenimiento, al control y la operación del sistema se vuelven mucho más simples.

Un generador de inducción gira a una velocidad cercana a la sincronía, entre 1 y 5% por arriba. Las variaciones muy pequeñas en comparación de la velocidad del viento. Una vez que la aeroturbina excede la velocidad de operación, un mecanismo de control regula el ángulo de ataque de las aspas con respecto al viento (en el caso de aeroturbinas de eje horizontal) puede controlar la velocidad. Si la aeroturbina no es autoarrancable se puede utilizar el generador de inducción como motor de arranque y una vez alcanzada la velocidad necesaria, como generador.

VII.8. REGULADOR DE CARGA

La conexión directa de los aerogeneradores y baterías están a su vez unidas de modo directo con los dispositivos a alimentar, podrían dar lugar a ciclos de sobre carga y sobre descarga diferentes a los requeridos por lo que supondría ser un deterioro prematuro (ver figura 7.7).



Figura 7.7 Regulador de carga

VII.9. INVERSORES FOTOVOLTAICOS.

Los inversores son los que están configurados como un convertidor de corriente continua alterna con salida de los indicados voltajes y con la frecuencia que corresponde a 50 o 60 hz dependiendo de la corriente que se utilice. En la (figura 7.8) muestra la posición que ocupa el indicado inversor en las instalaciones del aerogenerador.

Los inversores o convertidores de corriente continua alterna proporcionan ondas senoidales de calidad similares a las de las redes públicas o distribución eléctrica.

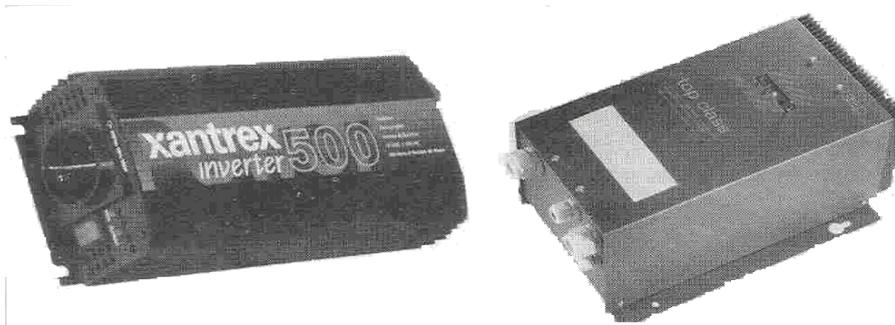


Figura 7.8 Inversores fotovoltaicos

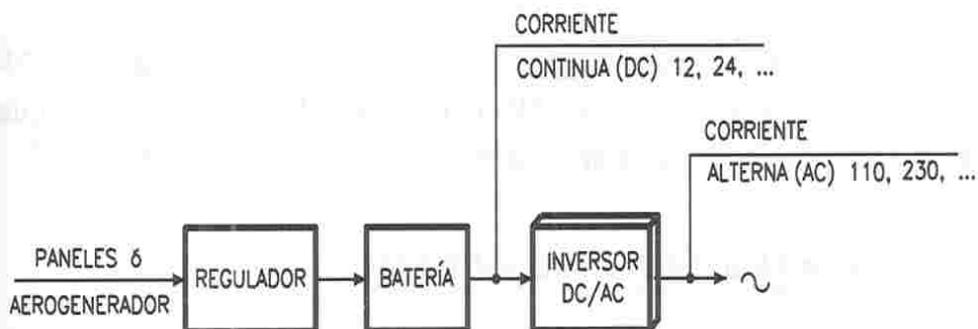


Diagrama 7.8 Conexión de inversores fotovoltaicos

Con esa forma de ondas es posible alimentar equipos con componentes de condición resistiva e inductiva tales como las simples lámparas incandescentes (componente resistiva) y electrodomésticos que incorporan motores.

VII.10. GRANJA EÓLICA.

La proporción de la energía del viento usada para generar electricidad es controlada por el ángulo del aspa contra el viento. Un ángulo mayor captura más viento, permitido que la turbina funcione a menores velocidades del viento, un ángulo menor le permite funcionar a altas velocidades del viento.

Dentro de la turbina, la transmisión aumenta la relación de 50 rpm del eje del mando, para que se equipe al generador de 1200 rpm. Al incrementar el viento, el generador aumenta su salida, la que es medida en kW. Idealmente la mejor turbina sería una que no tuviese caja de engranes, ya que en la transmisión es dónde las fuerzas de frenado e impulso se reúnen, poniendo esfuerzo sobre el sistema, si no hubiera una caja de engranajes, se tendría en el generador un eje recto, se están haciendo investigaciones para construir un generador que pueda producir electricidad a 50 rpm y enviar a la rejilla eléctrica una corriente alterna de 480 volts.

Este convertidor electrónico le permite al rotor y al generador acelerar con las ráfagas de los vientos más fuertes. La energía rotacional aumentada entonces es convertida en más electricidad, sin que aumente la torción en el tren de mando. El convertidor mantiene los 60Hz de salida, a pesar de los cambios de frecuencia de salida del generador.

El generador de la turbina canaliza esta electricidad a través de un cable que desciende los 30.5m de la torre hasta los cables subterráneos. Estos están conectados a los bancos de transformadores que fijan el voltaje para conducirlo hasta un área central de recolección o subestación.

Un transformador convierte esos volts en corriente alterna de 120 ó 240 volts. El nivel de alto voltaje es necesario para compensar la pérdida de voltaje a medida que la electricidad es transmitida.

Cada año las aeroturbinas funcionan de 3000 a 5000 horas.

VII.11. ACTUALIDAD.

Los sistemas de conversión de energía eólica estan clasificados de acuerdo con su potencia de salida en:

Baja potencia: hasta 100kW.

Media potencia: de 100 a 200kW.

Media-alta potencia: de 200 a 1000kW.

Alta potencia: de 1 a 3MW.

Existe un fabricante de aerogeneradores que produce actualmente dos modelos. Uno de los modelos consiste en una aeroturbina de eje horizontal con tres aspas, cara al viento, montada en una torre de metal de 20m de alto, con una cola estabilizadora; un generador, un panel de control automático, y un banco de baterías en el suelo.

El segundo modelo puede interconectarse a las redes de distribución y requiere un inversor síncrono en lugar de banco de baterías. El aerogenerador tiene una potencia nominal de 6kW a velocidades de viento de 11.6 m/s y con velocidades de viento de 13 m/s alcanza una potencia máxima de 8 kW.

La velocidad de viento mínima que requiere para empezar a generar es de 5 m/s. tiene instalada una unidad en el Ajusco y otra en el oeste de Michoacán. El precio del modelo es de 12,000 dólares, sin incluir el costo de instalación, que puede ir desde 500 hasta 2000 dólares.

VII.12. JUSTIFICACIÓN COSTE-BENEFICIO.

Los costo para producir electricidad generada por el viento se ha reducido radicalmente, la Comisión de Energía de California (CEC), calcula que bajo las condiciones y operadas por un servicio público inversionista/propietario, las plantas de energía pueden generar electricidad de 4 a 7 centavos de dólar por kilowatt/hora. La CEC establece que el viento es una de las fuentes menos costosas de cualquier nueva capacidad generadora disponible en ese estado y que ha llegado a competir con la energía nuclear y de carbón.

Los costos de operación y mantenimiento de la energía eólica también pueden ser bastante bajos, casi un tercio de los costos que se derivan por operación y mantenimiento en una nucleoelectrica.

La tecnología de la energía eólica ofrece importantes oportunidades económicas que cualquier otra tecnología energética, según la asociación Americana de Energía Eólica. A diferencia de la energía solar, la eólica puede generarse de día o de noche.

VII.13. FUTURO.

Conforme continúe la experiencia internacional y doméstica con la energía eólica, sus costos y eficiencia mejorarán todavía más. Por ejemplo, la Secretaría de Energía de Estados Unidos y los analistas de la industria proyecta que durante los próximos veinte años los costos de la electricidad eólica en lugares con recursos de viento moderados podrían llegar a los 0.03 centavos de dólar por Kw/h. lugares con vientos mas fuertes pueden ser mas económicos, en resumen las tecnologías de la energía eólica han demostrado ser eficientes, confiables y eficaces en términos de costos. Solo restan a los gobiernos y a la industria desarrollarlas en todo su potencial.

VII.14. CARACTERISITCAS GENERALES

- 1.- Fuentes de energía: el viento.
- 2.- Disponibilidad del energético: abundante.
- 3.- Sistemas de generación: granjas eólicas.
- 4.- Eficiencia del sistema: alta.
- 5.- Ubicación de la planta: lugares con vientos regulares de velocidad constante.
- 6.- Sugerencias de ubicación en México: Zonas de vientos fuertes (ventosa Oaxaca, y la bufa, Zacatecas), zonas costeras (Guerrero y Baja California).
- 7.- Costos de generación: 4 centavos de dólar por Kw/hr.
- 8.- Efectos ambientales nocivos: ninguno.

VII.2. TECNOLOGIA SOLAR

Las células solares son las que se incorporan a los efectos voltaicos cuyo principio físico es la separación de los electrones de valencia a los átomos en su material semiconductor con la energía de los fotones, la luz solar que incide sobre la superficie del dispositivo.

Tal separación da lugar a la aparición en el material semiconductor de electrones huecos, tal como muestra la (figura 7.2.1) y con ella la corriente eléctrica.

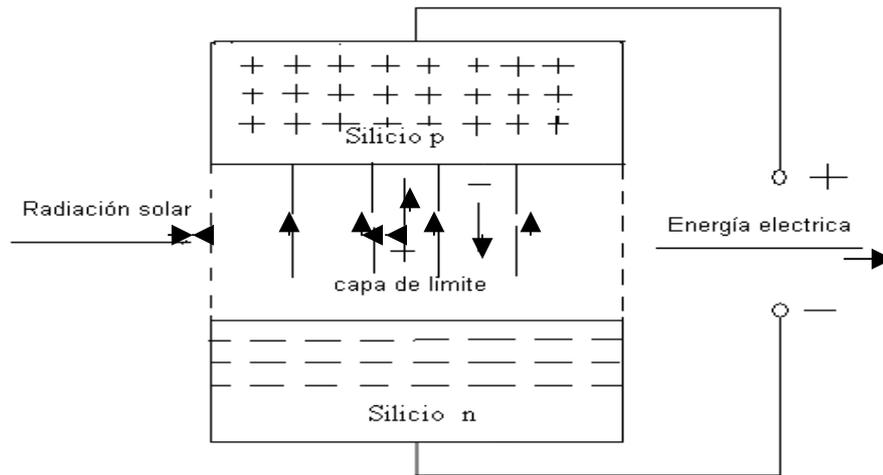


Figura 7.2.1 Células solares

Los semiconductores están formados por las regiones n – p que muestran la (figura 7.2.1) teniendo en común su base de silicio.

Los materiales semiconductores en los que la energía entre la banda de valencia y la de conducción es suficientemente pequeña como para que los electrones en estado de energía sean más cercanos a la parte superior de la banda de valencia y alcancen la conducción para excitarse térmicamente esto satisface la primera condición.

La conducción de energía eléctrica en los semiconductores ocurre mediante electrones que saltan por la banda de conducción, los huecos dejados por ellos en la banda de valencia pasan a la conducción, cuando el número de electrones y huecos que se forman son iguales, el semiconductor se denomina intrínseco. Agregado impurezas a un material semiconductor intrínseco se puede lograr que el número de electrones disponibles para la conducción sea mayor que las de los huecos, en cuyo caso se habla de un semiconductor del tipo N o que los huecos sean mayoritarios, recibiendo entonces el semiconductor la denominación es tipo P.

Los semiconductores aprovechan sólo los fotones cuya energía excede la brecha entre bandas de valencia y conducción. La luz solar presenta un espectro continuo con una concentración alrededor de longitudes de onda de 0.5 y 2 μm . La energía de los fotones es inversamente proporcional la longitud de onda.

Los semiconductores más comúnmente empleados tienen brechas de 1 y 2.5 V entre la banda de valencia y la de conducción puede clasificarse como brecha directa o indirecta.

Los materiales de brecha directa absorben fotones más fácilmente.

En efecto cuando incide luz sobre la superficie de la célula los electrones que tienen energía suficiente rompen el par de electrones huecos ya indicado dejando portadores libres. Si tal condición se conecta una carga resistiva entre los dos contactos de la célula, circulará corriente por ella.

Existen tres tipos de células solares:

VII.2.1. SILICIO MONOCRISTALINO:

Se recurre para su obtención al método de crecimiento de los cristales denominando Czochralsky, lo que se consigue mediante silicio puro fundido y dopado con boro. Esta se incorpora por células de color azul homogéneo a diferencia de las distintas tonalidades de azul que presenta un policristalino. Su rendimiento en instalaciones de obtención de energía eléctrica está situada en la franja de 15-18% con respecto a la incidente de superficie.

VII.2.2. SILICIO POLICRISTALINO:

Las células de esta versión están compuestas por pequeños cristales elementales que presentan diferentes tonalidades de azul, características que permiten distinguir los paneles solares dopados con células. Sus células tienen menor espesor solo algunas micras que las monocristalinas pero el metal semiconductor tiene menos pureza y por lo tanto ofrece menor rendimiento el cual está situado entre los 12 y 14 %.

En su obtención interviene un número menor de fases de cristalización con respecto a lo anterior lo que reduce su precio del mercado.

VII.2.3. SILICIO AMORFO:

Esta célula es de capa delgada y bajo costo permite realizar módulos fotovoltaicos flexibles a diferencia de los relojes y calculadora. Se forman células muy delgadas y flexibles que pueden adherirse a cualquier soporte de vidrio, plástico o similar. Presenta un color marrón homogéneo y su rendimiento está por debajo del 10% (ver figura 7.2.2).

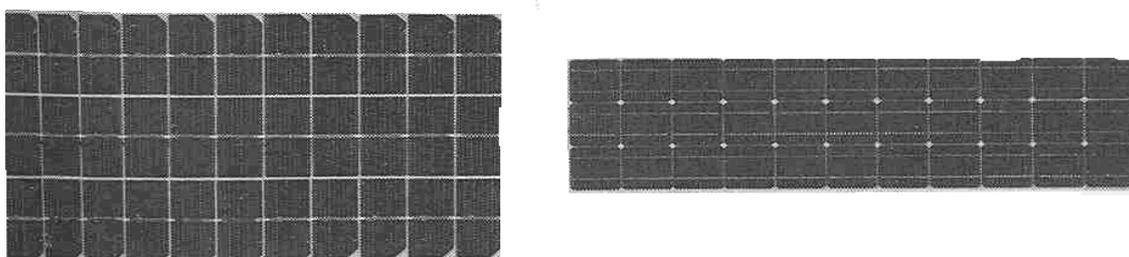


Figura 7.2. 2 Diferentes módulos solares comerciales estructura de los paneles fotovoltaicos

Las células de tipo monocristalino y policristalino, es de cuya forma pseudo cuadrada, están hechas sobre un sustrato que da al conjunto unidad.

El número de células sobre el sustrato, conexionado entre ellas determinan la potencia y la tensión a proporcionar. Se puede observar en cualquier panel fotovoltaico comercial las células y las conexiones a modo de pistas que las unen, formando un circuito de generación serie y paralelo pista que finaliza la denominada caja de conexiones con el exterior.

El indicado conexionado puede formar un solo circuito con la terminación en forma de dos terminales o bien dos circuitos con una línea en común lo que cita la caja que tiene tres terminales. El primer caso de la tensión del panel es única asignada durante la construcción pero en el segundo es posible disponer de dos grupos en serie para cambiar la tensión por ejemplo: de 6 a 12 volts, o 12 a 24 volts en paralelo para aumentar la intensidad.

VII.2.4. MARCO DE ALUMINIO ANODIZADO

Marco de aluminio el cual puede incluir los taladros de sujeción a la estructura de instalación y para la conexión a tierra.

VII.2.5. BASE INFERIOR

Es de material opaco con propiedades de resistencia a los agentes ambientales sobre el que se deposita el sustrato con células.

En su cara exterior incorpora la caja de conexiones eléctricas, algunos paneles incorporan una caja por cada polo de la energía eléctrica de soladad.

Tal base esta construida por un polímero de plástico y por tanto con buenas propiedades de protección ante humedad y aislamiento eléctrico para el conexionado de células.

VII.2.6. CUBIERTA SUPERIOR:

Es de vidrio templado y muy resistente con calidad óptica para facilitar la entrada de los rayos solares.

El conjunto esta convenientemente cerrado para evitar la penetración de agua, polvo, etc. que podría dañar las células solares e inutilizar el panel.

Con respecto alas cajas de conexión la (figura 7.2.3) muestra un detalle de un panel comercial. Se puede observar las terminales de conexión al exterior.

El diodo de protección para las posibles células está sombreado tal como sea indicado anteriormente esta dispuesta en este alojamiento. El grado de protección de las cajas suele ser dado que están situadas a la intemperie.



Figura 7.2.3. Partes que integra el sistema fotovoltaico

VII.2.7. SOPORTE DE LOS MODULOS:

Los paneles solares fotovoltaicos pueden disponerse sobre estructuras, soportes fijos o seguidores solares.

La primera solución consiste en disponerlos sobre soportes metálicos anclados a la superficie asignada tal como muestra la (figura 7.2.4), su orientación es al sur y su inclinación corresponde a la latitud del lugar, pero es de tener en cuenta la variación estacional que se produce con signo positivo en invierno y negativo en verano lo que altera su rendimiento energético de los paneles fotovoltaicos.

El seguidor solar esta compuesto por dos secciones que son:

Sistema opto electrónico detector del desplazamiento Este y Oeste del sol. Es un sistema que proporciona una magnitud eléctrica diferencial para significar cambios de posición en el arco que describe el sol en su trayectoria.

El actuador electromecánico esta acoplado entre la estructura de suelo y el soporte de los paneles con la finalidad de modificar la inclinación de órdenes eléctricas recibidas del captador optoelectrónico.

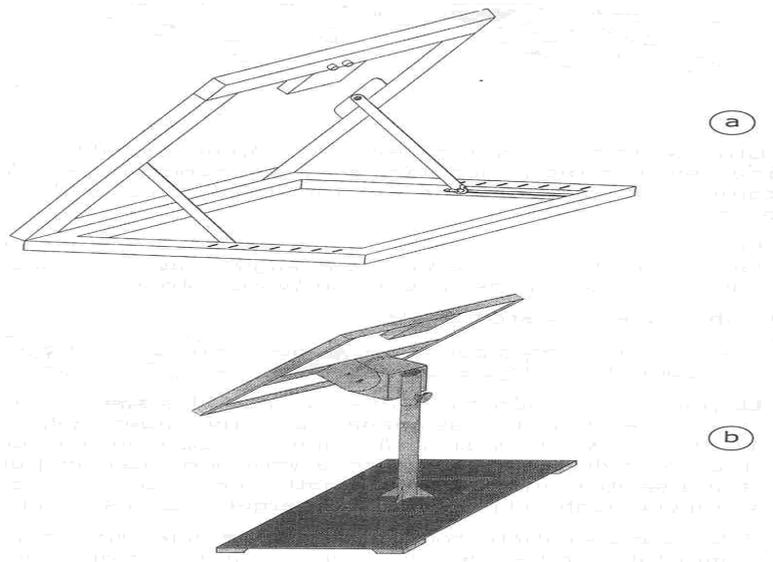


Figura 7.2.4 Soportes fotovoltaicos

VII.2.8. REGULADOR DE CARGA

La conexión directa de los paneles o módulos fotovoltaicos a las baterías y esta a su vez unida de modo directo con los dispositivos a alimentar, podrían dar lugar a ciclos de sobre carga y sobre descarga a diferentes, requeridos por esas lo que supondría su deterioro prematuro (ver figura 7.2.5).

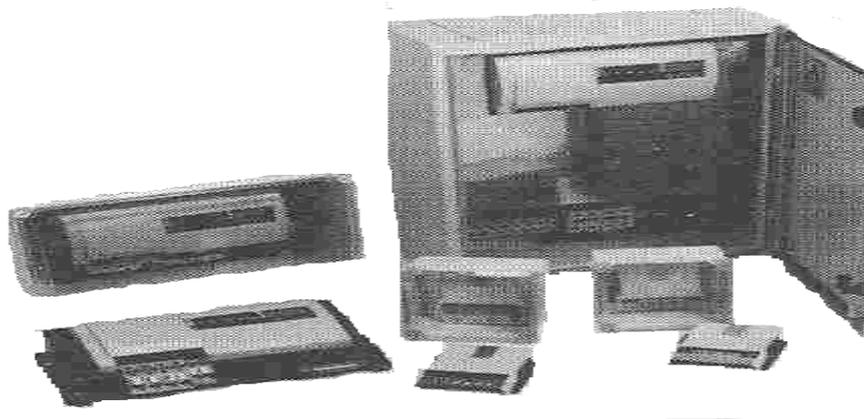


Figura 7.2.5 Regulador de carga

VII.2.9. BATERÍA PARA LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La batería para aplicación en instalaciones fotovoltaicas deben reunir unas especificaciones muy concretas de capacidad de ciclos de carga y descarga de auto descarga, también usando los electrolito de ácido sulfúrico diluido en agua. Tal electrolito puede estar en un recipiente en forma líquida o gel (ver figura 7.2.6).

Los dos electrodos constituyen la solidad de corriente del acumulador siendo de dióxido de plomo para el ánodo y cátodo con polaridad negativa.

La carga de energía se produce por aplicación directa del regulador fotovoltaico o bien mediante el denominado cargador de baterías conectado a la red eléctrica.

Durante este proceso se forma óxido de plomo en el ánodo y plomo en estado puro en cátodo y se libera ácido sulfúrico al electrolito con lo que se aumenta la concentración de orden creciente hasta la carga total.

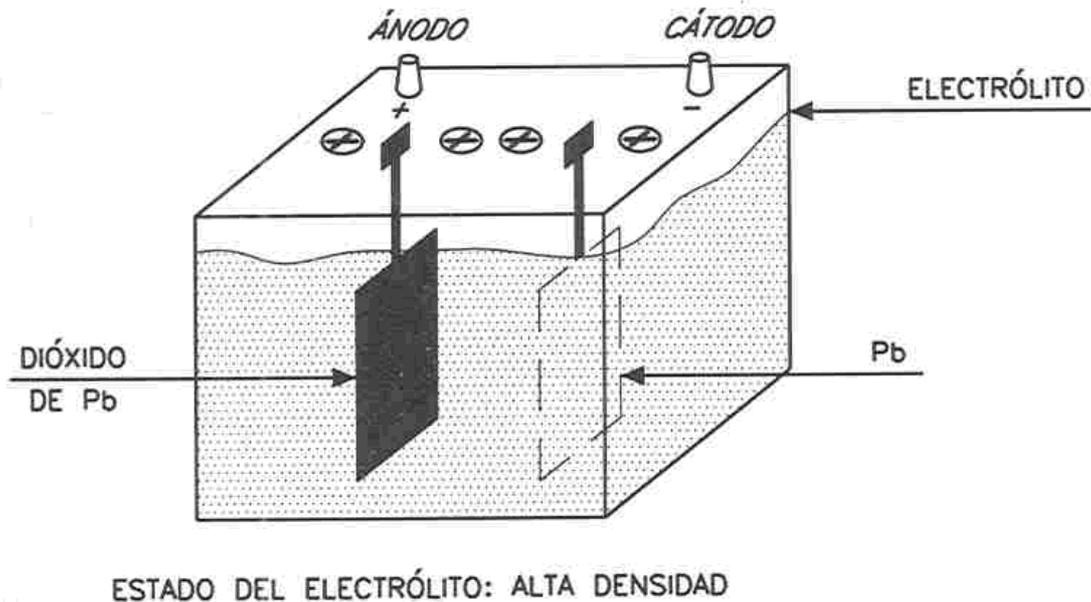


Figura 7.2.6 Batería

VII.2.10. INVERSORES FOTOVOLTAICOS.

Los inversores son los que están configurados como un convertidor de corriente continua alternada con salida de voltajes y con una frecuencia que corresponde a 50 o 60 hz dependiendo de la corriente que se utilice. En la (figura 7) muestra la posición que ocupa el indicado inversor en las instalaciones solares.

Los inversores o convertidores de corriente continua proporcionan ondas senoidales de solidad similares a las de las redes publicas o distribución eléctricas.

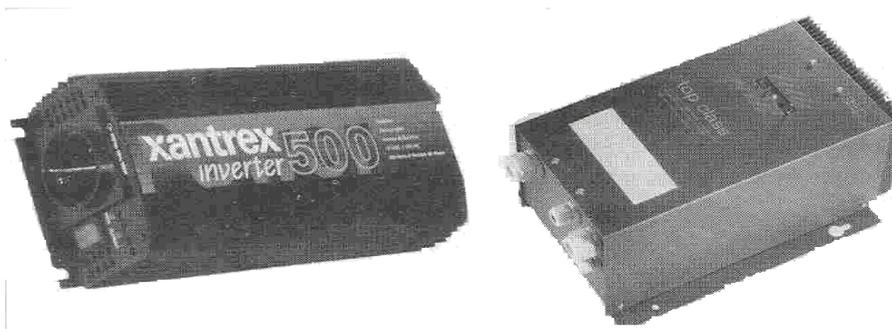


Figura 7.2.7 Inversores fotovoltaicos

Con esa forma de ondas es posible alimentar equipos con componentes de condición resistiva e inductiva tales como las simples lámparas incandescentes (componente resistiva) y electrodomésticos que incorporan motores.

VII.2.11. FUTURO

En el futuro, se espera que los sistemas fotovoltaicos reduzcan su alto costo pero, con un aumento en su eficiencia de conversión, lo que limita la industrialización a gran escala de este tipo de tecnología.

Para estos sistemas se predice una reducción importante en costos para los próximos años, dependiendo de los fondos con que cuenta la investigación y desarrollo para esta tecnología, alcanzando niveles de eficiencia muy altos.

Los proyectos de electrificación se va extendiendo hacia los países en de desarrollo, logrando un gran progreso en diversos países como por ejemplo, República Dominicana, en las islas de la polinesia francesa y Grecia.

Además de los sistemas que ya existen, hay impresionantes proyectos en fases de planeación. Cinco países en África Occidental (Gambia, Guinea, Biesau, Mauritania y Senegal) han comisionado a dos compañías alemanas para establecer estaciones solares de bombeo de agua en sus territorios. El proyecto involucra muchos sistemas fotovoltaicos descentralizados para dar energía a bombas de riego y a otros componentes, que generará 640 Kw de electricidad total.

La tecnología solar esta en desarrollo en los países como, México, Italia, Japón, Portugal, Qatar y Kuwait teniendo futuros proyectos sobre el aprovechamiento de tecnologías fotovoltaicas solares.

VII.2.12. CARACTERISTICAS GENERALES.

- 1.- Fuente de energía: Sol
- 2.- Disponibilidad energética: Abundante
- 3.- Sistemas de generación: plantas eléctricas térmicas solares
- 4.- Eficiencia de los sistemas: Buena
- 5.- Ubicación de las plantas: Zona de alta insolación
- 6.- Sugerencias de ubicación en México: Norte de sonora, Chihuahua, Durango, Zacatecas, Puebla y Oaxaca.
- 7.- Costo de generación: 92.0 centavos por Kw/h.
- 8.- Efectos ambientales nocivos: Ninguno

CONCLUSIONES

La composición de la oferta energética, en la República Mexicana se obtiene del balance nacional de energía 2005, para uso de fuentes de energía primaria y secundaria, se concluye que el 86% es generado por fuentes de energía no renovable y el 14% por fuentes de energía renovable.

Producción de energía primaria.

	Producción Petajoules 2005	Variación Porcentual 2005 / 2004	Porcentaje 2005 %
Total	9819.714	-5.5%	100%
Carbón	215.998	8.6%	2.2%
P. Crudo	6702.647	-9.8%	68.3%
Condensados	183.67	3.0%	1.9%
Gas Natural	1896.435	4.3%	19.3%
Nucleoenergía	117.88	17.1%	1.2%
Hidroenergía	278.434	9.5%	2.8%
Geoenergía	73.604	10.3%	0.7%
Energía Eólica	0.05	-17.2%	n.s
Bagazo de Caña	103.78	1.1%	1.1%
Leña	247.216	-0.2%	2.5%

Nota: no significativa (n.s)

En la producción de petróleo hay un decremento de 9.8% del año 2004 a 2005 esto se debe a la baja producción de petróleo crudo.

Los condensados tuvieron un incremento del 3.0% y el gas natural el 4.3%.

Los hidrocarburos se mantuvieron como la principal fuente en la producción de energía primaria.

En los centros de transformación la capacidad instalada para la generación de electricidad del 2005 ascendió a 46,534 MW en los cuales participan las principales centrales eléctricas que son:

Centrales Convencionales.	27.8%
Ciclo Combinado	28.5%
Hidroeléctricas	22.6%
Carboeléctricas	5.6%
Dual	4.5%
Nucleoeléctricas	2.9%
Geotermicas	2.1%
Turbogás y Combustión Interna	6.0%

El 94.4% de la capacidad instalada para la generación eléctrica corresponde a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC) mientras que los Productos Independientes de Energía (PIE) representan el 5.6%.

Participación del consumo final energético por sectores.

	Consumo Final 2005
Sector Transporte	45.7%
Sector Agropecuario	3.0%
Sector Industrial	30.7%
Sector Residencial, Comercial y Público	20.6%
Consumo Total	100%

Debemos de preocuparnos más por las reservas de los hidrocarburos ya que contamos con muy pocos recursos en México.

México se encuentra ubicado en el 13 lugar de todos los países productores de petróleo crudo y el 34 lugar en producción de gas natural de todos los países productores.

Cantarell produce el 60% de petróleo crudo a nivel nacional. En el año 2005 y 2006 hubo un decrecimiento del 6% de petróleo crudo, debido al agotamiento en yacimientos, pero habrá una baja producción a finales del año 2007, esto se debe al mantenimiento de pozos, la optimización de bombeo neumático y el reforzamiento de la adquisición de información para monitorear el comportamiento del campo. Teniendo como reserva un periodo de 10 a 15 años de producción.

Las fuentes renovables es una muy buena opción para sustituir a los hidrocarburos, deben ser opciones apoyadas en procesos de investigación y aplicación directa para la generación de electricidad, como es el caso de las fuentes renovables que son: energía hidráulica, energía geotérmica, energía eólica y energía solar porque son fuentes aplicadas y desarrolladas.

Dado que las fuentes de energía renovable se influyen por las condiciones físicas de los ecosistemas, en su aplicación estas fuentes son dependiendo la región geográfica donde se encuentren localizadas.

La energía solar es más económica por el tipo de tecnología que lo integra, como también el costo del kw-h. México todavía no cuenta con alguna central de energía solar, pero existen algunos proyectos particulares que generan electricidad con energía solar y para uso en sistema de bombeo de agua.

Para una mejor eficiencia de los sistemas fotovoltaicos se requiere de una correcta ubicación geográfica, ya que las zonas áridas son las que reciben mayor cantidad de radiación solar.

La energía eólica es más alto su costo de tecnología por sus partes que lo integran pero también su kw- h. Tomando en cuenta su alta eficiencia en la generación eléctrica y que puede ser utilizada para todo el mundo. México cuenta con dos centrales eólicas las cuales se encuentran ubicadas en Guerrero Negro (Baja California Sur) y la ventosa en (Oaxaca).

Los sistemas generadores de energía eólica existen en México, pero solo en ciertos lugares geográficos, donde soplan vientos ideales que cumplan los requisitos de regularidad y velocidad necesarios para hacer funcionar eficientemente a los aerogeneradores.

La obtención de energía biomasa es el aprovechamiento que tenemos como recursos energéticos a partir de materias consideradas como desechos, que se producen en todo el planeta, por lo tanto los sistemas que aprovechan estas materias pueden instalarse en cualquier parte del mundo que desee aprovechar sus desechos orgánicos con fines energéticos, produciendo combustibles útiles no contaminantes en la generación de electricidad.

La energía geotérmica es económica en su aplicación diez mega voltios generados de electricidad equivalen a 140000 barriles de petróleo crudo, dado que este tipo de central geotérmica utiliza altas presiones de vapor, esto ahorra el concepto de gastos de combustibles fósiles en la generación de vapor. México cuenta con centrales geotérmicas que son: Cerro Prieto (Baja California, Mexicali), Tres vírgenes (Baja California Sur), Los Azufres (Cd Hidalgo, Michoacán) y Los Humeros (Puebla).

La energía hidráulica es una de las más limpias. En este tipo de plantas se requiere de un mínimo en mantenimiento y que constituye una muy buena opción viable para sectores aislados, su costo de generación es económico. México cuenta con centrales hidráulicas en los siguientes estados que son: Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Michoacán, Jalisco, Nayarit, Puebla, Hidalgo, Oaxaca, Veracruz, San Luis Potosí, Chiapas, Estado de México y Querétaro,

Energía mareomotriz también representa un recurso energético alternativo e importante, los sistemas de conversión de energía térmica oceánica me parece una opción bastante útil para aquellas poblaciones cercanas al mar que por diferentes causas no cuenten con redes eléctricas, pero su costo de tecnología es alto.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

CONCHEIRO ALONSO ANTONIO **ALTERNATIVAS ENERGETICAS**

D.R. 1985 CONSEJO NACIONAL DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA.

MANUEL POLO ENCINAS **ENERGÉTICOS Y DESARROLLO TECNOLÓGICO**

EDITORIAL LIMUSA S.A.

GÓMEZ DOMÍNGUEZ JOSE ANTONIO **ENERGÍAS ALTERNATIVAS**

EQUIPO SIRIUS, S.A.

BONNY LUCENA ANTONIO **ENERGÍAS ALTERNATIVAS Y TRADICIONALES**

EDICIONES TALASA S.L.

CARLESS, JENNIFER. **ENERGÍA RENOVABLES**

EDAMEX, HERIBERTO FRÍAS.

Extraído. Redacción Ambientum
Pagina principal de panorama energetico.com
www.panoramaenergetico.com

CONAE Río Lerma No 302 col. Cuauhtémoc delg. Cuauhtémoc
C.P. 06500 México DF TEL. 3000 – 1000
ww.CONAE.gob.mx

Instituto nacional del carbón, Oviedo
C.S.I.C
Angelmd@incar.c.s.i.c.es

Secretaria de energía
Insurgentes sur colonia valle de México DF México
Actualización miércoles 13 de junio del 2005
www.energia.gob.mx

Secretaria de energía
Insurgentes sur colonia valle de México DF México
Actualización miércoles 13 de junio del 2005
www.energia.gob

ECOPETROL. SA. Derechos reservados.
bogata DC. Edificio principal CR 13 36-24
Conmutador 234400
www.ecopetrol.com

www.asterjet.com
alcan2@infosel.net.mx
tel.53895465
www.copy200city-w--e-b-desarrolloturbo3bc.cm

www.CFE.com.mx

www.Protocolo de Kyoto.com.mx

Centro de investigación solar
Temixco, Cuernavaca.