

69
2ef.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**INSTALACIONES ELECTRICAS
PARA EL AHORRO DE ENERGIA**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

AREA ELECTRICA ELECTRONICA

P R E S E N T A N :

DANIEL GATICA VILLEGAS

EFREN MARTINEZ GALVAN

RAFAEL REYGADAS ALVAREZ

DIRECTOR DE TESIS: ING. ERNESTO SUAREZ SPORT



MEXICO, D. F.

1997

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

Quiero agradecer a dios que me ha dado salud y vida para terminar este trabajo.

A mis padres.

Por que siempre me han apoyado en todo lo que hago y han confiado en mi.

A mis hermanos.

Porque siempre me han brindado su cariño y apoyo cuando lo he necesitado.

A mis madrinas Guadalupe Villegas y Eloisa Villegas.

Que siempre se han preocupado por mi salud y bienestar.

Un agradecimiento especial.

A los ingenieros Ernesto Suarez Sport y Juan Manuel Rojas ya que sin su apoyo este trabajo no se hubiera podido terminar.

Daniel

A mis padres
mi familia
mi novia
mis amigos

A todos y cada uno de ustedes deseo agradecer por el apoyo que me han brindado, en mayor o menor medida, a lo largo de esta carrera que ahora culmino, y que gracias a ustedes y al ejemplo que me han dado he aprendido que el único camino para salir adelante y conseguir las metas que uno se propone es el del trabajo, esfuerzo y dedicación, el cual me ha ayudado a superarme personal y profesionalmente, alcanzando este primer objetivo, entre muchos más que fallan, y que con todo cariño les dedico.

Efrén

A mis muy queridos padres:

Ma. del Refugio

Pablo

Para quienes no podría haber realizado este trabajo sin su apoyo.

A mis hermanos:

Ma. del Refugio

Ma. Eugenia

Rodrigo

Pablo

Eduardo

A mis cuñados:

Ma. Luisa

Cristina

David

A mis sobrinos:

Ma. José

Rodrigo

Ximena

Gracias por haberme ayudado a realizar mis anhelos, ya que sin su apoyo y comprensión no lo habría podido efectuar.

Rafael

A mis amigos:

Jorge,

Javier,

Favián,

Rodrigo,

Carlos,

Emilio,

Manuel,

Gerardo,

Aracelf,

Adriana,

Zulema,

Luis,

Hugo.

Efrén,

Daniel,

Pepe.

Miguel,

Patricia,

Rocío,

Etc.

Con los que siempre he contado.

Rafael

Y un agradecimiento Especial a la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía y principalmente a:

Rubén Avila E.

Carlos Chávez B.

Odón De Buen R.

M. Azucena Escobedo I.

C. Mauricio García de la Cadena R.

Daniel A. González P.

J. Pedro Guzmán V.

Javier I. Hernández M.

Fernando Hernández P.

Jorge Maya S.

Norma Morales M.

David Morillón G.

Güillermo Ortega R.

Los demás.

Rafael

**INSTALACIONES ELECTRICAS
PARA EL AHORRO DE ENERGIA**

INDICE

INDICE

	Página
1. INTRODUCCION	1
2. PANORAMA ENERGETICO NACIONAL	5
2.1. Producción de energía primaria	6
2.2. Oferta interna bruta de energía primaria	7
2.3. Destino de la energía primaria	7
2.4. Productos obtenidos en los centros de transformación	8
2.5. Comercio exterior de energía secundaria	8
2.6. Consumo nacional de energía	8
2.7. Consumo final energético por sectores	9
2.8. División del consumo de energía por rama de actividad económica	9
2.9. Fuentes renovables de energía	11
3. SITUACION ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO MEXICANO	13
3.1. Potencia instalada y capacidad de generación	14
3.2. Evolución esperada del Sistema Eléctrico Nacional	16
3.3. Políticas del sector eléctrico	17
4. IMPORTANCIA DEL AHORRO DE ENERGIA	19
4.1. Introducción	20
4.2. Areas de oportunidad de ahorro de energía	21
4.3. Aspecto ecológico del ahorro de energía	24
4.4. Consideraciones finales	25
5. AHORRO DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES	26
5.1. Introducción	27
5.2. Importancia de los transformadores	27
5.3. Clasificación y características de transformadores de distribución	27
5.4. Características que se deben de tomar en cuenta para la buena selección de un transformador	30
5.5. Análisis de un transformador	32
5.6. Transformadores de alta eficiencia	41
6. AHORRO DE ENERGIA EN MOTORES ELECTRICOS	47
6.1. Introducción	48
6.2. Características de operación de los motores	48
6.3. Motores de alta eficiencia	60
6.4. Técnicas de control de velocidad en motores. Variadores de velocidad	64
6.5. Casos prácticos de aplicación	74

7. AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE ILUMINACION	81
7.1. Introducción	82
7.2. Consideraciones técnicas para elegir un adecuado sistema de iluminación	83
7.3. Posibilidades de ahorro en las diferentes fuentes de luz	87
7.4. Posibilidades de ahorro en balastos	95
7.5. Consideraciones sobre luminarios como parte de un sistema de iluminación	98
7.6. Importancia de los controles dentro de los sistemas de iluminación	99
7.7. Reflectores especulares como promotores del ahorro de energía	101
7.8. Ejemplo de aplicación	102
8. ARMONICAS	119
8.1. Introducción	120
8.2. Efecto de las armónicas sobre algunos equipos e instalaciones	121
8.3. Cargas productoras de armónicas	124
8.4. Condiciones para realizar un estudio sobre armónicas	126
8.5. Punto armónico de resonancia	126
9. AHORRO DE ENERGIA A TRAVES DE LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA	128
9.1. ¿Que es el factor de potencia?	129
9.2. Problemas por bajo factor de potencia	129
9.3. Corrección del Factor de Potencia (teoría)	138
9.4. Caso Práctico	149
9.5. Conclusión	153
10. METODOLOGIA PARA EVALUAR LA EFICIENCIA ENERGETICA DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS	156
10.1. Introducción	157
10.2. Clasificación	157
10.3. Metodología general de un diagnóstico energético	158
10.4. Metodología de medición en campo para diagnósticos de energía eléctrica	163
11. TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA	169
11.1. Introducción	170
11.2. Regionalización de las tarifas	173
11.3. Zonas conurbadas del Distrito Federal, Guadalajara y Monterrey	174
11.4. Conceptos que intervienen en la aplicación de las tarifas	175
11.5. Referencias del ajuste y reestructuración de tarifas	177
11.6. Formula para calcular la Demanda facturable	178
11.7. Pasos para obtener los costos en una facturación	178
12. NORMALIZACION APLICADA AL AHORRO Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA	180
12.1. Introducción	181
12.2. Normalización en México	181

INDICE

12.3. Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética	183
12.4. Resumen de las Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética	187
13. CONCLUSIONES	217
14. BIBLIOGRAFIA	219

1. INTRODUCCION

I. INTRODUCCION

Desde sus orígenes, la humanidad siempre ha buscado la manera de procurarse un mejor modo de vida, para lo cual ha hecho uso de la energía que ha tenido a su disposición y que su conocimiento le ha permitido aprovechar. En la actualidad se ha consolidado a nivel mundial una interrelación muy estrecha entre energía, sociedad y economía, y lo que ocurre en el ámbito energético se refleja irremediablemente en todos y cada uno de los sectores de la población de un país, independientemente de su grado de desarrollo o su forma de organización social. La cantidad de energía usada por habitante, es decir, los índices de consumo de energéticos per capita y el producto interno bruto per capita, son indicadores confiables del grado de desarrollo de una sociedad o de una nación.

En la primera mitad del siglo XX, el carbón sirvió como energético básico para la expansión de la industria y aún cuando fue desplazado paulatinamente por los hidrocarburos como principal fuente de energía primaria, todavía en los años sesentas cubrió alrededor de 20% de las necesidades mundiales. En el periodo comprendido desde los años cincuentas hasta los setentas, los hidrocarburos se consolidaron como el energético de uso más generalizado a nivel mundial, debido a que su oferta fue abundante y barata, desarrollándose con esto patrones de consumo distorsionados que propiciaron su excesivo uso.

El conflicto armado del medio Oriente de los años 1973 y 1974, al que se le conoce como la primera crisis petrolera, tuvo efectos sumamente importantes en el campo energético, ya que en ese breve lapso los precios del petróleo se elevaron bruscamente hasta alcanzar valores cuatro veces superiores a los que privaban hasta ese entonces. Derivados de este hecho, se sucedieron transformaciones repentinas y de largo alcance en el balance energético mundial, que se intensificaron con los nuevos aumentos de los años 1979 y 1980. La era de los energéticos baratos que había servido de base a la expansión económica mundial había concluido.

Como respuesta a estas crisis, los países industrializados implantaron una política de ahorro de energía y de diversificación de fuentes de suministro. La transformación se inició desde principios de los años setentas y se aceleró hacia 1979, año a partir del cual el consumo total de energía en el mundo disminuyó; si bien es cierto que esta reducción también fue originada por la menor actividad económica mundial asociada a la recesión, no cabe duda que los procesos de ahorro de energía y diversificación energética son causas más importantes.

Los efectos del ahorro de energía han sido fundamentales no sólo para el sector energético, si no para las economías en su conjunto y a nivel mundial se observa un replanteamiento en las políticas energéticas para eficientar su consumo. No obstante, debe destacarse que los esfuerzos enfocados a la conservación y ahorro de energía, así como a la diversificación de fuentes de abasto energético se han dado de manera prácticamente exclusiva en los países desarrollados. Los países en vías de desarrollo han permanecido por mucho tiempo ajenos a estos esfuerzos, lo que los condena a tener una pequeña participación en el escenario internacional por la falta de competitividad, causada entre otros factores por la menor eficiencia energética.

En la conferencia mundial de energía efectuada en Munich, Alemania en 1980, se adoptó el término "Conservación de la Energía" para designar todas las acciones tendientes a lograr el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos finitos, mediante la racionalización de su uso, aumentando la eficiencia en su utilización, abatiendo los consumos y utilizando todas las posibilidades, incluso las de sustituir unas formas de energía por otras, sin deterioro del nivel de vida y optimizando la relación global entre consumo y crecimiento económico. Esta definición abarca todos los ángulos de la conservación de energía y es la adoptada a nivel internacional.

En México, durante la década de los setentas, el consumo de energía aumentó notablemente debido a la ausencia de medidas efectivas para su conservación y uso eficiente, incluyendo por supuesto, de una política adecuada de precios de los energéticos para regular la demanda. La preocupación oficial por el tema del ahorro de energía se dio de manera formal en el Plan de Energía del Gobierno Federal aparecido en el año de 1980. El Gobierno Federal, además de investigadores y los grandes consumidores de energía, se dieron cuenta de la importancia que representaba el ahorro de energía en nuestro país, razón por la cual se comenzaron a establecer políticas energéticas, además de llevarse a cabo seminarios, cursos y programas; por parte del gobierno, se fueron llevando a cabo estas actividades de manera paulatina, pudiendo citar entre las más importantes las siguientes:

- En el año de 1979 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) estableció el Programa Nacional de Uso Racional de Energía Eléctrica (PRONUREE), que en una primera fase enfocó el grueso de sus acciones al sector consumidor sin realizar apenas actividades hacia el interior de la propia CFE.
- En 1980 se publica el Plan de Energía del Gobierno Federal.
- Con la aparición del Programa de Energéticos 1984-1988, la CFE instaura y pone en operación un programa de uso racional de la energía, a través de la difusión de medidas de uso eficiente de la energía hacia los usuarios y eliminación de subsidios en forma gradual, así como la reducción de los consumos propios y la diversificación de fuentes de suministro.
- En septiembre de 1989 por acuerdo presidencial se creó la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, CONAE, que es un organismo intersecretarial de carácter técnico de consulta en ahorro y uso eficiente de la energía. El objetivo fundamental de la CONAE es la implantación de medidas que conlleven al ahorro y uso eficiente de la energía.
- En 1990 se emite el Programa Nacional de Modernización Energética de México para el periodo 1990-1994.
- En 1990 la Comisión Federal de Electricidad creó el Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE), con el objetivo de coadyuvar al seguimiento del Programa Nacional de Modernización Energética.
- El 14 de Agosto de 1990 se constituye el Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, FIDE, que tiene como objetivo la realización de acciones que permitan inducir y promover el uso racional de la energía eléctrica en la industria, la agricultura y los servicios, además de incidir en los hábitos de la población y prestar servicios de asistencia técnica a los consumidores sobre ahorro de energía.
- El 19 de Febrero de 1996 se publica el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector Energético para el periodo 1995-2000.

Estas actividades emprendidas por el gobierno han servido como detonante para lograr una mayor concientización sobre el problema del desperdicio de energía, de manera que en los últimos años el panorama del uso eficiente de la energía ha cambiado radicalmente y cada vez son más las empresas tanto privadas como públicas que se interesan en la aplicación de medidas para ahorrar energía. Básicamente se ha logrado debido a la acción conjunta de medidas de difusión y concientización con la participación de amplios sectores de la comunidad, las políticas de precios y tarifas gubernamentales que inducen favorablemente a mejor uso de la energía y por último la necesidad de ser competitivo en una sociedad como la mexicana que ha decidido abrirse al comercio internacional y que tiene necesidad urgente de vender productos en el extranjero.

Es importante tomar en cuenta que la energía puede servir como impulso al desarrollo, pero también puede frenarlo si se le da un uso dispendioso y para que la energía sirva efectivamente a aquel fin, es necesario tanto producirla en cantidad y calidad suficiente, como darle una utilización apropiada.

Precisamente tomando en cuenta este último fin, se presenta este trabajo de tesis en el que se analizan las principales cargas consumidoras de energía que existen en una instalación eléctrica y se proponen medidas para lograr una mayor eficiencia en el consumo de la misma. Lejos de pretender ser un manual de consulta en materia de ahorro de energía, se buscó obtener solo la información más importante y general sobre cada tipo de carga, debido principalmente a que el tema es muy extenso, por lo que se trató de condensar en este trabajo de investigación.

Además del análisis de las cargas, con sus respectivos ejemplos, se presentan otros temas que complementan un estudio de ahorro de energía en una instalación eléctrica y que nos permitirán obtener las posibles medidas de ahorro de energía eléctrica mediante una metodología a seguir y lograr una mejor evaluación técnica y económica de las mismas.

2. PANORAMA ENERGETICO NACIONAL

2. PANORAMA ENERGETICO NACIONAL

Uno de los factores que reflejan el desarrollo y la modernización de la economía de un país y, en algunos casos, del bienestar de la población, es la producción de energía así como su transformación. El tener un registro del comportamiento energético del país constituye un instrumento básico para la planeación centrada al uso eficiente de la energía.

2.1. Producción de energía primaria

La producción de energía primaria se da a través de: carbón, hidrocarburos (petróleo crudo, condensados, gas natural asociado y no asociado), electricidad (nuclear, geotérmica e hidroeléctrica) y biomasa (leña y bagazo de caña). En 1994 la producción nacional de energía primaria totalizó 2103.9 petacalorías, cifra inferior a la registrada el año anterior teniendo una variación de -0.4%. En términos generales, el decremento mostrado se debió a la menor producción de petróleo crudo, condensados, nucleenergía, geocnergía, hidroenergía y bagazo de caña. Las fuentes primarias de energía que registraron un crecimiento en su producción fueron el carbón, el gas asociado, el gas no asociado y la leña, aunque ésta de manera insignificante. En la tabla 2.1 podemos observar que los hidrocarburos participaron con el 90.7% en la producción de energía primaria, la biomasa con el 3.7%, la electricidad participó con el 3.6% y el carbón con el 2.0%.

	PCal	%
Total	2103.941	100.0
Hidrocarburos	1907.962	90.7
Petróleo crudo	1468.434	69.8
Condensados	35.568	1.7
Gas asociado	349.974	16.6
Gas no asociado	53.986	2.6
Electricidad	75.127	3.6
Nucleenergía	11.412	0.5
Geocnergía	13.906	0.7
Hidroenergía	49.799	2.4
Energía eólica	0.010	n.s.
Biomasa	77.347	3.7
Bagazo de caña	18.585	0.9
Leña	58.762	2.8
Carbón	43.505	2.0

Tabla 2.1. Producción de energía primaria

2.2. Oferta interna bruta de energía primaria

El concepto de oferta interna de energía primaria considera de forma agregada a la producción total, la variación de inventarios y las importaciones, descontando la energía no aprovechada y las exportaciones: esto es, la energía disponible para el mercado nacional.

Del total de la energía primaria, sólo queda para el consumo interno del país el 64.8% de esa energía (tabla 2.2). Es importante señalar que el 34.1% de la energía primaria producida en el país se exporta básicamente en forma de petróleo crudo, disminuyendo así la disponibilidad de este recurso no renovable. De igual manera, es importante señalar el problema de la dependencia del mercado nacional de energía con respecto a los hidrocarburos, ya que estos representan el 85.6% de la oferta de energía primaria.

	PCal	%	Energético	
Total	1377.926	64.8		
Producción nacional	2103.941	100.0	Hidrocarburos	85.6
Importaciones	2.103	0.1	Electricidad	5.5
Exportaciones	-718.409	34.1	Biomasa	5.6
Variación de inventarios	5.905	0.3	Carbón	3.3
Energía no aprovechada	-15.614	0.7		

Tabla 2.2. Oferta interna de energía y constitución porcentual por tipo de energético

2.3. Destino de la energía primaria

La energía primaria tuvo dos destinos: en el primero de ellos la energía se canalizó hacia los centros de transformación y en el segundo se utilizó directamente por el consumidor final. Una pequeña parte de la energía fue consumida por el propio sector energético o se perdió en los procesos de transporte, distribución y almacenamiento antes de su envío a los centros de transformación.

Los centros de transformación absorbieron el 91.9% de la energía primaria disponible, al procesar 1266.3 petacalorías. Del total de energéticos enviados a los centros de transformación, el petróleo crudo, el gas natural y los condensados representaron el 90.5% del total.

La energía que se destinó directamente al consumo final totalizó 92.8 petacalorías, esto es el 6.7% de la energía primaria disponible. El monto de energía consumida por el sector energético fue de 8.2 petacalorías; las pérdidas por transporte, distribución y almacenamiento fueron de 5.9 petacalorías, restando 4.7 petacalorías como diferencia estadística.

2.4. Productos obtenidos en los centros de transformación

La producción de los centros de transformación totalizó 1266.6 petacalorías. De las refinerías, plantas de gas y fraccionadoras se obtuvieron 1135.1 petacalorías de diversos productos (24.0% gas, 21.8% combustible, 21.8% gasolinas y naftas, 13.5% diesel, 9.6% gas licuado, 9.3% productos no energéticos, kerosinas y coque de petróleo). De estos productos, 235.8 petacalorías se utilizaron en la generación de energía eléctrica y 146.8 petacalorías fueron destinadas a usos propios en refinerías, plantas de gas y fraccionadoras; deduciendo estas cantidades de las 1135.1 petacalorías originales, quedó un total de 752.5 petacalorías, que se destinaron a los demás sectores.

Por otra parte, de las centrales eléctricas se obtuvieron 118.3 petacalorías y de las coquizadoras 13.2 petacalorías, que sumadas con lo de refinerías, plantas de gas y fraccionadoras nos dan el total de los centros de transformación.

En cuanto a las pérdidas por transformación, estas se obtienen de la diferencia entre la energía enviada a transformación y la obtenida en forma de energía secundaria. Las pérdidas por transformación en refinerías, plantas de gas y fraccionadoras fueron de 10.7 petacalorías. Por su parte las coquizadoras registraron pérdidas por transformación de 1.5 petacalorías. Las pérdidas por transformación en las centrales eléctricas ascendieron a 223.3 petacalorías; el 81.3% se registró en plantas termoeléctricas convencionales, incluyendo la nucleoelectrónica y el 18.7% en hidroeléctricas, geotérmicas y de energía eólica. Lo anterior significa que, en conjunto, las centrales del sector eléctrico nacional tuvieron una eficiencia de 34.6%, siendo donde se tuvo una eficiencia baja y en consecuencia las mayores pérdidas. En resumen, el total de pérdidas por transformación fue de 235.6 petacalorías.

2.5. Comercio exterior de energía secundaria

En 1994, las exportaciones de energía secundaria estuvieron compuestas casi en su totalidad por productos refinados y gas, representando el 97%, mientras que la electricidad y el coque participaron con el 3% restante. En términos caloríficos las exportaciones se ubicaron en 57.4 petacalorías, en tanto que las importaciones de energía registraron un total de 112.2 petacalorías, de las cuales 107.3 petacalorías fueron de productos petrolíferos y gas natural.

2.6. Consumo nacional de energía

Durante 1994 el consumo nacional de energía registró la cifra de 1421.2 petacalorías (tabla 2.3). Es importante señalar la baja eficiencia en la transformación y el uso de la energía que caracteriza al sector energético y a la mayoría de los sectores consumidores.

El consumo del sector energético (constituido por PEMEX y CFE, principalmente) alcanza el 29.9% del consumo nacional de energía. A este consumo elevado de energía hay que

sumarle la energía no aprovechada, que significó una pérdida de 15.614 petacalorías (tabla 2.2), y que se deben fundamentalmente a la quema en la atmósfera de una parte del gas natural que se obtiene asociado al petróleo crudo y de condensados, por falta de instalaciones para aprovecharlos al máximo. El consumo final total de energía fue de 996.471 petacalorías, correspondiendo 90.7 petacalorías al consumo no energético y 905.771 al consumo energético.

	Pcal	%
Total	1421.179	100.0
Consumo sector energético	424.708	29.9
Consumo propio	161.695	11.4
Consumo por transformación	235.561	16.6
Pérdidas	23.069	1.6
Diferencia estadística	4.383	0.3
Consumo final total	996.471	70.1
Consumo no energético	90.700	6.4
Petroquímica PEMEX	64.381	4.5
Otras ramas industriales	26.319	1.9
Consumo energético	905.771	63.7
Transporte	367.240	25.8
Industria y minería	313.430	22.1
Residencial, comercial y público	203.735	14.3
Agropecuario	21.366	1.5

Tabla 2.3. Consumo nacional de energía

2.7. Consumo final energético por sectores

En 1994 los indicadores del consumo final energético por sectores acentúan la importancia del sector transporte, con una participación del 40.5% del consumo final energético. El sector industrial tuvo una participación del 34.6% del total, donde la energía eléctrica participó con el 16.2% del total de su consumo. Por su parte el sector residencial, comercial y público registró una participación del 22.5%, correspondiendo a la energía eléctrica una participación del 18.1% de este total. Finalmente el sector agropecuario contribuyó con el 2.4%, del cual la energía eléctrica participó con un 26.4% de este total (tabla 2.4).

2.8. División del consumo de energía por rama de actividad económica

En esta sección se presenta el desglose del consumo final de energía de los diferentes sectores. El sector industrial se subdivide por rama de actividad económica; el consumo del sector transporte es separado por modo o tipo; y en los sectores residencial, comercial y público se distribuye la energía consumida en cada subsector respectivamente.

2. PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL

Industrial 313.430 PCal, 34.6%			Transporte 367.240 PCal, 40.5%		
Gas	47.0%		Gasolinas y naftas	66.8%	
Combustóleo	19.5%		Diesel	24.9%	
Electricidad	16.2%		Kerosinas	6.8%	
Coque	5.7%		Gas licuado	1.2%	
Bagazo de caña	5.3%		Electricidad	0.2%	
Diesel	4.7%		Combustóleo	0.1%	
Gas licuado	1.5%				
Kerosinas	0.1%				
Res., Com. y Pub. 203.735 PCal, 22.5%			Agropecuario 21.366 PCal, 2.4%		
Gas licuado	43.4%		Diesel	68.5%	
Leña	28.9%		Electricidad	26.4%	
Electricidad	18.1%		Kerosinas	3.8%	
Gas	4.7%		Gas licuado	1.3%	
Combustóleo	4.1%				
Kerosinas	0.5%				
Diesel	0.3%				

Tabla 2.4. Consumo final energético por sector: 884.433 PCal

2.8.1. Sector industrial

Las industrias consideradas son: siderúrgica, petroquímica de PEMEX, química, cemento, azúcar, minería, celulosa y papel, vidrio, fertilizantes, cerveza y malta, aguas envasadas, automotriz, construcción, aluminio, hule y tabaco. Se presenta la información referente al consumo de combustibles y electricidad de estas 16 ramas industriales, que representaron el 74.8% del consumo energético de este sector (tabla 2.5).

Industria	Consumo (PCal)		%	Industria	Consumo (PCal)		%
	Total	Electricidad			Total	Electricidad	
Siderurgia	50.298	5.007	16.1	Cerveza y malta	3.067	0.287	1.0
Petroquim. PEMEX	48.770	----	15.6	Aguas envasadas	2.304	0.544	0.7
Química	32.926	4.472	10.5	Automotriz	1.735	0.784	0.6
Cemento	26.727	3.312	8.5	Construcción	1.685	0.364	0.5
Azúcar	24.581	0.090	7.8	Aluminio	1.197	0.246	0.4
Minería	14.262	4.008	4.6	Hule	1.180	0.241	0.4
Celulosa y papel	12.510	2.375	4.0	Tabaco	0.115	0.035	n.s.
Vidrio	8.841	0.792	2.8	Otras ramas	79.016	27.688	25.2
Fertilizantes	4.216	0.594	1.3	TOTAL	313.430	50.839	100.0

Tabla 2.5. Consumo del sector industrial

2.8.2. Sector transporte

Durante 1994 el consumo de combustibles y electricidad de los diferentes medios de transporte utilizados en el país ascendió a 367.2 petacalorías. Este sector está conformado por el transporte aéreo, eléctrico, autotransporte, ferroviario y marítimo. De estos, solamente el transporte eléctrico consumió electricidad, con un total de 0.8 petacalorías, representando el 0.2% del total del sector transporte. Este sistema se encuentra integrado por el Metro de las ciudades de México y Monterrey, que consumió el 92.3% del total y por los trolebuses, el tren ligero y el transporte eléctrico de la ciudad de Guadalajara, que utilizaron el 7.7% restante (tabla 2.6).

	Gasolina	Diesel	Combust	Gas lic.	Kerosina	Electric.	Total
Total	245,373	91,212	0,447	4,485	24,918	0,805	367,240
Ferrovionario	-----	5,995	-----	-----	-----	-----	5,995
Aéreo	0,389	-----	-----	-----	24,918	-----	25,307
Marítimo	-----	5,848	0,447	-----	-----	-----	6,295
Eléctrico	-----	-----	-----	-----	-----	0,805	0,805
Autotransporte	244,984	79,369	-----	4,485	-----	-----	328,838

Tabla 2.6. Consumo de energía en el sector transporte (PCal)

2.8.3. Sector residencial, comercial y público

Durante 1994 el consumo energético del subsector residencial representó el 83.0% del consumo total del sector, con un total de 169.114 petacalorías; de este consumo la electricidad participó con el 14.1%. Por lo que respecta al subsector comercial, su consumo fue de 30.059 petacalorías, 14.8% del total del sector; la electricidad participó con el 28.2% del total de energía consumida por este subsector. Finalmente los servicios públicos requirieron 4.562 petacalorías de electricidad, que representaron el 2.2% de la demanda total del sector (tabla 2.7).

	Diesel	Combust	Gas lic.	Kerosina	Electric	Leña	Gas	Total
Total	0,574	8,425	88,489	0,997	36,920	58,762	9,568	203,735
Residencial	-----	-----	75,895	0,997	23,892	58,762	9,568	169,114
Comercial	0,574	8,425	12,594	-----	8,466	-----	-----	30,059
Público	-----	-----	-----	-----	4,562	-----	-----	4,562

Tabla 2.7. Consumo de energía del sector residencial, comercial y público (PCal)

2.9. Fuentes renovables de energía

Se estima que en 1994 la energía generada mediante fuentes alternas totalizó 0.2 petacalorías.

2.9.1. Solar

A través de los sistemas calentadores solares se generaron 0.2 petacalorías; la superficie total instalada llegó a 214,100 m². Los módulos fotovoltaicos constituyen otra forma de tecnología solar a partir de los cuales se otorgan servicios como bombeo de agua, iluminación doméstica en comunidades rurales, telefonía rural, repetidoras de microondas, señalamiento terrestre y marítimo y alumbrado público, entre otros. La capacidad instalada alcanzó los 9.2 MW, con la que se generaron 0.014 petacalorías.

2.9.2. Eólica

La capacidad para generación a partir de aerogeneradores y bombas de agua eólicas permaneció sin cambios respecto al año anterior en 330 kW, lo mismo que la generación que se estima en 0.0005 petacalorías.



Figura 2.1. Esquema energético nacional, 1994 (PCal)

3. SITUACION ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO MEXICANO

3. SITUACION ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO MEXICANO

El desarrollo eléctrico de México ha progresado de la existencia de sistemas aislados y pequeños, bajo propiedad extranjera y dentro de una economía eminentemente rural, a sistemas interconectados y centralizados, bajo propiedad estatal y dentro de una economía predominantemente urbano/industrial.

La industria eléctrica mexicana ha sido una de las más dinámicas de la economía nacional en los últimos 30 años. Los factores más significativos para el crecimiento acelerado del sistema eléctrico han sido: la creciente industrialización, la acelerada expansión del proceso de urbanización, la expansión de la gran industria paraestatal en las ramas básicas, de petroquímica y en la industria pesada, y la ampliación de la electrificación rural.

La industria eléctrica constituye un factor fundamental para el desarrollo económico nacional; el abasto suficiente y oportuno de electricidad es el soporte básico de toda la planta productiva del país y es precisamente éste carácter estratégico lo que hace indispensable atender permanentemente sus requerimientos de capacidad adicional, de adaptación a los cambios tecnológicos y adecuación a las distintas modalidades de inversión.

En 1992 se reformó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y posteriormente en 1993 se expidieron su respectivo Reglamento y el Manual de Servicios al Público, con el propósito primordial de impulsar la expansión del sector eléctrico, mediante la participación de los particulares en la generación de energía eléctrica, en áreas no reservadas en forma exclusiva al Estado, el cual mantiene la responsabilidad constitucional de prestar el servicio de energía eléctrica.

3.1. Potencia instalada y capacidad de generación

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha evolucionado de una manera importante: en 1960 la capacidad instalada en México era de 3,021 MW y la demanda era abastecida por sistemas eléctricos independientes. Algunos aspectos relevantes de la evolución del SEN son la utilización de mayores tensiones de transmisión (230 y 400 kV), la interconexión de sistemas, el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, así como el aprovechamiento de la energía geotérmica, la energía nuclear, el carbón y la energía eólica, aunque esta última en menor proporción.

El sistema de generación está integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tipos, que utilizan diferentes combustibles o fuentes de energía primaria. México disponía en diciembre de 1994 de una potencia instalada de 31,649 MW, con la que se obtuvo una generación bruta de 137,522 GWh en ese año (tabla 3.1), para atender a 19.4 millones de usuarios en cerca de 71,200 poblaciones.

3. SITUACION ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO MEXICANO

El desarrollo eléctrico de México ha progresado de la existencia de sistemas aislados y pequeños, bajo propiedad extranjera y dentro de una economía eminentemente rural, a sistemas interconectados y centralizados, bajo propiedad estatal y dentro de una economía predominantemente urbano/industrial.

La industria eléctrica mexicana ha sido una de las más dinámicas de la economía nacional en los últimos 30 años. Los factores más significativos para el crecimiento acelerado del sistema eléctrico han sido: la creciente industrialización, la acelerada expansión del proceso de urbanización, la expansión de la gran industria paraestatal en las ramas básicas, de petroquímica y en la industria pesada, y la ampliación de la electrificación rural.

La industria eléctrica constituye un factor fundamental para el desarrollo económico nacional; el abasto suficiente y oportuno de electricidad es el soporte básico de toda la planta productiva del país y es precisamente éste carácter estratégico lo que hace indispensable atender permanentemente sus requerimientos de capacidad adicional, de adaptación a los cambios tecnológicos y adecuación a las distintas modalidades de inversión.

En 1992 se reformó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y posteriormente en 1993 se expidieron su respectivo Reglamento y el Manual de Servicios al Público, con el propósito primordial de impulsar la expansión del sector eléctrico, mediante la participación de los particulares en la generación de energía eléctrica, en áreas no reservadas en forma exclusiva al Estado, el cual mantiene la responsabilidad constitucional de prestar el servicio de energía eléctrica.

3.1. Potencia instalada y capacidad de generación

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha evolucionado de una manera importante: en 1960 la capacidad instalada en México era de 3,021 MW y la demanda era abastecida por sistemas eléctricos independientes. Algunos aspectos relevantes de la evolución del SEN son la utilización de mayores tensiones de transmisión (230 y 400 kV), la interconexión de sistemas, el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoelectrónicos, así como el aprovechamiento de la energía geotérmica, la energía nuclear, el carbón y la energía eólica, aunque esta última en menor proporción.

El sistema de generación está integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tipos, que utilizan diferentes combustibles o fuentes de energía primaria. México disponía en diciembre de 1994 de una potencia instalada de 31,649 MW, con la que se obtuvo una generación bruta de 137,522 GWh en ese año (tabla 3.1), para atender a 19.4 millones de usuarios en cerca de 71,200 poblaciones.

3. SITUACION ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO MEXICANO

	Potencia MW	Participación %	Generación GWh	Participación %
Sistema Eléctrico Nacional	31,649	100.00	137,522	100.00
Termoeléctrica	22,526	71.17	117,470	85.42
Vapor	13,274	41.94	77,023	56.01
Carboeléctrica	1,900	6.00	13,036	9.48
Ciclo Combinado	1,898	6.00	9,999	6.62
Dual	2,100	6.64	7,770	5.65
Geotermoeléctrica	753	2.38	5,598	4.07
Nucleoeléctrica	675	2.13	4,239	3.08
Turbogas	1,777	5.61	456	0.33
Combustión Interna	149	0.47	249	0.18
Hidroeléctrica	9,121	28.82	20,048	14.58
Eoloeléctrica	2	0.01	4	0.00

Tabla 3.1. Potencia real instalada y generación bruta, 1994

Conviene detener la atención en la participación de la potencia eléctrica instalada a base de hidrocarburos que en ese año de 60.7% del total, incluyendo el tipo dual, y contabilizando el 6.0% de la carboeléctrica se integra una evidente dependencia de la electricidad hacia los combustibles fósiles, amortiguada por el 28.8% de la hidroeléctrica y el 4.5% de la nuclear, la geotérmica y la eólica. En cuanto a la generación, como resultado de la operación durante 1994, el 78.3% de la producción se realizó con combustibles fósiles, ocupando un 14.6% la hidroeléctrica y quedando un 7.1% proveniente de la nuclear, geotérmica y eólica (figura 3.1).

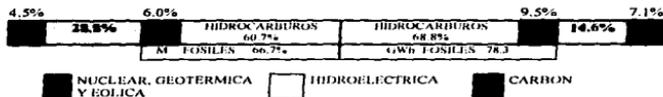


Figura 3.1. Potencia y generación por tipo de energético o planta

El impacto en el uso de los energéticos para el servicio público de la electricidad en 1994 muestra que del total de la energía primaria fósil convertida a electricidad en las centrales termoeléctricas un 71.2% proviene del combustible, un 16.1% del gas natural, el 11.5% del carbón y el 1.2% de diesel (tabla 3.2). La evolución histórica de esta dependencia sobre el combustible ha ido incrementándose notablemente (4 veces en los últimos 20 años), por lo que de acuerdo con las tendencias actuales de consumo, y considerando exclusivamente las reservas probadas, nuestro país podría correr el riesgo de dejar de ser exportador de petróleo crudo a mediano plazo para convertirse en importador a largo plazo. El gas natural y el carbón podrían amortiguar esa dependencia.

Combustible	Petacalorías	%
Total	266.6	100
Hidrocarburos	235.9	88.5
Combustóleo	189.7	71.2
Gas natural	43.0	16.1
Diesel	3.2	1.2
Carbón	30.7	11.5

Tabla 3.2. Energéticos fósiles empleados en la generación

3.2. Evolución esperada del Sistema Eléctrico Nacional

Los requerimientos de capacidad de generación que se estiman necesarios agregar al sistema eléctrico para atender la demanda futura, quedarán cubiertos, en parte, al entrar en operación obras que a la fecha se encuentran ya contratadas o en proceso de construcción que se comprometieron con anterioridad a las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica del 23 de diciembre de 1992, y por la capacidad suministrada mediante contratos de importación vigentes. A la capacidad incorporada mediante estas obras y contratos se le denomina capacidad comprometida. Los requerimientos de capacidad no cubiertos por la capacidad comprometida podrán ser satisfechos por centrales generadoras construidas por particulares de acuerdo con el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y se le denomina capacidad adicional.

Considerando el nivel de crecimiento en la demanda, y tomando en cuenta diversas variables, en diciembre de 1993 se requería incorporar al sistema 14,639 MW de capacidad en el periodo 1994-2003. De estos, 6,479 MW se encuentran en proceso de construcción o contratados (capacidad comprometida) y los 8,160 MW restantes corresponden a capacidad adicional. El estudio de los requerimientos de capacidad adicional se actualizará anualmente incorporando nueva información de las tendencias de la demanda, de las opciones de expansión y de la participación de los particulares (tabla 3.3).

La inversión del sector privado en generación puede darse de acuerdo con las distintas modalidades previstas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, como son: cogeneradores, autoabastecedores, productores independientes y pequeños productores. Los requerimientos de capacidad adicional mostrados en la tabla 3.3 son susceptibles de satisfacerse mediante inversión privada. De acuerdo con la misma Ley, los excedentes de generación por montos inferiores a 20 MW podrán ser aceptados por la compañía suministradora cuando éstos sean de menor costo y que existan las condiciones técnicas para la entrega, de manera que su entrada y salida no provoque disturbios en las líneas de transmisión de la compañía.

Tipo de planta o Combustible utilizado	Comprometida (MW)	Adicional (MW)	Total (MW)
Total	6,479	8,160	14,639
Ciclo combinado	599	440	1,039
Dual	700	0	700
Hidroeléctrica	1,952	1,515	3,467
Combustóleo	1,720	0	1,720
Carbón	700	0	700
Geotérmica	133	80	213
Nuclear	675	0	675
Libre	0	6,125*	6,125

* De acuerdo con el Art. 127 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica las convocatorias permitirán a los participantes proponer la tecnología y el combustible a utilizar en la central generadora.

Tabla 3.3. Requerimientos de capacidad en el periodo 1994-2003

3.3. Políticas del sector eléctrico

La búsqueda de menores costos en la generación de energía eléctrica se hizo patente a través de la instalación de tecnologías y combustibles alternos más económicos, y que se logró con la operación de plantas con ciclos combinados y de carbóelétricas en 1974 y 1981, respectivamente, así como con la operación de la nucleoelectrónica de Laguna Verde en 1990.

Es notable la dependencia sobre los combustibles fósiles en las centrales generadoras de electricidad, característica que se repite en casi todo el mundo, salvo en casos excepcionales derivados de las oportunidades hidroeléctricas por desarrollar y de algunos países con desarrollo nucleoelectrónico intensivo. En México, se ha intensificado la dependencia sobre el combustóleo, a pesar de la existencia de seis instalaciones de ciclos combinados, cuyo combustible ideal es el gas natural, tradicionalmente insuficiente para la operación de estas instalaciones, debido al pobre aprovechamiento que se hace del mismo en las torres de perforación de crudo.

Es de esperarse que durante el mediano plazo se presente un mejor equilibrio entre los combustibles fósiles asignados a la generación de electricidad por las siguientes razones:

- La presencia de unidades de generación preparadas para la dualidad carbón-combustóleo.
- La preocupación y la búsqueda de nuevas políticas del sector energético que apoyen los incrementos en la demanda del gas natural para la generación de electricidad.
- El incremento de la competitividad que se busca en la producción de electricidad con base en el decreto del 23 de diciembre de 1992 y su reglamento del 31 de mayo de 1993.

Además se espera un abatimiento de la demanda máxima de potencia eléctrica, como parte de una asignación de las inversiones de generación y distribución, apoyándose en:

- La consolidación tarifaria con precios horarios.
- El estímulo de los usuarios para invertir en tecnologías de ahorro, para los usos intensivos de la energía eléctrica durante los periodos de máxima demanda.

- La coparticipación de diversos sectores en esas inversiones, interesados en la conservación, la economía y la ecología.

Los programas de ahorro y uso eficiente de energía por parte de todos los sectores se consideran prioritarios para el país, dada la importancia de extender la vida de las reservas nacionales de hidrocarburos y la urgencia de disminuir las emisiones contaminantes. En el caso del sector eléctrico, el abatimiento en la demanda de electricidad permitirá obtener márgenes más amplios en la programación de inversiones para infraestructura, ya que el aprovechamiento racional de los recursos energéticos propicia una mejor distribución entre los consumidores, lo que contribuye a la satisfacción de la creciente demanda nacional, hace posible diferir la aplicación de los recursos económicos necesarios para producir energéticos y permite equilibrar las inversiones en otros campos prioritarios para el progreso del país.

Conforme a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, se abre la oportunidad para que las empresas nacionales de gran consumo de energía puedan reducir sus costos de operación mediante la instalación de sistemas de cogeneración, y por consecuencia aumentar su competitividad. Al mismo tiempo, esta modalidad permitirá un ahorro importante en el consumo de combustibles no renovables.

Esta Ley también permitirá la asociación entre empresas puramente demandantes de energía eléctrica, con aquellas que demandan prioritariamente energía calorífica, en una planta de cogeneración (se aprovecha el calor residual de la segunda para la generación de electricidad que utilizará la primera). De acuerdo con estudios realizados por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), se estima que en los próximos 10 años se podrá desarrollar una capacidad de cogeneración de 6,600 MW aproximadamente, lo que permitirá aprovechar el calor residual en los procesos correspondientes. Sin embargo, existen barreras de tipo técnico, económico y de actitud que generan un alto grado de incertidumbre sobre la pronta y efectiva incorporación de este esquema en nuestro país. Más aún, este tipo de programas representa una nueva área redituable de actividad y servicios para las empresas eléctricas, para desarrollar nuevas capacidades, incurrir en menores riesgos y menores costos, y ligarse con la innovación tecnológica en marcha.

4. IMPORTANCIA DEL AHORRO DE ENERGIA

4. IMPORTANCIA DEL AHORRO DE ENERGÍA

4.1. Introducción

Un proceso de electrificación conlleva cambios tecnológicos importantes que abarcan tanto el diseño, manufactura y utilización de tecnologías en la generación, transmisión y distribución de electricidad; además, es cierto el hecho de que no es factible almacenar la energía eléctrica y que, consecuentemente, se produce en el momento en que se requiere, es indispensable que la expansión del sector se planifique, de modo que la capacidad instalada y la energía disponible sean siempre suficientes para cubrir la demanda con la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo, a fin de contar con reservas suficientes para cubrir cualquier contingencia. Finalmente, el desarrollo de estos sistemas requiere tiempos de maduración largos, por lo que la industria eléctrica debe operar dentro de un horizonte de largo plazo para su adecuado funcionamiento.

No obstante que en los últimos años la industria eléctrica nacional se ha enfrentado a una severa y compleja crisis, compuesta tanto por factores macroeconómicos y financieros externos a ella, como por problemas específicos del sector de orden organizativo, financiero, tecnológico y energético, los requerimientos de inversiones para cubrir las necesidades actuales de energía eléctrica de los usuarios se han venido incrementando notablemente debido principalmente a:

- escalación de los costos de construcción y de capital para plantas de mayor tamaño,
- costos más altos de ingeniería, diseño y desarrollo por tecnologías más complejas,
- tiempos de maduración más largos y costos financieros más altos, y
- regulación ambiental y de seguridad más estricta.

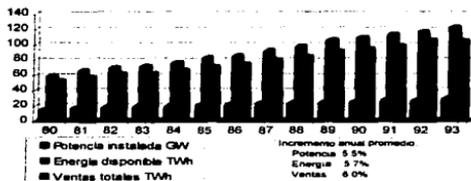


Figura 4.1. Evolución del consumo de energía

Sin embargo, la apertura comercial del país, las expectativas actuales de industrialización, la indispensable creación de empleos y los rezagos en la atención a las crecientes necesidades sociales, son factores que reclaman una mayor disponibilidad de electricidad; pero hacerlo con

actuales patrones de consumo resulta una tarea más que imposible. En la figura 4.1 podemos observar como se ha venido incrementando el consumo de energía eléctrica en los últimos años.

Si el país se propusiera suministrar la energía eléctrica con estos patrones de consumo de su aparato productivo, se tendrían que instalar en 12 años otro tanto de la capacidad instalada de todo lo realizado en lo que va del siglo.

Tales exigencias se encuentran fuera de las posibilidades económicas de nuestro país y el tratar de satisfacerlas obligaría a instalar, cada año, más de 2 millones de kilowatts. De acuerdo con el Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (FIDE), la inversión acumulada en la década de los 90 sería enorme, similar a la requerida para:

- abrir 6 millones de hectáreas al cultivo de riego, una cantidad igual a la que México ha concretado en toda su historia, o
- construir 30 mil kilómetros de carreteras, 7 veces la distancia de Cancún a Tijuana, o
- dotar de vivienda a una de cada tres de las nuevas familias que se formarán en el transcurso de la década.

Inversiones de tal cuantía en el sector eléctrico, limitarían la capacidad del estado para atender otras necesidades. Se verían afectados, sobre todo, los urgentes programas relacionados con el desarrollo social, como son los de vivienda, salud, educación, agua potable, irrigación y comunicaciones, entre otros.

Como se ha expuesto, desde un punto de vista a nivel nación, es de suma importancia fomentar el ahorro de energía, y sobre todo si tomamos en cuenta la severa crisis por la que atraviesa actualmente el país, en la que se deben aprovechar al máximo los recursos de que se disponga; sin embargo, es sobre el usuario final en quien recae la decisión de ahorrar o no energía, por lo que es precisamente a éste al que hay que convencer de la necesidad de llevar a cabo acciones destinadas a lograr un mejor aprovechamiento de la energía eléctrica.

Desde el punto de vista del usuario, el mejor argumento es el hecho de que al llevar a cabo medidas de ahorro de energía en su instalación va a ver reducido el importe en la facturación por concepto de energía que tiene que pagar a la compañía suministradora del servicio. Desde luego, hablar de ahorro de energía no significa producir menos y con esto consumir menos energía, sino obtener los mismos resultados en la producción con menos desperdicios de energía en los diferentes sistemas, es decir, haciendo un uso eficiente y racional de la energía eléctrica. Esto es posible actualmente gracias a los avances tecnológicos, con los que es posible fabricar equipos más eficientes que los convencionales, además de aplicar un adecuado sistema de operación y control de los equipos para que operen sólo cuando sean requeridos.

4.2. Areas de oportunidad de ahorro de energía

Aunque en algunos equipos eléctricos existen pérdidas mecánicas que hacen que se reduzca su eficiencia, puede decirse que el ahorro de energía en sistemas eléctricos gira alrededor de una cuestión fundamental: de la cantidad de energía disipada al medio ambiente en forma de

calor. Este proceso es un fenómeno irreversible, ya que no hay forma de hacer que la energía disipada regrese a la red, de manera que es una pérdida absoluta. Estas pérdidas pueden ser de origen eléctrico o magnético, siendo por mucho más importantes las primeras ya que varían de acuerdo con la corriente en los conductores, mientras que las segundas se mantienen constantes.

De acuerdo con lo anterior, se deduce que una disminución de la corriente eléctrica favorece en general a una mejora de la eficiencia en los sistemas eléctricos. Existen por supuesto excepciones: un motor o un transformador trabajando en vacío manejan corrientes mínimas y sin embargo su eficiencia es cero, ya que no transfieren energía alguna a la carga. El caso de los conductores es distinto: ya sea en un delgado alambre magneto o en un grueso cable de potencia, la resistencia depende de su calibre, del material con el que está construido, de la longitud, de la frecuencia de la corriente que transportan y de la temperatura a la que trabajen. La temperatura a su vez está determinada por la técnica de instalación y del ambiente en el que opere, pero sobre todo de la corriente que maneje. Un conductor que conduzca corriente alta se calentará más y con ello elevará sus pérdidas, mientras que las pérdidas serán menores si el mismo conductor lleva una menor corriente.

Otro beneficio que se obtiene al reducir la corriente es la mejora en la regulación de tensión, ya que a mayor corriente mayor caída de voltaje, siendo este un problema que incide directamente en el adecuado funcionamiento de los equipos eléctricos, ya que provoca que un motor disminuya su par de arranque y no pueda mover los accionamientos de algún proceso, o que una lámpara parpadee al encender y emita una menor cantidad de flujo luminoso, disminuyendo además su vida útil, sólo por mencionar algunos casos.

Se presenta además un beneficio adicional, pero aplicable principalmente a aquellas zonas con climas muy calurosos en los que es necesario hacer uso de equipos de aire acondicionado; el reducir la corriente, y por tanto las pérdidas, ayuda a disminuir la carga térmica y por lo tanto el número de horas de uso de los equipos de acondicionamiento ambiental.

Ahorrar energía eléctrica ya sea a través de la corrección del factor de potencia, del uso de equipos altamente eficientes, de una mejor filosofía de operación y control o por cualquier otro medio, también permite ahorrar en cableado para obras nuevas o existentes, en kVA de transformadores, en equipo de protección, en mantenimiento, etc. Sin embargo, al usuario no siempre se le puede convencer con este tipo de argumentos técnicos para que invierta en el ahorro de energía, pero como se mencionó anteriormente, el beneficio inmediato al llevar a cabo estas medidas es la disminución del importe de la factura eléctrica.

Podemos decir que, en general, la característica común en México había sido el dispendio de la energía, tal vez porque anteriormente su precio no se reflejaba tan marcadamente en los costos de operación de una empresa como lo hace actualmente; por lo mismo, el campo de aplicación del ahorro de energía es ahora muy amplio. Así por ejemplo, la Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas (CANAME) publicó en 1990 la comparación del consumo energético por unidad de producto en algunas ramas industriales de México con las correspondientes en otros países con tecnologías de alta eficiencia, donde muestra un potencial de ahorro considerable (figura 4.2).

De manera que, ante la obligación de atender equilibradamente las distintas necesidades de la sociedad y evitar que la escasez de energía se convierta en un freno a la industrialización, no existe otra forma que la de procurar la máxima eficiencia en el uso de los equipos.

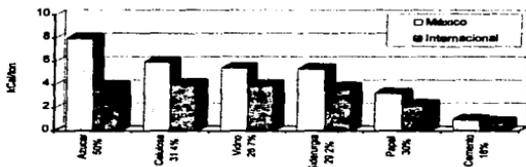


Figura 4.2. Indices de consumo energético por rama industrial

De acuerdo a las áreas de uso final de la energía eléctrica, el mayor potencial de ahorro se concentra principalmente en las áreas de iluminación, motores eléctricos y espacios residenciales.

La iluminación comercial, residencial, industrial y de servicios públicos, llega a alcanzar en algunos países entre 20 y 25% del consumo de energía eléctrica. Un típico edificio comercial, llega a consumir directamente dos quintas partes de la energía total en ello, y hasta un 10% en acondicionamiento de aire para remover el exceso de calor producido por algunos tipos de lámparas. De acuerdo con el laboratorio de investigaciones Lawrence Berkeley, puede ahorrarse alrededor del 80% de la electricidad utilizada en iluminación si se aplican los avances de la electrónica de control y las nuevas lámparas con sus aditamentos. Por su parte, el Instituto de Investigaciones de la Energía Eléctrica de los Estados Unidos (EPRI por sus siglas en inglés) estima un ahorro casi del 55% si se implementan tan sólo las tecnologías económicamente rentables a corto plazo.

Después de la iluminación, los motores eléctricos ofrecen la mejor oportunidad para lograr ahorros substanciales. En México, alrededor del 70% de la electricidad generada es utilizada por motores industriales, residenciales, comerciales y de servicios, según información publicada por el FIDE. En general, un motor industrial de gran potencial consume anualmente electricidad por un valor de 20 veces su precio de compra, de manera que cualquier aumento en su eficiencia ahorraría una gran cantidad de electricidad por cada caballo de fuerza del motor. Y si se considera que una planta industrial posee un gran número de motores, el potencial de ahorro hace rentable cualquier medida de uso eficiente de la electricidad.

Aparte de los adelantos en iluminación y motores eléctricos que se han logrado hasta ahora, dentro del sector residencial se estará hablando en un futuro muy próximo de los nuevos

4. IMPORTANCIA DEL AHORRO DE ENERGÍA

electrodomésticos de alta eficiencia: nuevos refrigeradores y congeladores que consumen mucho menos de electricidad que los modelos convencionales, así como los televisores, fotocopiadoras y computadoras, siendo más significativos los adelantos logrados en este último rubro.

4.3. Aspecto ecológico del ahorro de energía

Históricamente, la función principal de las compañías suministradoras ha sido satisfacer los requerimientos de energía eléctrica en calidad, cantidad, precio, oportunidad y servicio. Sin embargo, la situación actual exige el cumplimiento de requisitos adicionales que si bien antes no eran totalmente ignorados, tampoco representaban los puntos medulares para la planeación; estos requisitos son: **la protección del medio ambiente y la conservación de recursos energéticos** (especialmente los no renovables). El cumplimiento de estos requisitos condiciona el uso de nuevas tecnologías y la reestructuración de las propias empresas.

Contaminante	Combustible		
	Combustible [kg]	Gas [kg]	Carbón [kg]
Bióxido de azufre (SO ₂)	15.70	2.85 x 10 ⁻³	8.625
Oxidos de nitrógeno (NO _x)			
Quemadores tangenciales (a)	1.15	1.30	-----
Quemadores frontales (a)	2.90	2.61	4.90
Bióxido de carbono (CO ₂)	2.88	2.85	4.08
Monóxido de carbono (CO)	0.08	0.07	0.23
Partículas sólidas	1.07	4.75 x 10 ⁻³	1.31 (b)(c) 26.25 (b)(d)

Fuente: CFE, Gerencia de Protección Ambiental, Subgerencia de Evaluación de Emisiones

(a) Estimaciones con base en información de la EPA.

(b) Para este cálculo se consideró que el carbón tiene un contenido de 15% de cenizas y 35% de materia volátil.

(c) Cálculo considerando que usa un precipitador electrostático con una eficiencia del 95%.

(d) Cálculo para una central sin precipitador electrostático.

Tabla 4.1. Emisión de contaminantes por cada MWh generado con distintos combustibles

Uno de los problemas ambientales que está influyendo en el desarrollo de los sistemas de generación de energía eléctrica es el causado por la utilización de combustibles fósiles en plantas termoeléctricas, lo que da lugar a impactos ambientales de mayor o menor importancia, dependiendo de la capacidad de la planta y del combustible usado. De acuerdo con información proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad y con base en factores de emisión calculados y publicados por la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos (EPA por sus siglas en inglés), la combustión de energéticos para la generación de energía eléctrica en una planta termoeléctrica convencional provoca la emisión de contaminantes que se indica en la tabla 4.1.

4.4. Consideraciones finales

Como en todos los aspectos de nuestra economía, el incremento de la productividad en el uso de la energía eléctrica es un imperativo inaplazable. Su empleo racional en cada una de las empresas —pequeñas, medianas y grandes— contribuirá a aumentar la producción nacional, que es decisiva en el proceso de cambio que estamos viviendo.

Es así que en su conjunto el país deberá esforzarse por abatir la demanda de energía eléctrica, mediante un programa de ahorro y uso eficiente que, sin mayores sacrificios de los usuarios, permita liberar recursos para atender otras necesidades no menos prioritarias.

El ahorro y uso eficiente de la electricidad es, desde luego, responsabilidad de todos. Comprende también el consumo doméstico, que si bien es menor que el industrial, incide y configura una parte significativa de la demanda máxima de electricidad, determinante de la capacidad de generación. No obstante, se reconoce que la mayor responsabilidad en esta tarea, descansa en la industria y en el propio sector eléctrico, en quienes se revertirá la mayor proporción de los beneficios del ahorro.

Para resolver ó al menos atenuar los problemas de contaminación, de agotamiento de recursos energéticos no renovables y de generación y distribución de la energía eléctrica, la alternativa más viable resulta ser sin duda el ahorro y uso eficiente de la energía. Actualmente es una práctica extendida de planeación entre las empresas eléctricas, la llamada planeación para el costo mínimo. De acuerdo con esta práctica las empresas analizan si es más conveniente aumentar la capacidad de generación, o si es mejor invertir en la promoción de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía.

Finalmente, en casi todos los países se ha concluido que en promedio resulta dos veces más caro aumentar 1 kW de capacidad instalada de generación que incentivar al usuario a reducir en 1 kW su carga instalada. Por ello, algunas compañías suministradoras en otros países ofrecen bonificaciones a los usuarios que inviertan en equipos ahorradores de energía, siendo ésta otra opción que podría aplicarse también en México.

5. AHORRO DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES

5. AHORRO DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES

5.1. Introducción

En este capítulo se vera la importancia que tienen los transformadores dentro de una instalación eléctrica, así como lo importante que es el saber elegirlo adecuadamente para poder obtener ahorros de energía en su operación.

Al final del capítulo se incluye información acerca de los nuevos materiales que se están integrando a la tecnología del diseño de transformadores y con los cuales se están logrando menores pérdidas al operarlos.

5.2. Importancia de los transformadores

Los transformadores hacen posible la existencia de los grandes sistemas de energía eléctrica. A fin de transmitir grandes cantidades de potencia eléctrica eficientemente a grandes distancias, son necesarios voltajes de línea muy altos, del orden de 35 a 400 kV, ya que las pérdidas en las líneas serían prohibitivas con voltajes inferiores; por otra parte estos altos voltajes serían peligrosos para uso doméstico así como para la mayoría del equipo industrial. Por este motivo los transformadores se usan para elevar o reducir los voltajes con muy poca pérdida de energía eléctrica en las líneas de transmisión y distribución.

Conectar un transformador elevador entre el generador y una línea de transmisión permite un voltaje de diseño práctico para el generador, y al mismo tiempo un voltaje eficiente en la línea de transmisión. Los transformadores reductores o de distribución desde 3 a 1000 kVA y hasta 34,500 V. son usados ordinariamente para bajar la tensión de los sistemas de distribución al valor de utilización.

Debido a sus características los transformadores son una pieza importante en el sistema eléctrico y a su vez son uno de los elementos más caros dentro del sistema de distribución, por lo cual, es muy importante saber elegir el tipo y capacidad con la que el transformador trabajará más eficientemente y lograr un menor consumo de energía eléctrica por pérdidas propias del transformador.

5.3. Clasificación y características de transformadores de distribución

Para clasificar todos los transformadores que se emplean en los sistemas de distribución pueden seguirse varios criterios:

Por el número de fases:

- Monofásicos
- Trifásicos

Por su construcción:

- Con núcleos tipo columnas
- Con núcleos tipo acorazado

Por su tamaño:

- De instrumentación y control
- De potencia

Por su aplicación:

- Montaje en poste
- Montaje en subestación
- Montaje subterráneo
- Montaje sobre la superficie (tipo pedestal)

Por el tipo de enfriamiento:

- Tipo seco
- Tipo refrigerante (sumergidos en aceite):
 - OA (aceite y aire)
 - FA (aceite y aire forzado)
 - FOA (aceite, aire forzado y aceite forzado)

De la clasificación anterior solo queda por aclarar algunos puntos para poder determinar qué tipo de transformador podemos utilizar en una instalación eléctrica; estos son:

- La diferencia que existe entre los transformadores con núcleo tipo columna y los de tipo acorazado es el lugar en donde se alojan los devanados de alta y baja tensión. En los tipo columna los devanados se encuentran alojados en cada una de las piernas o columnas que forman el núcleo y en el caso del tipo acorazado se tienen 3 piernas o columnas. En la columna central se alojan los devanados de baja y alta tensión.
- Los transformadores con núcleo tipo acorazado tienen la ventaja de reducir la dispersión magnética y su uso es más común en transformadores monofásico.
- Los transformadores de instrumentación y de control, son equipos de baja capacidad de transformación (VA), ya que son empleados para adecuar el voltaje para alimentar equipos de control y de instrumentación que necesitan monitorear el voltaje de la línea pero a un voltaje inferior.
- Los transformadores tipo poste, están diseñados específicamente para aplicaciones donde la distribución de la energía eléctrica sea aérea. La aplicación convencional de este tipo de transformadores es la distribución de la energía eléctrica ciudadana, rural o industrial.
- El uso de los transformadores tipo subestación, es característico para la alimentación de la energía eléctrica a edificios comerciales, hoteles, hospitales e industrias. Este tipo de transformador necesita de una subestación tipo interior ó del tipo intemperie sobre el piso, dependiendo del espacio disponible en el inmueble.
- Los transformadores del tipo pedestal son unidades diseñadas para la distribución de la energía eléctrica, ya sea por vía subterránea, alimentando a comercios ó áreas residenciales, y usando transformadores del tipo intemperie que armonicen plenamente con la arquitectura moderna, para fraccionamientos residenciales, centros comerciales, condominios, industrias, etc.

Ya que en este capítulo, lo que nos interesa es el ahorro de energía, a continuación le pondremos mayor atención al sistema de enfriamiento de los transformadores, ya que las pérdidas en los transformadores están ligadas a estos.

5.3.1. Transformadores de tipo seco (AA)

En estos transformadores los devanados y el núcleo no se encuentran en contacto con un fluido de refrigeración y aislamiento, por este motivo trabajan con una elevación de temperatura mayor. Una ventaja con respecto a los sumergidos en un líquido aislante, es que no necesitan ser instalados en una bóveda especial. Sus desventajas son su corta vida, altas pérdidas, gran nivel de ruido, mal comportamiento frente a sobrecargas, mayor peso y tamaño.

Al adicionarle a un transformador de tipo seco un sistema de enfriamiento por aire forzado, se logra que el transformador pueda operar con una sobrecarga aproximadamente del 30 % de su capacidad nominal en forma continua. Este porcentaje depende de cada fabricante, y asegura que no se tendrá deterioro del material aislante.

5.3.2. Transformadores sumergidos en aceite

En este tipo de transformador los devanados y arrollamientos se encuentran sumergidos en un baño de aceite mineral para refrigeración y aislamiento. Existen varios sistemas de enfriamiento y a continuación se describirán algunos de ellos:

- Tipo OA: En este sistema de enfriamiento el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque que tiene paredes lisas o corrugadas o bien con tubos radiadores. Esta solución se adopta para transformadores de más de 50 kVA con voltajes superiores a 15 kV.
- Tipo FA: Es básicamente el mismo sistema de enfriamiento que el del tipo OA, con la adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor de las superficies de enfriamiento.
- Tipo FOA: Este tipo de enfriamiento se logra al adicionarle a un tipo OA, ventiladores y bombas de aceite, logrando con esto que exista mayor cantidad de aire en contacto con los radiadores y que el aceite sea forzado a circular en el interior del transformador para eficientar el sistema de enfriamiento. Estos transformadores pueden absorber cualquier demanda pico funcionando a plena carga.

La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994 en su artículo 450-26 determina las condiciones en las cuales deben de instalarse los transformadores sumergidos en aceite en áreas interiores. Debido a que el aceite es inflamable y puede producir gases explosivos en su descomposición al existir fuego por alguna falla interna o externa al mismo, representa un gran peligro en caso de incendio. Por este motivo las normas establecen que este tipo de transformadores se deben de instalar en bóvedas resistentes al fuego, por lo cual, la construcción de ésta, incrementa el costo de la instalación eléctrica.

Las ventajas de estos transformadores con respecto a los del tipo seco, y que compensan el costo extra ocasionado por la bóveda son: su tamaño reducido, poco peso, bajo costo inicial, pocas pérdidas, larga vida, excelentes características eléctricas, bajo nivel de ruido y gran capacidad de sobrecarga.

5.3.3. Transformadores sumergidos en un fluido no inflamable

En este tipo de transformadores los devanados y arrollamientos están sumergidos en un fluido no inflamable, por lo que, no es necesaria una bóveda especial para alojarlos. Las desventajas de este tipo de transformador con el anterior, es que son más pesados y más costosos. La norma NOM-001-SEMP-1994 en su artículo 450-25 prohíbe el uso del Askarel (Policlorobifenilos-PCB) como fluido no inflamable. Un fluido permitido para este tipo de transformadores es el silicón.

5.4. Características que se deben de tomar en cuenta para la buena selección de un transformador

Las características que se deben de tomar en cuenta para la buena selección de un transformador además de los voltajes primario y secundario así como su capacidad en kVA son las siguientes:

- Elevación de temperatura
- Tamaño y peso
- Nivel de ruido
- Pérdidas del transformador.

5.4.1. Elevación de temperatura

Es la diferencia entre la temperatura de los devanados y la del aire u otro elemento que sirva para el sistema de enfriamiento.

Las normas especifican límites de elevación de temperaturas promedio en los devanados. Para transformadores sumergidos en aceite se tienen elevaciones de temperaturas de 55 ó 65°C. En los transformadores de tipo seco esta elevación de temperatura es por lo regular de 150°C, aunque existen algunos que están diseñados para elevaciones de temperatura de 80 ó 115°C, los cuales operan más fríos, ya que sus devanados generan menor calor por pérdidas. A este tipo de transformadores se les denomina ahorradores de energía.

5.4.2. Tamaño y peso

En las tablas 5.1 y 5.2 se pueden observar las diferencias de tamaño y peso de dos tipos diferentes de transformadores, dados por el mismo fabricante.

Capacidad (kVA)	A (mm)	B (mm)				C (mm)	E Radiador (mm)	Peso (kg)
		Frente Muerto		Frente Vivo				
		Radial	Anillo	Radial	Anillo			
225	1524	1270	1270	1397	1651	1003	356	1590
300	1524	1270	1270	1397	1651	1003	356	1885
500	1724	1270	1270	1397	1778	1105	508	2430
750	1724	1397	1397	1524	1778	1156	660	3130

Tabla 5.1. Transformador tipo pedestal sumergido en aceite con elevación de temperatura de 65 ó 55°C

Capacidad (kVA)	A (mm)	B (mm)	C (mm)	Peso (kg)
225	1524	1524	1422	2132
300	1524	1524	1422	2450
500	2032	1930	1829	3040
750	2032	1930	1829	3300

Tabla 5.2. Transformador tipo seco para voltajes mayores de 600 V tipo pedestal, con elevación de temperatura de 150°C



Figura 5.1. Transformadores en aceite y tipo seco

5.4.3. Nivel de ruido

En la tabla 5.3. se muestran las características de dos tipos de transformadores, dadas por el mismo fabricante.

Capacidad (kVA)	Nivel de ruido (dB)	
	AA (150 °C)	OA (55 / 65 °C)
Tipo de transformador (Elevación de temperatura)		
500	60	56
750	64	58
1000	64	58
1500	65	60
2000	66	61
2500	68	62
3000	68	63

Tabla 5.3. Niveles de ruido en transformadores

Una de las características más importantes al elegir un transformador es el tomar en cuenta sus pérdidas internas, ya que al tener menos pérdidas se podrá tener un ahorro de energía. Por éste motivo haremos un análisis de estas pérdidas a continuación.

5.5. Análisis de un transformador

Un transformador transmite una potencia de entrada (P_1) con una tensión de entrada (V_1), a otro sistema con una tensión de salida (V_2). Al paso de la potencia a través del transformador se generan pérdidas (P_p) que hacen que a la salida llegue una potencia de salida (P_2) menor que la potencia de entrada.

La eficiencia (η) será:

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_p} \quad (1)$$

La tabla 5.4. muestra las eficiencias mínimas a plena carga establecidas por la norma oficial y que se deben de cumplir, al instalar un transformador nuevo.

Capacidad (kVA)	Tensión del sistema hasta (kV rms)		
	15	25	34.5
Monofásicas			
5	97.90	97.80	97.70
10	98.25	98.15	98.05
15	98.40	98.30	98.20
25	98.55	98.45	98.35
37.5	98.65	98.55	98.45
50	98.75	98.65	98.55
75	98.90	98.60	98.70
100	98.95	98.85	98.75
167	99.00	98.90	98.80
Trifásicas			
15	97.95	97.85	97.75
30	98.25	98.15	98.05
45	98.35	98.25	98.15
75	98.50	98.40	98.30
112.5	98.60	98.50	98.40
150	98.70	98.60	98.50
225	98.75	98.65	98.55
300	98.80	98.70	98.60
500	98.90	98.80	98.70

Tabla 5.4. Eficiencias mínimas para transformadores, establecidas por las NOM-001-SEMP-1994 en su artículo 450-14

Las pérdidas, así como la eficiencia de los transformadores no son constantes y esto es debido a que no funcionan continuamente al 100 % de su capacidad. Esto es, sus potencias y corrientes nominales no son requeridas las 24 horas del día, por lo que se tendrán corrientes en el primario (I_1) y en el secundario (I_2) menores que las nominales. Se define entonces un índice de carga (c) que nos indica el porcentaje de carga que se está utilizando; este índice, está dado por la fórmula 2.

$$c = \frac{I_1}{I_{N1}} \approx \frac{I_2}{I_{N2}} \quad (2)$$

donde:

- I_1 = Corriente real del transformador en el primario.
- I_2 = Corriente real del transformador en el secundario.
- I_{N1} = Corriente nominal en el primario
- I_{N2} = Corriente nominal en el secundario

$$I_{N2} = \frac{\text{Potencia aparente nominal (VA)}}{\sqrt{3} \times \text{Voltaje secundario nominal}} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_{N2}} \quad (3)$$

Es muy importante conocer el índice de carga de un transformador, ya que, como veremos más adelante, las pérdidas dependen de él y nos da una medida de lo que le estamos exigiendo al transformador.

Si $c < 1$, el transformador funciona holgadamente, pues esto quiere decir que está operando con corrientes menores a las que fue diseñado y sus calentamientos no serán peligrosos, por lo que puede funcionar así de modo continuo.

Si por el contrario, $c > 1$, el transformador trabajará sobrecargado y funcionará por encima de sus características de diseño, debido a que por sus devanados circularan corrientes mayores a las nominales. Los calentamientos alcanzados pueden llegar a ser peligrosos y dañar los aislantes, por lo que, no es recomendable su funcionamiento en forma continua.

Para determinar el índice de carga de un transformador en un determinado instante es necesario, primero, determinar la corriente nominal del secundario y después determinar su corriente de operación real en ese mismo instante. El índice de carga obtenido de esta manera solo es válido en el instante en el que se tomo la medición. Por este motivo, para determinar el comportamiento real de un transformador, es necesario el determinar un índice de carga medio, que represente el comportamiento real del transformador en un determinado periodo de tiempo.

5.5.1. Índice medio de carga

Los regímenes de carga constante no son los más frecuentes. El índice de carga suele variar a lo largo de un período de tiempo. Para hallar el índice de carga medio, se calcula una intensidad media que produce las mismas pérdidas que las intensidades que circulan realmente, según la figura 5.2.

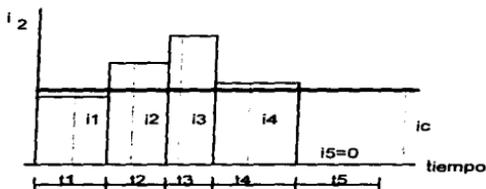


Figura 5.2. Índice medio de carga

La intensidad de corriente media I_c esta dado por la fórmula 4

$$I_c = \sqrt{\frac{I_1^2 \times t_1 + I_2^2 \times t_2 + \dots + I_n^2 \times t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (4)$$

y el índice de carga medio c_m esta dado por la fórmula 5

$$c_m = \frac{I_c}{I_{N2}} \quad (5)$$

Ejemplo: A lo largo del día, un transformador cuya intensidad de corriente nominal es $I_{N2} = 300$ A presenta el siguiente régimen de cargas:

Índice de carga	Intensidad I_i (A)	Duración t_i (hrs)
0.75	225	6
0.93	280	3
1.02	305	3
0.80	240	6
0	0	6

Según la fórmula 4

$$I_c = \sqrt{\frac{(225)^2(6) + (280)^2(3) + (305)^2(3) + (240)^2(6) + 0(6)}{6+3+3+6+6}}$$

$$I_c = 220.19 \text{ A}$$

El índice medio de carga será:

$$c_m = \frac{I_c}{I_{N2}} = \frac{220}{300} = 0.73$$

De este ejemplo podemos observar que durante 3 horas el transformador trabaja con una ligera sobrecarga y no por ello se tiene un deterioro del transformador. Algunos fabricantes determinan los periodos de sobrecarga que se pueden tolerar sin causar daños al aislamiento por el calentamiento de los devanados. Estos periodos de sobrecarga dependen del índice de carga con el cual está trabajando el transformador antes de la sobrecarga, así como de la elevación de temperatura con la cual fue diseñado el transformador.

A continuación mostraremos un ejemplo en la tabla 5.5 que es una tabla que da un fabricante de transformadores.

Tipo de transformador: Trifásico sólidamente encapsulado.

Capacidades: de 500 hasta 10,000 kVA.
Elevación de temperatura estándar: 80°C

Las bobinas de alta tensión y baja tensión son moldeadas al vacío con fibra de vidrio impregnadas en resina epóxica.

Tiempo en horas de sobrecarga	% de carga máxima permisible con respecto a la nominal		
	90%*	70%*	50%*
0.5	162	185	200
1	138	148	152
2	123	128	133
4	113	115	118
8	106	107	108

* Índice de carga anterior a la sobrecarga

Tabla 5.5. Periodo permisible de sobrecarga

5.5.2. Análisis de las pérdidas de un transformador

Las pérdidas de potencia que se producen en un transformador son fundamentalmente de dos tipos:

- Pérdidas en el circuito magnético (P_{Fe})
- Pérdidas por efecto Joule en los devanados (P_{Cu})

5.5.2.1. Pérdidas en el circuito magnético (P_{Fe})

Llamadas también pérdidas en el hierro (núcleo), pérdidas en vacío o con corriente de excitación, ya que se hallan mediante las pruebas en vacío del transformador. Son independientes de la carga a que esté sometido el transformador, y prácticamente invariables a tensión y frecuencia constante. Es un dato que normalmente suministra el fabricante.

5.5.2.2. Pérdidas por efecto Joule en los devanados (P_{Cu})

Se deben a las pérdidas en los embobinados del transformador debido a las resistencias existentes en los conductores (efecto Joule). Se les suele llamar pérdidas en el cobre, ya que los devanados suelen hacerse de cobre, aunque a veces sean de aluminio. Este tipo de pérdidas varían proporcionalmente con el cuadrado de la intensidad de corriente. Si conocemos las pérdidas producidas por este concepto en régimen nominal (P_{ce}), cuando el transformador funcione con un índice de carga (c), las pérdidas en el cobre serán:

$$P_{cu} = c^2 \times P_{ce} \quad (6)$$

Las pérdidas en el cobre de un transformador en régimen nominal (P_{cc}) es un dato que suministra el fabricante.

Así pues, las pérdidas totales (P_p) de un transformador que trabaje con un índice de carga c , será:

$$P_p = P_{Fe} + P_{cu} \quad (7)$$

$$P_p = P_{Fe} + c^2 \times P_{cc} \quad (8)$$

La norma oficial mexicana NOM-001-SEMP-1994 en su artículo 450-15 hace referencia a las pérdidas máximas permitidas en los transformadores y establecen que las pérdidas de excitación y las pérdidas totales a tensión, frecuencia y carga nominal ($c = 1$), no deben exceder los valores indicados en la tabla 5.6. que a continuación se muestra.

Capacidad (kVA)	Tensión del sistema hasta (kV rms)					
	15		25		34.5	
	P_{Fe}	P_p	P_{Fe}	P_p	P_{Fe}	P_p
Monofásicas						
5	30	107	38	112	63	118
10	47	178	57	188	83	199
15	62	244	75	259	115	275
25	86	368	100	394	145	419
37.5	114	513	130	552	185	590
50	138	633	160	684	210	736
75	186	834	215	911	270	988
100	235	1061	265	1163	320	1266
167	365	1687	415	1857	425	2028
Trifásicas						
15	88	314	110	330	135	345
30	137	534	165	565	210	597
45	180	755	215	802	265	848
75	255	1142	305	1220	365	1297
112.5	350	1597	405	1713	450	1829
150	450	1976	500	2130	525	2284
225	750	2844	820	3080	900	3310
300	910	3644	1000	3951	1100	4260
500	1330	5561	1475	6073	1540	6286

Nota: Estas pérdidas son máximas y la tolerancia está incluida

Tabla 5.6. Pérdidas de excitación y pérdidas totales máximas permitidas en un transformador

Las pérdidas totales de un transformador no son constantes ya que dependen del índice de carga y al aumentar éste, aumentan las pérdidas. Se presentan en la figura 5.3 las pérdidas en función del índice de carga.

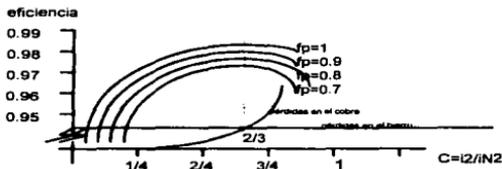


Figura 5.3. Eficiencia de un transformador y su índice óptimo de carga en función del factor de potencia

5.5.3. Eficiencia de un transformador e índice óptimo de carga

La potencia suministrada por el secundario es:

$$P_2 = \sqrt{3} \times V_2 \times I_2 \times \cos \phi_2 \quad (9)$$

V_2 es la tensión en los bornes del secundario y con una intensidad $I_2 = c \times I_{N2}$ y un factor de potencia $\cos \phi_2$.

La eficiencia del transformador, (η), esta dada por la fórmula 9

$$\eta = \frac{\sqrt{3} \times V_2 \times c \times I_{N2} \times \cos \phi_2}{\sqrt{3} \times V_2 \times c \times I_{N2} \times \cos \phi_2 + P_{fe} + c^2 \times P_{ce}} \quad (10)$$

donde:

$P_{fe} + c^2 \times P_{ce}$ = pérdidas del transformador para el índice de carga c

En la fórmula 10 se puede observar:

- Si el índice de carga es constante, la eficiencia crece al crecer el factor de potencia ($\cos \phi_2$) de la carga conectada al secundario. Por tanto se ahorrará energía si se mejora el factor de potencia de la carga conectada al secundario.
- Para un factor de potencia fijo, o sea, $\cos \phi_2 =$ constante, la eficiencia varía con el índice de carga, según se indica en la figura 5.3.

Como se puede comprobar existe un índice de carga $c = c_{\max}$, para el cual se produce una eficiencia máxima $\eta = \eta_{\max}$.

Al derivar la ecuación de la eficiencia con respecto al índice de carga e igualando a cero se encuentra que la eficiencia máxima se obtiene cuando:

$$P_{Fe} = c^2 \times P_{ce}$$

es decir, cuando las pérdidas en el cobre igualan a las pérdidas en el hierro; por tanto:

$$c_{\max} = \sqrt{\frac{P_{Fe}}{P_{ce}}} \quad (11)$$

y la relación

$$\frac{P_{Fe}}{P_{ce}} = c_{\max}^2 \quad (12)$$

disminuye al crecer la potencia nominal del transformador. Aunque depende de los distintos fabricantes, se puede decir que a partir de potencias del orden de 50 kVA; el valor de c_{\max}^2 es menor que 0,2, lo cual da valores de c_{\max} menores de 0,45. Como se puede observar, los índices de carga máximos, que producen eficiencias máximas, son bastante bajos.

Una fórmula más práctica que la 10 y que es muy aproximada es la siguiente:

$$\eta (\%) = \left(1 - \frac{P_{Fe} + c^2 \times P_{ce}}{c \times S_N \times \cos \phi_2 + P_{Fe}} \right) \times 100 \quad (13)$$

En la tabla 5.7 se muestran las características de algunos transformadores que cumplen con las eficiencias y pérdidas máximas establecidas por la NOM-001-SEMP-1994.

Capacidad (kVA)	P_{Fe} (W)	P_p (W)	η (%)	c_{\max} (%)	Norma		
					P_{Fe} (W)	P_p (W)	η (%)
50*	87	549	98.91	0.43	138	663	98.74
150	350	1950	98.71	0.47	450	1976	98.70
300	516	2370	99.22	0.53	910	3644	98.80
500	900	4850	99.04	0.48	1330	5561	98.90

* Transformador monofásico

Tabla 5.7. Eficiencias y pérdidas de algunos transformadores

Para darnos cuenta de la importancia que tiene el índice de carga en el aumento de pérdidas, se mostrará a continuación un análisis del costo anual de las pérdidas propias de un

transformador tipo seco de 750 kVA con aislamiento clase H, pero con diferentes elevaciones de temperatura, en los cuales se registraron diferentes porcentajes de carga al día y que se muestran en las tablas 5.8 y 5.9.

Elevación de temperatura (°C)	Ciclo de operación ^a		Eficiencia dependiendo del % de la carga ^b	Pérdidas ^c		Costo ^d (\$)
	Carga (%)	Tiempo (hr/día)		Mensual (kW)	Anual (kWh)	
	100	2	98.8	9.0	6,570	1,522.15
	75	8	99.0	5.18	15,126	3,007.51
80	50	4	98.9	3.71	5,417	1,136.37
	25	2	98.3	2.86	2,088	483.74
	0	8	---	2.2	6,428	1,278.04
Total		24				7,427.81

Tabla 5.8. Transformador de tipo seco con una elevación de temperatura de 80 °C

Elevación de temperatura	Ciclo de operación ^a		Eficiencia dependiendo del % de la carga ^b	Pérdidas ^c		Costo ^d (\$)
	Carga (%)	Tiempo (hr/día)		Mensual (kW)	Anual (kWh)	
	100	2	98.4	12.0	8,760	2,029.54
	75	8	98.7	6.45	18,834	3,744.78
150°C	50	4	98.5	4.46	6,512	1,366.08
	25	2	97.8	3.09	2,256	522.66
	0	8	---	2.2	6,424	1,277.29
Total		24				8,940.35

^a Ciclo de operación que es representativo de un edificio comercial.

^b Las eficiencias son promedios de los datos de algunos fabricantes.

^c Las pérdidas en vacío son de 2,200 watts.

^d Basado en un costo de energía de \$ 0.18788 por kWh y de \$31.9761 por kW en tarifa OM Región central.

Tabla 5.9. Transformador de tipo seco con una elevación de temperatura de 150 °C

De los dos casos anteriores se puede observar que la mayor eficiencia del transformador se logra con un índice de carga de 0.75, por lo cual se tendrán las mayores eficiencias si el transformador trabaja con un índice medio de carga de 0.75.

De este análisis también podemos reafirmar que cuando tenemos una elevación de temperatura más grande, en un transformador del mismo tipo y de la misma capacidad, sus pérdidas en el cobre aumentan, así como el costo anual por pérdidas. La diferencia del costo anual por pérdidas entre los dos transformadores es de \$ 1,512.54. Esta diferencia de costos representa por el primer transformador un incremento del 20%.

Si tomamos en cuenta que las pérdidas totales están definidas por la fórmula 8

$$P_p = P_{Fe} + c^2 \times P_{cc}$$

y que las pérdidas en el núcleo (P_{Fe}) son constantes durante todo el año, tendríamos un costo anual de pérdidas en el núcleo de:

Horas al año = 8,760

Costo por kilowatt-hora = \$ 0.18788

P_{Fe} = 2,200 Watts

$$(8,760 \text{ h/año}) (0.18788 \text{ \$/kWh}) (2.2 \text{ kW}) = \$ 3,620.82 \text{ al año}$$

que para el primer transformador representa un 54% del costo total y para el segundo el 45%.

Estas cifras podrían parecer no muy grandes pero cuando se trata de un conjunto de transformadores que suman una potencia de cientos o miles de megawatts, los costos por pérdidas son considerables, por lo cual, es necesario buscar transformadores con pocas pérdidas ya sea en el núcleo, en los devanados o en ambos.

En una compañía suministradora de energía eléctrica en Estados Unidos, se hizo un análisis y se obtuvo que la distribución de pérdidas en vacío y con carga difiere grandemente entre los transformadores elevadores de voltaje y los de distribución; las pérdidas con carga en los transformadores elevadores de los generadores son las de mayor significancia, mientras que las pérdidas en vacío en los transformadores de distribución son las que dominan. (Ver tabla 5.10).

Tipo de transformador	Pérdidas en GWh				Totales	
	En Vacío	%	Con Carga	%	GWh	%
Elevador del generador	18	4	89	19	107	11
Subestación de transmisión	67	13	138	30	205	21
Subestación de distribución	97	19	114	24	211	22
Distribución	328	64	127	27	455	46
Total	510	100	468	100	978	100

Tabla 5.10. Pérdidas en transformadores elevadores de voltaje y de distribución

5.6. Transformadores de alta eficiencia

Con el fin de hacer más eficientes a los transformadores, se ha trabajado a nivel mundial con desarrollos tecnológicos que logren reducir las pérdidas en el núcleo y en el cobre.

Las principales contribuciones alcanzadas por la investigación y el desarrollo aplicado para cumplir éste propósito a nivel mundial, se enfocan a disminuir las pérdidas en el núcleo de los transformadores.

5.6.1. Mejoramiento de aceros magnéticos para núcleos de transformadores

Comúnmente se emplea el acero al silicio de grano orientado para núcleos de transformadores de distribución y de potencia. Las formas como se ha logrado eficientar este material son:

1. Alto grado de orientación y consistencia del grano. Un acero con alto grado de orientación tiene mejor permeabilidad, por lo cual se tiene una mayor cantidad de flujo magnético que es inducido por la fuerza magnetizante de los devanados.
2. Tamaño del grano pequeño y uniforme. El tamaño de grano pequeño es acompañado a su vez por un tamaño pequeño de los dominios magnéticos y reduce las pérdidas anómalas por corrientes inducidas.
3. Aumento de la resistividad eléctrica. La resistividad del acero se puede aumentar con un alto contenido de silicio, el cual reduce las pérdidas por corrientes inducidas. El valor óptimo de silicio es de 6.5 %, pero en realidad no es factible procesar aceros con silicio arriba de 3.5 % por su alta fragilidad.
4. Optimización del espesor. En los últimos años, se ha visto una reducción paulatina en el espesor del acero al silicio para la laminación de los núcleos de los transformadores. Anteriormente, se utilizaba espesor de 0.013 pulgadas (0.33 mm), el cual era el espesor más delgado disponible comercialmente. Ahora se pueden utilizar espesores entre 0.009" (0.23 mm) y 0.012" (0.30 mm) comercialmente. Desde el punto de vista magnético el espesor óptimo cae en el rango de 0.15 mm - 0.20 mm, debido a que la relación "Tamaño de Grano/Espesor de la Lámina" es un factor que determina el nivel de inducción alcanzada.
5. Minimizar el espesor entre dominios magnéticos. La reducción de la separación entre los dominios magnéticos se implementa utilizando técnicas de acondicionamiento superficial como tratamiento químico, mediante láser o bien con dispositivos mecánicos de rayado.
6. Acondicionamiento de la superficie. Un acero al silicio de grano orientado contiene dominios relativamente grandes y es recomendable refinar el tamaño de estos para reducir pérdidas por corrientes inducidas. Cada fabricante de los aceros tiene su propia tecnología para obtener este objetivo.

En la figura 5.4 se puede observar que entre todos los grados de acero al silicio disponibles en el mercado, el acero de alta permeabilidad con tratamientos de láser tiene las pérdidas en el núcleo más bajas.

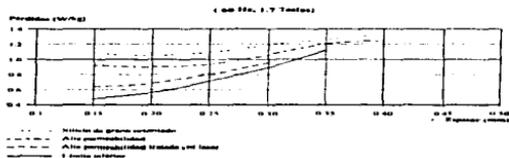


Figura 5.4. Pérdidas de energía específica en acero al silicio de grano orientado

5. AHORRO DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES

7. Implementación de alternativas como el acero amorfo. Después de más de 20 años de estudios para encontrar un material más eficiente para el núcleo de transformadores de distribución, se llegó a una aleación con materiales amorfos, la cual se conoce comercialmente como la aleación 2605-S-2. El material convencional se vende en espesores de 18 a 35 micras y anchos hasta de 15 cm, con pérdidas en el núcleo del orden de 0.19 a 0.30 W/kg (1.5 Teslas, 60 Hz) a nivel de tira y toroide respectivamente.

En los últimos años la compañía General Electric bajo contrato con EPRI, fabricó 1000 transformadores de 25 kVA (tipo poste, monofásicos) con núcleos de acero amorfo, los cuales fueron enviados a 90 empresas eléctricas de Estados Unidos para pruebas en campo y las cuales aun siguen vigentes.

No obstante, la fabricación de los transformadores con núcleo de acero amorfo, sigue siendo una tarea difícil por el espesor de la tira, la dureza y fragilidad después del tratamiento térmico.

El costo del transformador con núcleo de acero amorfo es superior a los transformadores con núcleo de acero al silicio de grano orientado y actualmente solamente existen en el mercado en Estados Unidos y Japón.

La compañía de General Electric está comercializando transformadores de 25 a 100 kVA, monofásicos y de 75 a 500 kVA, trifásicos con cualquier combinación de voltajes convencionales de primario y de secundario. En la siguiente tabla se presentarán los resultados de las pruebas efectuadas a algunos transformadores con núcleo de acero amorfo y su comparación con transformadores con núcleos de acero al silicio de grano orientado.

Concepto	Acero al silicio de grano orientado	Acero amorfo	Mejoría (%)
Pérdidas en el núcleo (W)	57	15.40	73
Pérdidas en el cobre (W)	314	328	- 4.5
Impedancia (%)	2.45	2.45	0
Temperatura de elevación (°C)	57	48	15.8
Nivel de ruido (dB)	40	33	17.5
Peso (kg)	185	200	- 8.0
Costo en dólares	900	1300	-44.5
Mejoría total de pérdidas		7.4 %	

Tabla 5.11. Eficiencia del núcleo con acero amorfo y el de acero al silicio de grano orientado. Transformador monofásico de 25 kVA

Concepto	Acero al silicio de grano orientado	Acero amorfo	Mejoría (%)
Pérdidas en el núcleo (W)	87	29	66.7
Pérdidas en el cobre (W)	462	455	1.5
Impedancia (%)	3.16	2.65	16.1
Temperatura de elevación (°C)	46	40	13.0
Nivel de ruido (dB)	42	41	2.4
Peso (kg)	322	327	-1.5
Mejoría total de pérdidas	11.83 %		

Tabla 5.12. Comparación de pérdidas de un transformador monofásico de 50 kVA

Concepto	Acero al silicio de grano orientado	Acero amorfo	Mejoría (%)
Pérdidas en el núcleo (W)	516	167	67.6
Pérdidas en el cobre (W)	1854	1538	17.0
Impedancia (%)	4.13	3.27	79.2
Temperatura de elevación (°C)	62	46	25.8
Peso (kg)	2500	2341	6.4
Mejoría total de pérdidas	28.0 %		

Tabla 5.13. Comparación de pérdidas de un transformador trifásico de 300 kVA

De las tablas anteriores podemos observar que en los transformadores monofásicos de 25 kVA, con acero amorfo tienen un sobrepeso del 44.5%, y una mejoría de pérdidas en el núcleo del 73%, lo cual indica que el sobrepeso se tendrá que amortizar con el ahorro de energía en el núcleo a lo largo de su vida útil que es de 20 años.

El acero amorfo como podemos ver reduce las pérdidas en el núcleo a un tercio con respecto a los transformadores convencionales, por lo cual se tendrían grandes ahorros de energía si se usaran en una compañía suministradora de energía eléctrica. Como ejemplo podemos mencionar una compañía suministradora en los Estados Unidos que cuenta con 250,000 transformadores de distribución de una capacidad de 30 kVA y que representa un gran potencial para ahorrar energía con los transformadores con núcleo de acero amorfo.

En la medida en que el costo por mano de obra de proceso del acero amorfo se disminuya con respecto al del acero al silicio de grano orientado, que es de alto volumen mecanizado, se obtendrán mayores ventajas en el acero amorfo.

Una clave para la igualación del costo del acero amorfo será la refinación del proceso apoyados con el impulso al volumen de producción.

El costo de los transformadores con núcleo de acero amorfo se irá reduciendo en los próximos años. Actualmente se tiene un sobreprecio con respecto a los transformadores de acero al silicio de grano orientado en promedio del 20 al 35%, pero aún con este sobreprecio, la amortización de los transformadores que se lleva a cabo con el ahorro de energía se logra en los dos primeros años, y tomando una vida útil de los transformadores de 15 a 20 años, la inversión se justifica ampliamente.

Los transformadores con acero amorfo que son utilizados para la distribución han demostrado que pueden recuperar la diferencia en su costo con respecto a los transformadores con acero al silicio pero en los transformadores de potencia no se ha logrado reducir sus costos por lo cual no resulta conveniente su uso.

5.6.2. Transformadores Avanzados

Este concepto representa el resultado de un desarrollo continuo de 10 años en los Estados Unidos. Los principios se pueden aplicar tanto a transformadores tipo columna como a los de tipo acorazado; sus resultados iniciales prometen una mejora significativa en el comportamiento de estos equipos, ya que tienen una reducción de pérdidas de entre el 20 y 40% así como una reducción de costos totales de operación de entre el 12 y 25% en relación a diseños convencionales.

Los cambios primordiales de esta aplicación consisten en un nuevo conductor en forma de listón, nuevas configuraciones de devanados de bajas pérdidas y técnicas analíticas desarrolladas para implementar los avances. Se han efectuado pruebas a modelos prototipo y a transformadores completos a escala normal para confirmar el uso de esta tecnología.

5.6.2.1. Conductor en forma de listón

En lugar de los conductores individuales de forma rectangular o los cables continuamente transpuestos usados en transformadores convencionales, el concepto del transformador avanzado utiliza grupos de conductores arreglados en forma de "esquina-esquina" obteniéndose un cable con figura de listón. El aislante entre vueltas es proporcionado por una capa individual de papel doblado en forma de "c" alrededor del listón como se muestra en la figura 5.5.

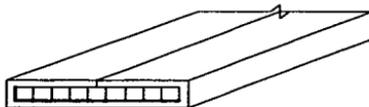


Figura 5.5. Cable en forma de listón para transformador tipo columna

Este diseño incrementa la capacidad vuelta-vuelta de la bobina y los conductores aislados independientemente en resina resultan de una excelente resistencia de corto circuito.

Los transformadores avanzados demuestran una reducción significativa en peso total y pérdidas en relación a los diseños convencionales. Estas mejoras se pueden observar en las tablas 5.14, 5.15 y 5.16.

Concepto	Convencional	Avanzado	Mejora (%)
Peso total (kg)	89.545	84.636	5.5
Pérdidas en el núcleo (kW)	21.514	19.270	10.4
Pérdidas en el cobre (kW)	90.762	76.586	17.0
Mejoría total en pérdidas		14.62 %	

Tabla 5.14. Comparación de pérdidas en un transformador prototipo con devanado tipo columna de 25/41.6 MVA

Concepto	Convencional	Avanzado	Mejora (%)
Peso total (kg)	68.954	64.045	7.1
Pérdidas en el núcleo (kW)	65.257	59.914	8.2
Pérdidas en el cobre (kW)	76.369	73.982	3.1
Mejoría total en pérdidas		5.4 %	

Tabla 5.15. Comparación de pérdidas en un transformador prototipo con devanado tipo columna de 48/80 MVA

Concepto	Convencional	Avanzado	Mejora (%)
Peso total (kg)	105.000	89.091	15.2
Pérdidas en el núcleo (kW)	88.000	75.000	14.8
Pérdidas en el cobre (kW)	116.000	125.000	22.4
Mejoría total en pérdidas		19.67 %	

Tabla 5.16. Comparación de pérdidas de un transformador prototipo con devanado tipo acorazado 150/250 MVA, 500/165/13.2 kV

6. AHORRO DE ENERGIA EN MOTORES ELECTRICOS

6. AHORRO DE ENERGIA EN MOTORES ELECTRICOS

6.1. Introducción

Los motores eléctricos se encuentran en todo tipo de edificios y plantas industriales. Pueden adquirirse como equipos unitarios para aplicaciones particulares, o como parte integrante de elementos tales como compresores, ventiladores, ascensores, equipos de transporte, de proceso, etc. En las plantas industriales el consumo de los motores eléctricos representa más de la mitad del consumo eléctrico total; en los edificios, son los segundos consumidores de electricidad, después del sistema de iluminación.

Alrededor del 60-70% de la energía eléctrica producida en México se consume en sistemas de fuerza (motores eléctricos)¹. Es significativo el hecho de que los motores suministran la mayor parte de la energía mecánica que mueve las máquinas de las fábricas e instalaciones industriales. Si se considera que una planta industrial posee un gran número de motores, el potencial de ahorro hace rentable cualquier medida de uso eficiente de la electricidad. De ahí que la operación, conservación y utilización de los motores en la industria, representa uno de los grandes campos de oportunidad en el ahorro de la energía, que se traduce en una reducción en los costos de producción y en una mayor competitividad.

El ahorro de energía eléctrica 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 condiciones ambientales de operación, por condiciones de arranque o regulación de velocidad, así como por su tamaño o potencia.

6.2. Características de operación de los motores

Los motores eléctricos se clasifican en:

De corriente alterna	{ Asíncronos Síncronos	{ Rotor en cortocircuito o jaula de ardilla Rotor bobinado
		{ Derivación Independiente Serie Compound
De corriente directa, conexión en:		

Debido a que los motores de corriente alterna de tipo asíncrono consumen cerca del 90% del total de la energía consumida por todos los tipos de motores eléctricos², se hablará con más detalle de éstos en el presente capítulo.

¹ Recomendaciones para el Ahorro de Energía en Motores Eléctricos, FIDE.

² Energy-Efficient Motor Systems, S. Nadei, M. Shepard

6.2.1. Motores asíncronos

Como se mencionó, los motores asíncronos son los más ampliamente usados; dentro de este tipo de motores, los de rotor en cortocircuito o jaula de ardilla son los más simples, robustos y baratos que existen, por lo que son los de mayor aplicación y pueden ser fabricados prácticamente para cualquier tipo de aplicación. Dentro de la vida útil de sus cojinetes, este tipo de motor no requiere mantenimiento.

Con estos motores debe prestarse mucha atención al proceso de arranque, ya que durante el arranque la intensidad de la corriente que el motor demanda de la línea es muy superior a la nominal, pudiendo llegar a ser de cuatro a diez veces, dependiendo del tipo y diseño del motor. Además de los calentamientos que puede provocar en los devanados del motor, esa elevada corriente puede perturbar también el funcionamiento de la red a la que está conectado. Si los cables de la alimentación no están bien diseñados, esas intensidades provocan una caída de tensión que reduce el par de arranque a valores que pueden ser inferiores a los del par resistente de la carga, con lo que el motor resulta incapaz de arrancar. Para reducir la caída de voltaje que esto ocasiona, las líneas de alimentación y los transformadores son generalmente sobredimensionados.

Los motores asíncronos presentan una demanda de potencia reactiva bastante elevada, por lo que tienen factor de potencia relativamente bajo. Es importante mencionar que el factor de potencia de un motor varía con la carga a la que esté sometido; en la tabla 6.1 se muestra la variación del factor de potencia (FP) para algunos motores asíncronos de pequeña y mediana potencia. El factor de potencia es más elevado en motores grandes potencias que en los pequeños, y en los motores de mayor velocidad que en los de menor, como se muestra en la tabla 6.2.

Factor de potencia para una carga del:			
50%	75%	100%	125%
de la carga nominal			
0.50	0.62	0.71	0.76
0.58	0.70	0.76	0.78
0.66	0.76	0.81	0.82
0.71	0.80	0.84	0.85
0.76	0.84	0.87	0.87
0.83	0.88	0.90	0.90

Tabla 6.1. Variación del FP con la carga

Potencia		Velocidad			
kW	(CP)	3000 (rpm)	1500 (rpm)	1000 (rpm)	750 (rpm)
1.12	(1.5)	0.85	0.81	0.75	0.74
2.98	(4)	0.86	0.83	0.75	0.74
11.19	(15)	0.86	0.86	0.78	0.77
29.84	(40)	0.87	0.87	0.85	0.84
89.52	(120)	0.90	0.87	0.87	0.85
160.39	(215)	0.90	0.87	0.87	0.85

Tabla 6.2. Variación del FP con la velocidad y potencia

6.2.2. Motores síncronos

Los motores síncronos pueden sustituir a los asíncronos solamente en aplicaciones que requieren características especiales. Su característica principal es que el rotor gira a una velocidad constante en sincronía con la frecuencia de la fuente de alimentación, por lo que recibe el nombre de motor síncrono; así entonces, es un tipo de motor no adecuado para accionar cargas de

velocidad variable. El par inicial de arranque es nulo, por lo que hay que llevarlos por algún medio externo a una velocidad cercana a la de sincronismo. Un procedimiento es arrancarlos como motores asíncronos, disponiendo para ello de unas barras en cortocircuito en la superficie de los polos del rotor.

Una de las ventajas más interesantes es que su factor de potencia puede ajustarse a la unidad e incluso pueden ser capacitivos. Por tanto, pueden utilizarse como generadores de potencia reactiva, compensando así la instalación y pudiendo tener bonificaciones por presentar un alto factor de potencia; presentan además una eficiencia superior a la de los asíncronos de la misma velocidad. No obstante, son más caros y requieren un mantenimiento más cuidadoso que los motores asíncronos.

6.2.3. Motores de corriente continua

Los motores de corriente continua se distinguen del resto de los motores eléctricos por su gran facilidad para la regulación de su velocidad, siendo idóneos para todas aquellas aplicaciones en que se precise:

- grandes variaciones de velocidad
- cambios o inversiones rápidas de marcha
- control automático de pares y velocidades.

En este tipo de motores, los devanados del estator pueden alimentarse de varias formas, dando lugar a motores de características distintas; los diferentes tipos son:

En derivación: El estator se alimenta con la misma tensión de alimentación que el rotor. El par es proporcional a la corriente del rotor y la velocidad disminuye casi linealmente al aumentar la misma corriente; de aquí que la característica mecánica de estos motores, es decir, la curva par-velocidad, sea muy dura, es decir que la velocidad variará muy poco con las variaciones del par. Por ello, estos motores se utilizan en aplicaciones en que la velocidad debe ser lo más independiente de la carga, como por ejemplo en máquinas-herramientas, en máquinas para fabricación de papel, etc.

Independiente: El estator se alimenta con una fuente de corriente directa independiente. Estos motores tienen prácticamente las mismas características que los motores en derivación.

En serie: La intensidad de corriente que atraviesa los devanados del estator es la misma que pasa por los del rotor. El par crece al principio de forma cuadrática y después lo hace de manera lineal, mientras que la velocidad disminuye más que proporcionalmente al crecer la corriente. Su característica mecánica es muy elástica, ya que se tienen pares muy elevados a velocidades pequeñas (arranque) y velocidades muy elevadas a pares pequeños. Este tipo de motores no puede funcionar nunca en vacío, ya que se produciría un embalamiento que provocaría la rotura del rotor por efecto de la fuerza centrífuga. Por lo tanto, estos motores no deben utilizarse nunca para accionamientos en los que la carga pueda faltar ocasionalmente. Son muy utilizados en tracción eléctrica, donde se necesita un gran par de arranque.

Compound: Es una combinación de las características serie y derivación. De igual forma, la característica mecánica es intermedia a los anteriores. Presentan elevados pares de arranque, y no tienen velocidades tan elevadas a bajas cargas, como los motores serie.

6.2.4. Comparación de motores y aplicaciones generales

La figura 6.1 muestra las velocidades típicas y rangos de potencia de los motores síncronos y los asíncronos. Los motores síncronos son usados donde es necesaria una velocidad constante, como en fábricas de fibras textiles, o en aplicaciones de gran potencia a baja velocidad, donde el costo adicional de los motores es compensado por su mayor eficiencia y capacidad de elevación del factor de potencia. Estos motores síncronos tienden a ser muy grandes y permanecer en operación la mayor parte del tiempo.

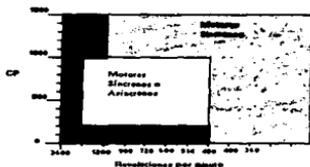


Figura 6.1. Áreas generales de aplicación de los motores síncronos y asíncronos

Los motores asíncronos de jaula de ardilla son usados en la mayoría de las aplicaciones comerciales e industriales. Los motores trifásicos de este tipo predominan para aplicaciones mayores de 0.746 kW (1 CP) y los monofásicos son más comunes en rangos menores de 0.746 kW (1 CP) siendo preferentemente usados en aplicaciones domésticas. Los motores monofásicos son más grandes y más caros que los trifásicos para la misma potencia y velocidad, además de tener menor eficiencia. En instalaciones comerciales e industriales que involucren un gran número de pequeños motores monofásicos, se tiene la desventaja de que pueden causar un desbalanceo en las líneas si no son igualmente distribuidos en las tres fases.

Los motores asíncronos de rotor bobinado son usados algunas veces para aplicaciones industriales (típicamente de 14.92 kW [20 CP] o mayores) donde se necesita que la corriente de arranque, el par y la velocidad se controlen con precisión. La construcción de su rotor es más cara y requiere mayor mantenimiento que los de tipo jaula de ardilla.

Los motores de corriente directa (CD) son complejos, caros de fabricar y no muy confiables debido al deterioro que sufren las escobillas y el conmutador causado por el chispeo y fricción mientras el rotor gira, lo que crea la necesidad de inspecciones frecuentes. Estos motores tienen también la desventaja de que son muy voluminosos para grandes capacidades, no pueden sostener altas velocidades, además son menos eficientes que los de corriente alterna (CA) de tamaño similar. Sin embargo, los motores de CD presentan la ventaja de una gran capacidad para la regulación de la velocidad, lo cual los hace insustituibles en ciertos tipos de accionamientos en los cuales se precisa un ajuste fino de velocidad y par motor.

El motor de CD con conexión en serie puede ser utilizado también con voltaje alterno (debido a que el par mantiene la misma dirección incluso si la polaridad se invierte). Este tipo de motores son conocidos como universales y son generalmente usados en pequeñas aplicaciones portátiles y herramientas de poder. Además de estas aplicaciones, los motores de CD son aún utilizados para aplicaciones industriales que requieren muy alto par de arranque o regulaciones de velocidad no muy costosas.

En algunos modelos pequeños de motores de CD, unos magnetos permanentes (MP) reemplazan el devanado del estator, pero el rotor sigue siendo alimentado por el convencional sistema de conmutador-escobillas, aunque la forma más común de motores de MP es la del motor sin escobillas, que es conocido como motor conmutado electrónicamente; este tipo de motor es usado normalmente con controles electrónicos de velocidad. Existen variaciones de estos motores tanto para CA como para CD; estos motores han sido limitados a fracciones de CP debido a que son voluminosos y mucho más caros que los motores de inducción. Estos motores acoplados con controles electrónicos de velocidad son ya usados en herramientas portátiles inalámbricas, en aires acondicionados residenciales y bombas de calor; refrigeradores y congeladores son también candidatos de aplicaciones de motores de MP, debido a su alta eficiencia y confiabilidad, y a la reciente disponibilidad de materiales magnéticos de alto desempeño a bajo costo.

CA	ASINCRONO	JAULA DE ARDILLA	3-φ (propósito general; típicamente > 0.37 kW (½ CP); bajo costo, alta confiabilidad)
		ROTOR BOBINADO (propósito especial de par y regulación de corriente de arranque; típicamente > 14.92 kW (20 CP); requiere mayor mantenimiento que un jaula de ardilla)	1-φ (rango bajo de CP [típicamente < 0.37 kW (½ CP)]; alta confiabilidad)
	SINCRONO	ROTOR BOBINADO (alta eficiencia y confiabilidad; para gran capacidad; requiere mayor mantenimiento que un jaula de ardilla)	
		RELUCTANCIA (motores pequeños; alta confiabilidad)	
CD	ROTOR BOBINADO (Confiabilidad limitada; mantenimiento relativamente alto)	MAGNETOS PERMANENTES (alta eficiencia; aplicaciones de altos requerimientos; alta confiabilidad)	Serie (aplicaciones de tracción y gran par)
			Derivación (buen control de velocidad)
			Compound (aplicaciones de gran par y control de velocidad)
			Independiente (servos)

Tabla 6.3. Tipos de motores y aplicaciones generales

Los motores de reluctancia son un nuevo diseño de motores, que son sincrónicos pero no requieren excitación eléctrica de rotor. Por esta razón, las pérdidas son menores y la eficiencia es generalmente mayor que en los motores de inducción. Estos motores son usados en aplicaciones de muy baja potencia, tales como relojes, temporizadores y mesas giratorias, donde es requerido un motor barato, de baja potencia y velocidad constante.

Todas estas características mencionadas están resumidas en la tabla 6.3.

6.2.5. Análisis de la eficiencia de operación de los motores

En la transformación de energía eléctrica a mecánica, una parte de la energía eléctrica tomada de la red se convierte en calor, es decir, existen pérdidas en el proceso de transformación; estas son (Figura 6.2):

- pérdidas en el cobre; son ocasionadas por la resistencia al flujo de la corriente en los devanados; varían con el cuadrado de la intensidad de corriente (efecto Joule) y se manifiestan en forma de calor.
- pérdidas en el hierro (núcleo); se deben a las propiedades magnéticas y al espesor de la lámina de acero; están presentes aún cuando el motor se encuentre operando en vacío.
- pérdidas mecánicas; son debidas al rozamiento en cojinetes, escobillas, etc., así como la potencia absorbida por el ventilador.
- pérdidas indeterminadas; son debidas a fenómenos diversos tales como flujos de dispersión o corrientes parásitas, diseño del motor, efectos de saturación e imperfecciones en los procesos de fabricación.

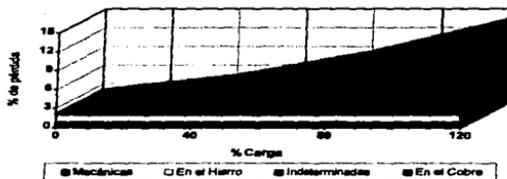


Figura 6.2. Pérdidas en motores eléctricos

En condiciones normales de tensión y frecuencia las pérdidas mecánicas y magnéticas se mantienen prácticamente constantes, independientemente de la carga impulsada; no así las pérdidas en el cobre e indeterminadas que varían con la potencia exigida en la flecha del motor.

La eficiencia de un motor eléctrico es una medida de su habilidad para convertir la potencia eléctrica que toma de la línea, en potencia mecánica útil. Mientras menores pérdidas tenga el motor su eficiencia será mayor y a mayores pérdidas menor es la eficiencia. Se expresa usualmente en por ciento de la relación de la potencia mecánica de salida entre la potencia eléctrica de entrada. Esto es:

$$\eta = \text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia mec. de salida}}{\text{Potencia electr. de entrada}} \times 100 \quad (1)$$

$$\eta = \frac{0.746 \left[\frac{\text{kW}}{\text{CP}} \right] \times \text{CP}_{\text{ent}}}{\text{kW}_{\text{ent}}} \times 100 \quad (2)$$

El valor de la eficiencia es en general alto, aunque su rango de variación es muy amplio, desde 0.6 para motores asíncronos monofásicos hasta 0.96 para grandes motores síncronos y asíncronos trifásicos; la eficiencia aumenta al crecer la potencia del motor, presentando además, eficiencias mayores los motores que trabajan a mayor velocidad que los de menor velocidad para una misma potencia.

En la Norma Oficial Mexicana NOM-072-SCFI-1994 se establecen los valores mínimos de eficiencia con que deben cumplir los motores estándar y los denominados de "alta eficiencia" del tipo de jaula de ardilla fabricados a partir del día 1° de enero de 1995, fecha en la que entró en vigor la norma³.

En general, los motores trabajan con una mayor eficiencia cuando funcionan cerca de su carga nominal (entre 75 y 85%); sobrecargarlos representa mayores pérdidas de energía y el deterioro de sus aislamientos, pudiendo, con el tiempo, llegar a quemarse. Sin embargo, es más común encontrar en las industrias motores que operan con cargas bajas; las razones van desde una selección inadecuada de la potencia del motor debida a "factores de miedo", hasta la sustitución de un motor averiado por otro de mayor potencia del que se dispone en ese momento y que se deja conectado permanentemente.

La determinación de la potencia y la eficiencia real de operación de un motor de inducción se puede hacer con la ayuda de un wattmetro y un tacómetro. La potencia demandada por la carga se puede calcular aplicando la siguiente expresión:

$$\text{CPr} = L \times \text{CPn} \quad (3)$$

donde:

- CPr : Potencia real en la flecha del motor [CP]
- CPn : Potencia nominal en la flecha del motor [CP]
- L : Factor de carga al que opera el motor

El factor de carga se determina como se indica a continuación:

$$L = \frac{N_s - N_r}{N_s - N_n} \quad (4)$$

donde:

- Ns : Velocidad de sincronismo [rpm]

³Para más información ver el capítulo 12 referente al tema de Normalización.

Nr : Velocidad real en la flecha [rpm]
Nn : Velocidad nominal [rpm]

Pongamos por ejemplo el caso de un motor estándar viejo de 25 CP, 4 polos, 60 Hz, 1766 rpm nominales y una eficiencia de 89.5% de placa, que demanda una potencia eléctrica de la red de 10.1 kW (medida con el wattmetro) a una velocidad de 1787 rpm (medida con el tacómetro).

La velocidad de sincronismo está dada por:

$$N_s = \frac{120 \times \text{frecuencia}}{\text{No. de polos}} = \frac{120 \times 60}{4} = 1800 \text{ rpm}$$

con lo que se obtiene un factor de carga de:

$$L = \frac{1800 - 1787}{1800 - 1766} = 0.38$$

y con esto tenemos una potencia real en la flecha del motor de:

$$CPr = 0.38 \times 30 = 1.4 \text{ [CP]}$$

para finalmente tener una eficiencia real de operación de:

$$\text{Eficiencia} = \eta = \frac{0.746 \times 11.4}{10.1} = 0.84$$

La eficiencia de los motores también se ve afectada por el número de reembobinados que se le han tenido que practicar al motor debido a fallas en su aislamiento; usualmente la eficiencia se reduce alrededor de 2.5% cada vez que un motor se reembobina en talleres especializados y en porcentajes mucho mayores en lugares donde no se cuenta con el equipo adecuado ni el personal calificado para realizar las composturas. Si consideramos estas pérdidas de eficiencia, un reembobinado es recomendable cuando se presentan una o más de las siguientes condiciones:

- Capacidad del motor mayor a 125 CP
- Ciclos de operación menores de 2,000 horas al año
- El motor es muy eficiente o de alta eficiencia
- El costo del servicio eléctrico es bajo.

En otros casos la sustitución de un motor que ha tenido una falla por otro nuevo, y preferentemente de alta eficiencia, puede ser una buena opción. La decisión se debe basar en un análisis en el que se consideren los costos de la reparación, el costo del nuevo motor, la ganancia en eficiencia con éste, las horas de operación, el factor de carga y el precio de la electricidad.

6.2.6. Influencia de la tensión de alimentación sobre las características de operación de los motores

Las características de operación de todos los equipos eléctricos se ve afectada, en mayor o menor grado, por la magnitud, fase, balance, forma de onda y frecuencia del voltaje que es suministrado en sus terminales. Los motores de CA, y particularmente los de inducción, trabajan mejor cuando son alimentados por una tensión con una forma de onda senoidal pura. Condiciones distintas a las ideales pueden reducir la eficiencia del motor, así como su vida útil; entre estas condiciones podemos incluir el desbalanceo de fases, voltajes mayores o menores al nominal y armónicas⁴.

El desbalanceo de fases, las variaciones de voltaje en la línea y las distorsiones de onda incrementan las pérdidas en el sistema y equipos más de lo que generalmente se reconoce. Estas pérdidas son resultado de dos efectos:

- Flujos de corriente en conductores no diseñados para tener corriente continuamente. Esto es más probable que ocurra en motores síncronos y en transformadores conectados en Y-Y, entre otros.
- Efecto piel que ocurre principalmente en grandes conductores. La resistencia efectiva a corrientes armónicas puede ser incrementada hasta en un 200% (o incluso más) comparada con la resistencia a 60 Hz.

Con mucho, los mayores efectos piel ocurren en el rotor de los motores. Estos rotores son diseñados para transportar corriente directa como en los motores síncronos o para la frecuencia de deslizamiento de 1 a 2 Hz en los motores de inducción. Cualquier desbalanceo de fases resulta en una corriente de alta frecuencia del doble de la frecuencia de línea (menos el deslizamiento) que fluye en el rotor. Pequeños desbalanceos de fases pueden causar el flujo de grandes corrientes, ya que son sólo impedidas por la impedancia de secuencia negativa del motor. La resistencia efectiva del rotor a esta frecuencia de 120 Hz será aproximadamente de 5 a 8 veces la resistencia de CD. Esto es causado por el efecto piel en las grandes barras del rotor, acentuado por la cercanía de la estructura magnética del rotor. Entonces, un desbalanceo de un 5% puede acarrear un incremento de un 50% en las pérdidas del motor a plena carga.

Este fenómeno no es relacionado con la carga de la máquina, pero es proporcionado un número constante de watts para un determinado desbalanceo de fases. Es así que las pérdidas en una máquina trabajando en vacío pueden ser mayores que lo que se asume en un factor de dos o más, si existe desbalanceo de fases o distorsión armónica.

6.2.6.1. Desbalanceo del voltaje

Existen varias causas comunes que provocan desbalanceos en el sistema. La primera de ellas es una distribución no uniforme de cargas monofásicas (iluminación, contactos, etc.) en el

⁴ Armónicas: Voltajes (o corrientes) presentes en un sistema eléctrico con frecuencias que son múltiplos de la frecuencia fundamental, y que provocan que la forma de onda resultante se distorsione. Para mayor información ver el capítulo 9 referente al tema.

sistema; se puede presentar también un desbalanceo debido a un circuito abierto en alguna de las fases por causa de un fusible fundido; además, líneas de alimentación de diferentes calibres que conectan una carga trifásica provocan también desbalanceo de fases, ya que la caída de tensión en ellos será distinta.

El primer problema que ocasiona tener un desbalanceo en el voltaje que alimenta un motor es el desperdicio de energía; en la figura 6.3 se observa que con pequeños desbalanceos de voltaje se provocan altos desbalanceos en la corriente, lo que puede provocar incrementos notables en las pérdidas totales del motor. Un segundo problema es que un motor trabajando continuamente con un desbalanceo en su tensión de suministro puede dañarse e incluso destruirse; el exceso de calor generado por un desbalanceo de un 2% reduce la vida del aislamiento a una octava parte de su vida esperada bajo condiciones normales de operación y un desbalanceo de un 5% o más puede rápidamente destruir el motor. Finalmente, el desbalanceo impacta de manera negativa al par del motor, especialmente durante el arranque; de la figura 6.4 obtenemos un factor de reducción del par del motor en función del desbalanceo de fases; por ejemplo, un desbalanceo de un 5% puede reducir el par del motor en un 25%.



Figura 6.3. Efectos en la corriente por desbalanceos del voltaje de alimentación



Figura 6.4. Factor de reducción del par del motor por desbalanceos del voltaje de alimentación

Mientras que los grandes desbalanceos mayores al 5% causan graves problemas que deben corregirse inmediatamente, los pequeños desbalanceos del orden de un 1 ó 2% son engañosos ya que acarrear incrementos en el consumo de energía que pueden ser significativos sin que sean detectados o no se les da la importancia debida. Cuantitativamente el incremento de las pérdidas por causa del desbalanceo de fases está dado en la tabla 6.4 para un motor típico de inducción de 149.2 kW (200 CP). Estos desbalanceos en el voltaje incrementan también la temperatura de los devanados del motor; cuando no se tienen desbalanceos, el incremento de temperatura máximo que se podría presentar en los devanados del motor, bajo condiciones normales de operación, es el que se indica en la primera columna de valores de la tabla 6.4, es decir para un desbalanceo del 0%, y considerando una temperatura ambiente de 40°C, se observa en la misma tabla que la suma de estos dos valores no rebasa la temperatura máxima admisible en el aislamiento de los devanados, dejando un pequeño margen de seguridad. Sin embargo, cuando existen desbalanceos en la tensión de alimentación, el incremento de temperatura que se puede presentar en los

devanados del motor aumenta considerablemente, y al sumarle la temperatura ambiente, se sobrepasa el límite de temperatura máxima del aislamiento, por lo que su vida se verá disminuida de manera drástica, aumentando la posibilidad de fallas en el motor.

Desbalanceo de fases (%)	0,0	2,0	3,5	5,0
Incremento en pérdidas (%)	0	8	25	50
Incremento de temperatura (°C)				
Aislamiento Clase A (T _{max} = 105°C)	60	65	75	90
Aislamiento Clase B (T _{max} = 130°C)	80	86	100	120

Tabla 6.4. Efecto del desbalanceo de fases en un motor de 200 CP a plena carga

6.2.6.2. Nivel de voltaje

Es necesario prestar atención a la magnitud del voltaje suministrado al motor, ya que niveles diferentes al valor nominal provocan cambios en las características de operación. Los motores son diseñados para operar correctamente a plena carga con una variación en el voltaje de alimentación de un $\pm 10\%$. Variaciones en el voltaje mayores al 10% pueden reducir la eficiencia, el factor de potencia y la vida útil del motor si éste trabaja normalmente a plena carga o cerca de este valor.

Como el par es proporcional al cuadrado del voltaje, un motor sujeto a un bajo voltaje puede tener problemas al arrancar o al accionar cargas con pares elevados; por ejemplo, si el voltaje de alimentación se reduce a un 80% del valor nominal, el par de arranque disponible será de alrededor del 60% del valor nominal. En general, para un funcionamiento normal están permitidas fluctuaciones de un $\pm 5\%$ en el valor de la alimentación. Es importante realizar mediciones del voltaje de alimentación a los motores de manera periódica y hacerlo en sus terminales para asegurarse que éstos reciben el valor nominal. En la figura 6.5 se presenta la variación que sufren estos parámetros mencionados de acuerdo con la variación en el voltaje en las terminales del motor.

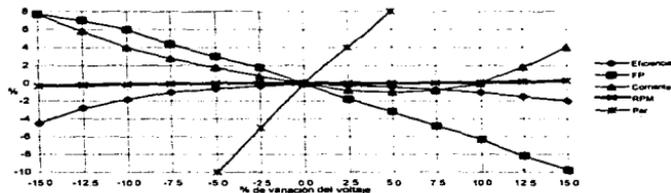


Figura 6.5. Efectos de la variación del voltaje en motores a plena carga

Cuando un motor trabaja con una carga menor a la nominal se puede mejorar el factor de potencia y la eficiencia al reducir el voltaje, ya que se reduce también la corriente reactiva. La figura 6.6 muestra los beneficios que se obtienen al regular el voltaje de alimentación a un valor óptimo para cada carga particular del motor. Esta técnica de reducir el voltaje es usada en algunos dispositivos de ahorro de energía en motores y en caso de que se practique se deben considerar tres precauciones adicionales:

- Si el motor es sujeto a una carga repentina, podría fallar o parar si el voltaje no es incrementado primero para proveer el par necesario.
- Si el voltaje es regulado a un valor óptimo con un tiristor u otra clase de dispositivo electrónico que provoque distorsión de la forma de onda del voltaje, la reducción en pérdidas por la regulación de voltaje puede ser menor en comparación a un incremento de pérdidas por causa de la distorsión.
- Cuando se usen capacitores para mejorar el factor de potencia, el voltaje también se incrementará. Esto mejorará la eficiencia para un motor a plena carga, pero reducirá la eficiencia en un motor parcialmente cargado.

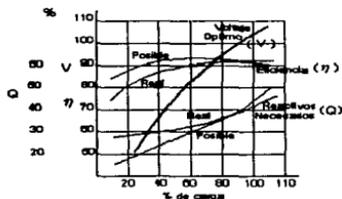


Figura 6.6. Voltaje óptimo de un motor con carga variable

6.2.6.3. Armónicas y transitorios

Las armónicas pueden causar diversos efectos negativos en el funcionamiento óptimo de los motores, entre los que podemos mencionar: incremento de las pérdidas, reducción del par, cambios repentinos en el par (vibraciones), así como sobrecalentamientos en los devanados; las vibraciones y el calor, reducen la vida del motor. Los variadores electrónicos de velocidad, de los que se hablará más adelante, pueden tanto generar armónicas como ser dañados por éstas provenientes de otras fuentes, por lo que es importante que al instalarlos queden aislados de los demás equipos por medio de transformadores de aislamiento. Si un motor estándar es alimentado por un variador de velocidad que genera armónicas, la potencia máxima que se puede obtener del motor llega a ser reducida entre un 10 y un 15%; en el caso de los motores de alta eficiencia los efectos son menores, ya que tienen márgenes térmicos mayores y trabajan con menores pérdidas.

La distorsión armónica tiende a incrementar las pérdidas de manera semejante a como se especificó en la tabla 6.4. Mientras que la impedancia del motor se incrementa con la distorsión en la frecuencia y esto reduce el flujo de corriente para un determinado voltaje aplicado, el efecto piel se hace más grande con estas frecuencias que son múltiplos de la fundamental, así como las pérdidas en los materiales magnéticos. Entonces, la relación aproximada de la tabla 6.4 es una adecuada regla de dedo para voltajes armónicos y desbalances de una fase.

Los transitorios en el voltaje tienen muy poco impacto en el consumo de energía eléctrica, pero si éstos se presentan de manera periódica, pueden tener un comportamiento semejante a las armónicas, aumentando con esto las pérdidas en el motor. Las variaciones de voltaje producidas por cargas intermitentes, soldadoras y equipos de arco eléctrico causan pérdidas adicionales en los motores. Esto ocurre por dos razones:

- a) Las variaciones individuales son fenómenos de una sola fase, lo que provoca desbalances en una fase con las pérdidas resultantes descritas. Una variación del 10% que ocurra el 50% del tiempo (en cualquier fase) tendrá un efecto similar al de un desbalance constante de 5% aproximadamente con una pérdidas adicionales del motor de alrededor de 5% del nominal.
- b) Cuando las variaciones son trifásicas, el motor entregará potencia al sistema eléctrico cada vez que haya un valle en la onda de voltaje. Esto resulta en corrientes adicionales del rotor mientras el flujo se restablece de acuerdo a las nuevas condiciones. Cuando el voltaje se torna normal, habrá flujo de corriente adicional hacia el motor similar a la corriente de inrush cuando el motor arranca. Esto causará, del mismo modo, corriente adicional en el rotor que fluirá en esos momentos con sus correspondientes pérdidas.

Resumiendo, podemos decir que el motor tiene su punto óptimo de operación cuando el voltaje suministrado es el nominal, balanceado y senoidal. Los motores son más sensibles al bajo voltaje que al alto y el desbalanceo entre las fases afecta más a la eficiencia que los cambios en magnitud. Cuando el voltaje es bajo aumenta el deslizamiento y la corriente real; cuando es alto, aumentan las pérdidas en el núcleo y la corriente de magnetización; cuando está desbalanceado, aparecen corrientes de secuencia negativa que aumentan las pérdidas en el rotor y en el estator; finalmente cuando el voltaje no es senoidal, las armónicas aumentan las pérdidas en el núcleo y en el rotor.

6.3. Motores de alta eficiencia

Se pueden obtener ahorros importantes de energía eléctrica en accionamientos con motores mediante la reducción de las pérdidas. Para lograrlo, diversos fabricantes de motores eléctricos se han dedicado a mejorar su diseño y manufactura, realizando diversas acciones, entre las que se pueden mencionar:

- Reducción de las pérdidas por efecto Joule (I^2R).
 - Incremento de la sección del conductor.
 - Incremento de la longitud del rotor y estator.
 - Reducción del entrehierro.

- Optimización de la combinación de número de ranuras estator/rotor.
- Reducción de las pérdidas magnéticas.
 - Empleo de laminación magnética de menores pérdidas y de menor espesor.
 - Empleo de núcleos más largos para reducir la densidad de flujo.
 - Incremento de las secciones del circuito magnético.
 - Mejora de los procesos de fabricación del circuito magnético (recocido, esmaltado).
- Reducción de las pérdidas mecánicas.
 - Ventiladores y sistemas de enfriamiento de mejor rendimiento.
 - Rodamientos de alta calidad y lubricante de menor viscosidad.
- Reducción de pérdidas indeterminadas.
 - Combinación óptima del número de ranuras estator/rotor.
 - Inclinación adecuada de las ranuras del rotor.
 - Tratamiento especial para los conductores del rotor.

El resultado ha sido el disponer de motores denominados de "alta eficiencia" con una reducción de pérdidas de hasta un 45% en comparación con las de los motores estándar (Fig. 6.7); en general tienen un incremento de un 4% en la eficiencia para motores menores a 37.3 kW (50 CP), y de un 2 a 3% de incremento para motores mayores a 37.3 kW (50 CP).

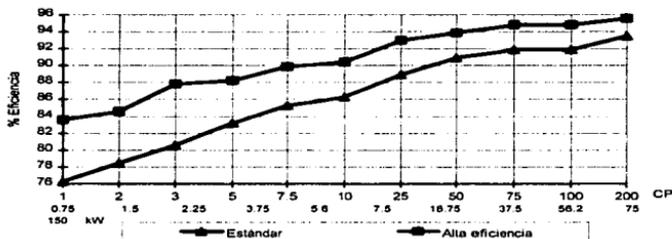


Figura 6.7. Comparación de eficiencia promedio de motores estándar y de alta eficiencia

Por supuesto la manufactura y el uso de materiales más adecuados tiene un costo; los motores de alta eficiencia tienen un precio mayor que sus similares estándar, pero este sobreprecio puede ser recuperado en un periodo de tiempo razonable, con los ahorros que se tienen al reducir su consumo de energía eléctrica.

6.3.1. Estimación de los ahorros con motores de alta eficiencia

Existen diversos factores que son necesarios para evaluar la factibilidad económica de elegir un motor de alta eficiencia en lugar de uno estándar: el costo de adquisición, eficiencia, promedio de horas de operación y el costo de la energía eléctrica.

La potencia ahorrada que se obtiene por utilizar un motor de alta eficiencia, en lugar de uno estándar o de eficiencia menor, se puede establecer a partir de la siguiente fórmula:

$$P_a = 0.746 \times CP \times L \times \left(\frac{100}{\eta_{std}} - \frac{100}{\eta_{ae}} \right) \quad [\text{kW}] \quad (5)$$

dónde:

- P_a : potencia ahorrada, dada en kW
- CP : caballos de potencia
- L : factor de carga
- η_{std} : eficiencia del motor estándar (%)
- η_{ae} : eficiencia del motor de alta eficiencia (%)

A partir de la potencia ahorrada y considerando el número de horas de operación de los equipos y los costos por consumo de energía eléctrica se puede calcular el ahorro monetario para un determinado periodo y de esta manera justificar la adquisición de los equipos.

La fórmula anterior para el cálculo de la potencia de ahorro es utilizada cuando se tiene que tomar una decisión entre comprar un motor de eficiencia estándar y uno de alta eficiencia para una misma potencia nominal de operación. En este caso, la compra del motor es un hecho, de manera que la parte de la inversión que se debe justificar es la diferencia en el costo de ambos motores. En la figura 6.8, se muestra que si bien el costo de adquisición de los motores de alta eficiencia es mayor que los estándar, la disminución en el consumo de energía que se logra en su operación, acarrea una disminución en los costos por este concepto, mismos que permiten recuperar la mayor inversión de su adquisición y una vez que se rebasa el punto de equilibrio, el uso del motor más eficiente empieza a generar ahorros económicos para el usuario.

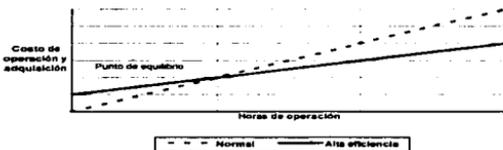


Figura 6.8. Ahorro por el uso de motores de alta eficiencia

En el caso de que se pretenda sustituir un motor estándar que está en operación por uno de alta eficiencia de la misma potencia, la inversión necesaria para adquirirlo es mayor por los altos costos de estos equipos, haciéndose muy poco rentable la medida.

Para esta situación, se debe realizar un estudio un poco más detallado sobre las condiciones de operación del motor, en el que se obtenga el porcentaje de carga al cual trabaja, la demanda eléctrica que presenta, la eficiencia de operación, entre otros datos, y de este modo buscar la posibilidad de tener una propuesta con un motor de menor potencia pero que pueda manejar sin ningún problema la carga del anterior. El objetivo de este análisis es maximizar el potencial de ahorro de energía que es posible obtener, además de reducir la inversión para poder llevar a cabo la medida.

6.3.2. Beneficios por utilizar motores de alta eficiencia

El más obvio beneficio de un motor de alta eficiencia es el ahorro de energía eléctrica; incluso en motores de grandes potencias, donde el aumento en la eficiencia respecto a los motores estándar es pequeño en porcentaje, éste puede acarrear substanciales ahorros de energía, como por ejemplo en un motor de 500 CP en el que se logra un aumento de un 1% en la eficiencia y que trabaja al 75% de su carga, se logra una potencia de ahorro de 2.8 kW, y si se considera que el motor trabaja continuamente, como lo hacen los grandes motores, los ahorros de energía son considerables.

Los motores de alta eficiencia no solo ahorran energía y disminuyen la demanda en sí mismos, sino que también ahorran energía en los cables y transformadores que alimentan el motor, por un mayor factor de potencia que los estándar; además tienen una vida útil mayor, pudiendo ser del doble o más, ya que trabajan a menor temperatura por sus menores pérdidas. Por esta misma razón pueden soportar mejor los incrementos de temperatura que se tengan al operar por pequeños periodos con sobrecargas.

El empleo de motores de alta eficiencia debe ser considerado en las siguientes condiciones:

- En instalaciones nuevas.
- Cuando son realizadas modificaciones mayores en procesos existentes.
- En lugar de rebobinar motores estándar que han fallado.
- Para reemplazar motores estándar que operan normalmente sobrecargados o con baja carga.
- En la adquisición de equipos y accionamientos nuevos tales como aires acondicionados, compresores y sistemas de bombeo.
- Cuando se desea reducir los costos de operación sustituyendo los motores viejos u obsoletos.

6.4. Técnicas de control de velocidad en motores. Variadores de velocidad

El control de velocidad en motores ofrece grandes oportunidades para ahorrar energía en los sistemas de fuerza. La mayoría de los motores eléctricos son de CA diseñados para una velocidad fija; sin embargo, en las cargas que accionan éstos no siempre se necesita tener las características nominales del motor, por lo que al ajustar la velocidad para cubrir solo los requerimientos de la carga, la que generalmente varía en el tiempo, se incrementa la eficiencia del equipo. Los potenciales beneficios de la variación de la velocidad incluyen aumentos en la productividad y calidad del producto, importantes ahorros de energía eléctrica y una disminución en el uso del equipo mecánico.

Las opciones disponibles para el control de velocidad de motores incluyen motores multivelocidad y de corriente directa (CD), dispositivos de acoplamiento (acoplamientos mecánicos, hidráulicos y accionamientos de corrientes de eddy) y variadores electrónicos de velocidad. Se hablará más sobre estos variadores electrónicos debido a que por sus ventajas respecto a los primeros los han desplazado en muchas aplicaciones.

La instalación de los controles de velocidad debe considerar las características de la carga, incluyendo el perfil de carga (número de horas por año a cada nivel de carga desde el mínimo hasta el máximo), rango de potencia, rango de velocidad, costo de la energía, confiabilidad y requerimientos de mantenimiento, tamaño físico, vida del equipo.

Para poder definir qué procesos industriales pueden ser optimizados desde el punto de vista de consumo de energía eléctrica, debemos primero conocer la naturaleza de los mismos, esto es, determinar el tipo y la clase de la carga que el proceso va a exigir del motor. Los tipos de carga se pueden clasificar como:

- **Cargas de par variable:** En este caso, el par se incrementa con el cuadrado de la velocidad, tal como sucede en bombas centrifugas (para aguas o líquidos no muy viscosos), ventiladores centrifugos (aires acondicionados, calefacción, ventilación, filtros, etc.) y compresores. Ya que estas máquinas mueven muy pequeños volúmenes de fluido cuando arrancan y cuando operan a bajas velocidades, el par requerido en estas circunstancias es bajo también. Las cargas de par variable son por excelencia las aplicaciones en donde el empleo de accionamientos de velocidad variable redundan en ahorros considerables de energía.
- **Cargas de par constante:** El clásico ejemplo es una banda transportadora; el par requerido para mover la banda depende de la carga sobre la misma, y no de la velocidad. Ya que la carga es independiente de la velocidad, el accionamiento debe ser capaz de producir el máximo par a cualquier velocidad. Algunos ejemplos típicos de aplicación son: bandas transportadoras, máquinas herramientas (como troqueladoras), maquinaria textil, extrusores, mezcladores, entre otros. En las cargas de par constante se puede presentar el caso en donde no es posible economizar energía. Esto sucede cuando el volumen del material que se va a transportar y procesar no varíe y la maquinaria o equipo se encuentra operando a su capacidad nominal. Cuando una de estas dos condiciones no se cumple, si es factible economizar energía mediante el uso de accionamientos de velocidad variable.

6.4. Técnicas de control de velocidad en motores. Variadores de velocidad

El control de velocidad en motores ofrece grandes oportunidades para ahorrar energía en los sistemas de fuerza. La mayoría de los motores eléctricos son de CA diseñados para una velocidad fija; sin embargo, en las cargas que accionan éstos no siempre se necesita tener las características nominales del motor, por lo que al ajustar la velocidad para cubrir solo los requerimientos de la carga, la que generalmente varía en el tiempo, se incrementa la eficiencia del equipo. Los potenciales beneficios de la variación de la velocidad incluyen aumentos en la productividad y calidad del producto, importantes ahorros de energía eléctrica y una disminución en el uso del equipo mecánico.

Las opciones disponibles para el control de velocidad de motores incluyen motores multiveLOCIDAD y de corriente directa (CD), dispositivos de acoplamiento (acoplamientos mecánicos, hidráulicos y accionamientos de corrientes de eddy) y variadores electrónicos de velocidad. Se hablará más sobre estos variadores electrónicos debido a que por sus ventajas respecto a los primeros los han desplazado en muchas aplicaciones.

La instalación de los controles de velocidad debe considerar las características de la carga, incluyendo el perfil de carga (número de horas por año a cada nivel de carga desde el mínimo hasta el máximo), rango de potencia, rango de velocidad, costo de la energía, confiabilidad y requerimientos de mantenimiento, tamaño físico, vida del equipo.

Para poder definir qué procesos industriales pueden ser optimizados desde el punto de vista de consumo de energía eléctrica, debemos primero conocer la naturaleza de los mismos, esto es, determinar el tipo y la clase de la carga que el proceso va a exigir del motor. Los tipos de carga se pueden clasificar como:

- **Cargas de par variable:** En este caso, el par se incrementa con el cuadrado de la velocidad, tal como sucede en bombas centrifugas (para aguas o líquidos no muy viscosos), ventiladores centrifugos (aires acondicionados, calefacción, ventilación, filtros, etc.) y compresores. Ya que estas máquinas mueven muy pequeños volúmenes de fluido cuando arrancan y cuando operan a bajas velocidades, el par requerido en estas circunstancias es bajo también. Las cargas de par variable son por excelencia las aplicaciones en donde el empleo de accionamientos de velocidad variable redundan en ahorros considerables de energía.
- **Cargas de par constante:** El clásico ejemplo es una banda transportadora; el par requerido para mover la banda depende de la carga sobre la misma, y no de la velocidad. Ya que la carga es independiente de la velocidad, el accionamiento debe ser capaz de producir el máximo par a cualquier velocidad. Algunos ejemplos típicos de aplicación son: bandas transportadoras, máquinas herramientas (como troqueladoras), maquinaria textil, extrusores, mezcladores, entre otros. En las cargas de par constante se puede presentar el caso en donde no es posible economizar energía. Esto sucede cuando el volumen del material que se va a transportar y procesar no varíe y la maquinaria o equipo se encuentra operando a su capacidad nominal. Cuando una de estas dos condiciones no se cumple, sí es factible economizar energía mediante el uso de accionamientos de velocidad variable.

- **Cargas de potencia constante:** Con este tipo de cargas, el par decrece con un incremento de velocidad, pero la potencia permanece constante. Como ejemplos se tienen: máquinas herramientas (tornos, cortadoras, cepillos), compresores, bobinadoras, entre otros. En las cargas de potencia constante difícilmente podemos obtener ahorros de energía, debido a que la propia aplicación exige el máximo de energía disponible en el motor.

6.4.1. Tecnologías de control de velocidad en motores

6.4.1.1. Motores multivelocidad

Son motores de inducción diseñados para operar a dos, tres o cuatro velocidades (el más común es de dos). Como se sabe, la velocidad de un motor de inducción depende del número de pares de polos y de la frecuencia, por lo que en este caso para variar la velocidad se varía el número de pares de polos involucrados. Estos motores se diseñan para potencias mayores a los 410.3 kW (550 CP), pero tienen grandes desventajas, como son:

- ranuras del estator más grandes para acomodar dos o más devanados, dando como resultado motores más voluminosos,
- solo un juego, de los dos o más devanados instalados, es conectado a la vez, por lo que la capacidad total de llevar corriente de los conductores nunca se utiliza,
- poseen una eficiencia menor a la de los normales,
- los rangos de velocidad disponibles son limitados, y
- costos de motores y arrancadores mucho mayores a los normales

Los motores de dos velocidades pueden ser usados para ahorrar energía en aquellas aplicaciones de control de volumen de fluidos en los que las actividades en la noche o fines de semana tienen grandes diferencias respecto al día normal de trabajo en cuanto a requerimientos de flujo.

6.4.1.2. Motores de corriente directa

Como ya se mencionó estos motores poseen un elevado par de arranque y su velocidad puede ser controlada con gran precisión al variar el nivel de voltaje (se pueden obtener variaciones del 1% del valor nominal de velocidad); sin embargo, por ser más voluminosos, mucho más caros y tener elevados costos de mantenimiento debido a su complejidad, hace de este tipo de motores poco recomendables para ser utilizados. Se llegan a emplear en aplicaciones que requieran de potencias mayores a 7,460 kW (10,000 CP).

6.4.1.3. Dispositivos de acoplamiento

Los accionamientos mecánicos (engranes, bandas y poleas, discos secos de fricción), hidráulicos y de corrientes de eddy son agrupados como acoplamientos, ya que se instalan entre la flecha del motor de velocidad constante y la carga accionada. Generalmente estos dispositivos

son voluminosos, no muy eficientes y requieren un mantenimiento periódico. Suelen instalarse en aplicaciones de baja potencia en donde pueden ser menos caros que un variador electrónico, sin embargo, a la larga pueden ser más costosos por el mayor mantenimiento requerido y por su baja eficiencia.

6.4.1.4. Variadores electrónicos de velocidad

El variador de velocidad es un dispositivo electrónico que convierte corriente alterna de voltaje y frecuencia fijos, en corriente alterna de frecuencia y voltaje variable que suministra al motor; con esta variación de las características de la tensión de suministro se logra en consecuencia la variación de la velocidad del motor, misma que está en función de la frecuencia de alimentación y del número de polos. Al cambiar la frecuencia cambia la velocidad, lo que afecta al flujo magnético en forma inversa; al disminuir la frecuencia el flujo magnético se incrementa. Este efecto se compensa manteniendo constante la relación voltaje/frecuencia.

Este tipo de dispositivos son usados por dos razones básicas: para proveer un control preciso de procesos y para controlar la velocidad de un accionamiento con requerimientos de carga variable. Los más importantes ahorros al utilizar un control de velocidad ocurren con cargas cuyas pérdidas se reducen al disminuir la velocidad, lo que se aprecia en maquinaria centrifuga, incluyendo bombas, ventiladores y algunos compresores. En estos equipos se modifica la velocidad para proveer solo el flujo requerido por el sistema.

En otros equipos, al reducir la velocidad se producen ahorros no tan importantes como en los anteriores; como ejemplo se tiene a las bandas transportadoras, las que algunas veces son equipadas con controles de velocidad por razones de proceso. La energía necesaria para accionar estos equipos depende principalmente de la carga en la banda, y después de la velocidad, por lo que los ahorros que se puedan lograr dependen de hacer un buen estudio del perfil de carga en la banda.

6.4.2. Variadores de velocidad en aplicaciones de par variable

Este tipo de aplicación es el más común en todos los procesos productivos, por lo que pueden llegar a representar alrededor del 70% de las aplicaciones de los accionamientos de velocidad variable. La razón principal se debe a los grandes ahorros de energía eléctrica que se obtienen con estos accionamientos. Como se mencionó, las aplicaciones típicas son en bombas y ventiladores centrífugos.

Generalmente las grandes industrias cuentan con un sistema central de agua potable y/o aguas negras. Las bombas siempre se dimensionan considerando el caudal máximo; sus accesorios, tales como tuberías, válvulas y tanques de almacenamiento, también se encuentran diseñados para abastecer el volumen máximo que pudiera llegar a ser bombeado.

Para determinar la capacidad de agua de la planta, deben considerarse los siguientes puntos: previsión del aumento de las necesidades y capacidad de bombeo excesiva (circunstancias excepcionales como el vaciado y llenado de los tanques de agua). Tomando en cuenta lo anterior, se requiere de un sistema de control para regular continuamente el volumen del caudal de acuerdo a las diferentes necesidades. La cantidad promedio de agua bombeada, puede ser sólo una fracción de la capacidad máxima de la bomba, durante un periodo de un año.

El caudal de la bomba puede ser regulado empleando alguno de los siguientes métodos: control del obturador mediante una válvula de estrangulación, un control de arranque/paro de la bomba o un variador de velocidad con accionamientos de velocidad variable.

El control del obturador o estrangulación es hoy en día el sistema más común en aplicaciones industriales de las bombas; sin embargo, su eficiencia es muy baja al compararlo con un variador de velocidad, ya que con este último se logran ahorros superiores al 50%. El control del obturador significa que el caudal del líquido que pasa por la tubería se estrangula mediante una válvula, lo que da como resultado un desperdicio de energía eléctrica, debido a que la bomba trabaja continuamente contra la alta presión impuesta por la válvula.

Las bombas de los acueductos y de las instalaciones depuradoras de aguas negras, generalmente se regulan con el control de arranque y paro. La eficiencia de esta técnica es también muy baja, e inclusive origina sobreesfuerzos mecánicos, dañando tuberías y equipos. Por otro lado, el sistema de distribución de energía eléctrica también se ve afectado por las sobrecorrientes generadas con el sistema de arranque y paro que se utiliza normalmente; como ya se mencionó, en el caso de una bomba acoplada a un accionamiento de velocidad variable, la corriente de arranque, es solo una fracción de la que requeriría para arrancar la bomba si estuviera conectada directamente a la línea de alimentación.

El accionamiento de velocidad variable puede también reducir los costos de inversión, ya que generalmente con este sistema se requiere menor cantidad de bombas; por ejemplo, para regular el caudal se utiliza una o más bombas de diferente tamaño, conectadas en paralelo, las cuales operan en turnos y se logra el control paso a paso. Este control puede mejorarse notablemente con una inversión menor si se utiliza sólo una bomba más grande con un accionamiento de velocidad variable, lo cual conlleva a la eliminación de válvulas y secciones de tubería. Aunado a lo anterior, con relación a los tanques de presión, éstos pueden ser dimensionados más pequeños y en algunas ocasiones pueden llegar a omitirse, ya que con el accionamiento de velocidad variable se logra un mejor control y proporciona una presión uniforme.

Una situación similar se tiene con los ventiladores centrífugos; para éstos existen varios dispositivos mediante los cuales es factible controlar el flujo, siendo el más usual el control por damper⁵ el cual consume una gran cantidad de energía; otro dispositivo se utiliza para controlar las paletas de aspiración, lo cual nos proporciona hasta el 80% de la circulación máxima; por último está el variador de velocidad.

⁵Dispositivo restrictivo usado para variar el volumen de aire que pasa a través de una salida, entrada o en un ducto.

Al emplear el variador de velocidad en ventiladores grandes se logran substanciales ahorros de energía eléctrica. En un sistema en que la presión es proporcional al cuadrado de la circulación de aire, la eficiencia del ventilador permanece constante para cualquier velocidad. La energía consumida por el motor está basada en la ley de los ventiladores que nos dice que la energía está en función del cubo de la velocidad, de tal forma que el variador de velocidad es sumamente ventajoso cuando se trabaja con una circulación de aire reducida.

El control del flujo en un sistema de bomba o ventilador centrífugo puede realizarse tanto modificando las curvas características del motor o las curvas del sistema. Para ejemplificar, en la figura 6.9 se muestra el comportamiento de una bomba centrífuga en un diagrama Q-H, en el que las curvas *S* son del sistema y las *P* son del motor (bomba o ventilador); en este diagrama, Q es el gasto en metros cúbicos por hora [m³/h] y H la altura o carga en metros [m].

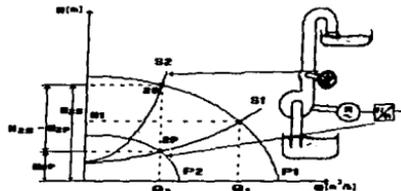


Figura 6.9. Bomba centrífuga con variador y con válvula

Las curvas *S* se definen al variar el flujo en el sistema por medio de un cambio en la velocidad angular de la bomba o del ventilador (p. ej. variando la velocidad del motor) pero sin modificar los demás accesorios del sistema (ductos, tuberías, válvulas, compuertas, etc.); cada curva refleja una situación particular del sistema. Las curvas *P* se definen al variar el flujo en el sistema modificando la resistencia del sistema, por medio de compuertas, válvulas, etc., pero sin variar la operación del motor; cada curva refleja una velocidad particular de operación del motor.

En esta figura se muestran dos diferentes formas de reducir el flujo de Q_1 a Q_2 :

- Control de válvula. El punto de operación se mueve a lo largo de la curva de velocidad de la bomba P_1 , desde la curva del sistema S_1 a la curva del sistema S_2 . La altura o carga se incrementa simultáneamente de H_1 a H_{2p} .
- Variador de velocidad. El punto de operación se mueve a lo largo de la curva del sistema S_1 , desde la curva de velocidad de la bomba P_1 a la curva de velocidad de la bomba P_2 . La altura se disminuye de H_1 a H_{2p} .

El requerimiento de potencia *P* para la bomba es:

$$P = \frac{Q \times H \times \rho \times g}{\eta} \times 100 \quad (6)$$

donde:

P	: potencia de la bomba	[kW]
ρ	: densidad del líquido	[kg/m ³]
g	: aceleración de la gravedad	[m/s ²]
η	: eficiencia de la bomba	[%]

Assumiendo que la densidad del líquido, la aceleración de la gravedad y la eficiencia de la bomba permanecen constantes (k), la fórmula anterior se simplifica a:

$$P = k \times Q \times H \quad (7)$$

y podemos ahora observar en la figura 9, que la potencia requerida para ambos casos es proporcional al área del rectángulo $Q \times H$. Con el control de la válvula se tiene una potencia P_s y con el variador de velocidad tenemos una potencia P_p :

$$P_s = k \times Q_2 \times H_{2s} \quad (8)$$

$$P_p = k \times Q_2 \times H_{2p} \quad (9)$$

finalmente, la relación entre P_s y P_p nos da:

$$\frac{P_s}{P_p} = \frac{k \times Q_2 \times H_{2s}}{k \times Q_2 \times H_{2p}} = \frac{H_{2s}}{H_{2p}} \quad (10)$$

lo cual se traduce directamente como un ahorro de energía eléctrica y por ende en el pago de la facturación. Al final del capítulo se analiza más a fondo un ejemplo en aplicaciones de par variable.

6.4.3. Variadores de velocidad en aplicaciones de par constante

Como se mencionó anteriormente, en una aplicación de par constante también es factible ahorrar energía eléctrica durante el arranque y la operación, siempre y cuando se tengan variaciones en la carga y/o el equipo no se encuentre operando a su capacidad nominal.

Pongamos el ejemplo de una banda transportadora de material en una fábrica de cemento. Las bandas siempre se dimensionan para transportar la máxima capacidad, por lo tanto el motor de la banda y la banda misma están diseñados para este fin. Sin embargo, de acuerdo a estadísticas, las bandas generalmente no trabajan con su capacidad nominal y en algunas ocasiones llegan a operar sin carga debido a que las trituradoras que las alimentan no lo hacen regularmente.

Una banda medio cargada consume solo un poco menos de energía que una completamente llena. Dependiendo de los desniveles en el terreno donde se encuentre instalada, una banda parcialmente cargada puede consumir hasta el 80% de la energía necesaria para transportar la carga completa. Esta relación se empeora si la banda va vacía, pues consume del 50 al 70% de la energía requerida para la carga nominal, de tal forma que se está desperdiciando más del 50% de la energía consumida.

Con un accionamiento de velocidad variable, se logra ajustar la velocidad de la banda al material disponible en el momento dado. Esto significa que la velocidad se está regulando en base al factor de máxima carga. En otras palabras, si la cantidad de material triturado disminuye a la mitad de la capacidad nominal, la banda reduciría su velocidad a la mitad de la velocidad máxima y por ende, consumiría menos energía. Si la cantidad de material disminuye de tal forma que la banda vaya vacía, la velocidad de la banda se reduce hasta un mínimo predeterminado y con la correspondiente disminución en el consumo de energía.

El variador de velocidad de las bandas transportadoras con accionamientos de velocidad variable resulta económico en cuanto a costos de mantenimiento. Al ajustar la velocidad de la banda al volumen de carga, no solo se ahorra energía, sino que también se reduce en forma significativa el desgaste de los cojinetes, del motor y de la banda misma.

Para ejemplificar el análisis que se debe seguir para evaluar los posibles ahorros en este tipo de aplicaciones, consideremos el siguiente caso en el que se desea determinar el ahorro en potencia, como resultado de operar un motor de corriente alterna al 75% de su capacidad nominal con un variador de frecuencia; las características del motor son:

Potencia	500 CP
Voltaje	2300 V
Velocidad	1185 rpm
Eficiencia	93.6 %
	95.0 % al 75% de la carga
Factor de Pot.	87.5 %
	86.6 % al 75% de la carga
Corriente	114 A
	89 A al 75% de carga

Si el motor está trabajando al 75% de su capacidad nominal, implicaría que con un variador de frecuencia, el voltaje suministrado sería de $0.75 \times 2300 = 1725$ V. Además, como la relación (voltaje/frecuencia) permanece constante en todo rango de velocidad, a plena carga se tiene $(4160/60) = 38.3$. Al 75% de carga se tendrá una frecuencia de $(3120/69.3) = 45$ Hz.

El factor de potencia a plena carga es de 87.5%, lo que nos dice que la corriente está atrasada con respecto al voltaje con un ángulo de $[-29^\circ]$, entonces la impedancia del motor a plena carga es:

$$Z_m = \frac{V_m}{I_m} = \frac{2300}{114} \frac{\sqrt{3}}{[-29^\circ]} [0^\circ] = 11.65 [29^\circ] = 10.19 + j5.65$$

esto quiere decir que el motor tiene a plena carga una resistencia de 10.19 Ω y una reactancia inductiva de 5.65 Ω . Al estar operando el motor a 45 Hz, la reactancia inductiva del motor se ve afectada en la misma proporción, quedando igual a 4.23 Ω y una impedancia de:

$$Z'_m = 10.19 + j4.23 = 11.03 [22^\circ]$$

Con esta impedancia resultante podemos calcular la corriente que consume el motor al 75% de carga y alimentado por un variador de frecuencia, siendo ésta:

$$I'_m = \frac{V'_m}{Z'_m} = \frac{1725}{11.03} \frac{[0^\circ]}{[22^\circ]} = 90.26 [-22^\circ]$$

y a partir de este resultado ya se pueden comparar las potencias que consume el motor al 75% de carga, con y sin el variador de frecuencia, teniendo:

$$P = 1.73 \times V_m \times I_m \times \text{FP} \times \eta$$

$$P_{mv} = 1.73 \times 2300 \times 89 \times 0.866 \times 0.95 = 292 \text{ kW}$$

$$P_{ov} = 1.73 \times 1725 \times 90.26 \times 0.866 \times 0.95 = 222 \text{ kW}$$

obteniéndose finalmente una diferencia de ahorro de 70 kW. Este procedimiento se sigue para los distintos porcentajes de carga a los que trabaje el motor y conociendo las horas de operación en cada uno de ellos, se obtiene el ahorro de energía resultante, lo que nos permitirá evaluar económicamente la propuesta de instalación del variador de frecuencia.

6.4.4. Consideraciones generales sobre variadores de velocidad

Los variadores de velocidad son una gran ayuda en el ahorro de energía eléctrica, pero su inadecuada selección y uso puede acarrear otros problemas. Un variador de velocidad puede generalmente adecuarse a un motor existente; sin embargo, en raras ocasiones será necesario reemplazar el motor para lograr un sistema que cumpla con la aplicación correctamente. Por ejemplo, a causa de que la onda generada por el variador es un poco irregular, el motor se calentará ligeramente más que cuando funcionaba conectado directamente a la línea. El resultado es que ocasionalmente es necesario instalar un motor más eficiente o uno de mayor potencia si el actual funcionaba a su capacidad nominal o arriba de ella sin el variador. Además, como la mayoría de los variadores son capaces de elevar la velocidad a más del doble de la nominal, es algunas veces necesario reemplazar el motor si el sistema o proceso requiere que esta velocidad sea alcanzada, porque tanto el rotor como los cojinetes del motor existente no pueden sostener esta elevada velocidad, o porque la carga demanda mayor potencia a mayores velocidades.

No obstante que las bombas y ventiladores son la mejor aplicación para los variadores de velocidad, existen casos en los que los beneficios que se obtienen no justifican su instalación; por ejemplo, tratándose de bombas que trabajan a su máxima capacidad y tienen una carga fija, no existe ahorro de energía eléctrica. Otro caso es el tratar de justificar la adquisición de un variador de velocidad que se acople a una bomba con línea de bombeo estrangulada, con el costo de la válvula de estrangulamiento. En la realidad no se pueden evitar las válvulas de paso y en algunos casos se utilizan como estrangulamiento, pues si las quitamos jamás podríamos dar mantenimiento al sistema o tendríamos que esperar a parar toda la línea de bombeo, lo cual no sucede; tampoco podría entrar una bomba de relevo sin la correspondiente ramificación por medio de las válvulas.

Si el variador de velocidad tiende a bajar su rendimiento total debido al calentamiento, altura sobre el nivel del mar, mal funcionamiento, uso de transformadores de entrada y salida para casos de motores de alto voltaje, etc., es más factible usar una bomba de estrangulamiento que un variador, ya que la inversión no se recuperaría, ya que los costos por su adquisición, instalación y operación se incrementarían notablemente.

En caso de tener un sobredimensionamiento en bombas de carga constante, resulta más rentable colocar un motor nuevo a la medida, ya sea estándar o de alta eficiencia, que colocar un variador. Para la instalación de estos variadores se deben considerar gastos como la instalación y costo de adquisición de los cables de fuerza y control, así como de las tuberías que los contengan, además de la construcción de una protección del variador, en caso de condiciones climatológicas adversas; estos gastos pueden aumentar el costo de adquisición de un variador, siendo algunos casos recuperables a más de 4 años, haciéndolo poco llamativo para el industrial.

En cuanto a los costos de mantenimiento, al emplear accionamientos de velocidad variable se reducen considerablemente debido a que todos los equipos acoplados se someten a un menor desgaste. También se reduce la carga estática, ya que el sistema no tiene que trabajar constantemente con la presión alta de bombeo, como en el caso del control por obturador, y la carga dinámica es menor comparado con emplear un control intermitente de arranque/paro. El evitar desgastes de la bomba y accesorios aumenta considerablemente la vida útil de los equipos.

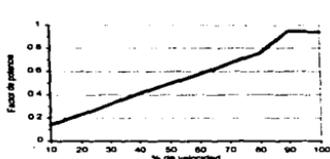
Si bien se obtienen grandes ahorros al disminuir la velocidad de un motor para trabajar con cargas ligeras, debe tenerse cuidado ya que cuando se trabaja un motor a pequeñas fracciones de su velocidad nominal se puede sobrecalentar o sufrir cambios repentinos en el par. La mayoría de los fabricantes no recomiendan trabajar el motor a menos del 10 o 15% de la velocidad nominal.

Las primeras generaciones de variadores de velocidad comúnmente tenían un factor de potencia muy bajo. Sin embargo, la mayoría de los variadores para potencias abajo de 223.8 kW (300 CP) usan ahora un circuito de entrada con un alto factor de potencia en todo su rango de velocidades. De hecho, este tipo de variadores tienen un mejor factor de potencia en todo el rango de velocidades (usualmente 0.95 o más) que el motor conectado directamente a la línea (que tiene bajo factor de potencia a cargas bajas). Para pequeñas unidades de aplicación general, es casi siempre posible encontrar variadores con un buen factor de potencia.

Los variadores de velocidad para motores con potencias mayores de 223.8 kW (300 CP) pueden tener un factor de potencia bajo cuando trabajan a bajas velocidades, como se muestra en la figura 6.10 y en la tabla 6.5. El efecto del bajo factor de potencia es parcialmente amortiguado por el hecho de que menos potencia es utilizada a baja velocidad que a carga plena, especialmente en el caso de cargas de par variable. Con cargas de par constante, la potencia reactiva consumida a baja velocidad puede llegar a valores muy altos.

En general todos los motores que tengan cargas muy variables pueden ser evaluados para usarlos con variadores de velocidad, y para que estos equipos sean rentables el motor tendrá que operar gran parte del tiempo por abajo de las condiciones nominales (por abajo de un 70% de las condiciones de diseño). Es necesario conocer el perfil de carga de estos sistemas, determinando las variaciones de la carga, las variaciones de consumo de energía eléctrica y el tiempo en que estas ocurren, para aplicar correctamente un variador de velocidad.

El perfil de carga es muy importante para determinar el costo-beneficio de la aplicación. La mejor manera de determinar el costo-beneficio de una propuesta de instalación de variadores de velocidad es ver la potencia requerida para cada condición de operación con y sin el variador de velocidad. Los ahorros de energía eléctrica se calculan en base a la diferencia de la potencia en cada condición y a las estimaciones del tiempo de operación que se tengan para cada condición.



% Velocidad	Factor de potencia
100	0.95
90	0.95
80	0.76
70	0.67
60	0.58
50	0.50
40	0.41
30	0.32
20	0.23
10	0.14

Figura 6.10. y Tabla 6.5. Variación del FP vs. velocidad para grandes variadores

En general, las aplicaciones para las que se recomienda la utilización de variadores de velocidad son aquellos en los que:

- El motor este fijo a un flujo mayor que el requerido por la carga.
- Exista un flujo variable que es logrado a través de estrangulación (con válvulas o reguladores) y que la operación se haga debajo del flujo de diseño por mayor tiempo.
- Exista un sobredimensionamiento para el flujo requerido. Esta situación puede ocurrir donde se agregaron altos factores de seguridad, donde ha habido cambios en el proceso y el equipo sirve ahora a una carga menor que la original, o donde el sistema fue sobrediseñado para una posible expansión futura.
- Se tenga control del flujo en base a ciclos de encendido-apagado.

- Se tenga una sola bomba o ventilador de grandes dimensiones en lugar de una serie de estos de menor dimensión que puedan entrar en forma secuencial de acuerdo a las necesidades.

Finalmente debemos establecer que las reducciones de costos de operación que pueden lograrse utilizando tecnologías de alto rendimiento no son exclusivas para las instalaciones nuevas. El ahorro que puede lograrse en consumo de energía y menor necesidad de mantenimiento, junto con una mayor confiabilidad, pueden justificar el reemplazo del equipo. La disponibilidad de motores de alta eficiencia y controladores electrónicos de velocidad en el mercado es una oportunidad de reducir los costos de operación a través de la disminución en el consumo de energía eléctrica.

6.5. Casos prácticos de aplicación

6.5.1. Ejemplo de aplicación de motores de alta eficiencia

Retomando el ejemplo presentado en la sección 6.2.5, tenemos que se trata de un motor de 30 CP con una eficiencia del 89.5% de placa, que trabaja a un 38% de carga con una potencia en la flecha de 11.4 CP y una eficiencia de operación a esta carga de 84%. Este motor opera bajo estas condiciones durante 4000 horas al año, por lo que se propone su sustitución por un motor de menor capacidad que pueda manejar esa carga sin ningún problema. Conociendo que un motor trabaja con una mayor eficiencia cuando presenta una carga del 75% de su valor nominal, la propuesta es de instalar un motor de alta eficiencia de 15 CP.

De catálogos de fabricantes podemos obtener que un motor de esta capacidad tiene una eficiencia a plena carga de 93% y de 94.1 al 75% de carga. Con estos datos podemos obtener la diferencia en demanda eléctrica que existe entre ambos motores y que es:

$$0.746 \text{ kW/CP} \times 11.4 \text{ CP} \times \left(\frac{1}{0.84} - \frac{1}{0.941} \right) = 1.086 \text{ kW}$$

La tarifa considerada para el suministro de energía eléctrica en esta instalación es la OM Región Central y los cargos aplicables al mes de noviembre de 1996 para demanda de potencia, consumo de energía y ajuste por combustible son:

Cargo por demanda de potencia	31.97468	\$/kW
Cargo por consumo de energía	0.18788	\$/kWh
Cargo por ajuste en combustible	0.07275	\$/kWh

y al aplicarlos durante un año, tenemos los ahorros económicos con la sustitución son:

En demanda	1.086 kW	×	12 fact/año	×	31.97468 \$/kW	=	416.69 \$/año
En consumo	1.086 kW	×	4000 h/año	×	0.18788 \$/kWh	=	816.15 \$/año
Por combust.	1.086 kW	×	4000 h/año	×	0.07275 \$/kWh	=	316.03 \$/año

Ahorro total económico al año \$ 1,548.87

Si consideramos que el costo de este motor de 15 CP de alta eficiencia tiene un costo de 987 USD y tipo de cambio de 7.50 \$/USD, tenemos que la inversión por la compra del motor es de \$ 7,402.50, de manera que la inversión se recuperaría en:

$$\text{Periodo de recuperación} = 7,402.50 / 1,548.87 = 4.8 \text{ años}$$

Los periodos de recuperación de este tipo de inversiones son grandes por la cantidad de dinero que se tiene que invertir para llevar a cabo este tipo medidas; como se mencionó, los periodos de recuperación se reducen cuando la compra de un motor, estándar o de alta eficiencia, es un hecho.

Es en estos periodos largos de recuperación en donde se nota el porque de las recomendaciones que se hicieron al final del apartado de motores de alta eficiencia. No obstante, la vida útil de los motores es muy larga (de 15 a 20 años) por lo que una vez que se haya recuperado la inversión, queda un amplio margen de tiempo en el que se seguirán obteniendo ahorros de energía y, por ende, económicos.

6.5.2. Ejemplo de aplicación de variadores de velocidad

Se tiene un sistema de ventilación que opera 12 horas al día en un edificio antiguo de oficinas con un control de salida de aire que se realiza por medio de compuertas de regulación. Se realizó un estudio para determinar el ciclo de trabajo del equipo, así como la demanda de ventilación (flujo de aire) que se tiene durante el transcurso del día; estos registros se tomaron durante el mes de abril, así que puede haber variaciones de aumento o disminución de estos datos dependiendo de la estación del año. Los resultados en cuanto al comportamiento de la demanda son los siguientes:

8:30	Se enciende el equipo y se demanda un	25%
9:30	Con todo el personal se incrementa la demanda a	50%
10:30	Se incrementa la ganancia en ventanas; la demanda es de	75%
13:00	Se presenta la demanda máxima	100%
14:30	Sale parte del personal, reduciéndose la demanda a	75%
17:30	Disminuye la ganancia en las ventanas; la demanda es de	50%
19:30	Se tiene una demanda mínima	25%
20:30	Se apaga el equipo	0%

Con estos datos podemos obtener el número de horas que el equipo trabaja con cada demanda, que para fines del presente ejemplo quedaría como sigue:

demanda igual o menor a	50%	5 horas
demanda de	75%	5.5 horas
demanda máxima	100%	1.5 horas

y a partir de estos tiempos de operación se calcularán los consumos de energía que se tienen para las distintas demandas que se presentan durante el día.

En la figura 6.11 se muestran las curvas características de presión-flujo y potencia-flujo para un ventilador de 20 CP de este tipo, así como la curva característica del sistema del circuito de aire. Fijando la velocidad a 1740 rpm, se estudiará el comportamiento del ventilador por la acción de las compuertas; este es:

- Cuando se emplea el 100% del flujo (punto A) la presión del ventilador es de 41 mmCA (milímetros de columna de agua), de los que 36 mmCA (punto B) representan la pérdida de carga del circuito y 5 mmCA es la pérdida de carga en las compuertas. La potencia que demanda el ventilador en este caso es de 14.2 kW.
- Cuando se emplea el 75% del flujo (punto D) la presión en el ventilador es de 45 mmCA, de los cuales 20 mmCA son de la pérdida de carga en el circuito (punto E). La potencia absorbida es de 12.5 kW.
- Cuando se necesita el 50% del flujo (punto G) la presión en el ventilador es de 46 mmCA, de los cuales 9 mmCA son de la pérdida de carga en el circuito (punto F). La potencia absorbida es de 9.5 kW.

Por otra parte, si suponemos que el motor puede ajustarse a cualquier velocidad, entonces consumirá en cada punto de operación solo la potencia correspondiente al flujo preciso, sin perder parte de ella en compensar la pérdida de carga creada por las compuertas. El ventilador en cuestión responde de acuerdo a la curva (5) que se muestra también en la figura 6.11.

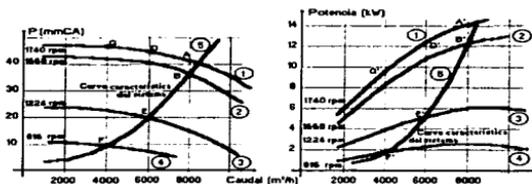


Figura 6.11. Curvas características del sistema de ventilación

Demanda de ventilación	Sin regulación de velocidad (1668 rpm)	Con regulación de velocidad
100%	Punto A Presión: 41 mmCA Potencia: 14.2 kW	Punto B Presión: 36 mmCA Potencia: 12.3 kW Velocidad: 1668 rpm
75%	Punto D Presión: 45 mmCA Potencia: 12.5 kW	Punto E Presión: 20 mmCA Potencia: 5.3 kW Velocidad: 1224 rpm
50%	Punto G Presión: 47 mmCA Potencia: 9.5 kW	Punto F Presión: 9.5 mmCA Potencia: 1.8 kW Velocidad: 816 rpm

Tabla 6.6. Puntos de operación del ventilador con/sin regulación de velocidad

Al 100% de la demanda de ventilación, el punto de funcionamiento corresponde a B con una presión en el circuito de 36 mmCA, una potencia absorbida de 12.3 kW y una velocidad de giro del ventilador de 1668 rpm. En la tabla 6.6 se incluyen el resto de los puntos de operación para distintas demandas de ventilación, comparándolos contra los valores mencionados cuando no se tiene una regulación de velocidad.

A partir de los datos de potencia absorbida por el ventilador mostrados en la tabla 6.6. y con el número de horas que habíamos establecido se trabaja en cada porcentaje de carga podemos calcular los consumos de energía que se presentan para las dos situaciones y de esta manera obtener los ahorros de energía que nos permitirán evaluar la propuesta de instalación del variador de velocidad.

La tarifa que se tiene contratada para el suministro de energía eléctrica en este edificio de oficinas es la OM Región Central y los cargos aplicables al mes de noviembre de 1996 para demanda de potencia, consumo de energía y ajuste por combustible son:

Cargo por demanda de potencia	31.97468	\$/kW
Cargo por consumo de energía	0.18788	\$/kWh
Cargo por ajuste en combustible	0.07275	\$/kWh

Para obtener los resultados de consumos de energía se considerará que el personal en el edificio labora durante 6 días a la semana en 50 semanas al año, esto es 300 días al año. En el caso de la demanda, solo se considerarán los ahorros cuando se tiene el 100% de la demanda de ventilación, siendo este el momento en que se presenta el pico de demanda máxima en el edificio.

Los ahorros obtenidos con la instalación de un variador de velocidad son:

Para 100% de la demanda:	$14.2 - 12.3 = 1.9 \text{ kW}$, durante 1.5 horas/día
Para 75% de la demanda:	$12.5 - 5.3 = 7.2 \text{ kW}$, durante 5.5 horas/día

6. AHORRO DE ENERGÍA EN MOTORES ELÉCTRICOS

Para 50% de la demanda: $9.5 - 1.8 = 7.7 \text{ kW}$, durante 5.0 horas/día

esto es:

$$(1.9 \times 1.5) + (7.2 \times 5.5) + (7.7 \times 5.0) = 80.95 \text{ kWh/día}$$

y al incluir los costos de la tarifa durante un año:

En demanda	$1.9 \text{ kW} \times 12 \text{ fact/año} \times 31.97468 \text{ \$/kW}$	=	729.02 \\$/año
En consumo	$80.95 \text{ kWh/d} \times 300 \text{ d/año} \times 0.18788 \text{ \$/kWh}$	=	4562.66 \\$/año
Por combust.	$80.95 \text{ kWh/d} \times 300 \text{ d/año} \times 0.07275 \text{ \$/kWh}$	=	1766.73 \\$/año

Ahorro total económico al año $\$ 7,058.41$

Ahora bien, el costo de un variador electrónico de velocidad, incluyendo su instalación es de aproximadamente 3,500.00 USD y considerando un tipo de cambio de 7.50 \\$/USD, obtenemos como resultado que para poder realizar esta medida tenemos que realizar una inversión de \$26,250.00.

De esta manera la inversión se recuperaría en:

$$\text{Periodo de recuperación} = 26,250 / 7,058.41 = 3.7 \text{ años}$$

Este tiempo puede parecer un poco grande, pero si consideramos que el tiempo de vida de un variador y de un motor puede ser mayor a 15 años e incluso de 20 años, existe un gran margen de tiempo en el cual se seguirán obteniendo ahorros de energía y, por ende, económicos.

Analizando un poco más el resultado que nos arroja el presente ejemplo podemos ver que aún cuando se trata de una aplicación en un edificio de oficinas, la medida es factible de realizarse y se podrían conseguir ahorros considerables. En el caso del sector industrial, en el que al contrario del sector comercial y de servicios, la mayor carga consumidora de energía eléctrica es en aplicaciones de fuerza que involucran la presencia de motores, y que en muchos casos, éstos pueden llegar a funcionar las 24 horas del día durante todo el año y ser de potencias de decenas o cientos de caballos de potencia, los posibles ahorros que se obtendrían por la aplicación de medidas similares a la de este ejemplo se incrementarían de manera importante, reduciendo en consecuencia el periodo de recuperación de las inversiones.

FACULTAD DE INGENIERIA UNAM INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EL AHORRO DE ENERGIA ANALISIS ECONOMICO DE MEDIDAS DE AHORRO DE ENERGIA			
MEDIDAS DE AHORRO DE ENERGIA EN SUSTITUCION DE MOTORES ESTANDAR POR MOTORES DE ALTA EFICIENCIA			
AREA DE DATOS			
Edificio:			
Medida:	Aplicación de motores de alta eficiencia		
TARIFA ELECTRICA:	OM-Central (noviembre 1996)		
Cargo por demanda:	31.87468 \$/kW fact.		Ajuste por combustibles
Cargo por energia:	0.18788 \$/kWh		0.07278 \$/kWh
Tasa nominal:	30.00% anual		
Tasa adicional:	12.00% anual		
Inflación:	28.00% anual		
TASA REAL DE DESCUENTO:	10.94% anual		
MONTO INVERSION:	7,402.50 \$		
AREA DE RESULTADOS			
TIEMPO DE VIDA =	100 meses		
REDUCCION EN DEMANDA =	1.09 kW		
AHORRO TOTAL DE ENERGIA =	362.00 kWh/mes		4,344 kWh/año
AHORRO EN FACTURACION =	129.07 \$/mes		1,548.87 \$/año
RESULTADO ECONOMICO			
VALOR PRESENTE DE INV. =	1,043.17 \$		
TASA INTERNA DE RETORNO =	14.8% anual		
BENEFICIO/COSTO =	1.141		
RECUPERACION DE INVER. =	82 meses		6.8 años
FUNCION DEL VALOR PRESENTE			
BENEFICIO ECOLOGICO ANUAL (considera estructura eléctrica nacional)			
Reducción de CO ₂	9,209 kg/año		77 kg/año
Reducción de CO	0,293 kg/año		2 kg/año
Reducción de NO ₂	37,627 kg/año		314 kg/año
Reducción de NOX	7,173 kg/año		59.8 kg/año
Reducción de consumo de agua	10,245 L/año		85,373 L/año

Tabla 6.7. Análisis económico para motores de alta eficiencia

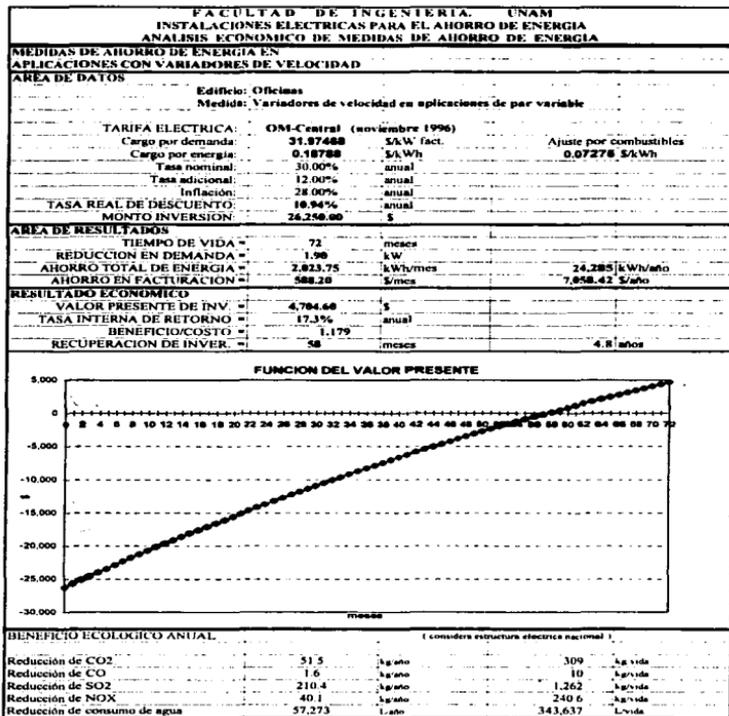


Tabla 6.8. Análisis económico para variadores de velocidad

7. AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE ILUMINACION

7. AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE ILUMINACIÓN

7.1. Introducción

Cualquier tipo de actividad que se pretenda llevar a cabo incluye la realización de tareas visuales que dependen de una adecuada iluminación. No solo se debe prestar atención en la economía y eficiencia del sistema de iluminación, es necesario también considerar el tipo de actividad que la gente realiza y el lugar donde la hace, ya que cada ambiente de trabajo tiene requerimientos únicos de iluminación. Cuando un sistema de iluminación se diseña para satisfacer las necesidades específicas de la tarea a realizar, contribuye al aumento de la productividad de los empleados y disminuye considerablemente el número de errores, además de brindar un mejor ambiente de trabajo.

El desempeño y la productividad del empleado están directamente relacionados con la habilidad de éste para ver la tarea que desarrolla, y esto a su vez está influenciado por varios factores, entre los que se incluyen:

- El tamaño del objeto o del área de trabajo.
- Si el objeto está estático o en movimiento.
- El contraste, es decir, la relación entre el brillo del objeto y del medio que lo circunda.
- Los brillos molestos que causan fatiga en los ojos.
- El grado de confort del empleado en su ambiente de trabajo.
- El tiempo destinado a la realización de la tarea.
- La flexibilidad del sistema de iluminación para adecuarse a cambios en la tarea a realizar.

Además, existe una clara relación entre la edad del trabajador y la cantidad de luz que necesita para realizar una determinada tarea. Por ejemplo, una persona de 60 años necesita mucho más luz que un niño de 10 años bajo las mismas circunstancias.

Lo anterior implica que el diseño de un sistema de iluminación no se limita a poner una serie de luminarios o lámparas colocados en forma ordenada en el techo y que las tareas que ahí se vayan a realizar deban adecuarse a la iluminación existente. Un buen diseño debe contemplar los factores antes mencionados, es decir, el sistema de iluminación se diseña para cumplir con los requisitos necesarios para desarrollar de manera eficiente las actividades programadas para el local.

Es muy importante no considerar de manera aislada al equipo de iluminación en el diseño eficiente de la iluminación de un local, ya que éste es una parte de todo el sistema de iluminación, y es necesario considerarlo para conocer la manera en que es dirigida la luz del equipo de iluminación hacia las áreas de trabajo. Los factores básicos en el proceso de diseño son el tamaño y forma del local, las reflectancias de sus superficies y las características del mobiliario que se usará en el mismo; la luz puede ser atrapada, absorbida, reflejada o modificada por cualquier superficie dentro del espacio considerado, además de que se pueden tener ganancias de luz por la existencia de ventanas.

Desde un punto de vista de eficiencia energética, el mejor diseño de un local puede ser aquel en el que existan superficies y mobiliario altamente reflejantes, sin embargo, esta situación sería completamente objetable desde un punto de vista psicológico y estético, por los deslumbramientos incómodos para la vista. Los valores típicos de reflectancias de superficies son las que se muestran en la tabla 7.1.

Superficie	Rango de reflectancia
Techos	80-90%
Paredes	40-60%
Muebles	25-45%
Equipo de oficina	25-45%
Pisos	20-40%

Tabla 7.1. Reflectancias recomendadas típicas de superficies en oficinas

Como ya se mencionó, es importante considerar el nivel de iluminación de las superficies circundantes a donde se desarrolla la tarea visual para evitar grandes cambios de contraste, lo que puede causar fatiga visual e incomodidad al trabajar.

Aunque la iluminación representa sólo una parte del total de la energía eléctrica utilizada en una instalación típica, requiere especial atención debido a que es el más obvio consumidor de la misma. Sin embargo, reducir los niveles de iluminación a valores por debajo de los requeridos, sólo por disminuir el consumo de energía, resulta contraproducente.

Actualmente existen gran número de lámparas y dispositivos para ahorrar energía, los que han sido fabricados específicamente para reducir los costos asociados a la operación del sistema de iluminación, muchos de los cuales producen igual o mayor iluminación que los equipos originales. Aunque el costo de estos nuevos elementos es mayor, se puede recuperar esa diferencia con el ahorro de energía que se genera durante la operación.

7.2. Consideraciones técnicas para elegir un adecuado sistema de iluminación

La adecuada elección de un sistema de iluminación para una actividad específica depende en gran medida del conocimiento de la tecnología y características de operación de los distintos elementos que intervienen en el sistema. Es decir, es necesario tomar en cuenta la mayor cantidad de parámetros posibles para fundamentar sólidamente las propuestas de instalación o sustitución de equipos en un sistema de iluminación (y en general, de cualquier tipo de instalación).

Es necesario saber, por ejemplo, la cantidad de iluminación que es capaz de generar una lámpara, los lugares recomendables donde se pueden utilizar los distintos tipos de fuentes luminosas, la cantidad de lámparas que puede operar un balastro así como las pérdidas de energía que se producen por su operación, entre varias características más. A manera de comparación, se

presentan algunos datos que nos permitirán ejemplificar la selección de equipos para realizar una propuesta de ahorro de energía eléctrica en una instalación de alumbrado. Cabe aclarar que los datos presentados son solo una muestra de algunos fabricantes, y que los mismos varían dependiendo del fabricante seleccionado para proveer los equipos.

7.2.1. Consideraciones sobre fuentes de luz

Es fundamental saber que las características de la fuente de luz deben encajar con las limitantes físicas del local, así como con el tipo de actividad que se desarrollará en el mismo. Por ejemplo, las lámparas de dimensiones físicas mayores son generalmente las más eficientes para un sistema de iluminación general interior, donde la gran superficie iluminada de la lámpara puede ser utilizada adecuadamente para una buena distribución de la luz. Para grandes alturas de montaje o donde el área iluminada debe ser controlada con un haz estrecho, las fuentes de luz pequeñas y de mayor flujo luminoso son generalmente más eficientes.

Más específicamente, una fuente de luz puede ser caracterizada de acuerdo a su eficacia, temperatura de color, índice de rendimiento de color (CRI), tamaño, salida de luz, vida, mantenimiento de la salida de luz, etc., entre otras características. Las que se describen a continuación, son determinantes para hacer una correcta selección de una fuente luminosa para una aplicación particular y lograr los mejores resultados.

Eficacia: La eficacia es la relación a la cual la lámpara es capaz de convertir la potencia que demanda del sistema eléctrico en luz, expresada en términos de lúmenes por watt (lm/W). Aunque la eficacia es un buen indicador de la habilidad de una fuente luminosa de convertir energía eléctrica en energía visible, este no incluye las pérdidas de luz que tienen lugar en el luminario y las superficies del local. Una medida más realista de la eficacia del sistema debería incluir las características de utilización del luminario, del local y los efectos de la acumulación de polvo. Estos factores pueden ser independientes de la fuente de luz utilizada, por lo que la lámpara más eficiente puede no resultar siempre en el más eficiente sistema de iluminación.

Como las fuentes de luz no la emiten igualmente en todas las longitudes de onda del espectro visible, esto resulta en distorsiones en la reproducción de los colores. Dos medidas indican las características de color de una fuente de luz: cromaticidad o temperatura de color y el índice de rendimiento de color.

Temperatura de color: La temperatura de color es una medida que se refiere a la apariencia o tonalidad de la luz que emite una fuente luminosa. La forma en que vemos cierto ambiente depende de la tonalidad de la luz que emite la lámpara, y ésta es la que establece una atmósfera cálida o fresca, según el caso (ver tabla 7.2). A mayor temperatura de color de una fuente, más fresco aparenta ser a la vista.

Índice de rendimiento de color (CRI): El CRI es una medida que representa la habilidad de una lámpara de reproducir fielmente los colores de los objetos, es decir, que tan real es el

color de un objeto iluminado bajo un tipo de lámpara en comparación con el color del mismo objeto iluminado por la luz del sol al mediodía. Se mide en una escala de 0 a 100, en la que la luz del sol de mediodía tiene un CRI de 100; de los distintos tipos de lámparas, las incandescentes son las que mejor reproducen los colores e incluso algunos autores las consideran con un CRI prácticamente igual a 100.

Temperatura de color	Cálido 2600-3400 K	Neutral 3500 K	Frio 3600-4900 K	Luz de día 5000-6500 K
Efectos y ambientes asociados	Amigable Íntimo Personal	Amigable Invitante	Fresco Limpio Eficiente	Brillante Alerta
Aplicaciones recomendadas	Restaurantes Lobbies Tiendas de ropa Oficinas	Recepciones Salón de exposiciones Librerías Oficinas	Oficinas Salón de conferencias Escuelas Hospitales Tiendas comerciales	Galerías Museos Joyerías Consultorios

Tabla 7.2. Temperatura de color. Efectos y aplicaciones

Los objetos y personas iluminados bajo una luz con alto CRI se ven más naturales; en aplicaciones comerciales, estas lámparas hacen que la mercancía luzca más atractiva y la gente en general, luzca mejor y más natural.

La figura 7.1 muestra la relación entre el CRI y la eficacia de los distintos tipos de lámparas más comunes, y en la que se ve que, en general, mientras más eficaz es la lámpara, su CRI disminuye.

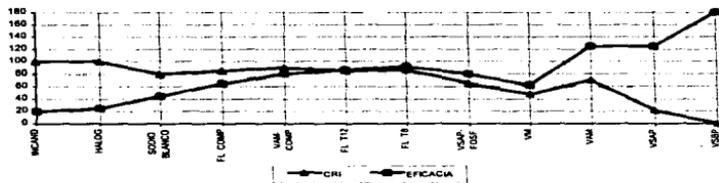


Figura 7.1. Relación eficacia contra CRI

7.2.2. Consideraciones sobre balastos

Los balastos son dispositivos necesarios para la operación de todas las lámparas eléctricas de descarga, como son las fluorescentes y las de alta intensidad de descarga (HID). De acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-058-SCFI-1994 referente a Productos eléctricos-Requisitos de seguridad para balastos para lámparas de descarga eléctrica en gas, un balastro es "un dispositivo electromagnético, electrónico o híbrido que, por medio de inductancias, capacitancias, resistencias y/o elementos electrónicos (transistores, tiristores, etc.), solas o en combinación, limitan la corriente de lámparas y, cuando es necesario, la tensión y corriente de encendido. En el caso de que el balastro sea para lámparas de arranque rápido, suministra además la tensión para calentamiento de cátodos. La frecuencia de salida en balastos electromagnéticos es de 60 Hz y en los electrónicos es del orden de 20 a 60 kHz".

Es necesario considerar algunas características en los balastos para hacer una adecuada selección y que se contribuya con esto, al ahorro de energía eléctrica, además de que el balastro seleccionado permita la realización de una actividad específica sin perturbaciones. Estas características son:

Factor de potencia del balastro: Los balastos a base de inductancias se encuentran disponibles tanto con bajo como con alto factor de potencia. Los watts consumidos por ambos son casi iguales, pero los de bajo factor de potencia pueden requerir para su funcionamiento hasta el doble de corriente que los de alto factor. Aunque los balastos de bajo factor son más económicos, los costos de operación no los hace recomendables para ser usados, a menos que sea el único tipo disponible para una lámpara en particular.

Protección térmica del balastro: Cuando los balastos son utilizados en aplicaciones interiores o en locaciones donde el calor generado por su operación pueda provocar fuego, los balastos deben incluir un protector térmico; éste es un interruptor activado por el calor, que se abre cuando la temperatura interior del balastro excede un cierto límite, desconectándolo de la línea de voltaje de alimentación mientras se enfría para volver a encender las lámparas al suceder esto. Si las lámparas se encienden y apagan por periodos regulares, es un indicativo de que el balastro ha fallado y es necesario reemplazarlo.

Factor de balastro (BF): El factor describe la capacidad de un balastro para hacer que una fuente de luz fluorescente produzca su flujo luminoso nominal. Se define como la relación entre la salida de luz de una fuente operando con un balastro comercial y la salida de luz de la misma fuente operando con un balastro patrón o de referencia; un factor de balastro de 95% significa que la lámpara producirá el 95% de sus lúmenes nominales al operar con ese balastro.

Factor de eficiencia del balastro (BEF): Nos ayuda a comparar la eficiencia de operación de dos balastos de distinta tecnología o fabricante que operen a la misma lámpara. Se define como la relación entre el factor de balastro BF y la potencia de línea que toma el balastro. Por ejemplo, un balastro con un BF de 0.88 operando 2 lámparas de 32W con una potencia de línea de 60W tiene un BEF de 1.466 ($0.88 \times 100/60$); otro balastro con un BF de 0.82 en el mismo sistema tendrá un BEF de 1.366, por lo que es menos eficiente que el primero.

Distorsión armónica: Es necesario actualmente considerar esta característica debido al incremento de los dispositivos de estado sólido que se han introducido en los balastos híbridos y electrónicos que provocan distorsiones en la forma de onda del voltaje y la

corriente de las líneas de alimentación¹. Una medida de esta distorsión es el factor de cresta (fc), que es la relación entre el valor máximo de una onda y su valor RMS. Corrientes con factores de cresta muy grandes acortan la vida de las lámparas; en una onda senoidal pura el fc es de 1.41 y se recomienda que el fc no sea mayor a 1.7 para lámparas fluorescentes, 2 para el caso de lámparas de vapor de mercurio y de 1.8 las de aditivos metálicos y vapor de sodio en alta presión.

Nivel de ruido: El sonido o "zumbido" que se asocia a los balastos proviene de la vibración de las laminillas de acero del núcleo transformador en los balastos electromagnéticos. Este zumbido es molesto en aquellos lugares donde el ambiente tiene que ser muy silencioso. En el caso de los balastos electrónicos ese zumbido prácticamente se elimina ya que se tienen solo componentes de estado sólido y no elementos electromagnéticos.

7.3. Posibilidades de ahorro en las diferentes fuentes de luz

A continuación se presenta un análisis de las principales características de las distintas fuentes de luz que se utilizan en el diseño de los sistemas de iluminación, así como la manera en que se pueden obtener ahorros de energía eléctrica. Principalmente los ahorros se dan al sustituir los equipos convencionales o estándares de una eficacia baja que se venían utilizando por otros del mismo tipo, pero con tecnologías de fabricación mejoradas en las que se usan materiales más eficientes, de manera que el consumo de energía eléctrica se reduce sin demeritar con esto la cantidad de luz que finalmente incide en el plano de trabajo. Aunque existe una gran variedad de fuentes de luz, solo se mencionarán las más importantes y por tanto más usadas en el mercado, y que es con éstas donde se han desarrollado los principales avances tecnológicos para el ahorro de electricidad.

7.3.1. Análisis de los sistemas de iluminación incandescente

Las lámparas incandescentes tienen la más baja eficacia de las fuentes de luz comúnmente usadas, debido a que alrededor del 90% de la energía eléctrica que consume se pierde en forma de calor irradiado al medio ambiente. Lo anterior nos podría guiar a la conclusión de que este tipo de lámparas no deberían ser usadas para iluminar grandes áreas en las que es más factible utilizar fuentes de luz más eficientes. No obstante, existen muchas aplicaciones en las que son las adecuadas para la tarea específica, debido básicamente a su tamaño, fácil control, excelente CRI y bajo costo inicial.

En el sector comercial los sistemas de iluminación incandescente se usan principalmente en la iluminación de exhibición o acentuación de mercancías y en algunos casos se usan para iluminación general en operaciones con detalles donde se necesita una mayor discriminación de colores. Para estos casos en especial, la reproducción de colores es más importante que la eficiencia energética, por lo que cualquier medida de ahorro de energía que se proponga no debe provocar cambios negativos en los niveles de iluminación y reproducción de colores.

¹ Para mayor información de armónicas ver el capítulo 8 correspondiente al tema

Con este fin, la mayoría de las lámparas de servicio general se encuentran ahora disponibles en potencias menores a las estándares que se venían utilizando, ya que la tecnología empleada reduce su potencia en alrededor de un 15%, sin disminuir considerablemente la salida de luz.

Por otra parte, si se procura el adecuado uso de lámparas reflectoras para mejorar el control de la luz, es posible lograr también ahorros de energía, ya que se proporciona la misma iluminación en una determinada área con menor potencia, que si se utilizaran focos normales. Además, este tipo de lámparas reflectoras también ya se encuentra disponible en potencias menores a las convencionales en los tipos R30 y R40, así como en lámparas de halógeno tipo PAR (Reflector Parabólico de Aluminio).

Otra forma de ahorro en estos sistemas se da al desarrollar nuevas formas de bulbo para obtener un mejor control de la luz emitida. Un ejemplo de esto, son los reflectores elipsoidales (ER), que fueron diseñados para usarse en los luminarios tipo bote y sustituir a las lámparas reflectoras estándares. La luz reflejada converge en un punto justo enfrente de la lámpara, de manera que se pierde menos luz por absorción en el luminario, lo que permite reducir la potencia de las lámparas sin sacrificar los niveles de iluminación.

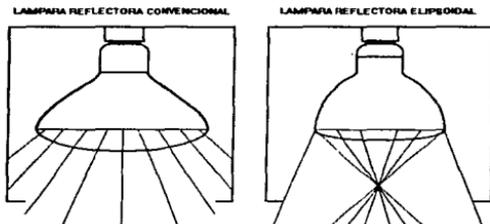


Figura 7.2. Comparación del reflector tipo "R" y el tipo "ER"

Otra forma de ahorro de energía se da al aprovechar parte de la energía que se irradia en forma de calor, dirigiéndola hacia el filamento de la lámpara e incrementando con esto su temperatura y como consecuencia tener una mayor emisión lumínica sin aumentar el consumo de electricidad. Este principio se aplica en las llamadas lámparas halógenas dicroicas, en las que se tiene además un tamaño reducido de la lámpara y por lo tanto un mayor control sobre la luz generada; estas lámparas fueron diseñadas principalmente para aplicaciones de iluminación de acentuación, aunque en algunos casos se han utilizado inconscientemente en iluminación general.

7.3.2. Sistemas de iluminación fluorescente

Los sistemas fluorescentes más ampliamente usados actualmente son los de tipo arranque instantáneo (AI) y arranque rápido (AR), estando ya prácticamente en desuso el tipo de arranque por precalentamiento (AP). No obstante que los sistemas de arranque instantáneo presentan claras desventajas respecto a los sistemas de arranque rápido, en México son mayormente empleados los primeros; comparándolos sobre una misma potencia, aproximadamente, las lámparas de AI son más caras, viven menos y emiten menor cantidad de luz, mientras que los balastos de AI son más caros, más pesados, más voluminosos y menos eficientes (tabla 7.3); por otro lado, el sistema de AI no puede ser controlado por equipos controladores de la salida de luz (balastos electrónicos dimeables) y además producen más ruido que los otros tipos. A pesar de esto, los sistemas de AI se han preferido, principalmente, porque las bases para lámparas de AR que se venían utilizando, salvo algunas excepciones, eran de mala calidad, lo que provocaba falsos contactos y por tanto incertidumbre en el arranque y reducción en la vida de la lámpara.

Luminario	Lámpara			Balastro			Sistema		
	Lúmenes (lm)	Vida (h)	Precio (%)	Peso (kg)	Volumen (cm ³)	Precio (%)	Potencia (W)	Eficac. (lm/W)	Precio (\$)
2x39W/AI/D	2600	9000	100	2.7	844.6	100	102	51	100
2x40W/AR/CW	3050	12000+	67	1.85	536	78	96	63	75
Diferencia	17%↑	33%↑	33%↓	31%↓	36%↓	22%↓	6%↓	23%↑	25%↓

Tabla 7.3. Comparación de los sistemas de AI contra AR más comúnmente usados

Los sistemas fluorescentes que principalmente se han usado en México son aquellos que utilizan lámparas de 75 y 39 W de AI y de 40 W de AR tanto en tubo recto de 1.22 m como en forma de "U". Todos estos tipos de lámparas son de doce octavos de pulgada de diámetro (T12) y trabajan con balastos estándar.

Como una opción de ahorro de energía, fueron introducidas en el mercado nacional lámparas fluorescentes con eficacias mayores (lm/W) que las típicas de las lámparas convencionales, traduciéndose esto en un ahorro directo de energía eléctrica, ya que se obtiene una cantidad de lúmenes muy aproximada a la de las lámparas convencionales pero con una potencia de lámpara menor. Obviamente para lograr un adecuado funcionamiento de este tipo de lámparas, surgió también un nuevo tipo de balastro ahorrador de energía, ya que de otra manera se tendría un funcionamiento inadecuado del conjunto. Las lámparas que sustituyen a las convencionales son de 60 y 30 W (algunos fabricantes manejan 32 W en lugar de 30 W para sustituir a las lámparas de 75 y 39 W AI, respectivamente, y de 34 W de AR para sustituir a las de 40 W en sus dos tipos. Al igual que los anteriores, también son del tipo T12 y pueden trabajar con los mismos balastos de las lámparas convencionales, pero lo hacen de manera más eficiente con balastos ahorradores de energía.

Más recientemente se introdujo un nuevo tipo de tecnología fluorescente como una mejor opción para el ahorro de energía; se trata de lámparas de una pulgada de diámetro (T8: 8/8 de pulgada) y con la misma longitud que las convencionales, pero con una tecnología mejorada que usa componentes más eficientes que permiten una mayor reducción del consumo de energía sin afectar la cantidad de luz emitida; además, la eficacia de las lámparas permanece constante para las diferentes temperaturas de color, lo que no ocurría en los anteriores tipos de lámparas. Las lámparas fueron diseñadas para trabajar con balastos electromagnéticos o con balastos electrónicos de alta frecuencia, haciéndolo, desde luego, en forma más eficaz con este último. Otra ventaja que tienen estas lámparas es el mayor tiempo de vida en comparación con las estándares, además de tener un mejor rendimiento de color y un nivel de lúmenes mantenidos mayor.

En la tabla 7.4 se presenta una comparación entre los distintos tipos de lámparas fluorescentes, en la que se observa que las nuevas tecnologías son una excelente opción para lograr importantes ahorros en el consumo de energía eléctrica de los sistemas de iluminación.

Las áreas de aplicación de las lámparas fluorescentes se limitan básicamente a aplicaciones en interiores con bajas alturas de montaje, debido a su sensibilidad a la temperatura, ya que tanto altas como bajas temperaturas reducen la salida de luz y al gran tamaño óptico de la lámpara (longitud).

Sist. convencional	Vida lámpara	Vida balastro	Lúmenes de sistema	Consumo sistema	Eficacia sistema
Sist. ahorrador	(h)	(h)	(lm)	(W)	(lm/W)
Sistema T8					
2x75W/AI/D	12,000	30,000	10,400	173	60
2x60W/AI/CW	12,000	50,000	10,800	139	77
2x59W/AI/T8*	15,000	80,000	11,900	100	119
2x39W/AI/D	9,000	30,000	5,200	102	51
2x30W/AI/CW**	9,000	50,000	5,100	82	62
2x32W/AI/T8***	15,000	80,000	6,100	59	103
2x40W/AR/CW	12,000	30,000	6,100	96	64
2x34W/AR/CW	20,000	50,000	5,400	72	75
2x32W/AR/T8	20,000	50,000	6,100	63	96
2x40W/AR/U/CW	10,000	30,000	5,500	96	57
2x34W/AR/U/CW	12,000	50,000	5,000	72	69
2x31W/AR/U/T8	20,000	50,000	5,300	63	84

* Sistema funcionando con balastro electrónico

** Algunos fabricantes manejan lámparas de 32W como sustituto para las de 39W.

*** Lámparas de 32W/AR/T8 en un balastro electrónico de arranque instantáneo.

Tabla 7.4. Comparación de sistemas fluorescentes convencionales, ahorradores y T8

7.3.2.1. Lámparas compactas fluorescentes

La nueva tecnología en el recubrimiento fosfórico de las lámparas fluorescentes ha guiado al desarrollo de una creciente variedad de lámparas multitubo (uno o varios pares de tubos unidos en uno de sus extremos) conocidas como lámparas compactas fluorescentes (CF). Estas lámparas fueron originalmente diseñadas para sustituir a las convencionales incandescentes de 25 a 100 W, pero ahora este tipo de lámparas incluyen tamaños para poder reemplazar a los luminarios convencionales fluorescentes por otros luminarios más pequeños con lámparas CF.

Si bien el costo inicial de este tipo de lámparas es considerablemente mayor que el de las lámparas incandescentes, su adquisición se justifica por su mayor vida (diez veces mayor) y por su mucho menor consumo de energía.

El dinero ahorrado por la reducción en el consumo de energía, en la cantidad de lámparas reemplazadas y en los costos por reemplazo puede permitir un rápido retorno de la inversión y proveer ahorros constantes en los costos de operación. Se pueden obtener ahorros adicionales al reducir la carga térmica.

7.3.3. Sistemas de iluminación con lámparas de alta intensidad de descarga (HID)

Hay tres tipos principales de fuentes de luz HID que son usadas en iluminación, estas son: vapor de mercurio (VM), vapor de aditivos metálicos (VAM) y vapor de sodio en alta presión (VSAP); existe otro tipo que no es clasificado exactamente como una lámpara de HID y que es la de vapor de sodio en baja presión (VSBP), ya que posee algunas características de las lámparas HID, pero también presenta otras propias de las lámparas fluorescentes.

Las lámparas HID son físicamente pequeñas fuentes de luz, lo que significa que pueden utilizar reflectores y refractores para dirigir la luz con buenos resultados, además de que son muy eficaces, especialmente con lámparas de potencias mayores, ya que producen más lúmenes sobre una misma base de potencia que otras fuentes de luz; como resultado, los sistemas HID emplean menor cantidad de lámparas y luminarios para iluminar un mismo espacio, lo que reduce los costos de instalación y mantenimiento.

Este tipo de lámparas son generalmente recomendadas en aplicaciones para interiores con techos superiores a los 5 metros, aunque los avances tecnológicos actuales incrementan su campo de aplicación a tareas en instalaciones comerciales e industriales en las que por los requerimientos de color, ambientación, calidad, etc. se venía utilizando la luz incandescente.

Aunque las lámparas HID tienen características comunes entre sí en cuanto a principios de funcionamiento, existen marcadas diferencias si hablamos de eficacia, rendimiento de color y vida. Estas importantes diferencias son factores decisivos en la selección de lámparas para una aplicación específica. Se encuentran en un amplio rango de potencias, como se muestra en la tabla 7.5, en la que se incluyen también las características de los otros sistemas para efectos de comparación.

Las lámparas HID pueden satisfacer las necesidades de muchas aplicaciones en sistemas de iluminación; como ya se mencionó, las lámparas estándar (claras o fosforadas) son una excelente elección para áreas con gran altura de montaje o cuando se requiera iluminación indirecta. Las lámparas compactas de aditivos metálicos y de sodio blanco a alta presión son ideales para baja altura de montaje e iluminación directa; también pueden ser utilizadas en oficinas, efectuando una adecuada selección de luminarios. Son una buena fuente de luz en aquellos lugares en donde la reproducción de colores es importante, además que se requiera producir una fuente de luz brillante y puntual.

En cuanto a la cantidad de luz emitida, generalmente las lámparas HID cuando llegan al 80% de su vida nominal presentan un decremento de 15 a 35% de su emisión lumínica. Después de este punto, la depreciación prosigue hasta que la lámpara deja de funcionar; la depreciación es menos pronunciada en las lámparas de VSAP y, en contraste, las lámparas de VM tienen una depreciación muy elevada, del orden del 35% o más.

Como se observa en la tabla 7.5, las lámparas de VM son las menos eficaces entre las lámparas de HID, por lo que ya casi no son utilizadas en el diseño de sistemas de iluminación. Se puede considerar que tienen la ventaja de un costo inicial más bajo en comparación con las otras fuentes de HID. Existe un tipo de lámpara de VM que no necesita la ayuda de un balastro para encender, pero utiliza un filamento incandescente (resistencia) para limitar la corriente y que se le conoce como lámpara de luz mixta o autobalastada; este tipo de lámpara tiene las desventajas tanto de las lámparas de VM como de las incandescentes, por lo que prácticamente no se utiliza.

Lámpara	Potencia [W]	Eficacia [lm/W]	CRI	Vida [horas]	Encend [min]	Reencend* [min]	Costo inicial	Costo oper/año
VSAP								
Clara	35-1000	50-130	22	16000-24000	4-6	1-2	Alto	Bajo
Fosforada	70-400	45-80	65	10000-15000	4-6	1-2	Alto	Bajo
Blanco	35-100	35-50	80	10000	4-6	1-2	Alto	Bajo
VAM								
Estándar	175-1500	75-100	65-80	3000-20000	2-6	5-15	Alto	Bajo
Compacta	32-150	50-90	80-90	6000-10000	2-5	5-15	Alto	Bajo
VM								
Fosforada	40-1000	25-45	50	16000-24000	3-7	3-6	Alto	Medio
Claro	100-1000	30-55	15	18000-24000	3-7	3-6	Alto	Medio
VSBP	18-180	100-180	0	16000-18000	10-12	0-1	Alto	Bajo
Incandescente								
Estándar	25-300	8-20	100	750-2000	0	0	Bajo	Alto
Halógeno	300-1500	20-25	100	1500-2000	0	0	Bajo	Alto
Fluorescente								
Compacta	5-55	50-85	80-85	10000-20000	0	0	Medio	Bajo
Estándar	17-75	55-95	55-90	7500-20000	0	0	Medio	Bajo

* Se refiere al tiempo que tiene que pasar para que se entre el bulbo de la lámpara y se inicie nuevamente el periodo de encendido que se indica en la columna previa.

Tabla 7.5. Características generales de los sistemas de iluminación

7.3.3.1. Lámparas de vapor de aditivos metálicos (VAM)

Entre los inconvenientes de las lámparas de VAM se encuentran el largo tiempo de estabilización y el mayor tiempo de reencendido. Una aplicación relativamente reciente y muy interesante se logra con las lámparas tipo R y PAR, que aprovechan las ventajas de las lámparas VAM al mismo tiempo que se tiene un buen control de luz. Las lámparas de mayores potencias como las PAR56 y PAR64, por seguridad, requieren luminarios cerrados, pero por su forma, tamaño compacto, alta producción de lúmenes y alta eficacia son una excelente alternativa en luminarios con alturas de montaje grandes. Hay que mencionar que la mayor parte de las lámparas reflectoras de VAM viven menos tiempo que las lámparas estándar de potencia equivalente.

Existen lámparas de VAM ahorradoras de energía que sustituyen en forma directa a las lámparas normales en los mismos balastos; se encuentran disponibles en 225 y 360 W para sustituir a las de 250 y 400 W, respectivamente. Además, existen otras lámparas de 150 W que pueden ser utilizadas en luminarios abiertos, ya que el tubo del arco utiliza una fibra reforzada y de esta manera reducir ligeramente el costo del luminario.

7.3.3.2. Lámparas de vapor de sodio en alta presión (VSAP)

Es la lámpara policromática más eficaz, pero con un CRI bajo, por lo que sus aplicaciones están en aquellas áreas que no requieran una discriminación de color, como es el alumbrado público. Una variedad de estas lámparas pero un mayor CRI que los tipos comunes de VSAP es el sodio blanco; estas lámparas tienen una vida nominal menor y un mantenimiento de lúmenes similar a las convencionales de VSAP, pero gracias a la operación con balastos electrónicos especiales las hace adecuadas para aplicaciones en interiores. Aunque la eficacia es relativamente baja (40-50 lm/W), en algunos casos son un buen sustituto para las incandescentes.

Existe otro tipo de lámpara de VSAP que puede reemplazar directamente a las lámparas de VM sin necesidad de cambiar el balastro; las potencias disponibles son de 940, 360, 215 y 150 W, para sustituir a las de 1000, 400, 250 y 175 W, respectivamente. La mayor eficacia de las lámparas de VSAP permite que la potencia de lámpara sea menor, teniendo con esto un ahorro de energía, además de que los niveles de luz se incrementarán. También hay otras lámparas que se denominan ahorradoras de energía que sustituyen en forma directa a las lámparas de VSAP normales en los mismos balastos; las potencias disponibles son 225 y 360 W para sustituir a las de 250 y 400 W, respectivamente.

7.3.3.3. Lámparas de vapor de sodio en baja presión (VSBP)

Este tipo de lámparas son actualmente las más eficaces en el mercado; las principales aplicaciones de las lámparas de VSBP se dan en la iluminación de seguridad y de alumbrado público. Por su considerable longitud, no es una fuente que se preste para aquellas aplicaciones en las que es necesario un alto grado de control óptico. Pero la mayor desventaja de esta fuente es

que es una lámpara monocromática, es decir, produce luz de un solo color, considerándose por lo tanto que su CRI es cero, además de que su balastro presenta altas pérdidas. Por otra parte, sus mayores ventajas son que entrega la misma cantidad de luz durante toda su vida y su reencendido casi instantáneo, aunque estén calientes.

7.3.4. Sistemas de iluminación de inducción

Estos sistemas de iluminación son de tecnología reciente, en la que se combinan los principios de inducción electromagnética y de descarga en gas; al hacer pasar una corriente eléctrica de alta frecuencia a través de un devanado se induce una corriente eléctrica por ionización en un gas de relleno, funcionando este como devanado secundario. La principal característica es que conjunta un circuito electrónico (generador de alta frecuencia), una antena (acoplamiento de potencia) y una lámpara de descarga en gas a baja presión sin usar ningún tipo de filamento o electrodo.

La principal ventaja de estos sistemas es que como no existe filamento o electrodo, la vida de la lámpara se encuentra limitada únicamente por la vida de los componentes electrónicos; como consecuencia, se logra una vida de lámpara de alrededor de 60,000 horas evitando de esta manera costos de mantenimiento. Esto provee substanciales ahorros en aquellas áreas de aplicación donde se tiene gran cantidad de horas de uso o el acceso a los luminarios se dificulta.

La circuitería electrónica ofrece ventajas adicionales, tales como: sin ningún parpadeo la lámpara enciende inmediatamente con el 100% del nivel de luz, la alta frecuencia evita cualquier efecto estroboscópico y la regulación de los niveles de luz no tiene efecto alguno en la calidad de la misma. La calidad de la iluminación es similar a la obtenida con los sistemas de iluminación fluorescente en cuanto a tener un buen CRI.

7.3.5. Consideraciones económicas sobre los distintos tipos de fuentes de luz

No obstante que los precios varían considerablemente entre todos los tipos de fuentes de luz mencionados, el factor más importante que determina los costos por iluminación, no es el precio de la lámpara o del luminario, sino el costo de la energía que consumirá el sistema. Prácticamente se considera que, del costo total por proveer iluminación (adquisición de equipo, instalación y operación), el costo por la energía consumida por el sistema (operación) ocupa al menos el 80% del total.

Antes de tomar alguna decisión para seleccionar un sistema de iluminación, se debe tomar en cuenta todas las consideraciones descritas para que el sistema seleccionado cumpla con los requerimientos de iluminación, tanto en calidad como en cantidad, de la aplicación específica. Después de esto, se debe hacer un análisis económico completo entre las diferentes fuentes de luz y sistemas que se quiera considerar, en el que se incluya tanto el costo inicial del equipo como los costos de operación y mantenimiento.

7.4. Posibilidades de ahorro en balastos

7.4.1. Balastos para lámparas fluorescentes

En balastos para lámparas fluorescentes se pueden identificar básicamente dos tipos: de arranque instantáneo (AI) y de arranque rápido (AR); existe también el tipo de arranque por precalentamiento, aunque ya está prácticamente en desuso, como se mencionó en la parte referente a lámparas. La tecnología usada en los balastos ha cambiado a la par con los adelantos alcanzados en las lámparas fluorescentes, desde luego todo encaminado al ahorro de energía; estos nuevos modelos son:

- a) **Balastos electromagnéticos ahorradores de energía:** Denominados también como "de alta eficiencia", son fabricados con alta tecnología que utiliza mejores materiales que los normales, con el objeto de reducir las pérdidas internas del balastro. Trabajan a temperaturas internas menores, con lo que aumentan su vida propia, además tienen la ventaja de contar con un termoprotector que evita sobrecalentamientos internos al desconectar la alimentación si la temperatura llegara a pasar de un cierto límite. Pueden ser usados tanto con lámparas convencionales como con ahorradoras de energía.
- b) **Balastos híbridos (conocidos también como electrónicos de baja frecuencia):** En general se puede decir que los balastos híbridos son aquellos que combinan un conjunto núcleo-bobinas con dispositivos de estado sólido. Existen dos tipos y ambos son para sistemas de AR:
 - **con ayuda de arranque:** No proveen calentamiento continuo a los cátodos. El arranque se logra por medio de una tensión transitoria proporcionada por el dispositivo de estado sólido. Con esto se logra reducir ligeramente la potencia de línea sin disminución significativa de la emisión lumínica.
 - **con cortador de filamentos:** Proveen durante el arranque un calentamiento normal a los filamentos. Una vez encendida y estabilizada la lámpara el dispositivo de estado sólido reduce gradualmente el calentamiento hasta eliminarlo por completo. Con esto se reducen alrededor de 1.5 W por lámpara, aunque la vida de la lámpara puede llegar a reducirse en un 20 ó 25%.
- c) **Balastos electrónicos:** Son balastos a base de dispositivos de estado sólido que trabajan a alta frecuencia (20 a 50 kHz) y con menores pérdidas internas, ayudando a mejorar la eficacia del sistema. La frecuencia de salida del balastro a la que trabajarán las lámparas es escogida lo suficientemente alta para incrementar la eficacia de la lámpara (Figura 7.3) y trasladar el ruido provocado por la operación balastro hacia la región inaudible para el ser humano, pero no tan alta como para provocar interferencia electromagnética. Existen diseños tanto para lámparas de AR como de AI; normalmente la vida de las lámparas es mayor en los sistemas de AR, pero los sistemas de AI son más eficientes. Para atenuar un poco los altos costos en la adquisición de estos balastos, se diseñan algunos tipos que son capaces de operar hasta cuatro lámparas. La mayoría se puede instalar directamente en lugar de los electromagnéticos porque son de las mismas dimensiones, aunque su peso es mucho menor. Los hay de potencia constante y potencia variable. Los mejores diseños tienen circuitos que mantienen la distorsión armónica por abajo del 20% e incluso menor al 10% y factores de potencia mayores a 0.9, pudiendo llegar a ser del orden de 0.99.

7.4.2. Balastos para lámparas de alta intensidad de descarga

Los circuitos más comunes son el reactor serie (R), el autotransformador de alta reactancia (HX), el autotransformador autorregulado (CWA) y transformador de potencia constante (CW). Las características principales de éstos se muestran en la tabla 7.7. Se puede decir que estos son los modelos básicos, ya que sobre estos se hacen algunas modificaciones dependiendo del tipo de lámpara.

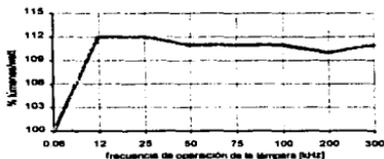


Figura 7.3. Variación de la eficacia de una lámpara F40T12 en función de la frecuencia de operación

	Serie	Alta Reactancia	Auto Regulado	Potencia Constante
Factor de potencia	0.5 *	0.5 *	> 0.9	> 0.9
Variación en el voltaje de línea	± 5%	± 5%	± 10%	± 13%
Variación en la potencia de salida	± 12%	± 12%	± 5%	± 3%
Voltaje de línea	> $V_{encendido}$	< $V_{encendido}$	> ó < $V_{encendido}$	> ó < $V_{encendido}$
Voltaje de encendido	> $V_{nominal}$	> $V_{nominal}$	< $V_{nominal}$	< $V_{nominal}$
Voltaje de extinción	75%	75%	60-70%	50%
Factor de cresta	1.45-1.55	1.45-1.55	1.85	1.6
Costo relativo	bajo	medio	medio	alto

* Es posible mejorarlo con la adición de capacitores, lo que incrementaría su costo.

Tabla 7.7. Características de los balastos de HID

Dentro de las innovaciones tecnológicas destinadas al ahorro de energía eléctrica para balastos de HID se puede mencionar la inclusión de componentes de estado sólido en los sistemas básicos de los balastos, e incluso para algunos tipos de lámparas de HID ya se han desarrollado balastos totalmente electrónicos, lo que disminuye la pérdidas y reduce considerablemente el consumo de energía eléctrica en estos sistemas. Existen otros modelos de

balastos electrónicos que pueden atenuar (dimrear) algunas lámparas; esta atenuación se logra en dos pasos: 50 y 100% para lámparas de VAM, y 70 y 100% para VSAP (una atenuación menor reduciría la vida de las lámparas).

Esta aplicación de atenuación de luz ha tenido mayor penetración en el área de alumbrado público con las lámparas de sodio en alta presión y particularmente con la de 250 W, la que se puede programar para que después de un determinado periodo de operación a plena potencia funcione a una potencia reducida de 180 W. Esto se debe básicamente al hecho de que a altas horas de la noche el flujo vehicular y la presencia de peatones disminuye de manera notable, y por lo tanto no es requerida toda la iluminación que puede proporcionar la lámpara. En general se logran reducciones del orden de un 40% en la potencia suministrada a la lámpara con una disminución de un 20% de su emisión lumínica.

Otro nuevo diseño que se está introduciendo al mercado es el de balastos para dos lámparas de VAM; la única potencia disponible actualmente es para dos lámparas de 400 W.

Es necesario mencionar que en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994 Relativa a las Instalaciones Destinadas al Suministro y Uso de la Energía Eléctrica se establece que los balastos para lámparas de VSAP deben cumplir con un factor de balastro mínimo de, teniendo un alto factor de potencia y bajas pérdidas, siendo estas últimas de acuerdo a los valores que se establecen en la tabla 7.8.

Potencia nominal de lámpara (W)	Potencia total del conjunto balastro-lámpara (W)	Pérdidas máximas (W)	Pérdidas máximas (%)
70	90	20	28.5
100	125	25	25
150	174	24	16
200	232	32	16
250	290	40	16
310	359.6	49.6	16
400	464	64	16

Tabla 7.8. Pérdidas máximas en balastos de VSAP

Por último, en esta misma Norma se establece que los balastos para lámparas de VSAP, independientemente del circuito que utilicen, deben cumplir con un factor de balastro mínimo de 92.5% y deberán tener unas pérdidas máximas de 16% para potencias mayores de 100 W y de 25% para potencias iguales o menores de 100 W.

7.4.3. Vida de los balastos

La vida de los balastos, tanto fluorescentes como de HID, es en general muy larga y típicamente pueden vivir de 12 a 15 años bajo condiciones normales de operación. Sin embargo, las altas temperaturas actúan en perjuicio de la vida del balastro y un incremento de 10°C en la temperatura de un balastro reducirá su vida a un 50%. Al cambiar los balastos convencionales con eficiencias bajas por otras unidades de mayor eficiencia se tiene un triple beneficio: ahorro de energía, una mayor vida de los balastos al operar a una temperatura menor y una salida de luz ligeramente mayor al tener un mayor factor de balastro.

Es importante también para la vida de los balastos que las lámparas que fallen sean reemplazadas a la brevedad posible. Esto es particularmente cierto para los balastos fluorescentes de arranque instantáneo, donde una lámpara fallada provoca que circulen altas corrientes a través de los devanados del balastro, las que provocarán que falle también el balastro.

Si por una mala interpretación del ahorro de energía son retiradas las lámparas de algunos de los luminarios para reducir el consumo de energía sin desconectar los balastos, estos permanecerán energizados, consumiendo inútilmente una cierta cantidad de energía eléctrica, pudiendo además afectar negativamente al factor de potencia del sistema.

7.5. Consideraciones sobre luminarios como parte de un sistema de iluminación

El principal propósito de un luminario es contener una fuente de luz con sus accesorios eléctricos y de montaje necesarios, y entonces dirigir la luz saliente de la lámpara hacia el área a ser iluminada; en este proceso se pierde una cierta cantidad de luz dentro del luminario debido a absorciones y reflexiones internas. De aquí, se define la eficiencia del luminario como una relación entre la cantidad de luz que sale del luminario entre la cantidad de luz total generada por la lámpara o lámparas.

Partiendo de este concepto, se podría decir que el luminario más eficiente podría ser aquel que no existiera y que todas las lámparas dirigieran la luz hacia el ambiente sin ningún otro tipo aditamento. Tal equipo de iluminación, sin embargo, provocaría un excesivo deslumbramiento, y posiblemente no estaría toda la luz donde se requiere. De aquí surge otro concepto que nos dice cómo el luminario y el local trabajan en combinación, y que es el llamado coeficiente de utilización (CU); se define como la relación entre el flujo luminoso que se tendrá el área de trabajo y la luz generada por las lámparas. El CU depende de la manera como el luminario distribuye de luz, del tamaño y forma del local, de las reflectancias de las superficies, de la altura del plano de trabajo y del arreglo de montaje del luminario. Este factor es muy importante para realizar un adecuado diseño de un sistema de iluminación nuevo.

Otros factores que afectan a las instalaciones existentes y que deben considerarse para el diseño de una nueva son aquellos debidos a la acumulación de polvo en las distintas superficies reflectoras tanto del luminario como del local y por la pérdida de la capacidad de las lámparas de generar la misma cantidad de luz. Estos factores deben ser considerados y remediados ya que

pueden llegar a reducir la iluminación en un 50% en el transcurso de un período de dos años. La ventaja que se tiene al respecto, es que estos factores son controlables al establecer adecuadas rutinas de mantenimiento periódico, y de esta manera reducir substancialmente sus efectos.

7.6. Importancia de los controles dentro de los sistemas de iluminación

Los nuevos componentes ahorradores de energía, como lámparas y balastos, utilizan tecnologías avanzadas para reducir el consumo de energía eléctrica. Sin embargo, la eficiencia de un sistema de iluminación no termina con la simple instalación de estos; los controles para iluminación ofrecen un potencial ahorro de energía eléctrica adicional semejante o incluso mayor que esos componentes. Las lámparas y balastos eficientes reducen la potencia demandada por el sistema de iluminación; por otra parte, los controles pueden reducir el tiempo de uso de esa potencia, así como la potencia misma.

El adecuado control de un sistema de iluminación es una de las más efectivas maneras de ahorrar energía eléctrica; las técnicas de control pueden variar desde un sencillo interruptor de encendido/apagado instalado para un solo luminario hasta un elaborado sistema maestro computarizado operando el sistema de iluminación de un gran edificio. Es importante señalar que la instalación de un adecuado número de puntos de interrupción en una instalación nueva es la clave para un efectivo control de los consumos de energía eléctrica, y una vez que el sistema ha sido instalado o en instalaciones ya existentes puede llegar a ser muy difícil agregar más puntos de interrupción.

Con una correcta distribución de los dispositivos de interrupción se pueden lograr importantes ahorros de energía eléctrica, ya que esto permite el encendido del sistema de iluminación de solo aquellas áreas en las que sea necesario, y apagarlo en donde no se encuentre nadie trabajando o que exista la suficiente aportación de luz natural. Aquí hay que hacer énfasis sobre el papel fundamental que juegan los responsables de la operación del sistema (encendido y apagado), ya que no se obtiene ninguna ventaja con la instalación de interruptores, si éstos no son utilizados.

Los equipos de control se dividen en dos amplias categorías, de encendido-apagado y atenuadores; cada categoría se subdivide en dos categorías adicionales, manuales y automáticos. Los controles de encendido-apagado simplemente encienden o apagan las luces, mientras que los atenuadores permiten ajustar los niveles de iluminación en un cierto rango. Los sistemas manuales tienen que ser activados por una persona, mientras que los automáticos se activan en un determinado tiempo o en respuesta a una condición variable.

7.6.1. Controles de encendido-apagado

El control de encendido-apagado más sencillo es el interruptor de pared; son de bajo costo y alta confiabilidad, lo que los convierte en una importante opción para cualquier instalación. Los que conocemos comúnmente son los que se utilizan para controlar pequeñas cargas, pero existen

también los llamados contactores que son para corrientes mayores y controlan grandes cargas de iluminación centralizadas; en estos últimos, el dispositivo magnético de interrupción puede ser activado remotamente a través de otro dispositivo que le da la señal, tal como un interruptor de pared, una fotocelda, etc. Los interruptores básicos tienen su principal inconveniente en que deben ser activados por una persona, y si a esta se le olvida apagarlos al salir, las lámparas permanecerán encendidas.

Una manera más práctica de controlar la iluminación es el uso de controles automáticos. Dentro de estos se encuentran los relojes (timers), sensores de presencia, fotoceldas y relevadores de bajo voltaje.

Relojes (timers): Su aplicación más sencilla es la de encender y apagar las luces a un intervalo de tiempo determinado, por ejemplo, en sistemas de iluminación exterior. Existen desde modelos sencillos que se programan en periodos de 24 horas o de 7 días, hasta los electrónicos que se pueden programar para los 365 días del año y con ajustes para cada estación.

Sensores de presencia: Su principal ventaja es que mientras no detecte la presencia de alguna persona dentro de un área específica, no se encienden las luces. La mayoría de estos modelos pueden ser calibrados para determinar el tiempo de apagado después de la última detección. Existen tres tipos de tecnologías utilizadas en estos sensores:

- a) **Infrarrojos (PIR: passive infrared):** Perciben y responden a los cambios en los patrones de la radiación infrarroja (calor).
- b) **Ultrasónicos:** Son de tipo activo, ya que emiten y reciben una señal a alta frecuencia que es inaudible; responden al cambio en el tiempo de retorno de la señal, producido por el movimiento de los ocupantes.
- c) **Por microondas:** También son de tipo activo y trabajan en forma similar a los anteriores, pero responden a un cambio en la frecuencia de la señal causada por el movimiento de la personas.

Fotoceldas: Estos dispositivos son usados para encender o apagar las lámparas en respuesta al nivel de iluminación del área circundante.

Relevadores de bajo voltaje: Estos relevadores son operados remotamente a través de otro dispositivo que da la señal de operación, misma que se realiza al mismo voltaje de la línea, pero la parte de control opera en bajo voltaje, típicamente a 12 ó 24 V.

7.6.2. Controles atenuadores

Los controles atenuadores (dimmers) disminuyen la potencia que se entrega a la lámpara, lo que ocasiona una reducción de la salida de luz. El tipo de control es determinado por el tipo de lámpara a ser atenuada y el resultado deseado por esta atenuación. La primera versión de los atenuadores fue completamente resistiva. Existen actualmente dos diferentes tipos: atenuadores electrónicos y atenuadores a base de transformadores; los primeros suministran a la lámpara sólo parte de cada ciclo de voltaje, mientras que los segundos reducen la magnitud del voltaje

suministrado. Los controles atenuadores pueden afectar el funcionamiento de algunos tipos de lámparas, por lo que no se recomienda su uso para todos los tipos de lámparas. Los atenuadores más comunes son utilizados con lámparas incandescentes, pero es posible también "dimrear" algunas lámparas de descarga en gas, como las fluorescentes.

El rango de aplicación de los dimmers es muy amplio, desde los controles manuales individuales hasta los utilizados en estrategias de control a través de sistemas computarizados centrales.

Para poder atenuar las lámparas en forma automática existen los *fotosensores*, que son dispositivos que sensan el nivel de iluminancia y generan una señal proporcional a este que se procesa en una unidad de control, para después mandar una señal a los interruptores o dispositivos atenuadores, lo que permite tener un ajuste del nivel de iluminancia de acuerdo a las condiciones que perciba el control; pueden ser utilizados, por ejemplo, en luminarios junto a ventanas para variar el nivel de la salida de luz de la lámpara de acuerdo al nivel de luz natural que se tenga.

7.7. Reflectores especulares como promotores del ahorro de energía

Los reflectores especulares son equipos adicionales básicamente para los sistemas de iluminación fluorescente y que promueven el ahorro de energía eléctrica, ya que permiten la eliminación de algunas de las lámparas utilizadas en los luminarios al aumentar la cantidad de luz reflejada hacia la superficie de trabajo.

El material utilizado en la fabricación de reflectores especulares puede ser de tres tipos:

- **Película laminada de plata:** una película de políester es revestida con plata y mezclada con un sustrato de aluminio para producir una alta reflectancia.
- **Aluminio revestido con dieléctrico:** un revestimiento dieléctrico (formado por metales vaporizados y por materiales dieléctricos inorgánicos) es depositado en vacío en un sustrato de aluminio anodizado. El funcionamiento es similar a la anterior.
- **Aluminio pulido:** hecho de un aluminio anodizado altamente especular, estos reflectores tienen una reflectancia menor, pero son menos costosos que los dos anteriores.

Los reflectores especulares son una buena opción cuando existen luminarios envejecidos, ya que estos reflectores permiten aumentar la eficiencia de los luminarios debido a que la superficie reflectora del gabinete ha perdido sus propiedades originales por el deterioro y desprendimiento de la pintura, la corrosión, la suciedad acumulada, etc.

Los reflectores especulares se usan más comúnmente junto con un selectivo retiro de lámparas (delamping). Se puede retirar una lámpara de un luminario que contenga dos lámparas y dos de un luminario de cuatro, instalando reflectores especulares y obteniéndose como resultado una reducción del consumo de energía en un 50% con una reducción en la salida de luz que puede variar de un 25 a un 40%. Esta reducción en la salida de luz puede ser apropiada en espacios en los que los niveles existentes antes de la instalación de los reflectores sean mayores que los

recomendados. Cuando los niveles de luz sean los mínimos recomendados, se debe complementar la instalación de los reflectores con lámparas de mayor emisión lumínica y/o con mejores difusores que tengan menor absorción de luz.

Los reflectores especulares tienden a concentrar la salida de luz hacia abajo del luminario, modificando la distribución de la iluminación en el local y produciendo una pérdida de la uniformidad de los niveles de luz; aunque esta concentración puede reducir el reflejo y la brillantez, también reduce el haz de luz. Esto puede reducir la iluminación en ciertas áreas, creando zonas oscuras en algunas partes, sobre todo en la periferia superior de las paredes.

El uso de reflectores especulares no se recomienda cuando se trata de instalaciones nuevas, ya que con una adecuada selección de luminarios, sobre todo poniendo más atención en cuanto a las características reflejantes de la pintura, se pueden obtener niveles de reflexión iguales o incluso mayores que los que se logren con el uso de los reflectores especulares.

7.8. Ejemplo de aplicación

Se presenta como ejemplo de aplicación a una tienda de autoservicio que denominaremos Centro Comercial Superofertas S.A. En esta empresa la facturación por consumo de energía eléctrica es muy elevada y las principales cargas consumidoras son los sistemas de aire acondicionado, de refrigeración y de iluminación. En el caso del sistema de iluminación, que es el de nuestro interés, se propondrá la sustitución de los equipos actualmente instalados y que tienen una eficiencia de operación que es factible de mejorar con la utilización de equipos ahorradores de energía o que ayudan a que se consuma una menor cantidad de la misma. En la tabla 7.8 se presenta el censo de iluminación del centro comercial.

El sistema de iluminación general de la tienda es a base de lámparas de aditivos metálicos de 400 W y fluorescentes de arranque instantáneo de 75 W; se tiene además iluminación de ornato en toda la periferia del área de ventas y existe iluminación localizada en algunas áreas de ventas en que se requiere mayor cantidad de luz que el resto de la tienda; la iluminación de apoyo en estas áreas se logra por medio de lámparas de arranque instantáneo de 75 y 39 W y una pequeña cantidad de focos incandescentes de 75 W; en el anexo de la tienda donde se ubican las áreas de almacenaje de mercancía, oficinas, vigilancia, entre otras, se utilizan también lámparas de arranque instantáneo de 75 y 39 W; por último, en el estacionamiento de clientes se tienen instaladas lámparas de sodio en alta presión de 250 W. El número de lámparas y su ubicación en la tienda se lista en la tabla 7.9 y al final del ejemplo se incluyen los planos 1A y 1B con la distribución de todos los luminarios dentro de la tienda y el anexo.

El Centro Comercial abre sus puertas al público todos los días del año con un horario de operación de 9:00 a 22:00 horas, aunque las lámparas en el interior de la tienda se encienden de 8:30 a 22:30 horas, esto es, durante 14 horas al día. En el caso de la bodega y las oficinas, la iluminación se enciende desde las 7:00 horas y se apaga hasta las 23:00 horas (16 hr/día). En lo que respecta al estacionamiento de clientes, el alumbrado se enciende de 19:00 a 7:00 horas (12 hr/día). No obstante que en la tienda y la bodega se dejan prendidas durante la noche una pequeña

7. AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE ILUMINACION

parte de los luminarios por cuestiones de seguridad, no se considerará este consumo para los cálculos.

La tarifa contratada para el suministro de energía eléctrica es la OM Región Central. Para esta región los cargos aplicables al mes de noviembre de 1996 para demanda de potencia, consumo de energía y ajuste por combustible son²:

Cargo por demanda de potencia:	31.97468	\$/kW
Cargo por consumo de energía:	0.18788	\$/kWh
Cargo por ajuste del combustible:	0.07275	\$/kWh

Area	Tipo de luminario	Cantidad	Pot. Unít. (W)*	Carga (W)
Piso de ventas	Aditivos metálicos de 400W	212	455	96,460
	Fluorescente de 3x75W/AI	204	259,5	52,938
Marquesina norte	Fluorescente de 2x75W/AI	9	173	1,557
Marquesina sur	Fluorescente de 2x75W/AI	21	173	3,633
Marquesina este	Fluorescente de 2x75W/AI	12	173	2,076
Marquesina oeste	Fluorescente de 2x75W/AI	10	173	1,730
Esquina noroeste	Fluorescente de 2x75W/AI	6	173	1,038
	Fluorescente de 2x39W/AI	5	102	510
Esquina sudeste	Fluorescente de 2x75W/AI	4	173	692
	Fluorescente de 2x39W/AI	4	102	408
Salchichonería	Fluorescente de 2x39W/AI	30	102	3,060
	Incandescente de 75W **	26	75	1,950
Carnes	Fluorescente de 2x75W/AI	18	173	3,114
Frutas y verduras	Fluorescente de 2x75W/AI	40	173	6,920
Bodega	Fluorescente de 2x75W/AI	43	173	7,439
Recibo de mercancía	Fluorescente de 2x75W/AI	19	173	3,287
Vigilancia y acceso pers.	Fluorescente de 2x39W/AI	5	102	510
Sanitarios	Fluorescente de 2x39W/AI	8	102	816
Mantenimiento	Fluorescente de 2x75W/AI	2	173	346
Estacionamiento pers.	Fluorescente de 2x75W/AI	11	173	1,903
Oficinas	Fluorescente de 2x39W/AI	46	102	4,692
Estacionamiento	Sodio alta presión de 250W	24	295	7,080
Total				202,189

* Incluye las pérdidas del balastro

** Opera sin balastro

Tabla 7.9. Luminarios instalados en el Centro Comercial Superofertas

De acuerdo con las dimensiones aproximadas establecidas en los planos que se anexan, el inmueble se encuentra construido sobre una superficie de 8,145 m², de los cuales 5,904 m² pertenecen al área de ventas, 1,721 m² a toda el área de la bodega, vigilancia, mantenimiento, etc.,

² Para mayor información, ver el capítulo 11 referente al tema de Tarifas Eléctricas.

250 m² al área de oficinas y 270 m² al estacionamiento interior para personal; en cuanto al área ocupada por el estacionamiento de clientes, aunque no se muestra en los planos, ésta es de aproximadamente 3,200 m².

Estos datos nos permitirán hacer una comparación entre la densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA en W/m²) que presenta el Centro Comercial y los valores establecidos como máximos permisibles que están incluidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ENER-1995, referente a la eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales³.

Aunque esta norma se aplica a edificios nuevos o ampliaciones de los ya existentes, los valores que se obtengan nos pueden dar una idea del nivel de eficiencia en el uso de la energía eléctrica en el sistema de alumbrado; estos valores se muestran en la tabla 7.10 y como se puede ver, en el tipo de uso principal del inmueble se hace un uso indiscriminado de la energía eléctrica y si esta instalación fuera un proyecto a desarrollarse, de acuerdo con lo establecido en la norma, no podría llevarse a cabo por no cumplir con los valores límite. Para fines de este ejemplo, al aplicar las medidas se buscará cumplir con lo especificado por la norma.

Tipo de uso	Potencia conectada (W)	Área iluminada (m ²)	DPEA (W/m ²)	DPEA NOM (W/m ²)
Área de ventas	176,086	5,904	29.8	19.0
Bodega	12,398	1,721	7.2	8.0
Estacionamiento pers.	1,903	270	7.0	2.0
Oficinas	4,692	250	18.8	16.0
Estacionamiento ext.	7,080	3,200	2.2	1.8

Tabla 7.10. DPEA de los distintos tipos de uso del alumbrado

Como podemos ver en el plano 1A, los niveles de iluminación medidos en el centro comercial son en algunas partes superiores a los niveles que se recomiendan para este tipo de actividades y que de acuerdo con la Sociedad de Ingenieros en Iluminación de Norteamérica (IESNA, por sus siglas en inglés) son de 600 luxes. Observando cuidadosamente estos niveles y dónde se presentan podemos deducir que la mayor cantidad de iluminación es proporcionada por el sistema de HID, haciéndose más notable esta situación en las mediciones efectuadas justo bajo las líneas de luminarios fluorescentes, mismas que reflejaron los valores más bajos de todos los tomados, y en particular en la línea No. 4, ya que la distancia de la siguiente línea de HID es mayor que en el resto de los casos. Por el contrario, las mediciones tomadas bajo los luminarios de HID reflejan niveles iguales o mayores a los recomendados para este tipo de actividad, de manera que, tentativamente, se podría proponer una redistribución de los luminarios de HID y eliminar por completo las líneas de luminarios fluorescentes empleados para la iluminación general del piso de ventas.

³ Para mayor información, ver el capítulo 12 referente al tema de Normalización.

Para reforzar el análisis del presente ejemplo, se estudiará el sistema de iluminación a base de luminarios de aditivos metálicos por medio del cálculo para diseño de iluminación en interiores, conocido como el método de cavidad zonal o de lumen, y del que solo se presentarán los resultados. Con el desarrollo del método se pretende obtener el nivel de iluminación proporcionado con estos luminarios y, si éste es satisfactorio, reafirmaría la propuesta de eliminación de los luminarios de lámparas fluorescentes; la razón de estudiar solo a los luminarios de HID y no a los fluorescentes se basa en el hecho de que los primeros son más eficientes para grandes alturas de montaje, como las que se tienen en los centros comerciales. En la figura 7.4 se muestra el desarrollo del método para los luminarios de HID.

Los datos de las lámparas y los luminarios que se utilizan fueron obtenidos de catálogos de especificaciones técnicas que proporcionan los fabricantes de los equipos.

MÉTODO DE CAVIDAD ZONAL			
1. Dimensiones del local (m):	L = 92.1	A = 64.1	H = 4.5
2. Reflectancias (%):	Techo = $P_T = 50$	Pared = $P_W = 50$	Piso = $P_F = 20$
3. Relaciones de cavidad:	$R_{CL} = [5 \times H]_{CL} (L + A) / (L \times A) = [5 \times 3.6 (92.1 + 64.1)] / (92.1 \times 64.1) = 0.48$ $R_{CF} = R_{CL} \times (H_{CF} / H_{CL}) = 0$		
4. Reflectancias efectivas de cavidades de techo y piso (de tablas):	PCT = 48% PCF = 20%		
5. Luminario: <u>DURALIT</u> S/H: <u>11</u> Categ.Mtto: <u>III</u> Suciedad: <u>LIMPIA</u> Ciclo limp.: <u>24 meses</u>			
6. Lámpara: <u>MH400/U</u> Lúmenes: <u>36,000</u> lúmen/lumin.: <u>1</u> Lumen/lum.: <u>36,000</u>			
7. Coeficiente de utilización (para $P_F = 20\%$):	<u>0.82</u>	Fact. coeef. (si PCF ≠ 20%):	<u>1</u> $CU_{lum} = 0.82$
8. Factores de pérdida de luz:	DLL = 0.67	DPL = 0.86	DPSSL = 0.97
	FPL = DLL × DPL × DPSSL = 0.67 × 0.86 × 0.97 = 0.5589		
9a. Si No. de luminarios = <u>224</u> (212 en realidad, pero se cuentan los que están en el área fuera rectangular)			
10a. Nivel de luz Lúmenes = [No.lumin. × (lumen/lumin.) × CU_{lum} × FPL.] / Área = [(224 × 36,000 × 0.82 × 0.5589) / (92.1 × 64.1)]	Lúmenes = <u>626</u>		
9b. Si nivel de luz (lux) = <u>600</u> (Nivel recomendado para este tipo de actividades)			
10b. Número de luminarios No.lumin. = [(lúmenes × Área) / ((lumen/lumin.) × CU_{lum} × FPL.)] = [(600 × 92.1 × 64.1) / (36,000 × 0.82 × 0.5589)]	No.luminarios = <u>215</u>		

Figura 7.4. Método de cavidad zonal con luminarios de VAM-400 W

El nivel de iluminación obtenido con la cantidad de luminarios actualmente instalados está ligeramente por arriba del mínimo recomendado y al fijar el nivel a 600 luxes, el número

obtenido de luminarios necesarios es menor al existente. Al observar el factor máximo de separación entre luminarios (S/I) con respecto a la altura de montaje, que en este caso es de 4.5 m, tenemos una separación máxima permisible de 4.95 m; partiendo de esta separación, al reacomodar los luminarios en la tienda nos da un total de 12 líneas de 18 luminarios cada una, pudiendo tener un total de 216 luminarios, cantidad prácticamente igual a la obtenida por el método de lumen; tomando en cuenta que el área de la tienda no es completamente rectangular, obtenemos un total de 205 luminarios que quedarían instalados, como se puede ver en el plano No. 2 que se anexa al final del ejemplo. Con este nuevo total de luminarios instalados existiría ahora una potencia instalada de 93,275 watts en iluminación de aditivos metálicos.

Con base en estos datos volvemos a calcular la DPEA, restándole a la potencia total conectada en el piso de ventas (tabla 7.9) la potencia de los luminarios fluorescentes eliminados que es de 52,938 W y la potencia 3,185 W de 7 luminarios de HID, que es la diferencia entre el número de los luminarios instalados y los propuestos, quedando entonces:

$$DPEA = \frac{176,086 - (52,938 + 3,185)}{5,904} = 20.32 \text{ W/m}^2$$

Este valor aún es mayor que el límite establecido en la norma, por lo que ahora nos enfocaremos sobre el resto de los luminarios para aplicar medidas de ahorro de energía. Las propuestas que se estudiarían son las que se enlistan a continuación:

- Sustitución de sistemas de 2x75W/AI por sistemas de 2x60W/AI con balastro electromagnético ahorrador de energía.
- Sustitución de sistemas de 2x75W/AI por sistemas de 1x60W/AI con balastro electromagnético ahorrador de energía y reflector especular, compartiendo un balastro entre dos luminarios.
- Sustitución de sistemas de 2x39W/AI por sistemas de 2x32W/AR/T8, con balastro electromagnético ahorrador de energía.
- Sustitución de sistemas de 2x39W/AI por sistemas de 1x32W/AR/T8, con balastro electromagnético ahorrador de energía y reflector especular, compartiendo un balastro entre dos luminarios.
- Sustitución de los focos incandescentes de 75 W por lámparas compactas fluorescentes de 15 W, con balastro integrado.
- Sustitución de sistemas de 2x39W/AI por sistemas de 1x32W/AR/T8, con balastro electromagnético ahorrador de energía y reflector especular, compartiendo un balastro entre dos luminarios, además de la instalación de sensores de presencia en dos oficinas.
- Sustitución de balastos convencionales de sodio en alta presión de 250 W por balastos de doble potencia de 250/180 W para el estacionamiento exterior.

Con todos estos datos se obtendrán los costos por la operación del sistema actual de iluminación, haciendo lo mismo con los cambios que se propongan para cada caso particular y de aquí obtener la diferencia en costos de operación que se tendría entre ambos sistemas, entendiéndose esta diferencia como el ahorro económico resultante de aplicar las medidas de ahorro de energía eléctrica. Los cálculos de consumos y costos de energía eléctrica se realizaron

ahorros que se obtendrían al realizar las medidas; se incluye también el monto de las inversiones necesarias para poder llevar a cabo dichas medidas, así como el periodo de recuperación de las inversiones.

Para ejemplificar el desarrollo de los cálculos realizados, se presenta el caso de los luminarios fluorescentes de 2x75W de la iluminación localizada del área de carnes y de frutas y verduras.

Facturación actual:

De la tabla 7.9 vemos que se encuentran instalados 58 luminarios con una potencia individual de 173 W; de esta manera, tenemos que la potencia total de este tipo de luminarios es igual a 10.034 kW y operan durante 14 horas al día en todo el año, lo que equivale a 5110 hr/año.

Cargo por demanda

$$(10.034 \text{ kW})(31.97468 \text{ \$/kW})(12 \text{ factur./año}) = 3,850.00 \text{ \$/año}$$

Cargo por consumo

$$(10.034 \text{ kW})(5110 \text{ hr/año})(0.18788 \text{ \$/kWh}) = 9,633.31 \text{ \$/año}$$

Cargo por ajuste en combustibles

$$(10.034 \text{ kW})(5110 \text{ hr/año})(0.07275 \text{ \$/kWh}) = 3,730.16 \text{ \$/año}$$

Facturación total actual: \\$ 17,213.48 /año

Facturación propuesta:

La propuesta de sustitución es de instalar solo una lámpara de 60 W por cada luminario con ½ balastro ahorrador de energía, es decir que dos luminarios compartirán un balastro; se instalará además un reflector especular por cada luminario. En la hoja de cálculo se observa que un conjunto de lámpara-balastro de 2x60W tiene una potencia de 123 W, por lo que para el sistema propuesto se tendrá una potencia de 61.5 W por luminario, obteniendo una potencia total por los 58 luminarios de 3.567 kW.

Cargo por demanda

$$(3.567 \text{ kW})(31.97468 \text{ \$/kW})(12 \text{ factur./año}) = 1,368.64 \text{ \$/año}$$

Cargo por consumo

$$(3.567 \text{ kW})(5110 \text{ hr/año})(0.18788 \text{ \$/kWh}) = 3,424.55 \text{ \$/año}$$

Cargo por ajuste en combustibles

$$(3.567 \text{ kW})(5110 \text{ hr/año})(0.07275 \text{ \$/kWh}) = 1,326.04 \text{ \$/año}$$

Facturación total propuesta: \\$ 6,119.24 /año

Ahorro económico total anual: \\$ 11,094.24

El costo de las lámparas, balastos y reflectores especulares necesarios para llevar a cabo la medida se muestra en la tabla 7.11; El costo de la mano de obra que aparece en la tabla es aproximado, y en éste se considera el salario diario de un oficial eléctrico junto con un ayudante, así como un rendimiento mínimo de cambio de equipos al día, obteniendo con esto un costo por cada sistema cambiado. En el material adicional se toma en cuenta aquellos elementos necesarios para llevar a cabo la instalación de los equipos.

Concepto	Costo unit. (\$)	Cantidad	Costo total (\$)
Lámparas de 60 W	13.44	58	779.52
Balastos de 2x60W	87.92	29	2,549.68
Reflectores especulares de 2,44x0.61m	240.00	58	13,920.00
Mano de obra	14.79	58	857.92
Material adicional (3% de costo de equipo)			517.48
Inversión total			18,624.60

Tabla 7.11. Costo de equipos para realización de propuesta

Tomando en cuenta el monto total de la inversión y los ahorros totales al año que se logran con la implantación de esta medida de ahorro de energía eléctrica, podemos calcular el periodo en el que nuestra inversión se recuperará, que es igual a:

$$\text{Periodo de recuperación: } 18,624.60 / 11,094.24 = 1.68 \text{ años}$$

Características	Sistemas	
	Actual	Propuesto
Operación		
Demanda total (kW)	202.159	125.299
Costo anual por demanda (\$)	74,851.06	45,360.18
Consumo anual de energía (kWh)	1,043,218.2	634,091.1
Costo anual por consumo (\$)	195,999.83	119,133.04
Costo anual por combust. (\$)	75,894.12	46,130.13
Facturación total anual (\$)	346,745.02	210,623.35
Ahorros		
En demanda (kW)		76.860
En consumo (kWh)		409,127.04
Total en la facturación (\$)		136,121.67
Inversión total (\$)		125,134.23
Recuperación de inversión (meses)		11

Tabla 7.12. Globalización de las medidas de ahorro de energía propuestas

El resto de las medidas se encuentran desarrolladas en las hojas de cálculo, en las que se observa que todas las medidas son factibles de realizarse, ya que las inversiones que se requieren para llevarlas a cabo se recuperan con los ahorros generados por su operación; se presenta una excepción con el sistema de iluminación del área de estacionamiento de clientes, en el que la propuesta de ahorro tiene un periodo de recuperación muy largo. Sin embargo, al globalizar todas estas propuestas, los ahorros que se obtienen son bastante atractivos y el periodo global de recuperación resulta de 11 meses. Cabe aclarar que en los tiempos de recuperación mostrados no se considera el cambio del valor del dinero en el tiempo, ni los incrementos en el costo de la energía eléctrica, análisis que se aplicará a la globalización de las medidas. En la tabla 7.12 se resumen los resultados de la aplicación de todas las medidas.

Area	Tipo de luminario	Cantidad	Pot. Unit. (W)	Carga (W)
Piso de ventas	Aditivos metálicos de 400W	205	455	93,275
Marquesina norte	Fluorescente de 2x60W/AI	9	123	1,107
Marquesina sur	Fluorescente de 2x60W/AI	21	123	2,583
Marquesina este	Fluorescente de 2x60W/AI	12	123	1,476
Marquesina oeste	Fluorescente de 2x60W/AI	10	123	1,230
Esquina noroeste	Fluorescente de 2x60W/AI	6	123	738
	Fluorescente de 2x32W/AR	5	72	360
Esquina sudeste	Fluorescente de 2x60W/AI	4	123	492
	Fluorescente de 2x32W/AR	4	72	288
Salchichonería	Fluorescente de 1x32W/AR	30	36	1,080
	Compacta fluor. de 15W	26	19	494
Carnes	Fluorescente de 1x60W/AI	18	61.5	1,107
Frutas y verduras	Fluorescente de 1x60W/AI	40	61.5	2,460
Bodega	Fluorescente de 2x60W/AI	43	123	5,289
Recibo de mercancía	Fluorescente de 2x60W/AI	19	123	2,337
Vigilancia y acceso pers.	Fluorescente de 2x32W/AR	5	72	360
Sanitarios	Fluorescente de 1x32W/AR	8	36	288
Mantenimiento	Fluorescente de 2x60W/AI	2	123	246
Estacionamiento pers.	Fluorescente de 2x60W/AI	11	123	1,353
Oficinas	Fluorescente de 1x32W/AR	46	36	1,656
Estacionamiento	Sodio alta presión de 250W	24	295	7,080
Total				125,299

Tabla 7.13. Luminarios propuestos para el Centro Comercial Superofertas

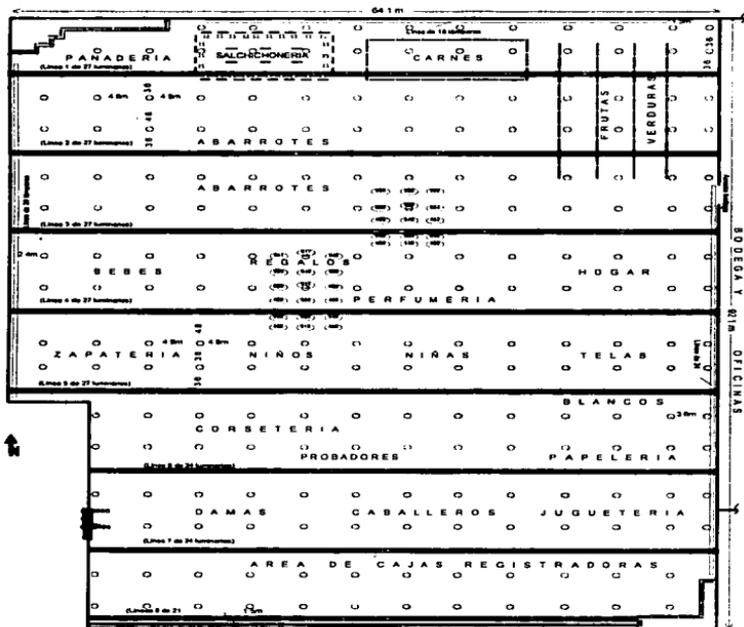
A partir de los datos mostrados en las hojas de cálculo se presenta la tabla 7.13 que es una modificación de la tabla 7.9, pero con la inclusión de los luminarios propuestos en las medidas de ahorro, obteniéndose el nuevo dato de potencia instalada para el cálculo de la densidad de

potencia. Para la cuantificación de la potencia conectada se consideraron las bonificaciones de potencia para los equipos de operación está regulada por dispositivos de control indicados en la NOM-007-ENER-1995, y cuyo valor se resta de la carga total conectada; los datos resultantes para el cálculo de la densidad de potencia resultante se muestran en la tabla 7.14.

De esta tabla podemos observar que con la implantación de las medidas de ahorro de energía propuestas, el sistema de iluminación cumple con los valores de densidad de potencia establecidos en la NOM-007-ENER-1995, a excepción de la zona del estacionamiento de personal; en este caso podemos decir que este espacio más que haber sido diseñado como estacionamiento interior, se trata de la adaptación de una zona que formaba parte del almacén y que de hecho la única separación con éste es una malla ciclónica, por lo que en un momento dado se podría considerar como una parte misma del almacén; en caso de que se quisiera hacer cumplir con el valor límite, se tendría que modificar las características de la instalación de estos luminarios, como es su altura de montaje, su distribución, etc., pero esto provocaría un contraste muy marcado entre la zona del almacén con una buena iluminación y el estacionamiento con una iluminación pobre.

Tipo de uso	Potencia conectada (W)	Potencia bonif. (W)	Potencia ajustada (W)	Area iluminada (m ²)	DPEA (W/m ²)	DPEA NOM (W/m ²)
Area de ventas	106.690	0	106.690	5.904	18.1	19.0
Bodega	8.520	0	8.520	1,721	4.9	8.0
Estacionamiento pers.	1,353	0	1,353	270	5.0	2.0
Oficinas	1,656	64.8	1,591.2	250	6.4	16.0
Estacionamiento ext.	7,080	3,540	3,540	3,200	1.1	1.8

Tabla 7.14. DPEA resultante al aplicar las medidas de ahorro de energía



SIMBOLOGIA:

○ Iluminado de estípos instalados de 400W

▬ Iluminado de 2x75W(A) en líneas continuas

▬ Iluminado de 2x75W(A)

▬ Iluminado de 2x30W(A)

⊠ Foco incandescente de 75W

(14) Número de iluminación (lux)

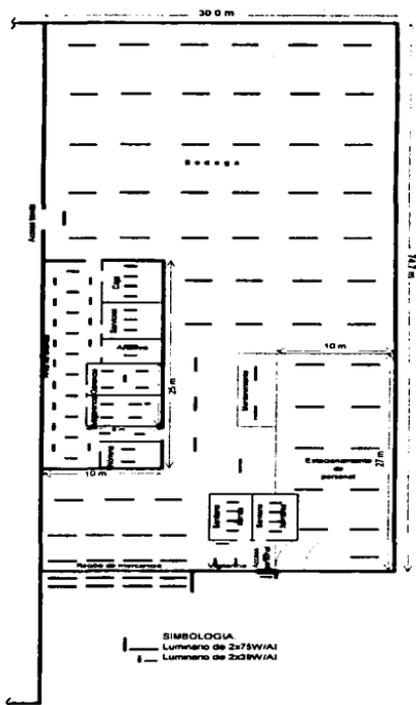
▬ Iluminado individual o en líneas continuas de 2x75W(A) *

▬ Iluminado individual de 2x30W(A) *

▬ Líneas continuas con una lámpara de 75W(A) y bases de 2x75W(A)

* En marquetería de dos niveles, teniendo una lámpara en cada nivel

Plano IA. Distribución actual del sistema de iluminación en el área de ventas



Plano 1B. Distribución actual del sistema de iluminación en bodega y oficinas

CARACTERÍSTICAS	PISO DE VENTAS			MARQUESINAS Y ESQUINAS			CARNES FRUTAS Y VERDURAS		
	SISTEMA			SISTEMA			SISTEMA		
	ACTUAL	PROPUESTO		ACTUAL	PROPUESTO		ACTUAL	PROPUESTO	
LUMINARIO									
TIPO DE LUMINARIO	2x75W/AD	MH400U	MH400U	2x75W/AD	2x30W/ACW	2x30W/AD	2x32W/AR16 (4100 K)	2x75W/AD	2x30W/ACW cRefi Exp
POTENCIA x LUMINARIO (W)	256.5	455.0	455.0	173.0	123.0	102.0	72.0	173.0	61.5
NÚMERO DE LUMINARIOS	204	212	205	82	82	8	8	58	58
LAMPARA									
LAMPARAS x LUMINARIO	3	1	1	2	2	2	2	2	1
TOTAL DE LAMPARAS	612	212	205	124	124	16	16	116	58
POTENCIA DE LAMPARA (W)	75	400	400	75	80	36	32	75	80
VIDA LAMPARA (hrs)	12,000	20,000	20,000	12,000	12,000	8,000	20,000	12,000	12,000
LUMENES x LAMPARA (lm)	5,200	38,000	38,000	5,200	5,400	2,800	3,050	5,200	5,400
BALASTRO									
BALASTROS x LUMINARIO	1.5	1	1	1	1	1	1	1	0.5
TOTAL DE BALASTROS	306	212	205	82	82	8	8	58	29
VIDA BALASTRO (hrs)	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	50,000	30,000	50,000
OPERACION									
HORAS DE OPERACION	14	14	14	14	14	14	14	14	14
DISEÑO DE OPERACION	365	365	365	365	365	365	365	365	365
COSTO x kWh (kWh)	31.97468	31.97468	31.97468	31.97468	31.97468	31.97468	31.97468	31.97468	31.97468
COSTO x kWh (kWh)	0.18786	0.18786	0.18786	0.18786	0.18786	0.18786	0.18786	0.18786	0.18786
AJUSTE x COMBUST. (\$/kWh)	0.07275	0.07275	0.07275	0.07275	0.07275	0.07275	0.07275	0.07275	0.07275
DEMANDA TOTAL (W)	52.938	88.460	82.275	10.728	7.628	0.816	0.848	10.024	3.587
COSTO ANUAL POR DEMANDA (\$)	20,312.11	37,011.33	35,788.28	4,115.53	2,828.07	352.23	249.84	3,850.01	1,369.84
CONSUMO ANUAL DE ENERGÍA (kWh)	270,513.2	480,810.8	478,635.3	54,808.8	38,868.8	4,861.0	3,311.3	51,273.7	18,227.4
COSTO ANUAL POR CONSUMO (\$)	50,824.02	82,808.04	86,550.23	10,297.98	7,321.47	881.34	622.12	8,633.31	3,424.58
COSTO ANUAL POR COMBUST. (\$)	18,879.83	35,859.25	34,875.21	3,887.42	2,834.86	341.27	240.90	3,730.16	1,325.04
FACTURACION ANUAL (\$)	98,015.98	158,678.62	158,213.72	18,300.92	13,084.32	1,874.84	1,313.86	17,213.48	6,120.26
AHORROS ANUALES									
EN DEMANDA (W)		56.123		3.100		0.270		6.467	
EN CONSUMO (kWh)		286,786.5		15,841.0		1,379.7		33,046.4	
TOTAL EN LA FACTURACION (\$)		88,279.87		8,218.18		683.19		17,684.24	
CONDI. INVOLUCRACION									
LAMPARA (\$)		Costo unit.	Total	Costo unit.	Total	Costo unit.	Total	Costo unit.	Total
BALASTRO (\$)		(Costo para este proyecto)							
REFLECTOR ESPECULAR (\$)		Costo unit.	1,820.00	5,451.04	77.84	700.56	81.92	2,549.68	
SENSOR DE PRESENCIA (\$)		M. de D. conectivo-plata	5,863.33	0.00	0.00	240.00	0.00	13,800.00	
BASES (un.) (\$)		M. de D. cables horcones	4,181.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
MANO DE OBRA			3,017.50	0.00	4.00	72.00	0.00	0.00	
MATERIAL ADICIONAL (%)				817.08		133.13		857.62	
INVERSION TOTAL (\$)			84,881.84		8,288.21		1,218.30		18,824.59
VIDA DEL PROYECTO (meses)			47		28		47		28
RECUPERACION DE INVERS. (meses)			7		19		34		20

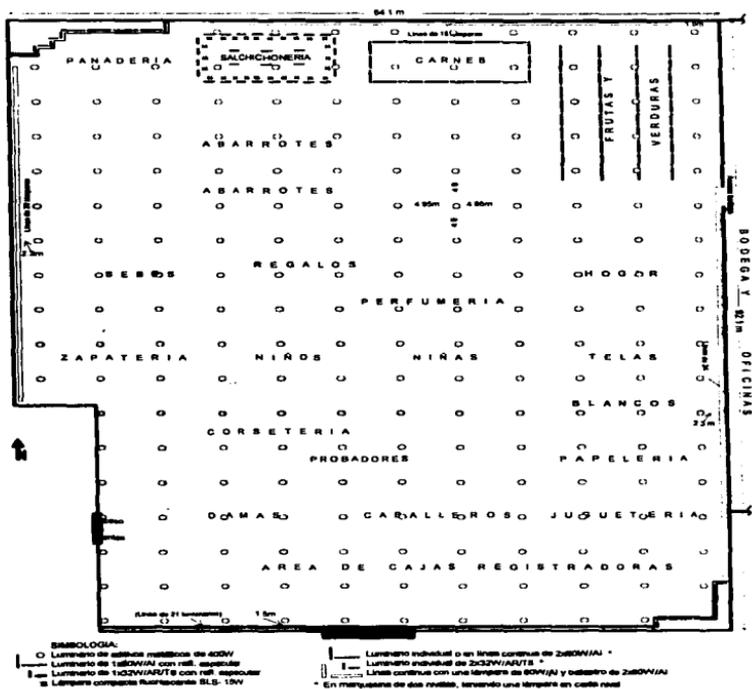
Tabla 7.15. Comparación de sistemas y ahorros que se obtendrán al reemplazar las medidas

AREAS CARACTERISTICAS	SALCHICHONERA				BODEGA*		VIGILANCIA Y ACCESO DE PERSONAL	
	SISTEMA		SISTEMA		SISTEMA		SISTEMA	
	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO
LUMINARIO								
TIPO DE LUMINARIO	2x30W/AU/D	1x32W/AU/D (2500 K)	INCAN 75W	SLS-15W Comp Floor	2x75W/AU/D	2x40W/AU/C	2x30W/AU/D	2x32W/AU/D (4100 K)
POTENCIA x LUMINARIO (W)	102.0	36.0	75.0	19.0	173.0	123.0	102.0	72.0
NUMERO DE LUMINARIOS	30	30	28	28	75	75	5	5
LAMPARA								
LAMPARAS x LUMINARIO	2	1	1	1	2	2	2	2
TOTAL DE LAMPARAS	60	30	28	28	150	150	10	10
POTENCIA DE LAMPARA (W)	30	32	75	15	75	60	30	32
VIDA LAMPARA (hrs)	8,000	20,000	1,000	10,000	12,000	12,000	9,000	20,000
LUMENS x LAMPARA (lm)	2,800	3,950	1,070	800	5,200	5,500	2,800	3,950
BALASTRO								
BALASTROS x LUMINARIO	1	0.5			1	1	1	1
TOTAL DE BALASTROS	30	15			75	75	5	5
VIDA BALASTRO (hrs)	30,000	50,000			30,000	50,000	30,000	50,000
OPERACION								
HORAS/DIA DE OPERACION	14	14	14	14	16	16	24	24
DIAS/AÑO DE OPERACION	365	365	365	365	365	365	365	365
COSTO x HV (BAV)	31 974.00	31 974.00	31 974.00	31 974.00	31 974.00	31 974.00	31 974.00	31 974.00
COSTO x kWh (BAVh)	0 187.00	0 187.00	0 187.00	0 187.00	0 187.00	0 187.00	0 187.00	0 187.00
AJUSTE x COMBUST (BAVh)	0 07275	0 07275	0 07275	0 07275	0 07275	0 07275	0 07275	0 07275
DEMANDA TOTAL (kW)	3 000	1 000	1 850	0 484	12 975	8 225	0 510	0 360
COSTO ANUAL POR DEMANDA (\$)	1,174.11	414.38	748.21	186.95	4,678.48	3,530.80	186.89	138.13
CONSUMO ANUAL DE ENERGIA (kWh)	15,639.8	5,518.8	9,894.5	2,524.3	75,274.0	53,874.0	4,467.6	3,153.6
COSTO ANUAL POR CONSUMO (\$)	2,937.80	1,028.87	1,872.13	474.27	14,236.42	10,121.85	830.37	592.50
COSTO ANUAL POR COMBUST (\$)	1,137.56	401.48	724.92	183.85	5,512.58	3,919.33	325.02	229.42
FACTORIZACION ANUAL (\$)	6,387.03	2,863.79	3,345.36	847.07	36,727.08	27,988.79	1,388.88	989.85
INVERSIÓN ANUALIZADA								
EN DEMANDA (HV)		1 890		1 498		3 750		0 150
EN CONSUMO (HVh)		10,173.8		7,440.2		21,800.0		1,314.0
TOTAL DE LA FACTORIZACION (\$)		3,388.72		2,687.28		7,188.88		889.62
COSTOS INYERSIÓN								
LAMPARA (\$)	Cada unt.	Total	Cada unt.	Total	Cada unt.	Total	Cada unt.	Total
BALASTRO (\$)	21.00	630.00	85.00	2,310.00	13.44	2,016.00	21.00	210.00
REFLECTOR ESPECULAR (\$)	77.86	1,167.80	0.00	0.00	87.82	8,584.00	77.84	389.20
SENSOR DE PRESENCIA (\$)	120.00	3,600.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BASES (par) (\$)	4.00	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.00	40.00
MANO DE OBRA		443.75		41.87		1,108.38		73.86
MATERIAL ADICIONAL (2%)		195.53		0.00		258.30		19.18
INVERSIÓN TOTAL (\$)		6,186.08		2,861.87		6,877.88		730.32
VIDA DEL PROYECTO (meses)		47		23		25		27
RECUPERACION DE INVERSIÓN (meses)		22		11		17		22

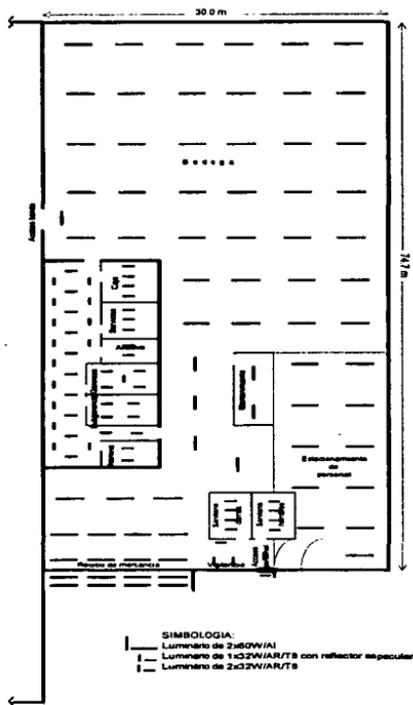
Tabla 7.16. Comparación de sistemas y ahorros que se obtendrían al realizar las medidas

Tabla 7.17 Comparación de sistemas y ahorros que se obtendrían al realizar las medidas

AREAS CARACTERISTICAS	OFICINAS Y SANT. (EXISTENTE Y PROYECTO)		OFICINAS (EXISTENTE Y PROYECTO)		ESTACIONAMIENTO	
	SISTEMA		SISTEMA		SISTEMA	
	ACTUAL	PROYECTO	ACTUAL	PROYECTO	ACTUAL	PROYECTO
LUMINARIO					POT NORM I	POT RED
TIPO DE LUMINARIO	2x30W/ND	1x32W/WHITE (4100 K) Refl	2x30W/ND	1x32W/WHITE (4100 K) Refl	SAP-250W	SAP-250/NDW
POTENCIA x LUMINARIO (W)	102.0	38.0	102.0	38.0	295.0	180.0
NUMERO DE LUMINARIOS	46	86	8	8	24	24
LAMPARA	No se especifica tecnología					
LAMPARAS x LUMINARIO	2	1	2	1	1	1
TOTAL DE LAMPARAS	92	86	18	8	24	24
POTENCIA DE LAMPARA (W)	39	32	39	32	250	250
VIDA LAMPARA (hrs)	8,000	20,000	8,000	20,000	24,000	24,000
LUMENES x LAMPARA (lm)	2,800	3,000	2,800	3,000	28,500	28,500
BALASTRO						
BALASTROS x LUMINARIO	1	0.5	1	0.5	1	1
TOTAL DE BALASTROS	45	22.5	8	4.5	24	24
VIDA BALASTRO (hrs)	30,000	50,000	30,000	50,000	30,000	50,000
OPERACION						
HORAS DE OPERACION	18	18	18	4	12	3
DIAS DE OPERACION	365	365	365	365	365	365
COSTO x HV (BAVVA)	31.87468	31.87468	31.87468	31.87468	31.87468	31.87468
COSTO x HV (BAVVA)	0.18788	0.18788	0.18788	0.18788	0.18788	0.18788
AJUSTE x COMBUST (BAVVA)	0.07275	0.07275	0.07275	0.07275	0.07275	0.07275
DEMANDA TOTAL (kW)	4.580	1.620	0.918	0.324	7.080	7.080
COSTO ANUAL POR DEMANDA (\$)	1,781.17	621.58	352.23	124.32		
CONSUMO ANUAL DE ENERGIA (kWh)	25,908.6	9,480.8	5,381.1	473.0	31,010.4	7,252.8
COSTO ANUAL POR CONSUMO (\$)	5,028.24	1,777.50	1,007.25	88.87	5,828.23	1,456.58
COSTO ANUAL POR COMBUST (\$)	1,850.11	888.27	380.02	34.41	2,239.01	584.00
FACTURACION ANUAL (\$)	8,747.81	3,887.35	1,748.89	267.81	4,888.81	8,718.81
AHORROS ANUALES						
EN DEMANDA (kW)		2.970		0.594		0.000
EN CONSUMO (kWh)		17,244.8		4,908.1		0.000.0
TOTAL EN LA FACTURACION (\$)		8,888.15		1,887.88		2,383.83
CONTOR ANULACIONES						
LAMPARA (\$)	Costo unit.	Total	Costo unit.	Total	Costo unit.	Total
LAMPARA (\$)	21.00	845.00	21.00	168.00	0.00	0.00
BALASTRO (\$)	17.84	1,751.40	77.86	350.28	407.40	9,777.60
REFLECTOR ESPECIAL (\$)	120.00	5,480.00	120.00	1,080.00	0.00	0.00
SENSOR DE PRESENCIA (\$)	0.00	0.00	852.00	1,314.00	0.00	0.00
BASES (mm) (\$)	4.00	160.00	4.00	36.00	0.00	0.00
MANO DE OBRA		895.83		133.13		710.00
MATERIAL ADICIONAL (%)		248.28		88.28		293.33
INVERSION TOTAL (\$)		8,988.33		3,365.48		16,788.83
VIDA DEL PROYECTO (meses)		41		164		88
RECUPERACION DE INVERSIÓN (meses)		89		26		89



Plano 2A. Distribución propuesta del sistema de iluminación en el área de ventas



Plano 2B. Distribución propuesta del sistema de iluminación en bodega y oficinas

7. AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE ILUMINACION

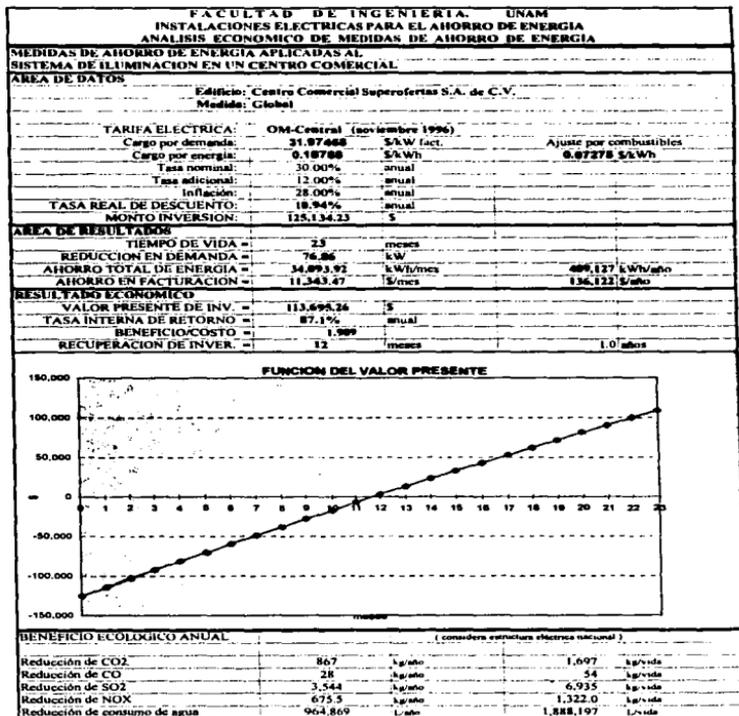


Tabla 7.18. Análisis económico para el sistema de iluminación

8. ARMONICAS

8. ARMONICAS

8.1. Introducción

Debido a que algunos equipos ahorradores de energía como son los variadores de velocidad, balastos electrónicos, tubos fluorescentes, etc. pueden introducir voltajes o corrientes armónicas y provocar que alguna de las frecuencias armónicas entren en resonancia con el banco de capacitores existente en la planta y provocar que se dañe, en este capítulo se definirá que es una armónica y sus efectos en los equipos e instalaciones de una planta.

La palabra armónica se origina en el campo de la acústica, en donde significa la vibración de una cuerda o columna de aire a una frecuencia que es múltiplo de la frecuencia básica o fundamental. En el caso de señales eléctricas las armónicas son voltajes y corrientes, con frecuencias que son múltiplos de la frecuencia fundamental que la acompañan. A estos múltiplos de la frecuencia fundamental (en México es de 60 Hz) se les determina como orden de las armónicas, por lo que podemos tener armónicas de 3° (180 Hz), 5° (300 Hz), 7° (420 Hz), 9° (540 Hz), 11° (660 Hz)...n° orden ($n \times 60$ Hz).

La relación de fase de la armónica con respecto a la frecuencia fundamental es significativa en la determinación de la forma de onda resultante. En las señales eléctricas la fase relativa de la armónica puede alterar el efecto global en forma considerable como se muestra en la figura 8.1.

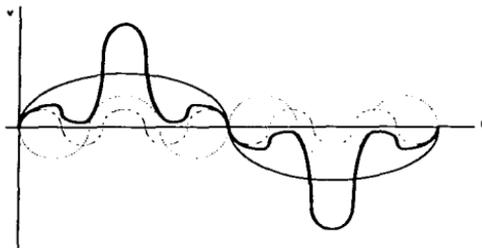


Figura 8.1. Distorsión del voltaje o corriente debido a la suma de la señal fundamental y las armónicas

Las corrientes armónicas generadas en un sistema no son problema grave por sí mismas; sin embargo, el conflicto se genera cuando las corrientes armónicas, en conjunto con la

impedancia del sistema producen una distorsión en la onda de voltaje y en consecuencia armónicas de voltaje. Por lo que es de suma importancia para un correcto análisis armónico no sólo medir las armónicas presentes en el sistema, sino determinar la impedancia de éste para las armónicas principales.

Es por ello que los efectos de las cargas productoras de armónicas dependen en gran medida de las características del sistema. El hecho de que una carga tenga una onda de corriente distorsionada no es un indicador definitivo de que tendrá un efecto adverso en el sistema de potencia y en las cargas.

A continuación se indicará a que equipos afectan las armónicas y por qué.

8.2. Efecto de las armónicas sobre algunos equipos e instalaciones

8.2.1. Equipos Electrónicos

La distorsión en voltaje puede afectar el funcionamiento de los controles electrónicos para conversión de potencia, controles de velocidad variable en corriente alterna (CA) y corriente directa (CD) y fuentes de potencia. Muchos de estos equipos dependen de una señal exacta que cruce por el cero para generar la sincronización para el disparo de los tiristores. Cuando la onda de voltaje está significativamente distorsionada, estas señales de sincronía son inexactas y causan un funcionamiento no adecuado.

8.2.2. Capacitores

La utilización de capacitores en los sistemas eléctricos para la corrección del factor de potencia puede crear condiciones de resonancia cuando existen armónicas en el mismo sistema. Estas armónicas producen corrientes con frecuencias altas que dan por resultado que la reactancia capacitiva disminuya y que la reactancia inductiva del sistema se incremente como se muestra en la figura 8.2.

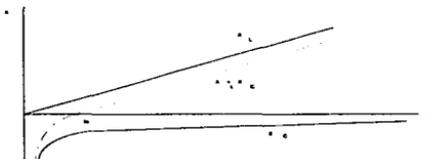


Figura 8.2. Reactancias inductiva y capacitiva, en relación con la frecuencia

$$x_c = \frac{1}{j2\pi fC} \quad x_L = j2\pi fL$$

donde:

- f_0 = Frecuencia fundamental
- f = Múltiplo de la frecuencia fundamental
- C = Capacitancia
- L = Inductancia
- X_c = Impedancia capacitiva
- X_L = Impedancia inductiva

Esto da por resultado un circuito RLC que puede hacerse resonante a determinadas frecuencias. Al presentarse una resonancia se crean oscilaciones entre el voltaje de línea y los voltajes armónicos que en conjunto se suman y crean un voltaje distorsionado creciente en amplitud, que puede llegar a dañar al banco de capacitores. Estos voltajes altos provocan altos esfuerzos dieléctricos en el capacitor ocasionando fallas en el mismo.

8.2.3. Cables

Los cables sometidos a corrientes armónicas, especialmente aquellos que están involucrados en una situación de resonancia, son expuestos a condiciones extremas de voltaje y efecto corona que pueden derivar en fallas del aislamiento.

Las altas frecuencias de las armónicas ocasionan que en el conductor se incremente el efecto "piel", el cual produce que el flujo a través del conductor tienda a concentrarse hacia la periferia del mismo, mientras que la conducción en el centro disminuye. El resultado global de este efecto es el incremento de la resistencia del conductor, con el consecuente aumento de pérdidas y temperaturas que se reflejarán en un deterioro del conductor y de su aislamiento.

Cuando existe una gran cantidad de cargas monofásicas no lineales (como computadoras), se generan corrientes que son múltiplos de la armónica de 3er orden (3, 6, 9, etc.) y que se suman en la línea del neutro del sistema y pueden generar un elevado calentamiento. Este efecto se muestra en la figura 8.3.



Figura 8.3. Corriente armónica de tercer orden en el neutro

Es por ello que en elementos de energía ininterrumpible o nobreak (UPS) es necesario sobredimensionar el conductor del neutro.

8.2.4. Motores y Generadores

La principal consecuencia de las armónicas en equipos de este tipo es el sobrecalentamiento debido al incremento en las pérdidas en el hierro y el cobre causadas por las altas frecuencias de las armónicas, con las consecuentes pérdidas de eficiencia y del par desarrollado. Los equipos rotatorios también tienen una frecuencia de resonancia y si esta frecuencia coincide con la de alguna armónica, se desarrollarán importantes fuerzas mecánicas que afectarán al equipo. Lo anterior es debido a que se producen oscilaciones mecánicas cuando se presentan pares oscilatorios producidos a su vez por la interacción entre las corrientes armónicas y el campo magnético generado a la frecuencia de 60 Hz, situación que causa una excitación a una frecuencia mecánica de resonancia.

8.2.5. Transformadores

En los transformadores, la principal consecuencia de las armónicas es el incremento en el calentamiento por corrientes parásitas, lo que a su vez produce mayores pérdidas en el cobre y en el núcleo de acero. El incremento en la corriente debido a las armónicas, también es una importante consecuencia, ya que esta situación puede saturar al transformador sin que la totalidad de su demanda sirva para un trabajo útil.

8.2.6. Líneas telefónicas

Las líneas aéreas de comunicación telefónica también sufren distorsión en su señal al acoplarse a líneas aéreas del sistema eléctrico que contenga corrientes armónicas. Estas interferencias pueden en ocasiones hacer que se pierda la señal completa de las vías de comunicación telefónica por cable aéreo.

Las armónicas de 3º y 9º orden son responsables en muchos casos de las interferencias en los sistemas de telefonía.

8.2.7. Relevadores

Al incrementarse la corriente normal por la adición de las corrientes armónicas en el sistema eléctrico, hace que se alteren las características de retraso de tiempo de los relevadores. Los relevadores de tierra no pueden distinguir entre la corriente de secuencia cero y la corriente de la armónica de 3er orden, por lo que esta corriente armónica puede ocasionar una mala operación de los relevadores de tierra. También las armónicas pueden alterar la alta velocidad de operación de los relevadores diferenciales.

8.3. Cargas productoras de armónicas

El aumento de armónicas en los sistemas eléctricos es debido al aumento substancial de cargas no lineales (la relación entre el voltaje y la corriente no es constante), resultantes de nuevas tecnologías. Las cargas productoras de armónicas se pueden agrupar en tres diferentes categorías:

- Convertidores estáticos
- Equipos ferromagnéticos
- Equipos de arco.

Convertidores estáticos: Los convertidores de potencia electrónicos son de los equipos que generan más armónicas. Este tipo de equipos generan armónicas debido a que tienen la capacidad de demandar corriente por breves periodos, mientras que el resto del tiempo no lo hacen, es decir, permiten o no el paso de la corriente en un determinado instante del tiempo que dura menos de medio ciclo de la onda, como se muestra en la figura 8.4.

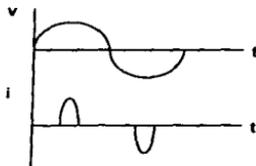


Figura 8.4. Voltaje y corriente de un convertidor estático

Estos equipos cambian la energía eléctrica de CA a CD, de CD a CA, o de CA a CA con diferentes frecuencias y esto se logra a través del uso de dispositivos semiconductores.

Las principales fuentes de armónicas de corriente son los rectificadores de ángulo de fase controlado, los convertidores de potencia y los inversores. Una fuente de potencia ininterrumpida (UPS) puede generar armónicas hacia el lado de la carga, y hacerlo también hacia el lado del suministro de potencia.

Los convertidores se pueden dividir en tres categorías principales:

- a) Fuentes de poder monofásicas pequeñas empleadas en computadoras personales, televisiones, cargadores de baterías, pequeñas unidades UPS, etc.
- b) Controladores de potencia media, tales como los empleados para el control de motores, trenes, etc.
- c) Grandes convertidores con capacidades de MW empleados en la industria metalúrgica y en los sistemas de transmisión de alto voltaje de CD.

Equipos ferromagnéticos: Estos incluyen transformadores, motores y equipo magnético. Actualmente, los equipos de potencia están diseñados en forma más crítica para ser competitivos y en el caso de equipos con núcleo de acero, sus puntos de operación se encuentran frecuentemente en regiones no lineales.

La saturación del núcleo o circuito magnético de los transformadores, tiende a distorsionar la onda de voltaje. Por lo cual al operar el transformador en estas condiciones se incrementa la generación de armónicas. Generalmente la 3a, 5a y ocasionalmente la 7a armónica, son de consideración y bajo ciertas condiciones específicas del sistema en resonancia estas armónicas alcanzan magnitudes que valen la pena ser estudiadas. Frecuentemente, el 50% de la corriente de excitación del transformador corresponde a la armónica de 3er orden, aunque usualmente representa menos del 1% con respecto a la corriente total de la carga.

Los motores también generan armónicas por efectos ferromagnéticos, sin embargo, estas son de menor intensidad en comparación con las generadas por los transformadores, debido a que existe un espacio de aire entre los componentes inductor e inducido en lugar de un núcleo de acero como ocurre en los transformadores.

Equipos de arco: Equipos tales como hornos de arco, alumbrado fluorescente, máquinas de soldar, punteadoras, etc., basan su funcionamiento en la creación de arcos de corriente. Todos estos dispositivos tienen el mismo comportamiento no lineal básico, y es que se establece una diferencia de potencial entre dos electrodos a través de un espacio en el que puede haber aire o gas. Una vez que el gas se ioniza se crea un arco entre los electrodos y se establece así un flujo de corriente evitando que la diferencia de potencial se siga incrementando; una vez que se interrumpe el arco al disminuir la diferencia de potencial, se repite el ciclo.

Este comportamiento al ser graficado se observa como una onda más o menos cuadrada, como se observa en la gráfica 8.5.



Figura 8.5. Voltaje a través de un tubo fluorescente

Los hornos de arco son, de entre los equipos de este tipo, los de mayor tamaño y capacidad, siendo por lo tanto grandes generadores de armónicas. Las empresas fundidoras llegan a tener en operación hornos de arco de capacidades superiores a los 50 MVA.

8.4. Condiciones para realizar un estudio sobre armónicas

Es importante tomar en cuenta las siguientes condiciones, que nos indican cuando sería recomendable realizar un estudio sobre armónicas, que son:

- Cuando se añaden bancos de capacitores para corrección del factor de potencia en sistemas que se encuentran constituidos en un 20 % o más, de convertidores de CA a CD u otros equipos generadores de armónicas.
- Cuando se identifican problemas como los que a continuación se enuncian y que determinan que es muy probable que se tengan armónicas:
 - Sobrecalentamiento de transformadores y equipo rotatorio.
 - Sobrecarga de líneas de alimentación.
 - Sobrecargas de hilos neutros.
 - Voltajes y frecuencias de neutro a tierra inaceptables.
 - Distorsión del voltaje de suministro afectando a todos los equipos de una red eléctrica.
 - Interferencia que afecta a equipos de comunicación y de procesamiento de datos.
 - Desbalanceo de voltaje de sistemas trifásicos.
 - Mala regulación de voltaje en las líneas.
 - Daños a bancos de capacitores instalados para la corrección del factor de potencia.
 - Disparo de interruptores y operación de fusibles en forma inapropiada e inesperada.
 - Operación no confiable de equipo electrónico.
 - Errores de medición.
 - Fallas y errores en equipo sensible a la frecuencia.
 - Fallas y errores en equipos de control, incluyendo los equipos de control de la demanda.
- En una etapa de diseño durante la selección de equipo, que tienda a generar o producir armónicas.
- Cuando debido a restricciones de la compañía eléctrica se limita la inyección de armónicas al sistema eléctrico a pequeñas cantidades.

8.5. Punto armónico de resonancia

Debido a los efectos que pueden producir la presencia de armónicas en una instalación eléctrica, es de mucha utilidad poder determinar el punto armónico de oscilación o de resonancia, principalmente en un sistema eléctrico que contenga bancos de capacitores. Para determinar el punto armónico de resonancia de manera aproximada, es necesario conocer la capacidad de corto circuito del sistema y la potencia de cada uno de los bancos de capacitores, aplicando la siguiente fórmula.

$$hr = \sqrt{\frac{kVA_{cc}}{kVAR}} \quad (1)$$

donde:

hr = Es el punto resonante en por unidad de la frecuencia fundamental.

kVA_{cc} = Es la capacidad de corto circuito del sistema.

kVAR = Es la potencia reactiva del banco de capacitores.

8. ARMONICAS

Esta ecuación es útil en una evaluación inicial. Si el punto resonante se encuentra cerca de una de las frecuencias armónicas y existen indicios de su existencia en el sistema, es muy probable que los capacitores se vean afectados.

9. AHORRO DE ENERGÍA A TRAVÉS DE LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

9. AHORRO DE ENERGÍA A TRAVÉS DE LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

9.1. ¿Que es el factor de potencia?

En las instalaciones eléctricas donde se encuentran conectados motores, transformadores, hornos de inducción, lámparas de descarga en gas, soldadoras, etc., existe una demanda tanto de potencia activa o real (P) como de potencia reactiva (Q); esta última es la encargada de proporcionar el flujo magnético necesario para el funcionamiento del equipo y no se transforma en trabajo útil. La potencia aparente (S) expresada en VA está formada por la suma vectorial de estas dos componentes, la potencia activa en W y la reactiva en VAR. Al coseno del ángulo (ϕ) que forma la potencia aparente y la potencia activa se le conoce como Factor de Potencia (FP). Matemáticamente esto puede ser expresado con las siguientes fórmulas.

$$S = P + jQ \quad (1)$$

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (2)$$

$$P = S \times \text{Cos } \phi \quad (3)$$

$$\text{FP} = \text{Cos } \phi = \frac{P}{S} = \frac{[W]}{[VA]} \quad (4)$$

$$\text{FP} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (5)$$

En la fórmula 5 se muestra que el factor de potencia no puede ser mayor que la unidad y que depende de la potencia reactiva demandada; con un consumo alto de reactivos se tiene un FP bajo y con un consumo bajo de reactivos se tendrá un FP alto.

Se puede decir que el factor de potencia es una medida de la eficiencia de la utilización de la energía eléctrica en una instalación eléctrica, ya que mientras más elevado sea su valor, habrá menos consumo de energía reactiva, que no se transforma en trabajo útil.

9.2. Problemas por bajo factor de potencia

Un factor de potencia bajo provoca un incremento en la intensidad de corriente eléctrica en las líneas provenientes de los generadores, lo que origina pérdidas por efecto Joule ($R I^2$), además de grandes caídas de tensión, obligando a los distribuidores de energía eléctrica a aumentar la potencia aparente de sus plantas generadoras, transformadores y líneas de transmisión.

En México, de acuerdo a la tarifa y al Diario Oficial de la Federación del día 10 de noviembre de 1991, cuando el factor de potencia tenga un valor inferior a 0.9, el suministrador de la energía eléctrica tendrá derecho a cobrar al usuario una penalización o cargo por la cantidad que resulte de aplicar al monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la fórmula 6. En el caso de que el factor de potencia tenga un valor superior de 0.9, el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la facturación el porcentaje de bonificación según la fórmula 7.

$$\text{Porcentaje de recargo} = \frac{3}{5} \times \left[\left(\frac{0.9}{FP_{\text{medido}}} \right) - 1 \right] \times 100 \quad \text{FP menor de 0.9} \quad (6)$$

$$\text{Porcentaje de bonificación} = \frac{1}{4} \times \left[1 - \left(\frac{0.9}{FP_{\text{medido}}} \right) \right] \times 100 \quad \text{FP mayor de 0.9} \quad (7)$$

Los valores resultantes de la aplicación de estas fórmulas se redondean a un solo decimal, por defecto o por exceso, según sea o no menor que 5 el segundo decimal. En ningún caso se aplican porcentajes de recargo superiores a 120% ni porcentajes de bonificación superiores a 2.5%.

En la tabla 9.1 se muestra el porcentaje de penalización sobre el monto del recibo que resulta al ir bajando el factor de potencia de 0.9.

FP Actual	Recargo (%)								
0.89	0.7	0.71	16.1	0.53	41.9	0.35	94.3	0.17	120.0
0.88	1.4	0.70	17.1	0.52	43.8	0.34	98.8	0.16	120.0
0.87	2.1	0.69	18.3	0.51	45.9	0.33	103.6	0.15	120.0
0.86	2.8	0.68	19.4	0.50	48.0	0.32	108.7	0.14	120.0
0.85	3.5	0.67	20.6	0.49	50.2	0.31	114.2	0.13	120.0
0.84	4.3	0.66	21.8	0.48	52.5	0.30	120.0	0.12	120.0
0.83	5.1	0.65	23.1	0.47	54.9	0.29	120.0	0.11	120.0
0.82	5.9	0.64	24.4	0.46	57.4	0.28	120.0	0.10	120.0
0.81	6.7	0.63	25.7	0.45	60.0	0.27	120.0	0.09	120.0
0.80	7.5	0.62	27.1	0.44	62.7	0.26	120.0	0.08	120.0
0.79	8.4	0.61	28.5	0.43	65.6	0.25	120.0	0.07	120.0
0.78	9.2	0.60	30.0	0.42	68.6	0.24	120.0	0.06	120.0
0.77	10.1	0.59	31.5	0.41	71.7	0.23	120.0	0.05	120.0
0.76	11.1	0.58	33.1	0.40	75.0	0.22	120.0	0.04	120.0
0.75	12.0	0.57	34.7	0.39	78.5	0.21	120.0	0.03	120.0
0.74	13.0	0.56	36.4	0.38	82.1	0.20	120.0	0.02	120.0
0.73	14.0	0.55	38.2	0.37	85.9	0.19	120.0	0.01	120.0
0.72	15.0	0.54	40.0	0.36	90.0	0.18	120.0	0.00	120.0

Tabla 9.1. Porcentaje de recargo por bajo factor de potencia

Otro problema que se presenta en una instalación eléctrica por un bajo factor de potencia es que, para una potencia activa constante, la intensidad de corriente de la red se incrementará en la medida que el factor de potencia disminuya; esto se puede ver más claramente, mediante la fórmula 12, que se obtiene a partir de las fórmulas 8 y 9.

Sistema Monofásico

$$P = VI \cos \phi \quad (8)$$

Sistema Trifásico

$$P = \sqrt{3} VI \cos \phi \quad (9)$$

donde P , V y $\sqrt{3}$ son constantes y $\cos \phi = FP$

esto nos da como resultado

$$\frac{P}{V} = K = I \times FP \quad (10)$$

$$\frac{P}{\sqrt{3}V} = K = I \times FP \quad (11)$$

donde K es una constante, despejando I

$$I = K \times 1/FP \quad (12)$$

En la fórmula 12 se puede observar que la intensidad de corriente es proporcional al inverso del FP.

Por ejemplo, con un factor de potencia igual a 0.9 la intensidad de corriente eléctrica será 10% más alta que la corriente útil y con un factor de potencia igual a 0.5, la intensidad de corriente que circula por la carga será dos veces la corriente útil, como se muestra en la figura 9.1.

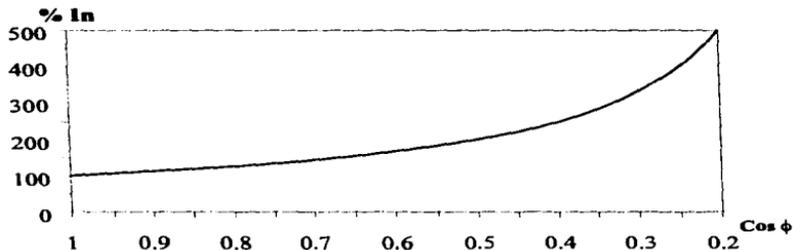


Figura 9.1. Corriente nominal afectada por el $\cos \phi$

Esto significa que los transformadores y cables de distribución estarán sobrecargados y que las pérdidas en ellos se incrementarán (en proporción al cuadrado de la corriente), por lo que las instalaciones no podrán ser usadas a toda su capacidad; además de esto, el aumento en la caída de voltaje en los cables resulta en un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.) trayendo como consecuencia una reducción en su potencia de salida.

9.2.1. Cables

9.2.1.1. Reducción de pérdidas en cables al incrementar el factor de potencia

Para la misma potencia activa transmitida, una mejora en el factor de potencia significa una reducción en la intensidad de corriente.

Para un cable dado, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente. Al mejorar el factor de potencia de un valor inicial coseno ϕ_1 , a un valor final coseno ϕ_2 , las pérdidas I²R en watts pueden ser reducidas en un factor K, de acuerdo a la fórmula 13.

$$K = \left[1 - \left(\frac{\cos \phi_1}{\cos \phi_2} \right)^2 \right] \times 100 \quad \text{en \%} \quad (13)$$

Al aplicar la fórmula 13, vemos que una mejora del coseno ϕ de 0.6 a 0.8 reduce las pérdidas en 44% y una mejora de 0.6 a 1 resulta en una reducción del 64%; esto se puede ver gráficamente en la figura 9.2.

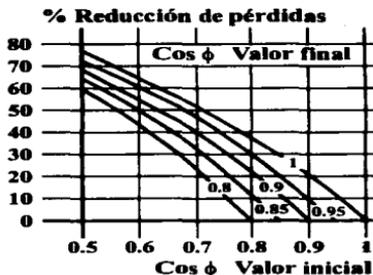


Figura 9.2. Reducción de pérdidas en cables

9.2.1.2. Reducción de la caída de voltaje y aumento de la capacidad máxima de cables

Una línea de transmisión está eléctricamente construida por una resistencia (R) y una inductancia (L) en serie; la caída de voltaje en la línea de transmisión (ΔV) con una frecuencia (ω) a través de la cual una corriente con ángulo de fase ϕ fluye, está dada por la fórmula 14.

$$\Delta V = I(R \cos \phi + \omega L \sin \phi) \quad (14)$$

Para una red trifásica en donde la caída de voltaje máxima permitida es $n\%$, la potencia máxima que puede ser transmitida es:

$$P = \sqrt{3} VI \cos \phi \quad (15)$$

$$\Delta V = \frac{nV}{\sqrt{3}} \quad (16)$$

Lo cual da:

$$P = \frac{nV^2}{R + \omega L \tan \phi} \quad (17)$$

En la práctica, el valor n está entre 5 y 10%.

Como se puede observar en la figura 9.3, iniciando con $\cos \phi = 0.4$ la capacidad de la línea aumenta casi linealmente hasta el valor coseno $\phi = 0.8$, de ahí aumenta aún más rápidamente. La potencia transmitida para una caída de voltaje dada, puede ser duplicada cuando mejoramos el coseno ϕ de 0.65 a 1.

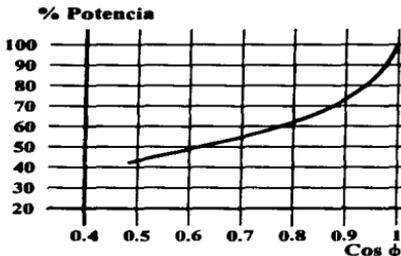


Figura 9.3. Capacidad de transmisión de potencia de cables

9.2.2. Transformadores

9.2.2.1. Reducción de pérdidas en transformadores al incrementar el factor de potencia

Las pérdidas en un transformador son de dos clases: pérdidas en el hierro (núcleo) y pérdidas en el bobinado (cobre). Las pérdidas en el núcleo corresponden aproximadamente a la potencia disipada en el transformador bajo condiciones sin carga. Las pérdidas en el cobre varían con el cuadrado de la corriente y están directamente relacionadas con el factor de potencia.

Las pérdidas totales (P_T) son iguales a las pérdidas en el núcleo (P_{Fe}) más las pérdidas en el cobre (P_{Cu}) a plena carga; si el transformador no trabaja a plena carga, las pérdidas eléctricas deberán ser corregidas por la relación al cuadrado de las potencias a la carga dada dividida por la potencia a plena carga, como se muestra en la ecuación 18.

$$P_T = P_{Fe} + P_{Cu} \times \left(\frac{\text{Pot. a la carga}}{\text{Pot. a plena carga}} \right)^2 \quad (18)$$

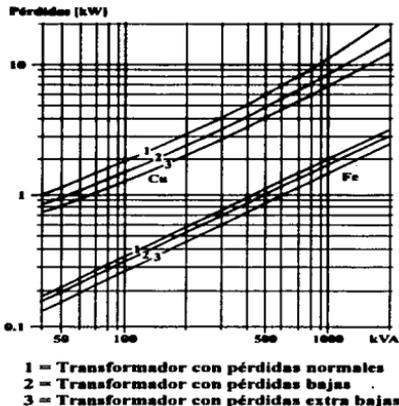
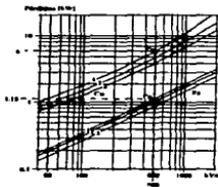


Figura 9.4. Pérdidas del núcleo (Fe) y del embobinado (Cu) de los transformadores en función de su potencia de salida nominal

Ejemplo:

Supongamos que tenemos un transformador de 500 kVA con pérdidas normales dando 300 kW con un factor de potencia de 0.7.

Utilizando la ecuación 18 y buscando P_{Fe} y P_{Cu} en la figura 9.4



$P_{Fe} = 1.15 \text{ kW}$
 $P_{Cu} = 6 \text{ kW}$
 Pot. a la carga = 300 kW
 Pot a plena carga = $0.7 \times 500 \text{ kVA}$
 Las pérdidas totales son:

$$P_T = 1.15 + 6 \times \left(\frac{300}{0.7 \times 500} \right)^2 = 5.56 \text{ kW}$$

Cabe hacer no notar, que si el factor de potencia se mejora hasta la unidad, las pérdidas totales serían 3.31 kW, con lo que se obtendría una ganancia de 2.25 kW, lo que multiplicado por las horas de uso nos daría un importante ahorro de energía.

9.2.2.2. Caída de voltaje

Un transformador tiene una resistencia primaria, una resistencia secundaria y una inductancia sobre el primario y sobre el secundario.

En la práctica se hace una prueba de corto circuito en la cual se determina el valor del voltaje primario (expresado como un porcentaje del voltaje nominal) necesario para dar la corriente nominal sobre el lado secundario en cortocircuito. Este valor puede variar entre 2 y 12% dependiendo del tipo de transformador; para transformadores de distribución el valor está generalmente alrededor del 5%. El voltaje de cortocircuito es usado para determinar el valor relativo de la caída de voltaje resistivo (ΔV_r) y la caída de voltaje inductivo (ΔV_s).

En la práctica, la caída de voltaje relativo (en %) es siempre más pequeña que el voltaje de corto circuito; esta caída de voltaje está directamente relacionada con la corriente y varía, asumiendo corriente constante, con el factor de potencia. Con un bajo factor de potencia, la caída de voltaje es alta. Si el circuito es capacitivo, el voltaje de salida del transformador se incrementará.

En la figura 9.5 se muestra la caída de voltaje en los transformadores.

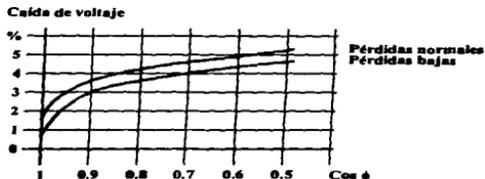


Figura 9.5. Caída de voltaje en los transformadores

9.2.2.3. Potencia aparente liberada en el transformador

La potencia aparente que puede ser liberada de un transformador está expresada en kVA, donde la potencia máxima corresponde, en un voltaje dado, a la corriente máxima. Esta es la máxima potencia aparente que un transformador puede entregar. Sin embargo, lo que nos interesa es cuanta potencia activa nos puede entregar un transformador, por lo que entonces un transformador es mejor utilizado cuando el factor de potencia de la carga está cercano a la unidad.

La potencia aparente extra aprovechable mientras se mantiene la misma potencia activa puede ser expresada por la ecuación 19.

$$kVA = kW \times \left(\frac{1}{\cos \phi_1} - \frac{1}{\cos \phi_2} \right) \quad (19)$$

Lo cual nos da en forma gráfica y por kW de carga la potencia aparente recuperada.

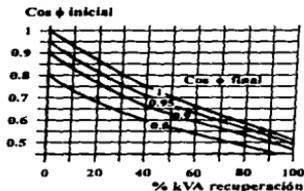
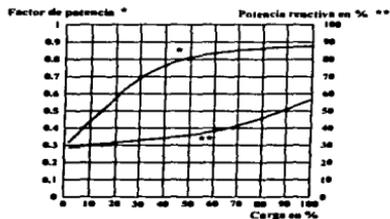
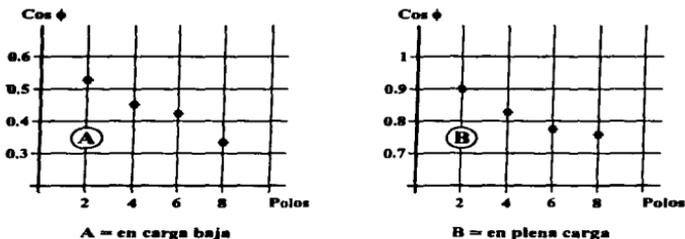


Figura 9.6. Recuperación de potencia en un transformador

9.2.3. Motores

Además de la potencia activa, el motor asíncrono también requiere potencia reactiva para la magnetización de los bobinados. Esta potencia reactiva es prácticamente independiente de la carga del motor. Ello supone que la relación entre la potencia activa y la potencia reactiva, aumenta con el aumento de carga y que el factor de potencia también aumenta.

Figura 9.7. Coseno ϕ de acuerdo a la carga en un motorFigura 9.8. Coseno ϕ de un motor como una función del número de polos y su carga

Al mismo tiempo, un aumento en la corriente de magnetización obtenido por el aumento del voltaje aplicado, conducirá a una disminución en el factor de potencia, ya que la potencia reactiva aumentará.

Por otro lado, para valores de potencia iguales, un motor de baja velocidad demanda una corriente de magnetización mayor en relación con un motor de alta velocidad. Por lo tanto, un motor de baja velocidad tiene, un factor de potencia bajo en relación con un motor de alta velocidad.

9.3. Corrección del Factor de Potencia (teoría)

Como ya se mencionó, la compañía suministradora de la energía eléctrica hace una bonificación a aquellos usuarios que en su instalación tengan un factor de potencia mayor a 0.9. Los porcentajes aplicados se muestran en la tabla 9.2.

FP Actual	Bonificación (%)	FP Actual	Bonificación (%)
0.91	0.3	0.96	1.6
0.92	0.5	0.97	1.8
0.93	0.8	0.98	2.0
0.94	1.1	0.99	2.3
0.95	1.3	1.00	2.5

Tabla 9.2. Porcentaje de Bonificación por alto factor de potencia

Además de esta bonificación, otras ventajas de corregir el factor de potencia son:

- Evitar pagar recargos por bajo factor de potencia.
- Mayor vida de los conductores.
- Mejor regulación en las líneas de transmisión y distribución.
- Mayor capacidad de generación.

9.3.1. Métodos de corrección del Factor de Potencia

Los equipos que se utilizan para compensar la potencia reactiva y así corregir el factor de potencia son básicamente: motores síncronos, capacitores síncronos y capacitores de potencia.

9.3.1.1. Motores síncronos

Estos motores pueden proporcionar un trabajo mecánico y, al mismo tiempo, comportarse como una carga capacitiva, en caso de operar sobreexcitados. Aunque pueden considerarse como una ayuda para mejorar el factor de potencia, no constituye una forma de compensación fácilmente controlable. Se llegan a justificar cuando se requieren motores nuevos y de tamaño considerable con respecto a la instalación.

9.3.1.2. Capacitores síncronos

Son motores diseñados exclusivamente para corregir el factor de potencia. Generalmente son de gran tamaño y capaces de proporcionar potencia reactiva, tanto de índole capacitiva como inductiva. Sin embargo, son equipos cuyo empleo implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento costoso, por lo que son utilizados en grandes plantas industriales.

9.3.1.3. Capacitores de potencia

Debido a su bajo costo, fácil instalación, pérdidas insignificantes, mantenimiento casi nulo y la gran cantidad de combinaciones en que se pueden ensamblar, hacen de los capacitores, la forma más práctica y económica para mejorar el factor de potencia.

9.3.2. Instalación de capacitores

Los capacitores no demandan prácticamente potencia activa y pueden producir potencia reactiva capacitiva localmente, compensando así la potencia reactiva inductiva y energía consumida por las máquinas antes mencionadas, individualmente o en grupos. Para una potencia activa constante, la potencia reactiva transmitida para este grupo de cargas (la carga inductiva y el capacitor) puede ser reducida, por lo que el factor de potencia en la red aumenta.

En otras palabras, al instalar un capacitor en paralelo con la carga se presentará en el circuito una corriente capacitiva I_C en oposición con la corriente inductiva I_L . Esto significa un flujo local de corriente entre el capacitor y la carga inductiva, ocasionando una reducción de la corriente resultante en el circuito y además una reducción del ángulo ϕ .

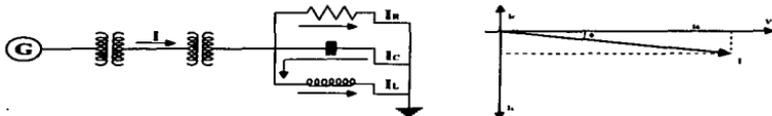


Figura 9.9. Circuito eléctrico industrial con capacitores instalados en paralelo con la carga y diagrama fasorial resultante

La compensación del factor de potencia se logra al pasar de un factor de potencia FP_1 a un factor de potencia FP_2 reduciendo el ángulo ϕ tanto como se desee, al instalar capacitores.

Para esto es necesario conocer el valor del capacitor en kVAR que reduzca el efecto inductivo de la carga. Este valor puede ser obtenido matemáticamente o gráficamente, con el

primer método, se obtiene un valor exacto de kVAR, sin embargo, sabemos que en una instalación el factor de potencia varía constantemente, por lo que el valor aproximado que se obtiene de una gráfica es el más comúnmente utilizado.

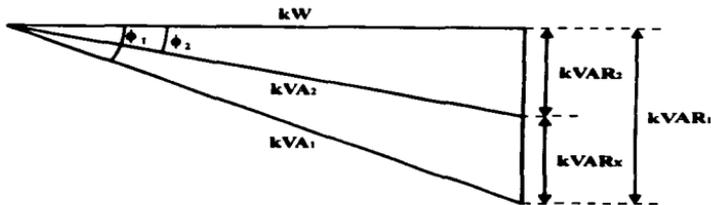


Figura 9.10. Reducción del factor de potencia con la instalación de capacitores

Matemáticamente, se puede obtener el valor del capacitor necesario para pasar de un ángulo ϕ_1 a un ángulo ϕ_2 mediante la fórmula 20.

$$kVAR_x = kVAR_1 - kVAR_2 \quad (20)$$

$$tg \phi = \frac{kVAR}{kW} \quad (21)$$

$$kVAR_1 = kW \times tg \phi_1 \quad (22)$$

$$kVAR_2 = kW \times tg \phi_2 \quad (23)$$

$$kVAR_x = kW \times (tg \phi_1 - tg \phi_2) \quad (24)$$

De acuerdo a la fórmula 24 requerimos de un factor multiplicador (Fm) para obtener los kVAR_x necesarios; esto se puede expresar mediante:

$$Fm = tg \phi_1 - tg \phi_2 \quad (25)$$

$$kVAR_x = Fm \times kW \quad (26)$$

En la tabla 9.3 se encuentran tabulados los factores multiplicadores resultantes de aplicar la fórmula 25, y entonces, de acuerdo con esta tabla, únicamente requerimos saber el factor de potencia actual, el factor deseado y la demanda en kilowatts. Donde se cruzan ambos factores, es el valor que vamos a multiplicar por los kilowatts para obtener el capacitor necesario.

9. AHORRO DE ENERGIA A TRAVES DE LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

cos ϕ_1	Factor multiplicador de los kW de la carga para elevar el factor de potencia a:										
	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1
0.60	0.849	0.878	0.907	0.938	0.970	1.005	1.042	1.083	1.130	1.191	1.333
0.61	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.157	1.299
0.62	0.781	0.810	0.839	0.870	0.904	0.937	0.974	1.015	1.062	1.123	1.265
0.63	0.748	0.777	0.807	0.837	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0.64	0.716	0.745	0.775	0.805	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.058	1.201
0.65	0.685	0.714	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.919	0.966	1.027	1.169
0.66	0.654	0.683	0.712	0.743	0.775	0.810	0.847	0.888	0.935	0.996	1.138
0.67	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.966	1.108
0.68	0.594	0.623	0.652	0.683	0.715	0.750	0.787	0.828	0.875	0.936	1.078
0.69	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.907	1.049
0.70	0.536	0.565	0.594	0.625	0.657	0.692	0.729	0.770	0.817	0.878	1.020
0.71	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.452	0.481	0.510	0.541	0.573	0.608	0.645	0.686	0.733	0.794	0.936
0.74	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.75	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0.76	0.371	0.400	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.605	0.652	0.713	0.855
0.77	0.344	0.373	0.403	0.433	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.686	0.829
0.78	0.318	0.347	0.376	0.407	0.439	0.474	0.511	0.552	0.599	0.660	0.802
0.79	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.634	0.776
0.80	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.608	0.750
0.81	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724
0.82	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.556	0.698
0.83	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.530	0.672
0.84	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0.85	0.135	0.164	0.194	0.224	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620
0.86	0.109	0.138	0.167	0.198	0.230	0.265	0.302	0.343	0.390	0.451	0.593
0.87	0.082	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0.88	0.055	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.89	0.028	0.057	0.086	0.117	0.149	0.184	0.221	0.262	0.309	0.370	0.512
0.90	----	0.029	0.058	0.089	0.121	0.156	0.193	0.234	0.281	0.342	0.484
0.91	----	----	0.030	0.060	0.093	0.127	0.164	0.205	0.253	0.313	0.456
0.92	----	----	----	0.031	0.063	0.097	0.134	0.175	0.223	0.284	0.426
0.93	----	----	----	----	0.032	0.067	0.104	0.145	0.192	0.253	0.395
0.94	----	----	----	----	----	0.034	0.071	0.112	0.160	0.220	0.363
0.95	----	----	----	----	----	----	0.037	0.078	0.126	0.186	0.329
0.96	----	----	----	----	----	----	----	0.041	0.089	0.149	0.292
0.97	----	----	----	----	----	----	----	----	0.048	0.108	0.251
0.98	----	----	----	----	----	----	----	----	----	0.061	0.203
0.99	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	0.142

Tabla 9.3. Factor multiplicador para elevar el factor de potencia

9. AHORRO DE ENERGIA A TRAVES DE LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

Ejemplo: Factor de potencia actual 0.75; factor de potencia deseado 0.9 demanda de potencia promedio 500 kW.

2°

cos φ ₁	Factor Multiplicador de kW de la carga para obtener el factor de potencia 2									
0.95	0.951	0.952	0.953	0.954	0.955	0.956	0.957	0.958	0.959	0.960
0.90	0.959	0.960	0.961	0.962	0.963	0.964	0.965	0.966	0.967	0.968
0.85	0.967	0.968	0.969	0.970	0.971	0.972	0.973	0.974	0.975	0.976
0.80	0.976	0.977	0.978	0.979	0.980	0.981	0.982	0.983	0.984	0.985
0.75	0.986	0.987	0.988	0.989	0.990	0.991	0.992	0.993	0.994	0.995
0.70	0.996	0.997	0.998	0.999	1.000	1.001	1.002	1.003	1.004	1.005
0.65	1.006	1.007	1.008	1.009	1.010	1.011	1.012	1.013	1.014	1.015
0.60	1.016	1.017	1.018	1.019	1.020	1.021	1.022	1.023	1.024	1.025
0.55	1.026	1.027	1.028	1.029	1.030	1.031	1.032	1.033	1.034	1.035
0.50	1.036	1.037	1.038	1.039	1.040	1.041	1.042	1.043	1.044	1.045
0.45	1.046	1.047	1.048	1.049	1.050	1.051	1.052	1.053	1.054	1.055
0.40	1.056	1.057	1.058	1.059	1.060	1.061	1.062	1.063	1.064	1.065
0.35	1.066	1.067	1.068	1.069	1.070	1.071	1.072	1.073	1.074	1.075
0.30	1.076	1.077	1.078	1.079	1.080	1.081	1.082	1.083	1.084	1.085
0.25	1.086	1.087	1.088	1.089	1.090	1.091	1.092	1.093	1.094	1.095
0.20	1.096	1.097	1.098	1.099	1.100	1.101	1.102	1.103	1.104	1.105
0.15	1.106	1.107	1.108	1.109	1.110	1.111	1.112	1.113	1.114	1.115
0.10	1.116	1.117	1.118	1.119	1.120	1.121	1.122	1.123	1.124	1.125
0.05	1.126	1.127	1.128	1.129	1.130	1.131	1.132	1.133	1.134	1.135

3°

1°

1° Localizar el factor de potencia actual.

2° Localizar el factor de potencia deseado.

3° El valor donde confluyen ambos valores (0.398), es el que se multiplica por la demanda (500 kW) para obtener el valor del capacitor adecuado.

de acuerdo con la formula 26 $kVAR_X = Fm \times kW$.

$kVAR_X = 0.398 \times 500 kW = 199 kVAR$.

por lo tanto, se requieren 200 kVAR.

Los nomogramas siguientes también proporcionan el mismo resultado que con el cálculo hecho previamente, pero de una manera más sencilla.

El siguiente nomograma permite determinar el factor multiplicador Fm, si el factor de potencia inicial y el deseado son conocidos.

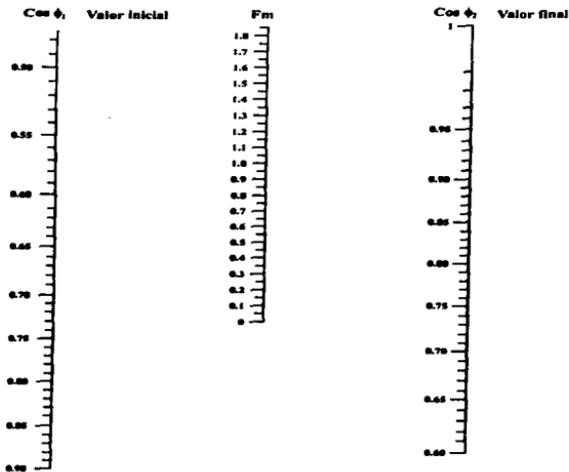
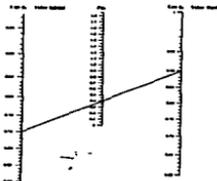


Figura 9.11. Nomograma para determinar la potencia del capacitor

Ejemplo:



$$F_m \approx 0.4$$

$$kVAR_x = F_m \times kW$$

$$kVAR_x = 0.4 \times 500 = 200 \text{ kVAR}$$

El siguiente nomograma permite determinar la potencia reactiva (kVAR), si la potencia instalada y el valor del $\cos \phi$ son conocidos.

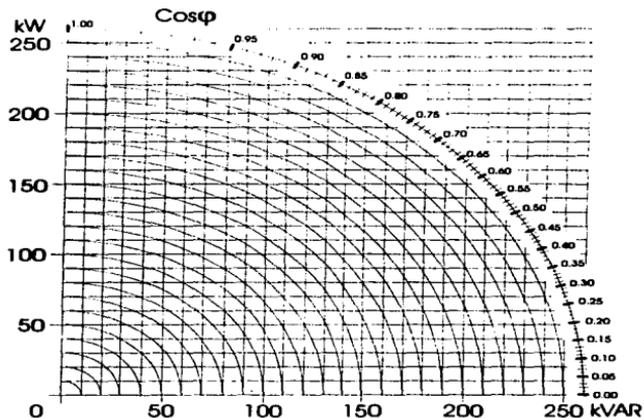
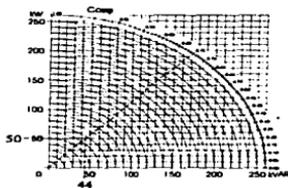
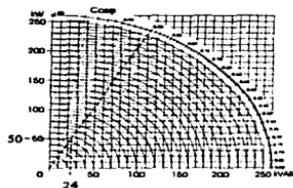


Figura 9.12. Nomograma para determinar el valor de la potencia capacitiva

Ejemplo:



$$\begin{aligned} \text{KVAR}_x &= 44 \times 10 - 24 \times 10 \\ \text{KVAR}_x &= 440 - 240 \\ \text{KVAR}_x &= 200 \text{ kVAR} \end{aligned}$$

El nomograma siguiente también proporciona la relación entre potencias activa y reactiva, para diferentes valores de $\cos \phi$.

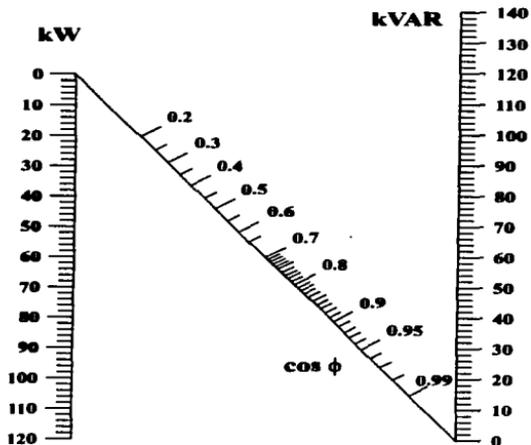
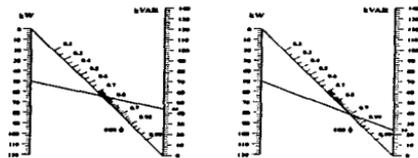


Figura 9.13. Nomograma que proporciona la potencia capacitiva

Ejemplo:



$$kVAR_x = 44 \times 10 \text{ kVAR} - 24 \times 10 \text{ kVAR}$$

$$kVAR_x = 440 \text{ kVAR} - 240 \text{ kVAR}$$

$$kVAR_x = 200 \text{ kVAR}$$

9.3.3. Métodos de compensación

La meta en la corrección del factor de potencia es reducir o eliminar el costo de energía reactiva en la factura de electricidad. Para hacer esto es necesario distribuir las unidades de capacitores, dependiendo de su utilización, en el lado del usuario, después del medidor de energía reactiva.

Las unidades de capacitores pueden ser instaladas en varios puntos en la red de distribución en una planta. Cuatro tipos principales de instalaciones pueden distinguirse:

- Compensación individual
- Compensación en grupo
- Compensación central
- Compensación combinada.

Cada una de las instalaciones citadas corresponden a una aplicación específica.

9.3.3.1. Compensación individual

Se corrige el factor de potencia de un solo motor de inducción, conectando y desconectando los capacitores al mismo tiempo que el motor, ver figura 9.14.

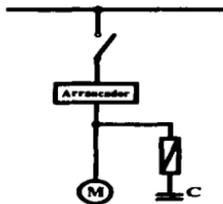


Figura 9.14. Compensación individual

9.3.3.2. Compensación en grupo

Los capacitores se instalan para compensar el factor de potencia de un grupo de motores. Los capacitores se conectan y desconectan del sistema según estén o no conectados los motores, ver figura 9.15.

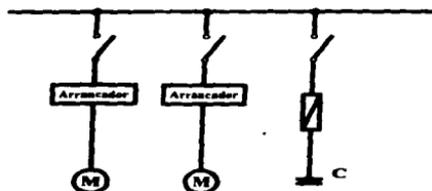


Figura 9.15. Compensación en grupo

9.3.3.3. Compensación central

Se instalan capacitores en un solo punto del circuito para compensar el factor de potencia de toda la instalación. Esto puede ser en alta o en baja tensión, ver figura 9.16.

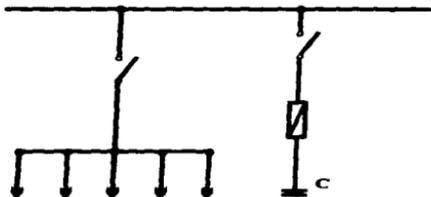


Figura 9.16. Compensación central

9.3.3.4. Compensación combinada

Se utiliza para compensar individualmente cargas grandes y el resto en grupo o de manera central.

Compensación	Características	Ventajas	Desventajas
Individual	Aplica a los dispositivos bajo condiciones de carga continuas, cada uno conectado a un capacitor.	kVAR producidos en el punto. Reducción de pérdidas de línea y caídas de voltaje. Ahorro de un dispositivo de conmutación.	Costo mayor de los capacitores pequeños separados que el de un capacitor individual del valor total equivalente. Factor de utilización bajo del capacitor para dispositivos no conectados con frecuencia.
En grupo	Dispositivos separados son conectados a un capacitor común con su propio interruptor. El capacitor es usado de acuerdo a las veces en que las cargas estén en uso.	Reducción de los costos de inversión de capital para capacitores. Pérdidas y caídas de voltaje reducidas en las líneas de distribución.	Carga no aligerada sobre las líneas de alimentación principales.
Central	Producción de potencia en un punto solamente. En casos sencillos, el banco es conectado en el inicio y desconectado al final del trabajo.	Mejor utilización de la capacidad de los capacitores. Supervisión fácil. Puede considerarse control automático. Mejora general en el nivel de voltaje.	Carga no aligerada sobre la fuente principal y las líneas de distribución.
Combinado	Compensación individual de dispositivos de carga muy grandes. Compensación central o de grupo para otros dispositivos.		

Tabla 9.4. Ventajas y desventajas de los diferentes métodos de compensación

Cuando la potencia reactiva necesaria es variable, la compensación central frecuentemente involucra bancos automáticos de capacitores.

La compensación central es la que comúnmente se usa para mejorar el factor de potencia en las instalaciones eléctricas.

9.4. Caso Práctico

Se tiene una instalación industrial con las siguientes características:

Transformador industrial de	500 kVA, 23 000 - 220/127 V
Longitud del circuito alimentador	100 mts
Cable de cobre, 600 kCM	2 conductores por fase
Factor de potencia	0.83

Costo de energía eléctrica:

Tarifa OM región central (noviembre 1996)	
Costo por demanda máxima (kW)	\$ 31.97468
Costo por energía consumida (kWh)	\$ 0.18788
Ajuste por variación de precio de combustibles (kWh)	\$ 0.07275

Datos del recibo de consumo de energía mensual:

Demanda máxima medida 350 kW	\$ 11,191.15
Energía consumida 210,000 kWh/mes	\$ 39,454.80
Ajuste por variación de precios de combustibles	\$ 15,277.50
Facturación mensual	\$ 65,923.45

El porcentaje de recargo por bajo factor de potencia de acuerdo con la fórmula 6 es:

$$\text{Porcentaje de recargo} = \frac{3}{5} \times \left[\left(\frac{0.9}{0.83} \right) - 1 \right] \times 100 = 5.1\%$$

$$\text{Cargo por bajo FP} = \$ 65,923.45 \times 0.051 = \$ 3,362.10$$

$$\text{Total } \$ 65,923.45 + \$ 3,362.10 = \$ 69,285.55$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{210,000 \text{ kWh / mes}}{350 \text{ kW} \times 24 \text{ h/d} \times 30 \text{ d/m}} = 0.833$$

Para evitar el pago de la multa el usuario corregirá el factor de potencia a 0.95, por lo que la liberación de potencia del transformador es:
potencia demandada del transformador con FP = 0.83

$$\text{kVA}_1 = \frac{\text{kW}}{\text{FP}} = \frac{350 \text{ kW}}{0.83} = 421.7 \text{ kVA}$$

potencia demandada del transformador con FP = 0.95

$$\text{kVA}_2 = \frac{\text{kW}}{\text{FP}} = \frac{350 \text{ kW}}{0.95} = 368.4 \text{ kVA}$$

$$\text{Liberación de potencia} = 421.7 \text{ kVA} - 368.4 \text{ kVA} = 53.3 \text{ kVA}$$

Reducción de corriente en alimentadores

Corriente con FP = 0.83

$$I_1 = \frac{\text{kW} \times 1,000}{\sqrt{3} \times V \times \text{FP}} = \frac{350 \text{ kW} \times 1,000}{1.73 \times 220 \text{ V} \times 0.83} = 1,107 \text{ A}$$

Corriente con FP = 0.95

$$I_2 = \frac{\text{kW} \times 1,000}{\sqrt{3} \times V \times \text{FP}} = \frac{350 \text{ kW} \times 1,000}{1.73 \times 220 \text{ V} \times 0.95} = 967 \text{ A}$$

$$\text{Reducción de corriente} = I_1 - I_2 = 1,107 - 967 = 140 \text{ A}$$

Reducción de pérdidas en alimentadores

Al ser una instalación con dos conductores por fase, circulará por cada uno, la corriente de fase dividida entre dos.

Corriente por conductor con $I_1 = 1,107/2 = 553.5 \text{ A}$

Corriente por conductor con $I_2 = 967/2 = 483.5 \text{ A}$

Las pérdidas por alimentadores son $P = I^2 \times R$ [watts]

Donde R es la resistencia del conductor.

El cable de cobre calibre 600 KCM tiene una resistencia de $0.0753 \Omega/\text{km}$ a su temperatura de operación (90°C).

Para una distancia de 100 m, que es la longitud de los alimentadores, la resistencia será:

$$R = 0.0753 \times 0.1 = 0.00753 \Omega$$

Pérdidas con I_1

$$P_1 = I_1^2 \times R = (553.5)^2 \times 0.00753 = 2,307 \text{ W}$$

Pérdidas con I_2

$$P_2 = I_2^2 \times R = (483.5)^2 \times 0.00753 = 1,760 \text{ W}$$

$$\text{Diferencia} = P_1 - P_2 = 2,307 \text{ W} - 1,760 \text{ W} = 547 \text{ W}$$

Considerando los 6 conductores del circuito, el factor de carga, el costo de la energía eléctrica, costo por demanda máxima y ajuste por combustibles, obtendremos la cantidad que deja de pagarse mensualmente a la compañía suministradora por pérdidas en los alimentadores.

$$\begin{aligned}\text{Ahorro en consumo} &= 0.547 \text{ kW} \times 6 \text{ conductores} \times 24 \text{ h/día} \times 0.833 \times 30.4 \text{ días/mes} \\ &= 1,995 \text{ kWh/mes}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Ahorro en facturación} &= 1,995 \text{ kWh/mes} \times (0.18788 \text{ \$/kWh} + 0.07275 \text{ \$/kWh}) \\ &= \$ 519.96 \text{ al mes}\end{aligned}$$

Disminución de la caída de tensión

La caída de tensión es directamente proporcional a la corriente que circula por el circuito, por lo que al disminuir dicha corriente, la caída de tensión disminuye en el mismo porcentaje.

$$\begin{aligned}\% V &= 100 - \left(100 \times \frac{I_1}{I_2} \right) \\ \% V &= 100 - \left(100 \times \frac{967}{1,107} \right) = 12.6\%\end{aligned}$$

Para compensar el factor de potencia, consultamos la tabla 9.3 para encontrar el factor multiplicador de los kW de la carga para elevar el factor de potencia, teniendo entonces:

$$Q = 0.343 \times 350 = 120 \text{ kVAR}$$

Los capacitores están diseñados para trabajar a una tensión nominal de 240 ó 480 volts. Al trabajar a una tensión diferente la potencia reactiva que aportará al circuito estará afectada por el factor:

$$V_{\text{trabajo}}^2 / V_{\text{diseño}}^2 = 220^2 / 240^2 = 0.84$$

por lo que el capacitor deberá ser de una potencia:

$$Q = 120 / 0.84 = 143 \text{ kVAR}$$

precio de venta promedio aproximado (noviembre 96):

$$\begin{aligned}\text{bancos fijos} &= \$ 65.00/\text{kVAR} \\ \text{bancos automáticos} &= \$ 205.00/\text{kVAR}\end{aligned}$$

La decisión de instalar capacitores fijos o automáticos dependerá del análisis de la instalación, que nos indicará cual es el tipo de compensación más conveniente y en que lugar del circuito convendría instalar los capacitores.

El porcentaje de bonificación por alto factor de potencia de acuerdo a la fórmula 7 es:

$$\text{Porcentaje de bonificación} = \frac{1}{4} \times \left[1 - \left(\frac{0.9}{0.95} \right) \right] \times 100 = 1.3\%$$

$$\text{Bonificación} = 0.013 \times 65,923.45 = \$ 857.00$$

9.4.1. Análisis de recuperación de la inversión

9.4.1.1. Periodo simple de recuperación

Suponiendo solo bancos fijos

$$\text{Precio} = 143 \times 65.00 = \$ 9,295.00$$

$$\text{Amortización} = \frac{\text{Precio del capacitor}}{\text{Recargo mensual} + \text{Pérdidas en alimentadores} + \text{Bonificación}}$$

$$\text{Amortización} = \frac{9,295.00}{3,362.10 + 519.96 + 857.00} = 2 \text{ meses}$$

Suponiendo solo bancos automáticos

$$\text{Precio} = 143 \times 205.00 = \$ 29,315.00$$

$$\text{Amortización} = \frac{29,315.00}{3,362.10 + 519.96 + 857.00} = 6.2 \text{ meses}$$

9.4.1.2. Función del dinero en el tiempo

Con una tasa nominal del 30%, tasa adicional del 12% y una inflación del 28%, obtenemos la tasa real de descuento, la cual es de 10.94%. Tomando el recargo por bajo factor de potencia que es de \$ 3,362.10 al mes y la bonificación al tener un alto factor de potencia que es de \$ 857.00 al mes.

Suponiendo solo bancos fijos (ver figura 9.17).

Obtenemos lo siguiente:

Monto de la inversión	\$ 9,295.00
Valor presente de Inversión	\$ 240,101.71
Tasa interna de retorno anual	611.8 %
Beneficio/costo	26.831
Recuperación de la inversión	2 meses

Suponiendo solo bancos automáticos (ver figura 9.18).

Obtenemos lo siguiente:

Monto de la inversión	\$ 29,315.00
Valor presente de Inversión	\$ 220,081.71
Tasa interna de retorno anual	194%
Beneficio/costo	8.507
Recuperación de la inversión	7 meses

9.4.2. Beneficio eléctrico y ecológico

Ahorro de energía	1,995 kWh/mes	23,940 kWh/año
Ahorro en facturación	4,739.06 \$/mes	56,868.68 \$/año
Reducción de CO ₂	50.7 kg/año	304 kg/vida
Reducción de CO	1.6 kg/año	10 kg/vida
Reducción de SO ₂	207.4 kg/año	1,244 kg/vida
Reducción de NO _x	39.5 kg/año	237.2 kg/vida
Reducción de consumo de agua	56,459 L/año	338,755 L/vida

Tabla 9.5. Beneficio eléctrico y ambiental

9.5. Conclusión

Se obtienen beneficios al mejorar el factor de potencia tanto para el consumidor como para la compañía suministradora de la energía eléctrica; para el usuario las ventajas de mejorar el factor de potencia se reflejan en ahorro de dinero, ya que dejarán de pagar una energía que en realidad no están aprovechando, además de obtener bonificaciones económicas por mantener el factor de potencia arriba de 0.9, y que pueden llegar hasta el 2.5% del valor total del importe del consumo. Además de estos ahorros, al disminuir las pérdidas de energía en motores, cables y transformadores, se obtiene un beneficio económico adicional muy alto para la compañía suministradora, ya que no tendrán que proporcionar potencia aparente en exceso, sino que generarán únicamente la necesaria para el consumo de los usuarios.

Se obtienen beneficios al corregir el factor de potencia como:

- Liberación de potencia del transformador.
- Reducción de corriente en alimentadores.
- Reducción de pérdidas en alimentadores.
- Disminución de caída de tensión.
- Evitar el pago de multas.

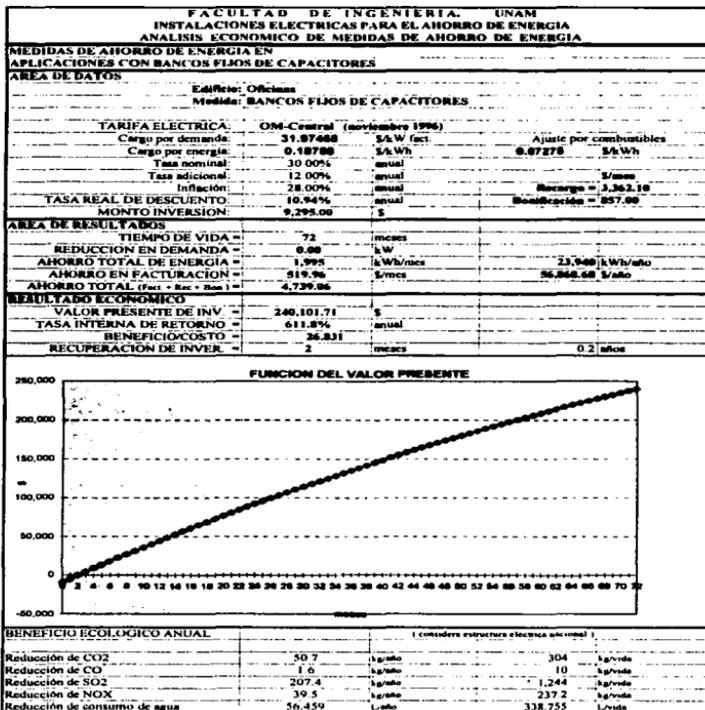


Figura 9.17. Análisis económico para bancos fijos de capacitores

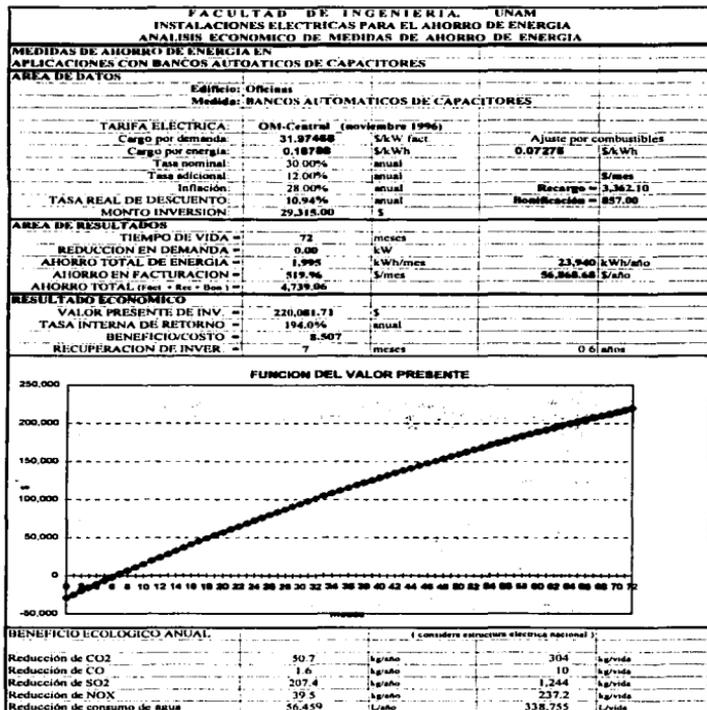


Figura 9.18 Análisis económico para banco automático de capacitores

10. METODOLOGIA PARA EVALUAR LA EFICIENCIA ENERGETICA DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

10. DIAGNOSTICOS ENERGETICOS

10.1. Introducción

Un diagnóstico energético se puede definir como la aplicación de un conjunto de técnicas que permiten determinar el grado de eficiencia con que se utiliza la energía eléctrica en un equipo o sistema consumidor de la misma. Es decir, un diagnóstico energético es la herramienta básica que identifica cuanta, cómo, dónde y por qué se consume la energía en un elemento o sistema; además un diagnóstico energético da la pauta para ubicar aquellos puntos o áreas en los que es posible obtener ahorros de energía eléctrica a través de la implantación de medidas correctivas conducentes a mejorar el rendimiento del elemento o sistema en cuestión.

Básicamente, la realización de un diagnóstico energético debe de cumplir con los siguientes objetivos:

- Evidenciar las áreas de mayor consumo y desperdicio de energía eléctrica.
- Determinar las medidas necesarias para hacer un consumo eficiente y racional de la energía eléctrica.
- Evaluar técnica y económicamente las medidas propuestas para determinar cuales son las más viables de implantarse y lograr los mayores ahorros.

Es importante el establecer que un diagnóstico energético es solamente una herramienta, más no, la solución al control de costos energéticos.

10.2. Clasificación

De acuerdo a las necesidades de cada usuario se realizan diferentes tipos de diagnóstico y estos se pueden clasificar dentro de tres tipos diferentes que son:

10.2.1. Diagnóstico energético preliminar (Nivel 1 o Nivel A)

Orienta al responsable energético acerca de los consumos de energía eléctrica global del inmueble. Este diagnóstico es básicamente una inspección visual para identificar las oportunidades obvias de ahorro que pueden lograrse fácilmente al modificar ligeramente los procesos de mantenimiento o de operación. Provee también la evaluación de los consumos globales de energéticos tales como electricidad, gas, combustóleo, diesel, etc. y el análisis estadístico de los consumos de esos energéticos.

Esta clase de diagnóstico es el más económico de los tres y permite identificar entre el 60 y 70% de la energía utilizada en los procesos, dando idea de los costos totales por este concepto; frecuentemente este tipo de diagnóstico es empleado para justificar la creación de un comité para la administración de la energía eléctrica y sirve como base para la planificación de actividades que conduzcan al objetivo planteado.

10.2.2. Diagnóstico energético general (Nivel 2 o Nivel B)

Provee información de los consumos de energía eléctrica por áreas funcionales como departamentos, procesos, servicios, construcciones, etc. y puede detectar entre el 75 y el 85% de la energía eléctrica utilizada, identificando con mayor precisión aquellas áreas donde se desperdicia o se consume ineficientemente la energía eléctrica.

Al ser un diagnóstico en el cual se tiene la posibilidad de detectar mayores características del proceso, es frecuente que los profesionistas y técnicos involucrados detecten áreas de oportunidad en los cuales es necesario realizar un proyecto de ingeniería más detallado para la selección de las medidas a implementar. En la mayoría de los casos estos proyectos necesitan de una inversión elevada pero con los ahorros obtenidos se tienen tiempos de recuperación de la inversión no mayor de 2 años.

10.2.3. Diagnóstico energético detallado (Nivel 3 o Nivel C)

Con este tipo de diagnóstico se puede obtener información precisa y comprensible de los consumos, las pérdidas y desperdicios de energía en todos los elementos que forman un proceso determinado. Este tipo de diagnóstico se caracteriza por requerir mucha instrumentación y adquisición de datos, además de complejos estudios de ingeniería.

Este diagnóstico es el más costoso de los tres niveles; sin embargo, identifica entre el 90 y el 95% de la energía eléctrica utilizada, pues permite analizar y detallar todas las pérdidas. Provee la suficiente información como para justificar los proyectos de inversión de capital requeridos para mejorar los procesos.

Regularmente los proyectos que se proponen en ésta etapa provienen de los resultados obtenidos en un diagnóstico de nivel 1 o 2, y habiéndose detectado la necesidad de una mayor cantidad de instrumentación para el monitoreo de las instalaciones de la empresa.

10.3. Metodología general de un diagnóstico energético

Esta metodología no pretende que siempre se siga un mismo lineamiento para cualquier tipo de diagnóstico a realizar, ya que cada usuario tiene sus particularidades. Lo que se pretende es determinar puntos importantes a cubrir para poder obtener la mayor cantidad de datos y de esta manera realizar un buen diagnóstico energético.

La metodología que a continuación se presenta tiene los siguientes objetivos:

- Proporcionar información técnico-económica suficiente sobre el potencial de ahorro y posibles medidas de ahorro.
- Requerir de un mínimo de recursos humanos y materiales para que su costo sea bajo.
- Servir como base para promover programas de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica en las instalaciones bajo estudio.

Para cumplir con estos objetivos se plantea una metodología de diagnóstico que consiste de los siguientes pasos:

10.3.1. Solicitud y recopilación de la información histórica (recibos de consumo eléctrico)

Una parte esencial del diagnóstico energético lo constituye la información histórica del consumo de energía eléctrica en las instalaciones del usuario y debe solicitarse preferentemente con el mayor detalle posible, esto durante un periodo de al menos un año de anterioridad, en intervalos regulares de tiempo, además de solicitar la capacidad instalada, datos de placa de los equipos y censos de equipos y cargas eléctricas.

Es recomendable solicitar esta información con anticipación para no retrasar el tiempo destinado a esta etapa. El levantamiento del censo de equipos y el consumo de energéticos adicionalmente servirá para iniciar el control estadístico interno.

10.3.2. Recorrido por las instalaciones

Antes de realizar el recorrido por la planta es de gran ayuda entender un poco de los procesos que se realizan en esa instalación. El propósito del recorrido no es aclarar las dudas del consultor, sino ayudar a la solución de problemas presentes en el inmueble, los cuales no han sido detectados o resueltos por el personal del mismo. Es por eso que la preparación previa sobre el tema, ayudará a que en poco tiempo el consultor pueda detectar fallas en el proceso y así ubicar las áreas de oportunidad de ahorro de energía eléctrica.

El recorrido por las instalaciones se debe de efectuar en compañía de la persona que tenga mayor conocimiento respecto a los equipos, cargas, horarios de funcionamiento y las funciones de todas las partes así como las variaciones que en ella ocurren y que inciden directamente en el consumo de la energía eléctrica.

Se solicitarán los planos de su distribución de planta (lay-out) con el propósito de identificar los siguientes aspectos: dimensiones del terreno para fines de orientación, grupos de máquinas, líneas de conducción de los diferentes energéticos, oficinas, sistemas de iluminación, talleres de apoyo a la producción, voltaje de operación de los equipos y riesgos de accidente al efectuar el recorrido.

10.3.3. Instrumentación y mediciones

Para realizar un diagnóstico energético es necesario contar con equipo portátil de medición para obtener la información requerida con suficiente facilidad, precisión y claridad así como para monitorear diferentes puntos del diagrama de flujo energético. No obstante lo anterior, habrá situaciones especiales en las que necesariamente se deberán de dejar instalados uno o varios equipos de medición durante largos periodos e incluso en forma permanente.

El nivel de instrumentación requerido esta íntimamente ligado a la naturaleza del proceso, su consumo de energía eléctrica así como su potencial ahorrado. Frecuentemente la inversión necesaria para conformar un sistema de instrumentación es elevada, pero al considerar los beneficios colaterales del ahorro de energía eléctrica como son: mayor control sobre los procesos que induce a mayores volúmenes de producción al aumentar la continuidad, mayor calidad de los productos, incremento de la vida útil de los equipos, es entonces cuando la inversión se torna muy atractiva. De esta manera las mediciones brindarán datos reales de cada parámetro y posibilitarán el estudio de las variaciones que se pueden presentar.

10.3.4. Análisis de la información

Al contar con la información del consumo de energía eléctrica del usuario, se puede empezar a analizar los comportamientos y tendencias mediante gráficas de consumos energéticos contra el tiempo; esto, permitirá identificar variaciones importantes de un intervalo de tiempo a otro, pudiéndose realizar esta identificación por equipo o por proceso, con lo cual, se tendrá una idea más precisa del consumo de energía eléctrica en las instalaciones y su forma de operación.

Se sugiere solicitar al usuario un lugar dentro de las instalaciones destinado para el trabajo de escritorio del consultor, con el propósito de tener acceso a datos o información complementaria de la planta sin necesidad de perder tiempo por traslados adicionales. Es recomendable que el usuario proporcione una computadora para elaborar en ella una base de datos generada a partir de la información recabada.

Con base en lo anterior, el consultor deberá de comparar el comportamiento energético del usuario contra el de otros inmuebles semejantes nacionales e internacionales. De aquí se obtienen índices energéticos que describen las tendencias energéticas de la empresa y la importancia de cada energético según los consumos.

10.3.5. Evaluación del impacto del consumo de energéticos en los costos de producción

Para llevar a cabo esta actividad se deberá contar con la información recabada y analizada anteriormente. En esta etapa el consultor evalúa los consumos energéticos por unidad producida o por volumen de producción según sea el caso.

Se obtienen los costos mensuales o anuales de los energéticos empleados a nivel global y a nivel desgregado por tipo de energético y proceso. Es recomendable homologar las diferentes formas de energía a una unidad común de energía (kWh) y valorar el impacto real que representa cada energético empleado en los costos de producción. Se calculan indicadores que relacionen las unidades de energía eléctrica requeridas de cada fuente de energía con las unidades de producción así como el costo de cada bloque de energía contra el volumen de producción y/o contra los costos de producción. Estos indicadores serán de gran ayuda para la evaluación final del diagnóstico energético, puesto que estos se compararán con las cifras que se obtuvieron de otros inmuebles y que sirven de referencia en la propuesta; la diferencia resultante es el potencial de

ahorro por alcanzar. En forma genérica los indicadores antes mencionados pueden expresarse con la siguiente relación:

$$\text{Índice energé tico} = \frac{\text{Cantidad de energía consumida}}{\text{Unidad producida}}$$

donde:

$$\text{Energía consumida} = \text{Energía eléctrica} + \text{Energía térmica} + \text{Otras}$$

La unidad producida puede estar dada por el número de unidades producidas en un intervalo de tiempo o por toneladas, según sea la manera en que este disponible la información.

10.3.6. Identificación de oportunidades de ahorro de energía eléctrica

El objetivo de esta etapa del trabajo es la identificación de alternativas para ahorrar energía eléctrica con mínima o nula inversión para que su recuperación monetaria o los resultados del beneficio se vean reflejados rápidamente en los pagos de la energía eléctrica.

De lo anterior es posible señalar los puntos posibles de ahorro en tres diferentes categorías: en primer lugar las medidas que no requieren inversión puesto que se derivan de operaciones de mantenimiento; después aquellas medidas que requieren mínima inversión; por último, las medidas que necesiten una inversión mayor como resultado de un análisis de rentabilidad y un detallado trabajo de ingeniería especializada en lo referente a diseño de equipos.

10.3.7. Evaluación del potencial de ahorro

Después de haber realizado las mediciones de los equipos y determinar la eficiencia con la cual están desarrollando su trabajo, se pueden determinar los potenciales de ahorro al comparar el equipo actual con equipos ahorradores de energía o variaciones en el proceso que los hagan más eficientes.

Las modificaciones que se propongan al proceso o etapa de producción deben al menos mantener la producción anual y de ser posible mejorarla, esto es, deberá de mantenerse la misma producción con menor cantidad de energía eléctrica repercutiendo en un menor costo por unidad producida.

10.3.8. Planteamiento de las estrategias a seguir

En la planeación de la estrategia a seguir influyen varios factores que son determinantes para la continuidad de un programa de uso racional de la energía eléctrica: algunos de estos factores son la situación tanto técnica como económica en el inmueble, la disponibilidad de personal y tecnología necesaria para la mejora y el interés mostrado por el usuario hacia los trabajos que se vienen realizando en sus instalaciones.

Por ello, es necesario clasificar los alcances del diagnóstico energético así como establecer una secuencia realista para la realización de los trabajos de tal manera que las oportunidades encontradas se adapten a las posibilidades de cada empresa, planeando solo la aplicación de medidas o acciones técnicamente justificables así como económicamente redituables y difiriendo aquellas medidas que por el momento no son posibles en virtud de dificultades técnicas o económicas.

10.3.9. Consulta de factibilidad de realización

En algunas ocasiones la evaluación técnica de una propuesta puede ofrecer grandes ahorros de energía; sin embargo pueden existir razones que impidan lograr su ejecución.

Por lo anterior, es conveniente que una vez que se haya evaluado una oportunidad, este ahorro se consulte con el responsable de la operación del inmueble para que con su experiencia apoye en la etapa de valorar la factibilidad de los diferentes proyectos contemplados. Después de realizar lo anterior, se someterá a la consideración del director del inmueble la opción preceptada para su aprobación final y canalización de recursos.

10.3.10. Evaluación económica

Una vez desarrolladas las alternativas y seleccionadas las más atractivas desde el punto de vista energético, se procede a la evaluación económica de los proyectos. Esta etapa debe ser realizada por especialistas que conozcan la diversidad de opciones para recuperar las inversiones aplicadas en los proyectos de ahorro de energía eléctrica en el menor tiempo posible con el propósito de hacerlas más atractivas.

La evaluación económica de proyectos puede o no considerar el valor del dinero a lo largo del tiempo, distinguiéndose básicamente tres tipos de parámetros a considerar:

- Los parámetros de primer grado no toman en cuenta la disminución del valor del dinero, de manera que se puede establecer si una inversión puede ser recuperada en un tiempo razonable comparada con la vida estimada de los equipos involucrados.
- Los parámetros de segundo grado consideran la depreciación del dinero y se analiza la relación beneficio-coste.
- Los parámetros de tercer grado incluyen todos los factores que alteran los cálculos económicos, y en adición a los de segundo grado consideran los impuestos, la inflación, la tasa de interés, bonificaciones, etc. Sin embargo, la consideración global de todos estos factores complican la forma de evaluar la rentabilidad de un proyecto energético.

10.3.11. Desarrollo de las alternativas más atractivas

Después de identificar todas las oportunidades de ahorro, es necesario clasificarlas de acuerdo a su periodo de recuperación.

Para fines de integración de la cartera de proyectos de ahorro de energía, estos se clasifican como:

Acciones inmediatas.- En este tipo de acciones no se requiere de inversión ni mano de obra externa; simplemente se trata de llevar a cabo una promoción generalizada del uso eficiente de la energía eléctrica dentro de la empresa, mantenimiento de los equipos y mejor manejo de estos apeándose a las instrucciones de operación del equipamiento y no a su manejo tradicional.

Acciones a corto plazo.- Aquí se trata de aumentar el rendimiento energético de los equipos, enfatizando el proyecto en la mejora del servicio de mantenimiento.

Acciones a mediano plazo.- En esta parte será necesario realizar estudios un poco más profundos pues se pretende recuperar y aprovechar las energías residuales, analizar alternativas para instrumentar líneas de producción carentes de equipos de medición o en mal estado, automatizar procesos, etc.

Acciones a largo plazo.- En esta etapa se requieren estudios ingenieriles detallados puesto que se pretende rediseñar o cambiar los procesos e incluso las materias primas, si fuera necesario, con la única finalidad de obtener una mejor calidad del producto con un menor consumo de energéticos.

El fin de esta etapa es lograr la selección y el desarrollo de las alternativas más atractivas desde el punto de vista energético y se procede a la evaluación económica de cada una de ellas.

10.3.12. Elaboración y presentación del informe

El informe final de la auditoría energética deberá reflejar todo el trabajo realizado dentro y fuera de las instalaciones del usuario. Así como bases de datos de las mediciones realizadas y hojas de cálculo en las cuales se presente el análisis técnico y económico realizado para cada una de las propuestas que conforman la cartera de proyectos.

10.4. Metodología de medición en campo para diagnósticos de energía eléctrica

Debido a que en un diagnóstico energético el trabajo de medición es muy importante, a continuación se darán algunas sugerencias para la adecuada realización de este trabajo.

En términos generales, un diagnóstico de energía eléctrica debe de incluir un programa de mediciones en campo con el propósito de minimizar la incertidumbre respecto a los resultados esperados; este programa de mediciones primeramente será delineado a grosso modo para después ajustarse en campo a la problemática particular de los equipos e instalaciones auditadas.

El programa de monitoreo se debe de planear para cubrir las siguientes etapas:

10.4.1. Identificación de los puntos de medición

La selección de los puntos de medición dentro de las instalaciones de un usuario constituye uno de los aspectos primordiales en la realización del monitoreo de variables eléctricas y esta condicionado a una serie de factores entre los que destacan: la complejidad de la instalación, la disponibilidad de equipos de medición, el número de mediciones de consumo y demanda que se desean obtener en todo el inmueble, y la facilidad de acceso para la instalación de equipos.

La complejidad de la instalación estará en función del tamaño de la misma, del número y tipo de cargas por alimentar, el número de nodos incluidos en la instalación y alimentados desde la acometida general (barras de subestación, centros de carga, tableros de distribución). Esto es válido tanto para el caso más simple (usuario residencial) como para la instalación más compleja (usuario de gran industria).

La información que se desprende del diagrama unifilar de la instalación complementada con un recorrido de inspección a la instalación permitirá la localización preliminar de los puntos a monitorear así como valorar las condiciones prevalientes en cuanto a espacio y accesibilidad para la instalación y conexión de los equipos de medición.

Lo anterior permitirá adicionalmente determinar el número de instrumentos de medición requeridos para las mediciones en cada uno de los puntos seleccionados sobre la base de que un monitoreo simultáneo y sincronizado de toda la instalación es siempre deseable y representa grandes ventajas en comparación a un programa de mediciones escalonado en varias etapas y desfasado en el tiempo; sin embargo, no siempre es factible la ejecución de un programa simultáneo y sincronizado debido al alto costo que implica disponer de un número significativo de medidores, o bien, que tanto el usuario como el consultor no siempre están dispuestos a realizar la inversión para su adquisición.

En términos generales se considera que un programa de monitores bien ejecutado como soporte confiable de un diagnóstico debe de incluir la realización de mediciones en una cantidad de puntos (nodos, circuitos y cargas) tal que permita caracterizar en forma dividida (por proceso, línea de producción, servicios, equipos) entre el 60 y el 80% del total de la energía consumida en las instalaciones del usuario.

En el caso de usuarios donde la energía eléctrica sea suministrada y distribuida en forma interna en media o alta tensión, será necesario seleccionar aquellos puntos de medición que mayormente impacten en el nivel de consumo para cada uno de los niveles de tensión presentes en las diversas secciones de la instalación. En este caso en particular deberá además considerarse la necesidad de disponer de los equipos auxiliares para la conexión de los equipos de medición (transformadores de corriente TC's y transformadores de potencial TP's) con las características y niveles de aislamiento adecuados para el nivel de voltaje donde se utilicen así como la magnitud de las cargas que se alimenten, por otra parte, para usuarios en baja tensión por lo general no se requiere de TP's, pudiéndose requerir TC's para aquellas cargas o circuitos que rebasan la capacidad de corriente nominal de los equipos de medición.

La experiencia en la realización de monitoreos como parte de un diagnóstico ha permitido identificar el efecto resultante de la utilización de los denominados equipos de monitoreo basados en técnicas intrusivas o no intrusivas. Los primeros son aquellos que para su instalación, montaje y conexión requieren afectar de alguna forma la instalación eléctrica de los usuarios (abrir circuitos, instalar puentes provisionales, etc.) y mantienen una presencia evidente ante los ojos del personal que se desenvuelve en las instalaciones del usuario. Por el contrario, los equipos de monitoreo basados en técnicas no intrusivas son aquellos cuya instalación y presencia es discreta y pueden pasar desapercibidos para las personas; en general se ha dado preferencia a estos básicamente por dos razones:

- a) La poca o nula afectación al servicio e instalaciones durante las fases de instalación, monitoreo y retiro de los equipos.
- b) Por considerarse que un equipo con estas características no influye en el comportamiento ni hábitos de consumo de las personas, ya que se ha identificado que al estar las personas conscientes de la presencia de un equipo de monitoreo se comportan de manera atípica por tener la sensación de ser "vigilados".

10.4.2. Determinación de las variables a monitorear en cada punto seleccionado

El número de variables o magnitudes a medir durante el desarrollo de un monitoreo puede variar en función de la información y resultados que se deseen obtener y de la capacidad o disponibilidad de los equipos de medición que se pretende utilizar. Es lógico pensar que a mayor cantidad de variables a monitorear, corresponde una mejor caracterización de la forma de uso de la energía eléctrica en las instalaciones bajo estudio y, en consecuencia, tendrán mejor sustento las estimaciones asentadas en el diagnóstico y menor será el margen de incertidumbre de los resultados esperados.

Entre las magnitudes o variables eléctricas a medir para fines de un diagnóstico se incluyen las siguientes: consumo de energía activa (kWh), potencia activa (kW), potencia reactiva (kVAR), factor de potencia, intensidad de corriente (A) y tensión (V).

Las variables anteriores se consideran indispensables para obtener una imagen completa sobre el comportamiento eléctrico de un equipo, sistema o instalación; las primeras tres se consideran indispensables para fines de un diagnóstico, mientras que las dos últimas aportan información complementaria sobre el comportamiento de la instalación y la calidad del suministro. En el caso de factor de potencia puede derivarse a partir de los valores de potencia activa y potencia reactiva.

10.4.3. Establecimiento del periodo de monitoreo (duración del programa)

Como parte de un diagnóstico energético es necesario establecer el intervalo de tiempo de monitoreo mínimo requerido para poder caracterizar la operación de los usos finales así como los niveles de consumo de energía eléctrica de los equipos y sistemas que conforman la instalación eléctrica de un usuario.

Aún cuando no existen reglas precisas para determinar cual es el periodo de monitoreo ideal, cabe mencionar que la diversidad de instalaciones y formas de operar las cargas por parte de los usuarios, obliga al consultor a un análisis de las características operativas propias de cada instalación, considerando las actividades particulares de los usuarios, sus hábitos de uso, los procedimientos internos establecidos, la estacionalidad y la recurrencia de los procesos. Sin embargo, el periodo de monitoreo debe ser tal que permita extrapolar los resultados obtenidos a intervalos de tiempo mayores, siempre en búsqueda del mayor apego a la realidad.

Se deberá buscar siempre que el programa de mediciones se lleve a cabo en periodos de tiempo lo más corto posible, pero a su vez que permitan establecer un fiel reflejo del comportamiento del usuario.

10.4.4. Selección de los instrumentos de medición a utilizar

Un sistema de monitoreo ideal deberá incluir las siguientes funciones:

- a) Capacidad para monitorear al menos 6 usos finales y la acometida principal.
- b) Capacidad de almacenar valores de 16 variables.
- c) Posibilidad de programar los intervalos de recolección de datos en periodos mayores y menores de 15 minutos.
- d) Capacidad para monitorear y coleccionar datos de variables de correlación de la energía consumida.
- e) Niveles de precisión de $\pm 2\%$ para el consumo de energía eléctrica y ± 15 segundos para la base de tiempo.
- f) Flexibilidad en lo referente a medios de extracción de la información (puerto serie, puerto óptico, onda portadora y modem).
- g) Protocolos de comunicación similares a los actualmente empleados por las empresas suministradoras de energía.
- h) Capacidad de almacenar 36 días de registro y protección de un año para los casos en que se presenten cortes en el suministro de energía eléctrica (baterías de litio como respaldo de la alimentación principal con vida de uso promedio de 5 años).
- i) El sistema de monitoreo debe de contemplar el mínimo de inconvenientes al abonado.
- j) Preferentemente el sistema será del tipo no intrusivo.

Al final de este capítulo se presentan dos tablas en las cuales se comparan diferentes tipos de equipos de medición continua, de esta comparación se obtiene el siguiente orden de preferencia para la utilización o adquisición de uno de ellos:

1. OPH-03
2. VYP SYSTEM
3. 3720 ACM
4. 3710 ACM
5. 3300 ACM.

10.4.5. Recolección de la información

Debido a que la gran mayoría de los equipos usados para el monitoreo de usos finales son electrónicos, los cuales tienen la capacidad de ser programables y almacenar los datos en memoria no volátil (como seguro ante un eventual corte del suministro de energía eléctrica) de distintas variables eléctricas, la información así adquirida queda registrada y almacenada. Por lo cual al finalizar las mediciones, solamente queda el abstraer la información del equipo a través de un puerto RS-232 hacia una computadora para luego ser convertida e interpretada.

10.4.6. Análisis de la información obtenida

Después de obtener una base de datos resultante de un periodo de medición determinado es necesario el darle una interpretación. Los parámetros más importantes en una medición son la demanda y el factor de potencia ya que estos parámetros están íntimamente ligados con los costos por facturación eléctrica. Si las bases de datos se grafican, de ellas se pueden obtener la demanda máxima y en que horario se presenta, así como el comportamiento del factor de potencia y su comportamiento con respecto a la demanda. Dependiendo del tipo de equipo que se utilice será el alcance que se podrá dar al análisis de los parámetros medidos.

10.4.7. Presentación de los resultados

Es necesario presentar la base de datos impresa y agregar gráficas generadas con los parámetros más representativos de las mediciones, como son la demanda y el factor de potencia con respecto al tiempo, para de esta manera visualizar mejor el comportamiento del equipo o planta analizada. Se debe realizar un reporte escrito en el cual se de una explicación de lo observado en la base de datos y en las gráficas realizadas para determinar si existen posibilidades para el ahorro de energía eléctrica.

11. TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA

11. TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA

11.1. Introducción

Las tarifas de energía eléctrica son las disposiciones específicas, que contienen las cuotas y condiciones que rigen para los suministros de energía eléctrica agrupados en cada clase de servicio. Las tarifas se identifican oficialmente por su número y/o letra(s). Para la contratación y demás propósitos internos, las tarifas se denominan invariablemente de acuerdo con su identificación, tal como se detallan en las tablas 11.1 y 11.2.

De acuerdo a su aplicación, las tarifas se clasifican en:

- Específicas: son aquellas que se aplican a los suministros de energía eléctrica utilizados para los propósitos que las mismas señalan; a este grupo corresponden las siguientes tarifas: 1, 1-A, 1-B, 1-C, 1-D, 1-E, 5, 5-A, 6, 9 y 9-M.
- Usos generales: son aquellas aplicables a cualquier servicio eléctrico, exceptuando las específicas antes señaladas, salvo el caso de la tarifa 6 cuyo uso puede ser como tarifa de uso general, dependiendo de las condiciones de suministro. Este grupo comprende las siguientes tarifas: 2, 3, 7, O-M, H-M, H-S, H-T, H-SL, H-TL, HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM, I-15 e I-30.

Identificación	Título
1	Servicio doméstico en baja tensión.
1-A	Servicio doméstico en baja tensión para localidades con temperatura media mínima en verano de 25°C.
1-B	Servicio doméstico en baja tensión para localidades con temperatura media mínima en verano de 28°C.
1-C	Servicio doméstico en baja tensión para localidades con temperatura media mínima en verano de 30°C.
1-D	Servicio doméstico en baja tensión para localidades con temperatura media mínima en verano de 31°C.
1-E	Servicio doméstico en baja tensión para localidades con temperatura media mínima en verano de 32°C.
5	Servicio de alumbrado de calles, plazas, parques y jardines públicos, así como el servicio a semáforos, en media o baja tensión (aplicable en zonas conurbadas del Distrito Federal, Guadalajara y Monterrey).
5-A	Servicio de alumbrado de calles, plazas, parques y jardines públicos, así como el servicio a semáforos, en media o baja tensión (aplicable a todo el país excepto las zonas descritas en la tarifa 5).
6	Servicio para bombeo de agua potable o aguas negras de servicio público en baja tensión.

Tabla 11.1. Tarifas eléctricas específicas

II. TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA

Identificación	Título
2	Servicio general en baja tensión hasta con una demanda de 25 kW.
3	Servicio general en baja tensión con más de 25 kW de demanda.
7	Servicio temporal en baja o media tensión. Ningún servicio puede tener vigencia mayor de 30 días, excepto en los casos de personas o negociaciones que utilicen máquinas de pulir, encerar y lavar pisos, pintar y soldar.
9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión.
9-M	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión.
O-M	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 500 kW.
H-M	Tarifa horaria para servicio general en media tensión con demanda de 500 kW o más.
H-S	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión.
H-T	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión.
H-SL	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.
H-TL	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión para larga utilización.
HM-R	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión.
HM-RF	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en media tensión.
HM-RM	Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión.
HS-R	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel subtransmisión.
HS-RF	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel subtransmisión.
HS-RM	Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión.
HT-R	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión.
HT-RF	Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión.
HT-RM	Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión.
I-15	Para servicio interrumpible se aplica a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten adicionalmente inscribirse en este servicio y que tengan una demanda máxima en periodo de punta, semipunta, intermedio o base, mayor o igual a 10,000 kW durante los 3 meses previos a la solicitud de inscripción.
I-30	Para servicio interrumpible se aplica a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten adicionalmente inscribirse en este servicio y que tengan una demanda máxima en periodo de punta, semipunta, intermedio o base, mayor o igual a 20,000 kW durante los 3 meses previos a la solicitud de inscripción.

Tabla 11.2. Tarifas eléctricas de usos generales

II. TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA

Las tarifas se pueden clasificar también de acuerdo a los cargos que se les aplican, y son:

- Cargos por consumo y cargos fijos:
Tarifa 1, 1-A, 1-B, 1-C, 1-D, 1-E, 2, 5, 5-A, 6, 9 y 9-M.
- Cargos por consumo y demanda máxima:
Ordinarias: 3, 7 y O-M.
Horarias: H-M, H-S, H-SL, H-T, H-TL, HM-R, HM-RF, HM-RM HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM, I-15 e I-30.

Para la aplicación e interpretación de las tarifas se considera que:

- a) Baja tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión hasta 1.0 kV.
- b) Media tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1.0 kV y hasta 35 kV.
- c) Alta tensión a nivel subtransmisión es el servicio que se suministra a niveles mayores a 35 kV y menores a 220 kV.
- d) Alta tensión a nivel transmisión es el servicio que se suministra a niveles de tensión iguales o mayores a 220 kV.

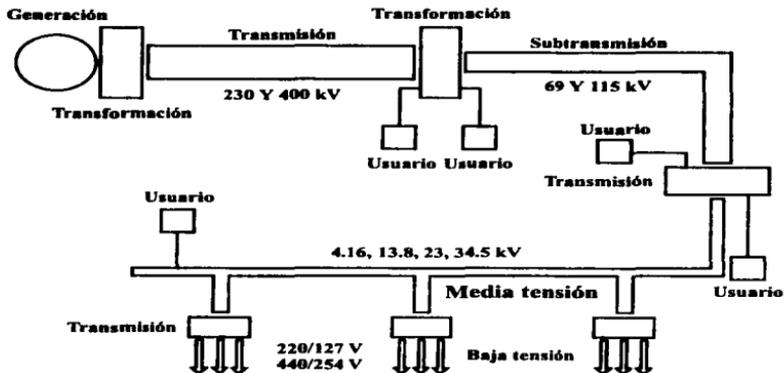


Figura 11.1. Tensiones normalizadas del Sistema Eléctrico Nacional

11.2. Regionalización de las tarifas

Conforme al acuerdo del 10/11/91, se procedió al diseño de tarifas que consideran las diferentes regiones y estaciones en los costos del suministro de energía eléctrica para usuarios en media y alta tensión con el objeto de reflejar el costo real del servicio. En el país se formaron 8 regiones, que son:

- 1) **Región Baja California:** Todos los Municipios del Estado de Baja California y los municipios del Estado de Sonora: San Luis Río Colorado.
- 2) **Región Baja California Sur:** Todos los Municipios del Estado de Baja California Sur.
- 3) **Región Noroeste:** Todos los Municipios del Estado de Sonora, excepto San Luis Río Colorado y todos los Municipios del Estado de Sinaloa.
- 4) **Región Norte:** Todos los Municipios de los Estados de Chihuahua y Durango, los municipios del estado de Zacatecas: Chalhuites, Jiménez del Teúl, Sombrerete, Sain Alto, Jerez, Juan Aldama, Río Grande, General Francisco Murguía, Mazapil, Melchor Ocampo y los municipios del Estado de Coahuila: Torreón, San Pedro de las Colonias, Matamoros, Viesca, Parras de la Fuente, Francisco I. Madero, Ocampo y Sierra Mojada.
- 5) **Región Noreste:** Todos los Municipios de los Estados de Nuevo León y Tamaulipas, todos los Municipios del Estado de Coahuila, excepto los comprendidos en la Región Norte, los municipios del Estado de Zacatecas: Concepción del Oro y el Salvador, los municipios del Estado de San Luis Potosí: Vanegas, Cedral, Cerritos, Guadalcázar, Ciudad Fernández, Río Verde, San Ciro de Acosta, Lagunillas, Santa Catarina, Rayón, Cárdenas, Alaquines, Ciudad del Maíz, Ciudad Valles, Tamazopo, Aquismón, Axtla de Terrazas, Tamazunchale, Huehuetlán, Tamuín, Tancanhuitz, Tanlajas, San Antonio, Coscatlán, Tampamolón, San Vicente Tancuayalab, Ebano, Xilitla, Tampacan, Tanquian de Escobedo y los municipios del Estado de Veracruz: Pánuco, Tempoal, Pueblo Viejo, Tampico Alto, Ozulama de Mazcareñas, El Higo, Huayacocotla.
- 6) **Región Central:** Todas las Delegaciones del Distrito Federal, los municipios del Estado de México: Tultepec, Tultitlán, Ixtapaluca, Chalco de Díaz Covarrubias, Huixquilucan de Degollado, San Mateo Atenco, Toluca, Santa Cruz, Atizapán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Itzcalli, Atizapán de Zaragoza, Tlalncpanitla, Naulcaplan de Juárez, Ecatepec, Chimalhuacán, Chicoloapan, Texcoco, Ciudad Netzahualcóyotl, Los Reyes la Paz, y el municipio del Estado de Morelos: Cuernavaca.
- 7) **Región Sur:** Todos los Municipios del Estado de Nayarit, Jalisco, Colima, Michoacán, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Guerrero, Tlaxcala, Puebla, Oaxaca, Chiapas, Tabasco, todos los Municipios de los Estados de Zacatecas, San Luis Potosí y Veracruz no comprendidos en la Región Norte o en la Región Noreste y todos los Municipios de los Estados de México y Morelos no comprendidos en la Región Central.
- 8) **Región Peninsular:** Todos los Municipios de los Estados de Yucatán, Campeche y Quintana Roo.

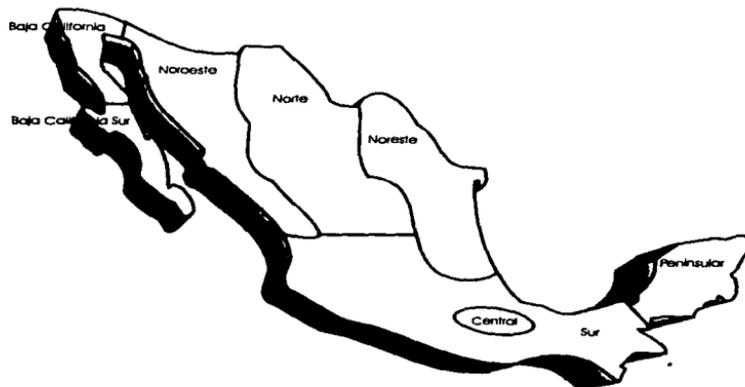


Figura 11.2. Regionalización tarifaria

11.3. Zonas conurbadas del Distrito Federal, Guadalajara y Monterrey

Zona conurbada del Distrito Federal:

Delegaciones del Distrito Federal: Alvaro Obregón, Azcapotzalco, Benito Juárez, Coyoacán, Cuajimalpa, Cuauhtémoc, Gustavo A. Madero, Iztacalco, Iztapalapa, Magdalena Contreras, Miguel Hidalgo, Milpa Alta, Tláhuac, Tlalpan, Venustiano Carranza, Xochimilco.

Municipios del Estado de México: Atizapán de Zaragoza, Coacalco, Cuautitlán, Cuautitlán Izcalli, Chalco, Chicoloapan, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, La Paz, Naucalpan de Juárez, Nezahualcóyotl, Tlalncpanlta, Tultitlán, Atenco, Tepotzotlán, Texcoco, Toluca, Tultepec.

Municipios del Estado de Morelos: Cuernavaca.

Zona conurbada de Guadalajara:

Municipios del Estado de Jalisco: Guadalajara, Tlaquepaque, Tonalá, Zapopan, Tlajomulco de Zúñiga, Juanacatlán, El Salto.

Zona conurbada de Monterrey:

Municipios del Estado de Nuevo León: Monterrey, San Nicolás de Los Garza, Apodaca, Guadalupe, Juárez, San Pedro Garza García, Santa Catarina, García, General Escobedo.

11.4. Conceptos que intervienen en la aplicación de las tarifas**11.4.1. Cláusula de ajuste por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional****11.4.1.1. Aplicación de los ajustes**

Esta cláusula de los ajustes por las variaciones de la inflación nacional y de los precios de los combustibles, en su caso, se aplicará mensualmente a los cargos de las tarifas: 2, 3, 7, O-M, H-M, HM-R, HM-RF, HM-RM, H-S, H-SL, HS-R, HS-RF, HS-RM, H-T, H-TL, HT-R, HT-RF y HT-RM; y a las bonificaciones de las tarifas I-15 e I-30.

11.4.1.2. Factor de ajuste mensual

Los factores de ajuste mensual por nivel de tensión se determinarán cada mes calendario (m) de la siguiente manera:

Para baja tensión:

$$FAB_m = \frac{FEB_m}{FEB_{m-1}} \quad (1)$$

donde FAB_m es el factor de ajuste mensual para baja tensión, aplicable en el mes m y los FEB_m son los factores de escalación para baja tensión, que se definen cada mes calendario como:

$$FEB_m = \left(\frac{1}{3} \times \frac{IPPME_{m-2}}{IPPME_{0-2}} + \frac{1}{3} \times \frac{IPPMB_{m-2}}{IPPMB_{0-2}} + \frac{1}{3} \times \frac{IPPOM_{m-2}}{IPPOM_{0-2}} \right) \quad (2)$$

donde el subíndice (m) es el mes de aplicación de las tarifas, con m=1 correspondiendo al mes de abril de 1997; IPPME es el Índice de Precios al Productor por origen de la producción neta de la división de Maquinaria y Equipo; IPPMB es el Índice de Precios al Productor por origen de la producción neta de la división de Metales Básicos; IPPOM es el Índice de Precios al Productor por origen de la producción neta de la división de Otras Industrias Manufactureras; Por la disponibilidad de la información, estos Índices de Precios Productor se aplican con dos meses de rezago, y el subíndice 0-2 corresponde al mes de enero de 1997

Para media tensión:

$$FAM_m = \frac{FEM_m}{FEM_{m-1}} \quad (3)$$

donde FAM_m es el factor de ajuste mensual para media tensión, aplicable en el mes m y los FEM_m son los factores de escalación para media tensión, que se definen cada mes calendario como:

$$FEM_m = 0.71 \times \left(\frac{1}{3} \times \frac{IPPME_{m-2}}{IPPME_{0-2}} + \frac{1}{3} \times \frac{IPPMB_{m-2}}{IPPMB_{0-2}} + \frac{1}{3} \times \frac{IPPOM_{m-2}}{IPPOM_{0-2}} \right) + 0.29 \times \frac{ICC_m}{ICC_0} \quad (4)$$

donde: ICC es un Índice de Costos de los Combustibles, e ICC_0 corresponde al mes de marzo de 1997.

Para alta tensión:

$$FAA_m = \frac{FEA_m}{FEA_{m-1}} \quad (5)$$

donde FAA_m es el factor de ajuste mensual para alta tensión, aplicable en el mes m y los FEA_m son los factores de escalación para alta tensión, que se definen cada mes calendario como:

$$FEA_m = 0.59 \times \left(\frac{1}{3} \times \frac{IPPME_{m-2}}{IPPME_{0-2}} + \frac{1}{3} \times \frac{IPPMB_{m-2}}{IPPMB_{0-2}} + \frac{1}{3} \times \frac{IPPOM_{m-2}}{IPPOM_{0-2}} \right) + 0.41 \times \frac{ICC_m}{ICC_0} \quad (6)$$

Por su definición, los factores de escalación para todos los niveles de tensión del mes de marzo de 1997 tienen el valor unitario, esto es:

$$FEB_0 = FEM_0 = FEA_0 = 1 \quad (7)$$

El Índice de Costos de los Combustibles se calcula mensualmente con la fórmula siguiente:

$$ICC_m = \sum_c \alpha_c \times P_{c,m-1} \quad (8)$$

donde el subíndice (c) expresa cada uno de los cinco combustibles que se someten al ajuste mensual:

- 1) Combustible importado, cotización PEMEX, promedio centros importadores
- 2) Combustible nacional, cotización PEMEX volumen básico, promedio centros productores
- 3) Gas natural, cotización PEMEX base firme anual, sector Venta de Carpio
- 4) Diesel industrial, cotización PEMEX resto del país, sin impuestos acreditables
- 5) Carbón, cotización MICARE que incluye manejo de cenizas, única a nivel nacional.

Los coeficientes α_c corresponden a cada combustible y tienen los siguientes valores: $\alpha_1 = 0.031744$, $\alpha_2 = 0.104201$, $\alpha_3 = 0.044212$, $\alpha_4 = 0.003048$, $\alpha_5 = 0.038062$

$P_{c,m-1}$ es el precio sin IVA para cada combustible (c), vigente en el mes anterior al de aplicación del ajuste (m).

Cada mes calendario, a partir del día primero del mismo, serán ajustados los cargos o bonificaciones con respecto al valor del mes anterior con el factor de ajuste mensual correspondiente al nivel de tensión de cada tarifa.

11.4.2. Recargos y bonificaciones por alto y bajo factor de potencia

Fórmula de recargo:

$$\text{Porcentaje de recargo} = \frac{3}{5} \times \left(\frac{0.9}{FP} - 1 \right) \times 100 \quad \text{FP menor que 0.9} \quad (9)$$

Fórmula de bonificación:

$$\text{Porcentaje de bonificación} = \frac{1}{4} \times \left(1 - \frac{0.9}{FP} \right) \times 100 \quad \text{FP mayor que 0.9} \quad (10)$$

Los valores resultantes de la aplicación de estas fórmulas se redondearán a un solo decimal por defecto o por exceso, según sea o no menor que cinco el segundo decimal. En ningún

caso se aplicarán porcentajes de recargo superiores a 120% (ciento veinte por ciento), ni porcentajes de bonificación superiores a 2.5% (dos punto cinco por ciento).

11.4.3. Derecho de Alumbrado Público (DAP)

Establecido en algunas entidades federativas, mediante decretos locales, se calcula aplicando el porcentaje aprobado en cada estado a la facturación y no es gravado por el IVA.

11.5. Referencias del ajuste y reestructuración de tarifas

Diario Oficial de la Federación del 10 de noviembre de 1991:

- Regionalización de las cuotas.
- Eliminación de las Tarifas 08, 12, 12-S y 12-T.
- Incorporación de las Tarifas 0-M, H-M, H-S, H-T.

Diario Oficial de la Federación del 3 de abril de 1992:

- Se establecen las tarifas H-SL, H-TL e I-30, que se aplican previa solicitud de inscripción por parte del usuario.
- Se establece ajuste a la facturación de la energía consumida en tarifa O-M, H-M, H-S, H-T, H-SL y H-TL, para reflejar las variaciones de los precios de los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica.

Diario Oficial de la Federación del 4 de octubre de 1993:

- Se establece la tarifa Interrumpible I-15.

Diario Oficial de la Federación del 13 de mayo de 1994:

- Se crean las tarifas de respaldo en alta tensión para los servicios de respaldo para falla y mantenimiento, respaldo para falla y respaldo para mantenimiento programado (H-SR, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF y HT-RM).

Diario Oficial de la Federación del 26 de mayo de 1995:

- Se incorpora la tarifa para servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados, denominada tarifa 1-E.

Diario Oficial de la Federación del 18 de diciembre de 1995:

- Se crea la tarifa 9-M.
- Se modifican las tarifas 1, 1-A, 1-B, 1-C, 1-D y 1-E, teniendo costos en consumo básico, intermedio (bajo y alto) y excedente.

Diario Oficial de la Federación del 15 de noviembre de 1996:

- Se aplica la temporada de verano y fuera de verano para las tarifas de media y alta tensión.

- Para tarifas horarias se crean periodos de base, intermedia punta y semipunta, con diferente horario, dependiendo de la tensión de suministro, temporada, región y día.
- Se crean nuevas fórmulas de calcular la demanda facturable.

Diario Oficial de la Federación del 25 de marzo de 1997:

- Se modifica la cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional.

11.6. Fórmula para calcular la demanda facturable

Tarifas H-M, H-S, H-T, H-SL y H-TL en las Regiones de Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur:

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0) \quad (11)$$

Tarifas H-S, H-T y H-SL en la Región de Baja California:

$$DF = DP + 0.199 \times \max(DS - DP, 0) + FRI \times \max(DI - DPS, 0) + FRB \times \max(DB - DPSI, 0) \quad (12)$$

donde:

- DF es la demanda facturable
- DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta
- DS es la demanda máxima medida en el periodo de semipunta
- DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio
- DB es la demanda máxima medida en el periodo de base
- DPS es la demanda máxima medida en los periodos de punta y semipunta
- DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio
- DPSI es la demanda máxima medida en los periodos de punta, semipunta e intermedio
- FRI y FRB son factores de reducción
- max significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero.

11.7. Pasos para obtener los costos en una facturación

1. Facturación básica: Es el resultado de aplicar las cuotas que específicamente señala la tarifa que corresponda, al consumo y demanda máxima, integrando el cargo fijo si procede.
2. Facturación básica ajustada: Es el resultado de sumar o restar a la facturación básica el monto del ajuste por variación de los precios de los combustibles y la inflación nacional. De no existir este ajuste la facturación básica ajustada será igual a la facturación básica.
3. Facturación normal: Corresponde a la facturación básica ajustada, mas o menos el 2% por medición en baja o alta tensión, cuando este cargo no proceda, la facturación normal será igual a la facturación básica ajustada.

11. TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4. Facturación neta: Es la facturación normal, incrementada o reducida por el recargo o bonificación según el valor del factor de potencia, si no existe este concepto la facturación neta será igual a la facturación normal.
5. Facturación neta bonificada: En el caso de la aplicación de las tarifas opcionales I-15 e I-30, la bonificación o penalización por concepto de demanda interrumpible, se integrará a la facturación neta. De no existir este concepto la facturación neta bonificada será igual a la facturación neta.
6. Derecho de Alumbrado Público (DAP): Establecido en algunas entidades federativas, mediante decretos locales, se calcula aplicando el porcentaje aprobado en cada estado a la facturación neta bonificada (no es gravado por el IVA).
7. Otros cargos y créditos: Son diversos conceptos que se pueden incluir en el aviso recibo como por ejemplo, Derechos de Servicios Comunes de Iluminación y Bombeo (DSCIB), Cooperación de Gobiernos del Estado (CGE), depósitos de garantía, etc.
8. Impuesto al Valor Agregado (IVA): Es la tasa en por ciento que se traslada a los clientes, autorizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y que se aplica a la facturación neta bonificada.
9. Facturación total: Es el resultado de agregar a la facturación neta bonificada, el derecho de alumbrado público, otros cargos y créditos y el IVA.

De una manera más explícita, estos pasos para obtener los costos de la facturación eléctrica, los podemos desarrollar como sigue:

1. Cargo por consumo de energía.
 - a) Energía consumida (total).
 - b) Energía facturable de punta, intermedio y semipunta.
 - c) Energía facturable de base.
2. Cargo por demanda.
 - a) Demanda máxima medida.
 - b) Demanda facturable.
3. Facturación básica (1) + (2).
4. Ajuste en el cargo por consumo de energía por variación en los precios de los combustibles y la inflación nacional.
5. Facturación básica ajustada (3) + (4).
6. Cargo del 2%, servicio en alta tensión con medidor en baja tensión (5) x 0.02.
7. Facturación normal (5) + (6).
8. Cargo o bonificación por FP (7) x %.
9. Facturación neta (7) ± (8).
10. Bonificación o penalización por concepto de demanda interrumpible (tarifa I-15 ó I-30).
11. Facturación neta bonificada o penalizada (9) ± (10).
12. Cargo por DAP (11) x % o salarios mínimos (no es gravado por IVA).
13. IVA (11) x 0.15.
14. Facturación total (11) + (12) + (13).

12. NORMALIZACION APLICADA AL AHORRO Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

12. NORMALIZACIÓN APLICADA AL AHORRO Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

12.1. Introducción

Ante la apertura actual de los mercados en el mundo, es esencial establecer un sistema de normalización que facilite el intercambio comercial con otros países, eliminando barreras a través de la emisión de normas nacionales equiparables con las de otros países desarrollados, que definan los lineamientos que debe seguir la industria nacional para el aprovechamiento racional de los recursos energéticos, reduciendo costos y mejorando la productividad, lo que repercutirá en el incremento de la rentabilidad y la competitividad.

Para promover cambios estructurales respecto al consumo de energía, se debe procurar la creación de normas de eficiencia energética que sean de aplicación obligatoria y elaboradas con la participación activa de los fabricantes, usuarios y organizaciones interesadas. Esto incidirá para que los avances tecnológicos que se hagan en el diseño y fabricación de equipos y sistemas que utilitan la energía, sean dirigidos hacia la disminución de su consumo.

Como ya se ha establecido, un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos propicia una mejor distribución entre los consumidores, lo que contribuye a la satisfacción de la creciente demanda nacional y hace posible diferir la aplicación de los recursos económicos necesarios para producir energéticos, además de equilibrar las inversiones en los campos prioritarios para el progreso del país.

Para ilustrar lo anterior, se puede mencionar que en los Estados Unidos de América la norma de eficiencia energética para refrigeradores que se aplica desde enero de 1993, logró la disminución del consumo de estos aparatos en 38 % respecto al consumo que tenían en el año de 1987.

12.2. Normalización en México

En México, la Ley Federal sobre Metrología y Normalización^{*} que está en vigor desde el 16 de julio de 1992, establece la obligación para cada una de las dependencias de la administración pública federal, en su ámbito de competencia, de participar en la Comisión Nacional de Normalización (CNN) y de integrar los Comités Consultivos Nacionales de Normalización (CCNN) pertinentes para expedir Normas Oficiales Mexicanas (NOM) sobre productos, procesos, métodos, instalaciones, servicios o actividades, así como certificar, verificar e inspeccionar su cumplimiento en su ámbito de competencia.

La Secretaría de Energía (SE) a través de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), que es el órgano técnico de consulta en materia de ahorro y uso eficiente de la energía, constituyó el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE), el 1º de marzo de 1993. Este Comité es el órgano encargado de la elaboración de las Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética.

^{*} Publicada en el Diario Oficial de la Federación del 1º de julio de 1992

Los objetivos básicos de este Comité son:

- Promover y coordinar la implantación de normas sobre el ahorro y el uso eficiente de la energía, especificando los valores máximos de consumo de energía que deben cumplir los materiales, equipos y sistemas que se fabriquen o comercialicen en el país.
- Estudiar la necesidad de establecer nuevas y mejores normas de ahorro y uso eficiente de la energía.
- Asegurar la adecuada aplicación de las normas de ahorro y uso eficiente de energía existentes en México.
- Incrementar el ahorro de energía.
- Fijar y establecer los niveles mínimos de eficiencia energética, consumo de energía eléctrica, diseño y construcción que deben cumplir los diferentes equipos que se comercialicen en el mercado nacional.
- Hacer un uso eficiente de la energía eléctrica, mediante la optimización de diseños y la utilización de equipos y tecnologías que incrementen la eficiencia energética sin menoscabo del confort, productividad y requerimientos en materia de seguridad, salud y medio ambiente.
- Contribuir a la preservación de recursos energéticos y la ecología de la Nación.
- Proteger al consumidor de productos de menor calidad y consumo excesivo de energía eléctrica o de combustibles, de fabricación nacional o que pudieran ingresar al mercado nacional.
- Definir los requisitos mínimos de información al público sobre el nivel de valores de eficiencia energética del producto en cuestión.

El Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE) está integrado por:

- Dependencias del Gobierno Federal.
- Empresas parastatales y entidades del sector energético.
- Instituciones de investigación y desarrollo.
- Instituciones de enseñanza superior e investigación científica.
- Cámaras y asociaciones de la industria, el comercio y de servicios.
- Colegios y asociaciones profesionales.

El campo de trabajo de este Comité se enfoca a promover la eficiencia energética tanto en equipos y aparatos utilizados para la conversión de energía, como en sistemas globales consumidores de energía, normando los valores mínimos de eficiencia energética y procurando una optimización del conjunto en forma integral. Para abarcar todos aquellos sectores en los que es posible obtener importantes ahorros de energía, el comité divide su trabajo en cinco Subcomités, que son los que se muestran en la tabla 12.1.

Las Normas Oficiales Mexicanas sobre eficiencia energética son especificaciones técnicas, accesibles al público, establecidas con la colaboración y el consenso de los involucrados, basadas en los resultados conjuntos de la ciencia, la tecnología y la experiencia, que tiene como objetivo el beneficio óptimo a la comunidad a través de la preservación de los recursos energéticos y del medio ambiente. Estas NOM son aprobadas por la Secretaría de Energía y su aplicación es obligatoria para todos los productos e instalaciones en la República Mexicana comprendidos en sus campos de aplicación.

SC	Temas	Subtemas
1	Eficiencia eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> • Refrigeradores y congeladores electrodomésticos. • Acondicionadores de aire tipo cuarto. • Bombas centrifugas domésticas. • Lavadoras de ropa electrodomésticas. • Acondicionadores de aire tipo central. • Motores de corriente alterna monofásicos. • Motores de corriente alterna trifásicos. • Lámparas fluorescentes compactas. • Equipos de refrigeración industrial y comercial.
2	Eficiencia térmica	<ul style="list-style-type: none"> • Calderas tipo paquete. • Calentadores de agua domésticos. • Aislamientos térmicos industriales. • Calderas de baja capacidad. • Aislamientos térmicos para muros y techos. • Quemadores de gas.
3	Eficiencia energética en el transporte	
4	Eficiencia energética en inmuebles	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de alumbrado en edificios. • Edificios no residenciales. • Sistemas de alumbrado para vialidades. • Edificaciones para uso habitacional.
5	Eficiencia energética en equipo agrícola y para la construcción	<ul style="list-style-type: none"> • Bombas verticales. • Sistemas de bombeo para pozo profundo. • Bombas sumergibles.

NC = Subcomité Numero

Tabla 12.1. Areas de trabajo del CCNNPURRE

12.3. Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética

Hasta mayo de 1997 se han publicado en el Diario Oficial de la Federación un total de 14 Normas Oficiales Mexicanas, teniéndose además 7 en proyecto y 4 en anteproyecto. De las 14 Normas Oficiales Mexicanas hasta ahora publicadas 10 están relacionadas con la energía eléctrica y de los 7 proyectos y 4 anteproyectos, 5 y 2 respectivamente.

12.3.1. Vigilancia

Las autoridades competentes para vigilar y certificar el cumplimiento de estas Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética son: la Secretaría de Energía y la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, y para algunas normas en conjunto con la Procuraduría Federal del Consumidor, la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, la compañía suministradora de energía eléctrica y/o el usuario.

12.3.2. Sanciones

El incumplimiento de estas Normas Oficiales Mexicanas es sancionado conforme a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y para algunas normas también se aplican la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, su Reglamento, el Reglamento de Construcción vigente y/o demás disposiciones legales aplicables.

12.3.3. Programa de formulación de Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética

Norma Oficial Mexicana	Fechas de	
	Publicación*	Entrada en vigor
NOM-072-SCFI-1994, eficiencia energética de refrigeradores electrodomésticos.	8 de septiembre de 1994	1° de enero de 1995
NOM-073-SCFI-1994, eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo cuarto.	8 de septiembre de 1994	1° de enero de 1995
NOM-074-SCFI-1994, eficiencia energética de motores de inducción de corriente alterna, tipo jaula de ardilla.	8 de septiembre de 1994	1° de enero de 1995
NOM-001-ENER-1995, eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo.	22 de diciembre de 1995	23 de diciembre de 1995
NOM-002-ENER-1995, eficiencia térmica de calderas paquete.	26 de diciembre de 1995	26 de junio de 1996
NOM-003-ENER-1995, eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial.	7 de noviembre de 1995	7 de mayo de 1996
NOM-004-ENER-1995, eficiencia energética de bombas centrífugas para bombeo de agua para uso doméstico.	22 de diciembre de 1995	23 de diciembre de 1995
NOM-005-ENER-1996, eficiencia energética de lavadoras de ropa electrodomésticas.	11 de julio de 1996	11 de mayo de 1997
NOM-006-ENER-1995, eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozos profundo en operación.	9 de noviembre de 1995	9 de noviembre de 1996
NOM-007-ENER-1995, eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.	1° de septiembre de 1995	1° de septiembre de 1996
NOM-009-ENER-1995, eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales.	8 de noviembre de 1995	8 de noviembre de 1996
NOM-010-ENER-1996, eficiencia energética de bombas sumergibles.	7 de marzo de 1997	7 de enero de 1998
NOM-012-ENER-1996, eficiencia térmica de calderas de baja capacidad (7.5 a 100 kW).	21 de febrero de 1997	21 de diciembre de 1997
NOM-013-ENER-1996, eficiencia energética en sistemas de alumbrado para vialidades y exteriores de edificios.	16 de mayo de 1997	16 de mayo de 1998

* Publicación en el Diario Oficial de la Federación

* El 1° de abril de 1995 los refrigeradores de 141 dm³ (5 pies³) y de 198 dm³ (7 pies³) de capacidad y deshielo manual de 198 dm³ (7 pies³) de deshielo cíclico

Tabla 12.2. Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética

Proyecto de Norma Oficial Mexicana	Fechas de Publicación*
NOM-008-ENER-1996, eficiencia energética integral en edificios no residenciales.	19 de octubre de 1994
NOM-011-ENER-1996, eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo central.	26 de julio de 1996
NOM-014-ENER-1997, eficiencia energética de motores de corriente alterna monofásicos de inducción, tipo jaula de ardilla, de uso general.	4 de febrero de 1997
NOM-015-ENER-1997, eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos.	10 de febrero de 1997
NOM-016-ENER-1997, eficiencia energética de motores de corriente alterna trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, de uso general.	7 de febrero de 1997
NOM-017-ENER-1997, eficiencia energética de lámparas fluorescentes compactas.	7 de febrero de 1997
NOM-018-ENER-1997, aislantes térmicos para edificaciones.	14 de mayo de 1997

* Publicación en el Diario Oficial de la Federación

Tabla 12.3. Proyectos de Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética

NOM-019-ENER-1997, Eficiencia térmica de quemadores de gas para aplicación en calderas y hornos industriales.
NOM-020-ENER-1997, Eficiencia energética en edificaciones para uso habitacional.
NOM-021-ENER-1997, Eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo cuarto (Revisión de la NOM-073-SCFI-1994).
NOM-022-ENER-1997, Eficiencia energética de equipos de refrigeración industrial y comercial.

Tabla 12.4. Anteproyectos de Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética

12.3.4. Programa de normalización para 1997

Con base en los trabajos realizados por el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y el Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE), se ha definido el programa de normalización para el año de 1997, atendiendo a las necesidades detectadas por sus integrantes; este programa se muestra en la tabla 12.5.

Eficiencia energética integral en edificios no residenciales.
Eficiencia energética de bombas sumergibles.
Eficiencia térmica de calderas de baja capacidad.
Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en vialidades y exteriores de edificios.
Eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo central.
Eficiencia energética de motores monofásicos.
Revisión de la NOM-072-SCFI-1994, eficiencia energética de refrigeradores electrodomésticos.
Revisión de la NOM-074-SCFI-1994, eficiencia energética de motores de inducción de corriente alterna tipo jaula de ardilla.
Eficiencia energética de lámparas compactas de uso residencial.
Eficiencia energética en edificaciones para uso habitacional.
Eficiencia energética de aislamientos térmicos para muros y techos.
Eficiencia térmica de quemadores de gas para aplicación en calderas y hornos industriales.
Revisión de la NOM-073-SCFI-1994, eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo cuarto.
Eficiencia energética en Refrigeración industrial y comercial.

Tabla 12.5. Programa de normalización para 1997

Los porcentajes de ahorro con la aplicación de las Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética se muestran en la tabla 12.6.

Norma Oficial Mexicana	% de ahorro según la NOM	Equipos producidos al año
NOM-072-SCFI-1994, eficiencia energética de refrigeradores electrodomésticos.	25%	1,000,000
NOM-073-SCFI-1994, eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo cuarto.	20%	170,000
NOM-074-SCFI-1994, eficiencia energética de motores de inducción de corriente alterna, tipo jaula de ardilla.	7%	160,000
NOM-001-ENER-1995, eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo.	13%	2500
NOM-002-ENER-1995, eficiencia térmica de calderas paquete.	10%	170
NOM-003-ENER-1995, eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial.	7%	900,000
NOM-004-ENER-1995, eficiencia energética de bombas centrífugas para bombeo de agua para uso doméstico.	18 %	300,000
NOM-005-ENER-1996, eficiencia energética de lavadoras de ropa electrodomésticas.	10 %	1,000,000
NOM-006-ENER-1995, eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación.	30%	4500
NOM-007-ENER-1995, eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.	20%	N.D.
NOM-008-ENER-1996, eficiencia energética integral en edificios no residenciales.	25%	N.D.
NOM-009-ENER-1995, eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales.	7 %	N.D.
NOM-010-ENER-1996, eficiencia energética de bombas sumergibles.	3 %	1100
NOM-011-ENER-1996, eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo central.	N.D.	4000
NOM-012-ENER-1996, eficiencia térmica de calderas de baja capacidad.	N.D.	N.D.
NOM-013-ENER-1996, eficiencia energética en sistemas de alumbrado para vialidades y exteriores de edificios.	N.D.	N.D.
NOM-014-ENER-1997, eficiencia energética de motores de corriente alterna monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla.	N.D.	1,120,000
NOM-015-ENER-1997, Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos.	41 %	1,050,000
NOM-016-ENER-1997, eficiencia energética de motores de corriente alterna trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla.	7 %	160,000
NOM-017-ENER-1997, eficiencia energética de lámparas fluorescentes compactas.	N.D.	350,000
NOM-018-ENER-1997, aislantes térmicos para edificaciones.	N.D.	N.D.

N.D. = No disponible

Tabla 12.6. Porcentaje de ahorro

12.4. Resumen de las Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética**12.4.1. Norma Oficial Mexicana NOM-072-SCFI-1994, eficiencia energética de refrigeradores electrodomésticos**

Esta Norma es aplicable a los refrigeradores electrodomésticos operados por motorcompresor hermético comercializados en la República Mexicana. Los límites de consumo de energía máximo se determinan al aplicar las fórmulas de la tabla 12.7 a los refrigeradores electrodomésticos por su tipo, sistema de deshielo y volumen ajustado.

	E_{MAX}
Refrigeradores solos y convencionales y refrigeradores/congeladores con deshielo manual o semiautomático: a) con VA > 90 dm ³ b) con VA < 90 dm ³ .	0.986 VA + 253.5 0.476 VA + 299
Refrigeradores/congeladores con deshielo parcialmente automático.	0.491 VA + 601
Refrigeradores/congeladores con deshielo automático con congelador montado en la parte superior sin surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta y automático de duración larga.	0.349 VA + 545
Refrigeradores/congeladores con deshielo automático con congelador montado lateralmente sin surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta.	0.416 VA + 501
Refrigeradores/congeladores con deshielo automático con congelador montado en la parte inferior sin surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta.	0.582 VA + 367
Refrigeradores/congeladores con deshielo automático con congelador montado en la parte superior con surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta.	0.620 VA + 391
Refrigeradores/congeladores con deshielo automático con congelador montado lateralmente con surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta.	0.575 VA + 527

Donde: E_{MAX} es el consumo de energía máximo por año, en kWh.

VA es el volumen ajustado, en dm³.

VA = Volumen del compartimento de alimentos + Volumen del compartimento congelador x el Factor de Ajuste (FA)

El FA es: 1.45 para refrigeradores convencionales, 1.00 para refrigeradores solos y 1.65 para refrigeradores/congeladores

Tabla 12.7. Límites de consumo de energía máximos para refrigeradores electrodomésticos

En virtud de que se esperan cambios tecnológicos en el desarrollo de refrigerantes y aislamientos en los próximos 2 años, se considera conveniente que al final de este periodo se realice una revisión completa de la Norma a la vista de las condiciones que prevalezcan a la fecha, por lo que los valores de consumo energético se deben reducir hasta alcanzar los establecidos por las ecuaciones de la tabla 12.8 a partir del 1° de enero de 1997.

	E_{MAX}
Refrigeradores solos y convencionales y refrigeradores/congeladores con deshielo manual o semiautomático.	0.476 VA + 299
Refrigeradores/congeladores con deshielo parcialmente automático.	0.367 VA + 398
Refrigeradores/congeladores con deshielo automático con congelador montado en la parte superior sin surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta y automático de duración larga.	0.564 VA + 355
Refrigeradores/congeladores con deshielo automático con congelador montado lateralmente sin surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta.	0.416 VA + 501
Refrigeradores/congeladores con deshielo automático con congelador montado en la parte inferior sin surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta.	0.582 VA + 367
Refrigeradores/congeladores con deshielo automático con congelador montado en la parte superior con surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta.	0.620 VA + 391
Refrigeradores/congeladores con deshielo automático con congelador montado lateralmente con surtidor de hielo y agua a través de la puerta.	0.575 VA + 527

Tabla 12.8. Valores de consumo energético a reducir

12.4.2. Norma Oficial Mexicana NOM-073-SCFI-1994, eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo cuarto

Esta Norma es aplicable a los acondicionadores de aire, tipo cuarto con condensador enfriado por aire comercializados en la República Mexicana. De acuerdo a la capacidad de enfriamiento de los acondicionadores de aire tipo cuarto, deben tener como mínimo una relación de eficiencia energética (REE) correspondiente a la establecida en la tabla 12.9. la etapa I tiene efecto a partir del 1º de enero de 1995 y para la etapa II el 1º de enero de 1997.

Capacidad de enfriamiento	REE mínima Etapa I W_e/W_c (BTU/Wh)	REE mínima Etapa II W_e/W_c (BTU/Wh)
Menor de 1758 watts (menor de 6000 BTU/h)	2.344 (8.0)	2.344 (8.0)
1759 a 2343 watts (6000 a 7999 BTU/h)	2.49 (8.5)	2.49 (8.5)
2344 a 4101 watts (8000 a 13,999 BTU/h)	2.49 (8.5)	2.637 (9.0)
4102 a 5859 watts (14,000 a 19,999 BTU/h)	2.49 (8.5)	2.578 (8.8)
5860 a 10,548 watts (20,000 a 36,000 BTU/h)	2.40 (8.2)	2.40 (8.2)

W_e = watts térmicos
 W_c = watts eléctricos

Tabla 12.9. Niveles de eficiencia mínimos en acondicionadores de aire para cuarto

12.4.3. Norma Oficial Mexicana NOM-074-SCFI-1994, eficiencia energética de motores de inducción de corriente alterna, tipo jaula de ardilla, en potencias de 0.746 kW (1 CP) a 149.2 kW (200 CP)

Esta Norma es aplicable a los motores de inducción trifásicos en potencias de 0.746 kW (1 CP) hasta 149.2 kW (200 CP), comercializados en la República Mexicana. Cualquier motor de uso general (solo o como parte de otro equipo) estándar, debe cumplir con los valores de eficiencia a plena carga de las tablas 12.10 y 12.11, y de alta eficiencia, debe cumplir con los valores de eficiencia a plena carga de las tablas 12.12 y 12.13.

Capacidad		2 Polos		4 Polos		6 Polos		8 Polos	
(kW)	(CP)	Efic. nom	Efic. min						
0.746	1.0	74.0	70.0	75.0	71.5	75.0	71.5	72.0	68.0
1.119	1.5	77.0	74.0	79.0	76.0	78.0	75.0	75.0	71.5
1.492	2.0	80.0	77.0	81.0	78.0	79.0	76.0	75.0	71.5
2.238	3.0	81.0	78.0	81.5	78.5	80.0	77.0	75.5	72.0
3.730	5.0	83.0	80.5	84.0	81.5	81.0	78.0	83.0	80.5
5.60	7.5	84.0	81.5	86.0	83.5	83.0	80.5	84.0	81.5
7.46	10.0	85.0	82.0	86.5	84.0	84.0	81.5	85.0	82.0
11.19	15.0	85.5	82.5	87.0	85.0	85.0	82.0	85.0	82.0
14.92	20.0	86.0	83.5	87.0	85.0	86.0	83.5	86.0	83.5
18.65	25.0	86.5	84.0	89.0	87.0	86.5	84.0	86.5	84.0
22.38	30.0	87.5	85.5	90.0	88.0	87.5	85.5	87.5	85.5
29.84	40.0	88.0	86.0	90.0	88.0	88.0	86.0	88.0	86.0
37.30	50.0	88.0	86.0	91.0	89.5	88.5	86.5	89.0	87.0
44.76	60.0	89.0	87.0	91.5	90.0	89.0	87.0	89.0	87.0
55.95	75.0	89.5	87.5	91.5	90.0	90.0	88.0	89.0	87.0
74.60	100.0	90.0	88.0	92.0	90.5	90.0	88.0	90.0	88.0
93.25	125.0	90.5	89.0	92.0	90.5	90.5	89.0	91.0	89.5
111.90	150.0	90.5	89.0	92.5	91.0	91.0	89.5	91.5	90.0
149.20	200.0	91.5	90.0	93.0	91.5	92.0	90.5	92.0	90.5

Tabla 12.10. Valores de eficiencia a plena carga para motores estándar cerrados

12. NORMALIZACIÓN APLICADA AL AHORRO Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

Capacidad (kW)	(CP)	2 Polos		4 Polos		6 Polos		8 Polos	
		Efic. nom	Efic. min						
0.746	1.0	72.0	68.0	72.0	68.0	72.0	68.0	72.0	68.0
1.119	1.5	72.0	68.0	74.0	70.0	74.0	70.0	74.0	70.0
1.492	2.0	74.0	70.0	75.0	71.5	75.0	71.5	75.0	71.5
2.238	3.0	80.0	77.0	81.0	78.0	80.0	77.0	78.0	75.0
3.730	5.0	80.5	77.5	81.5	78.5	80.5	77.5	80.0	77.0
5.60	7.5	81.0	78.0	82.0	79.5	81.5	78.5	81.5	78.5
7.46	10.0	82.0	79.5	83.0	80.5	82.0	79.5	83.0	80.5
11.19	15.0	83.5	81.0	83.5	81.0	83.5	81.0	83.5	81.0
14.92	20.0	84.0	81.5	84.0	81.5	84.0	81.5	84.0	81.5
18.65	25.0	86.0	83.5	86.0	83.5	86.0	83.5	86.0	83.5
22.38	30.0	87.0	85.0	88.0	86.0	87.0	85.0	87.0	85.0
29.84	40.0	88.0	86.0	89.0	87.0	88.0	86.0	88.0	86.0
37.30	50.0	89.0	87.0	89.5	87.5	89.0	87.0	89.0	87.0
44.76	60.0	90.0	88.0	90.0	88.0	90.0	88.0	90.0	88.0
55.95	75.0	90.0	88.0	90.5	89.0	90.0	88.0	90.0	88.0
74.60	100.0	90.0	88.0	91.0	89.5	90.0	88.0	90.0	88.0
93.25	125.0	91.0	89.5	92.0	90.5	91.0	89.5	91.0	89.5
111.90	150.0	91.0	89.5	92.5	91.0	91.0	89.5	91.0	89.5
149.20	200.0	91.5	90.0	93.0	91.5	92.0	90.5	92.0	90.5

Tabla 12.11. Valores de eficiencia a plena carga para motores estándar abiertos

Capacidad (kW)	(CP)	2 Polos		4 Polos		6 Polos		8 Polos	
		Efic.	Efic.	Efic.	Efic.	Efic.	Efic.	Efic.	Efic.
0.746	1.0	---	---	80.5	77.0	75.5	72.0	72.0	68.0
1.119	1.5	78.5	75.5	81.5	78.5	82.5	80.0	80.0	75.0
1.492	2.0	81.5	78.5	82.5	80.0	82.5	80.0	82.5	80.0
2.238	3.0	82.5	80.0	84.0	81.5	84.0	81.5	81.5	78.5
3.730	5.0	85.5	82.5	85.5	82.5	85.5	82.5	84.0	81.5
5.60	7.5	85.5	82.5	87.5	85.5	87.5	85.5	85.5	82.5
7.46	10.0	87.5	85.5	87.5	85.5	87.5	85.5	87.5	85.5
11.19	15.0	87.5	85.5	88.5	86.5	89.5	87.5	88.5	86.5
14.92	20.0	88.5	86.5	90.2	88.5	89.5	87.5	89.5	87.5
18.65	25.0	89.5	87.5	91.0	89.5	90.2	88.5	89.5	87.5
22.38	30.0	89.5	87.5	91.0	89.5	91.0	89.5	90.2	88.5
29.84	40.0	90.2	88.5	91.7	90.2	91.7	90.2	90.2	88.5
37.30	50.0	90.2	88.5	92.4	91.0	91.7	90.2	91.0	89.5
44.76	60.0	91.7	90.2	93.0	91.7	91.7	90.2	91.7	90.2
55.95	75.0	92.4	91.0	93.0	91.7	93.0	91.7	93.0	91.7
74.60	100.0	93.0	91.7	93.6	92.4	93.0	91.7	93.0	91.7
93.25	125.0	93.0	91.7	93.6	92.4	93.0	91.7	93.6	92.4
111.90	150.0	93.0	91.7	94.1	93.0	94.1	93.0	93.6	92.4
149.20	200.0	94.1	93.0	94.5	93.6	94.1	93.0	94.1	93.0

Tabla 12.12. Valores de eficiencia a plena carga para motores de alta eficiencia cerrados

Capacidad		2 Polos		4 Polos		6 Polos		8 Polos	
(kW)	(CP)	Efic. nom	Efic. min						
0.746	1.0	---	---	82.5	80.0	77.0	74.0	72.0	68.0
1.119	1.5	80.0	77.0	82.5	80.0	82.5	80.0	75.5	72.0
1.492	2.0	82.5	80.0	82.5	80.0	84.0	81.5	85.5	82.5
2.238	3.0	82.5	80.0	86.5	84.0	85.5	82.5	86.5	84.0
3.730	5.0	85.5	82.5	86.5	84.0	86.5	84.0	87.5	85.5
5.60	7.5	85.5	82.5	88.5	86.5	88.5	86.5	88.5	86.5
7.46	10.0	87.5	85.5	88.5	86.5	90.2	88.5	89.5	87.5
11.19	15.0	89.5	87.5	90.2	88.5	89.5	87.5	89.5	87.5
14.92	20.0	90.2	88.5	91.0	89.5	90.2	88.5	90.2	88.5
18.65	25.0	91.0	89.5	91.7	90.2	91.0	89.5	90.2	88.5
22.38	30.0	91.0	89.5	91.7	90.2	91.7	90.2	91.0	89.5
29.84	40.0	91.7	90.2	92.4	91.0	91.7	90.2	90.2	88.5
37.30	50.0	91.7	90.2	92.4	91.0	91.7	90.2	91.7	90.2
44.76	60.0	93.0	91.7	93.0	91.7	92.4	91.0	92.4	91.0
55.95	75.0	93.0	91.7	93.6	92.4	93.0	91.7	93.6	92.4
74.60	100.0	93.0	91.7	93.6	92.4	93.6	92.4	93.6	92.4
93.25	125.0	93.0	91.7	93.6	92.4	93.6	92.4	93.6	92.4
111.90	150.0	93.6	92.4	94.1	93.0	93.6	92.4	93.6	92.4
149.20	200.0	93.6	92.4	94.1	93.0	94.1	93.0	93.6	92.4

Tabla 12.13. Valores de eficiencia a plena carga para motores de alta eficiencia abiertos

eficiencia mínima = eficiencia nominal - K (100% - eficiencia nominal)

donde K se determina de la tabla 12.14.

eficiencia nominal %	K
85.1 a 100.0	0.20
70.1 a 85.0	0.15
56.1 a 70.0	0.12
Menor o igual a 56.0	0.10

Tabla 12.14. Valores de la constante K para determinar la eficiencia mínima

12.4.4. Norma Oficial Mexicana NOM-001-ENER-1995, eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo

Esta Norma es aplicable exclusivamente a las bombas verticales tipo turbina con motor externo, distribuidas y vendidas en la República Mexicana, para el manejo de agua limpia. Toda bomba comercializada debe cumplir con los valores de eficiencia indicados en la tabla 12.15.

Intervalo de Potencia		eficiencia
(kW)	(CP)	(%)
3.7 a 14.9	5 a 20	77
15.7 a 37.3	21 a 50	80
38 a 93.3	51 a 125	82
Mayores de 94	mayores de 126	84

Tabla 12.15. Valores mínimos de eficiencia para bombas verticales tipo turbina con motor externo

12.4.5. Norma Oficial Mexicana NOM-002-ENER-1995, eficiencia térmica de calderas paquete

Esta Norma es aplicable a las calderas paquete nuevas de tubos de humo y tubos de agua sin equipo de recuperación de calor, comercializadas en la República Mexicana y que utilizan combustibles líquidos y/o gaseosos derivados del petróleo con las características de las tablas 12.16 y 12.17.

Capacidad	De 100 a 8000 kW
Presión	Hasta 1 MPa
Temperatura	saturación

Tabla 12.16. Calderas paquete entre 100 y 8000 kW que operan a presiones hasta a 1 MPa a la temperatura de saturación

Calderas de tubos de agua:	De 1 a 3 MPa
Calderas de tubos de humo:	De 1 a 1.7 MPa

Tabla 12.17. Calderas paquete entre 100 y 8 000 kW que opera a presiones mayor a 1 MPa a la temperatura de saturación

La eficiencia térmica mínima (con base en el poder calorífico superior y a la presión normal de operación) que deben alcanzar las calderas, debe ser como se indica en la tabla 12.18.

Capacidad (kW)	Combustible	η (%) Calderas de tubos de	
		humo	agua
100 a 200	Gas natural o LP	76	74
100 a 200	Combustóleo, gasóleo o diesel	80	78
200 a 8 000	Gas natural o LP	76	76
200 a 8 000	Combustóleo, gasóleo o diesel	80	80

Tabla 12.18. eficiencia mínima de las calderas mínimas con base en el poder calorífico superior

12.4.6. Norma Oficial Mexicana NOM-003-ENER-1995, eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial

Esta Norma es Aplicable a los calentadores de agua para uso doméstico y comercial que utilicen gases licuados del petróleo o gas natural como combustible, y que producen únicamente agua caliente en fase líquida de acuerdo a los siguientes tipos:

De almacenamiento : Tipo 1 Automático y Tipo 2 Semiautomático

De rápida recuperación

Instantáneo : Tipo 1 \leq 9.8 kPa y Tipo 2 \leq 19 kPa

Las capacidades de estos calentadores se muestran en la tabla 12.19.

Tipo de calentador		Carga térmica (kW)
Doméstico	Almacenamiento (desde 20 L a 360 L) Tipo 1 y Tipo 2	de 6 a 35
	Rápida recuperación	
	Instantáneo	
Comerciales	Tipo 1 y Tipo 2	mayor de 35 a 80
	Almacenamiento	
	Rápida recuperación	
	Instantáneo	

Tabla 12.19. Capacidades de los calentadores

La eficiencia térmica mínima que deben alcanzar todos los tipos de calentadores debe ser la que se indica en la tabla 12.20. La temperatura del agua caliente que se obtiene a la salida de los calentadores de agua para uso doméstico o comercial se muestra en la tabla 12.21.

Año	eficiencia térmica (%)	
	Doméstico	Comercial
1995	70	75
1996	72*	77*
1997 y posterior	74*	79*

* Sujeto a revisión.

Tabla 12.20. Eficiencia térmica mínima para calentadores domésticos y comerciales, con base al poder calorífico inferior

Domésticos	Almacenamiento	normal	70±5 (1)
	Rápida recuperación	mínimo	25 (2)
	Instantáneo	mínimo	25 (2)
Comerciales	Almacenamiento	normal	70±5 (1)
	Rápida recuperación	mínimo	25 (2)
	Instantáneo	mínimo	25 (2)

(1) Sin flujo de agua hasta el cierre del interruptor(es) por temperatura (termostato o válvula semiautomática).

(2) Mayor que el agua de alimentación.

Tabla 12.21. Temperatura de agua caliente por tipo de calentador (°C)

12.4.7. Norma Oficial Mexicana NOM-004-ENER-1995, eficiencia energética de bombas centrífugas para bombeo de agua para uso doméstico en potencias de 0.187 kW (0.25 CP) a 0.746 kW (1 CP)

Esta Norma es Aplicable a las bombas centrífugas para manejo de agua de uso doméstico en potencias de 0.187 kW (0.25 CP) hasta 0.746 kW (1 CP), comercializadas en la República Mexicana. Las bombas centrífugas para manejo de agua de uso doméstico deben cumplir con una carga mínima especificada en la tabla 12.22, cuando operen a una frecuencia de rotación de 3 400 r/min y tengan la válvula de descarga cerrada, es decir gasto cero.

Potencia (kW)	Potencia (CP)	Carga con válvula de descarga cerrada (kPa)
0.187	0.25	176.36
0.373	0.50	215.56
0.560	0.75	244.95
0.746	1.00	293.94

Tabla 12.22. Valores mínimos de carga que deben cumplir las bombas centrífugas para manejo de agua de uso doméstico

El valor de eficiencia obtenida en el punto óptimo de operación para las bombas centrífugas para manejo de agua de uso doméstico debe ser siempre mayor al correspondiente establecido en la tabla 12.23.

Potencia (kW)	Potencia (CP)	eficiencia (%)
0.187 y 0.373	0.25 y 0.50	45
0.560	0.75	50
0.746	1.00	55

Tabla 12.23. Valores mínimos de eficiencia que deben cumplir las bombas centrífugas para manejo de agua de uso doméstico, de acuerdo con la potencia del motor de la bomba

12.4.8. Norma Oficial Mexicana NOM-005-ENER-1996, eficiencia energética de lavadoras de ropa electrodomésticas

Esta Norma es Aplicable a las lavadoras de ropa electrodomésticas comercializadas en la República Mexicana. Quedan excluidas aquellas lavadoras que no hacen uso de la energía eléctrica, las de servicio público, así como las lavadoras industriales y comerciales. Las lavadoras de ropa deben de tener como máximo los consumos de energía eléctrica en kWh/año establecidos en la tabla 12.24.

Clasificación	Manual	Semiautomática	Automática
Impulsor hasta 3.9 kg de ropa	30	36	
Impulsor de 4 hasta 5.9 kg de ropa	30	36	104
Impulsor de 6 hasta 10 kg de ropa	34		150
Agitador hasta 3.9 kg de ropa	50	60	
Agitador de 4 hasta 5.9 kg de ropa	67	125	125
Agitador de 6 hasta 10 kg de ropa	121	221	218
Tambor hasta 3.9 kg de ropa			
Tambor de 4 hasta 5.9 kg de ropa			227
Tambor de 5.9 hasta 10 kg de ropa			

Tabla 12.24. Niveles de consumo de energía eléctrica máximo permisible (kWh/año) para lavadoras de ropa electrodomésticas

Para determinar el consumo de energía anual de las lavadoras se considera la utilización de la lavadora de 8 cargas semanales que equivale a 416 cargas o ciclos completos de lavado anual. El consumo de energía se obtiene multiplicando el consumo promedio de un ciclo de lavado por 416.

12.4.9. Norma Oficial Mexicana NOM-006-ENER-1995, eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación

Esta Norma es Aplicable para bombas verticales tipo turbina con motor eléctrico; externo o sumergible, usadas en el bombeo de agua de pozo profundo, y para el intervalo de potencias de 5.5 a 261 kW (7.5 a 350 CP).

Cualquier sistema de bombeo para pozo profundo que utilice la energía eléctrica como medio energético para sus fines y que, derivado del diagnóstico de eficiencia electromecánica ésta resulte menor o igual al 40% en forma combinada, esto es, del conjunto bomba-motor, deben efectuarse acciones de rehabilitación o sustitución de los equipos electromecánicos, con el propósito de elevarlos a los niveles establecidos en la Tabla 12.25 como mínimo.

Intervalo de potencias (kW)	(CP)	eficiencia electromecánica (%)
5.6 - 14.9	7.5-20	52
15.7 - 37.3	21-50	56
38.0 - 93.3	51-125	60
94.0 - 261	126-350	64

Tabla 12.25. Valores mínimos de eficiencia para sistemas de bombeo para pozo profundo en operación

Las acciones de rehabilitación o sustitución pueden estar dirigidas al motor eléctrico, a la bomba, a la estructura del pozo profundo, o a una combinación de éstos, según sea el caso, de tal forma que el conjunto de éstas den como resultado los valores de eficiencia electromecánica establecidos en la Tabla 12.25.

12.4.10. Norma Oficial Mexicana NOM-007-ENER-1995, eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales

Esta Norma es aplicable a los sistemas de alumbrado interior y exterior para uso general de los edificios no residenciales, nuevos con carga conectada mayor de 20 kW y ampliaciones mayores de 20 kW.

Los edificios cubiertos por la presente Norma Oficial Mexicana son aquellos cuyos usos autorizados en función de las principales actividades y tareas específicas que en ellos se desarrollen, queden comprendidos dentro de los siguientes tipos:

- Edificios para oficinas.
- Escuelas y demás centros docentes.
- Hospitales y clínicas.
- Hotels y moteles.
- Restaurantes y cafeterías.
- Establecimientos comerciales.

Los valores de Densidad de Potencia Eléctrica para Alumbrado con que deben cumplir los sistemas de alumbrado interior y exterior de los edificios no deben exceder los valores indicados en la Tabla 12.26.

Con el propósito de promover la utilización de equipos y sistemas de control de alumbrado que propicie el uso eficiente de la energía en sistemas de alumbrado, se establecen bonificaciones de potencia con base en los factores indicados en la Tabla 12.27.

Tipo de edificio	Densidad de potencia eléctrica para alumbrado (W/m^2)	
	Alumbrado interior	Alumbrado exterior
Oficinas	16.0	1.8
Escuelas	16.0	1.8
Hospitales	14.5	1.8
Hotels	18.0	1.8
Restaurantes	15.0	1.8
Comercios	19.0	1.8
Bodegas o áreas de almacenamiento.*	8.0	
Estacionamientos interiores.*	2.0	

* Solo áreas que formen parte de los edificios cubiertos por esta Norma.

Tabla 12.26. Valores máximos permisibles de densidad de potencia eléctrica para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales

Tipo de control	Factor
Sensores de presencia (con sensor independiente para cada espacio)	
Cualquier espacio menor de 25 m ² sin particiones de piso a techo	0.20
Bodegas o áreas de almacenamiento	0.50
Cualquier espacio mayor de 25 m ²	0.10
Atenuadores (dimmers)	
Manual para lámparas fluorescentes	0.05
Programable centralizado para lámparas fluorescentes	0.20
Sensores de luz natural (daylight)	
Zona perimetral de interiores distante de ventanas hasta 5 m	0.10
Temporizadores (timers)	
Cualquier espacio menor de 25 m ² sin particiones de piso a techo	0.40
Alumbrado exterior	0.50
Controles combinados	
Sensor de ocupación en combinación con atenuador programable centralizado	0.50

Tabla 12.27. Créditos bonificables de potencia eléctrica por el uso de equipos o sistemas de control para sistemas de alumbrado

- Fórmula para determinar la densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA)

$$DPEA = \frac{\text{Carga Total Conectada para Alumbrado}}{\text{Área Total Iluminada}} \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

12.4.11. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-008-ENER-1995, eficiencia energética integral en edificios no residenciales

Esta Norma es aplicable a todos los edificios o parte de los edificios que proporcionan medios o resguardo para la ocupación humana y usan energía proveniente de recursos propios no renovables o de la compañía suministradora, primordialmente para proporcionar confort.

Es obligatoria para todos los edificios tipificados a continuación, en función del uso o destino, y aquellos que se encuentren dentro de las siguientes características:

- Oficinas
- Salud
- Educación y cultura
- Comercio

que sean calentados, ventilados o enfriados mecánicamente y/o cuya carga eléctrica conectada por este concepto exceda de 1 kW.

12.4.11.1. Los sistemas de techo o cubiertas que estén en contacto con el exterior, o que separen espacios acondicionados de no acondicionados, deben tener un valor de resistencia térmica total R del sistema no menor a los que se establecen en las tablas 12.28 y 12.29.

12.4.11.2. Los sistemas de muros tipo tablero o bastidor, los contruidos a base de mampostería en tabique o bloque de concreto armado, que estén en contacto con el exterior o separen espacios acondicionados de no acondicionados, deben tener un valor de resistencia térmica total R del sistema no menor a los que se establecen en las tablas 12.29 y 12.31.

12.4.11.3. Los sistemas de piso que estén en contacto con el exterior o separando horizontalmente áreas acondicionadas de no acondicionadas en el interior, deben tener un valor de resistencia térmica total R del sistema no menor a los que se establecen en la tabla 12.28 y 12.30.

Las ventanas deben tener:

- a) Una superficie total no mayor del 40% de la superficie total del muro exterior.
- b) Un valor de transmitancia térmica (U) no mayor de 6 W/m²°C.

Los tragaluces deben tener:

- a) Una superficie no mayor del 5% de la superficie total exterior del techo
- b) Una transmitancia térmica (U) no mayor de $6 \text{ W/m}^2\text{°C}$.
- c) Un factor de ganancia (fg) no mayor de 0.62

De no cumplir con el punto 12.4.1.1.1, las edificaciones pueden cumplir con la norma si se diseñan, construyen y equipan, de manera que la demanda de energía eléctrica por metro cuadrado de espacio acondicionado, por éste concepto expresada en W/m^2 , que provenga de recursos propios no renovables o de la compañía suministradora, que se requiera para el acondicionamiento de espacio del proyecto propuesto para alcanzar las condiciones de confort.

Sólo se podrán utilizar, colocar o instalar los materiales, productos o sistemas manufacturados que se enlistan, si cumplen o exceden las especificaciones mínimas de calidad y/o eficiencia energética adoptadas por la Secretaría o establecidas en las Normas oficiales mexicanas en vigor, incluyendo:

- a) Equipos de calefacción
- b) Equipos de acondicionamiento de aire
- c) Equipos combinados
- d) Balastos y lámparas
- e) Calentadores para agua
- f) Materiales para aislamiento
- g) Dispositivos de control de alumbrado
- h) Materiales de plomería y muebles de baño
- i) Calentadores y calderas para albercas
- j) Refrigeradores, congeladores y cámaras frigoríficas
- k) Lavadoras y secadoras de ropa
- l) Motores eléctricos
- m) Sistemas de bombeo.

El diseño del sistema de distribución eléctrica (fuerza) al cual se conecten cargas eléctricas mayores a 250 kVA, deben tener la posibilidad de medir la energía eléctrica consumida para cada servicio que requiera ser medida la energía eléctrica consumida, se subdividirán de acuerdo a los siguientes sistemas:

- a) Alumbrado
- b) Contactos
- c) Calefacción, ventilación y aire acondicionado
- d) Calentamiento de agua de servicio, elevadores y equipos, así como sistemas especiales de más de 20 kW como salas de computo y equipos de copiado.

Los alimentadores, para cada sistema debe tener previsto lo necesario para comprobar y verificar la medición.

Condiciones de verano									
Temperatura de diseño (°C)	Humedad Relativa (%)				Temperatura de diseño (°C)	Humedad Relativa (%)			
	60	70	80	90		60	70	80	90
25	0.50	0.61	0.71	0.82	35	2.52	2.62	2.73	2.84
26	0.86	0.97	1.08	1.18	36	2.62	2.73	2.83	2.94
27	1.17	1.27	1.38	1.48	37	2.71	2.82	2.92	3.03
28	1.42	1.53	1.63	1.74	38	2.80	2.91	3.01	3.12
29	1.64	1.75	1.85	1.96	39	2.88	2.99	3.09	3.20
30	1.83	1.94	2.04	2.15	40	2.95	3.06	3.17	3.27
31	2.00	2.11	2.21	2.32	41	3.02	3.13	3.24	3.34
32	2.15	2.26	2.36	2.47	42	3.09	3.19	3.30	3.41
33	2.28	2.39	2.50	2.60	43	3.15	3.26	3.36	3.47
34	2.41	2.51	2.62	2.72					

Nota: Para temperaturas de diseño menores a la temperatura de confort deberá tomarse como mínimo el valor de R correspondiente a 25 °C

Tabla 12.28. Valores de (R) en techos para diferentes temperaturas y humedades relativas de diseño

Condiciones de verano									
Temperatura de diseño (°C)	Humedad Relativa (%)				Temperatura de diseño (°C)	Humedad Relativa (%)			
	60	70	80	90		60	70	80	90
25	0.40	0.50	0.60	0.70	35	1.79	1.89	1.99	2.09
26	0.68	0.78	0.88	0.98	36	1.85	1.95	2.05	2.15
27	0.91	1.01	1.11	1.21	37	1.90	2.00	2.10	2.20
28	1.09	1.19	1.29	1.39	38	1.95	2.05	2.15	2.25
29	1.23	1.33	1.43	1.53	39	2.00	2.10	2.20	2.30
30	1.36	1.46	1.56	1.66	40	2.04	2.14	2.24	2.34
31	1.47	1.57	1.67	1.77	41	2.08	2.18	2.28	2.38
32	1.56	1.66	1.76	1.86	42	2.12	2.22	2.32	2.42
33	1.65	1.75	1.85	1.95	43	2.15	2.25	2.35	2.45
34	1.72	1.82	1.92	2.02					

Nota: Para temperaturas de diseño menores a la temperatura de confort deberá tomarse como mínimo el valor de R correspondiente a 25 °C

Tabla 12.29. Valores de (R) en muros para diferentes temperaturas y humedades relativas de diseño

Condiciones de invierno			
Temperatura de diseño (°C)	Resistencia térmica (R) (m ² C/W)	Temperatura de diseño (°C)	Resistencia térmica (R) (m ² C/W)
16	0.65	3	1.49
15	0.73	2	1.54
14	0.81	1	1.59
13	0.89	0	1.63
12	0.96	-1	1.68
11	1.03	-2	1.72
10	1.09	-3	1.76
9	1.16	-4	1.81
8	1.22	-5	1.85
7	1.28	-6	1.88
6	1.33	-7	1.92
5	1.39	-8	1.96
4	1.44	-9	2.00

Nota: Para temperaturas de diseño mayores a 16 °C deberá considerarse el valor de R correspondiente a dicha temperatura.

Tabla 12.30. Valores de (R) en techos para diferentes temperaturas de diseño

Condiciones de invierno			
Temperatura de diseño (°C)	Resistencia térmica (R) (m ² C/W)	Temperatura de diseño (°C)	Resistencia térmica (R) (m ² C/W)
18	0.52	4	1.15
17	0.58	3	1.18
16	0.64	2	1.22
15	0.69	1	1.25
14	0.74	0	1.28
13	0.79	-1	1.31
12	0.84	-2	1.33
11	0.88	-3	1.36
10	0.93	-4	1.39
9	0.97	-5	1.41
8	1.01	-6	1.44
7	1.04	-7	1.46
6	1.08	-8	1.49
5	1.12	-9	1.51

Nota: Para temperaturas de diseño mayores a 16 °C deberá considerarse el valor de R correspondiente a dicha temperatura.

Tabla 12.31. Valores de (R) en muros para diferentes temperaturas de diseño

12.4.12. Norma Oficial Mexicana NOM-009-ENER-1995, eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales

Esta Norma es aplicable a aislamientos térmicos de alta y baja temperatura con rango de 198 K (-75 °C) a 1 088 K (815 °C) considerándose como:

- Servicio de alta temperatura: Todos aquellos servicios que tengan una temperatura de operación igual o mayor a 310 K (37 °C).
- Servicio de baja temperatura: Todos aquellos servicios que tengan una temperatura de operación menor a 310 K (37 °C).

La máxima transferencia de calor de un sistema al ambiente se deriva de establecer un balance económico con respecto al espesor del aislante, entre los costos de los diferentes componentes del sistema termoaislante (costos fijos, ascendentes) y los costos de energía térmica desperdiciada (costos de operación, descendentes), ya sea para alta o baja temperatura. Este parámetro servirá de referencia para calcular el espesor de un termoaislante cualquiera, y estará de acuerdo a la Tabla 12.32 para sistemas a alta temperatura y las Tablas 12.33, 12.34 y 12.35 para sistemas a baja temperatura. Una vez establecida la máxima transferencia de calor permisible por pérdida o ganancia al ambiente, de acuerdo a la superficie por aislar y la temperatura máxima de operación se podrá calcular el espesor requerido para un material de aislamiento dado o seleccionar el espesor adecuado.

Diámetro nominal (mm)	Temperatura de operación en K (°C)																			
	hasta (60)	hasta (100)	hasta (150)	hasta (200)	hasta (250)	hasta (300)	hasta (350)	hasta (400)	hasta (450)	hasta (500)	hasta (550)	hasta (600)	hasta (650)	hasta (700)	hasta (750)	hasta (815)				
13	6	12	19	29	37	49	66	75	88	97	111	125	141	157	174	196				
19	7	13	21	32	41	50	68	82	96	105	121	136	153	171	189	203				
25	8	15	24	36	46	56	75	90	101	116	131	142	160	178	197	213				
38	10	18	29	40	50	62	85	101	119	130	148	168	188	210	232	251				
51	12	21	33	45	57	70	95	113	119	138	157	178	200	223	247	267				
64	13	24	37	50	63	77	104	116	130	150	172	194	218	243	269	290				
76	16	26	43	57	72	87	109	131	145	168	192	207	232	260	287	314				
102	19	28	44	60	77	102	119	143	167	194	210	238	267	298	329	349				
127	17	30	44	70	84	101	126	153	170	202	214	253	279	316	353	382				
152	20	34	58	79	95	114	134	162	174	211	239	266	310	351	393	424				
203	33	43	65	94	104	138	161	171	208	234	267	315	349	396	442	478				
254	40	51	77	100	123	148	174	200	243	276	311	347	405	446	488	522				
305	47	59	89	115	141	169	198	237	276	293	351	391	433	491	549	593				
356	51	64	96	125	152	182	213	244	291	314	355	419	463	525	582	633				
406	58	72	108	140	169	203	237	271	306	347	392	438	511	553	596	696				
457	57	80	120	154	187	224	260	298	336	380	429	479	530	591	651	704				
508	63	88	132	169	205	245	284	324	365	388	465	519	574	651	717	762				
559	69	97	143	184	222	265	313	315	395	407	502	559	618	700	783	841				
610	75	105	155	199	240	291	295	339	424	449	494	553	661	750	838	900				
660	82	113	167	214	253	270	325	374	454	479	528	590	705	767	849	894				
711	88	121	179	229	238	296	346	398	438	510	575	642	694	790	880	948				
762	94	129	190	243	261	314	368	422	466	500	609	679	726	844	915	1025				
S.P.	37	49	70	88	91	107	123	126	153	157	175	192	223	240	265	282				

1. Transferencia de calor en W/m.

2. S.P. = Superficie plana (Transferencia de calor en W/m²).

Tabla 12.32. Máxima Transferencia de calor permisible con aislamiento térmico en sistemas a alta temperatura

Diámetro nominal (mm)	Rango de temperatura en K (°C)					
	Hasta 283 (10)	Hasta 273 (0)	Hasta 263 (-10)	Hasta 243 (-30)	Hasta 223 (-50)	Hasta 198 (-75)
13	11	11	11	12	13	13
19	12	12	12	12	13	13
25	13	13	13	13	14	14
38	15	15	15	15	17	20
51	16	16	17	17	18	22
64	18	18	18	19	20	24
76	20	20	20	21	26	26
102	23	23	24	24	26	30
127	26	26	27	28	33	33
152	30	30	31	35	37	37
203	36	36	37	41	44	47
254	42	42	43	48	51	54
305	48	48	49	54	58	61
356	52	52	53	57	62	65
406	58	58	59	63	68	71
457	63	63	65	69	74	78
508	69	69	71	75	81	84
610	80	80	83	87	97	97
660	86	86	88	93	100	103
711	91	91	93	99	106	109
762	97	97	99	104	112	115
S.P.	31	31	32	33	35	35

1. - Transferencia de calor en W/m.
2. - S.P. = Superficie plana (Transferencia de calor en W/m²).
3. - HR = Humedad Relativa.

Tabla 12.33. Máxima transferencia de calor permisible con aislamiento térmico en sistemas a baja temperatura (HR = 70 %)

Diámetro nominal (mm)	Rango de temperatura en K (°C)					
	Hasta 283 (10)	Hasta 273 (0)	Hasta 263 (-10)	Hasta 243 (-30)	Hasta 223 (-50)	Hasta 198 (-75)
13	5	5	5	5	6	7
19	5	5	5	7	8	11
25	6	6	6	8	9	12
38	6	6	8	9	12	13
51	7	7	9	11	13	14
64	8	8	10	12	14	17
76	9	10	11	13	15	18
102	10	12	12	14	18	20
127	12	13	14	16	20	22
152	13	15	15	18	22	26
203	16	17	18	22	25	27
254	19	20	23	25	29	31
305	21	23	25	28	34	36
356	23	24	27	30	36	39
406	26	27	30	33	39	44
457	28	30	33	36	42	47
508	31	32	35	38	45	51
610	36	37	41	44	52	58
660	39	40	43	47	55	61
711	41	42	46	49	58	64
762	44	45	48	52	61	68
S.P.	14	14	15	16	18	19

- 1.- Transferencia de calor en W/m.
 2.- S.P. = Superficie plana (Transferencia de calor en W/m²).
 3.- HR = Humedad Relativa.

Tabla 12.34. Máxima transferencia de calor permisible con aislamiento térmico en sistemas a baja temperatura (HR = 80 %)

Diámetro nominal (mm)	Rango de temperatura en K (°C)					
	Hasta 283 (10)	Hasta 273 (0)	Hasta 263 (-10)	Hasta 243 (-30)	Hasta 223 (-50)	Hasta 198 (-75)
13	2	3	4	6	7	7
19	2	3	4	6	7	8
25	3	3	4	6	8	9
38	3	5	6	8	9	10
51	4	5	6	9	10	11
64	4	5	7	9	10	11
76	4	6	7	10	11	13
102	5	7	9	11	13	14
127	5	8	10	13	14	16
152	6	8	11	14	15	17
203	7	10	12	16	18	19
254	8	11	15	18	20	22
305	9	13	16	21	22	24
356	10	14	17	22	24	26
406	11	15	19	24	26	28
457	11	16	20	26	28	30
508	12	17	22	28	29	31
610	14	20	25	31	33	36
660	15	21	26	33	35	38
711	16	22	28	35	37	39
762	17	23	29	38	39	41
S.P.	5	7	9	11	11	10

- 1.- Transferencia de calor en W/m.
 2.- S. P. = Superficie Plana (Transferencia de calor en W/m²).
 3.- HR = Humedad Relativa.

Tabla 12.35. Máxima transferencia de calor permisible con aislamiento térmico en sistemas a baja temperatura (HR = 90 %)

12.4.13. Norma Oficial Mexicana NOM-010-ENER-1996, eficiencia energética de bombas sumergibles

Esta Norma es aplicable únicamente a los conjuntos motor-bomba sumergibles, distribuidos y vendidos en la República Mexicana, para el manejo de agua limpia.

Las bombas sumergibles, se agrupan de acuerdo a la capacidad expresada en l/s (litros/segundo), quedando los grupos definidos como se muestra en la tabla 12.36; los motores que deben acoplarse se agrupan de acuerdo a la potencia nominal expresada en kilowatts kW (CP), como se indica en la tabla 12.37.

Todo conjunto motor-bomba, comercializado a partir del 7 de enero de 1998 debe cumplir con los valores de eficiencia que se obtengan como producto de la multiplicación de la eficiencia de la bomba por la eficiencia del motor que tenga acoplado, estos valores están indicados en las tablas 12.36 y 12.37.

Capacidad de la bomba (L/s)	Eficiencia (%)
Hasta 2	48
Mayor que 2 hasta 5	61
Mayor que 5 hasta 15	71
Mayor que 15 hasta 25	72
Mayor que 25 hasta 30	74
Mayor que 30 hasta 60	77
Mayor que 60	78

Tabla 12.36. Valores de referencia para la eficiencia de la bomba sumergible

Motor (kW)	Motor (CP)	Eficiencia (%)
Hasta 1.5	Hasta 2	68
Mayor que 1.5 hasta 2.2	Mayor que 2 hasta 3	72
Mayor que 2.2 hasta 3.7	Mayor que 3 hasta 5	73
Mayor que 3.7 hasta 5.6	Mayor que 5 hasta 7.5	75
Mayor que 5.6 hasta 7.5	Mayor que 7.5 hasta 10	77
Mayor que 7.5 hasta 11.2	Mayor que 10 hasta 15	79
Mayor que 11.2 hasta 14.9	Mayor que 15 hasta 20	80
Mayor que 14.9 hasta 22.4	Mayor que 20 hasta 30	81
Mayor que 22.4 hasta 29.8	Mayor que 30 hasta 40	83
Mayor que 29.8 hasta 44.7	Mayor que 40 hasta 60	86
Mayores que 44.7	Mayor que 60	87

Tabla 12.37. Valores de referencia para la eficiencia del motor sumergible

12.4.14. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-011-ENER-1996, eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo central

Esta Norma es aplicable a los equipos de aire acondicionado tipo central eléctricos nuevos en capacidades de enfriamiento de 10.54 kW hasta 17.58 kW que funcionan por compresión mecánica, que consisten en uno o más módulos o gabinetes, y que incluye un serpentín interior enfriado por aire, un compresor y un serpentín exterior comercializados en la República Mexicana.

Los acondicionadores de aire tipo central deben cumplir con la siguiente especificación de valores de eficiencia energética estacional de la tabla 12.38.

Capacidad de enfriamiento (kW)	REEE Mínima (W_f/W_e)
10.54	2.93
12.30	
14.06	
17.58	

REEE = Relación de eficiencia energética estacional.

W_f = Watts térmicos.

W_e = Watts eléctricos.

Tabla 12.38. Niveles de eficiencia energética, REEE, mínimos en acondicionadores de aire tipo central

12.4.15. Norma Oficial Mexicana NOM-012-ENER-1996, eficiencia térmica de calderas de baja capacidad (7.5 a 100 kW)

Esta Norma es aplicable a las calderas paquete de baja capacidad nuevas de tubos de humo y tubos de agua sin equipo de recuperación de calor, comercializadas en los Estados Unidos Mexicanos, que utilizan combustibles líquidos y/o gaseosos derivados del petróleo, con las características de la tabla 12.39.

Capacidad	De 7.5 a 100 kW
Presión	Hasta 1 MPa
Temperatura	Saturación

Tabla 12.39. Campo de aplicación de la Norma

Las calderas se clasifican en dos tipos, de acuerdo a su funcionamiento y geometría en: tubos de humo y tubos de agua.

La eficiencia térmica mínima (con base en el poder calorífico inferior y a la presión normal de operación) que deben alcanzar las calderas debe ser como se indica en la tabla 12.40.

Tipo de caldera	Capacidad (kW)	η (%)	Combustible
Calderas tubos de humo	7.5 a 100	76	Gas natural o LP
		80	Gasóleo, diesel
Calderas tubos de agua	7.5 a 100	76	Gas natural o LP
		80	Gasóleo, diesel

Tabla 12.40. Eficiencia mínima de calderas con base en el poder calorífico inferior

12.4.15. Norma Oficial Mexicana NOM-013-ENER-1996, eficiencia energética en sistemas de alumbrado para vialidades y exteriores de edificios

Esta Norma es aplicable a todos los sistemas nuevos de iluminación para vialidades, estacionamientos públicos abiertos y áreas exteriores, así como las ampliaciones de instalaciones ya existentes que se construyan en el territorio nacional, independientemente de su tamaño y carga conectada.

Las ampliaciones de instalaciones incluyen vialidades, estacionamientos públicos abiertos y áreas exteriores.

Los sistemas de alumbrado público y de exteriores se clasifican en:

12.4.15.1. Vialidades:

Autopistas
Carreteras
Ciclopistas
Vías rápidas
Vías principales
Vías secundarias.

12.4.15.2. Estacionamientos públicos

12.4.15.3. Areas exteriores (a):

Fachadas de edificios y logos
Lagos, cascadas, fuentes y similares
Monumentos, esculturas y banderas
Parques, jardines, alamedas y kioscos
Aceras
Paraderos
Plazas y zócalos.

12.4.15.4. Areas exteriores (b):

Para los sistemas de alumbrado exterior del punto 12.4.15.3, el valor mínimo de eficacia de la fuente de iluminación debe ser 22 lm/W.

Para los sistemas de alumbrado exterior del punto 12.4.15.4, el valor mínimo de eficacia de la fuente de iluminación debe ser 40 lm/W.

Los valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA) con los cuales deben cumplir los sistemas de alumbrado público en vialidades y estacionamientos públicos abiertos, indicados en el punto 12.4.15.1 y 12.4.15.2 no deben exceder los niveles indicados en las tablas 12.41 y 12.42.

En el caso de usar superpostes para alumbrado de vialidades del punto 12.4.15.1, los valores máximos de Densidad de potencia para alumbrado (DPEA) no debe exceder lo indicado en la tabla 12.43.

Nivel de iluminancia lux (lx)	Ancho de calle (m)			
	7.5	9.0	10.5	12.0
3	0.26	0.23	0.19	0.17
4	0.32	0.28	0.26	0.23
5	0.35	0.33	0.30	0.28
6	0.41	0.38	0.35	0.31
7	0.49	0.45	0.42	0.37
8	0.56	0.52	0.48	0.44
9	0.64	0.59	0.54	0.50
10	0.71	0.66	0.61	0.56
11	0.79	0.74	0.67	0.62
12	0.86	0.81	0.74	0.69
13	0.94	0.87	0.80	0.75
14	1.01	0.95	0.86	0.81
15	1.06	1.00	0.93	0.87
16	1.10	1.07	0.99	0.93
17	1.17	1.12	1.03	0.97

Tabla 12.41. Valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado en vialidades (W/m²)

Área a iluminar (m ²)	Densidad de potencia (W/m ²)
< 300	1.80
300 a 500	0.90
500 a 1 000	0.70
1 000 a 1 500	0.58
1 500 a 2 000	0.54
> 2 000	0.52

Tabla 12.42. Valores máximos de densidad de potencia eléctrica de alumbrado para estacionamientos

Área a iluminar (m ²)	Densidad de potencia (W/m ²)
< 2 500	0.52
2 500 a 5 000	0.49
5 000 a 12 500	0.46
> 12 500	0.44

Tabla 12.43. Valores máximos de densidad de potencia eléctrica de alumbrado para sistemas de iluminación en vialidades con superpostes

Fórmula para determinar la densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA):

$$DPEA = \frac{\text{Carga Total Conectada para Alumbrado}}{\text{Área Total Iluminada}} \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]$$

12.4.16. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-014-ENER-1997, Eficiencia energética de motores de corriente alterna monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, de uso general en potencia nominal de 0.18 a 1.5 kW

Esta Norma es aplicable a motores de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, de uso general, en potencia nominal de 0.18 hasta 1.5 kW, 2 y 4 polos, de fase dividida y con capacitor, abiertos y cerrados. Cualquier motor debe tener indicada por el fabricante en la placa de datos del motor una eficiencia nominal igual o mayor a la especificada en la Tabla 12.45, de acuerdo con su potencia nominal en kW. Para ser aprobado, la eficiencia medida en un motor deberá ser igual o mayor a la eficiencia mínima asociada a la eficiencia nominal de acuerdo con la Tabla 12.44.

Columna A Eficiencia nominal	Columna B Eficiencia mínima	Columna A Eficiencia nominal	Columna B Eficiencia mínima
99.0	98.8	90.2	88.5
98.9	98.7	89.5	87.5
98.8	98.6	88.5	86.5
98.7	98.5	87.5	85.5
98.6	98.4	86.5	84.0
98.5	98.2	85.5	82.5
98.4	98.0	84.0	81.5
98.2	97.8	82.5	80.0
98.0	97.6	81.5	78.5
97.8	97.4	80.0	77.0
97.6	97.1	78.5	75.5
97.4	96.8	77.0	74.0
97.1	96.5	75.5	72.0
96.8	96.2	74.0	70.0
96.5	95.8	72.0	68.0
96.2	95.4	70.0	66.0
95.8	95.0	68.0	64.0
95.4	94.5	66.0	62.0
95.0	94.1	64.0	59.5
94.5	93.6	62.0	57.5
94.1	93.0	59.5	55.0
93.6	92.4	57.5	52.5
93.0	91.7	55.0	50.5
92.4	91.0	52.5	48.0
91.7	90.2	50.5	46.0
91.0	89.5	48.0	43.0

Nota: Los valores de la eficiencia nominal de la Columna A se obtienen a partir del 99% con incrementos de pérdidas del 10%. Los valores de eficiencia mínima asociada de la Columna B, se obtienen incrementando las pérdidas en un 20%.

Tabla 12.44. Eficiencia nominal y eficiencia mínima asociada en por ciento

Potencia nominal (kW)		Eficiencia nominal. en por ciento (%)
Mayor o igual a	Menor que	
0.180	0.249	48.0
0.249	0.295	50.5
0.295	0.373	52.5
0.373	0.475	55.0
0.475	0.560	57.5
0.560	0.746	59.5
0.746	0.885	62.0
0.885	1.119	64.0
1.119	1.290	66.0
1.290	1.492	68.0
1.492	1.500	70.0

Tabla 12.45. Eficiencia nominal para motores monofásicos de inducción tipo jaula de ardilla

12.4.17. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-015-ENER-1997, Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos

Esta Norma es aplicable a los refrigeradores y congeladores electrodomésticos operados por motocompresor hermético comercializados en la República Mexicana. Los límites de consumo máximo de energía se determinan al aplicar las fórmulas de la tabla 12.46 a los refrigeradores electrodomésticos por su tipo, sistema de deshielo y volumen ajustado.

	Descripción del refrigerador electrodoméstico	E_{MAX}
1	Refrigeradores solos y convencionales refrigeradores/congeladores (R/C) con deshielo manual o semiautomático	0.476 VA + 299
2	R/C con deshielo parcialmente automático	0.367 VA + 398
3	R/C con deshielo automático con congelador montado en la parte superior sin surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta y automático de duración larga	0.564 VA + 355
4	R/C con deshielo automático con congelador montado lateralmente sin surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta	0.416 VA + 501
5	R/C con deshielo automático con congelador montado en la parte inferior sin surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta	0.582 VA + 367
6	R/C con deshielo automático con congelador montado en la parte superior con surtidor de hielo y/o agua a través de la puerta	0.620 VA + 391
7	R/C con deshielo automático con congelador montado lateralmente con surtidor de hielo y agua a través de la puerta	0.575 VA + 527
8	Congelador vertical con deshielo manual	0.364 VA + 264
9	Congelador vertical con deshielo automático	0.526 VA + 391
10	Congelador horizontal con deshielo manual	0.388 VA + 160

Donde:
 E_{MAX} = Consumo de energía máximo por año, en kWh/año.
 VA = Volumen ajustado, en dm³.

Tabla 12.46. Límites de consumo de energía máximos para refrigeradores electrodomésticos

12.4.18. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-016-ENER-1997, Eficiencia energética de motores de corriente alterna trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, de uso general en potencia nominal de 0.746 a 149.2 kW

Esta Norma es aplicable a los motores eléctricos de corriente alterna, trifásicos, de inducción, jaula de ardilla, de uso general, en potencia nominal de 0.746 kW hasta 149.2 kW, abiertos y cerrados. Cualquier motor de eficiencia estándar debe tener indicada en su placa de datos una eficiencia nominal igual o mayor a la especificada en las Tablas 12.47 y 12.48. Cualquier motor de eficiencia alta debe tener indicada en su placa de datos una eficiencia nominal igual o mayor a la especificada en las Tablas 12.49 y 12.50. Para ser aprobado, la eficiencia medida en un motor deberá ser igual o mayor a la eficiencia mínima asociada a la eficiencia nominal de acuerdo con la Tabla 12.46. La eficiencia nominal marcada por el fabricante en la placa de datos del motor, debe ser igual o mayor que la eficiencia de las Tablas 12.47 a 12.50 de esta norma, de acuerdo con su potencia nominal en kW, número de polos, nivel de eficiencia y enclaustramiento.

Columna A Eficiencia Nominal	Columna B Eficiencia Mínima	Columna A Eficiencia Nominal	Columna B Eficiencia Mínima
99.0	98.8	94.1	93.0
98.9	98.7	93.6	92.4
98.8	98.6	93.0	91.7
98.7	98.5	92.4	91.0
98.6	98.4	91.7	90.2
98.5	98.2	91.0	89.5
98.4	98.0	90.2	88.5
98.2	97.8	89.5	87.5
98.0	97.6	88.5	86.5
97.8	97.4	87.5	85.5
97.6	97.1	86.5	84.0
97.4	96.8	85.5	82.5
97.1	96.5	84.0	81.5
96.8	96.2	82.5	80.0
96.5	95.8	81.5	78.5
96.2	95.4	80.0	77.0
95.8	95.0	78.5	75.5
95.4	94.5	77.0	74.0
95.0	94.1	75.5	72.0
94.5	93.6	74.0	70.0
		72.0	68.0

Nota: Los valores de la eficiencia nominal de la Columna A se obtienen a partir del 90%, con incrementos de pérdidas del 10%. Los valores de eficiencia mínima asociada de la Columna B, se obtienen incrementando las pérdidas en un 20%.

Tabla 12.46. Eficiencia nominal y mínima asociada en por ciento

Potencia nominal (kW)	2 Polos	4 Polos	6 Polos	8 Polos
0.746	74.0	75.5	75.5	72.0
1.119	77.0	80.0	78.5	75.5
1.492	80.0	81.5	78.5	75.5
2.238	81.5	81.5	80.0	75.5
3.730	82.5	84.0	81.5	82.5
5.600	84.0	86.5	82.5	84.0
7.460	85.5	86.5	84.0	85.5
11.19	85.5	87.5	85.5	85.5
14.92	86.5	87.5	86.5	86.5
18.65	86.5	89.5	86.5	86.5
22.38	87.5	90.2	87.5	87.5
29.84	88.5	90.2	88.5	88.5
37.30	88.5	91.0	88.5	89.5
44.76	89.5	91.7	89.5	89.5
55.95	89.5	91.7	90.2	89.5
74.60	90.2	92.4	90.2	90.2
93.25	91.0	92.4	91.0	91.0
111.9	91.0	92.4	91.0	91.7
149.2	91.7	93.0	91.7	91.7

Tabla 12.47. Valores de eficiencia nominal a plena carga para motores cerrados de eficiencia estándar en por ciento

Potencia nominal (kW)	2 Polos	4 Polos	6 Polos	8 Polos
0.746	72.0	72.0	72.0	72.0
1.119	72.0	74.0	74.0	74.0
1.492	74.0	75.5	75.5	75.5
2.238	80.0	81.5	80.0	78.5
3.730	80.0	81.5	80.0	80.0
5.600	81.5	82.5	81.5	81.5
7.460	82.5	82.5	82.5	82.5
11.19	84.0	84.0	84.0	84.0
14.92	84.0	84.0	84.0	84.0
18.65	86.5	86.5	86.5	86.5
22.38	87.5	88.5	87.5	87.5
29.84	88.5	89.5	88.5	88.5
37.30	89.5	89.5	89.5	89.5
44.76	90.2	90.2	90.2	90.2
55.95	90.2	90.2	90.2	90.2
74.60	90.2	91.0	90.2	90.2
93.25	91.0	92.4	91.0	91.0
111.9	91.0	92.4	91.0	91.0
149.2	91.7	93.0	91.7	91.7

Tabla 12.48. Valores de eficiencia nominal a plena carga para motores abiertos de eficiencia estándar en por ciento

Potencia nominal (kW)	2 Polos	4 Polos	6 Polos	8 Polos
0.746	75.5	82.5	80.0	74.0
1.119	82.5	84.0	85.5	77.0
1.492	84.0	84.0	86.5	82.5
2.238	85.5	87.5	87.0	84.0
3.730	87.5	87.5	87.5	85.5
5.600	88.5	89.5	89.5	85.5
7.460	89.5	89.5	89.5	88.5
11.19	90.2	91.0	90.2	88.5
14.92	90.2	91.0	90.2	89.5
18.65	91.0	92.4	91.7	89.5
22.38	91.0	92.4	91.7	91.0
29.84	91.7	93.0	93.0	91.0
37.30	92.4	93.0	93.0	91.7
44.76	93.0	93.6	93.6	91.7
55.95	93.0	94.1	93.6	93.0
74.60	93.6	94.5	94.1	93.0
93.25	94.5	94.5	94.1	93.6
111.9	94.5	95.0	95.0	93.6
149.2	95.0	95.0	95.0	94.1

Tabla 12.49. Valores de eficiencia nominal a plena carga para motores cerrados de eficiencia alta en por ciento

Potencia nominal (kW)	2 Polos	4 Polos	6 Polos	8 Polos
0.746	---	82.5	80.0	74.0
1.119	82.5	84.0	84.0	75.5
1.492	84.0	84.0	85.5	85.5
2.238	84.0	86.5	86.5	86.5
3.730	85.5	87.5	87.5	87.5
5.600	85.5	88.5	88.5	88.5
7.460	88.5	89.5	90.2	89.5
11.19	89.5	91.0	90.2	89.5
14.92	90.2	91.0	91.0	90.2
18.65	91.0	91.7	91.7	90.2
22.38	91.0	92.4	92.4	91.0
29.84	91.7	93.0	93.0	91.0
37.30	92.4	93.0	93.0	91.7
44.76	93.0	93.6	93.6	92.4
55.95	93.0	94.1	93.6	93.6
74.60	93.0	94.1	94.1	93.6
93.25	93.6	94.5	94.1	93.6
111.9	93.6	95.0	94.5	93.6
149.2	94.5	95.0	94.5	93.6

Tabla 12.50. Valores de eficiencia nominal a plena carga para motores abiertos de eficiencia alta en por ciento

12.4.19. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-017-ENER-1997, Eficiencia energética de lámparas fluorescentes compactas

Esta Norma fija los límites mínimos de eficacia y de índice de rendimiento de color de las lámparas fluorescentes compactas con potencias hasta de 28 W y los límites mínimos de eficiencia de los balastos con que estas lámparas operan. Esta Norma es aplicable a las lámparas fluorescentes compactas de cátodo caliente que cuentan con un interruptor automático integrado o dispositivo arrancador (encendido por precalentamiento) y a los balastos con que éstas operan y que se utilizan en suministros de energía con tensiones de 120 V, 127 V y 220 V de corriente alterna y frecuencia de 60 hertz. Asimismo aplica a las lámparas fluorescentes compactas con sistema de construcción modular operadas por balastos electromagnéticos y a los balastos electromagnéticos para estas lámparas comercializadas en la República Mexicana. Esta Norma no es aplicable a las lámparas que no incluyan un interruptor automático integrado, lámparas de colores y lámparas especiales de radiación ultravioleta.

Las lámparas fluorescentes compactas que vayan a ser operadas en sistemas modulares con balastos electromagnéticos, deben tener como mínimo una eficacia e índice de rendimiento de color, cuando sean probadas con un balastro patrón, correspondientes a los establecidos en la tabla 12.51. Las lámparas fluorescentes compactas con un índice de rendimiento de color mayor que 85 están exentas del cumplimiento de los valores de eficacia que se indican en la tabla 12.51.

Designación	Potencia máxima (W)	Flujo luminoso mínimo (lm)	Tensión nominal de operación (V)	Corriente nominal de operación (mA)	Base	Bulbo	Eficacia mínima (lm/W)	CRI mínimo (Ra)
CFT5W/G23/XX	5.5	220	38	180	G23	T4	40.0	80
CFT7W/G23/XX	7.2	364	45	180	G23		50.5	
CFT9W/G23/XX	9.2	515	59	180	G23		55.9	
CFT13W/GX23/XX	13.7	780	59	285	GX23		57.0	
CFQ9W/G23/XX	9.2	510	57	180	G23-2		55.4	
CFQ13W/G23/XX	13.5	750	57	285	G23-2		55.5	
CFQ18W/G23/XX	18.5	1092	100	220	G24d-2		59.0	
CFQ26W/G23/XX	26.7	1638	105	325	G24d-3		61.3	

Nota: Los valores de tensión y corriente de lámpara se especifican solo para identificar el tipo de lámpara de que se trata.

Tabla 12.51. Límites de eficacia e índice de rendimiento de color para las lámparas fluorescentes compactas para utilizarse en sistemas modulares

De acuerdo con el sistema de conexión entre lámpara y balastro y al tipo de balastro que opera a las lámparas fluorescentes compactas, los balastos deben tener como mínimo un factor de balastro (FB) correspondientes a los establecidos en la tabla 12.52.

Potencia de la lámpara que opera (W)	FB mínimo (%)	BEF mínimo (%)
mayor que 7 y menor o igual que 9	92.5	7.200
mayor que 9 y menor o igual que 13.4		4.500
mayor que 13.4 y menor o igual que 18		4.318
mayor que 18 y menor o igual que 22		3.653
mayor que 22 y menor o igual que 28		2.790

Tabla 12.52. Límites de eficiencia para los balastros electromagnéticos para utilizarse en sistemas modulares

12.4.20. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-018-ENER-1997, Aislantes térmicos para edificaciones

Esta Norma es aplicable a los materiales, productos, componentes y elementos termoaislantes, de fabricación nacional o de importación con propiedades de aislante térmico para techos, plafones y muros de las edificaciones, producidos y comercializados con ese fin.

El fabricante debe indicar la densidad aparente del material, producto, componente y elemento termoaislante. Esto se verifica de acuerdo al método de prueba correspondiente al tipo de material, producto, componente y elemento, indicado en la tabla 12.53.

El fabricante debe indicar la conductividad térmica del material, producto, componente y elemento termoaislante, medida a una temperatura media de 296 K (24 °C). Esto se verifica de acuerdo a los métodos de prueba indicados en la tabla 12.53. Para los materiales termoaislantes en espesores fijos determinados, se debe indicar el valor de la resistencia térmica.

El fabricante debe indicar la permeabilidad al vapor de agua del material, producto, componente y elemento termoaislante. Esto se verifica de acuerdo al método de prueba indicado en la tabla 12.53. En materiales compuestos que llevan incorporada una lámina o barrera contra el vapor, se debe dar el valor de la resistencia al vapor o permeancia del conjunto, teniendo en cuenta que la resistencia es la propia del material sin incluir las juntas que eventualmente pueda tener el aislamiento.

El fabricante debe indicar la adsorción de humedad del material, producto, componente y elemento termoaislante. Esto se verifica de acuerdo al método de prueba indicado en la tabla 12.53.

Los métodos de prueba para determinar las características especificadas, deben ser los indicados en la tabla 12.53.

Propiedad	Método de prueba
Densidad aparente	NMX-C-125; NMX-C-126; NMX-C-213; NMX-C-258
Conductividad térmica	NMX-C-181; NMX-C-189
Permeabilidad al vapor de agua	NMX-C-210
Adsorción de humedad	NMX-C-228

Tabla 12.53. Métodos de prueba

El fabricante o proveedor debe proporcionar un instructivo que indique las especificaciones, recomendaciones de uso, instalación y manejo del material; indicando como mínimo la conductividad térmica y/o resistencia térmica, densidad aparente, permeabilidad al vapor de agua y adsorción de humedad.

La información comercial de los productos objeto de la presente Norma debe estar contenida en una etiqueta o marcado indeleble con caracteres legibles en idioma español, contenidos los siguientes datos:

- a) Nombre o razón social del fabricante y/o distribuidor.
- b) Leyenda "Hecho en México" o país de origen.
- c) Conductividad térmica y/o, en el caso de productos cuyo espesor sea definido, el valor de la resistencia térmica que ofrece el producto, componente o elemento en la dirección y en función del espesor marcado en la etiqueta del envase.
- d) Indicación de la certificación del producto.
- e) Cantidad o contenido y características dimensionales.
- f) Advertencias de riesgos principales y medidas de precaución para el uso y conservación del producto.

13. CONCLUSIONES

13. CONCLUSIONES

Como se ha visto en el presente trabajo se concluye que las acciones encaminadas a lograr ahorros de energía en las instalaciones eléctricas representa una de las más importantes actividades necesarias para el mejor desarrollo de todo el sector productivo nacional y lograr beneficios no solo en el campo económico, sino también en lo ecológico y cultural.

Cabe recalcar que para hacer frente a la creciente demanda del servicio de energía eléctrica es necesario realizar grandes inversiones, por lo que la implantación de políticas y programas que promuevan el ahorro y uso eficiente de la energía permitirá reducir los requerimientos financieros del sector eléctrico y poder destinar estos recursos a programas prioritarios de carácter social. En el caso del sector privado el ahorro de energía permitirá aumentar su competitividad en el mercado nacional e internacional.

Los avances tecnológicos logrados en los últimos años permiten sustituir los equipos que tradicionalmente se han venido utilizando en las instalaciones eléctricas por otros equipos que realicen la misma función, pero con una eficiencia de operación mayor, lo que permite disminuir el consumo de energía eléctrica. Para realizar estas acciones existen algunos detonadores, como son las normas de eficiencia energética y las tarifas de energía eléctrica; por un lado estas normas obligan a ahorrar energía y por el otro el incremento en el pago del servicio de energía eléctrica y las multas por tener un factor de potencia inferior a 0.9 nos hace ser más conscientes de la problemática, ya que para poder ser más competitivos tenemos que reducir nuestros costos de operación.

Una herramienta fundamental es realizar diagnósticos energéticos en las instalaciones eléctricas, en donde se identifican las áreas de oportunidad que pueden ser más eficientes. Las medidas que se desprendan de aquí no deben considerarse como un gasto más sino como una inversión, ya que al invertir en equipos ahorradores la inversión será recuperada con los ahorros que se obtengan en el recibo de energía eléctrica.

Es importante hacer notar que en algunas instalaciones eléctricas ya existentes, la aplicación de tecnología de punta para ahorrar energía no siempre resulta una inversión rentable por el alto costo que pueden representar en comparación con los ahorros que se obtendrían al tratar de implantarlas. Deben tomarse en cuenta también las alternativas de operación y mantenimiento que no requieren altas inversiones y que son rentables.

El uso eficiente de la energía, es un tema que está atrayendo de manera creciente la atención de todos los sectores de la sociedad, y por tanto, es indispensable establecer una política de conservación y uso eficiente de energía, no sólo para beneficio de la actual generación sino para todas las subsiguientes, mientras exista el hombre sobre este planeta.

14. BIBLIOGRAFIA

14. BIBLIOGRAFIA

Capítulo 1 Introducción

1. Administración y ahorro de energía, J. J. Ambriz, H. Romero, Universidad Autónoma Metropolitana, México 1993.
2. La organización del sector eléctrico mexicano: contexto internacional y perspectiva de cambio, Raúl Monteforte, Programa Universitario de Energía, México 1991.

Capítulo 2 Panorama energético nacional

3. Balance Nacional de Energía 1994, Secretaría de Energía, primera edición, noviembre 1995.
4. Course of energy efficiency in buildings in Mexico, Panorama de la oferta y demanda de energía en México, Jacinto Viqueira Landa, mayo 1994.

Capítulo 3 situación del sector eléctrico

5. Documento de prospectiva del sector eléctrico, Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, México 1994.
6. Estadísticas del sector eléctrico nacional 1994, Comisión Federal de Electricidad.
7. Informe de operación 1994, Comisión Federal de Electricidad.
8. Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico 1994, Panorama actual del sector eléctrico, Jesús Sada Gamiz, Comisión Federal de Electricidad, Gómez Palacio, Dgo. junio 1994.
9. Foro de Ingeniería de Conservación del Sistema Nacional de Salud, Perspectivas del sector eléctrico y su influencia en los usuarios, Samuel Sarabia Bueno, México 1992.
10. Decreto por el que se aprueba el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 19 de febrero de 1996.

Capítulo 4 Importancia del ahorro de energía

11. La organización del sector eléctrico mexicano: contexto internacional y perspectiva de cambio, Raúl Monteforte, Programa Universitario de Energía, México 1991.
12. XV Seminario Nacional Sobre Uso Racional de la Energía, Situación actual y perspectivas del ahorro de energía eléctrica en México; la experiencia del FIDE, Mateo Treviño Gaspari, México 1994.

Capítulo 5 Transformadores

13. Centros de transformación, centros de control de motores y redes eléctricas, Manuales técnicos y de instrucción para conservación de ingeniería, Centros de estudios de la energía, Madrid, España.
14. 1er seminario peninsular sobre el uso racional de la energía, Ahorro de energía utilizando acero amorfo en los transformadores eléctricos, Sergio Martínez Navarra, Mérida, Yuc. 1993.
15. Manual de eficiencia energética eléctrica en la industria, Tomo I, Centro para el Ahorro y Desarrollo Energético y Minero S. A., España 1985.
16. Mejoramiento en pérdidas de aceros eléctricos de grano orientado y su impacto en la selección de materiales para el transformador, Sukumar Chattopadhyay, Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Capítulo 6 Ahorro de energía en motores eléctricos

17. Ahorro de energía en motores eléctricos, Fondo para el Ahorro de Energía, México.
18. XVI Seminario Nacional Sobre Uso Racional de la Energía, Aplicación de convertidores de frecuencia y/o motores eléctricos de alta eficiencia, Alejandro Delmar, México 1995.
19. XVI Seminario Nacional Sobre Uso Racional de la Energía, Aplicación de variadores de frecuencia para el ahorro de energía, Francisco Alvarez, México 1995.
20. Centros de transformación, centros de control de motores y redes eléctricas, Manuales técnicos y de instrucción para conservación de ingeniería, Centros de estudios de la energía, Madrid, España.
21. Energy efficient motor systems, S. Nadel, M. Shepard, S. Greenberg 1992.

22. XIV Seminario Nacional Sobre Uso Racional de la Energía, Estudio de factibilidad económica para variadores de velocidad en motores de corriente alterna, como una alternativa de ahorro de energía, M. Gutiérrez, A. Guerrero, R. Cerón, México 1993.
23. IEEE Recommended practice for energy conservation and cost-effective planning in industrial facilities, IEEE Std. 739-1984.
24. Manual de eficiencia energética eléctrica en la industria, Tomo I, Centro para el Ahorro y Desarrollo Energético y Minero S. A., España 1985.
25. Motores eléctricos, Asea Brown Boveri Drives.
26. Recomendaciones para el ahorro de energía en motores eléctricos, Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico.
27. XIV Seminario Nacional Sobre Uso Racional de la Energía, Recomendaciones para la utilización de motores de alta eficiencia, Horacio Buitrón, México 1993.
28. Variable Speed Control, Asea Brown Boveri Drives 1992.
29. Ventajas del uso de motores eléctricos de alta eficiencia, Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico.

Capítulo 7 Ahorro de energía en sistemas de iluminación

30. XIV Seminario Nacional Sobre Uso Racional de la Energía, Ahorro de energía eléctrica en edificios a través de la eliminación de problemas típicos, Alex Ramírez, México 1993.
31. Applied illumination engineering, Jack L. Lindsey, The Fairmont Press, Inc., U.S.A. 1991.
32. Norma Oficial Mexicana NOM-007-ENER-1995, Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación. Límites, métodos de prueba y marcado, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 9 de noviembre de 1995.
33. Industrial Lighting, Illuminating Engineering Society of North America, 1991.
34. Introducción al ahorro de energía en sistemas de iluminación interior, Carlos García, Alex Ramírez.
35. Lighting Handbook, Illuminating Engineering Society of North America, 8th edition 1993.
36. Manual del alumbrado, Philips 1988.
37. Manual del alumbrado, Westinghouse, 1987.

38. Office Lighting, Illuminating Engineering Society of North America, 1993.
39. Principios y aplicaciones de iluminación exterior, J. L. Bonilla, J. Galindo, E. Mendoza, J. A. Pérez, E. Quintero, J. Romero, A. Ramírez, México mayo 1994.
40. Norma Oficial Mexicana NOM-058-SCFI-1994. Requisitos de seguridad para balastos para lámparas de descarga eléctrica en gas, Secretaría de Comercio y Fomento Industrial. Diario Oficial de la Federación, 6 de marzo de 1996.
41. Técnicas y aplicaciones de la iluminación, L. C. Fernández, J. De Landa, McGraw-Hill, España 1993.

Capítulo 8 Armónicas

42. Armónicas: causas, efectos y medidas correctivas en sistemas eléctricos de distribución, Edith Favian Ruiz, Universidad la Salle, México D.F.
43. Control de armónicas en sistemas eléctricos industriales, Unidad de ingeniería especializada, subjeftura de ingeniería electromecánica, Comisión Federal de Electricidad, Subdirección técnica, México D.F.

Capítulo 9 Ahorro de energía a través de la corrección del factor de potencia

44. Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Acuerdo que autoriza el ajuste y reestructuración de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica. Diario Oficial de la Federación. Domingo 10 de noviembre de 1991.
45. Corrección de factor de potencia con capacitores, Catalogo BJ 90 - 01 SP, Asea Brown Boveri.

Capítulo 10 Metodología para evaluar la eficiencia energética de las instalaciones eléctricas

46. Desarrollo de la metodología para medición en campo y diagnóstico de energéticos, M. Maqueda, F. García, Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Capítulo 11 Tarifas eléctricas

47. Norma Oficial Mexicana NOM- J-98-1978, Tensiones normalizadas, Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, Dirección General de Normas.
48. Acuerdo que autoriza el ajuste y reestructuración de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Diario Oficial de la Federación, 10 de noviembre de 1991.
49. Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Diario Oficial de la Federación, 4 de octubre de 1993.
50. Segunda resolución que reforma y adiciona a la que establece reglas generales y otras disposiciones de carácter fiscal para el año de 1989, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Diario Oficial de la Federación, 2 de mayo de 1989.
51. Cuarta resolución que reforma, adiciona y deroga algunas disposiciones de la que establece reglas generales y otras disposiciones de carácter fiscal para el año de 1989, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Diario Oficial de la Federación, 26 de junio de 1989.
52. Acuerdo que autoriza la reestructuración, ajuste y modificación de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Diario Oficial de la Federación, 18 de diciembre de 1995.
53. Acuerdo que autoriza el ajuste y modificación de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Diario Oficial de la Federación, 15 de noviembre de 1996.

Capítulo 12 Normalización aplicada al ahorro y uso eficiente de la energía

54. Norma Oficial Mexicana NOM-072-SCFI-1994, Eficiencia energética de refrigeradores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado, Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, Diario Oficial de la Federación, 8 de septiembre de 1994.
55. Norma Oficial Mexicana NOM-073-SCFI-1994, Eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado, Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, Diario Oficial de la Federación, 8 de septiembre de 1994.
56. Norma Oficial Mexicana NOM-074-SCFI-1994, Eficiencia energética de motores de inducción de corriente alterna, tipo jaula de ardilla, en potencias de 0.746 kW (1 CP) a 149.2 kW (200 CP). Límites y métodos de prueba, Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, Diario Oficial de la Federación, 8 de septiembre de 1994.

14. BIBLIOGRAFIA

57. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-081-ENER-1994, Eficiencia energética integral en edificios no residenciales. Especificaciones y métodos de verificación, Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, Diario Oficial de la Federación, 19 de octubre de 1994.
58. Norma Oficial Mexicana NOM-001-ENER-1995, Eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo. Límites, métodos de prueba y marcado, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 22 de diciembre de 1995.
59. Norma Oficial Mexicana NOM-002-ENER-1995, Eficiencia térmica de calderas paquete. Especificaciones y métodos de prueba, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 26 de diciembre de 1995.
60. Norma Oficial Mexicana NOM-003-ENER-1995, Eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial. Límites, métodos de prueba y marcado, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 7 de noviembre de 1995.
61. Norma Oficial Mexicana NOM-004-ENER-1995, Eficiencia energética de bombas centrifugas para bombeo de agua para uso doméstico en potencias de 0.187 kW a 0.746 kW. Límites, método de prueba y etiquetado, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 22 de diciembre de 1995.
62. Norma Oficial Mexicana NOM-005-ENER-1996, Eficiencia energética de lavadoras de ropa electrodomésticas. Límites, método de prueba e información al público, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 11 de julio de 1996.
63. Norma Oficial Mexicana NOM-007-ENER-1995, Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación. Límites, métodos de prueba y marcado, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 9 de noviembre de 1995.
64. Norma Oficial Mexicana NOM-007-ENER-1995, Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 1 de septiembre de 1995.
65. Norma Oficial Mexicana NOM-009-ENER-1995, Eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 8 de noviembre de 1995.
66. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-010-ENER-1996, Eficiencia energética de bombas sumergibles. Límites y método de prueba, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 12 de julio de 1996.
67. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-011-ENER-1997, Eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo central. Límites, métodos de prueba y etiquetado, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 26 de julio de 1996.

14. BIBLIOGRAFIA

68. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-012-ENER-1996, Eficiencia térmica de calderas de baja capacidad. Especificaciones y método de prueba, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 16 de julio de 1995.
69. Norma Oficial Mexicana NOM-013-ENER-1996, Eficiencia energética en sistemas de alumbrado para vialidades y exteriores de edificios, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 16 de mayo de 1997.
70. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-014-ENER-1997, Eficiencia energética de motores de corriente alterna monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, de uso general en potencia nominal de 0,180 a 1,500 kW. Límites, métodos de prueba y marcado, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 4 de febrero de 1997.
71. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-015-ENER-1997, Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 10 de febrero de 1997.
72. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-016-ENER-1997, Eficiencia energética de motores de corriente alterna trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, de uso general en potencia nominal de 0,746 a 149,2 kW. Límites, métodos de prueba y marcado, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 7 de febrero de 1997.
73. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-017-ENER-1997, Eficiencia energética de lámparas fluorescentes compactas. Límites y métodos de prueba, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 7 de febrero de 1997.
74. Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-018-ENER-1997, Aislantes térmicos para edificaciones. Características, límites y métodos de prueba, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 14 de mayo de 1997.