



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA**

**“Análisis de oportunidades de eficiencia energética en
la industria mediante la aplicación de nuevas tecnologías
(Motores de alta eficiencia y sistemas de generación
alternativa).”**

TESIS

ELABORADA PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

POR EL ALUMNO:

YANETH SALINAS SALINAS

ASESOR: FRANCISCO MARTÍN MENDOZA MÉNDEZ



MÉXICO D.F.

2013



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.



“Análisis de oportunidades de eficiencia energética en la industria mediante la aplicación de nuevas tecnologías (Motores de alta eficiencia y sistemas de generación alternativa).”



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES

ZARAGOZA

CARRERA DE INGENIERÍA QUÍMICA

OFICIO: FESZ/JCIQ/ 214/13

ASUNTO: Asignación de Jurado

Alumno (a): Salinas Salinas Yaneth

PRESENTE

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

PRESIDENTE	M. en I. RAFAEL SÁNCHEZ DIRZO
VOCAL	M. en I. FRANCISCO MARTÍN MENDOZA MÉNDEZ*
SECRETARIO	M. en C. ANA LILIA MALDONADO ARELLANO
SUPLENTE	M. en I. MARÍA ESTELA DE LA TORRE GÓMEZ
	TAGLE
SUPLENTE	I.Q. CONSUELO MATÍAS GARDUÑO

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE
“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”
México D.F. a 9 de mayo de 2013

JEFE DE CARRERA

DR. ROBERTO MENDOZA SERNA





DEDICATORIAS

Esta tesis con la cual culmino mis estudios profesionales, logrando así alcanzar una de mis más grandes metas se la dedico con todo cariño:

A Dios

Quien siempre ha estado a mi lado recorriendo este largo camino que es la vida brindándome su sabiduría y amor. Agradezco las fuerzas que me brindaste en los momentos difíciles que me ayudaron a no renunciar a mis sueños, y a descubrir que no hay nada malo en tener miedo o dudas, lo malo es cuando estas no te permiten avanzar.

A mis padres

Que son un par de corazones buenos que me dieron la vida ,con los que Dios me bendijo al nacer , los cuales sin esperar nada a cambio me han apoyado y siempre han estado orgullosos de mí. Quiero que sepan que eternamente estaré agradecida con ustedes por haberme inculcado los valores que me han convertido en la persona que soy hoy, y que ustedes siempre serán ejemplo de fortaleza para mí.

A mis hermanos

Que siempre han creído en mí y me han apoyado en cada paso que he dado, brindándome su apoyo y cariño.

A mi pareja

Por estar siempre conmigo y preocuparte por mí. Eres una gran fortaleza para mí que aún en días nublados y tristes logras darme la mejor luz a través de ojos. Te amo.



AGRADECIMIENTOS

La realización de esta Tesis ha sido para mí uno de los trabajos más difíciles y arduos en mi vida al cual le dedique un gran esfuerzo. Las siguientes líneas son para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que colaboraron en la realización del presente trabajo, leyendo, opinando, corrigiendo, teniéndome paciencia, y dándome ánimos.

A mi Asesor en Tesis el Ingeniero M. en I. Francisco Martín Mendoza Méndez

Que me proporcionó varios documentos sin los cuales me hubiera sido imposible la realización del presente trabajo, el cual con su supervisión continua me indicó un sinnúmero de mejoras y formas de clarificar los conceptos para la lectura de la presente tesis. Agradezco su voto de confianza conmigo, sus enseñanzas, su paciencia, su tiempo y su apoyo a lo largo de estos meses.

A mis sinodales

Que aceptaron ser parte de este trabajo, y brindarme parte de su tiempo los cuales con sus observaciones, sugerencias y opiniones me brindaron la posibilidad de mejorarlo.

Finalmente quisiera agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme brindado la oportunidad de estudiar y ser un profesional.



CONTENIDO

Índice de tablas	1
Índice de gráficas	2
Índice de figuras	3
Lista de abreviaturas y símbolos	4
Resumen	5
Justificación	7
Objetivos	8
Introducción	9
Capítulo I. Efectos en la industria derivados de las crisis de energéticos	11
1.1 Abastecimiento energético	13
1.2 Origen de las crisis energéticas	14
1.2.1 Causas de la crisis económica de 1973-1983	14
1.2.2 Características la crisis económica de 1973-1983	15
1.2.3 Efectos de la crisis de 1973-1983	16
1.2.4 Consecuencias de la crisis de 1973-1983	16
1.3 Crisis del 2008 fin de los precios bajos	17
1.4 Consecuencias del encarecimiento del petróleo en la industria	19
Capítulo II.- Cambios tecnológicos en la industria de refinación del petróleo	21
2.1 Demanda energética en la industria en México	23
2.1.1 Consumo energético por Sectores	23
2.1.2 Sector Industrial	24
2.2 Retos de la Industria de refinación del petróleo	26
2.3 Descripción del proceso de refinación del petróleo	29
2.4 Consumo de energía de una refinería (EE.UU.)	31
Capítulo III.-Oportunidades de eficiencia energética en una refinería	37
3.1 Generación y distribución de vapor	39
3.2 Motores	47
3.3 Bombas	50
Capítulo IV. Aplicación de motores de alta eficiencia	57
4.1 Componentes de un motor eléctrico	59
4.2 Tipos de motores	60
4.2.1 Motores de corriente directa	60
4.2.2 Motores de corriente alterna	61
4.3 Tipo de pérdidas de un motor eléctrico	62
4.4 Factores que influyen en el nivel de pérdidas de un motor eléctrico	64
4.5 Oportunidades de mejoras energéticas en un motor eléctrico	65



4.6	Eficiencia de un motor eléctrico.	65
4.7	Costo operativo	66
4.8	Factor de carga	67
4.9	Factor de potencia	68
4.10	Motores de alta eficiencia	69
	4.10.1 Ventajas	69
	4.10.2 Limitaciones	69
4.11	Sustitución de motores estándar por motores de alta eficiencia	70
4.12	Evaluación económica para la aplicación de motores de alta eficiencia.	71
4.13	Políticas energéticas para motores eléctricos.	73
Capítulo V. Sistemas alternativos de generación eléctrica.		75
5.1	Panorama internacional de las energías renovables	77
	5.1.1 Distribución mundial de las fuentes renovables: situación actual y nuevas tendencias.	77
	5.1.2 Participación y evolución de la energía renovable en el consumo mundial de energía primaria.	78
	5.1.3 Capacidad instalada de las fuentes de energías renovables en el mundo.	79
5.2	Generación de electricidad mundialmente a partir de energías renovables	80
5.3	Participación de las energías renovables en la matriz energética de México.	85
5.4	Capacidad de generación de energía en México.	87
5.5	Aplicaciones de la energía solar y eólica	89
	5.5.1 Sistemas de captación de la energía solar	89
	5.5.2 Sistemas eólicos	105
5.6	Beneficios de las energías renovables	109
	5.6.1 Beneficios económicos	109
	5.6.2 Beneficios sociales: Desarrollo rural e industrial	110
	5.6.3 Beneficios ambientales globales y locales	111
5.7	Beneficios de la eficiencia energética	112
Conclusiones		115
Referencias		117
Anexo A. Análisis de los procesos principales en la refinación de petróleo		121
Anexo B. Ejemplos de optimizaciones de bombas.		129
Anexo C. Factor de potencia.		133
Anexo D Sustitución de motores estándar por motores de alta eficiencia.		137
Anexo E Principio de funcionamiento de las tecnologías de las centrales termosolares.		139



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Medidas tomadas en la industria derivadas de las crisis energéticas	19
Tabla 2. Consumo final energético por Sectores	23
Tabla 3. Consumo energético de las principales ramas industriales.	25
Tabla 4. Consumo energético de las principales ramas industriales por tipo de energético	26
Tabla 5. Retos para la industria de refinación de petróleo	28
Tabla 6. Principales procesos en la refinación de petróleo	30
Tabla 7. Balance estimado de energía para la industria de refinación de petróleo de EE.UU., 2001.	34
Tabla 8. Matriz de oportunidades de eficiencia energética en las refinerías de petróleo	38
Tabla 9. Resumen de las medidas de eficiencia energética en calderas	43
Tabla 10. Resumen de las medidas de eficiencia energética en los sistemas de distribución de vapor	46
Tabla 11. Factores que influyen en el nivel de pérdidas de un motor eléctrico	64
Tabla 12. Mejoras energéticas de un motor de alto rendimiento.	65
Tabla 13. Ahorro comparativo: motor eficiente vs. motor estándar	67
Tabla 14. Normativa de motores eléctricos en diferentes países	73
Tabla 15. Políticas energéticas sobre motores eficientes	74
Tabla 16. Capacidad instalada de las energías renovables en el mundo 2011	81
Tabla 17. Composición de la matriz energética nacional	86
Tabla 18. Capacidad efectiva por tipo de central 2000-2011	87
Tabla 19. Generación bruta por tipo de central	89
Tabla 20. Niveles de temperatura de diferentes procesos en la industria	99



ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Consumo mundial de energía primaria, 2000-2011	13
Gráfica 2. Precio del petróleo en dólares 1960-1988	14
Gráfica 3. Precios spot y precios promedio anuales del crudo WTI, 1999-2008	18
Gráfica 4. Demanda mundial de productos petrolíferos 2000-2011	27
Gráfica 5. Costos anuales de energía de las refinerías de petróleo de 1988-2001 de los combustibles comprados en los Estados Unidos	31
Gráfica 6. Consumo anual de energía final de las refinerías de petróleo de Estados Unidos para el período 1995 - 2001	32
Gráfica 7. Compras de energía y la generación de las refinerías de petróleo desde 1988 hasta 2001	33
Gráfica 8. Estimación del consumo de energía por proceso de refinado de petróleo	35
Gráfica 9. Estimación de las emisiones de CO ₂ procedentes de la quema de combustible y el consumo de electricidad en las refinerías de petróleo de EE.UU.	36
Gráfica 10. Curva de comportamiento del factor de potencia de varios motores	68
Gráfica 11. Rendimiento de los diferentes tipos de motores eléctricos	71
Gráfica 12. Distribución de la demanda mundial de energía, 1999-2010	77
Gráfica 13. Tasa de crecimiento de la capacidad global de producción de energía renovable 2006-2011	79
Gráfica 14. Evolución de la capacidad instalada de fuentes de energías renovables 2001-2011	80
Gráfica 15. Capacidad de la energía geotérmica. Principales países, 2011	82
Gráfica 16. Capacidad instalada de energía fotovoltaica. Principales países, 2011	84
Gráfica 17. Capacidad instalada de plantas termosolares. Principales países, 2011	85
Gráfica 18. Mundo de la energía relacionada con la reducción de emisiones de CO ₂	113



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Presentación esquemática de un sistema de producción y distribución de vapor	39
Figura 2. Partes de un motor eléctrico	59
Figura 3. Tipo de motores	61
Figura 4. Distribución de la energía de un motor	62
Figura 5. Tipos de pérdidas en un motor	63
Figura 6. Tipos de captación solar	91
Figura 7. Corte de un colector solar plano	92
Figura 8. Sistema termosifón	93
Figura 9. Sistema forzado	94
Figura 10. Sistema Integrado	95
Figura 11. Secador solar para madera	96
Figura 12. Sistema solar fotovoltaico típico	102
Figura 13. Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos aislados	103
Figura 14. Sistemas aislados y sistemas conectados a la red	105



LISTA DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

AIE	Agencia Internacional de Energía
BTU	British Thermal Unit
CDA	Copper Development Association
CDU	Crude Distillation Unit
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
cv	Caballo de vapor
EIA	Energy Information Administration
EPA	Environmental Protection Agency.
FCC	Fluid Catalytic Cracker
GEA	Geothermal Energy Association
GEI	Gases efecto invernadero
GW	Gigawatts
Hz	Herz
HP	Horse-Power
HID	High Intensity Discharge
HTF	Heat Transfer Fluid
ISCC	Integrated Solar Combined Cycle
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
MMBtu	Millones de unidades térmicas Británicas
Mtpe	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
MTBE	Metil Terbutil Éter
MtCE	Million Tons of Coal Equivalent
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OPEP	Organización de los Países Exportadores de Petróleo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIE's	Productores Independientes de Energía
PJ	Petajoules
POISE	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
TBtu	Tera British Thermal Unit
VDU	Vacuum Distillation Unit
WTI	West Texas Intermediate



RESUMEN

El Sector Industrial es uno de los principales consumidores de recursos energéticos a nivel mundial, existen numerosas oportunidades de eficiencia energética en este sector las cuales se pueden llevar a cabo mediante la utilización de prácticas y/o tecnologías más eficientes. Estas ayudarían a la Industria a disminuir su consumo energético y a mejorar su productividad. Por otra parte la aplicación de estas oportunidades contribuiría a la protección ambiental del planeta y a la seguridad de suministro energético de nuestro país.

Dentro del Sector Industrial, la industria de refinación de petróleo representa una de las ramas con mayor consumo energético, la cual cuenta con un potencial de ahorro energético de entre 10 y 20%. Las oportunidades de eficiencia energética en la Industria de refinación se pueden clasificar según el área de tecnología. Entre las cuales los motores, las bombas y el sistema de generación y distribución de vapor son los equipos con mayor gasto energético en esta industria por lo que la aplicación de medidas que ayuden a mejorar sus eficiencia representarían grandes beneficios.

Además el 70% del consumo de energía eléctrica generada a nivel mundial se debe al funcionamiento de los motores eléctricos, por lo que las medidas disponibles que ayuden a aumentar la eficiencia de este equipo no solo benefician a la Industria de refinación de petróleo, sino que todo el Sector Industrial obtendría grandes ahorros de energía y costos. En la actualidad existen motores de alta eficiencia y premium con mayores eficiencias que los motores estándar, pero se debe hacer un análisis en el que se tomen en cuenta los costos relativos, las eficiencias relativas, horas de uso, costos de mantenimiento, etc., de cada motor para saber si la sustitución de un motor por uno eficiente realmente traerá los beneficios esperados ya que es un error común hacer esta sustitución sin antes realizar un análisis adecuado.

El impulso de las energías renovables en el Sector Industrial es otra opción para garantizar la seguridad energética y la disminución de gases efecto invernadero, de entre las cuales la energía solar (mayormente la fotovoltaica) y eólica han aumentado considerablemente su capacidad de producción en los últimos cinco años. La energía solar térmica posee un enorme potencial en el Sector Industrial, debido a que muchos rangos de temperaturas de los procesos industriales pueden ser suministrados por colectores térmicos, aunque se tiene claro que esta energía proveniente de fuentes renovables pocas veces podrá aportar el 100% de la energía requerida por lo que se tendrá que recurrir a sistemas complementarios convencionales. En cuanto a la energía fotovoltaica son numerosas sus posibles aplicaciones, lo único que se espera es que los precios de su tecnología sigan disminuyendo tal como lo han hecho los últimos años, ya que esto permitiría su expansión.



JUSTIFICACIÓN

La obtención y el uso de la energía ha sido fundamental en el ascenso económico, científico y social sin precedentes experimentado por la humanidad en los últimos dos siglos. La producción de energía es vital para la expansión económica y la reducción de la pobreza en el mundo, ya que la actividad humana requiere en cada segundo, de forma indispensable y generalizada, emplearla: en la agricultura (abonos, deshidratadores, plaguicidas, cosechadoras, etc.), en todas las ramas industriales (metalurgia, química, siderurgia, minería, textil, etc.), en los transportes (terrestres, marítimos y aéreos), en los hogares, en las actividades recreativas , en los servicios (financieros, información, comunicación, etc.).

Sin embargo ante el inevitable agotamiento de las fuentes de energía no renovables del planeta, la constante volatilidad de sus precios y la contaminación generada por su uso, ha generado que el Sector Industrial el cual es el segundo mayor consumidor de energía en México busque oportunidades para reducir los costos de producción (derivados en su mayor parte del consumo energético) sin afectar negativamente el rendimiento del producto o calidad.

La eficiencia energética con el impulso de la aplicación de las energías renovables o alternativas puede ser una estrategia competente y efectiva para trabajar el llamado “triple resultado” el cual se centra en los aspectos económicos, ambientales y sociales de cualquier sector. Por tanto exitosa y rentable es la inversión en la eficiencia energética en el Sector Industrial ya que nos permitiría mantener la salida de una alta calidad de producto o servicio al tiempo que se reducirían costos en la producción mejorando así su competitividad y disminuyendo el impacto ambiental de este sector.



OBJETIVOS

Objetivo general:

Conocer la importancia del impulso de la eficiencia energética y de las energías renovables en el Sector Industrial para mejorar su competitividad y cumplir con las políticas ambientales internacionales.

Objetivos particulares:

- Identificar oportunidades de eficiencia energética en la industria de refinación de petróleo para disminuir el consumo de energía y costos de producción.
- Conocer las ventajas y desventajas del uso de los motores de alta eficiencia en la industria para saber cuándo es conveniente la sustitución de un motor estándar por estos.
- Identificar las oportunidades de aplicación de sistemas de generación alternativa (renovables) en la industria para disminuir el consumo de combustibles fósiles lo cual ayudaría a mitigar la emisión de gases efecto invernadero.



INTRODUCCIÓN

El consumo adecuado y accesible de energía es indispensable para el desarrollo económico y social de un país. La energía contribuye al bienestar económico y social mediante la generación de riqueza, que a su vez, da lugar a la creación de empleos y eleva el nivel de bienestar de las personas. Debido a la reciente y rápida fluctuación en el precio del petróleo, la seguridad de suministro energético actualmente es una de las prioridades del Sector Energético. Una de las razones para la fluctuación del precio es que los recursos energéticos provenientes de los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) son cada vez más escasos y costosos de producir.

Los denominados recursos “no convencionales”, como el petróleo producido a través de las arenas bituminosas, resultan en algunos casos económicos, aunque las consecuencias ambientales en la zona son devastadoras, como sucede en Canadá. Lo que sí es seguro es que los días en que el petróleo era barato llegaron a su fin. Además el consumo de la energía derivado de fuentes fósiles contribuye de forma considerable a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y al cambio climático.

En consecuencia, el Sector Energético debe afrontar y mitigar los efectos del calentamiento global con las herramientas disponibles. Desde la perspectiva de la oferta energética, una solución a este reto es el impulso a las energías renovables y el desarrollo de tecnologías de baja emisión de carbono; mientras que por el lado de la demanda, una respuesta es el uso eficiente de la energía.

La situación actual exige cambiar la forma en que se produce y consume la energía para garantizar un desarrollo económico sustentable, al mismo tiempo que se satisfacen las necesidades energéticas por medio del uso racional de los recursos y las tecnologías.

La eficiencia energética es el camino hacia esa transición energética; es la solución que permite el uso racional de la energía manteniendo los niveles de competitividad, además de ser la más barata y accesible en este momento.

En el presente trabajo se mencionaran la importancia y ventajas de la implementación de la eficiencia energética y de las energías renovables en el Sector Industrial, el cuál a nivel mundial se caracteriza por ser uno de los mayores motores del desarrollo económico y uno de los principales consumidores de recursos energéticos.

El presente trabajo se compone de 5 capítulos. El capítulo 1 menciona las crisis energéticas más sobresalientes y las consecuencias que estas ocasionaron al Sector Industrial.



El capítulo 2 muestra el consumo energético por sector en nuestro país, enfocándose aún más en el Sector Industrial, posteriormente se describe las tendencias, la estructura y la producción de la Industria de refinación de petróleo. A continuación se describe el proceso de refinación de una manera simplificada. Por último, se muestra el consumo de energía en las refinerías, mencionándose cuales son aquellos procesos con mayor consumo energético.

En el capítulo 3 se muestra una gran variedad de oportunidades de eficiencia energética clasificadas por tecnología, las cuales reducirían el consumo de energía en las refinerías, posteriormente se enfoca en tres de ellas las cuales son: generación y distribución de vapor, motores, y bombas.

El capítulo 4 presenta conceptos básicos de los motores eléctricos como son: sus componentes principales, clasificación, tipos de pérdidas. También menciona las oportunidades de mejoras energéticas en los motores eléctricos, así como las ventajas y limitaciones de los motores de alta eficiencia.

Por último el capítulo 5 primeramente presenta el panorama internacional de las energías renovables, considerando su evolución y participación en el consumo mundial de energía primaria, así como la capacidad instalada y producción por tipo de fuente (geotermia, solar, eólica, hidráulica, bioenergía, etc.). Posteriormente presenta la participación de las energías renovables en la matriz energética de México, así como la capacidad de generación y energía generada en nuestro país por tipo de central y fuente respectivamente. Finalmente menciona las posibles aplicaciones de la energía solar y eólica.

CAPÍTULO I

EFFECTOS EN LA INDUSTRIA DERIVADOS DE LAS CRISIS DE ENERGÉTICOS.

Las sociedades actuales, sea cual sea su nivel de bienestar, no pueden funcionar ni sobrevivir sin un abastecimiento adecuado y regular de energía, de forma que todo el proceso del ciclo energético (obtención, procesado y suministro de energía donde y cuando se requiera y al menor costo posible) constituye un apartado significativo del sistema económico mundial.

Aunque la importancia de la energía en el mundo actual no debe inducirnos a pensar que su uso sea algo exclusivo de las economías modernas, pues desde tiempos remotos el hombre ha sabido utilizar, además de su propio esfuerzo físico, el de algunos animales domésticos para obtener energía mecánica; a ello unirá después las fuerzas del viento y de las corrientes de agua. El ciclo energético antiguo se completa con el calor obtenido por la combustión de la madera, usado en los hogares y en incipientes actividades fabriles para fundir metales y obtener todo tipo de herramientas y utensilios.

Con el inicio de la Revolución Industrial en Inglaterra durante el siglo XVIII, extendida a Europa y Norteamérica a lo largo de la primera mitad del XIX, se producen transformaciones cualitativas y cuantitativas importantes, al desaparecer paulatinamente de las sociedades más avanzadas el modelo de consumo y producción hasta entonces imperante, sustituyéndose las fuentes empleadas durante milenios por otras nuevas cuyo uso, además, se incrementó exponencialmente. La coincidencia no es casual, pues el gran salto que supone este proceso de transformaciones económicas, sociales y técnicas, conocido con el ya acuñado término de Revolución Industrial, habría sido imposible sin la sustitución de las energías hasta entonces disponibles (biomasa con la madera, animales de carga: caballos y bueyes, algunos molinos hidráulicos, etc...) por el carbón y, después, por los hidrocarburos y la hidroelectricidad, añadiendo hoy el gas y la nuclear, todas las cuales constituyen uno de los pivotes básicos de la economía de las sociedades modernas (Daniel Boulline, 2004, págs. 5-7).

Para que lo anterior sucediese fue preciso un espectacular desarrollo tecnológico, desde la máquina de vapor al reactor nuclear, pasando por el motor de explosión y el generador eléctrico que, en definitiva, hizo operativa la aplicación de esas fuentes energéticas a múltiples usos. Si la historia humana evoluciona por las transformaciones sociales, técnicas y económicas, las energéticas se insertan dentro de estos dos últimos ámbitos.

Claro está que con el proceso de crecimiento económico actual, el Sector Industrial y el Sector Transporte toman un papel muy importante, ya que ambos sectores requieren gran cantidad de energía. Por lo que actualmente se busca mayor eficacia técnica de las máquinas que permita reducir el uso de energía para iguales niveles de producción.

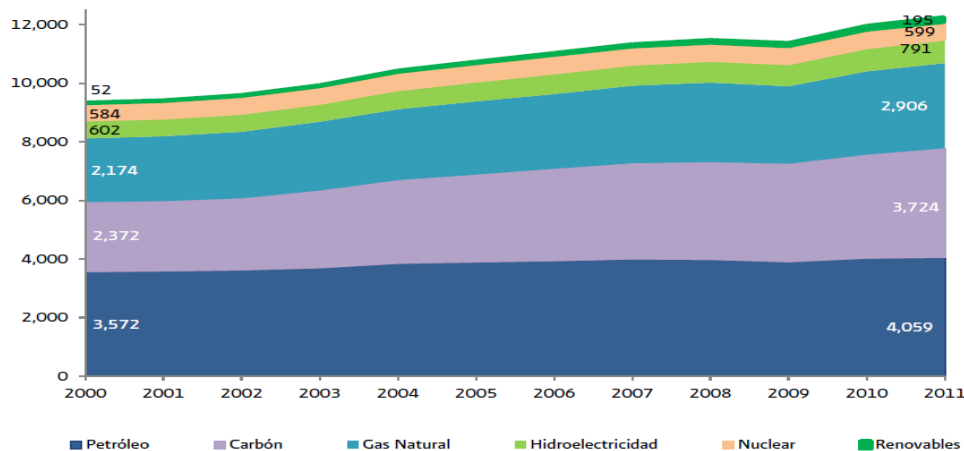


1.1 ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

El progresivo encarecimiento del petróleo, el cual es la principal fuente de energía a nivel mundial, es el primer síntoma de la “crisis energética”. Pero la gravedad de la misma vendrá dada por la mayor o menor rapidez del agotamiento de sus yacimientos y por las posibilidades técnicas y económicas que ayuden a disminuir el consumo de este combustible fósil, utilizando otras fuentes de energía primaria que sean, o más abundantes o bien de carácter renovable.

Actualmente la mayoría de los países miembros de la OCDE son grandes consumidores de energía eléctrica. Para satisfacer la demanda de electricidad recurren al uso de diferentes fuentes primarias, entre las que se encuentran los combustibles fósiles, como el carbón, el gas natural, el petróleo (que es el principal) , o diversas fuentes de energía como la energía hidráulica, energía nuclear, energía solar, energía eólica, energía geotérmica, biocombustibles, biomasa y residuales (véase Gráfica 1). A nivel mundial, el uso de fuentes primarias de energía ha cambiado durante las últimas cuatro décadas, principalmente por el alza en los precios de los combustibles fósiles; la mayor preocupación de dichos países asociado a tecnologías de generación fósil es la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) asociada a la quema de combustibles fósiles.

Asimismo, el uso de fuentes primarias para generar electricidad depende de la disponibilidad y precio de los combustibles, del riesgo asociado a su suministro, así como del perfil tecnológico de generación existente en cada región y país. Para muchos países es importante establecer políticas de diversificación que fortalezcan sus sistemas eléctricos y les permitan responder a los cambios económicos y políticos, a las restricciones ambientales, a la volatilidad en los precios de los combustibles, así como al riesgo en el suministro de los mismos.



Gráfica 1. Consumo mundial de energía primaria, 2000-2011(Mtpce).

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2012.



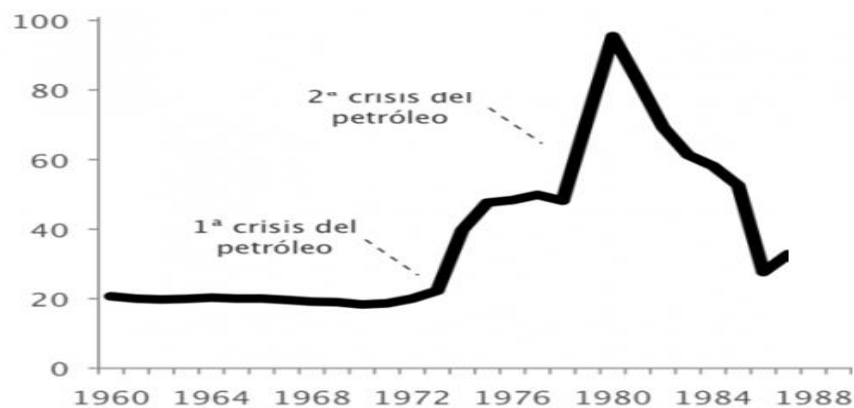
En 2011 el consumo mundial de energía primaria totalizó 12,274.614 millones de toneladas de petróleo crudo equivalente (Mtpce), 2.5% superior a 2010 (véase Gráfica 1). El petróleo crudo fue el de mayor consumo a nivel mundial. Sin embargo, en 2011 y por onceavo año consecutivo, su participación disminuyó respecto a las demás energías primarias.

1.2 ORIGEN DE LAS CRISIS ENERGÉTICAS

Por su carácter paradigmático y por ser la más destacada, podemos centrarnos en la crisis energética iniciada en Octubre de 1973 con la subida de los precios de los crudos y las restricciones de oferta aplicadas por los países miembros de la OPEP.

1.2.1 Crisis del petróleo 1973-1983.

En la década de los 70 se dio lugar a dos crisis petroleras, la primera de ellas en el año de 1973 y la segunda en el año de 1979, dichas crisis fueron generadas por los diversos intereses y objetivos que se manejaban entre los países miembros de la OPEP, las compañías petroleras más importantes del mundo y los principales países compradores como los Estados Unidos, durante los periodos de crisis la fluctuación fue incontrolable, caracterizada por el incremento constante de los precios del crudo y una reducción selectiva de sus ventas a través del embargo de determinados mercados.



Gráfica 2. Precio del petróleo en dólares de 1960-1988.

Fuente: <http://historiatocha4.blogspot.mx/2010/05/la-crisis-del-petroleo-1973.html>

En la gráfica 2 se representa la evolución del precio de crudo desde 1971 hasta 1981, en ella se puede apreciar que la línea continuada resultante tiene unos tramos con una suave pendiente positiva que contrastan con dos escalones o subidas bruscas: uno de 1973-1974 y otro en 1979.



La primera “crisis del petróleo” (1973-1974) estuvo precedida, en primer lugar, por una situación inflacionaria mundial que significaba un descenso del precio del crudo en términos reales y, en segundo lugar, por la guerra árabe-israelí, que actuó de verdadero detonante del disparo de los precios del petróleo.

El otro escalón, la segunda “crisis del petróleo” tiene lugar en 1979, y también está relacionado con acontecimientos políticos en el Medio Oriente, la revolución islámica en Irán. En un año, desde enero de 1979 a enero de 1980, el precio del barril de crudo pasa de 13.33 dólares a un valor promedio de 26 dólares, que supone una duplicación del precio.

1.2.2 Causas de la crisis económica de 1973-1983

Causas estructurales:

1. Caída del sistema monetario internacional (SMI) del patrón de cambio cambios-oro por el hundimiento de la libra esterlina (1967) y del dólar Estadounidense (1971-1973)
2. Crecimiento explosivo del gasto público estructural.
3. Sindicalismo reivindicativo.
4. Fracaso de los modelos de desarrollo implantados en los países subdesarrollados (modelos de autosuficiencia agropecuaria y modelos de industrialización sustitutiva de importaciones, principalmente).
5. Agotamiento del modelo de crecimiento vigente desarrollados tras la 2ª guerra mundial.

Causas coyunturales:

1. Tres años consecutivos (1970-1972) de malas cosechas de cereales a escala mundial
 - Aumento del precio de alimentos -> hambrunas y pobreza -> aumento de demanda salariales -> espiral precios-salarios -> inflación de costos e inflación de demanda
2. Incremento de los precios de materias primas, en particular del petróleo y sus derivados
 - Iniciación del precio del petróleo al valor en dólares del oro en el mercado libre, ante el deterioro del dólar y la caída del SMI (Sistema Monetario internacional) (1970-1971)
 - Inflación de costos -> aumento del precio de los productos -> espiral precios-salarios-> inflación de costos e inflación de demanda -> inflación autoinducida



- Uso político del abastecimiento de petróleo (represalias de países árabes petroleros contra los países occidentales que apoyaron al estado de Israel en la guerra del Yom Kippur de Octubre de 1973).

3. Endeudamiento empresarial

1.2.3 Características de la crisis de 1973-1983

1. Disminución del crecimiento real de la producción, del ahorro de la inversión y del comercio.
2. Aceleración de la inflación por los efectos combinados de la inflación de costos, de la inflación de la demanda y la inflación autoinducida.
3. Aumento masivo de desempleo, del déficit público y del endeudamiento externo.
4. Aumento significativo del sector informal de la economía en los países desarrollados (economía sumergida) y generalización del mismo en los países subdesarrollados, como parte las estrategias familiares de supervivencia
5. Fuerte conflictividad social y multiplicación de los conflictos bélicos localizados
6. Quiebras en cadena de empresas y aumento masivo del desempleo (paro)
7. Empobrecimiento y endeudamiento externo masivo de los países subdesarrollados no productores de petróleo.

1.2.4 Consecuencias de la crisis de 1973-1983

1. Se cerró un largo período de precios energéticos bajos y decrecientes y se abrió otro de precios altos y crecientes que duró casi un decenio.
2. El alza de los precios de los crudos —hecho desencadenante— fue acompañado de elevaciones, algo menores, en los precios de otras energías primarias.
3. Los países industriales, todos grandes importadores de crudos, vieron sus economías muy afectadas por el alza de precios. De entrada, sufrieron un grave quebranto en sus balanzas comerciales, pero, además, su crecimiento cayó en picada.
4. Dadas las interdependencias existentes en la economía mundial, la recesión de los países industrializados no tardó en generalizarse al resto, sobre todo por la vía del comercio internacional, que experimentó una fuerte contracción.
5. Los países exportadores de productos petrolíferos, como era lógico esperar, se vieron beneficiados, obteniendo enormes superávits en sus balanzas comerciales al aumentar considerablemente sus ingresos, casi exclusivamente basados en la venta de crudos.
6. Fin del Keynesianismo, sustituido por las doctrinas neoliberales y monetaristas centradas en la oferta, es decir, en las empresas.
7. Progresiva y rápida disminución del papel económico del Estado: Privatización de las



empresas estatales, desregulación, progresiva extinción del Estado bienestar

8. Fin del predominio del papel de la demanda sobre la oferta
9. Las empresas y los particulares tomaron conciencia sobre las fuentes energéticas y la importancia del ahorro energético.
 - Sentido de temor a la escasez y agotamiento inevitable en un plazo corto de la fuente de energía, que tiene su origen de un producto natural no renovable y cuyas reservas no crecen al ritmo necesario para compensar el aumento de consumo.
 - Importantes industrias –incluso sectores industriales enteros- se vieron obligados a reconvertirse: debieron introducir innovaciones tecnológicas, ahorrar energía, reducir personal en sus plantas, etc.

10. Cambios en el suministro de fuentes energéticas.

- Los países dejaron de utilizar el petróleo como fuente de energética principal y recurrieran a otras energías, en Francia se recurrió a la energía nuclear, Canadá lo solucionó utilizando residuos de madera, EEUU también utilizó la técnica de los residuos como forma de obtener energía.

1.3 CRISIS DEL 2008 FIN DE LOS PRECIOS BAJOS

Durante 2008 el mercado petrolero internacional culminó un período de fuertes alzas de precios, al superar varias marcas simbólicas e históricas, como los 100 dólares por barril. El precio promedio reportado durante 2008 es superior a los promedios anuales registrados durante anteriores choques petroleros.

A partir de la última década del siglo pasado finalizó un ciclo de bajos precios del petróleo. A lo largo de la década 1990-1999 se registraron precios promedio nominales inferiores a 20 dólares por barril (véase Gráfica 3).

Durante el año 2000 se registró una fuerte alza (57% con respecto a 1999), después siguieron dos años de reducción y leve estabilización de precios, para volver a la tendencia alcista a partir del 2003. El sexenio 2003-2008 constituye el período más largo de crecimiento sostenido de los precios del petróleo, con un promedio de crecimiento anual de 25%. El precio del petróleo pasó de 26,18 dólares a 99,67 dólares por barril (precio promedio nominal anual) entre 2002 y 2008, lo que equivale casi a una cuadruplicación desde 2002. Una revisión mensual muestra incrementos extraordinariamente altos durante los primeros siete meses de 2008, con variaciones interanuales de 95% en mayo y junio (comparado con los mismos meses



de 2007), y en julio se reporta el precio máximo de 145,31 dólares por barril. A partir de agosto, los precios empiezan a ceder hasta alcanzar un decrecimiento interanual de 56% en diciembre de 2008. En dicho mes, el precio promedio del WTI fue de 39,95 dólares por barril, cercano al promedio registrado en 2004. En el gráfico 3 se ilustra la evolución de los precios promedio diarios del WTI durante los últimos 11 años (período 1998-2008).



Gráfica 3. Precios spot y precios promedio anuales del crudo WTI, 1999-2008.

Fuente: Sistema de Información del Departamento de Energía de Estados Unidos.

El fuerte crecimiento del consumo petrolero ha estado asociado a la expansión de las actividades económicas, sobre todo por los consumos de China e India. Esa situación explica, de la misma forma, el aumento en los precios de las materias primas, también considerado como el más marcado del último siglo por su magnitud, duración, y por el número de productos cuyos precios se han elevado. El índice de precios de los productos básicos no petroleros alcanzó su nivel más alto en términos nominales; sin embargo, a diferencia de lo observado en el mercado petrolero, en términos reales, los precios de estos productos han quedado muy por debajo que los máximos registrados en los años setenta y a inicio de la década de los ochenta del siglo pasado.

Al igual que en crisis petroleras anteriores, la reciente muestra es el resultado de una demanda más dinámica y una menor capacidad de respuesta con respecto a la oferta petrolera, que está asociada a un rezago en inversiones, pero también es el resultado de tensiones geopolíticas y acciones y sucesos ocurridos en algunos de los principales países productores.



1.4- EFECTOS EN LA INDUSTRIA DERIVADA DE LAS CRISIS ENERGÉTICAS

El desarrollo del Sector Industrial ha seguido una historia paralela a la evolución de las fuentes de energía, no solamente porque este sector es el segundo mayor consumidor de energía, sino también porque una parte sustancial de esa energía primaria la consume como materia prima para conseguir sus productos transformados.

Algunos efectos de la crisis energética sobre el Sector Industrial han sido los siguientes:

- El encarecimiento de su materia prima y productos derivados como consecuencia de los aumentos bruscos del precio del petróleo.
- Incremento en los costos de los productos petroquímicos
- Modificación de la competitividad de los procesos
-

Esto ha llevado a tomar medidas que ayuden a contrarrestar estos efectos, las cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1. Medidas tomadas en la Industria derivadas de las crisis energéticas.

Fuente: Elaboración propia.

Tipo de medida	Descripción
Buscar diversificar las fuentes de energía	El incremento en la participación de tecnologías no fósiles, entre ellas las renovables, será un factor clave, para la sustentabilidad energética en el Sector Industrial. A través de nuevas tecnologías limpias y de fuentes renovables, se podrá diversificar la cartelera de generación eléctrica y disminuir la dependencia de combustibles fósiles.
Incrementar los niveles de eficiencia en el consumo de energía	Es indispensable promover e impulsar acciones dirigidas a incrementar la eficiencia en el consumo de energía en el Sector Industrial.
Reducir el impacto ambiental.	El sector industrial debe de disminuir el impacto ambiental de sus operaciones sobre el medio ambiente. Esto se puede lograr a través de la reducción de emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero y otros contaminantes, mediante el consumo de combustibles fósiles con menos contaminantes, como el gas natural o las energías limpias, además debe de haber un uso eficiente de los recursos naturales, como es el agua.

CAPÍTULO II

CAMBIOS TECNOLOGICOS EN LA REFINACIÓN DEL PETRÓLEO

Debido a la crisis energética la industria de refinación de petróleo actualmente está buscando oportunidades para reducir los costos de producción sin afectar negativamente la producción del producto o calidad, ya que ciertos precios energéticos han afectado negativamente sus ganancias.

Por tanto en base a la crisis que enfrentamos de energéticos, la inversión en tecnologías de energía eficiente y las prácticas de las mismas sería una opción exitosa para disminuir los costos de producción sin afectar negativamente la calidad del producto y/o servicio .Esto es especialmente importante, ya que las tecnologías de energía eficiente a menudo incluyen "beneficios adicionales", como el aumento de la productividad de la empresa. Además el consumo de energía es una fuente importante de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en la industria de refinación de petróleo, por lo que la mejora en la eficiencia energética es una atractiva oportunidad para reducir estas emisiones.

De modo que la eficiencia energética debe ser un componente importante en el Sector Industrial ya puede ser de bajo costo cuando no se requieren inversiones, pero aun cuando se requieren a largo plazo estas inversiones dan grandes beneficios sociales, económicos y ambientales en el Sector Industrial.



2.1 DEMANDA ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA EN MÉXICO

2.1.1 Consumo energético por sectores

El consumo energético se divide en cuatro sectores que se muestran en la Tabla 2, de los cuales el sector transporte se ubica como uno de los principales consumidores de energía, tanto a nivel mundial como en México con un porcentaje de participación de 48%, además de contar con un significativo potencial de ahorro de energía y de mitigación GEI.

Tabla 2. Consumo final energético por sectores.
Fuente: Balance Nacional de Energía 2010 SENER.

Consumo total 2010	100%
Residencial., comercial y público.	20
Gas licuado	38.4
Leña	28.5
Electricidad	27.8
Gas seco	4.1
Solar	0.7
Diesel	0.4
Querosenos	0.1
Transporte	48
Gasolinas	66.4
Diesel	26.3
Querosenos	5.0
Gas licuado	1.8
Combustóleo	0.2
Electricidad	0.2
Gas seco	0.0
Industrial	29
Gas seco	37.3
Electricidad	28.5
Coque de petróleo	10.1
Bagazo	6.8
Combustóleo	6.5
Diesel	4.0
Coque de carbón	3.2
Gas licuado	3.1
Carbón	0.5
Solar	0.0
Agropecuario	3
Querosenos	0.0
Gas licuado	4.4
Electricidad	21.5
Diesel	74.1



El Sector Transporte está compuesto por los vehículos de motor que transitan dentro del territorio nacional de acuerdo con su uso: traslado de pasajeros o de carga; y con cuatro modalidades: autotransporte, ferroviario (incluye transporte eléctrico), aéreo y marítimo. La industria en México ocupó el segundo lugar en el consumo energético, con una participación de 29%, mientras que el Sector Residencial fue el tercer consumidor de energía tanto a nivel mundial, con una participación de 24.4% en 2009, como a nivel nacional, con un consumo de 20% de la energía final total en 2010.

2.1.2 Sector Industrial

El Sector Industrial a nivel mundial, se caracteriza por ser uno de los mayores motores del desarrollo económico y uno de los principales consumidores de recursos energéticos. Según información de la AIE (Agencia Internacional de Energía), en 2009 el consumo final mundial de energía de la industria fue de 28%, lo cual lo convirtió en el sector con mayor consumo energético a nivel mundial y en uno de los mayores agentes generadores de emisiones de GEI.

En 2010 el consumo de combustibles del Sector Industrial fue 1,368.7 PJ, dando un crecimiento de 4.7% respecto a 2009 el cual tuvo un consumo de 1306.83 PJ.

En la Tabla 3 se identifican a las industrias con el mayor consumo energético, de acuerdo al Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte.

En la Tabla 4 se aprecia que el energético más usado en el Sector Industrial es el gas seco. Sin embargo debido a la aplicación de nuevas tecnologías con mayor eficiencia y más amigables con el ambiente el consumo de gas natural aumentara considerablemente en los próximos años.

La rama del Sector Industrial que es el mayor consumidor del gas natural es PEMEX petroquímica el cual representó 45.4% de la demanda total nacional en 2010.



Tabla 3. Consumo energético en el Sector Industrial (%).
Fuente: Balance Nacional de Energía 2010 SENER.

Tipo de rama	2009	2010
Siderurgia	13.21	13.33
Cemento	9.44	8.76
Azúcar	6.96	6.58
PEMEX Petroquímica	6.54	6.99
Química	6.27	6.30
Minería	5.01	4.93
Celulosa y papel	3.97	3.91
Vidrio	3.85	4.14
Cerveza y malta	1.39	1.39
Construcción	0.92	0.90
Aguas envasadas	0.92	0.94
Automotriz	0.74	0.73
Hule	0.56	0.54
Aluminio	0.31	0.28
Fertilizantes	0.29	0.28
Tabaco	0.03	0.03
Otras ramas	39.59	39.98
TOTAL	100	100



Tabla 4. Consumo energético de las principales ramas Industriales por tipo de energético (%). Fuente: Balance Energético Nacional 2010 SENER.

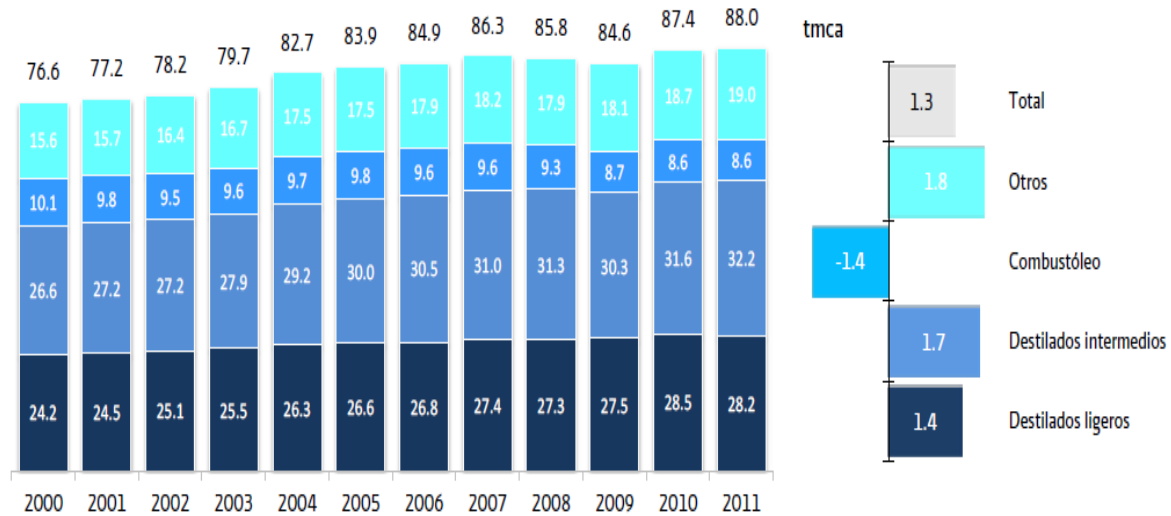
Tipo de rama / Tipo de Combustible	Tabaco	Fertilizantes	Aluminio	Hule	Automotriz	Aguas envasadas	Construcción	Cerveza y malta	Vidrio	Celulosa y papel	Minería	Química	PQ. PEMEX	Azúcar	Cemento	Siderurgia	Otras ramas
Carbón y coque de carbón	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	34.0	0.0
Bagazo de caña	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	90.7	0.0	0.0	1.1
Petrolíferos	1.7	4.8	1.3	29.0	9.5	50.1	83.9	35.5	8.5	18.2	20.9	13.5	0.7	8.9	72.8	4.5	20.1
Gas seco	52.8	81.2	31.7	46.2	19.5	25.9	0.0	49.3	81.7	58.9	48.4	64.4	99.3	0.0	7.2	48.5	29.5
Electricidad	45.5	14.0	67.0	24.8	71.0	24.0	16.1	17.2	9.8	22.9	28.9	22	0.0	0.4	15.4	12.9	49.2
Solar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.04

2.2 RETOS DE LA INDUSTRIA DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO

En los últimos años, en general se ha presentado una tendencia hacia crudos más pesados con un mayor contenido de azufre. Estos efectos varían para las diferentes regiones de cada país, pero en general ha sido evidente en los últimos 10 años. Esta tendencia probablemente continúe, y afectará a la mezcla de productos, necesidades de procesamiento y consumo de la energía de las refinerías, lo cual se traducirá en una mayor expansión de la capacidad de conversión de las refinerías.

Mientras que el tipo de petróleo crudo procesado está siendo cada vez más pesado y con un mayor contenido en azufre, la demanda de productos ligeros de petróleo sea aumentado.

En la gráfica 4 se muestra un aumento en la demanda de destilados más ligeros (gasolinas y naftas) y un decremento en la demanda de combustóleos como resultado de de la aplicación de políticas ambientales más estrictas, lo que derivó en su sustitución por el gas natural. Esto resultará en un aumento de la capacidad de hidrotreatmento en las refinerías de petróleo, así como procedimientos alternativos de desulfuración en el futuro.



Gráfica 4. Demanda mundial de petrolíferos (millones de barriles diarios), 2000-2011.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2012.

Al mismo tiempo, el desarrollo dinámico de la industria de refinación de petróleo se enfrenta a otros nuevos retos y direcciones. El aumento de precios de la energía y más volátiles afectará el resultado final de las refinerías, ya que mercados de productos derivados del petróleo, muestran márgenes cada vez menores.

De manera que estos factores junto con la necesidad de reducir las emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de las operaciones en una refinería, así como el aumento de las exigencias de seguridad impulsará a una mayor inversión y mejor selección en tecnologías de eficiencia energética. Por ejemplo, las actuales tecnologías de desulfuración y la conversión usan cantidades relativamente grandes de hidrógeno, como el hidrógeno es un producto de uso intensivo de energía, un mayor consumo de hidrógeno dará lugar a un mayor consumo de energía y gastos de operación, a menos que tecnologías más eficientes para la producción de hidrógeno y recuperación sean desarrolladas y aplicadas. A largo plazo, las nuevas tecnologías de desulfuración puede reducir la necesidad de hidrógeno.

Es importante mencionar que el aumento en la eficiencia del transporte, distribución y almacenamiento al igual que la optimización sus operaciones en los ductos existentes y en el sistema marítimo en las refinerías también pueden disminuir costos en la producción en las refinerías.



Tabla 5 Retos para la industria de refinación de petróleo. El orden en el cuadro no refleja un orden de prioridades. Fuente: ENERGY STAR

Desafío	Temas de clave
Seguridad	Los incidentes de seguridad, las refinerías ahora principalmente están ubicadas en zonas urbanizadas.
Medioambiente (ambiental)	Las emisiones de contaminantes atmosféricos de criterio (NOx, COV) y los gases de efecto invernadero.
Rentabilidad	Mercado de productos básicos, una mayor concentración de la industria
Calidad de combustible	Azufre, el MTBE de reemplazo
Materia prima	Aumento de la demanda de productos ligeros debido a la disminución de calidad de crudo.
Energía	Los costos de energía y gas natural

En el futuro de la refinación del petróleo habrá una gran necesidad de desarrollar nuevos catalizadores, diseños de reactores, biotecnologías para la desulfuración y mejorar la optimización y el control. Además aumentará el uso de gas natural como materia prima y para la generación de energía. Las refinerías del futuro se parecerán más a plantas químicas automatizadas que maximizarán el valor de los productos.



2.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REFINACIÓN DEL PETRÓLEO.

Una refinería moderna es un sistema muy complejo e integrado encargado de llevar a cabo la separación y transformación de petróleo crudo en una amplia variedad de productos, incluyendo los combustibles de transporte, aceites residuales combustibles, lubricantes, y muchos otros productos. El tipo más simple de refinería es una instalación en la que se separa el petróleo crudo en fracciones ligeras y pesadas a través del proceso de destilación.

Sin embargo refinerías modernas han desarrollado sistemas mucho más complejos e integrados en los que los compuestos de hidrocarburos no sólo son destilados sino que también se convierten y mezclan en una gama más amplia de productos. La estructura general de la industria de la refinería ha cambiado en los últimos años debido a una demanda creciente de productos más ligeros. Esto ha llevado a observar más refinerías complejas con un aumento en sus capacidades de conversión. El incremento de conversión no solo dará lugar a un aumento en el consumo específico de energía, sino que también producirá una mezcla de productos con un valor más alto.

En todas las refinerías, incluyendo pequeñas refinerías menos complejas, el petróleo crudo se destila primero, seguido por la conversión en las refinerías más complejas. Los procesos de destilación más importantes son la destilación atmosférica, y la destilación al vacío. Diferentes procesos de conversión están disponibles mediante procesos térmicos o catalíticos, por ejemplo, utilizando un reformador catalítico, se convierte la nafta pesada, producida en la unidad de destilación de crudo, a la gasolina, y la planta de desintegración catalítica convierte el destilado de la unidad de destilación de vacío a gasolinas, diésel y combustibles líquidos. Finalmente, todos los productos se pueden tratar para mejorar la calidad del producto (por ejemplo, la eliminación de azufre mediante un tratamiento con hidrógeno). Además los procesos tienen ciertos requerimientos a la entrada tales como la producción de hidrógeno, energía, vapor y asfalto.

Los lubricantes y otros productos especializados pueden ser producidos en lugares especiales.

Los procesos principales en la producción en las refinerías se muestran en la tabla 6, para una descripción más detallada de cada proceso véase el Anexo 1.



Tabla 6. Principales procesos en la refinación de petróleo. Fuente: Elaboración propia con información de la Prospectiva de Petrolíferos 2012-2016 SENER.

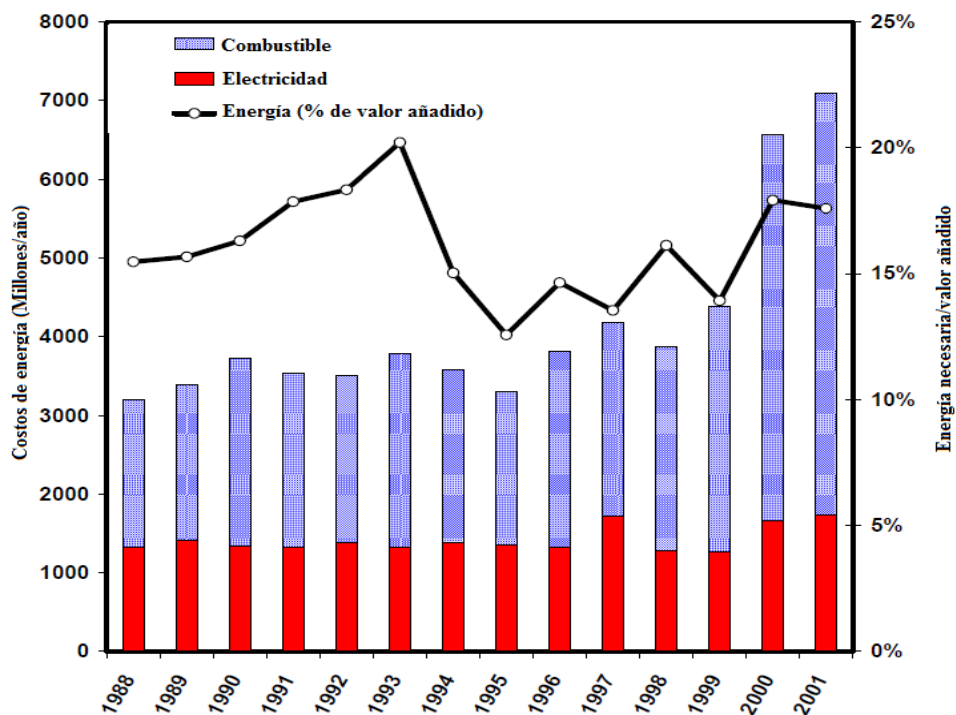
Proceso	Propósito
Desalinización	Disminuir el contenido de sal de los hidrocarburos, generalmente los petróleos crudos. Este proceso reduce la corrosión de los recipientes u otro tipo de instalaciones.
Destilación atmosférica	Separación en fracciones de la mezcla de hidrocarburos líquidos del petróleo crudo en componentes más específicos apoyándose para tal fin en su diferencia de temperatura de ebullición (o volatilidad).
Destilación al vacío	Extraer, del residuo atmosférico, el gasóleo usado como carga a las plantas de desintegración catalítica (FCC), así como las fracciones para la elaboración de los aceites lubricantes.
Desintegración catalítica (Cracker Catalítico Fluido FCC)	Descomponer las moléculas de hidrocarburos más grandes, pesadas o complejas en moléculas más ligeras y simples. La desintegración se lleva a cabo mediante la aplicación de calor y presión y, en técnicas más avanzadas, mediante el uso de catalizadores. La utilización de este proceso permite incrementar el rendimiento de gasolina y de otros productos importantes (gas seco, propano, propileno, butanobutileno, gasolinas, aceites cíclicos y decantados, etc.) que tienen aplicaciones diversas en la industria del petróleo.
Hidrotratamiento	Estabilizar catalíticamente los petrolíferos, además de eliminar los componentes contaminantes que contienen, haciéndolos reaccionar con hidrógeno a temperaturas comprendidas entre 315 y 430 °C a presiones que varían de 7 a 210 kg/cm ² , en presencia de catalizadores diversos, tales como óxidos de cobalto y molibdeno sobre alúmina (los más usados), así como el óxido o el tiomolibdato de níquel, sulfuros de tungsteno , níquel y óxido de vanadio
Reformador catalítico	Mejora de la calidad antidetonante de fracciones de la gasolina modificando la estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor se le conoce como reformación térmica y como reformación catalítica cuando se le asiste mediante un catalizador.
Hidrodeseintegración catalítica (Hydrocracker HCU)	Convertir el aceite combustóleo ligero en productos más ligeros en presencia de un catalizador e hidrogeno a altas presiones. Los principales productos son las naftas, diésel, etc.
Coquización	Incrementar la producción de destilados ligeros e intermedios por el craqueo térmico de moléculas de mayor peso molecular provenientes de la unidad de destilación atmosférica y la unidad de destilación al vacío, como subproducto se obtiene de este proceso se obtiene coque de petróleo.
Reducción de viscosidad	Obtener hidrocarburos de bajo peso molecular tales como gases, gasolina, gasóleos y residuo de baja viscosidad, a partir de residuos de vacío de alta viscosidad.
Alquilación	Combinación de una olefina con un hidrocarburo parafínico o aromático, en presencia de un catalizador. El proceso involucra la unión de propileno o butilenos con isobutano, en presencia de ácido fluorhídrico o sulfúrico como catalizador, para formar una isoparafina denominada alquilado ligero.
Isomerización	Proceso mediante el cual se altera el arreglo fundamental de los átomos de una molécula sin adherir o sustraer nada de la molécula original.



2.4 CONSUMO DE ENERGÍA EN UNA REFINERÍA

La industria de la refinación de petróleo es una de las industrias más grandes consumidoras de energía. El consumo de energía en una refinería varía con el tiempo debido a cambios en el tipo de crudo procesado, la mezcla de productos y la complejidad de la misma refinería, así como el contenido de azufre de los productos finales. Por otra parte, los factores operacionales como la utilización de la capacidad, las prácticas de mantenimiento, así como la antigüedad de los equipos afectan el uso de la energía en una refinería cada año.

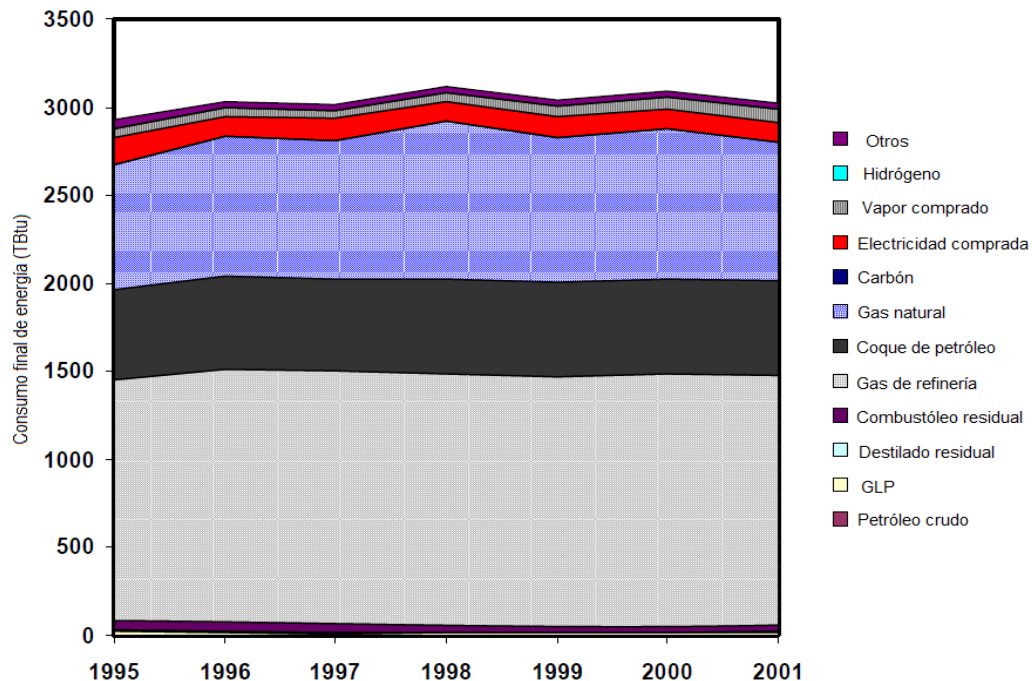
La gráfica 5 muestra la evolución en el gasto de energía de la industria de refinado de petróleo en los EE.UU. (excluye el valor de los combustibles generados en la refinería es decir, gas de refinería y coque) donde se aprecia un aumento constante de los gastos totales de la electricidad comprada y combustibles, lo cual es especialmente evidente en los últimos años. El valor agregado como proporción del valor de los envíos cayó a principios de 1990 y ha aumentado desde entonces aproximadamente el 20%. De igual forma muestra un aumento constante en los costos de combustible a diferencia de los costos de electricidad que son más o menos estables, lo que parece ser solo parcialmente causada por el aumento en la cogeneración.



Gráfica 5. Costos anuales en dólares de energía de las refinerías de petróleo de 1988-2001 de los combustibles comprados en los EE.UU. Fuente: ENERGY STAR.



Debemos de tomar en cuenta que los combustibles comprados pueden ser una parte relativamente pequeña de los costos totales de energía de una refinería.



Gráfica 6. Consumo anual de energía final de las refinerías de petróleo de Estados Unidos para el período 1995 - 2001. Los datos correspondientes a 1995 y 1997 contienen los valores estimados para el gas natural, el carbón, la electricidad y las compras de vapor.

Fuente: Petroleum Supply Annual y EIA.

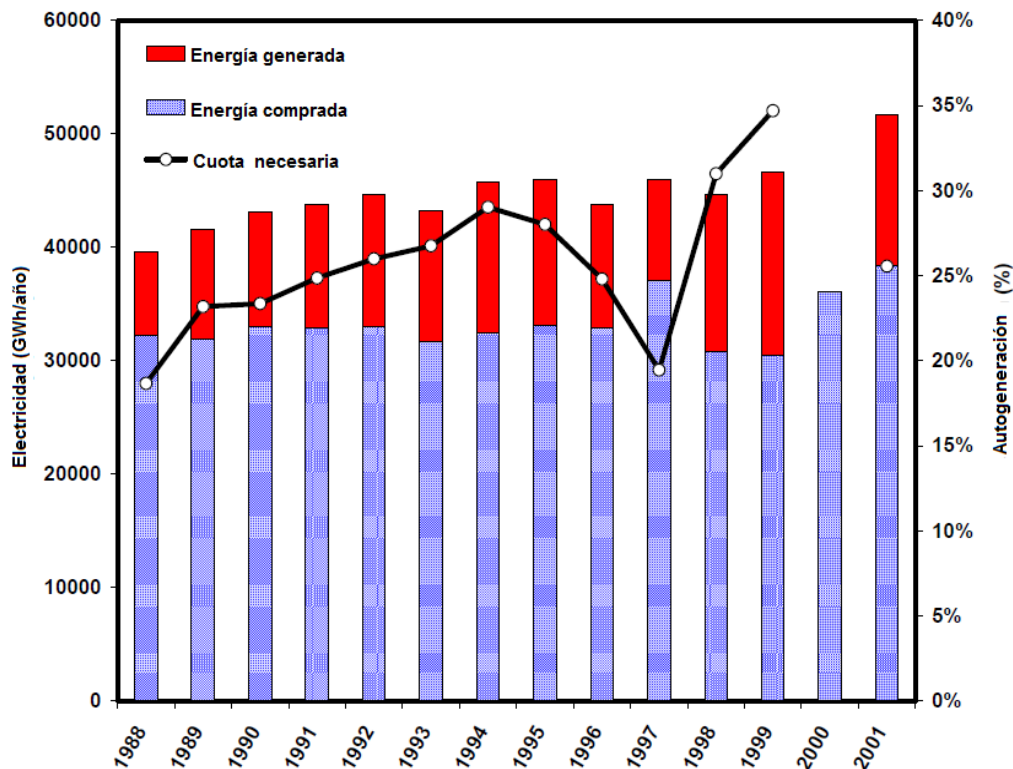
El consumo de energía en las refinerías alcanzó su punto máximo en 1998, y desde entonces ha disminuido ligeramente. En base a los datos publicados por la EIA, las tendencias de consumo de energía se calculan por el combustible desde 1995. En 2001, último año del que se dispone de datos, el consumo total de energía final se estima en 3.025 TBtu. El consumo de energía primaria se estima en 3.369 TBtu. La diferencia entre el consumo de electricidad primaria y final es relativamente bajo, debido a la pequeña proporción del consumo de electricidad en la refinería y la cantidad relativamente grande de producción propia de electricidad.

La gráfica 6 representa el consumo anual de energía de las refinerías de petróleo entre 1995 y 2001 y nos muestra que el consumo de energía ha permanecido básicamente plano, mientras que los volúmenes de producción y mezcla han cambiado, lo que sugiere fuertemente una mejora de la eficiencia energética de la industria en el mismo período.



Los principales combustibles utilizados en una refinería son el gas de refinería, gas natural y coque. El gas de refinería y coque son subproductos de los diferentes procesos. El coque se produce principalmente en los crackers, mientras que el gas de refinería es la fracción más ligera de la destilación y procesos de craqueo. El gas natural y la electricidad representan las mayores combustibles comprados en las refinerías. El gas natural se utiliza para la producción de hidrógeno, el combustible para la cogeneración de calor y electricidad, y como combustible suplementario en hornos.

La industria de refinación de petróleo es una de las mayores cogeneradoras en Estados Unidos, después de las industrias de la celulosa, el papel y química. En 1998, la cogeneración de la industria de refinación representaron casi el 13% de toda la electricidad cogenerada industrial (EIA, 2001). En 1999 la cogeneración aumentó a casi el 35% del uso total de electricidad. En 2001, la industria de refinación de petróleo genero alrededor de 13,2 TWh, lo que representa alrededor del 26% de toda la energía consumida en el lugar (EIA, 2002). La gráfica 7 muestra el desarrollo histórico de la generación de electricidad y compras en las refinerías de petróleo (datos de generación para el año 2000 no fueron reportados por el Censo de EE.UU.).



Gráfica 7. Compras de energía y generación de las refinerías de petróleo desde 1988-2001. En el eje de la derecha, la proporción de auto-generación se expresa como una función del consumo total de energía. Fuente: Censo de los EE.UU., Encuesta Anual de la Industria



La Tabla 7 presenta el balance de energía previsto para las refinerías de EE.UU en el año 2001. El cual es una estimación basada en datos disponibles al público, y se basa en varias suposiciones sobre la eficiencia y rendimientos de los procesos el consumo específico de energía, y datos de consumo de energía (publicados por la EIA y el departamento de energía de los EE.UU). El balance energético estimado coincide con los datos disponibles de consumo de energía de casi el 100% en una base de energía final, y casi el 98% sobre una base primaria de energía. El balance de energía para una refinería individual será diferente debido a las configuraciones de proceso.

Tabla 7. Balance estimado de energía para la Industria de refinación de petróleo de EE.UU 2001. Fuente: ENERGY STAR.

Procesos	Rendimiento	Combustible	Vapor	Electricidad	Final	Primario
	Millones de barriles / año ¹	TBtu	TBtu	GWh	TBtu ²	TBtu ³
Desalificador	5 313.3	0.2	0.0.	265.7	1.1	3.0
CDU	5 313.3	359.2	243.5	3613.0	687.8	714.0
VDU	2 416.7	115.5	126.1	845.8	282.1	288.3
Térmico	723.4					
Cracking		84.1	-10.5	4 485.3	85.8	118.3
FCC	1 885.4	108.2	0.5	7 013.8	132.8	183.7
Hidrocrqueo	507.2	68.5	36.9	5 680.7	135.9	177.1
Reformación	1166.0	206.1	101.3	3 416.3	349.4	374.1
Hidrotratamiento	3679.8	253.2	270.1	15 455.4	656.6	768.7
Desalinización	112.5	16.1	0.3	213.8	17.2	18.8
Alquilación	366.8	13.1	121.1	2 640.7	179.3	198.5
Aromáticos	97.2	11.7	4.1	291.5	18	20.1
Asfaltos	284.9	59.6	0.0.	740.7	62.1	67.5
Isómeros	204.3	90.3	39.9	398.3	143.5	146.4
Lubricantes	67.8	87.5	2.5	1 247.0	95	104.1
Hidrogeno	5,959	268.2	0.0.	893.9	271.2	277.7
Azufre	9.0	0.0	-81.2	108.5	-105.1	-104.3
Otros		0.0.	10.0	39.0	13.1	13.4
Sitio de proceso total utilizado		1 741	865	47 349	3 026	3 369
Compras		140.3	78.4	34187		
Sitio Generación			786.3			
Cogeneración ⁴			61.8	13162		
Caldera generación ⁵ combustibles de calderas		940.9	724.5			
Total de energía consumida		2 822	78	34 187	3 018	3 289

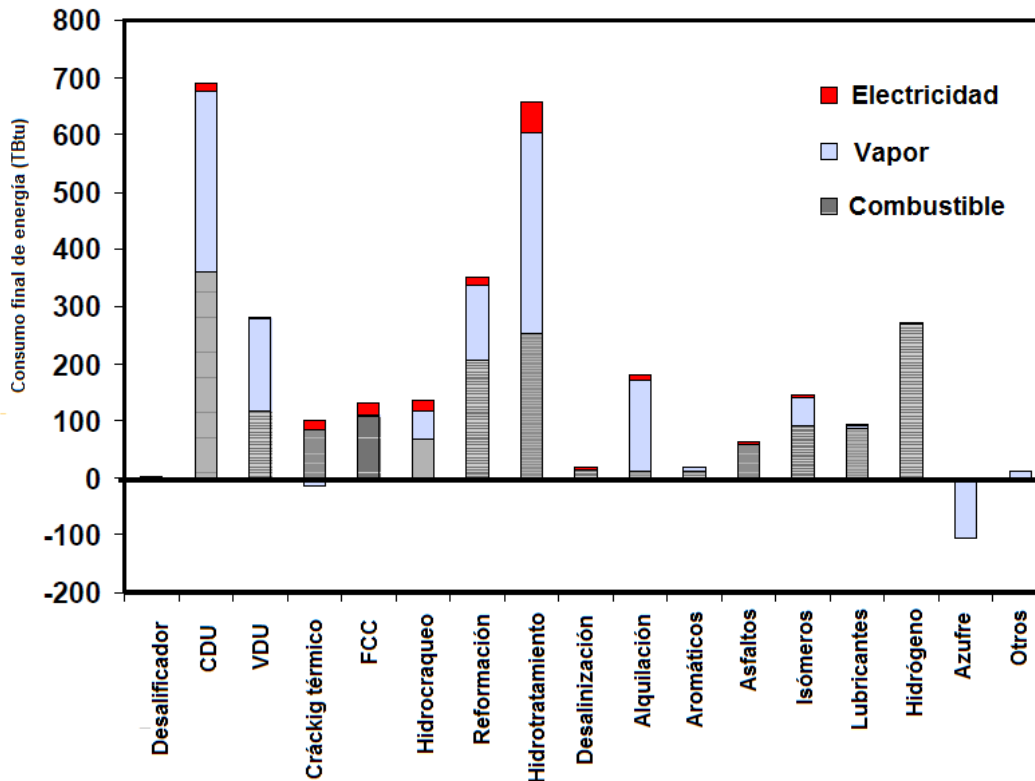
Notas:

1. La unidad es millón de barriles / año, con excepción de hidrógeno (millones de libras / año) y el azufre (en millones de toneladas / año).



2. El uso de combustibles final se calcula estimando el combustible de caldera utilizado para generar vapor.
3. El uso de combustible principal incluye el uso de combustible de calderas y combustibles primarios utilizados para generar electricidad.
4. La cogeneración se supone que en las grandes turbinas de gas de ciclo simple con una eficiencia eléctrica del 32%.
5. Rendimiento de la caldera se estima en un 77%.

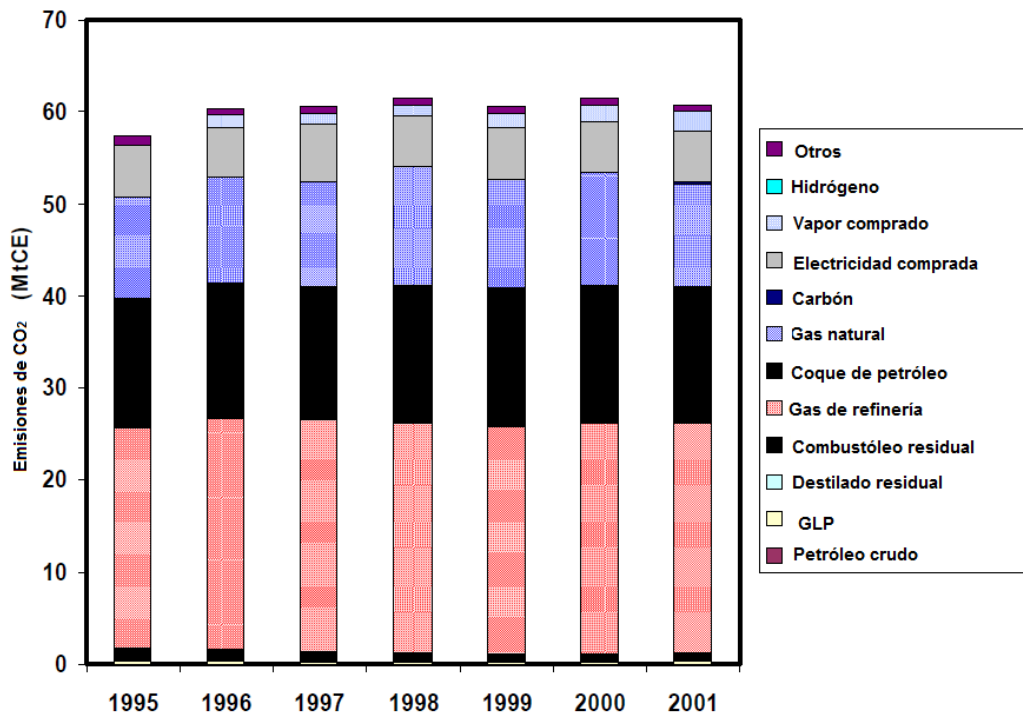
La gráfica 8 muestra que los procesos de mayor consumo de energía son de destilación atmosférica, seguido por el tratamiento con hidrógeno, reformación y destilación al vacío. Esto es seguido por una serie de procesos que consumen, una cantidad algo similar de energía, es decir, el craqueo térmico, craqueo catalítico, hidrocrqueo, la producción de alquilados, y la producción de isómeros.



Gráfica 8. Estimación del consumo de energía por proceso de refinado de petróleo. Se expresa como el consumo de energía primaria. La electricidad se convierte en combustible utilizando 10.666 Btu / kWh (equivalente a una eficiencia de 32% incluyendo pérdidas de transmisión y distribución). Todo el vapor se genera en calderas con una eficiencia del 77%.



El alto consumo de energía en las refinerías también conduce a emisiones considerables de gases de efecto invernadero. La gráfica 10 se centra en las emisiones de CO₂ debidas a la combustión de combustibles fósiles, aunque las emisiones de proceso de metano y otros gases de efecto invernadero pueden ocurrir en las refinerías. Su estimación de energía se basa en el consumo de combustible como se informó en el Suministro de Petróleo Anual de la Administración de Información de Energía, y los factores de emisión determinados por la Administración de Información de Energía de EE.UU. y la Agencia de Protección Ambiental. Las emisiones de CO₂ en 2001 se estiman en 222 millones de toneladas de CO₂. Esto es equivalente al 11,6% de las emisiones industriales de CO₂ en los Estados Unidos. En la gráfica 10 se presentan estimaciones de las emisiones de CO₂ (por combustible) para varios años recientes.



Gráfica 9. Estimación de las emisiones de CO₂ procedentes de la quema de combustible y el consumo de electricidad en las refinerías de petróleo de Estados Unidos. Los datos correspondientes a 1995 y 1997, incluye estimaciones para diferentes combustibles (por ejemplo, carbón, vapor y otros combustibles). Fuentes: EIA y EPA.

CAPÍTULO III

OPORTUNIDADES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UNA REFINERÍA.

Una gran variedad de oportunidades existen dentro de las refinerías de petróleo para reducir el consumo de energía mientras se mantiene o mejora de la productividad de la planta. Los estudios realizados por varias empresas en las industrias de refinación de petróleo y petroquímica han demostrado la existencia de un importante potencial de mejora de la eficiencia energética en casi todas las instalaciones. Datos de benchmarking competitivo indican que la mayoría de las refinerías de petróleo pueden mejorar económicamente la eficiencia energética en un 10-20%. Este potencial de ahorro asciende a ahorros de costos anuales de millones a decenas de millones de dólares para una refinería, en función de la eficiencia y el tamaño actual. Mejorar la eficiencia energética puede resultar en beneficios colaterales que superan con creces el ahorro de costos energéticos, y puede conducir a una reducción absoluta de las emisiones.

Las principales áreas de mejora de la eficiencia energética son servicios (30%), calentadores disparados (20%), optimización de procesos (15%), los intercambiadores de calor (15%), el motor y las aplicaciones de motor (10%) y otras áreas (10%). De estas áreas, la optimización de los servicios, intercambiadores de calor y calentadores a fuego directo ofrecen una oportunidad de mejora con menor inversión. Las experiencias de varias compañías petroleras han demostrado que la mayoría de las inversiones son relativamente modestas, sin embargo todos los proyectos requieren costos de operación y recursos de ingeniería para el desarrollo y ejecución, por lo que cada refinería y planta son diferentes.

Los cambios tecnológicos en los equipos para conservar energía, el comportamiento y la actitud del personal tienen un gran impacto en la mejora de la eficiencia. El personal debe tener las habilidades adecuadas (actitud, responsabilidad, conocimientos técnicos, etc.) para cumplir con el enfoque de la compañía en cuanto a eficiencia energética se refiere. El personal en todos los niveles debe ser consciente del consumo energético para impactar en los resultados globales de eficiencia energética, ya que a menudo se dejan de lado las actividades que aunque pequeñas pero continuas durante periodos específicos de tiempo generan considerables logros en los objetivos (actividades como apagar las luces o seguir los procedimientos de trabajo).



La tabla 8 muestra las posibles áreas de mejora clasificadas por tecnologías en los principales procesos de las refinerías. La última columna resume los calentadores e iluminación en un solo rubro (servicios).

Proceso	Gestión de la Energía	Llamarada de recuperación de gas	Recuperación de energía	Calderas	Distribución de vapor	Intercambiador de calor	Proceso de Integración	Procesos de calor	Destilación	Gestión de hidrogeno.	Motores	Bombas	Compresores de aire	Ventiladores	Iluminación	Cogeneración	Otras oportunidades
Desalinización	•											•					
Destilación atmosférica	•	•			•	•	•	•	•		•	•		•			
Destilación al vacío	•				•	•	•	•	•					•			
Hidrotratamiento	•				•	•	•	•	•	•				•			
Reformador catalítico	•	•			•	•	•	•	•	•				•			
Desintegración catalítica	•	•	•		•	•	•	•	•					•			
Hidrocrackeo	•	•	•		•	•	•	•	•	•				•			
Coquización	•	•			•	•	•	•	•					•			
Viscorreductor	•	•			•	•	•	•	•					•			
Alquilación	•				•	•	•	•	•								
Ligeros finales	•				•	•	•		•								
Aromáticos	•				•	•	•	•	•								
Hidrogeno	•				•	•	•	•		•				•			
Servicios	•	•	•	•	•	•	•			•			•	•	•	•	•

Tabla 8. Matriz de oportunidades de eficiencia energética en refinerías de petróleo.
Fuente: ENERGY STAR.

De todas las oportunidades de eficiencia energética que se muestran en la tabla 8 nos enfocaremos solamente en la distribución de vapor, motores, y bombas debido a que estos equipos son aquellos que consumen más energía en una refinería.



3.1 GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE VAPOR.

Se estima que un 30% del consumo total de la energía en sitio es utilizado en forma de vapor en todas las refinerías. El vapor puede generarse a través de la recuperación del calor residual de los procesos, la cogeneración y calderas. En la mayoría de las refinerías, el vapor será generado por las tres fuentes antes mencionadas, aunque en algunas refinerías (más pequeñas) no tienen equipo de cogeneración instalado. Mientras que el tamaño exacto y el uso de un sistema de vapor moderno varían mucho, hay un patrón general que los sistemas de vapor siguen, como se muestra en la Figura 1.

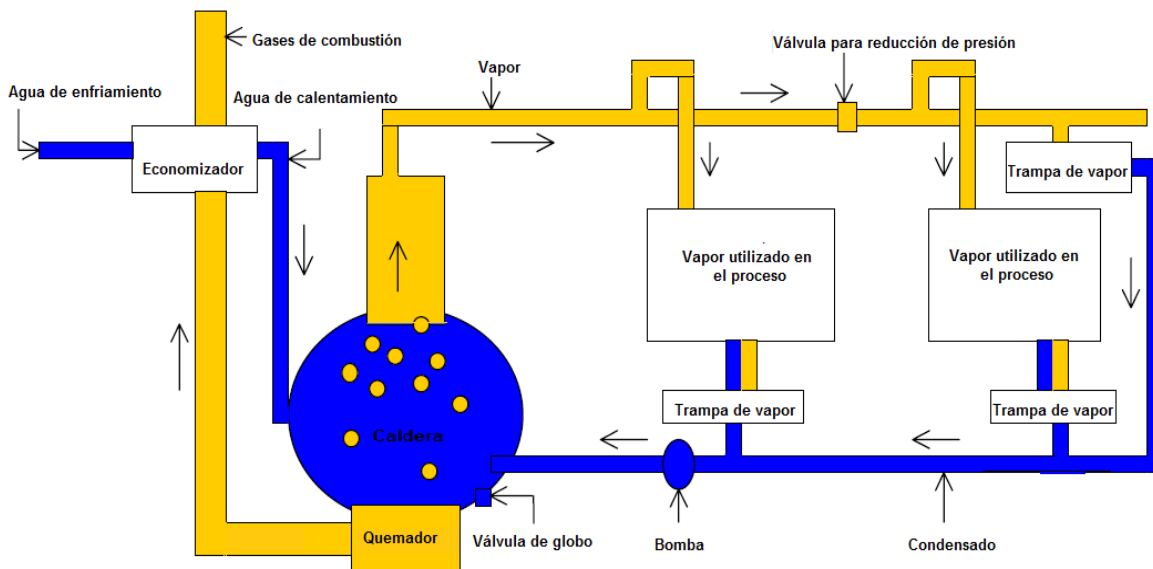


Figura 1. Presentación esquemática de un sistema de producción y distribución de vapor.

Fuente: ENERGY STAR

La figura 1 muestra una presentación esquemática de un sistema de generación y distribución de vapor a partir de agua de enfriamiento alimentada a la caldera. El agua de alimentación requiere de un tratamiento químico para eliminación de impurezas ya que de otro modo dichas impurezas se acumularían en las paredes de la caldera. A pesar de que el agua de alimentación ha sido tratada, algunas impurezas aún permanecen y se acumulan en el agua de la caldera. Como resultado, el agua se drena periódicamente desde la parte inferior de la caldera en un proceso conocido como purga.



El vapor generado se desplaza a lo largo de las tuberías del sistema de distribución hasta llegar a los procesos que así lo requieren. El vapor se condensa debido al enfriamiento que sufre por las distancias recorridas en el sistema de distribución, este condensado se controla mediante una trampa de vapor y puede ser recirculado a la caldera evitando así la necesidad de alimentar más agua de enfriamiento.

La recuperación de condensado y purgas también reducen los costos de tratamiento del agua de alimentación de caldera.

La industria de refinación del petróleo utiliza el vapor para una gran variedad de propósitos como calentamiento, secado, craqueo a vapor y destilación. Es posible mejorar la eficiencia de la generación y distribución del vapor independientemente de cual sea el uso o la fuente. Estudios realizados por el Departamento de Energía de EE.UU. estima que el potencial global de ahorro de energía en las refinerías de petróleo es mayor al 12% (Energy Star, 2005, p. 37).

Se estima que la generación de vapor, la distribución y la cogeneración ofrecen las más rentables oportunidades de eficiencia energética a corto plazo.

El vapor, al igual que cualquier otro portador de energía secundaria, es caro de producir y suministrar. El uso de vapor debe ser cuidadosamente considerado y evaluado. A menudo se genera vapor a presiones y volúmenes más grandes de los necesarios. Estas ineficiencias pueden conducir a los sistemas de vapor a tener que reducir la presión o ventilar el vapor a la atmósfera. Algunas recomendaciones para el uso eficiente del vapor son:

- Evaluar los niveles de presión y producción apropiados en los sistemas de generación y distribución de vapor.
- Si no es posible reducir la presión de vapor alcanzada en la generación del mismo, es posible recuperar la energía a través de un turboexpansor o turbina de vapor de expansión.
- Los procesos de integración y un mejor manejo de los flujos de vapor en las refinerías ayudan a reducir el exceso de producción de vapor.
- Enviar la cantidad de vapor adecuada basándose en las pérdidas de las turbinas de vapor



Medidas para mejorar la eficiencia de calderas.

1.-Preparación de agua para la alimentación de la caldera. Dependiendo de la calidad del agua de entrada, el agua de alimentación de caldera necesita ser tratada previamente en un grado variable. Varias tecnologías se pueden utilizar para limpiar el agua. Una nueva tecnología se basa en el uso de membranas. En la ósmosis inversa, al agua pre-filtrada se le aumenta la presión al hacerla pasar a través de una membrana semipermeable. La ósmosis inversa y otras tecnologías de membrana se utilizan cada vez más en el tratamiento del agua. Los procesos de membrana son muy fiables, pero es necesario una limpieza semestral y sustitución periódica para mantener el rendimiento.

2.- Mejor control del proceso. Los monitores de gas de combustión se utilizan para mantener una temperatura óptima de la llama, y para supervisar el CO, oxígeno y las evacuaciones de humo. El contenido de oxígeno del gas de escape es una combinación de exceso del aire (que es introducido deliberadamente para mejorar la seguridad o reducir las emisiones) y la infiltración de aire (fuga de aire en la caldera). Mediante la combinación de un monitor de oxígeno con un monitor de flujo de aire de admisión, es posible detectar pequeñas fugas. Usando una combinación de lecturas de CO y oxígeno, es posible optimizar la mezcla de combustible / aire para la llama de alta temperatura (y por lo tanto mejorar eficiencia energética) y mantener bajas emisiones. La recuperación de la inversión de control del proceso es de aproximadamente 0,6 años (Energy Star, 2005, p. 38).Esta medida puede ser demasiado cara para calderas pequeñas.

3.- Reducir la cantidad de gases de combustión. A menudo, los excesivos gases de combustión procedentes de fugas en la caldera y la chimenea, reducen el calor transferido al vapor, y aumentan los requerimientos de bombeo. Estas fugas suelen ser fáciles de reparar. Esta medida consiste en una reparación periódica basada en la inspección visual y puede ahorrar de 2-5% (Energy Star, 2005, p. 38).

4.- Reducir el exceso de aire. Cuanto más aire se utiliza para quemar el combustible, más calor se pierde en el aire de calefacción. Aire ligeramente superior a la estequiometría ideal de la relación combustible / aire es requerido para la seguridad, y para reducir las emisiones de NOx, y depende del tipo de combustible. Para calderas de gas y gasóleo, aproximadamente el 15% de exceso de aire es adecuada. Calderas con mantenimiento deficiente pueden tener hasta un 140% de exceso de aire. (Energy Star, 2005, p. 38).La reducción de este regreso a un 15%, incluso sin control automático continuo ahorraría un 8%.

5.- Mejorar el aislamiento. Existen materiales que aíslan mejor ya que tienen una conductividad térmica menor. Ahorros de entre el 6 y el 26% se pueden lograr si los



aislamientos se mejoran y se combinan con los circuitos de control de mejora en los calentadores. Este control mejorado se requiere para mantener el intervalo de temperatura de salida de en los sistemas refractarios antiguos. Como resultado de que la conductividad térmica en las fibras cerámicas es baja, la temperatura de salida es más vulnerable a las fluctuaciones de temperatura en los equipos de calentamiento. Las pérdidas en la carcasa deben ser menores al 1% cuando se tiene un buen mantenimiento.

6.-Mantenimiento. Un programa de mantenimiento simple para asegurar que todos los componentes de la caldera están funcionando al máximo rendimiento puede resultar en ahorros considerables. En ausencia de un sistema de un buen mantenimiento, los quemadores y sistemas de retorno de condensado pueden desgastarse o salirse del ajuste. Estos factores pueden terminar costando a un sistema de vapor del 20 al 30% de la eficiencia inicial a lo largo de 2-3 años. En promedio, los ahorros de energía posibles se estiman en un 10% (Energy Star, 2005, p. 38). Además mejorar del mantenimiento también puede reducir la emisión de contaminantes críticos atmosféricos.

Las obstrucciones en las chimeneas y quemadores deben ser controladas. Las incrustaciones son más de un problema de las calderas alimentadas con carbón que con las alimentadas con gas natural o con los combustóleos. Las pruebas muestran que una capa de hollín de 0,03 pulgadas (0,8 mm) reduce la transferencia de calor en un 9,5%, mientras que una capa de hollín 0,18 pulgadas (4,5 mm) reduce la transferencia de calor en un 69%. Para una capa de hollín de 0,04 pulgadas (1 mm) de acumulación puede aumentar el consumo de combustible en un 2%.

7.-Recuperar el calor de los gases de combustión. El calor de los gases de combustión puede ser utilizado para precalentar el agua de alimentación de caldera en un economizador. Aunque esta medida es bastante común en grandes calderas, todavía hay más potencial. El factor limitante para la recuperación de calor de combustión del gas es la temperatura de la pared del economizador que no debe caer por debajo del punto de condensación de ácidos en el gas de combustión. Tradicionalmente esto se hace manteniendo los gases de combustión a una temperatura significativamente por encima del punto de rocío del ácido. Sin embargo, la temperatura de la pared del economizador es más dependiente de la temperatura del agua de alimentación que de la temperatura del gas de combustión debido a que el coeficiente de transferencia de calor del agua es mayor. Como resultado, tiene más sentido precalentar el agua de alimentación cerca del punto de rocío del ácido antes de que entre en el economizador. Esto permite que el economizador sea diseñado de modo que el gas de combustión que sale del economizador este apenas por encima del punto de rocío ácido. Un porcentaje del combustible es ahorrado por cada 25 ° C de reducción en la temperatura del gas de escape. Puesto que las temperaturas del gas de



escape son ya bastante bajos, lo que limita ahorros a 1% en todas las calderas, con una recuperación de 2 años.

8.- Recuperar el vapor de purga. Cuando el agua se impulsa desde el depósito de la caldera de alta presión, la reducción de la presión a menudo produce cantidades sustanciales de vapor. Este vapor es de bajo grado, pero puede ser utilizado para la calefacción y el precalentamiento del agua de alimentación. Para las grandes calderas de con presiones altas, las pérdidas pueden ser menores del 0,5%. Se estima que esta medida puede ahorrar un 1,3% del consumo de combustible en las calderas por debajo de 100 MMBtu / hr (aproximadamente el 5% de toda la capacidad de la caldera en las refinerías). El periodo de recuperación de recuperación de esta medida puede variar entre 1 y 2,7años (Energy Star, 2005, p. 39).

Tabla 9. Resumen de las medidas de eficiencia energética en calderas.

Fuente: ENERGY STAR.

Medidas	Ahorro de combustible	Periodo de recuperación(años)	Otros beneficios
Mejorar el control de procesos	3%	0.6	Reducción de emisiones
Reducción de la cantidad de gases de combustión	2-5%	-	Controles de emisión más económicos
Reducir el exceso de aire	1% de mejora para cada una de aire 15% menos exceso	-	
Mejorar el aislamiento	6-26%	?	Calentamiento más rápido
Mantenimiento de la caldera	10%	0	Reducción de emisiones
Recuperación de calor de los gases de combustión.	1%	2	
Recuperación de calor de vapor de purga	1.3%	1-2.7	Reducción de daños en las estructuras (menos aire húmedo es menos corrosivo).
Combustibles alternativos	Variable	-	Reducir la corriente de residuos sólidos en el costo de las emisiones de aire creciente



9.- Reducir las pérdidas de reserva. En las refinerías a menudo una o más calderas se mantienen en reserva en caso de fallo del funcionamiento de la caldera principal. La producción de vapor en posición de espera puede reducirse prácticamente a cero mediante la modificación del quemador, el suministro de aire de combustión y el suministro de agua de alimentación de caldera. Mediante la instalación de un sistema de control automático las calderas pueden alcanzar su plena capacidad en un rango de 12 minutos. La instalación del sistema de control y la modificación de la caldera pueden resultar en un ahorro de energía de hasta 85% de la caldera de espera, dependiendo del patrón de uso de la caldera.

Distribución de vapor.

Cuando se diseñan nuevos sistemas de distribución de vapor, es muy importante tener en cuenta la velocidad y la caída de presión. Esto reduce el riesgo de sobredimensionar la tubería del vapor, que no solo es una cuestión de aumento en los costos, sino que también, nos ocasionaría pérdidas de calor más altas. Por el contrario una tubería demasiado pequeña puede conducir a la erosión y aumentan la caída de presión. Las instalaciones y la demanda de vapor cambian con el tiempo, lo que puede provocar una mala capacidad de distribución de vapor, y pérdidas de calor adicionales. Sin embargo, puede ser demasiado caro optimizar el sistema para nueva demanda de vapor. Aunque, la comprobación de líneas de distribución de excedentes y detenerlas es una forma costo-efectiva para reducir las pérdidas de distribución de vapor. Otras medidas de mantenimiento para los sistemas de distribución de vapor se describen a continuación.

1.- Mejorar el aislamiento. Esta medida puede ser el uso de más material aislante, realizar un análisis cuidadoso del material de aislamiento adecuado. Factores cruciales en la elección de material aislante incluyen: baja conductividad térmica, la estabilidad dimensional bajo el cambio de temperatura, resistencia a la absorción de agua y resistencia a la combustión. Otras características de material aislante también pueden ser importantes dependiendo de la aplicación, por ejemplo, la tolerancia a grandes variaciones de temperatura y de vibración del sistema, y resistencia a la compresión donde el aislamiento soporta la carga. Mejorar el aislamiento existente de los sistemas de distribución de calor ahorraría un promedio de 3-13% en todos los sistemas, con un periodo de recuperación promedio de 1,1 años (Energy Star, 2005, p. 40).

2.- Mantener el aislamiento. Se encuentra a menudo que después de las reparaciones, el aislamiento no se sustituye. Además algunos tipos de aislamiento se vuelven frágiles, o se pudren. Como resultado, se puede ahorrar energía por un sistema de inspección y mantenimiento. Ahorro de energías exactas y períodos de amortización variará según la situación específica de la planta.



3.- Mejorar trampas de vapor. Usando modernos elementos termostáticos, las trampas de vapor pueden reducir el consumo de energía al tiempo que mejoran su fiabilidad. Las principales ventajas ofrecidas por estas trampas son que se abren cuando la temperatura está muy cerca, purgan los gases no condensables a la del vapor saturado (a menos de 2 ° C) después de cada apertura, y están abiertos en el arranque para permitir un sistema de vapor de rápido calentamiento. Estas trampas son también muy fiables, y se puedan utilizar para una amplia variedad de presiones de vapor. El ahorro de energía puede variar dependiendo de las trampas de vapor instaladas y el estado de mantenimiento.

4.- Mantener el buen funcionamiento de las trampas de vapor. Un programa sencillo de chequeo para las trampas de vapor que ayude a asegurar su buen funcionamiento puede ahorrar cantidades significativas de energía. Si las trampas de vapor no son regularmente monitoreadas, de un 15 al 20% de las trampas puede estar funcionando mal. En algunas plantas, el 40% de las trampas de vapor estaban funcionando mal. El ahorro de energía para un sistema regular de control trampas de vapor y el mantenimiento de seguimiento se estima en hasta un 10%, con un plazo de amortización de 0,5 años. (Energy Star, 2005, p. 41) Esta medida ofrece una recuperación rápida, pero a menudo no se implementa debido a los costos de mantenimiento y energía por separado presupuestado.

5.- Monitorear trampas de vapor automáticamente. La colocación de monitores automatizados para trampas de vapor en combinación con un programa de mantenimiento puede ahorrar aún más energía, sin un significativo costo añadido. Este sistema es una mejora sobre el mantenimiento común de las trampas de vapor , porque proporciona un aviso más rápido del mal funcionamiento o fallas de estas. Con control automático se estima que se ahorraría un 5% adicional sobre el mantenimiento de trampas de vapor, con un retorno de la inversión de un año. Los sistemas que son capaces de implementar el mantenimiento en las trampas de vapor, también es probable que sean capaces de implementar el seguimiento automático. En promedio, el 50% de los sistemas todavía pueden implementar la supervisión automática en trampas de vapor.

6.- Reparación de fugas. Al igual que con las trampas de vapor, las tuberías de distribución propios suelen tener fugas que pasan desapercibidos sin un programa de inspección y mantenimiento regular. Además de ahorrar hasta un 3% de los costos de energía para la producción de vapor, que tiene un programa puede reducir la probabilidad de tener que reparar fugas importantes. En promedio, la reparación de fugas tiene un período de amortización de 0,4 años (Energy Star, 2005, p. 41).



7.- Recuperar el vapor flash. Cuando una trampa de vapor purga el condensado de un sistema de distribución de vapor presurizado a la presión ambiente, se produce vapor flash. Este vapor puede ser utilizado para la calefacción o el precalentamiento del agua de alimentación. El potencial para esta medida es extremadamente dependiente de sitio, ya que es poco probable que un productor desee construir un sistema completamente nuevo de tuberías para el transporte de este vapor de bajo grado a lugares en los que pueden ser utilizados, a menos que pueda ser utilizado cerca de las trampas de vapor. Por lo tanto, el ahorro es fuertemente dependiente sitio. Muchos sitios utilizan múltiples sistemas de presión de vapor. En este caso, el vapor formado a partir de flash de alta presión de condensación se puede dirigir a los sistemas de presión reducida. Vulcan Chemicals en Geismar (Louisiana) implementó un proyecto de recuperación de vapor flash en uno de los procesos en su planta química. El proyecto recupera el 100% del vapor flash y dio lugar a ahorros de energía neta de 2,8% (Energy Star, 2005, p. 41)

Tabla 10. Resumen de las medidas de eficiencia energética en los sistemas de distribución de vapor. Fuente: ENERGY STAR

Medida	Ahorro de combustible	Periodo de la recuperación de la inversión (años)	Otros beneficios
Mejorar el aislamiento	3-13%	1.1	
Mejorar las trampas de vapor	Desconocido	Desconocido	Mayor fiabilidad
Mantenimiento de trampas de vapor	10-15%	0.5	
Monitoreo automático de trampas de vapor	5%	1	
Reparación de fugas	3-5%	0.4	Menor necesidad de reparaciones mayores
Flash recovery steam/retorno del condensado	83%	Desconocido	Reducción de costos en tratamientos de agua
Retorno de condensado solo	10%	1.1	Reducción de costos en tratamientos de agua



8.- Retorno de condensado. Reutilizando el condensado caliente en la caldera se ahorra energía y reduce la necesidad de alimentación de agua tratada en una caldera. Los ahorros sustanciales en los costos de energía y los costos de los productos químicos comprados hacen que la construcción de un sistema de tuberías de retorno sea atractiva. Esta medida ya se ha implementado en la mayoría de los lugares en los que es fácil de lograr. El cuidado tiene que ser llevado a diseñar el sistema de recuperación para reducir las pérdidas de eficiencia. Máximo ahorro de energía se estima en un 10% con un retorno de la inversión de 1,1 años para aquellos sitios sin o con insuficiente retorno de condensado. Un beneficio adicional de la recuperación de condensado es la reducción de la velocidad de flujo de purga de agua de alimentación de la caldera porque calidad ha aumentado.

3.2 MOTORES

Los motores eléctricos se utilizan en toda la refinería, y representan más del 80% del uso total de energía eléctrica en una refinería. Las principales aplicaciones son las bombas (60% de todo el uso del motor), compresores de aire (15% de todo el uso del motor), ventiladores (9%), y otras aplicaciones (16%). En esta sección se describen oportunidades de eficiencia energética para motores en general dentro de una refinería.

El uso de un "enfoque sistémico" que se ve en todo el sistema motor (bombas, compresores, motores y ventiladores) para optimizar la oferta y la demanda de servicios energéticos a menudo produce la mayor cantidad de ahorros. Por ejemplo, en el bombeo, un enfoque de sistemas analiza tanto la oferta como de la demanda y cómo interactúan, cambiando el enfoque del análisis de componentes individuales con el rendimiento total del sistema. Las medidas citadas a continuación reflejan aspectos de este enfoque de sistema tales como la velocidad y la carga del juego (variadores de velocidad), el dimensionamiento del sistema correctamente, así como actualizar los componentes del sistema. Sin embargo, para el ahorro y el rendimiento óptimo, el enfoque de sistemas es recomendable.

Dimensionamiento de motores. Los motores que son de tamaño inapropiado resultan en pérdidas de energía innecesarias. Cuando los picos de carga se pueden reducir, el tamaño del motor también se puede reducir. Corregir el sobredimensionado del motor ahorra un 1,2% de su consumo de electricidad (en promedio para la industria de los EE.UU.), y porcentajes aún mayores para los pequeños motores (Energy Star, 2005, p. 56).

Mayores motores de eficiencia. Los motores de alta eficiencia reducen las pérdidas de energía a través de un mejor diseño, mejores materiales, tolerancias más estrechas y mejores técnicas de fabricación. Con una instalación adecuada, los motores eficientes en



energía tienen menos pérdidas de calor y por lo tanto tienen mayores factores de servicio, mayor soporte y aislamiento de la vida y menos vibraciones.

Típicamente, los motores de alta eficiencia son económicamente justificados cuando el intercambio de un motor necesita ser reemplazado, pero no son económicamente viables cuando se reemplaza un motor que todavía está trabajando. Comúnmente, los motores tienen una tasa de fracaso anual que varía entre 3 y 12%. La recuperación de la inversión para los motores individuales varía en función del tamaño, el factor de carga y el tiempo de ejecución. Los mejores ahorros se consiguen en motores en marcha durante largas horas con cargas elevadas. Al reemplazar y retirar motores, los reembolsos son típicamente en menos de un año a partir solo del ahorro de energía.

Para ser considerado un motor eficiente en los Estados Unidos, un motor debe satisfacer los criterios de rendimiento publicados por la NEMA. Sin embargo, la mayoría de los fabricantes ofrecen líneas de motores que superan significativamente a los criterios definidos por NEMA.

NEMA y otras organizaciones han creado el "Motor Matter Decisiones" (Motor Decisions Matter) de la campaña de comercialización aprobado por NEMA Premium motores eficientes en la industria (NEMA, 2001). Incluso estos motores de eficiencia Premium pueden tener un bajo periodo de recuperación. Según datos de la CDA, la actualización de los motores de alta eficiencia, en comparación con los motores que alcanzan la eficiencia mínima según lo especificado por la Ley de política energética, tienen reembolsos de menos de 15 meses para los motores de 50 hp (Energy Star, 2005, p. 57). Debido a la rápida amortización, por lo general tiene sentido no sólo para comprar un motor eficiente de energía, sino también para comprar el motor más eficiente disponible.

La sustitución de un motor estándar por un motor de alta eficiencia es a menudo una mejor opción que un motor de rebobinado. Ya que los motores rebobinados actualmente no tienen estándares de calidad y eficiencia. Para evitar las incertidumbres en el rendimiento del motor, un nuevo motor de alta eficiencia se puede comprar en vez de uno rebobinado.

Factor de potencia. Las cargas inductivas tales como transformadores, motores eléctricos y de iluminación HID pueden causar un bajo factor de potencia. Un factor de potencia bajo puede resultar en mayor consumo de energía, y por lo tanto el aumento de los costos de electricidad. El factor de potencia puede ser corregido mediante la minimización de ralentí de los motores eléctricos, evitando el funcionamiento de los equipos durante su tensión nominal, en sustitución de los motores estándar por motores energía eficiente y la



instalación de condensadores en el circuito de CA para reducir la magnitud de la potencia reactiva en el sistema.

Desequilibrio de tensión. El desequilibrio de voltaje degrada el rendimiento y reduce la vida útil de los motores trifásicos. Un desequilibrio de tensión provoca un desequilibrio de corriente, lo que se traducirá pulsaciones de par, el aumento de vibración y tensión mecánica, aumento de las pérdidas, el recalentamiento del motor reduciendo la vida de un motor. Desequilibrios de tensión pueden ser causados por fallos en los equipos de corrección, desequilibrado banco de transformadores o de circuito abierto. Se recomienda que el desequilibrio de tensión en los terminales del motor no exceda de 1%. Hasta un 1% de desequilibrio reducirá la eficiencia del motor en funcionamiento a carga parcial. Si el desequilibrio se incrementaría a 2,5%, la eficiencia del motor también disminuirá en funcionamiento a plena carga.

Mediante el control periódico de las tensiones en los bornes del motor y el uso anual de inspecciones termográficas de motores, el desequilibrio de voltaje puede ser identificado. Además, se debe asegurar que las cargas monofásicas se distribuyan uniformemente e instalar indicadores de falla a tierra. Otro indicador de un desequilibrio de voltaje es una vibración de 120 Hz (Energy Star, 2005, p. 57).

Variadores de velocidad. Los variadores de velocidad mejoran la velocidad de acuerdo a los requisitos de las operaciones de carga del motor. El uso de energía en muchos sistemas centrífugos como bombas, ventiladores y compresores es aproximadamente proporcional al cubo de la velocidad del flujo. Por lo tanto, las pequeñas reducciones en el flujo que son proporcionales a la velocidad del motor a veces pueden producir un gran ahorro energético. Aunque es poco probable que sean adaptados económicamente, el retorno de ganancias para la instalación de nuevos variadores de velocidad en motores para sistemas nuevos o plantas puede ser tan bajo como 1,1 años (Energy Star, 2005, p. 57).

La instalación de los variadores de velocidad mejora la productividad en general, el control y la calidad del producto, y reduce el desgaste en el equipo, reduciendo así los costos futuros de mantenimiento.

Los controles de voltaje variable. En contraste con los variadores de velocidad, que tienen requisito de flujo variable, los controles de voltaje variable son aplicables a cargas variables que requieren velocidad constante. El principio de equiparar la oferta y la demanda, sin embargo, es el mismo que para los variadores de velocidad.



3.3 BOMBAS

En la industria de refinación de petróleo, alrededor del 59% de toda la electricidad usada en motores es para bombas. Esto equivale a un 48% del total de energía eléctrica en las refinerías, por lo que las bombas son el principal usuario de energía eléctrica en una refinería. Las bombas se utilizan en toda la planta para generar una presión y los líquidos se mueven. Los estudios han demostrado que más del 20% de la energía consumida por estos sistemas pueden ser ahorrados por medio de cambios en el sistema de equipo o de control (Energy Star, 2005, p. 59).

Es importante señalar que los costos iniciales son sólo una fracción de los costos del ciclo de vida de un sistema de bomba. Los costos de energía y, en ocasiones costos de operación y mantenimiento, son mucho más importantes en los costos de vida útil de un sistema de bombeo. En general, para un sistema de bombeo con una vida útil de 20 años, los costos iniciales de capital de la bomba y el motor constituyen sólo 2,5% de los costos totales (Energy Star, 2005, p. 59). Dependiendo de la aplicación de la bomba, pueden hacer que los costos de energía sea aproximadamente el 95% de los costos de vida útil de la bomba. Por lo tanto, la elección inicial de un sistema de bomba debe ser altamente dependiente de consideraciones de costo de energía no en los costos iniciales. La optimización del diseño de un nuevo sistema de bombeo debe centrarse en la optimización de los costos de ciclo de vida.

Los sistemas de bombeo constan de una bomba, un controlador, instalación de tuberías, y los controles (tales como variadores de velocidad o aceleradores) y son una parte del sistema de motor en general. En esta sección, los sistemas de bombeo se abordan, por el ahorro y el rendimiento óptimos.

Hay dos formas principales para aumentar la eficiencia de una bomba en un sistema, además de reducir el consumo de energía. Estos son la reducción de la fricción en los sistemas de bombeo dinámicos (no aplicable a la electricidad estática o "lifting" de sistemas) o ajustar el sistema para que se acerque al punto de mejor eficiencia en la curva de la bomba (Energy Star, 2005, p. 59). Un correcto dimensionamiento de las tuberías, revestimiento de superficie o de pulido y variadores de velocidad, por ejemplo, pueden reducir la pérdida por fricción, aumentar la eficiencia energética. Un correcto dimensionamiento de la bomba y la elección de la bomba más eficiente para el sistema aplicable empujarán el sistema más cerca del punto de mejor eficiencia en la curva de la bomba.



Operaciones y Mantenimiento. El mantenimiento inadecuado, a veces disminuye la eficiencia de la bomba del sistema, hace que las bombas se desgasten más rápidamente y aumenta los costos. Un mejor mantenimiento reducirá estos problemas y ahorrará energía. El mantenimiento adecuado incluye lo siguiente (Energy Star, 2005, p. 59-60):

- Sustitución de ruedas de paletas desgastadas, especialmente en aplicaciones cáusticas o semi-sólido.
- Teniendo inspección y reparación.
- Teniendo reemplazo de lubricación, una vez al año o cada seis meses.
- Inspección y reemplazo de sellos de empaquetadura. Fuga admisible de los sellos de embalaje por lo general entre dos y sesenta gotas por minuto.
- La inspección y el reemplazo de los sellos mecánicos. Fugas admisibles son típicamente de una a cuatro gotas por minuto.
- Anillo de desgaste y reemplazo del impulsor. Eficiencia de la bomba degrada 1 a 6 puntos para los rodets menor que el diámetro máximo y con el aumento de espacios libres Anillo de desgaste).
- Bomba / motor verificación de alineación.

Ahorros típicos de energía para operación y mantenimiento se estiman entre el 2 y el 7% del consumo eléctrico de bombeo para la industria de los EE.UU. La recuperación suele ser inmediata a un año.

Seguimiento. Vigilancia en conjunto con las operaciones y el mantenimiento se puede utilizar para detectar problemas y determinar soluciones para crear un sistema más eficiente. El monitoreo puede determinar distancias que necesitan ser ajustadas, indican obstrucción, daño impulsor de succión inadecuada, operación fuera de las preferencias, obstrucción de gas en tuberías y bombas, o bombas desgastadas. El monitoreo debe incluir:

- Llevar el seguimiento
- Análisis de vibración
- La presión y control de flujo
- Monitoreo de la corriente o la potencia
- Diferencial de cabeza y aumento de la temperatura a través de la bomba (también conocido como monitoreo termodinámico).
- Distribución del sistema de inspección para la limpieza de la acumulación de contaminantes.

Reducir la necesidad. Los tanques pueden ser utilizados para igualar el flujo durante el ciclo de producción, mejorar la eficiencia energética y reducir potencialmente la necesidad



de añadir capacidad a la bomba. Además, bypass de bucles y otras corrientes innecesarias deben ser eliminados. El ahorro de energía puede ser tan alto como 5 a 10% para cada uno de estos pasos. El total de las necesidades de la cabeza también se puede reducir al disminuir la presión estática del proceso, minimizando el aumento de elevación del tanque de succión para la descarga de los tanques, la reducción de cambio de elevación estática mediante el uso de sifones, y la reducción de velocidades de rociado de la boquilla.

Bombas más eficientes. De acuerdo con los datos del inventario, el 16% de las bombas tienen más de 20 años de edad. La eficiencia de la bomba puede degradar de 10 a 25% en toda su vida útil (Energy Star, 2005, p. 60). Recientes bombas son de 2 a 5% más eficientes. Sin embargo, los expertos de la industria afirman que el problema no es necesariamente la edad de la bomba sino que los procesos han cambiado y la bomba no es la adecuada para la operación. La sustitución de una bomba con una eficiente nueva ahorra entre 2 a 10% de su consumo de energía. Motores de eficiencia más altos también se han demostrado para aumentar la eficiencia del sistema de bombeo de 2 a 5%.

Una serie de bombas están disponibles para la cabeza depresión específica y capacidad de caudal requerida. La elección de la bomba adecuada a menudo ahorra en costos de operación y los costos de capital (de comprar otra bomba). Para un destino determinado, seleccionar una bomba que funcione a la velocidad más alta adecuada para cierta aplicación dará lugar generalmente a una selección más eficiente, así como el costo inicial más bajo. Excepciones a esto incluyen bombas de manejo de lodos, alta velocidad de las bombas concretas, o cuando la bomba necesita una cabeza neta positiva de succión muy baja a la entrada de la bomba

Correcto dimensionamiento de la bomba (s) (Coincidencia de la bomba al servicio previsto). Bombas que son de tamaño inapropiado resultan en pérdidas innecesarias. Cuando los picos de carga se pueden reducir el tamaño de la bomba también se puede reducir. La corrección del sobredimensionamiento de la bomba puede ahorrar de un 15 a un 25% del consumo de electricidad para el bombeo (en promedio para la industria de los EE.UU.). Además, la carga de la bomba puede ser reducida con configuraciones de bomba alternativas y mejores prácticas de operación y mantenimiento.

Cuando las bombas son dramáticamente de gran tamaño, la velocidad puede ser reducida con transmisiones por engranajes, una correa o un motor de velocidad más lenta. Esta práctica, sin embargo, no es común. Algunos ejemplos se citan en el Anexo 2.



Usar varias bombas. A menudo, el uso de bombas múltiples es la solución más rentable y la energía más eficiente para cargas variables, sobre todo en una cabeza estática, dominado por el sistema. La instalación de sistemas paralelos para cargas muy variables ahorra de un 10 a un 50% del consumo de electricidad para el bombeo (en promedio para la industria de los EE.UU.). Controles de velocidad variable también deben ser considerados para los sistemas dinámicos (ver más abajo). Bombas en paralelo también ofrecen redundancia y mayor fiabilidad. En el Anexo 2 se nombra un caso de estudio de este tipo de medida.

Recorte del impulsor (o afeitado de poleas). Si una presión diferencial grande existe en la tasa de operación de flujo (que indica un flujo excesivo), el impulsor (diámetro) puede ser ajustado de modo que no afecte la cabeza de la bomba. En las industrias de procesamiento de alimentos, papel y petroquímica, el recorte de impulsores o bajar relaciones de cambio se estima que ahorrarían hasta un 75% del consumo de energía eléctrica para aplicaciones específicas en bombas (Energy Star, 2005, p. 61). Algunos casos se estudió se nombran en el Anexo 2.

Controles. El objetivo de cualquier estrategia de control es apagar las bombas que no sean necesarias o reducir la carga de las bombas individuales hasta que se necesite. Los comandos a distancia permiten a los sistemas de bombeo iniciar y detenerse más rápidamente y con precisión cuando es necesario, y reducir la mano de obra requerida.

Variadores de velocidad. Los variadores de velocidad variable mejoran la velocidad de acuerdo a los requisitos de carga para las bombas donde, como para motores, el uso de la energía es aproximadamente proporcional al cubo de la velocidad de flujo. Por lo tanto, las pequeñas reducciones en el flujo que son proporcionales a la velocidad de la bomba puede producir un gran ahorro energético. Las nuevas instalaciones pueden resultar en períodos de recuperación cortos. Además, la instalación de los variadores de velocidad mejora la productividad, el control, y la calidad del producto, y reduce el desgaste de los equipos, reduciendo así los costos futuros de mantenimiento.

Evite válvulas de estrangulamiento. Válvulas de estrangulamiento siempre deben de ser evitadas. El uso extensivo de válvulas de estrangulamiento o bucles de derivación puede ser una indicación de una bomba de gran tamaño (Energy Star, 2005, p. 63). Los variadores de velocidad o desactivado de sistemas regulados siempre ahorran energía en comparación con las válvulas de estrangulación.



Correcto dimensionamiento de las tuberías. Similares a las bombas, las tuberías sobredimensionadas resultan en pérdidas innecesarias. El diámetro de las tuberías se selecciona basándose en la economía de toda la instalación, la velocidad de flujo más baja requerida, el diámetro interno mínimo para la aplicación, la velocidad de flujo máximo para minimizar la erosión en las tuberías, y el diámetro de la tubería estándar de la planta . El aumento del diámetro del tubo puede ahorrar energía, y debe ser equilibrado con los costos para los componentes del sistema de la bomba. Easton Consultores (1995) y otros miembros de la industria del papel estiman el diámetro del tubo reforzamiento ahorra de 5 a 20% de su consumo de energía, en promedio para la industria de los EE.UU. El correcto dimensionamiento de las tuberías se debe hacer en la diseño donde los costos pueden no ser restrictivos.

Reemplace las transmisiones por correa. Los datos de inventarios en la industria sugieren que el 4% de las bombas tienen unidades de correa en V, muchos de los cuales se puede sustituir con acoplamientos directos para ahorrar energía.El ahorro se estima en un 1% (en promedio para la industria de los EE.UU.) (Energy Star, 2005, p. 6).

Fundición precisa, recubrimientos superficiales, o pulido. El uso de piezas moldeadas, o con revestimientos y/o pulidos reduce la rugosidad de la superficie que, a su vez, aumenta la eficiencia energética. También puede ayudar a mantener la eficacia en el tiempo. Esta medida es más eficaz en pequeñas bombas. El ahorro de energía para una bomba con superficies de revestimiento se estima entre un 2 y 3% más que las bombas sin revestir (Energy Star, 2005, p. 64).

Juntas. El fallo del sello de la junta representa el 70% de los fallos de una bomba en muchas aplicaciones. Las disposiciones de sellado de las bombas contribuirá a la potencia absorbida. A menudo, el uso de sellos de barrera de gas y de sellos equilibrados optimiza la eficiencia de sellos de una bomba.

Reducción de fugas a través de la reducción del espacio libre. Las pérdidas internas por fugas son un resultado de la presión diferencial a través de la holgura entre el impulsor y la carcasa de la bomba. Entre más grande es la separación, mayor es la fuga interna causando ineficiencias. La distancia normal en bombas nuevas gamas de 0,35 a 1,0 mm (0,014 a 0,04 pulgadas). Con amplios espacios, la corriente de fuga aumenta casi linealmente con la distancia. Por ejemplo, un espacio de 5 mm (0,2 pulgadas) disminuye la eficiencia de un 7 a 15% en impulsores cerrados y de un 10 a 22% en impulsores semi-abiertos. Líquidos y lodos abrasivos, incluso de agua de lluvia, pueden afectar el rendimiento de la bomba. Uso de materiales de construcción muy duros (tales como acero inoxidable) puede reducir la tasa de desgaste.



Bombas de vacío. Las bombas de vacío en seco se introdujeron en la industria de semiconductores en Japón en la década de 1980, y se introdujo en la industria química de los EE.UU. a finales de 1980. Las ventajas de una bomba de vacío seca son su alta eficiencia energética, una mayor fiabilidad, reducción de aire y la contaminación del agua. Las bombas secas tienen ventajas importantes en aplicaciones donde la contaminación es una preocupación (Energy Star, 2005, p. 64). Debido a los mayores costos de inversión de una bomba en seco, no se espera avances en la industria de refinación de petróleo de una manera significativa, excepto para aplicaciones especiales donde el control de la contaminación son un importante motor.

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN DE MOTORES DE ALTA EFICIENCIA.

Alrededor del 70% del consumo de la energía eléctrica generada se debe al funcionamiento de los motores eléctricos. Incontables ejemplos de su aplicación, se tienen en la industria, el comercio, los servicios y el hogar.

Tomando en cuenta que la industria consume cerca del 40% de la electricidad mundial, de la cual dos terceras partes son utilizadas por motores eléctricos, los cuales suministran en su mayor parte, la energía que mueve los accionamientos industriales, por lo que la operación y conservación de los motores en la industria, representa uno de los campos más fértiles de oportunidades en el ahorro de energía, que se traducen en una reducción en los costos de producción y en una mayor competitividad.

El ahorro de energía comienza desde la selección apropiada de los motores. Siempre hay uno adecuado a las necesidades que se tienen, tanto en lo que respecta a su tipo por las condiciones ambientales de operación, por condiciones de arranque o regulación de velocidad, así como por su tamaño o potencia. Los mayores ahorros de energía eléctrica se obtienen cuando el motor y su carga operan a su máxima eficiencia.



4.1 COMPONENTES DE UN MOTOR ELÉCTRICO

Los motores eléctricos convierten la electricidad en energía mecánica apta para mover los accionamientos de una variedad de equipos; son utilizados en tornos, ventiladores, extractores, bandas transportadoras, bombas de agua, compresores, taladros y en múltiples aplicaciones en la industria.

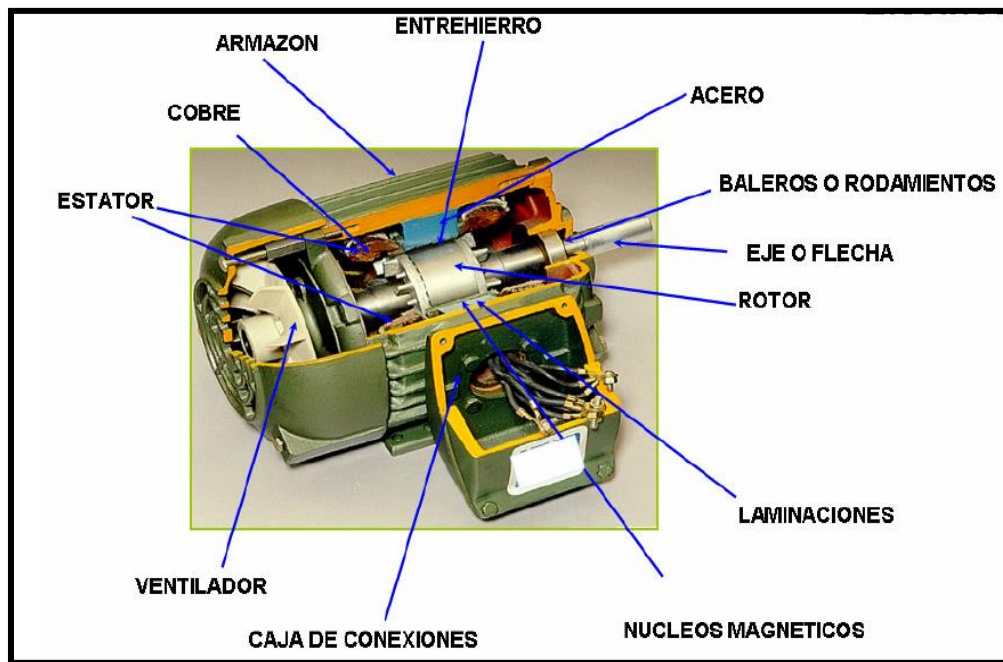


Figura 2. Partes de un motor eléctrico. Fuente: BUNCA

Están conformados por dos partes principales: un estator fijo y un rotor móvil.

1. Estator. En este se encuentran los elementos magnéticos del motor, esto es, polos magnéticos (imanes) y un embobinado de alambres de cobre.
2. Rotor móvil. Este es un elemento que gira a gran velocidad y se apoya en cojinetes de rodamiento. Su velocidad de rotación en revoluciones por minuto es inversamente proporcional al número de polos magnéticos del estator. Dependiendo del diseño del rotor, puede estar formado por barras conductoras o devanados de cobre.



Además, existen otros elementos importantes en el motor como:

3. Carcaza: Es la parte externa del motor y puede tener formas diferentes según la aplicación mecánica que éste vaya a tener. En su exterior se encuentran las aletas de enfriamiento del motor
4. Entrehierro: Es el espacio uniforme comprendido entre el rotor y estator.
5. Otros elementos complementarios son: caja de conexiones, ventilador, rodamientos, base, tapas y placa de datos.

4.2 TIPOS DE MOTORES

4.2.1 Motores de corriente directa:

Este tipo de motores pueden ser monofásicos o polifásicos. En términos de cantidad, los motores monofásicos son el tipo más común, sobre todo porque muchos motores pequeños se utilizan para aplicaciones residenciales y comerciales en las que potencia monofásica está fácilmente disponible. Sin embargo, varias limitaciones de funcionamiento en estos motores limitan su amplio uso en aplicaciones industriales.

En contraste, los motores polifásicos se utilizan ampliamente en aplicaciones industriales. Consumen más de la mitad de toda la electricidad consumida en la industria. Los motores polifásicos pueden encontrarse en casi todos los procesos industriales, y operan a menudo continuamente para apoyar los procesos de producción. Estos motores pueden alcanzar altas eficiencias con sus características actuales. La eficacia y bajo costo de los motores trifásicos son razones principales por las que se utiliza la energía trifásica tan ampliamente en la industria.

No obstante, los motores de corriente directa necesitan una alimentación eléctrica diferente a la que suministran las empresas de distribución, por ello, utilizan equipos adicionales como rectificadores de potencia, en los que la corriente alterna es convertida a directa y, en ocasiones, se requiere instalar baterías de reserva, lo cual incrementa los costos iniciales de este tipo de motor.



4.2.2 Motores de corriente alterna

Por las grandes ventajas que tiene de recibir la corriente alterna de la empresa de distribución eléctrica, la gran mayoría de los equipos que requieren de un motor eléctrico utilizan los de corriente alterna, preferentemente en forma trifásica, aunque existen muchos de baja potencia que reciben sólo una fase eléctrica (denominados monofásicos).

Los motores de corriente alterna también pueden variar la velocidad y torque que entregan al equipo acoplado, para ello deben instalarse en combinación con un regulador electrónico de velocidad variable, conocidos en el lenguaje industrial como “drivers”, “variadores de frecuencia” o “convertidores de frecuencia variable”.

Los motores de corriente alterna se clasifican en síncronos y asíncronos (o de inducción). En los síncronos, el eje gira a la misma velocidad que lo hace el campo magnético, mientras que en los asíncronos el eje revoluciona a una velocidad poco menor a la del campo magnético.

Los motores asíncronos basan su funcionamiento en la creación de un campo magnético giratorio en el entrehierro, que es el espacio comprendido entre el rotor y el estator, debido a la circulación de corriente alterna por los devanados trifásicos y la influencia de los polos magnéticos del estator

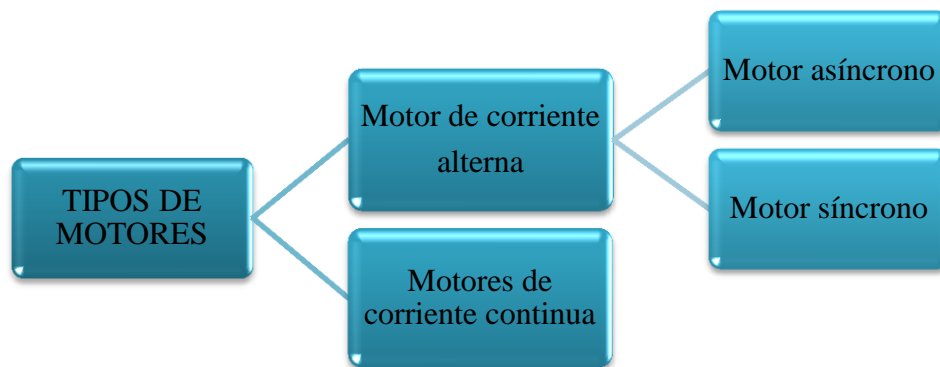


Figura 3. Tipo de motores. Fuente: Elaboración propia.



4.3 TIPO DE PÉRDIDAS DE UN MOTOR ELÉCTRICO

No toda la energía eléctrica que un motor recibe, se convierte en energía mecánica. En el proceso de conversión siempre hay pérdidas, estas pérdidas en conjunto se expresan en forma de calor, como se muestra en la Figura 4. Si las condiciones de operación de un motor son incorrectas o éste tiene algún desperfecto, la magnitud de las pérdidas, puede superar con mucho las de diseño, con la consecuente disminución de la eficiencia.

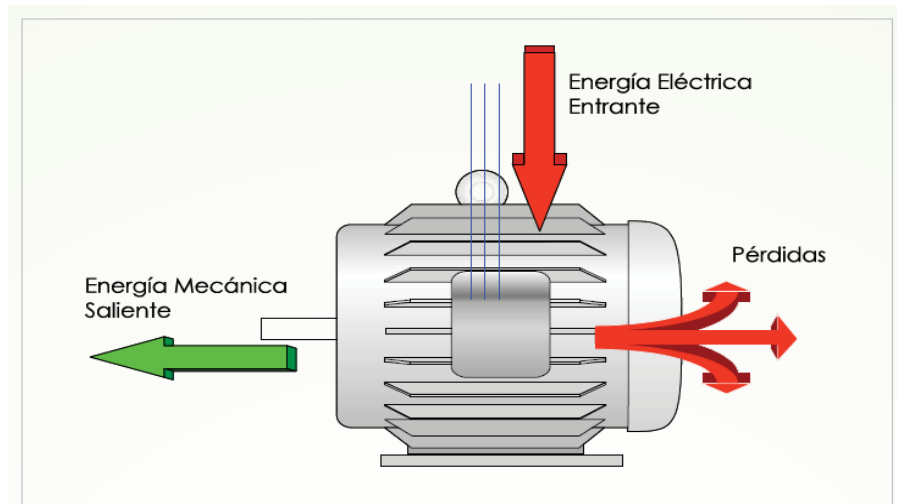


Figura 4. Distribución de la energía de un motor. Fuente: BUNCA

Para aumentar la eficiencia de un motor se deben de identificar el tipo de pérdidas que puede presentar, para que sobre ello se lleven a cabo mejoras. Las pérdidas de un motor eléctrico se clasifican de la siguiente manera:

1. Pérdidas fijas: Son aquellas que no dependen de la carga
2. Pérdidas variables: Son aquellas que dependen de la carga

Dentro de estas clasificaciones se encuentran las siguientes pérdidas:

Pérdidas eléctricas: dependen del régimen de trabajo del motor, conocido como factor de carga. Se presentan tanto en el estator como en el rotor; se reflejan como calentamiento a través del embobinado del estator y dependen de la resistencia eléctrica del material utilizado en su fabricación.



Pérdidas en el núcleo: son independientes de la carga y representan la energía requerida para magnetizar el material del núcleo, por lo que se producen en el acero magnético del motor.

Pérdidas mecánicas: se dividen en pérdidas por fricción y por ventilación. Las primeras ocurren debido a la fricción entre el rotor y el estator y el rozamiento de los rodamientos del eje del motor. Por su parte, las pérdidas por ventilación se deben a la fricción de las partes en movimiento del motor con el aire que se encuentra dentro de la carcasa.

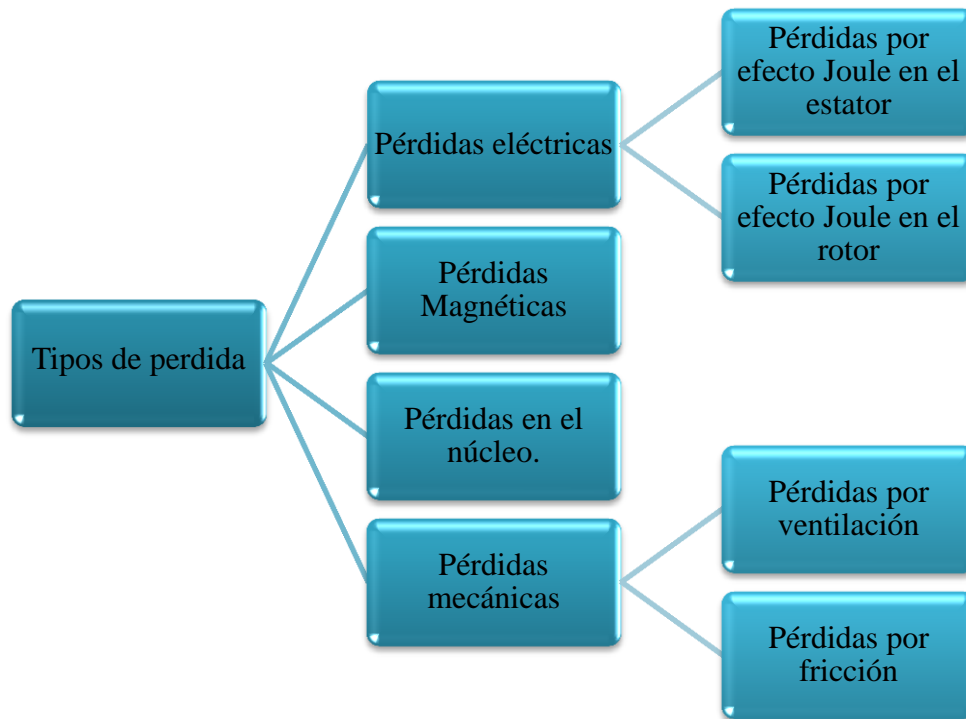


Figura 5 .Tipos de pérdidas en un motor. Fuente: Elaboración propia



4.4 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL NIVEL DE PÉRDIDAS DE UN MOTOR.

Tabla 11. Factores que influyen en el nivel de pérdidas de un motor eléctrico. Fuente: Elaboración propia con información de Inducom.

Tipo de factor	Descripción
Diseño	<ul style="list-style-type: none">• Acero eléctrico<ul style="list-style-type: none">VolumenPermeabilidadDiseño de ranuras• Bobinados<ul style="list-style-type: none">Factor de desvenadoFactor de relleno• Mecánico<ul style="list-style-type: none">Rodamientos y lubricaciónVentiladorTransferencia de calorDisipación térmica
Proceso de fabricación	<ul style="list-style-type: none">• Automatización de procesos• Control de calidad• Precisión de maquinados• Fundición• Balanceo• Materia prima
Alimentación eléctrica	<ul style="list-style-type: none">• Calidad de la señal• Tensión• Frecuencia
Instalación mecánica	<ul style="list-style-type: none">• Conexión eléctrica• Tierra
Instalación eléctrica	<ul style="list-style-type: none">• Acoplamientos (ajustes)• Tensión en bandas• Alineación• Ventilación
Selección(aplicación)	<ul style="list-style-type: none">• Nivel de carga• Tipo de operación• Temperatura ambiente• Altitud



4.5 OPORTUNIDADES DE MEJORAS ENERGÉTICAS EN UN MOTOR ELÉCTRICO

Tabla 12. Mejoras energéticas de un motor de alto rendimiento. Fuente: Elaboración propia.

Tipo de pérdida	Mejoras energéticas
Pérdidas por efecto Joule en el estator	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar la cantidad cobre alojado en las ranuras del estator • Mayor tamaño de ranura • Disminuir cabeza de bobina
Pérdidas por efecto Joule en el rotor	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar la inducción en el entrehierro. • Aumentar el tamaño de las barras. Para disminuir la resistencia. • Reduciendo la corriente eléctrica.
Pérdidas magnéticas	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar la calidad de la chapa. • Disminuir el grosor de las chapas. • Mejorar los procesos de fabricación. • Aumento del entrehierro. • Mejorar el factor de bobinado.
Pérdidas mecánicas	<ul style="list-style-type: none"> • Ventiladores más eficientes • Utilización de rodamientos con bajo nivel de pérdidas y rodamientos más pequeños. • Mejorando la selección de cojinetes • Utilizando baleros de mejor calidad • Reduciendo el entrehierro

4.6 EFICIENCIA DE UN MOTOR ELÉCTRICO

La eficiencia de un motor eléctrico es la relación entre la potencia mecánica de salida y la potencia eléctrica de entrada. Este es el concepto más importante desde el punto de vista del consumo de energía y del costo de operación del motor.

Cálculo de la eficiencia.

El cálculo de la eficiencia se hace con la relación de la potencia mecánica entre la potencia eléctrica expresada en porcentaje:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia Mecánica de salida}}{\text{Potencia Eléctrica que entra}}$$



Las unidades de potencia deben de ser iguales.

- La potencia eléctrica expresa en kilowatts(kW)
- La potencia mecánica en caballos de fuerza(CP o HP)

Según la eficacia los motores eléctricos se clasifican en 3 tipos:

1. Motores de eficiencia estándar: no consideran la eficiencia como la mayor cualidad más bien privilegian la funcionalidad y el precio. Aquellos con más de 15 años podrían considerarse de este tipo.

2. Motor de alta eficiencia: surge en la década de los noventa, afín de contrarrestar los altos precios de la energía por la necesidad evidente de generar un uso eficiente y racional de la energía.

3. Motor Premium: su innovación está en elevar más la eficiencia de los motores eléctricos, para ello se ha perfeccionado su proceso de manufactura y se utilizan materiales de alta calidad, lo cual implica que su costo también es más elevado.

4.7 COSTO OPERATIVO

La eficiencia de un motor eléctrico es muy importante porque determina el costo que se paga por la electricidad consumida por su operación.

Así, un motor de eficiencia estándar de 3 HP podría comprarse por 290 dólares, uno de alta eficiencia en 355 dólares y uno de eficiencia Premium en 450 dólares

En un cálculo inicial, comprar el motor de eficiencia estándar ahorraría por lo menos 65 dólares, sin embargo, esto sólo es parcialmente cierto al hacer la compra, porque cuando el motor inicia su operación, también comienza a consumir energía eléctrica, la cual se tendrá que pagar mensualmente conforme lo indica la siguiente expresión:

$$CO = \text{Potencia demandada (kW)} \times P_k + \text{consumo (kWh)} \times P_{kWh}$$

Dónde:

CO: Costo de operación mensual

Potencia demandada (PD): es la potencia que, como máximo, solicita el motor en su operación mensual. Las empresas eléctricas de distribución la miden en kilovatios (kW).



Pk: es el precio de cada kilovatio según la tarifa vigente de la empresa eléctrica.

Consumo: representa la energía total mensual que consume el motor durante las horas de su operación, medida en kilovatios-hora (KW).

PkWh: es el precio de cada kilovatio-hora que consume el motor, según la tarifa vigente.

En la suposición de que estos motores trabajen al 100% de su capacidad, la potencia eléctrica que demanden podría calcularse con la expresión.

Tabla 13. Ahorro comparativo: motor eficiente versus motor estándar. Fuente: BUN-CA, 2008.

Concepto	Estándar	Alta Eficiencia	Premium
Potencia del motor	3	3	3
Inversión inicial- US\$-	290	355	450
Eficiencia declarada del fabricante de placa	77%	84%	86%
Potencia demandada del motor –KW-	2,91	2,66	2,60
Consumo de energia anual-KWh- (KW*12hr/d*30d/mes)	1.047,6	957,6	936
Costo por potencia - US\$- (KW* US\$10/mes*12 meses)	349	319	321
Costo por consumo - US\$- (KW*0.13/mes*12 meses)	1 634	1 493	1 460
Costo de operación anual- US\$-	\$1,983	\$1.813	\$1.772
Ahorro anual comparativo con respecto al motor estándar - US\$-	-	\$170	\$211

4.8 FACTOR DE CARGA DE UN MOTOR ELÉCTRICO.

La potencia nominal de un motor eléctrico indica la potencia mecánica de salida o en el eje que es capaz de entregar el motor, el factor de carga es un índice que indica la potencia que entrega el motor cuando se encuentra ya en operación con relación a la que puede entregar. Así un motor de potencia nominal 40 HP que trabaja entregando solo 20 HP, estará trabajando al 50%.

Cálculo del factor de carga:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Potencia real entregada}}{\text{Potencia de placa del motor}}$$

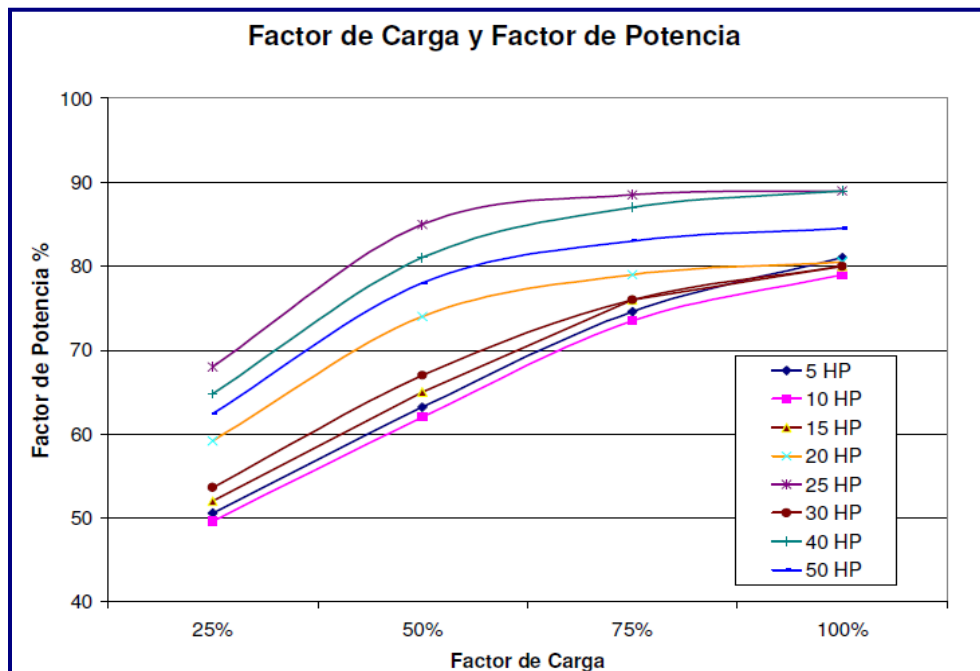


El factor de carga puede ser expresado en términos de un índice o bien en porcentaje. Indistintamente puede decirse que un factor de carga es de 50% o de 0.5. El posible que el factor de carga sea mayor a la unidad, pues muchos motores se manufacturan para entregar mayor potencia a la nominal. Esa capacidad adicional de potencia la indica el factor de servicio del motor.

La mayoría de los motores no trabajan al 100% de su capacidad, de hecho es preferible que no lo hagan. El factor de carga es un índice que indica que porcentaje de la capacidad del motor está siendo utilizada. Este concepto es muy estudiado por los fabricantes de motores eléctricos, y lo reportan relacionado con la eficiencia en sus manuales técnicos, a porcentajes del 100, 75, 50 y 25%.

4.9 FACTOR DE POTENCIA

Los motores eléctricos requieren de la inducción electromagnética para poder operar, por ello la gran mayoría presentan un factor de potencia menor al 90%, que también disminuye aún más cuando se reduce el factor de carga. Los motores producen un bajo factor de potencia especialmente cuando trabajan por debajo del 50% de carga, (ver la Gráfica 10). Para más información del factor de potencia dirigirse al Anexo 3.



Gráfica 10. Curva de comportamiento del factor de potencia de varios motores. Fuente: BUNCA



4.10 MOTORES DE ALTA EFICIENCIA

Los motores eléctricos de alta eficiencia, son motores de diseño y construcción especial que presentan menos pérdidas que los motores eléctricos estándares. Una menor pérdida de potencia hace que el motor tenga una mayor eficiencia es decir que consuma menos energía para realizar el mismo trabajo que un motor normal.

Los estudios técnicos y económicos, muestran que si se analiza a 10 años, de los costos totales del motor el costo de compra es de 1%, el costo de la energía es de 95 %, costo de mantenimiento 3 %, el costo de ingeniería y logística 1%. Así el costo de compra del motor es poco significativo respecto al costo total de operación, por eso al seleccionar motores eléctricos debemos de considerar además del costo inicial de compra el análisis económico de la operación.

4.10.1 Ventajas de los Motores de Alta Eficiencia.

- Son normalmente más robustos y mejor contruidos que los motores estándar, lo que traduce en menores gastos en mantenimiento y mayor tiempo de vida.
- Al tener una eficiencia mayor, se disminuye los costos de operación del motor y se puede recuperar la inversión adicional en un tiempo razonable, sobre todo si se opera a una carga cercana a la potencia nominal.
- Mayor capacidad de sobrecarga
- Mejor respuesta ante las variaciones de tensión (sobrecalentamiento)

4.10.2 Limitaciones de los Motores de Alta Eficiencia.

- Como operan a una velocidad mayor que los motores estándares, puede ocasionar un incremento en la carga, sobre todo cuando se accionan ventiladores o bombas centrífugas, este hecho debe valorarse en cada situación.
- El momento de arranque puede ser menores que los motores estándares, cuestión que resulte necesario analizar detalladamente en cada aplicación.
- La corriente de arranque suele ser mayor. Esto puede provocar que se sobrepasen los límites máximos de caída de voltaje en la red en el momento de arranque.
- La corriente transitoria en el arranque se incrementa debido a un mayor valor de la



relación X/R. Esta corriente puede afectar el disparo instantáneo del interruptor del motor, por lo que hay que buscar un compromiso entre la coordinación del interruptor y los disparos del arranque.

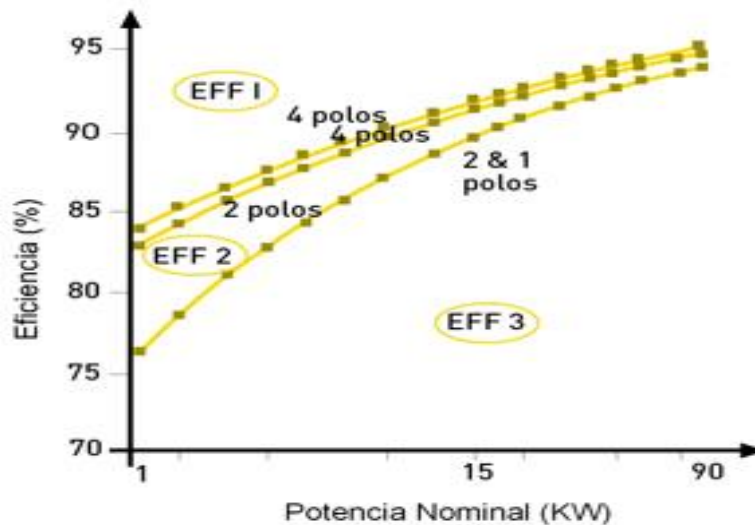
- El factor de potencia del motor puede ser menor que un motor estándar en el intervalo de 15 a 40 HP.

4.11 SUSTITUCIÓN DE MOTORES ESTÁNDAR POR MOTORES DE ALTA EFICIENCIA.

Actualmente se tiene una idea errónea de que la sustitución de un motor estándar por un motor de alta eficiencia o aquellos que dicen superar a estos últimos en todos los casos nos dará grandes beneficios en el ahorro de energía, sobre todo en el Sector Industrial. Si bien es cierto que éstos son una alternativa importante, ellos representan solo una alternativa técnica no siempre viable. Por ello todos los casos de sustitución deben tomarse muy en serio las condiciones de arranque y tipo de motor requerido. Por otro lado la sustitución debe estar avalada por un estudio minucioso de las condiciones de operación del motor, en el que se investigue todos los parámetros eléctricos que alimentan al motor, sobre todo debe tenerse principal precaución en medir el factor de potencia por cada fase ya que una medición simple de corrientes puede llevar a resultados erróneos.

Los motores estándar que actualmente se fabrican poseen una buena eficiencia respecto de los motores con más de 20 años, pero éstos últimos son los que aún siguen operando en muchas industrias. Por ello cuando se considera la posibilidad de sustituir motores antiguos o de uso intensivo, los costos de operación y mantenimiento de motores viejos o de motores que por su uso han depreciado sus características de operación, pueden justificar su sustitución por motores normalizados y de alta eficiencia.

Como se muestra en la gráfica 11 los motores EFF3 (bajo rendimiento) trabajando con potencias >15 KW (20HP) poseen una eficiencia muy cercana a un motor EFF2 (motores de rendimiento mejorado) y EFF3 (de alto rendimiento) por ello en estos rangos la sustitución de un motor por otro no tendría grandes beneficios. Por el contrario comparando estos tres motores trabajando con potencias <15 KW (20HP) se observa que hay una gran diferencia entre sus valores de eficiencia por lo que, en estos casos si sería justificable su sustitución.



Gráfica 11. Rendimiento de los diferentes tipos de motores eléctricos.

Fuente: <http://www.empresaeiciente.com/es/catalogo-de-tecnologias/motores-electricos-motores-de-alta-eficiencia#ancla>

Los motores de alta eficiencia se utilizan principalmente:

- En instalaciones nuevas.
- Cuando se realicen modificaciones mayores en procesos existentes.
- Para sustituir motores que han fallado.
- En motores estándar que operan sobrecargados o con baja carga.
- En la adquisición de equipos nuevos como: compresores, sistemas de bombeo, etc.
- Cuando se desee reducir los costes de operación por el ahorro del consumo de energía eléctrica y de la demanda máxima.

En el Anexo 4, se podrán encontrar más recomendaciones de cuando sustituir un motor estándar por un motor de alto rendimiento tomando en cuenta que la potencia eléctrica que demande un motor está totalmente relacionada con la eficiencia del mismo y con el factor de carga.

4.12 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE MOTORES DE ALTA EFICIENCIA.

Cuando se comparan económicamente dos motores de la misma potencia pero de diferente eficiencia nominal, entonces resulta necesario determinar los ahorros anuales generados por el uso del motor de mayor eficiencia. La idea es determinar en que tiempo el ahorro



obtenido por un menor consumo energético compensa el costo adicional del motor de alta eficiencia. Generalmente se considera que 2 a 3 años es un periodo aceptable de retorno de la inversión adicional.

El ahorro anual de dinero al aplicar un motor de alta eficiencia se puede calcular usando la siguiente ecuación:

$$S = 0.746 \text{ HP } L C T \left(\frac{100}{EF_A} - \frac{100}{EF_B} \right)$$

Donde:

S: Ahorro en pesos por año.

HP: Potencia de placa en HP.

L: Porcentaje de carga del motor respecto a la potencia nominal.

C: Costo de la Energía en pesos por KWh.

T: Tiempo de funcionamiento del motor en horas por año.

EF_A: Eficiencia del motor estándar.

EF_B: Eficiencia del motor de alta eficiencia.

Para un cálculo a largo plazo de la inversión, es indispensable considerar el valor del dinero, es decir se debe de considerar la tasa de interés bancario. Para calcular el tiempo en que se recupera la inversión adicional se usa por lo general el método del valor presente, donde la comparación económica se lleva a cabo al comienzo del período de inversión. De esta forma, el valor real de dinero ahorrado al finalizar cada año será:

$$\text{Valor Presente} = \text{Ahorro anual} \times \text{Factor de descuento}$$

$$\text{Donde el factor de descuento} = \frac{1}{\left(1 + \frac{\text{tasa de interes en \%}}{100}\right)^{\text{año que transcurre}}}$$

Como el análisis se hace para un periodo de varios años, generalmente 10 años, el Valor Presente Neto en cada año se obtiene al multiplicar el valor del ahorro anual por el factor de descuento y después restarle el costo de la inversión realizada. El costo de la inversión es el costo adicional pagado por el motor de alta eficiencia, esto es:

$$\text{Valor Presente Neto} = \text{ahorro anual} \times \text{factor de descuento} - \text{costo de la inversión}$$

Evidentemente es importante considerar la elevación del costo de la energía año a año, el impuesto gravado a las utilidades generadas por el ahorro energético y la depreciación del



motor. Estos aspectos deben usarse para calcular el valor presente neto año a año. La inversión se recupera cuando el valor presente sea igual a cero y se considera que un tiempo aceptable es de 2 a 3 años. Luego de realizar un análisis económico se recomienda la compra de motores de alta eficiencia en los siguientes casos:

- En los motores entre 10 y 75 HP cuando operan 2500 horas anuales o más.
- En los motores de potencia menor a 10 HP ó mayor a 75 HP cuando operan 4500 horas o más.

4.13 POLÍTICAS ENERGÉTICAS PARA MOTORES ELÉCTRICOS.

Bajo el potencial de ahorro y mejora del medio ambiente los diferentes países del mundo han desarrollado políticas energéticas para incentivar el uso de motores eléctricos de elevado redimiendo. Con intención de poder entender su evolución y ayudar al consumidor o al fabricante de maquinaria. En la tabla siguiente se muestran diferentes normas aplicables en diferentes países.

Tabla 14. Normativa de motores eléctricos en diferentes países.

Fuente: <http://www.empresaeficiente.com>

Normas	Entidad	País	Denominación
NEMA	National Electrical Manufacturers Association	EE.UU	NEMA MG1 Seguridad NEMA MG1 Eficiencia energética, valores mínimos.
CSA Standards	Canadian Standards Association	Canadá	C22.2N° 100- M1985Seguridad
UL Standards	Underwriters Laboratories Inc.	EE.UU	UL 1004 Seguridad
IEEE Standards	Intitute of Electrical	Internacional	IEEE 112B Método de ensayo
IEC Standards	Internnatinl Electrotechnical Commission	Internacional	IEC 60034-1General IEC 60034-2Método de ensayo
CENELEC	European Commtite for Electrotechnical	Unión Europea	EN



Tabla 15. Políticas energéticas sobre motores eficientes.

Fuente: <http://www.empresaeiciente.com>

Título	Denominación	País	Fijación valores mínimos	Norma ensayo
Epact	Energy Policy Act	EE.UU.	Ley	NEMA MG1
EEAct	Energy Efficiency Act Energy Efficiency Regulations	Canadá	Ley	C390-93
EU Agreement	Acuerdo de los fabricantes europeos y la Dirección General de la Energía DG XXVII	Unión Europea	Acuerdo voluntario	EN 60034-2 IEC-2

En Estados Unidos el Departamento de Energía (DOE) promulgó la Ley EPact que obliga a partir del 24 de octubre de 1997 a que los motores que se comercialicen en este país sean según NEMA o Métricos y cumplan con un rendimiento mínimo dependiendo de la potencia y polaridad.

En estas leyes se establecen unos logotipos que indican qué normas cumple el motor.

- C: el motor cumple las normas de Canadá CSA.
- URUS: el motor cumple con la UL de EE.UU.
- ENERGY: se cumple con los rendimientos mínimos indicados en la Energy Efficiency de la Ley EPact.

En Europa existe un acuerdo entre los fabricantes y la Dirección General de Energía, que establece a su vez unos logotipos que indican el rendimiento del motor.

- EFF1: motores de alto rendimiento.
- EFF2: motores de rendimiento mejorado
- EFF3: motores de bajo rendimiento

CAPÍTULO V

SISTEMAS ALTERNATIVOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DE FUENTES RENOVABLES.

En la actualidad, el sector energético se ha convertido en una condición para el crecimiento económico de los países, debido a la estrecha relación que existe entre el crecimiento del producto interno bruto y la demanda de energía de cada país. El incremento en el nivel de vida de la población, ha generado un aumento persistente de la demanda energética. La naturaleza finita de los recursos ha obligado a buscar una mayor eficiencia en la producción y el uso de la energía; así como a desarrollar el potencial del uso de fuentes de energía no fósiles. Bajo este contexto, el uso de las energías renovables aparece como un elemento que contribuye a aumentar la seguridad energética del país, al diversificar su matriz energética ante la expectativa del encarecimiento y la volatilidad de las fuentes convencionales de energía, así como a mitigar las emisiones de gases efecto invernadero y las graves consecuencias del cambio climático provenientes del uso de energéticos fósiles.

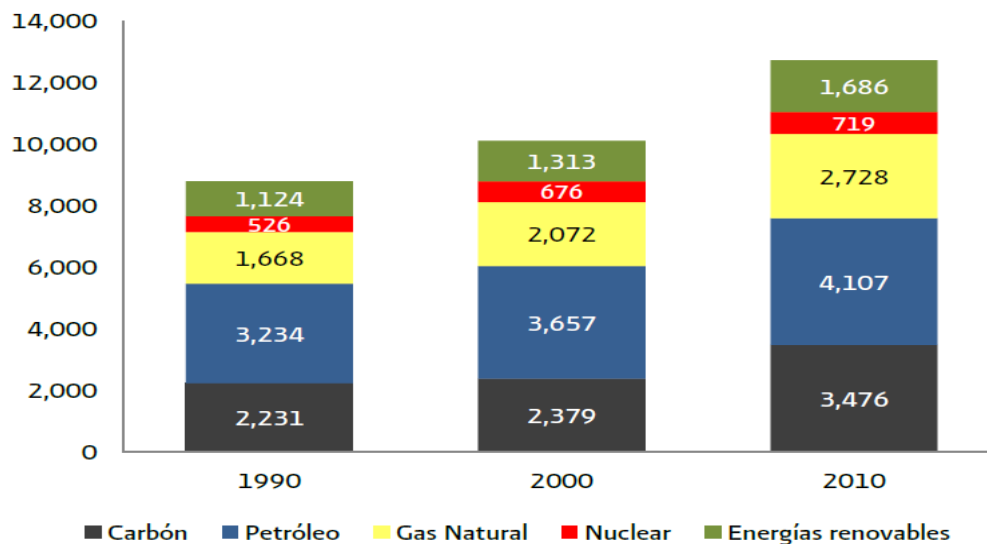


5.1 PANORAMA INTERNACIONAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

5.1.1 Distribución mundial de las fuentes renovables: situación actual y nuevas tendencias

En 2010, la oferta total de energía primaria en el mundo fue de 12,715 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtpe), de las cuales 13.3% (1,685.7 Mtpe) provinieron de fuentes renovables de energía. La contribución de otras fuentes de energía fue de 32.3% para petróleo, 27.3% para carbón, 21.5% para gas natural y 5.7% para energía nuclear.

Las energías renovables crecieron a una tasa promedio anual de 2.9% de 1990 a 2010, y contribuyeron con 19.4% de la generación de energía eléctrica mundial. El proceso de transición hacia una mayor participación y desarrollo de las energías renovables, en el mundo ha sido impulsado por una serie de factores, entre los cuales se destacan las preocupaciones de soberanía y de seguridad en el abasto de energía en países importadores; la alta volatilidad de los precios de los combustibles de origen fósil; las preocupaciones por los impactos ambientales de los sistemas energéticos, en particular el cambio climático; y por la caída en el precio de las tecnologías renovables como resultado del desarrollo tecnológico.



Gráfica 12. Distribución de la demanda mundial de energía, 1999-2010 (Millones de toneladas de petróleo equivalente). Fuente: International Energy Agency, 2012. World Energy Balances.



Como se muestra en la gráfica 12, entre 1990 y 2010, la demanda mundial de energía se incrementó de 8,783 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtpe) a 12,715 Mtpe. La participación de la demanda de petróleo pasó de 37% a 32%. Asimismo, todas las demás fuentes de generación de energía incrementaron su importancia en la canasta energética mundial.

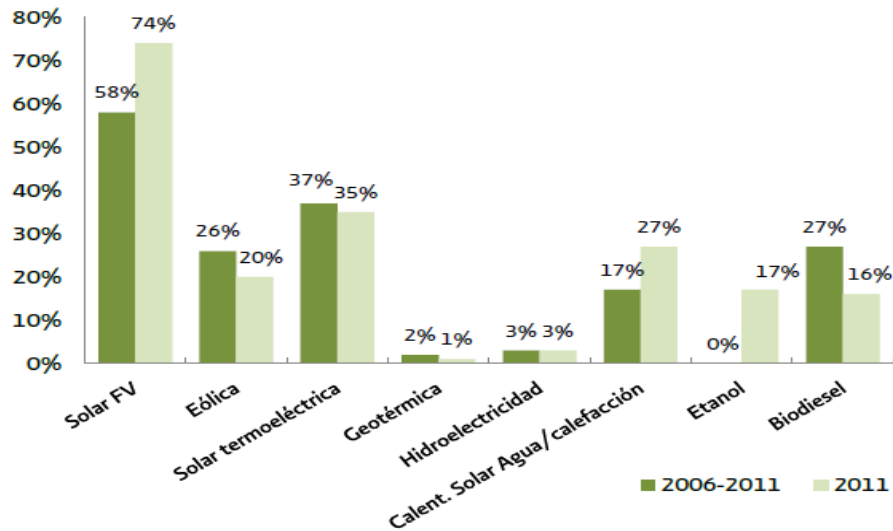
Con base en el consumo total de energía primaria mundial en 2010 de 12,715 Mtpe y el incremento del consumo de energía primaria reportado para el año 2011 de 2.5% por parte de BP (Statistical Review of World Energy 2012), se estima que la demanda mundial de energía primaria ascendió a 13,138 Mtpe durante 2011, de la cual las energías renovables representaron el 13.5%. La contribución de las fuentes de energía se incrementó ligeramente en todos los casos, con excepción de la energía nuclear que registró un descenso de 4.3%.

5.1.2 Participación y evolución de la energía renovable en el consumo mundial de energía primaria.

Entre 2006 y 2011, la capacidad de producción global de energías renovables, incluyendo grandes hidroeléctricas, creció a tasas promedio anuales muy altas (entre 17% y 58%). La energía solar fotovoltaica registró el crecimiento más acelerado, con un aumento en la capacidad instalada de 58% anual promedio durante el período citado. Por primera vez, en 2011 la energía solar fotovoltaica representó la mayor cantidad de nueva capacidad eléctrica instalada en la Unión Europea, más que ninguna otra tecnología. Por otra parte, la energía solar termoeléctrica aumentó casi 37%, considerando que existía una pequeña cantidad de plantas instaladas al inicio del período.

Otras tecnologías, incluyendo la energía hidroeléctrica y la geotermia, han crecido a tasas más moderadas, que van de 2% a 3%, haciendo comparable su comportamiento con las tasas de crecimiento global de combustibles fósiles de 1% a 4%.

En 2010, la energía proveniente de fuentes renovables suministró 16.7% del consumo final de energía, considerándose como fuentes renovables a la biomasa tradicional, a las grandes hidroeléctricas, así como a las llamadas “nuevas” energías renovables, tales como pequeñas centrales hidroeléctricas, bioenergéticos, energía eólica, solar y geotérmica. De las cuáles la biomasa tradicional represento el 50% de la energía renovable consumida en el mundo.

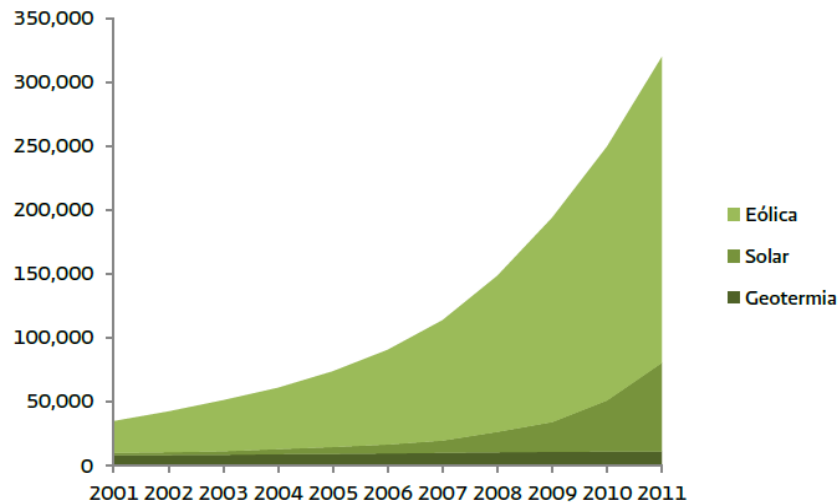


Gráfica 13. Tasa de crecimiento de la capacidad global de producción de energía renovable 2006-2011 (%). Fuente: Renewables 2012, Global Status Report, REN21, 2012.

5.1.3 Capacidad instalada de las fuentes de energías renovables en el mundo

En 2011, la capacidad mundial instalada de las fuentes de energía renovable se estimó en 1,360 gigawatts (GW), alrededor de 8% más de lo registrado en 2010, lo que la llevó a representar aproximadamente un cuarto de la capacidad global instalada (estimada en alrededor de 5,360 GW en 2011) y alrededor del 20.3% del suministro global de energía eléctrica.

Las fuentes de energías renovables han incrementado su capacidad instalada en los últimos 9 años (véase la Gráfica 14). La energía eólica ha aumentado en poco más de ocho veces su capacidad instalada, mientras que la energía solar fotovoltaica lo ha hecho 38 veces. La geotermia en cambio ha aumentado en poco más de una tercera parte de lo que representaba en 2001.



Gráfica 14. Evolución de la capacidad instalada de fuentes de energías renovables 2001-2011(MW). Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012.

5.2 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MUNDIALMENTE A PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES.

De acuerdo con el reporte anual de energías renovables de REN21¹, la mitad de la capacidad mundial instalada de las fuentes de energía renovable antes mencionada, se encuentra en países desarrollados, tan solo Europa concentra 20%. En el sector eléctrico, las energías renovables sumaron casi la mitad de los 208 GW estimados de capacidad adicional en el mundo durante 2011. La energía eólica y solar fotovoltaica fueron las que más incrementaron capacidad durante 2011, con 40% y 30% de nueva capacidad, respectivamente, seguidas por la hidroeléctrica con casi 25%.

Los países que utilizan de manera más intensiva las energías renovables para la generación de electricidad son Islandia, Noruega, Paraguay, Colombia, Brasil y Canadá, que van desde 100% hasta 61% de participación. En contraste, los que presentan la menor participación de estas tecnologías entre 0% y 9% son Arabia Saudita, Israel, Argelia, Sudáfrica, Corea del Sur y Australia.

¹ Renewables 2012, Global Status Report, REN21, 2012.



Tabla 16. Capacidad instalada de las energías renovables en el mundo, 2011.

Fuente: SENER. Prospectiva de energías renovables 2012-2026

Fuentes /Tecnologías	Capacidad agregada en 2011	Capacidad existente a finales del 2011
Generación de electricidad (GW)		
Eoloeléctricas	40	238
Solar fotovoltaica	30	70
Concentración solar térmica	0.46	1.76
Hidroeléctricas	25	970
Biomasa	5.9	72
Geotermoeléctrica	0.1	11.1
Energías oceánicas	1.3	0.5
Calentamiento de agua/calentamiento (GWt)		
Calentamiento solar de agua /calentamiento de espacios	>49	232
Biomasa	10	290
Geotermia	7	58
Combustibles Líquidos (billones de litros al año)		
Etanol	-0.4	86.1
Biodiésel	2.9	21.4

La participación de las energías renovables depende de varios factores, entre ellos: los tamaños de las economías, el grado de avance de las tecnologías y el estado de sus políticas energéticas. La tendencia, en países de Medio Oriente y África, se inclina a mantener una alta participación de energías fósiles en la generación eléctrica de sus naciones. México se encuentra entre Estados Unidos y Canadá, pero por debajo de las participaciones presentadas por Brasil y Venezuela que cuentan con recursos y desarrollos hidráulicos importantes.

Energía eólica

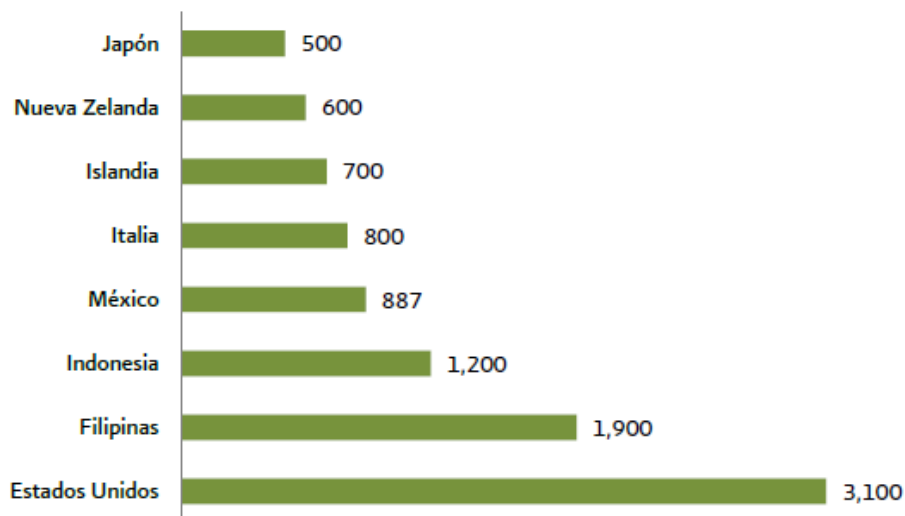
La capacidad de generación eléctrica total acumulada de energía eólica en 2011 llegó a 238 GW, con un crecimiento promedio anual de 25.5% en el periodo 2001-2011. Durante 2011, la capacidad instalada de energía eólica aumentó 40 GW a nivel mundial, 20% más con respecto a lo registrado en 2010.



El mercado eólico mantuvo su nivel de crecimiento en 2011 y, por segundo año consecutivo, la mayor parte de la capacidad instalada se llevó a cabo en los países en desarrollo y en mercados emergentes; impulsado principalmente por China que representó casi la mitad del mercado global con 17.6 GW. Le siguen Estados Unidos, con un aumento de 6.8 GW y la Unión Europea con 9.6 GW, encabezada por Alemania, España, Francia, Italia, Reino Unido, Portugal y Dinamarca¹⁷. Otros mercados en el mundo están empezando a despuntar. Brasil y México instalaron 0.54 GW y 0.21 GW, respectivamente, durante 2011, con lo cual alcanzaron al final de ese año, 1.47 y 0.67 GW de capacidad instalada. Sin embargo, esta zona todavía representa una proporción muy pequeña de la energía eólica mundial.

Energía geotérmica

Desde 2004, el aprovechamiento de esta fuente de energía y la acumulación de capacidad eléctrica se ha registrado, sobre todo, en Indonesia, Islandia, Nueva Zelanda, Estados Unidos y Turquía. Cabe mencionar que Turquía e Islandia experimentaron un crecimiento de más de 200% cada uno. La capacidad mundial aumentó 3% promedio anual durante el periodo 2001-2011. A finales de 2011, se contaba con aproximadamente 11,200 MW de capacidad geotérmica de generación de electricidad, que produjo más de 69,000 GWh por año. En 2011, México ocupó el cuarto lugar mundial en capacidad instalada con una participación de 7.9% del total mundial, lo que equivale a 887 MW (véase Gráfica 15)



Gráfica 15. Capacidad de la energía geotérmica. Principales países, 2011 (MW). Fuente: Renewables 2012 Global Status Report, REN21, 2012.



En 2011, estimaciones de la GEA indican que la generación de energía eléctrica a partir de la geotermia alcanzó 69 TWh. El crecimiento del mercado de la geotermia a nivel mundial registró una modesta expansión, con aproximadamente 136 MW de capacidad adicional instalada en Islandia, Nicaragua y Estados Unidos, llevando la capacidad global a 11.2 GW.

Energía hidroeléctrica

La energía hidráulica es la fuente renovable de electricidad más importante y más utilizada en el mundo, registrando 970 GW de capacidad de generación eléctrica en 2011. El crecimiento de centrales hidroeléctricas en el periodo 2001-2011 ha sido del 3% anual.

China es el productor más importante de energía hidroeléctrica, seguido por Brasil, Estados Unidos, Canadá y Rusia. La mitad de la capacidad hidroeléctrica se concentra en estos cinco países ubicados en diferentes regiones del mundo: China (22%), Brasil,

Estados Unidos, Canadá y Rusia, con 8% de participación cada uno. El resto de la capacidad instalada se concentra en países de Europa (Suecia, Francia, Italia, España, Austria, Suiza, Alemania y Rumania), que en su conjunto representan el 13% de la capacidad instalada; los países asiáticos por su parte aportan 8% de la capacidad (India, Japón, Pakistán, Vietnam, Indonesia); por su parte los países de América Latina aportan el 7% (Venezuela, Paraguay, Colombia, México, Argentina, Chile y Perú).

Energía solar.

En la actualidad la energía solar representa una opción para la generación eléctrica en aplicaciones poco intensivas. En la última década se han desarrollado diversos sistemas que se basan en dos opciones tecnológicas: solar fotovoltaica y solar térmica.

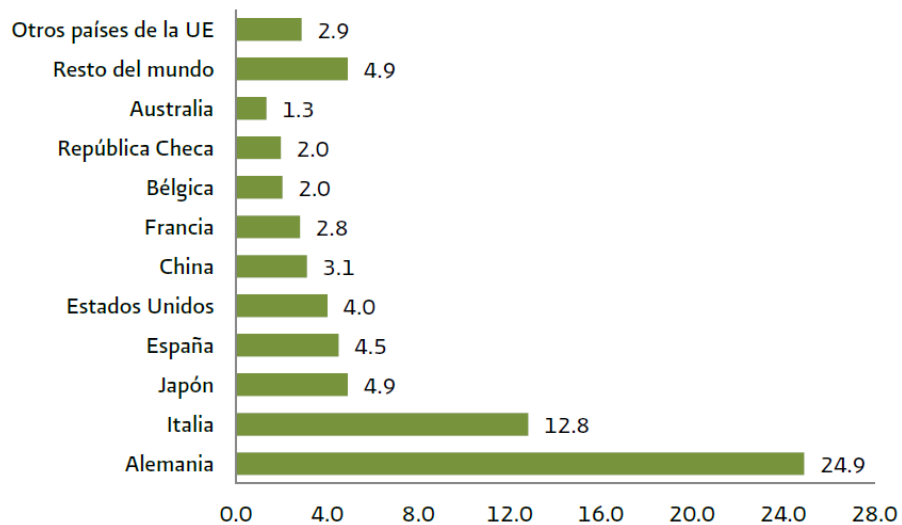
Solar fotovoltaica

Este tipo de energía genera electricidad en más de 100 países y ha sido la tecnología de generación más dinámica en los últimos años. Entre 2001 y 2011, la capacidad fotovoltaica creció a una tasa anual promedio de 44%. Se estima que se instaló una capacidad de 17 GW conectada a la red durante 2010, totalizando de esta manera 40 GW.

El 2011 fue un año en el que el mercado fotovoltaico registró otro año extraordinario de crecimiento. Casi 30 GW de nueva capacidad solar fotovoltaica entró en operación en el mundo en este año, incrementando la capacidad total instalada mundial en un 74% para



alcanzar alrededor de 70 GW. Gran parte de la nueva capacidad se instaló a finales del 2011, motivada por un cambio acelerado en las tarifas, el vencimiento inminente de políticas y una drástica reducción en los precios. La capacidad instalada de energía solar fotovoltaica a finales de 2011 fue 48 veces la capacidad total instalada diez años antes, y los últimos cinco años la tasa media de crecimiento anual superó el 59% para el período comprendido entre 2007 y 2011.



Gráfica 16. Capacidad instalada de energía fotovoltaica. Principales países, 2011 (GW).

Fuente: Fuente: Renewables 2012 Global Status Report, REN21, 2012.

La Unión Europea volvió a dominar el mercado mundial de energía solar fotovoltaica, gracias a Alemania e Italia, que en conjunto instalaron el 57% de la nueva capacidad en 2011.

En otros continentes, los principales actores fueron China, con 2.1 GW; Estados Unidos, 1.9 GW; Japón, 1.3 GW, y Australia, 0.8 GW. Japón sigue manteniendo el tercer lugar en capacidad instalada a nivel mundial.

Solar Térmica

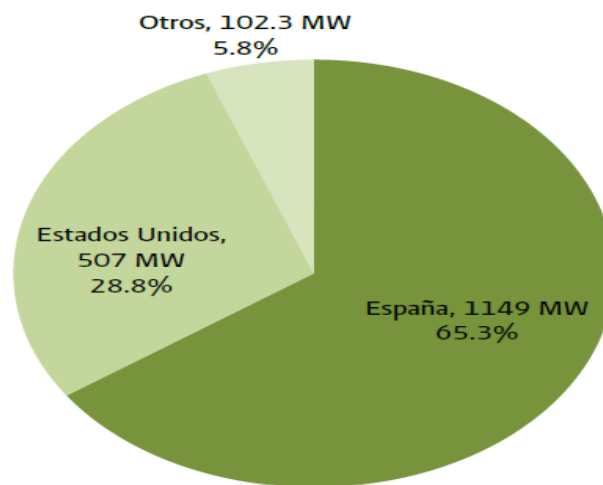
Las inversiones en nuevas centrales termosolares se reanudaron en 2005, después de experimentar un estancamiento desde principios de la década de los noventa. La capacidad mundial en 2011, ubicada principalmente en Estados Unidos y España fue de 1,760 MW, con un crecimiento promedio anual de 23.8% en el periodo 2001-2011. Esta tecnología aumentó cerca de 740 MW entre 2007 y finales de 2010, en 2011 se incorporaron 507 MW



adicionales.

El mercado ha sido dominado por las centrales de colectores de cilindro parabólicos, que representan el 90% de las plantas y casi la totalidad de la capacidad existente en operación. Los países que mostraron actividad durante 2011 en el desarrollo de proyectos fueron Estados Unidos de América (507 MW), Argelia (25 MW), Tailandia (9.8 MW) y la India (2.5), con lo cual permitieron aumentar la capacidad conectada a la red en 454 MW, alcanzando cerca de 1,760 MW (véase Gráfica 17). Además, se espera que para 2014, Estados Unidos incorpore 8 GW de capacidad adicional, instalada en seis estados.

En México, la CFE adjudicó la construcción de un campo solar de 14 MW integrado al proyecto de ciclo combinado Agua Prieta II, en el estado de Sonora, con apoyo del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF, por sus siglas en inglés), el cual se prevé entre en operación en el año 2013.



Gráfica 17. Capacidad instalada de plantas termosolares. Principales países, 2011.

Fuente: Renewables 2012 Global Status Report, REN21, 2012.

5.3 PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA MATRIZ ENERGÉTICA DE MÉXICO.

Actualmente, y por las condiciones de evolución histórica, la matriz energética está concentrada en fuentes fósiles, es decir petróleo, gas natural y carbón. En 2000 en México dichas fuentes representaron 92% de la producción total de la energía primaria, principalmente del petróleo (70%), el gas natural (20%) y carbón (2%). El cambio más relevante observado en la última década es la sustitución gradual de petróleo por gas natural. Desde el punto de vista de la oferta interna bruta de energía, las fuentes fósiles



representaron 92% en 2010.

La participación de fuentes no fósiles sigue siendo reducida. Únicamente el 7% de la producción total de energía primaria se realizó con fuentes no fósiles en 2010 en México. Cabe mencionar que esta disminución en la participación de las fuentes no fósiles en la oferta interna bruta se debe al menor consumo de leña que a su vez fue resultado de la disminución de la población rural del país, la cual es la que consume primordialmente leña para satisfacer sus necesidades energéticas.

Tabla 17. Composición de matriz energética nacional. Fuente: SENER

Producción de la energía primaria por fuente (PJ)				Oferta bruta por fuente (PJ)			
Tipo de Fuente	2000	2006	2010	Tipo de Fuente	2000	2006	2010
Petróleo	70%	70%	65%	Petróleo	52%	45%	45%
Gas natural	20%	21%	25%	Gas natural	33%	40%	42%
Carbón	2%	2%	2%	Carbón	4%	5%	5%
Renovables	7%	7%	7%	Renovables	11%	10%	8%
Total	100%	100%	100%	Total	100%	100%	100%

Nota : Algunos de los porcentajes de esta tabla fueron redondeados.

Del 7% de la participación de las energías renovables en la producción de energía primaria, el 1.7% corresponde a la energía geotérmica, solar y eólica, el 1.4% a la energía hidráulica y el 3.8% corresponde a la biomasa.

Cabe señalar que en todos los sectores de la economía mexicana existen oportunidades importantes para contribuir a la diversificación de la matriz energética. Dentro del sector eléctrico existe un alto potencial para la sustitución de fuentes primarias de energía.

A diferencia de otros subsectores, como el industrial o el de transporte, donde las cadenas productivas y las tecnologías existentes presentan cierta rigidez y dependencia hacia los combustibles fósiles, el subsector eléctrico cuenta con la flexibilidad necesaria para transitar hacia una matriz energética más diversificada y confiable a través de un portafolio



de generación compuesto por energías fósiles como no fósiles. Sin embargo debe de considerarse que en medida que se incrementen las fuentes renovables en el portafolio de tecnologías de generación, el costo de expansión o de la producción de energía eléctrica incrementara.

5.4 CAPACIDAD DE GENERACIÓN Y ENERGÍA GENERADA EN MÉXICO.

Capacidad efectiva.

Al cierre de 2011 la capacidad efectiva de generación fue de 39 270.30 MW, con una disminución en 433.90 MW comparada con los 39 704.20 MW que se tenían al 31 de diciembre de 2010, equivalente al -1.10 por ciento, como resultado de la aplicación del programa de retiro unidades programadas en el POISE y de los movimientos de altas, bajas e incremento de capacidad por repotenciación.

El análisis por fuente de generación indica que 73.5 por ciento de la capacidad instalada corresponde a plantas que utilizan hidrocarburos y la diferencia de 26.5 por ciento se asocia con fuentes alternas de energía, entre las que sobresalen las centrales hidroeléctricas con 21.9 por ciento; las nucleoelectricas 2.7, y las de base geotérmica y eólicas con 1.9 por ciento.

Tabla 18. Capacidad efectiva por tipo de central, (MW) 2000-2011.Fuente: CFE

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Centrales	Unidades
TOTAL	34 471	38397	38474	38927	39704	39270	156	628
Hidrocarburos	24859	24932	25004	25417	26074	25721	81	308
Vapor	12671	12641	12641	12671	12652	12336	26	85
Ciclo combinado	5203	5416	5456	6115	6115	6122	13	59
Turbo gas	2103	1958	1991	1715	1715	1673	30	76
Combustión interna	182	217	216	216	214	211	9	73
Carboeléctrica	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2	8
Dual	2100	2100	2100	2100	2778	2778	1	7
Fuentes alternas	12612	13465	13470	13510	13630	13549	75	320
Hidroeléctrica	10285	11055	11055	11095	11215	11211	64	178
Geotermoeléctrica	960	960	965	965	965	887	7	34
Nucleoeléctrica	1365	1365	1365	1365	1365	1365	1	1
Eoloeléctrica	2	85	85	85	85	87	3	106



Generación de energía eléctrica.

Durante el 2011, la generación de energía eléctrica del SEN (CFE + Extinta LyFC) alcanzó 173 626 GWh, lo que representó un incremento del 6.5 por ciento respecto del año anterior. Del volumen generado, el 50.4 por ciento fue a base de hidrocarburos, mientras que las fuentes alternas aportaron el 49.6 por ciento restante.

Los tipos de unidades con mayor contribución en el proceso de generación:

- Combustóleo o gas (vapor convencional) con 27.6 por ciento.
- Hidroeléctricas con 20.6 por ciento.
- Ciclo Combinado del SEN 19.8 por ciento. (No incluye a PIE's)
- Carboeléctricas con 19.3 por ciento (incluye Petacalco)
- Nucleoeléctricas con el 5.8 por ciento.
- Geotermoeléctricas con 3.7 por ciento.
- Eoloeléctrica con 0.1 por ciento.
- El 3.0 por ciento restante se genera con centrales turbogás de combustión interna.

En cuanto a la participación por fuente energética al cierre de 2011, las fuentes no fósiles aportaron 20.3% de la generación en el país, mientras que las fuentes fósiles aportaron 79.7%.



Tabla 19. Generación bruta por tipo de central. Fuente: CFE

CAPACIDAD BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA (GWh)							
TIPO	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
TOTAL	170 072	162 472	157 506	157 165	154 144	163 049	173 626
Hidrocarburos	92 494	83 946	81 850	81 013	81 843	81 584	87 575
Combustóleo o gas	64 512	51455	49105	42 859	42 847	40 570	47 869
Dual (vapor)	36	204	0	3 475	0	0	0
Ciclo combinado	26 011	30 120	30 067	31824	35 533	36 376	34 449
Turbogas	1 155	1 313	1 538	1618	2 211	3 387	4 116
Combustión interna	780	854	1 140	1238	1 252	1 252	1 140
Fuentes alternas	77 579	78 526	75 655	76 151	72 301	81 466	86 052
Hidroeléctrica	26 851	29 327	26 107	37 839	25 626	36 728	35 796
Carboeléctrica	18 380	17 931	18 101	17 789	18 886	16 485	18 158
Dual (carbón)	14 329	13 671	13 375	3 409	12 299	15 570	15 396
Nucleoeléctrica	10 805	10 866	10 421	9 804	10 501	5 879	10 089
Geotermoeléctrica	7 299	6 685	7 404	7 056	6470	6 618	6 507
Eoloeléctrica	5	45	248	255	249	166	106

5.5 APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA.

5.5.1 Sistemas de captación de la energía solar.

El aprovechamiento energético del sol, directo o indirecto, de forma natural o artificial es una constante en nuestra estructura agrícola, urbana, industrial, etc. Hacer mayor el aprovechamiento de la energía solar llevando su aplicación a sistemas modernos, más dinámicos y directos constituye un objetivo en la época reciente.

La energía solar presenta dos características especiales muy importantes que la diferencian de las fuentes energéticas convencionales: dispersión e intermitencia.

a. Dispersión: En condiciones favorables, la densidad de la energía del sol apenas alcanza 1 kW/m², un valor muy por debajo del que se requiere para producir trabajo. Esto significa que, para obtener densidades energéticas elevadas, se necesitan grandes superficies de



captación, o sistemas de concentración de los rayos solares.

b. Intermittencia: La energía solar no es continua, lo cual hace necesarios sistemas de almacenamiento.

Aprovechamiento

El aprovechamiento de la energía solar se puede llevar a cabo mediante dos formas de captación (véase Figura 6):

- a) Captación térmica
- b) Captación fotónica

Captación térmica.

El aprovechamiento de la captación térmica se puede llevar a cabo de dos formas: por aprovechamiento pasivo o activo.

El aprovechamiento pasivo no requiere ningún dispositivo para captarla. Por ejemplo, se usa en la arquitectura para sistemas de calefacción en climas fríos, a través de grandes ventanas orientadas hacia donde el sol emite sus rayos durante la mayor parte del día. Otras aplicaciones comunes son el secado de productos agrícolas y de ropa.

Sin embargo, el uso o aprovechamiento activo ofrece soluciones más interesantes, pues ofrece alternativas para el uso de los recursos naturales que, comparadas con otras fuentes de energía, logran beneficios económicos sin deteriorar tales recursos. Los sistemas activos se basan en la captación de la radiación solar por medio de un elemento denominado “colector”.

El aprovechamiento térmico activo de la energía solar se divide en tres áreas:

- Aprovechamiento de baja temperatura (menos de 90°C): aplicado para calentamiento de agua y preparación de alimentos.
- Aprovechamiento de mediana temperatura (menos de 300°C): para aplicaciones industriales.
- Aprovechamiento de alta temperatura (hasta 4.000°C): aplicado para la generación de electricidad.

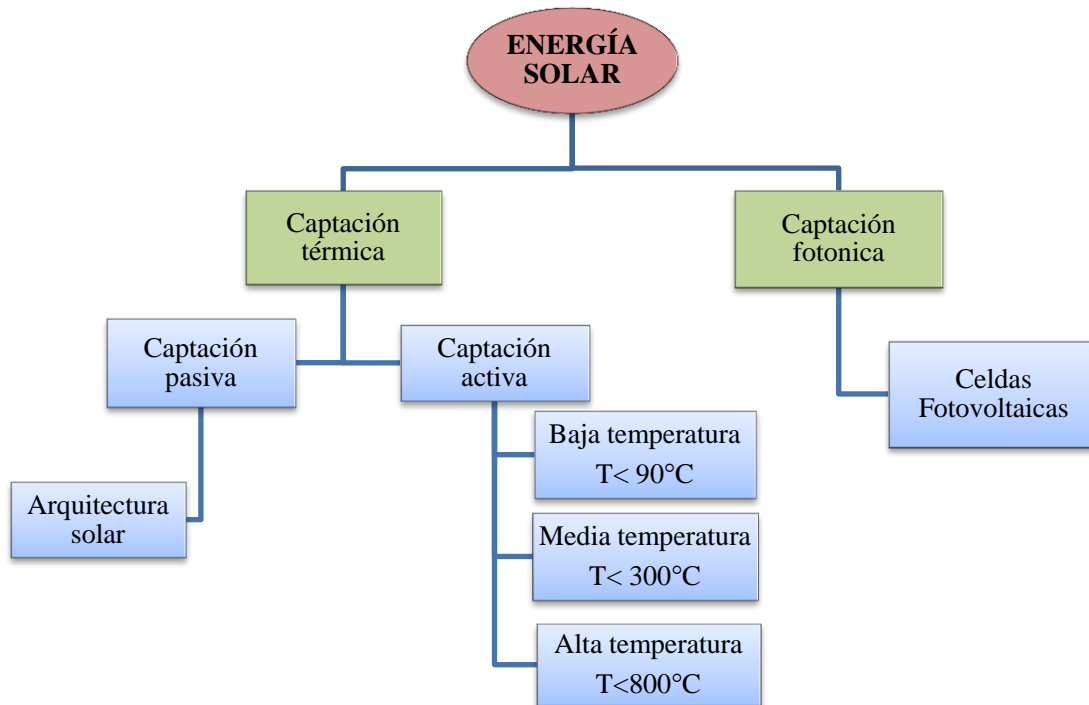


Figura 6. Tipos de captación solar. Fuente: Elaboración propia.

Aplicaciones de la captación térmica.

1. Calentamiento de piscinas

El calentamiento del agua de las piscinas requiere de un alto consumo de energía por lo que la aplicación de la energía solar térmica nos proporciona claras ventajas de economía y sencillez frente a otros sistemas que utilizan energías convencionales (calentadores de gas y sistemas eléctricos). Dado que los colectores utilizados en las piscinas únicamente deberían ser capaces de mantener una temperatura no mayor de 30°C, lo ideal es usar colectores de plástico negro sin recubrimiento, los cuales son resistentes a los rayos ultravioleta del sol y a las condiciones climáticas, además de ser mucho más económicos que aquellos para calentar agua de uso doméstico.

Los colectores de plásticos trabajan con una eficiencia muy alta, en un rango de temperaturas entre 20-28°C, ya que las pérdidas de calor son mínimas, debido a las temperaturas bajas de operación.



2. Sistemas para uso doméstico

Los sistemas solares térmicos para uso doméstico son una alternativa a los convencionales para calentamiento de agua: tanques eléctricos, termoduchas o calentadores a gas. Para lograr temperaturas elevadas (entre 40 y 70 grados centígrados), se requiere el empleo de colectores planos que cuenten con un recubrimiento (normalmente de vidrio) que provoque un efecto invernadero dentro de ellos.

El colector plano tiene cuatro componentes principales. Dentro de un marco de aluminio aislado se encuentra el absorbedor (registro de tubos de cobre, soldados a una lámina delgada de cobre pintado de negro, donde circula el agua), así como un vidrio especial de alta transmisión sellado a su marco. Para aumentar la eficiencia del absorbedor, se utilizan placas selectivas (aleaciones de varios metales con tratamientos especiales de la superficie).

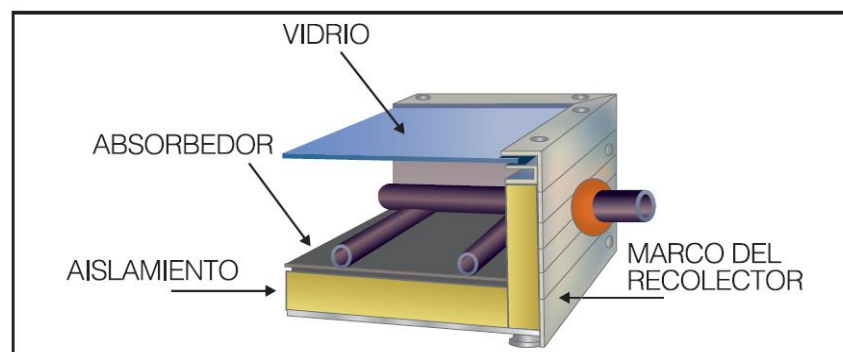


Figura 7. Corte de un colector solar plano. Fuente: BUNCA

Se habla, principalmente de dos diferentes sistemas solares para uso doméstico: el sistema termosifón y el forzado. Existe otro denominado integrado, el cual sólo tiene aplicación en zonas tropicales. El funcionamiento básico en todos ellos es el mismo: un colector capta los rayos solares y transmite el calor al agua circulando hacia un tanque de almacenamiento. Ahí ésta se queda dentro de un recipiente bien aislado hasta su consumo.

Tipos de sistemas solares para uso doméstico.

A) Sistemas termosifón

El sistema termosifón es muy conocido en climas cálidos, donde no hay peligro de congelación.



Por su fácil e independiente funcionamiento (circulación del agua entre colector y tanque por gravedad), es muy popular para casas o viviendas. Su instalación normalmente es sobre el techo y el tanque tiene que estar ubicado en una posición superior a la del colector.

Funcionamiento básico del sistema termosifón

En los sistemas termosifón, la circulación en el circuito primario solar se efectúa por convección natural, debido a las diferencias de densidad entre el fluido de trabajo caliente y frío. El tanque cuenta con un excelente aislamiento que sólo permite pérdidas mínimas de calor durante la noche. Opcionalmente se puede instalar una resistencia eléctrica (encendido y apagado automático) para garantizar siempre agua caliente en condiciones climáticas adversas, cuando no haya radiación solar.

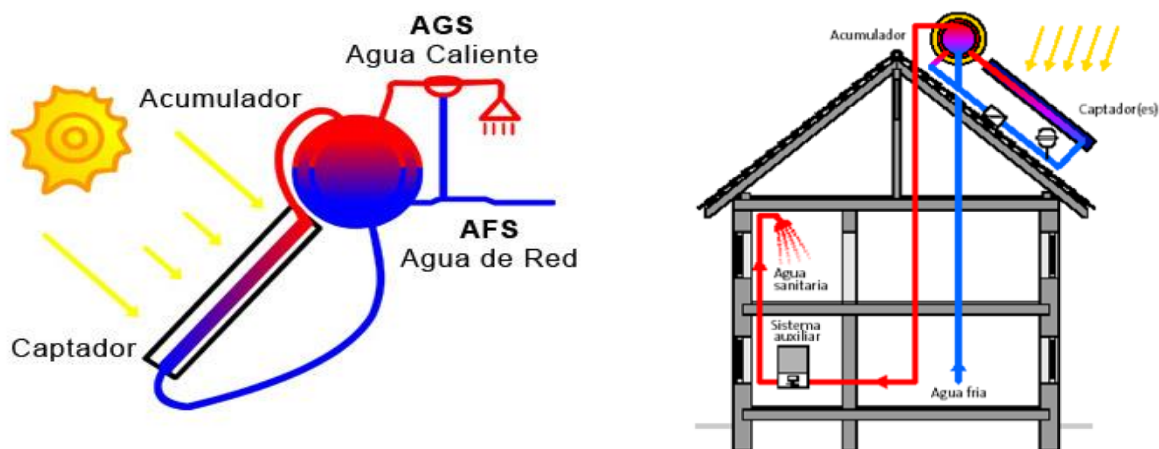


Figura 8. Sistema termosifón. Fuente: PROCALSOL

B) Sistemas forzados

En el sistema solar forzado sólo hay que instalar los colectores sobre el techo y el tanque en un lugar bajo techo .Se denomina forzado porque requiere una fuerza (bomba de recirculación) que transporte el agua del tanque al colector para ser calentada y viceversa.

El sistema solar forzado siempre se ve más estético que un sistema termosifón; sin embargo, requiere más material y, por lo tanto, el costo es más elevado.



Funcionamiento básico del sistema forzado

Un regulador termodiferencial, a través de dos sensores (uno ubicado en la parte más caliente del colector y otro en la más fría del tanque), enciende la bomba de recirculación (consume 38W, menos que un bombillo incandescente) apenas para que el sensor del colector mida una temperatura más caliente que la del tanque.

La bomba lleva el agua más fría del tanque hacia el colector, para ser calentada y, una vez caliente, regresa al tanque. Si la temperatura del colector es la misma que la del tanque, el regulador apaga la bomba (normalmente en la tarde). El agua tiene pérdidas caloríficas mínimas en el tanque (bien aislado) y se conserva hasta su consumo, el cual puede ser hasta el día siguiente.

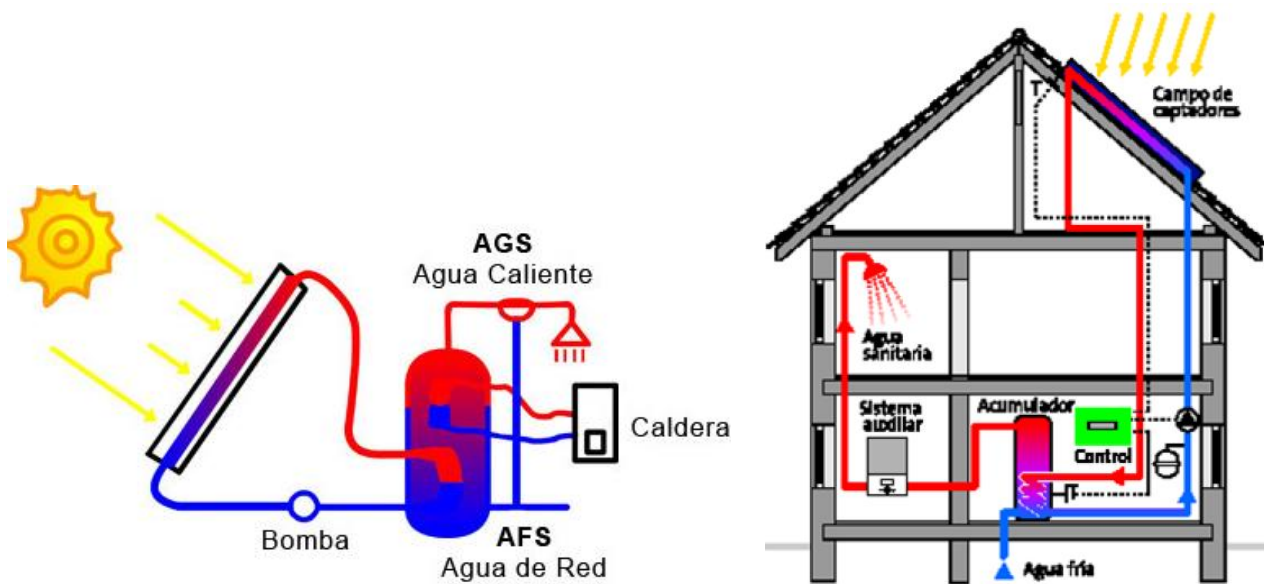


Figura 9. Sistema forzado. Fuente: PROCALSOL

C) Sistema Integrado

Para lugares en el trópico (con temperaturas promedio superiores a los 25° C), existe la posibilidad de generar agua caliente a un costo sumamente atractivo por la facilidad de construcción que presentan estos sistemas. La gran diferencia entre los sistemas tradicionales y el integrado es su construcción. Mientras el termosifón cuenta con dos componentes (colector y tanque), y el forzado con tres (colector, tanque y grupo



hidráulico), el integrado solamente necesita un solo componente, el cual une las funciones de absorber calor y almacenar agua caliente.

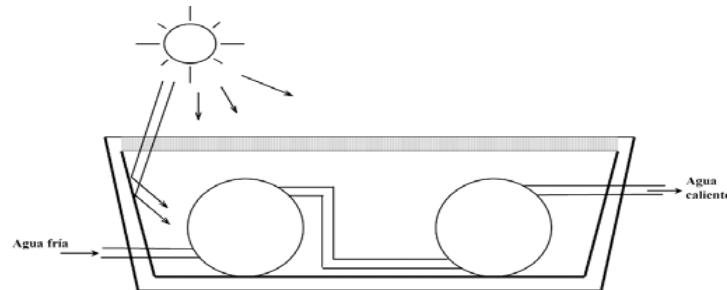


Figura 10. Sistema Integrado. Fuente: BUNCA

El sistema integrado tiene un costo significativamente menor que el termosifón y el forzado, pero su mayor problema es la alta pérdida de calor durante las horas sin sol, a través del recubrimiento transparente, por la falta de un buen aislamiento.

Funcionamiento del sistema integrado

Dentro de una caja aislada por sus costados, y en su parte inferior, se instala un cilindro metálico negro que debe recibir la radiación del sol directa, y la reflejada por los lados, los cuales cuentan con papel aluminio reflejante. De esta manera se calienta el agua dentro del recipiente durante las horas de sol y el cobertor térmico transparente reduce las pérdidas caloríficas al mínimo durante las horas sin sol. Hasta el momento, este tipo de sistema no ha sido aplicado en América Central.

3. Sistema solar para hoteles

En hoteles son más recomendables los sistemas solares tipo forzado, por cuanto la cantidad requerida de agua caliente es elevada y debe estar disponible siempre. Por su parte, en los sistemas termosifones los tanques tienen mucho peso, lo cual puede presentar un problema para la estabilidad de la estructura.

Económicamente los sistemas solares para hoteles presentan un tiempo de amortización más corto que los de tipo residencial, dado que se requieren los mismos componentes, como regulador o bomba de recirculación, para un mayor número de colectores. El costo de un tanque de almacenamiento de agua caliente grande también es proporcionalmente más económico que el de sistemas para viviendas.



4. Secadores solares

El secado al aire libre, donde los productos se exponen directamente al Sol colocándolos sobre el suelo, es uno de los usos más antiguos de la energía solar térmica y es, aún, uno de los procesos agrícolas más común en muchos países del mundo. Este procedimiento es de muy bajo costo, pero puede sufrir grandes perjuicios por las lluvias y el ataque de insectos y otros animales.

Para evitar esos problemas y lograr mayor eficiencia, se han desarrollado diferentes sistemas de secado solar, que cuentan principalmente con dos elementos:

1. El colector, donde la radiación calienta el aire.
2. La cámara de secado, donde el producto es deshidratado por el aire caliente que pasa.

Los elementos pueden ser diseñados de diferentes formas para integrarse a los equipos de secadores. Existen distintos tipos de diseños, como secadores solares indirectos (utilizan el calor del sol para secar), secadores solares directos (utilizan la radiación solar directa) y mixtos.

La combinación del colector y la cámara en una sola unidad puede ser más económica en muchos casos, especialmente en secadores de menor tamaño. Su funcionamiento consiste en que el aire circula dentro del secador con el fin de eliminar la humedad evaporada del producto. Como se muestra en la Figura 11, la circulación se logra por convección natural o forzada cuando el aire es movido por ventiladores.

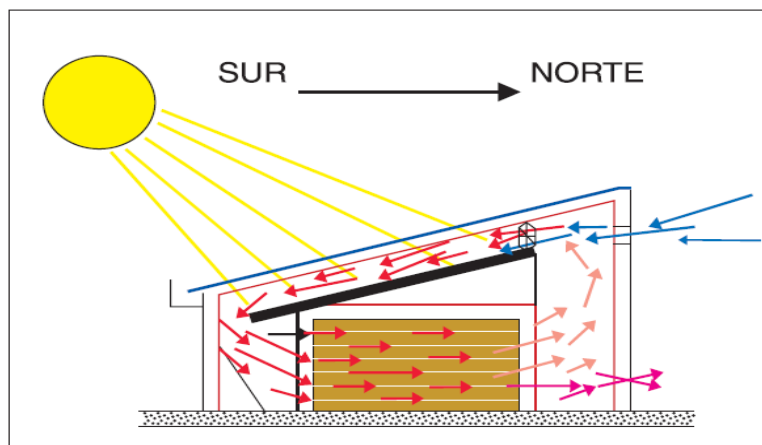


Figura 11 .Secador solar para madera. Fuente: BUNCA.



5. Cocinas solares

La mayor parte de los modelos de cocinas solares en uso corresponde a trampas de calor. Son cajas pintadas de negro mate en su interior, lo cual sirve de colector, con paredes aisladas. La cubierta transparente para recibir la luz solar por lo general consta de dos vidrios para evitar pérdida de calor hacia el ambiente.

Estas cocinas pueden tener uno o varios reflectores para concentrar la energía solar. Las temperaturas alcanzadas oscilan alrededor de 150°C, las cuales son adecuadas para la cocción de alimentos, para la purificación de agua a través de proceso de ebullición y para el horneado de panes y pasteles.

Para lograr temperaturas más elevadas, se tiene que aplicar otro principio. Para acumular la irradiación solar, un reflector con encorvadura parabólica crea un área de foco en donde se alcanzan temperaturas muy altas. La cocina tiene un soporte estable y la olla se coloca dentro del anillo sujetador en esa área. Debido a la corta distancia de foco, es necesario reajustar la posición en dirección al Sol cada 15-20 minutos. Las cocinas de reflector parabólico son modelos de menor difusión, probablemente por la aparente dificultad de su construcción y su mayor costo

6. Aplicaciones en la Industria

Hasta ahora el uso de la energía térmica solar se ha utilizado casi exclusivamente en piscinas, preparación de agua caliente doméstica, y calentamiento de espacios, mientras que su uso en el sector servicios y en aplicaciones industriales es insignificante. Sin embargo esta tecnología tiene un enorme potencial en el sector industrial el cual consume mucha energía y aproximadamente el 30 % caen dentro de un rango de temperaturas compatible con los colectores térmicos solares.

En la Tabla 20 se observan niveles de temperatura de diferentes procesos en la Industria, los procesos que pueden ser sustituidos basándonos en ellas por energía solar térmica en algunas industrias son:

- Precafección de agua, secado, pasteurización (50 -100°C).
- Producción de agua caliente a presión, esterilización (100 -150°C).
- Producción de vapor saturado (150 -200°C).
- Producción de vapor sobrecalentado (250 - >300°C).



Pese a lo útil que puedan resultar los sistemas solares térmicos siempre habrá que tener en cuenta que será muy rara la aplicación industrial en la cual el sol pueda aportar el 100% de la energía necesaria. El sol no aparece a diario o durante todo el día lo que no siempre se compagina con los requerimientos energéticos industriales. En la gran mayoría de los casos, habrá que recurrir a sistemas complementarios convencionales de quema de combustibles (gas, gasoil) o de electricidad para cubrir los requerimientos de calor que la energía solar no pueda proporcionar en determinados momentos.

Por lo que el mayor problema para su aplicación en la industria, es la integración del sistema solar dentro del sistema de producción de energía de la empresa, pues no se trata simplemente de montar una serie de placas. En la industria, todos los pasos en los procesos de producción y la maquinaria involucrada están dimensionados para recibir la energía de una caldera. Por lo que para integrar el sistema solar, es necesario realizar una planificación de toda la instalación.

En México hasta el momento dos empresas han instalado este tipo de sistemas solares, Bimbo en 2007 instaló un sistema solar en DF, que proporciona una temperatura de 75°C para precalentar agua para la caldera del vapor y Heliomex en 2008 instaló un sistema de precalentamiento de agua de 66 paneles en León, México, que puede calentar 10 000 litros de agua a 60°C la cuál es utilizada para procesos de lavado y de teñido.



Tabla 20. Niveles de temperatura de diferentes procesos en la Industria. Fuente: Adaptación de información de PROCALSOL

Industria	Proceso	Temperatura °C																	
		70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240
Láctea	Presurización	[Barra roja]																	
	Esterilización	[Barra roja]																	
	Secado	[Barra roja]																	
	Concentrados	[Barra roja]																	
Conserva de alimentos	Agua en baños maria	[Barra roja]																	
	Esterilización	[Barra roja]																	
	Pasteurización	[Barra roja]																	
	Cocción	[Barra roja]																	
Textil	Blanqueo	[Barra roja]																	
	Blanqueo, entintado	[Barra roja]																	
	Secado, desengrasado	[Barra roja]																	
	Secado	[Barra roja]																	
Papel	Fijado	[Barra roja]																	
	Presionado	[Barra roja]																	
	Cocción, secado	[Barra roja]																	
	Calentamiento de agua	[Barra roja]																	
Química	Blanqueo	[Barra roja]																	
	Jabones	[Barra roja]																	
	Hule sintético	[Barra roja]																	
	Calor de Proceso	[Barra roja]																	
Carne	Agua de precalentamiento	[Barra roja]																	
	Lavado,esteril,limpieza	[Barra roja]																	
Bebidas	Cocción	[Barra roja]																	
	Lavado	[Barra roja]																	
Hornos y derivados	Esterilización	[Barra roja]																	
	Pasteurización	[Barra roja]																	
Maderas y derivados	Esterilización	[Barra roja]																	
	Termodifusión	[Barra roja]																	
	Secado	[Barra roja]																	
	Agua para precalentamiento	[Barra roja]																	
Automóviles	Preparación de pulpa	[Barra roja]																	
	Pintado	[Barra roja]																	
	Secado	[Barra roja]																	
Tabiques, ladrillos y bloques	Cocción	[Barra roja]																	
	Curado	[Barra roja]																	
Vidrio	Calcinación	[Barra roja]																	
	Laminado	[Barra roja]																	
Plásticos	Secado de fibras de vidrio	[Barra roja]																	
	Preparación	[Barra roja]																	
	Destilación	[Barra roja]																	
	Separación	[Barra roja]																	
	Extensión	[Barra roja]																	
	Secado	[Barra roja]																	
Mezclado	[Barra roja]																		



7. Generación de electricidad.

Básicamente, la generación de electricidad a través de la energía térmica solar se puede realizar mediante el siguiente proceso en el cual se llevan a cabo los siguientes pasos:

1. Concentración de la radiación a través de un colector.
2. Incremento de la densidad de flujo de la radiación (de ser necesario)
3. Absorción de la energía térmica y almacenamiento en otro medio
4. Transferencia de energía térmica a una unidad de conversión de energía.
5. Conversión de la energía en energía mecánica en electricidad utilizando un motor térmico (ejemplo: turbina de vapor)
6. Conversión de la energía mecánica en electricidad a través de un generador.

Existen diversos tipos de centrales térmicas dependiendo de la tecnología usada, de todas esas, sólo las tecnologías que utilizan concentradores cilindro-parabólicos para realizar la transformación de la radiación solar en energía térmica se consideran suficientemente maduras.

El resto, que presentan un futuro muy prometedor, aún se las considera en fase experimental, razón por la cual resulta muy complicado encontrar financiación para estos proyectos.

Las técnicas de aprovechamiento de la radiación solar para la conversión en energía eléctrica utilizando una transformación intermedia en energía térmica se clasifican en dos grandes grupos:

- Las que concentran la radiación solar a lo largo de una línea
- Las que concentran la radiación solar en un punto.

Dentro de las primeras existen dos tecnologías que la emplean: las de concentrador cilindro parabólico y las de espejos fresnel.

En las que concentran la radiación solar en un punto, que tienen la posibilidad de realizar el seguimiento a dos ejes, también hay dos tecnologías aplicables: las de torre central y las que utilizan motores Stirling. En algunas de ellas es posible el almacenamiento de la energía térmica, para después transformarla en energía eléctrica en el momento más favorable. En otras, es posible la hibridación con combustibles fósiles o con biomasa.



Todas estas posibilidades configuran al menos nueve posibilidades que han sido llevadas a la práctica:

1. Centrales de concentrador cilindro-parabólico (CCP)
2. Centrales de concentrador cilindro-parabólico con almacenamiento térmico utilizando sales inorgánicas
3. Centrales de concentrador lineal fresnel
4. Centrales de disco parabólicas más motor stirling
5. Centrales de receptor central con generación directa de vapor
6. Centrales de receptor central con sales inorgánicas fundidas
7. Centrales híbridas (CCP, Fresnel o Torre Central) con caldera de gas
8. Centrales de concentrador cilindro-parabólico con hibridación con biomasa
9. Centrales de concentrador cilindro-parabólico hibridadas con centrales de ciclo combinado (centrales ISCC)

Cada una de estas nueve tecnologías se describe más a detalle en el Anexo 5.

Sistemas fotovoltaicos.

Principio de funcionamiento

Los sistemas fotovoltaicos transforman la energía que irradia el sol en energía eléctrica, sin mediación de reacciones químicas, ciclos termodinámicos, o procesos mecánicos que requieran partes móviles.

La conversión fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico, es decir, en la conversión de la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Para llevar a cabo esta conversión se utilizan unos dispositivos denominados células fotovoltaicas, constituidos por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante (principalmente el germanio (Ge), y silicio (Si) ya que estos materiales tienen propiedades eléctricas únicas, en presencia de luz solar sus electrones son excitados por los fotones asociados a la luz y se mueven a través del material, produciendo una corriente eléctrica; este efecto es conocido como fotovoltaico). Estas células conectadas en serie o paralelo forman un panel solar encargado de suministrar la tensión y la corriente que se ajuste a la demanda.

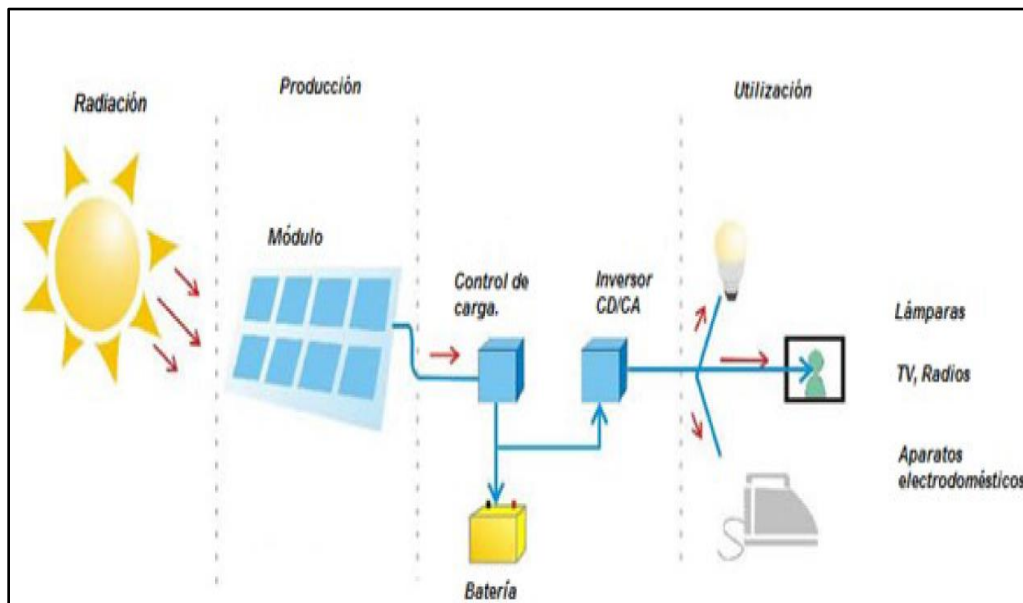


Figura 12. Sistema solar fotovoltaico típico. Fuente [www. empresaeiciente.com](http://www.empresaeiciente.com)

Aplicaciones del proceso fotovoltaico.

Un sistema fotovoltaico típico incluye módulos, baterías (si se requieren), sistema de control y acondicionamiento de potencia, el convertidor de corriente continua a corriente alterna (si se requiere) y una estructura de montaje. Los sistemas pueden clasificarse en dos grandes categorías: aislados e interconectados a la red de distribución eléctrica. A continuación se enumeran aplicaciones de ambas categorías:

1. Sistemas aislados de la red eléctrica :

Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo. Durante las horas de luz solar hay que producir más energía de la que se consume, para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no se esté generando.

Para optimizar el sistema es necesario calcular correctamente la demanda, con el fin de no sobredimensionar la instalación. Conviene utilizar electrodomésticos e iluminación de bajo consumo, para que de esta manera la potencia instalada sea lo menor posible.

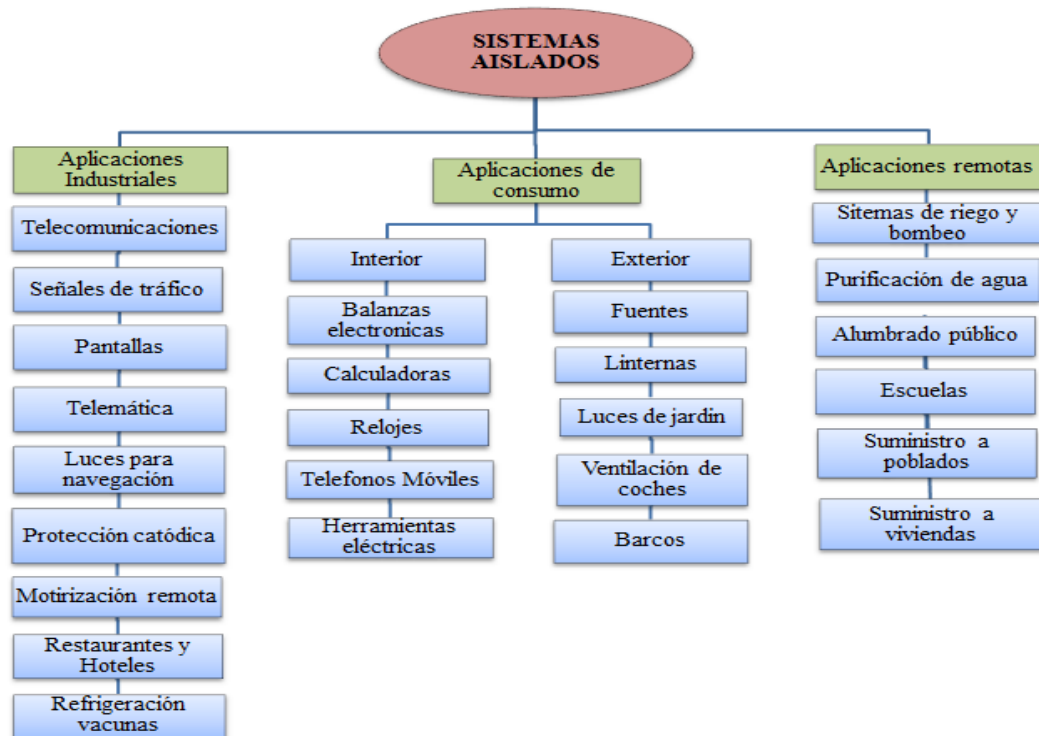


Figura 13. Aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos aislados. Fuente: Elaboración propia.

2.- Sistemas interconectados a red eléctrica:

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo a la legislación vigente.
- Una instalación realizada por un instalador especializado.

Para ofrecer una solución más económica se están utilizando sistemas prefabricados que reducen notablemente el tiempo de realización de la instalación y aumentan su fiabilidad.



Aplicaciones

a) Integración a edificios:

Se debe entender la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos, que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía.

Las aplicaciones de integración en edificios más frecuentes:

- Recubrimiento de fachadas.
- Muros cortina.
- Parasoles en fachada.
- Pérgolas.
- Cubiertas planas acristaladas.
- Lucernario en cubiertas.
- Lamas en ventanas.
- Tejas.

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño, para no tener que sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.

b) Centrales fotoeléctricas:

Son instalaciones de grandes potencias de captación (de más de 100 kWp), destinadas a la producción de energía eléctrica, con el fin de inyectarla íntegramente en la red general de distribución.

Es usual en este tipo de instalaciones la utilización de sistemas de seguimiento solar (normalmente sobre un solo eje), con el fin de mejorar el campo de captación.

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios, es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño del edificio. De esta manera se podrá conseguir mejorar el aspecto exterior y el coste del edificio al poderse sustituir elementos convencionales por los elementos fotovoltaicos.

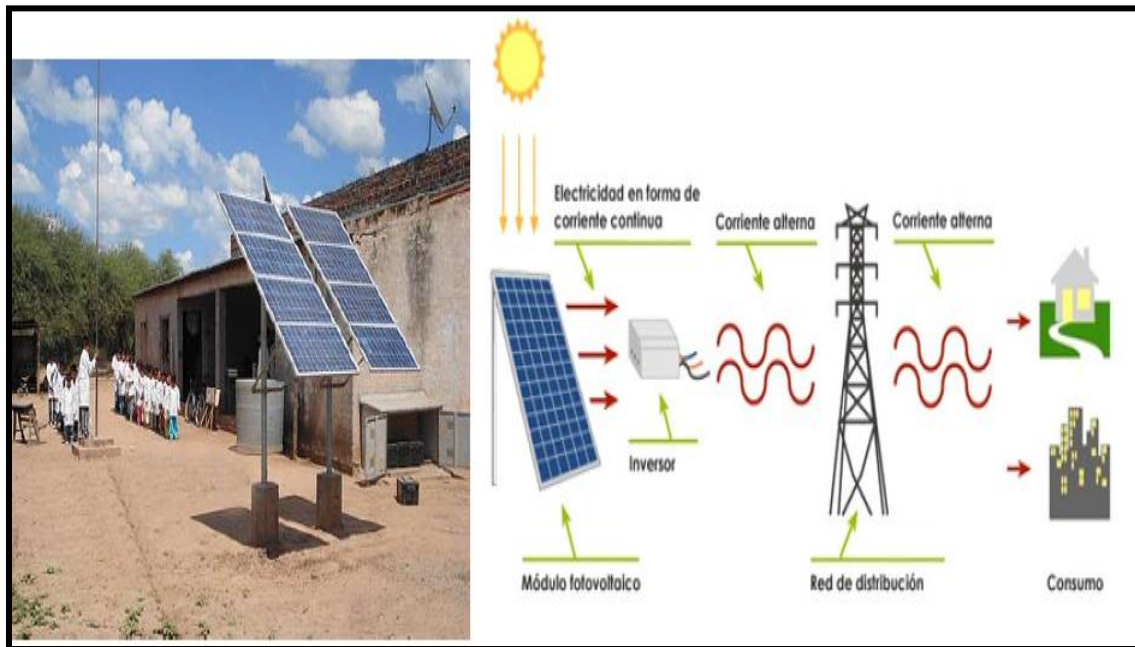


Figura 14. Sistemas aislados, y sistemas conectados a la red.

Fuente: <http://tecaingenieros.files.wordpress.com>

5.5.2 Sistemas eólicos

¿Qué es la energía eólica?

Energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas.

Composición de una instalación eólica

Una instalación eólica consta de uno o más aerogeneradores colocados a una distancia adecuada los unos de los otros –para que no interfieran desde el punto de vista aerodinámico entre ellos– y según un diseño sobre el territorio en función de la exposición al viento y del impacto visual (en filas, en grupos,...). Los aerogeneradores están conectados, a través de cables enterrados, con la red de transmisión a la que se entrega la energía.



Aplicaciones de la energía eólica

a) Aplicaciones mecánicas

- *Bombeo de agua*

La aplicación mecánica más frecuente de la energía eólica es el bombeo de agua, para lo cual son especialmente adecuadas las turbinas de baja potencia. Esta aplicación demanda un alto par de arranque y de una baja velocidad específica de viento, por lo que se conoce como un “sistema eólico lento”.

Se aprovecha el viento para el bombeo de agua en áreas aisladas de la red eléctrica. Los sistemas mecánicos operan prácticamente con la misma tecnología, desarrollada en el siglo IX, mientras que los nuevos están más adaptados a la variabilidad del viento. También se usan sistemas eólicos eléctricos para bombeo de agua, los que generalmente no requieren baterías.

Al comparar sistemas mecánicos y eléctricos para bombeo de agua, se puede decir que los primeros son más baratos y que pueden operar a velocidades del viento más bajas. Adicionalmente, su mantenimiento es más simple y barato. Sin embargo, los sistemas eléctricos tienen la ventaja de que la turbina no tiene que instalarse en el sitio del pozo, sino en un punto más ventoso.

- *Aplicaciones térmicas.*

La energía mecánica de una máquina eólica se puede transformar directamente en térmica por dos mecanismos: calentamiento de agua por rozamiento mecánico o compresión del fluido refrigerante de una bomba de calor. En ambos casos, el calor producido se puede enviar, a través de un cambiador de calor, a un sistema de calefacción convencional. Sin embargo, el desarrollo de este tipo de aplicación no ha resultado económicamente factible. Es más costo-efectivo generar electricidad de alta calidad, pues se puede aplicar en diferentes casos, que construir un sistema eólico sólo para una aplicación térmica.

b) Sistemas eléctricos aislados

Las pequeñas turbinas eólicas, las cuales tienen un rango de 0,3 a 100 kW, muchas veces son la fuente de electricidad más económica para sitios aislados, cuando el recurso eólico es apropiado y su operación es simple y barata. La aplicación más común de sistemas aislados es la electrificación de viviendas rurales, para la cual existen diferentes configuraciones.



Sistemas individuales.

Este tipo de sistemas se refiere a uno de generación eléctrica para una vivienda. Generalmente, cuenta con un pequeño aerogenerador, una o más baterías para almacenar la energía generada y un regulador que controla la carga y descarga de las baterías. Dependiendo de la aplicación, puede incluir un inversor para transformar la electricidad de corriente directa en alterna a 110 voltios.

Sistemas centralizados

La generación eólica se hace más atractiva económicamente con una demanda de electricidad más alta. Se estima que si la demanda es superior a 10 kWh por día, un sistema eólico es más barato que uno fotovoltaico, aunque esto depende de la disponibilidad de los recursos naturales para las dos fuentes. Esto hace que, si las viviendas a electrificar se encuentran relativamente próximas entre sí, la opción más apropiada puede ser un sistema eólico centralizado debido a la concentración de equipos y energía, lo cual ofrece ventajas desde los puntos de vista técnico y económico.

Un sistema eólico centralizado satisface la demanda energética de una comunidad con electricidad producida, almacenada y transformada en un “sistema eólico central” y que luego se distribuye, a través de líneas eléctricas, hasta cada una de las viviendas y otros sitios. Generalmente, este tipo de sistemas cuenta con más de una fuente de generación, para lograr mayor confiabilidad del sistema.

Sistemas híbridos

Pequeñas turbinas eólicas brindan una solución atractiva para la electrificación rural en muchos lugares, por su operación económica y simple. Sin embargo, la fluctuación del viento no permite obtener una producción de electricidad constante. Por esta razón, frecuentemente, se usa una turbina eólica en combinación con otra fuente de generación; por ejemplo, paneles fotovoltaicos o un generador eléctrico a base de diesel. Este tipo de sistema se llama un “sistema híbrido”. La mayor ventaja de un sistema híbrido es que provee mayor confiabilidad para la generación eléctrica comparado con uno individual.

La combinación de energía eólica con paneles fotovoltaicos es muy apropiada para zonas aisladas porque no requiere del transporte de combustibles fósiles y, en muchos lugares, la disponibilidad del viento complementa la del Sol. Los sistemas híbridos son especialmente buenos para la electrificación de comunidades y para usos productivos como el



procesamiento de productos agrícolas, porque estas aplicaciones, generalmente, requieren un servicio eléctrico más confiable y estable.

Comunicación

Resulta de interés el empleo de aerogeneradores para dispositivos de ayuda a la navegación, los repetidores de radio y televisión y las estaciones meteorológicas.

Este tipo de instalaciones generalmente están en lugares con potenciales eólicos aceptables y que suelen distar de la red de distribución eléctrica.

c) Sistemas eléctricos conectados a la red

Parques eólicos

Un parque eólico usa la misma tecnología básica que un pequeño sistema, aunque a una escala mayor. Generalmente, se coloca una serie de turbinas grandes (desde 100 hasta 2000 kW), que pueden ser de decenas a centenares, en un sitio con condiciones de viento muy favorable. Aparte de la escala, la otra gran diferencia con sistemas pequeños es la ausencia de baterías, y que se conectan directamente a la red eléctrica existente.

La variabilidad del viento tiene un impacto en la calidad de la electricidad que se pueda suministrar a la red con la energía eólica, la estabilidad del voltaje y la frecuencia. Sin embargo, turbinas modernas son diseñadas específicamente para manejar estas variaciones y producir electricidad de forma constante, con mecanismos que controlan el nivel de aprovechamiento de la energía del viento. El uso de varias turbinas también ayuda a disminuir la fluctuación en la generación, porque la turbulencia de una, cancela la de otra. No necesariamente todo el grupo de turbinas que abastece la red eléctrica tiene que operar de forma simultánea, de forma similar a las plantas térmicas, en un sistema convencional, algunos equipos periódicamente están fuera.

Pequeños sistemas conectados a la red

Si la legislación del sector eléctrico lo permite, existe la oportunidad de suministrar energía a la red con pequeños sistemas eólicos. Esto es aplicable en los casos en que exista una red en las proximidades del centro de consumo.

En este esquema, la energía requerida por el usuario sería suministrada por el sistema eólico y por la red eléctrica. Si el aerogenerador produce energía en exceso, se entrega el



excedente a la red eléctrica y, si se produce menos energía de la requerida, se toma de la red. El almacenamiento de la electricidad en baterías es opcional, pero su inclusión exige dispositivos rectificadores de corriente alterna para la carga de las baterías y onduladores de corriente continua (inversores).

5.6 LOS BENEFICIOS Y PARTICULARIDADES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

La experiencia internacional demuestra que las energías renovables producen diversos tipos de beneficios a los sistemas energéticos y a los países en su conjunto. Estos beneficios son tanto económicos, como sociales y ambientales. Revisaremos a continuación cuales son estos beneficios, con referencia en particular al caso de México.

5.6.1 Beneficios económicos

Reducción de los costos y los riesgos económicos de la energía.

Muchas tecnologías de energías renovables, tales como los calentadores solares de agua o los sistemas de electrificación rural para comunidades aisladas, son las opciones más económicas para sus usuarios. Su uso les reporta, por tanto, importantes ahorros de manera directa.

Otras tecnologías de energías renovables, tales como la generación de electricidad a partir de energía eólica, pueden ser aparentemente más costosas que las tecnologías convencionales cuando se evalúan de manera aislada. Sin embargo, al analizar el sistema energético en su conjunto, y al tomar en cuenta no solo los costos de la energía sino también los riesgos relacionados con la variabilidad de dichos costos, se observa que las energías renovables, gracias a sus riesgos pequeños o nulos, permiten en realidad, en muchos casos, reducir los costos del sistema.

Contribución a la soberanía energética.

Nuestro país ha sido un importante exportador de energía, principalmente en forma de petróleo crudo, desde los años setenta. Sin embargo, en la actualidad la producción de crudo está disminuyendo, sobre todo debido a la declinación de Cantarell, el principal campo petrolero del país, mientras que las importaciones de gas natural, gasolinas, carbón y otros productos petrolíferos están aumentando. En el 2007, el valor económico de las importaciones de combustibles fósiles supero el 40% del valor de las exportaciones y este porcentaje sigue aumentando. La participación de las energías renovables permitiría conservar nuestros recursos no renovables y, por lo tanto, posponer el posible momento en



que el país se convierta en importador neto de energéticos. De este modo contribuyen a una mayor soberanía energética, es decir, una menor dependencia de otros países en materia de energía..

Aumento de la seguridad en el abasto de energía

El futuro del abasto de combustibles fósiles a nivel mundial es un tema que preocupa a cada vez más sectores. De acuerdo con la IEA, la producción de petróleo en el mundo aumentara de 82 a 104 millones de barriles al día entre 2007 y 2030 En contraste, algunos analistas de la industria mundial de los hidrocarburos aseguran que nos encontramos ya en el cenit en la curva de producción mundial de hidrocarburos.

En este contexto, resulta necesario tomar con seriedad los posibles escenarios y considerar que existen riesgos de restricciones en el abasto de energía en el mediano y el largo plazos. En cualquier escenario, las energías renovables desempeñan un importante papel en aumentar la seguridad en el abasto de energía.

5.6.2 Beneficios sociales: Desarrollo rural e industrial.

Mayor acceso a servicios energéticos sustentables en áreas rurales.

La provisión de energía es uno de los principales motores para el desarrollo rural, y las energías renovables son a menudo la mejor opción para proveer de servicios energéticos a comunidades rurales. En particular, la electrificación rural por energías renovables es, en muchos casos, una opción más rentable que las extensiones de la red eléctrica, para el 2.5% de las viviendas del país que no disponen de acceso a la energía eléctrica.

Existen además otras aplicaciones térmicas y mecánicas de las energías renovables en el medio rural, tales como las estufas eficientes de leña, los biodigestores, las aerobombas y las bombas de ariete, relevantes para aplicaciones tanto domesticas como productivas.

Fomento del desarrollo industrial y rural

Las tecnologías de energías renovables son más intensivas en la utilización de mano de obra que las tecnologías energéticas convencionales. La experiencia internacional muestra que su fabricación y operación da lugar a la creación de una cadena local de valor, con creación de pequeñas empresas y de empleos. Se estima que en el Mundo hay actualmente 2.3 millones de personas trabajando en la industria de las energías renovables. A la luz de estos datos, se estima que en México el desarrollo acelerado de las energías renovables,



aunado con mecanismos de política industrial, podría conducir a la creación de al menos 100,000 empleos.

Asimismo, la experiencia internacional muestra que muchos de los proyectos de energías renovables se ubican en áreas rurales y tienen impactos positivos en el desarrollo rural. Estos impactos se dan sobre todo en forma de un mayor ingreso para los pobladores (a través de contratos de arrendamiento, empleos locales, o bien de la participación de los pobladores como socios de los proyectos). También pueden existir otros tipos de impactos en cuanto a la educación, la capacitación para el trabajo, el desarrollo de capacidades empresariales, etc. Como sucede con cualquier proyecto de desarrollo rural, el impacto positivo de los proyectos de energías renovables depende de la medida en que se generen mecanismos adecuados para el flujo de información, la distribución de los beneficios, el fortalecimiento del capital social y el desarrollo de proyectos sociales de largo plazo.

5.6.3 Beneficios ambientales globales y locales.

Mitigación del cambio climático

En México el sector energía contribuye con el 61% de las emisiones de gases de efecto invernadero, y el país ocupa el lugar número 13 a nivel mundial en cuanto a sus emisiones de estos gases. El aprovechamiento de las energías renovables, al desplazar el consumo de combustibles fósiles, constituye una de las principales estrategias de mitigación del cambio climático a nivel mundial. Debido a su alta vulnerabilidad ante el cambio climático, nuestro país tiene un interés particular para promover mecanismos globales de mitigación, y para pregonar con el ejemplo ante la comunidad internacional. El desarrollo de proyectos de energías renovables representa además para México una oportunidad importante de captar recursos internacionales de los mercados de bonos de carbono (el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto y otros mercados como los voluntarios).

Reducción de los impactos del sector energía sobre la salud y el medio ambiente.

El sector energía produce emisiones de otros gases y partículas contaminantes, con efectos locales directos o indirectos en la salud de las poblaciones humanas, la conservación de la biodiversidad y la conservación de monumentos históricos. Es, en particular, el caso del dióxido de azufre (SO₂), que reacciona en la atmósfera para transformarse en ácido sulfúrico, causante de la lluvia ácida, y también de las partículas suspendidas, causantes de daños a la salud. Las energías renovables permiten desplazar el consumo de combustibles fósiles y por ende reducir estos impactos. Las energías renovables pueden contribuir a la protección de bosques y selvas.



El aprovechamiento de las energías renovables puede, en algunos casos, aumentar el valor económico que proporcionan las selvas y otras zonas ricas en biodiversidad, y puede por ende aumentar el interés de las poblaciones locales, dueños y poseedores del bosque por su conservación; al incrementar la generación de empleo local y la renta forestal. Esto sucede en particular para el caso de dos tecnologías: los sistemas hidroeléctricos (para cuyo adecuado funcionamiento es necesario asegurar la conservación de la vegetación y de los suelos en las cuencas) y la bioenergía. Existen distintas experiencias positivas en el mundo de como los sistemas energéticos pueden contribuir a la conservación de áreas relevantes por su valor ambiental

5.7 BENEFICIOS DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

¿Qué es la eficiencia energética?

El término de uso racional de la energía, que engloba la eficiencia energética, se puede entender como la utilización de tecnologías y/o prácticas más eficientes en el uso de la energía de forma que se traduzcan en un menor consumo energético manteniendo el nivel de los servicios prestados. Ahora bien una definición formal puede ser:

“Es el aprovechamiento óptimo de la energía en todas y cada una de las cadenas energéticas, desde la selección de la fuente energética, su producción, transformación, transporte, distribución, y consumo incluyendo su reutilización cuando sea posible”.

La Eficiencia Energética se puede medir en una parte de una máquina, en la máquina completa, en el proceso que tiene esa máquina o en el conjunto de procesos integrados. La medición de la eficiencia energética empieza a dificultarse en el caso de presentarse procesos o máquinas con más de dos insumos o productos, al igual que en el caso de presentarse agregaciones de procesos. La medición de la eficiencia energética de un proceso se convierte por lo tanto en una actividad compleja dependiendo de los insumos y de los procesos asociados.

Beneficios

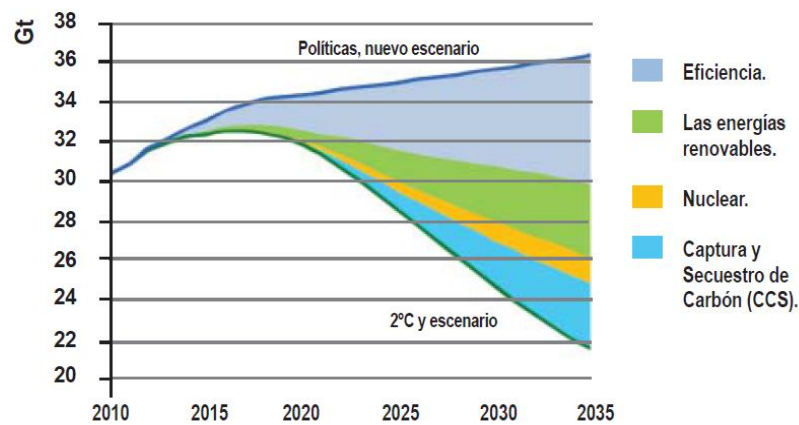
Las oportunidades de ahorro de eficiencia energética se producen en todos los sectores consumidores de energía: la industria, la construcción, el hogar y el transporte.

Los beneficios de la eficiencia energética son los siguientes:



- Sectoriales: Menos gastos de factura, optimización de los procesos productivos, mayor competitividad.
- Locales: Conservar los recursos energéticos agotables, postergación de inversiones, menores importaciones de energía.
- Globales: Reducción de gases efecto invernadero.

Enfocándonos en los beneficios globales en la siguiente tabla se observa que la eficiencia energética con la implementación del uso de las energías renovables, son factores clave para que las emisiones de gases efecto invernadero disminuyan considerablemente en los próximos 20 años.



Gráfica 18 Mundo de la energía relacionada con la reducción de emisiones de CO₂. Fuente: World Energy Outlook 2012 y Agencia Internacional de Energía (IEA).

Además la mejora de la eficiencia energética se reflejara en la creación de empleos, reducción de la pobreza, ahorro de energía, seguridad energética, productividad industrial, precios de la energía más bajos, mejor administración de recursos, beneficios en los presupuestos públicos, beneficios para los proveedores de la energía, salud y beneficios sociales.



CONCLUSIONES

En el análisis presentado se pudo lograr el objetivo general al identificar que la eficiencia energética es un componente clave para que el Sector Industrial pueda contrarrestar los efectos negativos que la crisis energética le ha ocasionado en sus costos de producción, los cuales han aumentado debido al aumento y volatilidad de los precios de energéticos, ya que para ser más competitivo en el mercado actual se debe de ser más eficiente, lo cual implica sustituir prácticas y/o tecnologías que produzcan un mal uso racional de la energía. Además el impulso de las energías renovables combinadas con la eficiencia energética puede ser una estrategia importante que permita al Sector Industrial disminuir su dependencia de los combustibles fósiles, lo cual también ayudaría a disminuir la emisión de gases efecto invernadero, que al mismo tiempo mejoraría el cumplimiento del Sector Industrial con las políticas energéticas actuales

Por otra parte se pudo observar que el consumo de energía en cada una de las ramas del Sector Industrial (entre las cuales está la industria de la refinación de petróleo) es muy variable ya que este depende de la actividad realizada, lo cual implica que la mejora de la eficiencia energética en cada una de ellas será diferente. Sin embargo en todas estas se encuentran procesos similares tanto químicos y físicos los cuales requieren de tecnología similares, por lo que las oportunidades de eficiencia en el Sector Industrial se pueden clasificar según el área tecnológica y de las cuales las más destacadas por su alto consumo de energía son:

- Los motores eléctricos
- Bombas
- Generación y distribución de vapor
- Calentadores (hornos, quemadores y calderas)

Se determinó que en las industrias químicas y petroquímicas hay un potencial de ahorro de entre 10 y 20% por que la mejora de la eficiencia energética en sus equipos y prácticas ahorraría grandes costos en la producción.

De entre las áreas tecnológicas con oportunidades de eficiencia energética ya mencionadas, los motores son la oportunidad más llamativa ya que estos equipos en el Sector Industrial son los que consumen más del 70% de la energía, por lo que hoy en día se busca sustituir los motores estándar por motores de alta eficiencia o por los que dicen ser mejores que estos, pero al tener el conocimiento de sus ventajas y limitaciones al igual que los parámetros que se tienen que tener en cuenta en un análisis para definir cuándo es conveniente sustituir un motor por otro más eficiente, se demostró que no en todos los



casos tal cambio nos traería los beneficios esperados para poder justificar tal inversión. Además existen otras tecnologías y/o prácticas disponibles que ayudan a mejorar la eficiencia energética de este equipo, por tanto antes de pensar en la compra de un motor más eficiente se deben agotar todas las oportunidades antes posibles.

Por otra parte la posibilidad de incluir sistemas de energías renovables, de ahorro energético en la industria, tales como:

- Paneles fotovoltaicos.
- Captadores solares térmicos.

Es muy atractiva para ampliar la oferta del Sector energético en nuestro país y ayudar al Sector industrial a aumentar sus opciones de fuentes energéticas al tiempo que reduciría sus costos de abastecimiento energético, no olvidando que esto también sería un gran beneficio para el medio ambiente. Aunque en la actualidad el potencial de estos sistemas no se ha explotado es su totalidad se espera que los precios de sus tecnologías disminuyan aún más para que más industrias tengan los recursos económicos para acceder a ellas.

Con todo lo antes ya mencionado los objetivos definidos al inicio de este trabajo se cumplieron, proporcionando información al lector que le ayude a identificar las amplias opciones que existen en la Industria para mejorar sus eficiencia y cuando cada una de ellas puede ser llevada a cabo.

RECOMENDACIONES

A mi parecer las barreras que enfrentan la eficiencia energética y las energías renovables son tecnológicas (investigación, desarrollo e innovación de tecnología), socio-culturales (cambiar hábitos y prácticas del mal uso de la energía además de difundir más información de estas opciones) y económicas (falta de presupuesto para la inversión). Por lo que yo espero que mi trabajo sirva para concientizar en todos los cambios que serán necesarios para poder mantener el crecimiento económico de nuestro país y al mismo tiempo mitigar el cambio climático que afectan directamente el estilo de vida de la población.



REFERENCIAS

- Anónimo. “La crisis del petróleo 1973”. Documento disponible en : <http://historiatocha4.blogspot.mx/2010/05/la-tesis-del-petroleo-1973.html> [Visitada el 10 de Septiembre 2012]
- AMC, AI, UNAM. “Energías alternas: propuesta de investigación y desarrollo tecnológico para México”, págs.89-105. Documento disponible en : http://www.coniunctus.amc.edu.mx/libros/energias_alternas.pdf [Visitada el 1 de Marzo del 2013]
- BUNCA. “Manuales sobre energía renovable: Energía eólica”. Documento disponible en : http://www.bunca.org/index.php?option=com_content&view=article&id=323&Itemid=115 [Visitada el 10 de Marzo del 2013]
- BUNCA.” Manuales sobre energía renovable: Solar fotovoltaica”. Documento disponible en : http://www.bunca.org/index.php?option=com_content&view=article&id=327&Itemid=112 [Visitada el 13 de Marzo del 2013]
- BUNCA.” Manuales sobre energía renovable: Solar térmica”. Documento disponible en : http://www.bunca.org/index.php?option=com_content&view=article&id=328&Itemid=114 [Visitada el 16 Marzo del 2013]
- BUNCA, “Manual técnico de motores eléctricos”. Documento disponible en : <http://es.scribd.com/doc/70000194/manual-tecnico-de-motores-electricos-1> [Visitada el 5 de Enero del 2012]
- Comunidad de Madrid. “Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica”, pág. 13-48. Documento disponible en : <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-tecnica-de-la-energia-solar-termoelectrica-fenercom-2012.pdf> [Visitada el 20 de Marzo 2012]
- Claudio A. Estrada Gasca y Camilo A. Arancibia Bulnes.” Las energías renovables: Energía solar y sus aplicaciones”, México, Vol. 11 No 10. Octubre 2010. Revista Digital Universitaria. Disponible en: <http://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art96/#up> [Visitada el 9 de Marzo 2012]
- CFE. “Informe anual 2011”, págs. 23-26“. Documento disponible en: http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/SiteAssets/Paginas/Publicaciones/Informel2011.pdf [Visitada el 28 de Diciembre del 2012]
- CONUEE. “Motores eléctricos” Documento disponible en:



http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/3856/10/Motores_02.pdf [Visitada el 28 de Enero del 2013]

- Daniel Boilline. “Economía de la energía “.Documento disponible en: http://www.posgradofadu.com.ar/archivos/biblio_doc/Economia_de_la_energia.pdf [Visitada el 6 de Septiembre del 2012]
- Diego Sevilleja Aceituno.” Eficiencia energética en el sector industrial”, págs. 5-17.Documento disponible en : http://earchivo.uc3m.es/bitstream/10016/13678/1/PFC_Diego_Sevilleja.pdf[Visitada el 15 de Noviembre 2012]
- Edén Hernández Vásquez. “La crisis energética mundial y sus repercusiones en el desarrollo de los programas nacionales de biocombustibles”, págs.8-49. Documento disponible en : http://www.umar.mx/tesis_HX/TESIS_UMAR_HUATULCO/HERNANDEZ-VASQUEZ-RI/HERNANDEZ-VASQUEZ-RI.pdf [Visitada el 28 de Agosto 2012]
- ENERGY STAR, ”Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities For Petroleum Refineries”, EE.UU February 2005.Documento disponible en : http://apps.edf.org/documents/11209_LCMI-Refineries.pdf [Visitada el 3 de Noviembre del 2012]
- Gas Natural Fenosa. “Manual de eficiencia energética”, págs. 62-100.Documento disponible en : http://www.gasnaturalfenosa.es/servlet/ficheros/1297092541194/181%5C968%5CManualEE_Espa%C3%B1a_GrandesClientes_ES,2.pdf [Visitada el 13 de Diciembre del 2012]
- Giuliano Córdova “Ahorro de energía en maquinaria y equipos eléctricos”. .Documento disponible en : <http://inducom-ec.com/descargas/Cursos/Curso1.pdf> [Visitada el 21 de Diciembre del 2012]
- Grupo NAP. “Energía Solar Fotovoltaica”, págs. 11-23.Documento disponible en : <https://www.coit.es/descargar.php?idfichero=2705> [Visitada el 15 de Abril del 2013]
- GTZ y SENER. “Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México” México 2009. Documento disponible en : <http://www.giz.de/Themen/de/dokumente/sp-energias-renovables-desarrollo-sustentable-mexico.pdf> [Visitada el 27 de Febrero del 2013]
- JCI y JETRO. “Tecnologías de ahorro energético y conservación medioambiental”..Documento disponible en : <http://www.jetro.go.jp/costarica/topics/20080809821topics/PresentacionExpertoESPA.pdf> [Visitada el 15 de Abril del 2013]



- Juan Jimael Hernández Suarez y Víctor Florentino Martínez Martínez, Estudio de factibilidad de paneles fotovoltaicos para alimentar un sistema de bombeo de casa habitación, pág. 20-50. Documento disponible en :
<http://itzamna.bnct.ipn.mx:8080/dspace/bitstream/123456789/6318/1/ESTUDIOFACTIBILIDAD.pdf> [Visitada el 27 de Enero 2013]
- Luis Miguel Avalos Corona, Energía solar: una propuesta para la generación de electricidad en el estado de Colima México, pág. 18-33. Documento disponible en :
http://digeset.uco.mx/tesis_posgrado/Pdf/LUIS_MIGUEL_AVALOS_CORONA.pdf [Visitada el 18 de Abril del 2013]
- L. Roberto Valer Morales y Roberto Zilles. “Utilización de la energía fotovoltaica en pequeñas actividades productivas en zonas rurales. Documento disponible en :
http://perusolar.org/17-spes-ponencias/03ConversionFotovoltaica/ValerMoralesLRoberto/Valer_Morales_L_Roberto.pdf [Visitada el 24 de Abril del 2013]
- Mentor Poveda. “Eficiencia energética: recurso no aprovechado” Documento disponible en :
<http://www.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2009/02998.pdf> [Visitada el 2 de Abril del 2013]
- Miguel Ferrer. “Ahorro energético y energías renovables en la industria agroalimentaria”. Documento disponible en :
http://portal.gasnatural.com/archivos/castellano/Fundacion/Ponencia/5Miguel_Ferrer.pdf [Visitada el 25 de Abril del 2013]
- SENER y AIE, Indicadores de eficiencia energética en México: 5 retos, 5 sectores. Documento disponible en :
http://www.energia.gob.mx/taller/res/1858/IEE_Mexico.pdf [Visitada el 11 de Octubre del 2012]
- SENER. “Balance Nacional de Energía 2010”, México 2012. Documento disponible en:
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2011/Balance%20Nacional%20de%20Energ%C3%ADa%202010_2.pdf [Visitada el 17 de Octubre del 2012.
- SENER. “Estrategia Nacional de Energía 2012-2026”. Documento disponible en:
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/ENE_2012_2026.pdf [Visitada el 8 de Noviembre del 2012]
- SENER. “Programa de fomento de sistemas fotovoltaicos en México”. Documento disponible en: <http://www.giz.de/Themen/de/dokumente/2012-giz-sistemas-fotovoltaicos-mexico-prosolar-es.pdf> [Visitada el 22 de Febrero del 2013]
- SENER. “Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables”. Documento disponible en:



<http://www.sener.gob.mx/res/0/Programa%20Energias%20Renovables.pdf>
[Visitada el 24 de Febrero del 2013]

- SENER. “Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026”, México 2012.Documento disponible en:
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf [Visitada el 2 de Marzo del 2013]
- SENER. “Prospectiva del Petróleo Crudo 2012-2026”, México 2012.Documento disponible en:
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PPCI_2012_2026.pdf [Visitada el 24 de Octubre del 2012]
- SENER. ”Prospectiva de Petrolíferos 2012-2026”, México 2012.Documento disponible en:
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PP_2012_2026.pdf [Visitada el 30 de Octubre del 2012]
- SENER. “Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026”, México 2012.Documento disponible en:
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PSE_2012_2026.pdf [Visitada el 8 de Noviembre del 2012]
- WEG. “Oportunidades de ahorro energético eléctrico a través el uso de motores de eficiencia alta e inversores de frecuencia”. Documento disponible en:
<http://www.slideshare.net/izafreddy2b/ahorro-de-energia-en-motorestecnologia-weg>[Visitada el 20 de Febrero del 2013]



ANEXO A ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES PROCESOS EN LA REFINACIÓN DE PETRÓLEO

Los procesos principales involucrados en la producción de una refinería se analizan a continuación, proporcionando una descripción breve de cada proceso y los parámetros de funcionamiento más importantes. La figura 1 proporciona un diagrama de flujo simplificado de una refinería. Las descripciones siguen el diagrama de flujo, a partir de la alimentación del producto en bruto hasta la producción de los productos finales. El flujo de intermedios entre los procesos variará por refinería, y depende de la estructura de la cada una, el tipo de crudo procesado, así como la mezcla de productos.

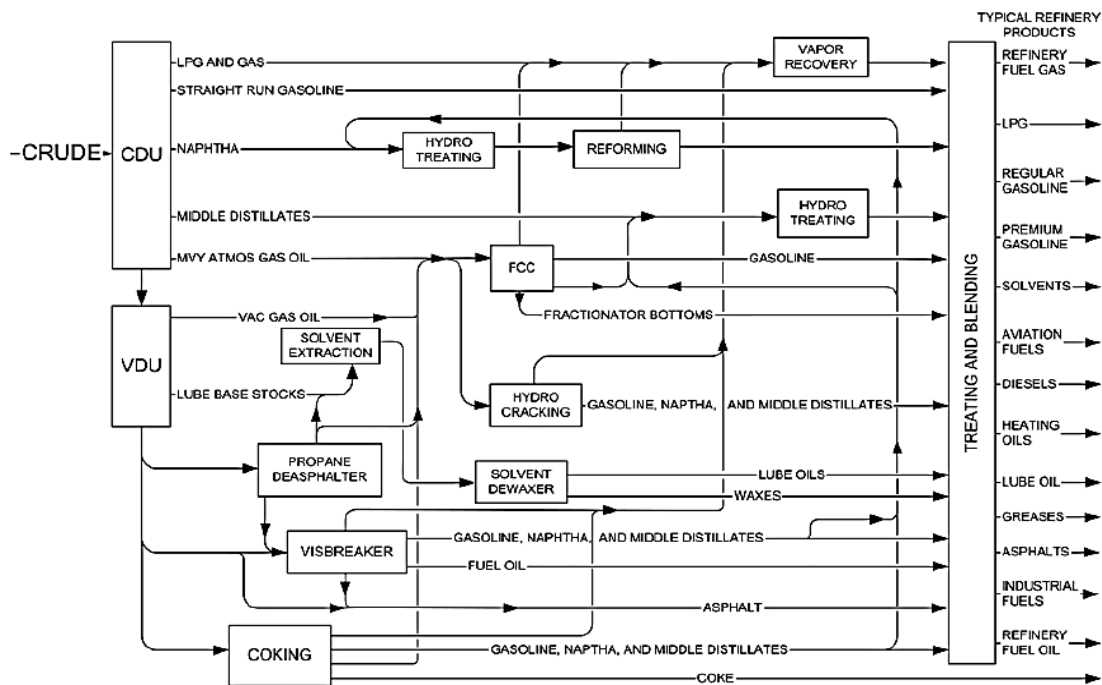


Figura 1. Simplificado diagrama de flujo de procesos de refinado y flujos de producto.

Fuente: Adaptación de Gary and Handwerk (1994).

Desalinización. Si el contenido de sal del petróleo crudo es superior al 10 lb/1000 barriles de petróleo, el crudo requiere desalinización. La desalinización reduce la corrosión y minimiza el ensuciamiento de las unidades de proceso y los intercambiadores de calor. Crudos más pesados suelen contener más sales, dándole así más importancia a este proceso en las refinerías actuales y futuras. De un 3 al 10% de sales se retiran del crudo con agua a temperaturas de 200-300 ° F (90-150 ° C). Las sales se disuelven en el agua, y una corriente eléctrica se utiliza para separar el agua y el aceite. Este proceso también elimina los sólidos en suspensión. Los diferentes procesos de desalinización varían en la cantidad de agua utilizada y el campo eléctrico utilizado para la separación del aceite y el agua. La eficiencia



de desalado es influenciada por el pH, la gravedad, la viscosidad, el contenido de sal del petróleo crudo, y el volumen de agua utilizada en el proceso de consumo. La electricidad de desalado varía entre 0,01 y 0,02 kWh / barril de crudo.

Unidad de Destilación Atmosférica (Crude Distillation Unit CDU). En todas las refinerías, el petróleo crudo desalado y pretratado se divide en tres fracciones principales de acuerdo con sus intervalos de ebullición por un proceso de destilación fraccionada. El aceite crudo se calienta en un horno a aproximadamente 750 ° F (390 ° C), y posteriormente se introduce en la torre de fraccionamiento o destilación. La mayoría de las unidades de destilación atmosféricas tienen un proceso de calentamiento en dos etapas. En primer lugar, las corrientes de gas caliente del reflujo y las corrientes de producto se utilizan para calentar el crudo desalado a aproximadamente 550 ° F (290 ° C). En segundo lugar, se calienta en un horno de gas a 400 ° C. La alimentación se alimenta a la torre de destilación a una temperatura de entre 650 y 750 ° F (340-390 ° C).

En la torre, los diferentes productos se separan en base a sus puntos de ebullición. El punto de ebullición es una buena medida para el peso molecular (o la longitud de la cadena de carbono) de los diferentes productos. La gasolina, con moléculas relativamente pequeñas, hierve entre 70 y 140 ° C, mientras que la nafta, que tiene una molécula más grande, tiene un punto de ebullición entre 140 y 180 ° C. Las torres de destilación contienen de 30-50 bandejas de fraccionamiento. El número de bandejas depende del número y la pureza deseada de corrientes de productos producidos en la CDU en particular.

La fracción más ligera incluye el gas combustible, gas licuado y gasolina. La sobrecarga, que es la parte superior o fracción más ligera de la CDU, es una corriente gaseosa y se utiliza como combustible o para su mezcla.

La fracción media incluye queroseno, nafta y gasoil. Las fracciones medias se utilizan para la producción de gasolina y queroseno. La nafta se lleva al reformador catalítico o se utiliza como materia prima para la industria petroquímica.

Las fracciones más pesadas son el aceite de combustible y una fracción del fondo de la columna, que tiene el valor más bajo. El aceite de combustible puede ser procesado en la unidad de conversión para producir productos más valiosos. Alrededor del 40% de los productos de la CDU (en base energética) no se pueden utilizar directamente y se alimentan a la unidad de destilación al vacío (VDU), donde la destilación se realiza bajo una presión baja.

Debido a que la CDU procesa todo el crudo entrante, es un usuario de energía grande, aunque el consumo específico de energía en comparación con el proceso de conversión es relativamente baja. Oportunidades de eficiencia energética consisten en la recuperación de



calor y mejora el intercambio de calor (integración de procesos), una mayor eficiencia de separación, y otras medidas más pequeñas. La integración de calor de la CDU y otras partes de la refinería puede conducir a ahorros de energía adicionales.

Unidad de Destilación al vacío (Vacuum Distillation Unit (VDU)). La VDU destila la fracción más pesada (es decir, el aceite combustible pesado) de la CDU en condiciones de vacío. La presión reducida disminuye los puntos de ebullición que permite más la separación de las fracciones más pesadas, al tiempo que reduce indeseables reacciones de craqueo térmico (y ensuciamiento asociado). En la VDU, la corriente de alimentación entrante se calienta en un horno a 730-850 ° F (390-450 ° C).

Las condiciones de vacío son mantenidas por el uso de eyectores de vapor, bombas de vacío, y condensadores. Es esencial para obtener una caída de presión muy baja sobre la columna de destilación para reducir los costos operativos.

De los productos de VDU, la fracción más ligera se convierte en aceite diesel. La fracción media, que es aceite combustible ligero, se envía al hidrocraqueador (HCU) o al FCC, y el aceite combustible pesado pueden ser enviado a la planta de craqueo térmico (si está presente en la refinería).

Los productos de destilación se procesan adicionalmente, en función de la mezcla del producto deseado. El gas de refinería se utiliza como combustible en las operaciones de las refinerías para generar calor (hornos), vapor (calderas) o potencia (turbinas de gas), mientras que algunos de los gases de refinería pueden ser quemados. Las partes de la refinería de gas también pueden ser utilizadas para mezclar con GLP o para la producción de hidrógeno. El hidrógeno se utiliza en diferentes procesos en la refinería para eliminar el azufre (por ejemplo, hidrotratamiento) y obtener productos más ligeros (por ejemplo, hidrocraqueo).

Hidrotratamiento. La nafta se desulfura en la unidad de hidrotratamiento y es tratada en un reformador catalítico. Los contaminantes tales como azufre y nitrógeno se eliminan de la gasolina y fracciones más ligeras por hidrógeno sobre un lecho de catalizador caliente. La eliminación de azufre es necesaria para evitar el envenenamiento del catalizador aguas abajo, y para producir un producto limpio. La gasolina ligera tratada es enviada a la unidad de isomerización y la nafta tratada a un reformador catalítico para tener su nivel de octanaje aumentado. Los hidrotratadores también se utilizan para quitar el azufre de corrientes de otro tipo de productos en la refinería.

Aunque muchos diseños diferentes con hidrógeno se comercializan, todos trabajan a lo largo del mismo principio. La corriente de alimentación se mezcla con hidrógeno y se calienta a una temperatura entre 500 y 800 ° F (260-430 ° C). En algunos diseños, la



corriente de alimentación se calienta y se mezcla después con hidrógeno. La temperatura de reacción no debe superar los 800 ° F (430 ° C) para minimizar el agrietamiento. La mezcla de gas se conduce sobre un lecho de catalizador de óxidos metálicos (lo más a menudo cobalto o molibdeno óxidos metálicos en soportes diferentes). Los catalizadores ayudan al hidrógeno a reaccionar con el azufre y nitrógeno para formar sulfuros de hidrógeno (H₂S) y amoníaco. El efluente del reactor se enfría a continuación y la alimentación de aceite y la mezcla de gas se separan entonces en una columna de separación. Parte del gas removido puede ser reciclado al reactor.

En el tratamiento con hidrógeno, la energía se usa para calentar la corriente de alimentación y para transportar los flujos. El tratamiento con hidrógeno también tiene un uso significativo indirecto de energía por el consumo de hidrógeno. En la refinería, la mayoría del hidrógeno se produce a través de la reformación (ver más abajo). Algún hidrógeno también se produce como un subproducto de la formación de grietas.

Reformador catalítico. El reformador se utiliza para aumentar el octanaje en la gasolina. La nafta desulfurada y corrientes de gasolina se envían al reformador catalítico. El producto, llamado reformado, se utiliza en la mezcla de productos de refinería diferentes. El reformador catalítico produce alrededor de 30-40% de toda la gasolina producida en los Estados Unidos porque el reformador catalítico utiliza platino como catalizador, la alimentación tiene que ser desulfurada para reducir el peligro de envenenamiento del catalizador.

La reforma se lleva a cabo haciendo pasar la corriente de alimentación caliente a través de un reactor catalítico. En el reactor, diversas reacciones tales como la deshidrogenación, isomerización, hidrocrackeo se producen y reformulan productos químicos en la corriente. Algunas de las reacciones son endotérmicas y otras exotérmicas. Los tipos de reacciones dependen de la temperatura, presión y velocidad en el reactor. Reacciones secundarias indeseables pueden ocurrir y deben ser limitadas. El reformador es un productor neto de hidrógeno que se utiliza en otras partes de la refinería.

En principio, todos los diseños son continuos, cíclicos, o semi-regenerativos, dependiendo de la frecuencia de regeneración del catalizador. En el proceso continuo, los catalizadores se pueden cambiar durante la operación normal, y se regenera en un reactor separado. En el reactor de semi-regenerativo, el reactor tiene que ser detenido para la regeneración de los catalizadores. Dependiendo de las condiciones de severidad y operativo, el período entre regeneraciones es entre 3 y 24 meses. El proceso cíclico es una alternativa entre estos dos procesos. La ventaja del proceso semi-regenerativo es el bajo costo de capital. Los procesos comercializados varían en diseño del reactor.



Hidrodesintegración catalítica (Cracker Catalítico Fluido (FCC)). El aceite combustible de la CDU se convierte en el detonador de productos a través de un lecho de catalizador caliente en la planta de hidrodesintegración catalítica. La FCC es el proceso de conversión más ampliamente utilizado en las refinerías, para convertir los aceites combustibles pesados en gasolina de alto octanaje y productos más ligeros. La FCC ha sustituido casi todos los crackers térmicos.

En un reactor de lecho fluidizado lleno de partículas que llevan el catalizador caliente y una alimentación precalentada (500-800 ° F, 260-425 ° C), a una temperatura de 900-1000 ° F (480-540 ° C) la alimentación se 'craquea' en moléculas con cadenas más pequeñas. Diferentes productos de craqueo se generan, dependiendo de la alimentación y de las condiciones. Durante el proceso, el coque se deposita sobre los catalizadores. El catalizador utilizado se regenera continuamente para su reutilización, quemando el coque ya sea una mezcla de monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂) o completamente con CO₂. Las reacciones de craqueo son endotérmicas, mientras que la regeneración es exotérmica, proporcionando una oportunidad para la integración térmica de las dos etapas de proceso.

Los anteriores diseños de FCCs utilizan catalizadores de metal, mientras que los nuevos diseños de FCC usan catalizadores de zeolita que son más activos. Esto ha llevado a un rediseño de las modernas unidades de FCC con un reactor más pequeño, y la mayoría de las reacciones que tienen lugar en el tubo ascendente, que lleva la alimentación caliente y catalizadores regenerados al recipiente de reacción. Los diferentes diseños de FCC en el mercado varían en la forma en que los recipientes del reactor y la regeneración se integran. Variar la velocidad de circulación del catalizador controla el proceso.

Los FCCs son usuarios de la red de energía, debido a la energía necesaria para precalentar la corriente de alimentación. Sin embargo, los modernos diseños de FCC también producen vapor y electricidad (si las turbinas de recuperación de energía están instaladas) como subproductos. Las turbinas de recuperación de energía también se pueden usar para comprimir el aire para el craker. La turbina de recuperación está instalada antes de la caldera de CO de calor residual, si la FCC trabaja a presiones superiores a 15 psig.

Hidrocrqueo. El hidrocrqueo se ha convertido en un importante proceso en las refinerías modernas para permitir flexibilidad en la mezcla de productos. El hidrocrqueo proporciona un mejor equilibrio de la gasolina y los destilados, mejora el rendimiento de la gasolina, la calidad de octano, y puede complementar la FCC para actualizar materias primas pesadas. En el hidrocrqueo, el aceite combustible ligero se convierte en productos más ligeros bajo altas presiones de hidrógeno y más de un lecho de catalizador caliente. Los principales



productos son la nafta, combustible de aviación y diesel. También puede ser usado para convertir otras reservas de combustibles pesados a productos más ligeros.

En el hidrocrqueo, muchas reacciones tienen lugar. Las principales reacciones son similares a las de un FCC, aunque con hidrogenación. Las reacciones se llevan a cabo a una temperatura de 500 a 750 ° F (290-400 ° C) y presiones mayores de 8,3 a 13,8 bar. La temperatura y presiones empleadas pueden variar con la tecnología licenciada. Las reacciones son catalizadas por una combinación de metales de tierras raras. Debido a que el catalizador es susceptible al envenenamiento, la alimentación de hidrocrqueo necesita ser preparada mediante la eliminación de sales metálicas, oxígeno, compuestos nitrogenados, y azufre. Esto se realiza por la primera hidrogenación de la alimentación, que también satura las olefinas. Esta es una reacción exotérmica, pero insuficiente para proporcionar todo el calor para las unidades de hidrotratamiento de la galleta. El nitrógeno y compuestos de azufre se eliminan en un separador de columna, mientras que el agua se elimina mediante un secador de tamiz molecular o gel de sílice.

La alimentación preparada es mezclada con la alimentación reciclada e hidrógeno, para posteriormente precalentarla antes de entrar al reactor. Las reacciones son controladas por la temperatura, la presión del reactor, y la velocidad. Típicamente, el reactor se hace funcionar para tener una eficiencia de conversión de 40-50%, lo que significa que el 40-50% del producto del reactor tiene un punto de ebullición por debajo de 400 ° F (205 ° C). El flujo de producto (efluente) se pasa a través de intercambiadores de calor y un separador, donde el hidrógeno se recupera para su reciclaje. Los productos líquidos del separador se destilan para separar el C₄ y gases más ligeros de la nafta, combustible de aviación y diesel. La corriente de fondo de la columna de fraccionamiento es mezclado con con hidrógeno y se envía a un reactor de segunda etapa para aumentar la eficiencia de conversión de 50 a 70%.

El hidrocrqueo consume energía en forma de combustible, vapor y electricidad (para compresores y bombas). También consume energía indirectamente en la forma de hidrógeno. El consumo de hidrógeno es de entre 150-300 scf / barril de alimentación (27 a 54 Nm³/bbl) para el hidrotratamiento y 1000 y 3000 scf/ barril de alimentación (180-540 Nm³/bbl) para la planta total. El hidrógeno se produce como subproducto del reformador catalítico y en las plantas de reformado de vapor dedicado.

Coquización. Una nueva generación de procesos de coquización ha añadido flexibilidad adicional a las refinerías mediante la conversión de la alimentación de fondo pesado en materias primas más ligeras y coque. La coquización puede considerarse un proceso de craqueo térmico severo. Procesos de coquización modernos también pueden ser utilizados para preparar una alimentación para la unidad de hidrocrqueo.



En el proceso de coquización Flexi, una alimentación pesada es precalentada a 600-700 ° F (315-370 ° C) y se pulveriza en un lecho de coque caliente fluidizado (reciclado interno). El lecho de coque tiene una temperatura de reacción entre 950 y 1000 ° F (510-540 ° C). A esta temperatura, las reacciones de craqueo tienen lugar. En la coquización los vapores producidos se separan en los ciclones y son templados. Algunos de los productos se condensan, mientras que los vapores se conducen a una columna fraccionadora, que separa las diversas corrientes de producto

El coque se separa de otros productos, y luego se procesa en un reactor de lecho fluidizado donde se calienta a 1100 ° F (590 ° C). El coque caliente se gasifica en un tercer reactor en presencia de vapor de agua y aire para producir gas de síntesis. Azufre (en forma de H₂S) se elimina, y el gas de síntesis (que consiste principalmente de CO, H₂, CO₂ y N₂) puede ser utilizado como combustible (adaptado) en calderas u hornos.

Viscorreductor. La reducción de la viscosidad es una operación de craqueo térmico relativamente suave, utilizada para reducir la viscosidad de los productos de fondo para producir aceite combustible. Esto reduce la producción de aceites combustibles pesados, mientras que los productos se pueden utilizar para aumentar la carga de alimentación FCC y aumentar los rendimientos de la gasolina. Esto se logra por formación de cracking en las cadenas laterales de parafina y compuestos aromáticos en la alimentación, y el cracking de las resinas de hidrocarburos ligeros. Dependiendo de la gravedad (es decir, el tiempo y la temperatura en el craqueador) de las reacciones, diferentes productos pueden ser producidos.

La alquilación y polimerización. Alquilación (la inversa de craqueo) se utiliza para producir alquilatos, así como líquidos butano, GLP, y un alquitrán como subproducto. Las reacciones son catalizadas por el ácido fluorhídrico o ácido sulfúrico. Se utilizan varios diseños, utilizando cualquiera de los catalizadores. El proceso de alquilación más adecuada para una refinería dada se determina por la economía, especialmente con respecto a los gastos de adquisición y

eliminación de ácido. Los procesos de alquilación usan vapor y electricidad. No hay grandes diferencias en intensidad energética entre ambos procesos.

Unidad de fabricación de hidrógeno o reformado con vapor. Hay una serie de procesos que no producen los principales productos de refinería directamente, pero producen compuestos intermedios utilizados en los diferentes procesos de refinación de apoyo.

El hidrógeno se produce por la reformación de la materia prima de gas natural con vapor sobre un catalizador, produciendo gas de síntesis. El gas de síntesis contiene una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno. El monóxido de carbono se hace reaccionar con vapor



de agua en la reacción agua-gas de desplazamiento para producir CO_2 e hidrógeno. El CO_2 se retira de la corriente principal de gas utilizando la absorción, produciendo hidrógeno.

La energía se utiliza en forma de combustible (para calentar el reformador), vapor (en el reformado con vapor), y potencia (por compresión). Muchos concesionarios diferentes suministran la tecnología. Variantes modernas utilizan un proceso de adsorción física para eliminar el CO_2 , que utiliza menos energía que los procesos de absorción química.

Unidad de Procesamiento de Gas. En una refinería las unidades de procesamiento de gas se utilizan para recuperar C_3 , C_4 , C_5 y C_6 componentes de los diferentes procesos, y para producir un gas desulfurado que puede ser utilizado como combustible o para la producción de hidrógeno en el reformado con vapor (véase más arriba). Los productos más ligeros se utilizan como combustible o para la producción de H_2 , mientras que la fracción más pesada se recicla en la refinería

El proceso consiste en una serie de columnas de destilación, absorción y un separador para recuperar el etano, propano, y butano. El proceso utiliza combustible (para calentar el gas de entrada) y potencia (para los compresores y otros usos).

Eliminación de gases ácidos. Los gases ácidos como el H_2S y el CO_2 deben ser eliminados para reducir la contaminación del aire. Estos se producen como un subproducto de la producción de productos de mayor calidad en la refinería. Estos gases se eliminan mediante un proceso de absorción (química), y luego se procesan adicionalmente. El H_2S se puede procesar en azufre elemental mediante el proceso Claus. El proceso consume combustible y electricidad, pero el proceso Claus produce vapor a baja presión (1,7 bar).

Betún Blower (BBU residuo pesado). Aceite combustible pesado derivado de crudo pesado se sopla con aire caliente para producir betún o asfalto.

Otros procesos pueden ser utilizados en las refinerías para producir lubricantes (aceite de lubricación), las materias primas petroquímicas, y otros productos de especialidad. Estos procesos consisten principalmente en procesos de mezcla, extracción y separación.



ANEXO B. EJEMPLOS DE IMPLEMENTACIONES EN BOMBAS.

Correcto dimensionamiento de la bomba (s) (Coincidencia de la bomba al servicio previsto).

- La refinería de Chevron en Richmond, California, identifico dos bombas secundarias con grandes potencias en la planta de mezcla y se percató de que su tamaño era inapropiado para el uso previsto. El CV 400 y 700 CV de las bombas fueron sustituidos por dos bombas de 200 caballos de fuerza, y también fueron equipadas con variadores de velocidad. El consumo de energía se redujo en un 4,3 millones de kWh al año, y dio lugar a un ahorro anual de \$ 215.000 . Con una inversión de \$ 300.000 del periodo de recuperación fue de 1,4 años.
- El Welches Point Estación de Bombeo, mediana empresa de tratamiento de residuos de agua, planta ubicada en Milford (CT), como participante en el programa del Departamento de Energía de Motor Challenge, decidió sustituir una de las tres bombas idénticas de su sistema por un modelo más pequeño. Ellos encontraron que la bomba más pequeña podría manejar más eficientemente los flujos típicos del sistema y las dos bombas restantes más grandes podrían ser reservadas para los flujos máximos. Mientras la bomba más pequeña necesita funcionar por más tiempo para poder manejar el volumen total de mismo, su ritmo es más lento y la presión reducida dio como resultado menos fricción relacionados con pérdidas y menos desgaste. Sustituyendo la bomba más pequeña tiene un ahorro proyectado de 36.096 kW, más del 20% del consumo anual de energía eléctrica del sistema de bombeo. El uso de este sistema en cada una de las 36 estaciones de la ciudad, se traduciría en un ahorro energético de más de \$ 100.000. Además de los ahorros de energía proyectadas, menos desgaste en el sistema resulta en menos mantenimiento, menos tiempo de inactividad y mayor vida útil del equipo. El ruido de la estación se reduce significativamente con la bomba más pequeña.

Usar varias bombas

- Un caso de estudio de una planta de pulpa y papel finlandesa indica que la instalación de una bomba adicional pequeña (una "bomba de caballo"), que se ejecuta en paralelo con la bomba existente empleada para hacer circular el agua de la máquina de papel en dos tanques, reduce la carga en la bomba de mayor tamaño en todos los casos excepto para el inicio. El ahorro de energía se estima en \$ 36.500 (o 486 MWh, un 58%) por año dando un retorno de la inversión de 0,5 años.



Recorte del impulsor (o afeitado de poleas).

- En un caso de estudio de la industria de transformación química, el impulsor se redujo de 320 mm a 280 mm, lo que redujo la demanda de energía anual en más del 25%. Con una inversión de \$ 390 (EE.UU.), el retorno de la inversión sobre el ahorro de energía solo fue de 23 días. Además del ahorro de energía, los costos de mantenimiento disminuyeron, y la estabilidad del sistema mejoró, la cavitación se disminuyó, y el exceso de vibración y el ruido se eliminaron.
- Salt Union Ltd, el mayor productor de sal en el Reino Unido, recortó el diámetro de un impulsor de la bomba en su planta de 320 mm a 280 mm (13 a 11 pulgadas) (Programa de Mejores Prácticas, 1996b). Después de recortar el impulsor, se encontraron reducciones significativas de energía de 30%, o 197.000 kWh por año (710 GJ / año), por un total de 8.900 EUR (14.000 dólares EE.UU. de 1994). Con una inversión de 260 GBP (400 \$ 1.993 EE.UU.), y el ahorro de mantenimiento de un adicional de 3.000 GBP (4.600 dólares EE.UU. de 1994), esto se tradujo en una recuperación de la inversión de 8 días (11 días de ahorro de energía solo). Además del ahorro de energía y de mantenimiento, como la planta de procesamiento químico, la cavitación se redujo y el exceso de vibración y el ruido fueron eliminadas. Con la gran disminución en el consumo de energía, el motor 110 kW podría ser reemplazado por un motor de 75 kW, con un ahorro de energía adicional de unos 16.000 kWh al año.

Controles

- En 2000, Cisco Systems mejoró los controles en sus bombas para apagar las bombas durante las horas pico. El sistema de control inalámbrico era capaz de controlar todas las bombas simultáneamente desde una ubicación. El proyecto ahorró \$ 32.000 y 400.000 kWh al año, lo que representa un ahorro del 61,5% del consumo de las bombas de la fuente de energía de total. Con un costo total de \$ 29.000, el pago simple fue de 11 meses. Además del ahorro de energía, el proyecto reduce los costos de mantenimiento y mayor vida útil del sistema de bombeo del equipo.

Evite válvulas de estrangulamiento

- Una auditoría de la refinería de 25.000 bpd Flying J en Salt Lake City (Utah) identificó pérdidas por estrangulamiento en dos bombas de carga de 200 CV. Minimizar las pérdidas por estrangulamiento se traduciría en potenciales ahorros en costos de energía de \$ 39.000 (Brueske et al., 2002). El cierre de una bomba de 250 caballos de fuerza cuando no es necesario y la minimización de las pérdidas del



acelerador se traduciría en un ahorro adicional de \$ 28.000 por año.

Fundición precisa, recubrimientos superficiales, o pulido.

- Un caso de estudio en la industria del acero analizado la inversión en el revestimiento de la superficie de las bombas de suministro de molinos (350 kW bombas). Determinó que el costo adicional de revestimiento, \$ 1.200, se pagará en 5 meses por el ahorro de energía de \$ 2.700 (o 36 MWh, 2%) por año.



ANEXO C FACTOR DE POTENCIA.

Antes de entrar a la definición del factor de potencia debemos de conocer los tipos de cargas eléctricas que se distinguen al conectar un equipo a una red por la cual circula corriente eléctrica, y el tipo de potencias las cuales se mostrarán en las siguientes tablas.

Tabla 1. Tipos de cargas de circuitos eléctricos. Fuente: CONUEE

Tipo de carga	DEFINICIÓN
Resistiva	No existe desfasamiento entre el voltaje y la corriente. (Hornos eléctricos, alumbrado incandescente, planchas, etc.)
Inductiva	La corriente se atrasa 90° con respecto al voltaje. (Motores de inducción, transformadores, balastos convencionales, etc.)
Capacitiva	La corriente se adelanta 90° con respecto al voltaje. (Capacitores)

Tabla 2. Tipos de potencia. Fuente: CONUEE

TIPO DE POTENCIA	DEFINICIÓN	Símbolo y unidades
Activa	Es la energía eléctrica que al ser consumida por dispositivos electrónicos, producen un trabajo útil	P[=] Watts
Reactiva	Es la energía necesaria para generar un campo magnético que ayuda a los equipos a funcionar.	Q[=]VAR
Aparente	Es la suma geométrica de la potencia activa y reactiva	S[=]VA

Definición de factor de potencia



Una vez conocidos estos conceptos anteriormente mencionados podemos definir al Factor Potencia (FP) como: la relación de la potencia activa y la potencia aparente. La cuál describe la relación entre la potencia de trabajo real y la potencia total consumida y expresa el correcto aprovechamiento de la energía eléctrica. Sus valores van de 0-1 donde 1 es el valor máximo, por lo tanto el mayor aprovechamiento de la energía.

El FP se representa con la siguiente ecuación:

$$FP = \frac{P}{S} = \cos \phi$$

Cuando el FP es menor a **1** los equipos consumen energía reactiva ocasionando un incremento en la corriente eléctrica que circula en las instalaciones del consumidor y de la compañía suministradora.

Además cuando el factor de potencia disminuye demasiado, los excesos de corriente pueden provocar daños en las instalaciones eléctricas por efecto de sobrecargas y alteraciones en la regulación de tensión, lo cual empeora el rendimiento y funcionamiento de los equipos.

Las instalaciones eléctricas que operan con factor de potencia menor a uno, además de afectar la red de alta y baja tensión tienen las siguientes consecuencias:

- Incremento en pérdidas de Joule
- Sobrecarga de los generadores, transformadores, y líneas de distribución
- Aumento de la caída de presión
- Disminución de la potencia en transformadores
- Incremento en la facturación eléctrica

Cargos y bonificaciones.

La última consecuencia citada anteriormente se refiere a que el usuario tendrá que pagar la cantidad que resulte de aplicar a la factura eléctrica el porcentaje de recargo por el bajo FP. Pero cabe resaltar que en ningún caso se aplicaran porcentajes de penalización superiores a 120%.

Se puede compensar el factor potencia mediante los siguientes métodos:

- Conexión de capacitadores en paralelo con la carga que tenga bajo FP.



- Utilización de motores asíncronos
- Compensando la potencia reactiva en los transformadores de distribución
-

Las ventajas de esta compensación son las siguientes:

- Eliminación de cargo por bajo FP
- Bonificación por parte de la compañía suministradora
- Reducción de pérdidas de cables
- Disminución de la caída de tensión
- Ahorro en el consumo de energía

Las bonificaciones son debidas a usar una menor cantidad de energía, sobre aquella que se halla contratado, estas bonificaciones nunca serán superiores al 2.5%.



Tabla 3 Tipos de arreglo para la aplicación de capacitores. Elaboración propia

Tipo de arreglo	Ventajas	Desventajas
<p>Individual</p> <p>Únicamente estaría en servicio cuando opere la carga a controlar.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -La potencia reactiva es consignada al segmento más pequeño posible de la red cuando los capacitadores son instalados cerca de la carga inductiva. -El arrancador del motor también puede servir como un interruptor para el capacitor, eliminando así un costo. -Los capacitadores se ponen en servicio sólo cuando el motor está trabajando -Todas las líneas quedan descargadas en la potencia reactiva 	<ul style="list-style-type: none"> -El costo de varios capacitadores por separado es mayor que el de un capacitor individual de valor equivalente. -Los capacitadores que no se usan con frecuencia se subutilizan.
<p>Por grupo de cargas</p> <p>Varias cargas de igual capacidad y periodo de trabajo, se pueden compensar con un capacitor en común, en un punto único como un centro de carga</p>	<ul style="list-style-type: none"> -La compensación se realiza por medio de un banco de capacitadores común, con su propio interruptor se conforman de grupos de cargas de diferente potencia pero con un tipo de operación similar. -Los bancos de capacitadores pueden ser instalados en el centro de control de motores. -El banco de capacitadores se utiliza únicamente cuando las cargas están en uso. -Los costos de inversión se reducen para la adquisición de bancos de capacitadores. 	<ul style="list-style-type: none"> -La sobrecarga de potencia reactiva no se reduce en las líneas de la alimentación principal, es decir, que seguirá circulando energía reactiva entre el centro de control de motores y los motores.
<p>Centralizada</p> <p>Cargas distintas que operan a diferentes períodos pueden ser compensadas, con un banco único de capacitores, conectado usualmente a la entrada de la instalación, el cual mejora el nivel de voltaje pero no reduce las pérdidas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Mejor utilización de la capacidad de los bancos de capacitadores. -Mejora en la regulación del voltaje en un sistema eléctrico -Suministro de potencia reactiva, según los requerimientos del momento -Es fácil de supervisar 	<ul style="list-style-type: none"> -Las diversas líneas de distribución no son descargadas de la potencia reactiva. -Se necesita un regulador automático en el banco de capacitadores para compensar la potencia reactiva, según las necesidades de cada momento.



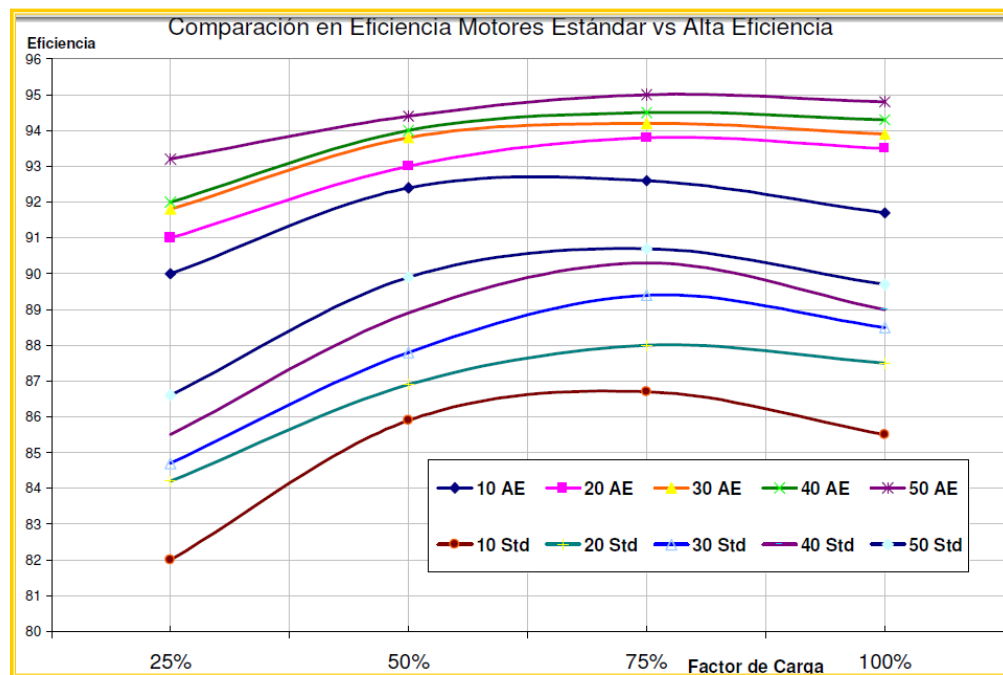
ANEXO D. SUSTITUCIÓN DE MOTORES ESTÁNDAR POR MOTORES DE ALTA EFICIENCIA.

En la gráfica 1 se presenta las curvas de eficiencia en función del factor de carga para 10 motores eléctricos de 1800 r.p.m., la mitad de eficiencia estándar y la otra mitad de alta eficiencia. Las curvas superiores corresponden a motores de alta eficiencia de 10, 20, 30, 40 y 500 HP, las otras cinco curvas son de motores estándar de las mismas potencias.

La potencia eléctrica que demande un motor está totalmente relacionada con la eficiencia del mismo y con el factor de carga. De tal manera que al mejorar la eficiencia del motor la demanda eléctrica para la misma operación disminuye.

Observando la gráfica resulta que es factible el sustituir motores estándar por motores de alta eficiencia bajo las siguientes condiciones.

- Aplicación de motores de alta eficiencia de menor tamaño. Cuando el motor estándar está trabajando con bajo factor de carga.
- Aplicación de motores de alta eficiencia del mismo tamaño. Cuando el motor estándar está trabajando con un factor de carga entre 60% y 90%.
- Aplicación de motores de alta eficiencia de mayor tamaño. Cuando el motor estándar está trabajando con un factor de carga mayor al 95%.



Gráfica 2. Comparación entre motores estándar y motores de alta eficiencia.

Fuente: BUNCA.



ANEXO E. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS TECNOLOGÍAS DE CENTRALES TERMOSOLARES.

1.- Las centrales de concentrador cilindro parabólico

Las centrales cuya tecnología se considera más madura en estos momentos, y que supone más del 95% de la potencia de generación termosolar instalada en el mundo, es la tecnología CCP. Básicamente consiste en la concentración de la radiación solar a lo largo de una línea recta con una longitud que oscila entre los 600 y los 800 metros. El fluido caloportador, esto es, el fluido que transportará la energía que es captada en los concentradores cilindro parabólicos, entra por uno de los extremos a una temperatura y con una velocidad determinados, y sale por el otro extremo a una temperatura superior.

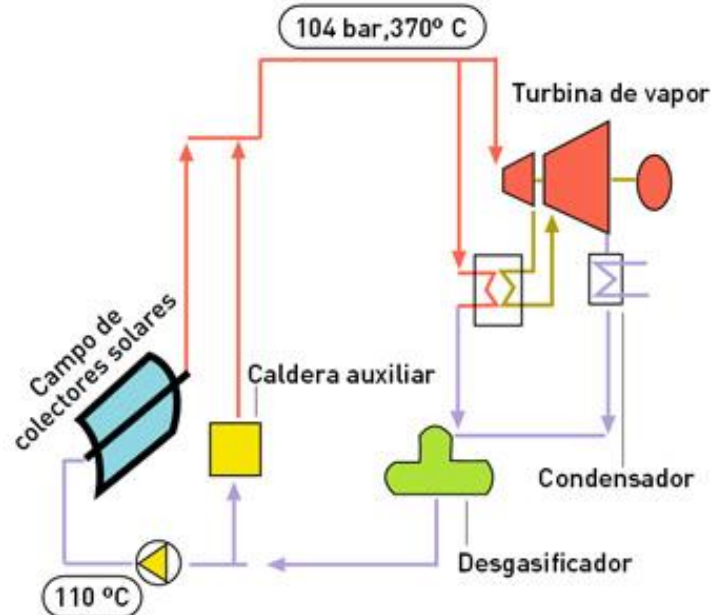


Figura 2. Esquema de una Central Solar Termoeléctrica CCP. Fuente: RENOVETEC

2. Centrales CCP con almacenamiento térmico

En las centrales solares termoeléctricas, existen varias posibilidades de almacenamiento, pero siempre como energía térmica, el paso anterior a la producción de electricidad. Aunque se están estudiando otras posibilidades, la tecnología que se considera madura y que ha sido probada con éxito en algunas de las actuales centrales termosolares es el almacenamiento utilizando sales inorgánicas fundidas.



Otras posibilidades para el almacenamiento térmico de energía son las siguientes:

- Almacenamiento de HTF caliente, aunque es poco práctico el almacenamiento de una sustancia combustible a gran temperatura. Además, el costo del HTF es muy superior al de las sales inorgánicas.
- Se ha probado con éxito el almacenamiento en forma de calor sensible en hormigón, de manera que un fluido pueda calentar una gran masa de hormigón solidificado a través de unos conductos practicados al efecto. Cuando se necesita este calor, se hace circular un fluido frío, agua, vapor o HTF, a través de los mismos conductos, para que la energía térmica almacenada en el hormigón se trasvase al fluido.
- Almacenamiento en forma de calor latente de solidificación de sales inorgánicas. La gran ventaja que presenta este sistema es que las sales no deben circular, ahorrándose costo de bombeo. Además, la cantidad de sales necesaria para almacenar la misma cantidad de energía es mucho menor. El sistema está actualmente en desarrollo, y habrá que esperar para conocer los resultados definitivos de las pruebas que se están realizando.
- Almacenamiento en forma de calor sensible de una masa de sales fundidas en un solo tanque, de forma que las sales frías y las calientes se separan simplemente por diferencia de densidad. Igual que en el caso anterior, el sistema está en periodo de prueba.

Elementos del sistema de almacenamiento térmico

El sistema consiste básicamente en dos tanques, uno de ellos denominado tanque de sales frías y el otro tanque de sales caliente. Los tanques contienen una mezcla de sales inorgánicas compuesta por nitrato sódico y nitrato potásico. Como esta mezcla a temperatura ambiente es sólida, para que pueda fluir entre los dos tanques es necesario fundirlas, para lo que hay que llevar la mezcla a temperaturas superiores a 220 °C, y asegurar que no bajan de esta temperatura en ningún momento y en ningún punto.

Las sales se encuentran inicialmente en el tanque frío, a una temperatura entre los 230 y los 280 °C. Estas sales se hacen circular a través de una serie de intercambiadores del tipo carcasa-tubos, utilizando como fluido calefactor el HTF que previamente se ha calentado en el campo solar. El HTF disminuye su temperatura, mientras que las sales inorgánicas fundidas la aumentan, depositándose y almacenándose en el tanque de sales calientes. El proceso continúa hasta que el tanque de sales frías se ha calentado por completo, todas las sales han sido transferidas al tanque de sales calientes y se encuentran allí a una temperatura que ronda los 380 °C.

Los elementos principales del sistema de almacenamiento térmico son pues los siguientes:



- Sales inorgánicas fundidas, mezcla de KNO_3 y NaNO_3 al 40%/60% en peso.
- Dos tanques de acero al carbono aislados en techo, paredes y suelo. Normalmente tienen unos 40 metros de diámetro y 16 metros de altura, y una capacidad total de 20.000 m³, de los cuales 16.000 están llenos de sales en uno de ellos.
- Bombas verticales tipo VS de gran longitud.
- Intercambiadores carcasa-tubos, entre 3 y 6, normalmente conectados en serie.
- Sistema de drenaje, para garantizar que cuando el sistema no está trasvasando sales las tuberías que unen ambos tanques se encuentran vacías.

3. Concentradores lineales fresnel

Las centrales eléctricas termosolares basadas en la tecnología fresnel, al igual que las centrales CCP, concentran la radiación solar a lo largo de una línea. Estas centrales basan la generación eléctrica en la concentración de la radiación solar a lo largo de un tubo absorbedor situado a varios metros de altura. La relación de concentración es de aproximadamente 20:1. Estas centrales destacan por la sencillez de su construcción y por su bajo costo.

Los principios de la tecnología fresnel

Las centrales basadas en concentradores lineales fresnel tratan de imitar de alguna forma los concentradores cilindro-parabólicos de una manera más sencilla y económica.

Las centrales basadas en tecnología fresnel consisten principalmente en un campo de espejos primario, un tubo absorbedor y un espejo secundario. El campo primario está compuesto por una serie de filas de espejos planos a un metro de altura sobre el terreno. Cada fila tiene unos 60 cm de ancho y se extiende en líneas rectas que miden entre 600 y 900 metros. Los rayos reflejados en los espejos planos que simulan la lente curva reflejan los rayos del sol en un tubo absorbedor, colgado unos 8 metros por encima del nivel en que se encuentran los espejos reflectores, y que es el responsable de la transformación de la radiación en energía térmica. Por encima del tubo absorbedor hay un espejo secundario cilíndrico que concentra la luz solar que se ha desviado ligeramente de su trayectoria y por tanto no ha impactado en el tubo absorbedor lineal. Debido al pequeño tamaño de los espejos estos son menos sensibles al viento. Los espejos son planos, lo que supone un abaratamiento de más del 30% sobre los costes de los espejos curvos.

Además, las diferentes líneas de espejos pueden colocarse muy cerca unas de otras. Esto



supone que el porcentaje de aprovechamiento del terreno es muy alto, frente a la tecnología CCP en la que se requiere una gran separación para evitar sombras y para permitir el acceso de vehículos de mantenimiento (aproximadamente los espacios entre filas de módulos suponen 2/3 partes del terreno).

Las filas de espejos se controlan con una serie de motores eléctricos que realizan el seguimiento del movimiento del sol a lo largo del día en un solo eje. Por esta razón, la producción eléctrica varía a lo largo de las estaciones del año, al no poder hacer el seguimiento estacional. El sistema de seguimiento es sencillo, ya que un solo motor se encarga de la orientación de todos los espejos colocados a lo largo de 100 metros, lo que supone un nuevo ahorro en costos de inversión.

Al ser los espejos planos, es muy fácil implementar un sistema completamente automatizado para su limpieza. Este sistema consiste en un motor equipado con unos cepillos rotativos que se van desplazando a través en toda la línea y que limpian el espejo del polvo acumulado sin consumir agua y sin requerir personal para la vigilancia directa del proceso de limpieza.

El tubo absorbedor no tiene unos requerimientos tan exigentes como el tubo de una central CCP. Así, al ser las temperaturas menores no requiere tener una cubierta de cristal ni realizarse el vacío. Por el tubo absorbedor circula agua que se evapora con la radiación solar absorbida. A la salida del largo tubo el vapor se encuentra a 270 ° C de temperatura y unos 55 bares de presión. El vapor se reduce de presión en un tanque de acumulación de vapor hasta aproximadamente 33 bares.

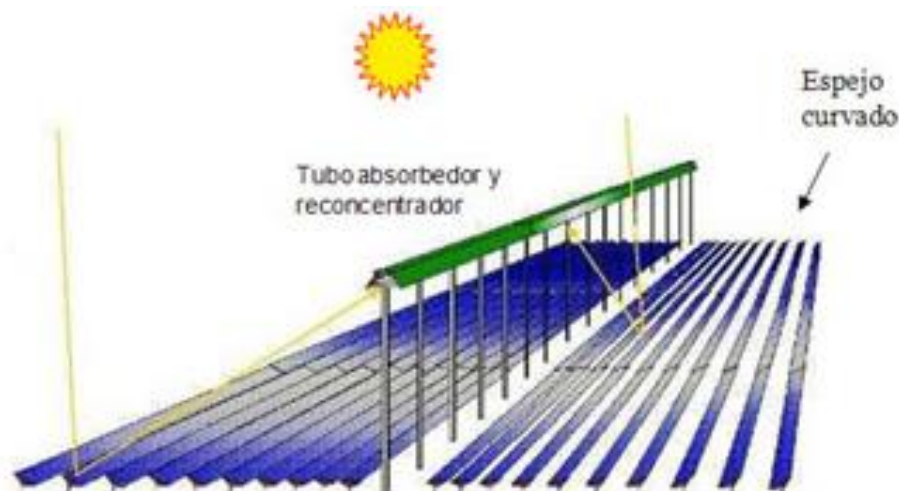


Figura 3. Concentrador lineal fresnel. Fuente: <http://www.madrimasd.org>



Este vapor alimenta una turbina dividida en dos niveles de presión (alta presión, 33 bar y baja presión, 4,3 bar), y es el equipo encargado de transformar la energía térmica en energía mecánica rotativa.

Como en las centrales CCP, la turbina de alta presión normalmente es de pequeño tamaño y gira a gran velocidad, por lo que es necesario un reductor para ajustar sus revoluciones a las 3.000 r.p.m. que requiere el generador al que están ambas conectadas.

La necesidad de tener dos turbinas de vapor aparece porque a una presión y temperatura determinadas la cantidad de agua que aparece en el vapor es grande. Es necesario extraerlo de la turbina y retirar el agua condensada con la ayuda de un separador de humedad.

Principales diferencias entre la tecnología CCP y la tecnología fresnel.

De acuerdo con lo visto en los apartados anteriores, las diferencias más sobresalientes entre las plantas de concentrador cilindro-parabólico y las que utilizan espejos fresnel son las siguientes:

- El precio de las centrales fresnel es más ventajoso.
- Los espejos de las primeras son curvos, mientras que los de las segundas son rectos. Esto supone cierta pérdida de rendimiento (en torno al 15% menos de rendimiento óptico), pero a cambio supone un importante abaratamiento en el precio y simplifica las líneas de captación.
- El tubo absorbedor no tiene cubierta de cristal y por lo tanto no se requiere el vacío entre el tubo metálico y la cubierta de vidrio. Esto simplifica y abarata las plantas.
- Las relaciones de concentración son menores en las centrales de concentradores lineales fresnel. Mientras que las centrales CCP trabajan con relaciones cercanas a 80:1, las de concentradores fresnel trabajan con relaciones 20:1.
- El campo solar de una planta fresnel ocupa casi un 40% menos que una planta CCP. La segunda requiere aproximadamente 20.000 m² por MW eléctrico instalado, mientras que una planta fresnel requiere unos 12.000 m² por MW eléctrico instalado. La razón fundamental está en la separación entre líneas: mientras que la tecnología CCP requiere que las líneas estén separadas entre 15 y 18 metros, la tecnología fresnel requiere entre 4 y 5 metros de separación, simplemente para facilitar el acceso de vehículos de mantenimiento
- Las centrales CCP utilizan actualmente un fluido orgánico sintético que encarece notablemente las plantas y complica su operación. Las plantas fresnel generan directamente vapor, lo que simplifica notablemente el proceso.
- Los niveles de presión en las plantas fresnel son más bajos. Mientras que las plantas CCP utilizan presiones cercanas a los 100 bar para alimentar la turbina de



alta presión, las plantas fresnel utilizan presiones de hasta 55 bar en el colector fresnel, presión que después reducen hasta unos 35 bar en el calderín de vapor y con el que se alimenta la turbina de alta presión. La reducción en la presión lleva aparejada la reducción en el rendimiento de la turbina, ya que éste es proporcional al salto de presión. Hay que recordar que también hay una pérdida de rendimiento óptico del campo solar, por lo que el rendimiento global es mucho menor que en una planta CCP.

- Las temperaturas del vapor también son más bajas: 380 °C de las CCP, frente a apenas 240 de las plantas fresnel actuales.
- Las centrales CCP tienen un recalentamiento intermedio entre las dos turbinas, lo que permite mejorar el rendimiento del ciclo y alejar el vapor de las condiciones de condensación. Las plantas fresnel trabajan con vapor saturado tanto en la turbina de baja como en la de alta, de manera que hay condensaciones desde el primer momento en que empieza la expansión. Como consecuencia, las turbinas empleadas en las plantas fresnel siempre serán turbinas de pocas etapas, un rendimiento bajo y una necesidad constante de mantenimiento. El intervalo entre revisiones también será menor, y la turbina proporcionalmente más cara al tener que utilizar materiales especiales en los álabes.
- Los rendimientos del ciclo agua-vapor consecuentemente son mucho menores. Frente al 39% que alcanzan las plantas CCP, las fresnel se quedan muy lejos, casi 12 puntos por debajo. Su rendimiento ronda el 27%.

4. Centrales de disco parabólico más motor Stirling

Hasta ahora se han mencionado las plantas que concentran la radiación solar a lo largo de una línea, consiguiéndose relaciones de concentración que rondan 80:1.

Existe no obstante otra forma de concentración de los rayos solares: la concentración en un punto. Este tipo de plantas ya presentan dos ventajas indudables:

- No requieren fluidos circulando por el campo solar, lo que simplifica notablemente las plantas.
- Los ratios de concentración pueden ser mucho mayores, del entorno de 2000:1. Esto supone que la temperatura que se puede alcanzar en el receptor es mucho mayor, lo cual tiene la ventaja de que aumentará el rendimiento del ciclo térmico. Eso sí, presenta el indudable inconveniente de que habrá que estudiar mejor los materiales y el control de la temperatura máxima.

Dentro de las tecnologías que concentran la radiación en un punto existen dos hasta la fecha: las basadas en discos parabólicos y las basadas en una torre central. Las primeras



utilizan unos espejos en forma de disco parabólico para concentrar la radiación en el foco de la parábola. En ese punto se sitúa un receptor que calienta un fluido que a su vez alimenta y mueve un motor de ciclo Stirling. Las segundas utilizan unos espejos planos para concentrar la radiación en un punto alejado de los espejos y situado a gran altura.

Un sistema de concentrador disco Stirling está compuesto por un concentrador solar de alta reflectividad, por un receptor solar de cavidad, y por un motor Stirling que se acopla a un alternador. El funcionamiento consiste en el calentamiento de un fluido localizado en el receptor hasta una temperatura entorno a los 750° C. Esta energía es utilizada para la generación de energía por el motor o la microturbina. Para óptimo funcionamiento, el sistema debe estar provisto de los mecanismos necesarios para poder realizar un seguimiento de la posición del sol en dos ejes.

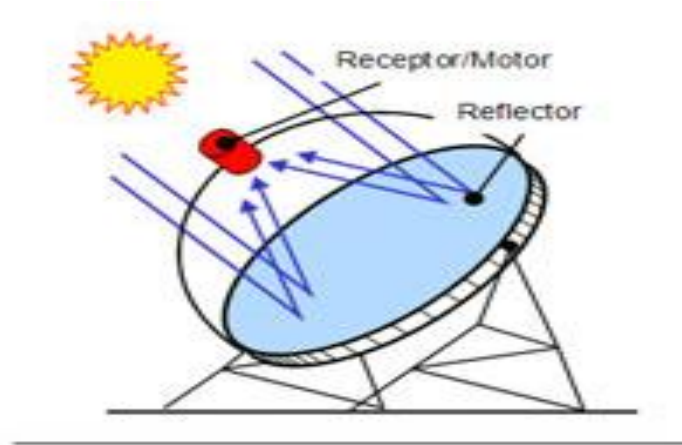


Figura 4. Disco parabólico. Fuente: miguelcosano.wordpress.com

5. Plantas de receptor central con generación directa de vapor

Las plantas de receptor central, denominadas normalmente centrales de torre, consisten en una serie de grandes espejos dispuestos en torno a la torre, denominados heliostatos. Cada uno de ellos posee un sistema de movimiento independiente que permite orientarlo de forma que el rayo solar reflejado por todos ellos se concentre en un punto situado en lo alto de una torre.

El receptor es el encargado de transformar la radiación concentrada en calor, transfiriéndolo a un fluido, que puede ser aire, agua o sales inorgánicas. Este fluido puede utilizarse directamente en caso de que sea agua convertida en vapor, puede emplearse bien para



producir vapor, en el caso de que sean sales inorgánicas, o puede emplearse para aumentar el rendimiento de una turbina de gas calentando el aire de admisión a la entrada de la cámara de combustión.

En el caso de que el fluido caloportador sea agua, las centrales de receptor central calientan y evaporan el líquido previamente inyectado a presión en el receptor, para producir vapor a una determinada presión y temperatura. Este vapor se expande a continuación en una turbina de vapor, siguiendo un proceso exactamente igual que el seguido en cualquier central termoeléctrica.

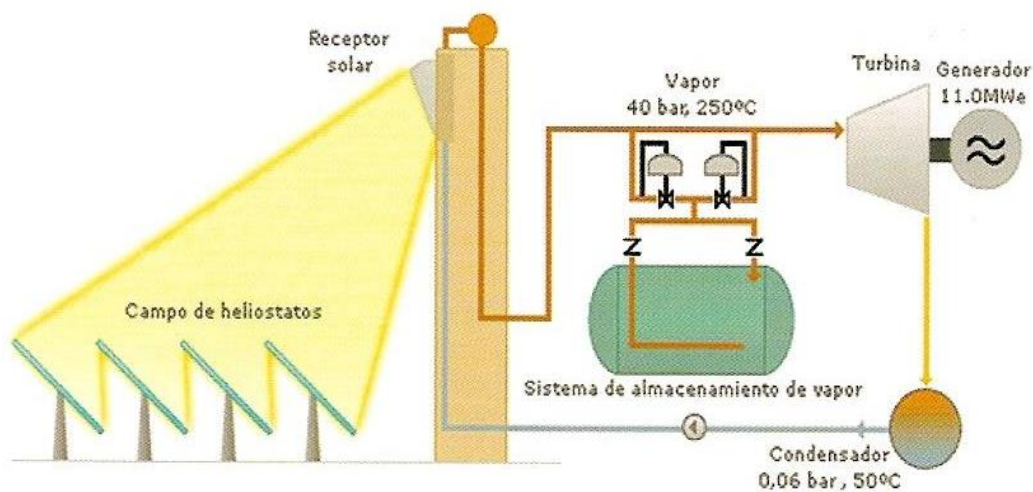


Figura 5. Planta de torre central. Fuente:

http://www.opexenergy.com/termosolares/funcionamiento_termosolar.html

Comparación con las centrales CCP

Las principales diferencias entre las centrales CCP y las plantas de receptor central con generación directa de vapor son las siguientes:

- El campo solar aprovecha mucho menos el terreno. Mientras que una central CCP requiere 3 m² por cada m² de superficie captadora, las centrales de receptor central requieren entre 5 y 8 m² por cada metro cuadrado de espejo instalado. Por tanto, menos del 20% de la superficie total del campo solar está ocupada por paneles reflectores.
- Los espejos de las plantas de receptor central son planos, mientras que los espejos de las centrales CCP son curvos.
- En las plantas de receptor central no hay fluidos circulando por el campo solar, lo



que abarata y simplifica la instalación.

- En las plantas de receptor central no se utiliza un fluido caloportador intermedio.
- El rendimiento del ciclo agua-vapor es teóricamente mayor. Frente al 39% máximo de una central CCP, el rendimiento del ciclo puede alcanzar con facilidad desde un punto de vista teórico valores superiores al 42%. La experiencia práctica después no confirma este dato, ya que los rendimientos del ciclo agua-vapor de las plantas de torre central con generación directa de vapor en funcionamiento hasta el momento rondan el 30-34%. La razón hay que encontrarla en las bajas temperaturas empleadas hasta la fecha en el vapor, provocadas por limitaciones impuestas por el receptor.
- Las plantas de receptor central para generación directa de vapor utilizan, hasta la fecha, vapor saturado. Las centrales CCP utilizan vapor sobrecalentado.
- En las plantas de receptor central no hay recalentamiento intermedio, por lo que estas plantas siempre tendrán un rendimiento inferior que las plantas CCP.
- Todos los sistemas auxiliares y el sistema de alta tensión son similares a los necesarios en una central termosolar CCP, por lo que en este punto apenas se encuentran diferencias.
- La planta en conjunto resulta un 30% más barata que las centrales CCP.

6. Plantas de torre central con sales inorgánicas fundidas

Esquema de funcionamiento

Según se ha detallado en el apartado anterior, las centrales termosolares de receptor central de generación directa de vapor tienen algunas importantes ventajas, pero también presentan algunos inconvenientes.

Entre las indudables ventajas están su precio y la simplicidad de los circuitos al eliminar cualquier otro fluido portador de energía térmica distinto al agua. Esto simplifica y abarata la instalación, al eliminar algunos equipos, como bombas, depósitos o intercambiadores entre fluidos.

Entre los inconvenientes más importantes destacan la dificultad para generar vapor sobrecalentado y la enorme sensibilidad al paso de nubes. Algunos de estos inconvenientes pueden evitarse con la solución aplicada en las plantas de receptor central que utilizan sales inorgánicas como fluido portador del calor absorbido en el receptor.

Básicamente, la radiación solar es reflejada por una serie de espejos planos situados en unas plataformas móviles (heliostatos) que se orientan a dos ejes, para reflejar la radiación incidente de forma muy precisa. En lo alto de una torre de hormigón o de celosía de gran altura se sitúa el receptor, encargado de absorber la radiación solar y transferir esta energía



a las sales inorgánicas fundidas que circulan por su interior.

Cuando la planta está funcionando con normalidad, las sales inorgánicas están inicialmente a una temperatura entorno a 290 °C en un gran tanque excelentemente aislado que trata de mantenerlas a esa temperatura. Una bomba centrífuga vertical tipo VS mueve las sales desde el interior de este tanque hasta el receptor situado en la parte alta de la torre.

El fluido impulsado por las bombas centrífugas viaja desde el tanque de sales frías hasta el receptor central situado en lo alto de la torre, aumenta su temperatura hasta los 565 °C aproximadamente y allí se almacena en el tanque de almacenamiento de sales calientes hasta que se requieren para generar vapor.

De forma paralela e independiente, el fluido almacenado en el tanque caliente es transportado por otro sistema de bombeo independiente hasta un tren generador de vapor, compuesto por una serie de intercambiadores del tipo carcasa-tubo. El fluido que cede energía térmica (calor sensible) son las sales inorgánicas, mientras que el fluido que aumenta su energía es el agua del ciclo agua-vapor. El tren de generación de vapor cuenta con equipos independientes para calentar agua, generar vapor y sobrecalentar el vapor, de manera que a la salida del tren de generación se ha producido vapor sobrecalentado, que alimenta una turbina de vapor de condensación de uno o dos niveles de presión.

A la salida de la turbina, el vapor cambia de estado en un condensador. El condensador más habitual es un intercambiador carcasa tubo en el que por la carcasa circula el vapor a enfriar, y por los tubos, el fluido refrigerante, normalmente agua de refrigeración que proviene de una torre evaporativa. Es posible también condensar el vapor con la ayuda de un aerocondensador, con lo que se evita el consumo de agua de refrigeración, aunque se disminuye el rendimiento de la planta y aumenta su costo.

El agua condensada es impulsada con la ayuda de las bombas de condensado situadas cerca del condensador hasta el tanque de agua de alimentación, y de allí, aumentan de presión bruscamente con la ayuda de las bombas de alimentación. De allí, el agua líquida a gran presión se introduce en el tren de generación de vapor, cerrando el ciclo agua-vapor.



Figura 6. Planta de torre central con sales fundidas. Fuente: www.termosolar.renovetec.com

7. Hibridación con calderas de combustible fósil

Existe una gran dificultad para realizar previsiones meteorológicas fiables, y por tanto, prever de manera anticipada la generación eléctrica de una central termosolar con precisión. Por ello, desde las primeras centrales termosolares se planteó la posibilidad de incorporar una caldera auxiliar basada en un combustible fósil que permitiera corregir las desviaciones en las previsiones eléctricas que pudieran presentarse.

Con la integración de una caldera se busca que las centrales termosolares no tengan una dependencia total de las condiciones atmosféricas, y que puedan cumplir el programa de producción establecido a pesar de que una situación atmosférica puntual, como el paso de una nube, pudiera afectar a la previsión de generación realizada y comunicada al operador del mercado eléctrico.

Estas calderas, además, tienen otra función: pueden proporcionar el calor necesario para evitar que el fluido térmico se acerque a la temperatura de congelación, que según la ficha técnica de dicho producto es de 12 °C.

Por otra parte la caldera auxiliar permite convertir una central que genera energía a partir de fuentes renovables en una central térmica convencional de combustible fósil. Como estas centrales reciben una fuerte subvención por parte de la administración para compensar el alto precio de generar energía eléctrica en centrales termosolares, la actual regulación establece un tope para la energía eléctrica cuyo origen es atribuible al combustible fósil.



8. Hibridación con calderas de biomasa

Las centrales termosolares sin almacenamiento térmico y sin caldera auxiliar de gas natural pueden funcionar unas 2.400 horas equivalentes, es decir, producen una energía anual equivalente a funcionar 2.400 horas a plena carga. Eso supone que entre el 65% y el 75% de las horas del año las plantas permanecen paradas. Toda una inversión de cientos de millones de euros permanece inactiva cuando habría formas de que pudieran generar energía eléctrica de otro origen.

Tan bajo régimen de aprovechamiento de las instalaciones tiene una consecuencia técnica inmediata: un alto número de arranques y paradas, que causan un gran estrés térmico a los diversos equipos y que son responsables de un gran número de averías y fallos que presentan las plantas.

A estos dos hechos se une además la dificultad para hacer previsiones de generación, como ya se ha comentado en el apartado anterior, y que es común a todos los sistemas de generación que tienen gran dependencia de las condiciones atmosféricas, como la eólica, la fotovoltaica o la termosolar.

Así, la posibilidad de incorporar equipos que permitan un mayor aprovechamiento de las instalaciones y que resuelvan problemas como el alto número de arranques y paradas o la dificultad en la previsión de generación eléctrica hacen de la combinación de una central termosolar con una caldera de biomasa una posibilidad ciertamente interesante.

Ventajas de la hibridación con biomasa

La hibridación entre el aprovechamiento térmico de la radiación solar con biomasa para producir electricidad tiene indudables ventajas.

La primera de ellas está relacionada con la gestionabilidad de la central, esto es, la posibilidad de programar la producción eléctrica en el momento en que se necesite. Se puede generar energía eléctrica en cualquier momento, independientemente de la radiación solar existente, de manera que es muy fácil realizar un programa de producción y cumplirlo.

La segunda de las ventajas es la reducción de la instalación y la tercera su abaratamiento. Para generar la misma cantidad de energía se requiere una planta mucho más pequeña, con una inversión menor. Incluso para generar la misma cantidad de dinero o para obtener el mismo beneficio se requiere poner en juego una cantidad de dinero sensiblemente inferior.

Los días de nubes y claros son momentos complicados para una central termosolar. Como estas plantas producen electricidad sólo si hay radiación directa, si hay un paso de nubes



deja de haber este tipo de radiación, y por tanto, deja de generarse vapor. Esto supone una gran inestabilidad para la planta. La opción de la hibridación supone que la planta podría funcionar a una carga determinada y constante con la caldera de biomasa, sin riesgo de que la turbina acabe parando por falta de vapor, y el campo solar añadiría el vapor necesario; cuando pasa la nube, la caldera se coloca a su mínimo técnico, y de esta manera la planta es capaz de producir su máxima potencia o la potencia deseada.

La cuarta ventaja está relacionada con el ratio de utilización de los equipos de generación. Mientras que en una central termosolar sin almacenamiento térmico ese ratio apenas supera el 30% (es decir, la planta produce el 30% de la energía que podría producir si estuviera generando todas las horas del año a plena potencia), la hibridación con biomasa supone aumentar este ratio hasta casi el 60%, aumentando en unas 3.500 horas al año la utilización de la central.

Esta ventaja trae aparejada otra muy interesante: la disminución del número de arranques. Si se opera de la forma adecuada puede conseguirse que la planta no pare en ningún momento del día, de forma que los ciclos de arranque-parada disminuyen drásticamente.

Esto aumenta por un lado el rendimiento de la planta (la central tiene rendimientos muy bajos durante los arranques) y por otro disminuye el número de averías provocadas por estrés térmico en los equipos. Todo ello supone aumentar los ingresos y disminuir los costos.

Por último, los arranques podrían producirse antes de que salga el sol, en un día de previsión de buena radiación incidente. De esta forma se acelera el arranque, haciendo que desde el primer momento en que se dispone de radiación suficiente pueda aprovecharse ese vapor introduciéndolo en la turbina, ya en marcha.

1.9. Hibridación con ciclos combinados. Plantas ISCC

Las centrales capaces de mezclar el vapor generado con la ayuda de un campo solar y el generado con la ayuda de una caldera de recuperación de gases de escape de una turbina de gas se denominan centrales ISCC (*Integrated Solar Combined Cycle*).

La hibridación resuelve al menos dos problemas importantes:

- El ciclo agua-vapor sufre mucho durante los arranques y paradas, debido a los cambios de temperatura y el estrés térmico provocado por estos cambios. Una central ISCC no necesita arrancar y parar todos los días.
- La instalación de la central solar se simplifica, ya que dispone de todos los servicios auxiliares (planta de tratamiento de agua, refrigeración, planta de tratamiento de efluentes,



aire comprimido, sistema contraincendios, etc.). Por tanto, sólo es necesario instalar hay que tener en cuenta que por el diseño de estas centrales no se puede generar energía eléctrica tan sólo con el campo solar, ya que se requiere la energía de los gases de escape para sobrecalentar el vapor hasta su temperatura final (560 °C aproximadamente). Estas centrales tienen pues la posibilidad de funcionar haya suficiente nivel de radiación o no, pero no pueden hacerlo si no hubiera gas o si la turbina de gas no estuviera disponible por avería o por revisión.

Principales diferencias con una central CCP convencional

Si bien el campo solar y sistema HTF apenas tienen diferencias con una central convencional, las mayores diferencias se localizan en el ciclo agua-vapor. En el caso de una central CCP convencional el HTF se utiliza para proporcionar dos niveles de presión, alta y baja presión, con los que alimentan las turbinas de vapor. Por tanto, el tren de generación del campo solar debe tener un equipo encargado del recalentamiento del vapor a la salida de la turbina de alta. Este equipo, el recalentador, no se encuentra en las plantas ISCC, ya que en caso de que el sistema lo requiera (no todas las centrales cuentan con recalentamiento intermedio) se utiliza uno de los haces tubulares de la caldera de recuperación para este fin. Por tanto, la primera diferencia es la ausencia de recalentador.

En segundo lugar, el proceso de recuperación de calor de los gases de escape ya contempla el calentamiento inicial del agua de alimentación al tren de generación de vapor, por lo que la caldera ya suministra agua caliente, a unos 245 °C, al economizador. Por esta razón la turbina de vapor no tiene extracciones y tampoco se encuentran en estas plantas los precalentadores de alta y baja presión que tiene el circuito de agua líquida, y que están entre la salida del condensador y la entrada a los economizadores.

La planta termosolar tampoco requiere equipos auxiliares de ningún tipo, ya que utiliza los equipos auxiliares de la central de ciclo combinado. Indudablemente esto abarata la construcción de la planta termosolar.

La turbina de vapor por último es la misma turbina de vapor del ciclo combinado. Por economía de escala es mucho más barato construir una turbina de vapor un poco mayor que una turbina de vapor especial para el vapor generado con el campo solar: el aumento de tamaño de la turbina apenas encarece esta. Por tanto, las diferencias más importantes son las siguientes:

- No hay recalentador en el tren de generación de vapor, ya que el recalentamiento del vapor, en caso de requerirse, puede realizarse en la caldera de recuperación.
- El ciclo agua-vapor es mucho más sencillo, al no tener precalentadores.



- La turbina de vapor es la correspondiente al ciclo combinado, con algo más de capacidad para poder turbinar el vapor procedente del tren de generación de vapor.