



Programa de la asignatura:

Ahorro y uso eficiente de la energía

U2 Fundamentos para el ahorro de energía eléctrica





Índice

Presentación	3
Competencia específica	4
Logros.....	5
Tema Uno. Introducción a la auditoría energética para el ahorro de energía	6
Subtema 1. Auditoría energética.....	6
Subtema 2. Metodología para la auditoría energética.....	13
Tema Dos. Balance Nacional de Energía (BNE)	22
Subtema 1. Conceptos y definiciones.....	22
Subtema 2. Unidades de medida.....	22
Subtema 3. Estructura general del BNE	24
Tema Tres. Análisis tarifario de la energía eléctrica.....	26
Subtema 1. Marco regulatorio y clasificación de las tarifas	28
Subtema 2. Conceptos de facturación	51
Subtema 3. Cálculos de las principales tarifas	68
Subtema 4. Compensación del factor de potencia	90
Tema Dos. Administración de la demanda.....	103
Subtema 1. Conceptos de demanda.....	105
Subtema 2. Análisis del perfil de carga.....	107
Subtema 3. Métodos de control de la demanda	109
Para saber más	111
Cierre de la unidad	112
Fuentes de consulta	113



Presentación



La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es actualmente la única empresa gubernamental encargada de la prestación del servicio público de energía eléctrica en México. CFE aplica diferentes tarifas para los hogares, negocios e industria, además de estratificar el costo de la electricidad por el nivel de consumo, tensión de suministro y ubicación de la instalación, entre muchos otros conceptos; por lo que el manejo adecuado las tarifas eléctricas te permitirá administrar y optimizar los costos energéticos de los distintos usuarios del servicio eléctrico.

En esta unidad, conocerás el marco regulatorio y clasificación de las tarifas para servicio público de la energía eléctrica, así como los conceptos generales de la facturación y los cálculos específicos de las principales tarifas eléctricas.

Por otro lado, se establece una base importante de conocimientos para abordar y trabajar en el desarrollo de la tercera unidad; rentabilidad económica de las medidas de ahorro y uso eficiente de la energía.



Competencia específica



Unidad 2

Emplear los conceptos de facturación para administrar y optimizar los costos energéticos de acuerdo con las tarifas eléctricas aplicables en México.



Logros



1

Identificar el sistema tarifario de la energía eléctrica en México.

2

Identificar la metodología del cálculo de las principales tarifas.

3

Aplicar los elementos básicos de la auditoría energética



Tema Uno. Introducción a la auditoría energética para el ahorro de energía

El actual modelo energético, basado en generar la energía a cualquier precio para satisfacer una demanda creciente, es insostenible para cualquier sociedad. Aunado a ello, la creciente preocupación por el cambio climático y preservar nuestros recursos naturales han llevado a los países a orientar sus políticas energéticas a incentivar las fuentes renovables de energía y la eficiencia energética (García, 2014).

Con respecto a la eficiencia energética, existen dos enfoques:

- a) **Nivel país.** Son las políticas de estado como ente planificador que garantizan el uso sustentable de los recursos energéticos. Por ejemplo, las Normas de eficiencia energética y el Horario de Verano, entre otros.
- b) **Nivel empresa.** Se traduce en un sistema de gestión de la energía. En ésta se definen estrategias y se toman acciones para conseguir el mínimo consumo de energía, manteniendo los niveles de confort y la máxima productividad.

A nivel empresa, una herramienta fundamental en la implementación de un sistema de gestión energética, es la auditoría energética que ayudará a identificar y priorizar las oportunidades para mejorar el rendimiento energético y reducir el desperdicio de energía.

Subtema 1. Auditoría energética

En términos generales, la auditoría energética es un análisis que revela dónde, cuánto y el grado de eficiencia en que es utilizada la energía en todas sus formas, durante un periodo dado. Es posible aplicarla de manera parcial (en equipos o procesos) o integral (plantas industriales), con el propósito de identificar las oportunidades de ahorro de energía (Escobedo, 2012).

En términos de la norma ISO 50001 (Sistema de gestión energética), la **Auditoría interna** se define como el proceso sistemático, independiente y documentado para obtener evidencia y evaluarla de manera objetiva con el fin de determinar el grado en que se cumplen los requisitos (DGN, 2011).

Cabe aclarar que la auditoría interna del sistema de gestión energética no corresponde con la auditoría energética con la que planteamos las metas del Sistema de Gestión de Energía (SGEn). En este caso, la auditoría interna se centra en el proceso (o sistema)



como tal y busca conocer el grado de consecución de los objetivos de ahorro y eficiencia energética (es decir, el desempeño energético) y el cumplimiento de la política energética, así como asegurar que los mantenimientos se están siguiendo de manera eficaz (SMARKIA, 2015).

Los objetivos de la auditoría energética son (AAE, 2011):

- Analiza la situación inicial de consumo y costo de la energía
- Evalúa técnica, energética y económicamente las mejoras (medidas de ahorro) que se pueden introducir
- Determina el ahorro energético esperado, el ahorro económico asociado, el nivel de inversión y sus parámetros de rentabilidad
- Establece metas de ahorro de energía e indicadores de seguimiento para el SGen, incluyendo modificaciones y planes de inversión.

Tipos de auditoría energética

Las auditorías energéticas se clasifican por su grado de profundidad con que son realizadas y según la nueva norma ISO 50002:2014 (auditoría de energía), se tienen tres tipos; siendo el tipo 1 el nivel mínimo de detalle que se recomienda para una auditoría energética (CONUEE, 2014).

El nivel de detalle requerido para una auditoría depende del objeto de ésta, los usos y consumos de la energía y los recursos disponibles, por lo que las organizaciones pueden adaptar los niveles de detalle de la auditoría energética entre el tipo 1 y 3 (CONUEE, 2014).

Tabla 1. Niveles de auditoría (tomados de FDIS ISO 50002), aplicaciones comunes.

Tipos	Aplicaciones comunes
1	Instalaciones / procesos o flotas. Apto para: »Auditoría energética para organizaciones o instalaciones pequeñas. »Auditoría preliminar para organizaciones o instalaciones más grandes.
2	Emplazamientos únicos / procesos o flotas. Auditoría energética detallada. Generalmente, no es rentable para organizaciones con presupuestos bajos de energía.
3	Todo el emplazamiento, procesos, sistemas o flotas. Auditoría energética integral de la organización con entradas significantes. Generalmente, sólo es rentable para organizaciones con altos consumos de energía o instituciones con capital orientado a subsidios. También aplicable a nivel de sistema (ej. aire acondicionado).

Fuente: CONUEE, (2014).



Tabla 2. Niveles de auditoría (tomados de FDIS ISO 50002), dirigido a necesidades empresariales.

Tipos		Dirigido a necesidades empresariales
1	Indicación del potencial de ahorro y los beneficios que pueden derivarse de la realización de investigaciones más detalladas, como una auditoría energética de tipo 2 o 3. Identificación de las áreas de interés para la gestión de los recursos energéticos. Mejorar la concientización de los costos de la energía y los beneficios potenciales de la gestión de la energía.	
2	Identificación y evaluación de una serie de oportunidades coherentes y específicas con los costos y beneficios cuantificados. Identificación de oportunidades para una investigación mayor o más detallada. Los auditores deben tener experiencia y habilidades técnicas, gerenciales y profesionales y familiarización con los usos de la energía que se auditan. Auditores con habilidades profesionales y experiencia en el análisis de la energía y procesamiento de datos para identificar y evaluar oportunidades.	
3	Identificación y evaluación de una serie de oportunidades de mejoras del desempeño energético coherentes y específicas, con costos y beneficios definidos, incluyendo cuantificación de ganancias no energéticas. Los auditores deben tener experiencia y habilidades técnicas, gerenciales y profesionales y familiarización con los usos de la energía que se auditan para analizar los datos y procesos de energía detallados e identificar y evaluar oportunidades. Una investigación más detallada de las oportunidades. Consideración de las estrategias de negocio en la auditoría.	

Fuente: CONUEE, (2014).

Tabla 3. Niveles de auditoría (tomados de FDIS ISO 50002), recopilación de datos.

Tipos		Recopilación de datos
1	Ingeniería básica o entrenamiento técnico con un entendimiento general de las fuentes y sistemas de energía. Datos de energía de instalaciones, incluyendo submedidores y perfiles de carga diaria (donde esté disponible). Datos sobre las variables relevantes (ej. datos de producción, niveles de ocupación) para establecer IDEn generales. Lista del equipo de los emplazamientos para incluir los datos de identificación de energía, descripción del equipo, horarios de operación, factor de carga y estimaciones de los factores de carga.	



2	<p>Datos generales disponibles de energía, incluyendo perfiles de carga diarios. Datos sobre las variables relevantes (ej. datos de producción, niveles de ocupación) para establecer IDEn de los usos significativos de la energía. Datos de submedidores. Uso completo que se hace de los datos del emplazamiento disponible; no es necesario que el auditor tome mediciones adicionales, como parte de la auditoría. A menos que se necesiten datos adicionales para cumplir con los requisitos del alcance de la auditoría.</p> <p>Los datos e información de energía para recopilar en la auditoría pueden incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> » Datos detallados sobre los sistemas, procesos y equipo de consumo de energía, incluyendo conocimiento de las variables relevantes. » Configuración del equipo de medición y análisis de la información. » Documentos de diseño, operación y mantenimiento. » Auditorías energéticas o estudios previos que se relacionan con la energía y desempeño energético: » Planes futuros que afecten el uso de la energía. » Producción y procesamiento de datos para la evaluación del desempeño.
3	<p>Operación / perfil de carga del emplazamiento o flota. Datos sobre las variables relevantes (ej. datos de producción, niveles de ocupación) para establecer IDEn de los usos significativos de la energía. Datos de submedidores, evaluado bajo el perfil de carga para medidores significativos. Datos de consumo de energía del proceso, sistema y equipo clave del emplazamiento. Uso completo que se hace de los datos del emplazamiento disponible; tienen que considerarse la instalación de submedidores adicionales para evaluar o dirigir ejercicios de registro específicos.</p> <p>Los datos tienen que recopilarse por un período suficiente para tener en cuenta el intervalo esperado de valores para las variables relevantes y las demandas del sistema.</p> <p>Los datos energéticos y la información a ser analizada en la auditoría pueden incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> » Datos detallados sobre los sistemas, procesos y equipo de consumo de energía, incluyendo conocimiento de las variables relevantes. » Configuración del equipo de medición y análisis de la información. » Documentos de diseño, operación y mantenimiento. » Auditorías energéticas o estudios previos que se relacionan con la energía y desempeño energético: » Planes futuros que afecten el uso de la energía. » Información sobre cómo la organización gestiona su desempeño energético. » Cotizaciones de proveedores para las oportunidades de mejora.

Fuente: CONUEE, (2014).



Tabla 4. Niveles de Auditoría (tomados de FDIS ISO 50002), análisis.

Tipos	Análisis
1	<p>Datos del consumo de energía y del equipo para organizar por equipos, sistemas y/o procesos.</p> <p>Uso de la energía, datos del equipo para preparar un balance de energía preliminar e identificar usos significativos de la energía (USEn).</p> <p>Alto nivel de revisión de los perfiles de consumo para identificar anomalías diarias, semanales y mensuales o por patrones de estación.</p> <p>Comparación con puntos de referencia disponibles para identificar consumidores de energía altos o ineficientes.</p>
2	<p>Análisis actual e histórico de los datos energéticos.</p> <p>Los niveles para el análisis específico de oportunidades de los IDEn en la planta, flota, sistema, proceso o equipo, donde aplique.</p> <p>Balance energético detallado para conciliarse con los datos de sub-medición anual y nivel de perfil, incluyendo variaciones estacionales o de producción, según corresponda.</p> <p>Balance de masa para los equipos, sistemas y/o procesos que incluyen importantes flujos de producto que influyen en el consumo de energía o análisis equivalente de la energía y los flujos de materiales.</p> <p>Balance de uso para establecer el desempeño actual y las mejoras potenciales.</p> <p>Evaluación del diseño y opciones de configuración para dirigir las necesidades del sistema.</p> <p>Evaluación de las mejoras del desempeño energético asociado con los cambios en los equipos, sistemas o procesos.</p>
3	<p>Análisis actual e histórico de los datos energéticos.</p> <p>IDEn en el área de planta o a nivel de flota y por lo usos significativos de la energía.</p> <p>Balance energético detallado para conciliarse con los datos de submedición, utilizando los datos suficientes de frecuencia para capturar las variables en el desempeño.</p> <p>Balance de masa para los procesos, que incluye importantes flujos de producto, influyendo en el consumo de energía (o análisis equivalente de la energía y de flujos de masas).</p> <p>Evaluación del diseño y opciones de configuración para dirigir las necesidades del sistema.</p> <p>Aplicación de un intervalo de métodos analíticos para examinar la relación entre el consumo de energía y las variables relevantes.</p> <p>Recomendaciones para los datos adicionales / investigación de la mejora de la exactitud de los datos.</p>

Fuente: CONUEE, (2014).



Tabla 5. Niveles de auditoría (tomados de FDIS ISO 50002), identificación de oportunidades.

Tipos	Identificación de oportunidades
1	<p>Inspección visual de los usos energéticos.</p> <p>Identificar y cuantificar los bajos costos y la cuantificación de las oportunidades de las mejoras del desempeño energético fácilmente.</p> <p>Identificación de más oportunidades de mejora del desempeño energético a nivel genérico, pero no tomando resoluciones técnicas.</p>
2	<p>Investigar uno o más emplazamientos puede satisfacer los requisitos de la auditoría. Identificación de un conjunto de oportunidades de mejora específicas y aplicables del desempeño energético, incluyendo acciones a corto, mediano y largo plazos, con ahorros de energía conciliados contra el balance energético detallado.</p> <p>Todas o la mayoría de las oportunidades de desempeño energético proporcionado con los costos y beneficios, incluyendo indicaciones de ganancia no energética (ej. mejoras en el ahorro del mantenimiento o reducción en el impacto ambiental).</p> <p>NOTA- Las ganancias no energéticas no siempre pueden ser cuantificables sin el alcance de la auditoría.</p> <p>Identificación de las oportunidades de mejora del desempeño energético, donde los datos adicionales / la investigación de medidas puede requerir mejorarse o clarificarse.</p> <p>La organización puede proporcionar una lista de oportunidades para revisar, con el fin de confirmar la factibilidad o conveniencia de priorizar las oportunidades propuestas para detallar el análisis / investigación.</p> <p>Comparación con puntos de referencia.</p>
3	<p>Investigar uno o más emplazamientos puede satisfacer los requisitos de la auditoría. Cuantificación de un intervalo de oportunidades de mejora del desempeño energético específicas y aplicables, incluyendo acciones a corto, mediano y largo plazos (si se requiere), con ahorros de energía conciliados contra el balance energético detallado.</p> <p>Identificación de cualquier oportunidad de mejora en el desempeño energético, en donde los datos adicionales / investigación se requieren para mejorar los datos o la evaluación actual.</p> <p>Presentación de una lista de oportunidades de la organización para debate, para confirmar la factibilidad de priorizar las oportunidades detallando el análisis / investigación.</p> <p>Otros análisis, técnicas o métodos experimentales (ej. ingeniería, pruebas de vehículos, estudios pilotos, métodos logísticos, simulaciones por ordenador, estudios de ultrasonido e imágenes termográficas) pueden utilizarse para entender completamente el consumo de energía.</p> <p>Debates con vendedores para identificar o verificar las últimas tecnologías para la mejora del desempeño energético.</p>

Fuente: CONUEE, 2014



Tabla 6. Niveles de auditoría (tomados de FDIS ISO 50002), evaluación de oportunidades.

Tipos	Evaluación de oportunidades
1	<p>Ahorros comunes o demostrativos calculados, utilizando reglas comunes de conciliación para la línea base energética.</p> <p>Designación de los períodos de recuperación comunes.</p> <p>Esquema de pasos requerido para generar AMDEn^{a)} que pueden implementarse.</p>
2	<p>Cálculo de ahorros utilizando tecnología específica para las oportunidades de mejora del desempeño energético, conciliado con el balance de energía detallado.</p> <p>Costos basados en la combinación de elementos de capital y de mano de obra mediante reglas generales, costos normalizados o información de los proveedores disponibles. No se requieren cotizaciones de los proveedores.</p> <p>Presentación del análisis económico que se acuerda, comúnmente incluye la recuperación de la inversión, pero puede incluir métodos como son TIR^{b)} o VPN^{c)}.</p>
3	<p>Cálculo de ahorros utilizando tecnología específica para las oportunidades de mejora del desempeño energético, conciliado con el balance de energía detallado, y considera interacción de los sistemas.</p> <p>Los costos calculados se basan en los bienes de capital y de mano de obra, con el nivel de exactitud que se requiere por el proceso de gastos de capital existente de la compañía.</p> <p>NOTA- La organización quizá necesite apoyar al auditor con los datos de costos.</p> <p>Toda oportunidad de mejora de desempeño energético proporcionada con costos y beneficios, incluye ganancias “no energéticas”.</p> <p>La presentación del análisis económico que se acuerda, típicamente incluye TIR^{b)} o VPN^{c)} con recuperaciones de inversión simples como mínimo, para brindar un aporte al proceso de gastos de capital de la organización.</p>

Fuente: CONUEE, (2014).

- a) Acciones de Mejora del Desempeño Energético
- b) Tasa Interna de Retorno
- c) Valor Presente Neto

Tabla 7. Niveles de auditoría (tomados de FDIS ISO 50002), salidas.

Tipos	Salidas
1	<p>Identificación y evaluación de los costos de las oportunidades que pueden implementarse fácilmente.</p> <p>Conocimiento del consumo de energía en el emplazamiento, sistema, proceso o flota.</p> <p>Mejorar la concientización respecto a la contribución de cada fuente de energía, costos unitarios promedio para cada fuente y los beneficios posibles de la gestión de la energía.</p> <p>La determinación de la extensión de más oportunidades de gran intensidad de capital.</p>
2	<p>Conocimiento detallado del consumo y uso de la energía.</p> <p>Conocimiento respecto a la contribución de cada fuente de energía en el emplazamiento, costos unitarios promedio y marginales para cada fuente.</p> <p>Identificación y evaluación de los costos de las oportunidades que pueden implementarse fácilmente.</p>



	<p>Determinación y análisis, incluyendo cálculo de ahorro integral y costos de inversión preliminares, para las medidas de capital.</p> <p>Compilación de datos para diagnóstico de desempeño energético / propósitos de verificación.</p> <p>Perfil operativo y balance de energía detallado.</p>
3	<p>Conocimiento detallado del consumo y uso de la energía.</p> <p>Identificación y análisis de oportunidades de ahorro de energía, incluyendo las que no tienen costo, las de bajo costo y medidas de inversión de capital, beneficios energéticos y no energéticos, diseño de equipo preliminar o mejora de proceso y requisitos de costo detallados.</p> <p>Datos para propósitos de diagnóstico de desempeño energético.</p> <p>Examen de los sistemas de medición y recomendaciones para hacer frente a las carencias de datos</p>

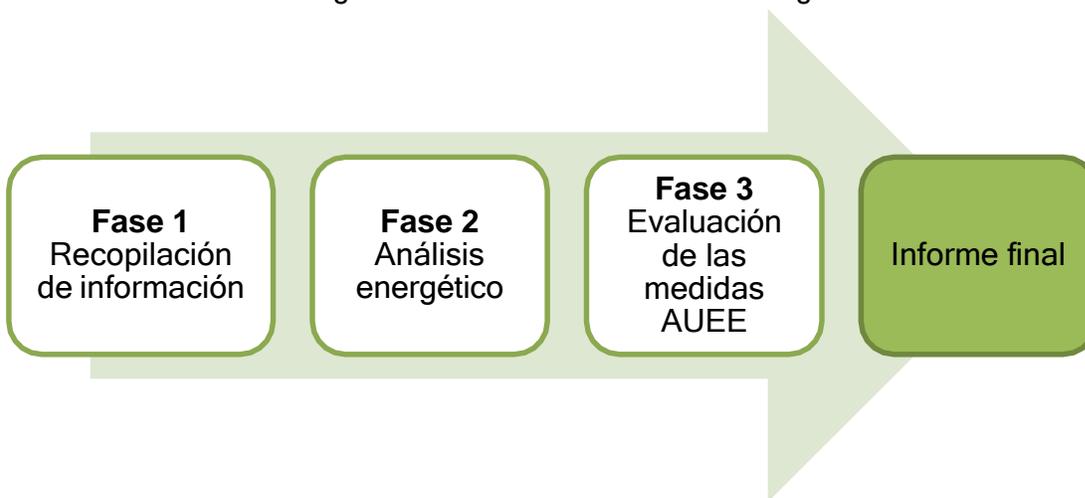
Fuente: CONUEE, (2014).

Subtema 2. Metodología para la auditoría energética

En una auditoría energética, sea el nivel que sea, se integra de tres fases o etapas, en las cuales es posible obtener información inter etapas que permitirán ir conociendo el proceso productivo con mayor detalle para, finalmente, elaborar un informe sobre las medidas de Ahorro y Uso Eficiente de la Energía (AUEE) que tiendan a generar una disminución en los consumos asociados al proceso analizado (INDAP, 2015).

Las fases que debe contener una auditoría energética se muestran en el siguiente diagrama (INDAP, 2015).

Figura 1. Fases de una auditoría energética.



Fuente: modificada de INDAP, (2015).



Fase 1 Recopilación de información

Durante esta fase de levantamiento de datos se deberán realizar las siguientes actividades, las cuales permitirán llevar a cada la correcta conclusión de esta etapa (INDAP, 2015).

Figura 2. Etapas de la recopilación de información.



Fuente: Elaboración UnADM.

Análisis previo

Antes de proceder con el levantamiento y el análisis de datos, se debe realizar una recopilación de información general referente a la empresa (INDAP, 2015).

- Datos generales de la empresa (Escobedo, 2012)
 - Nombre
 - Actividad principal
 - Ubicación
 - Superficie del terreno y área construida
 - Fecha en que inicio operaciones (antigüedad)
 - Horario de operación (turnos, días al año)
 - Número de empleados

- Antecedentes Energéticos
 - Análisis de la facturación energética (de 12 a 24 meses)
 - Energía eléctrica
 - Combustibles para autogeneración (planta de generación)



- Combustibles para el calentamiento térmico (calderas)
- Datos de energías renovables
 - Generación eléctrica (fotovoltaico, eólico, etc.)
 - Calentamiento térmico (fototérmico, bioenergía, etc.)
- Antecedentes de producción
 - Principales productos
 - Estadísticas de producción (unidad/mes, m³/mes, etc.)
- Determinar
 - Consumos específicos de energía
 - Índices de referencia (Benchmarking)

El consumo específico de energía se define como la relación entre la energía consumida y el valor de la producción a obtener con dicha energía. Estos índices permiten una comparación con respecto a índices internacionales para los mismos sectores industriales y pueden ser la base para el sistema de gestión energética. Si el consumo específico de un proceso aumenta, esto quiere decir que la eficiencia del mismo está disminuyendo, y viceversa (Trujillo, 2007).

Sin embargo, debe tenerse precaución al realizar comparaciones con índices de referencia, porque se requiere tener presente que este indicador se asocia a procesos de producción más que a productos, por esto no es posible comparar la eficiencia energética relativa de la producción de una tonelada de acero producida a partir de chatarra de acero contra otra producida a partir de mineral de hierro (Trujillo, 2007).

El Benchmarking es un proceso en el cual se identifican las mejores prácticas en un determinado proceso o actividad, se analizan y se incorporan a la operativa interna de la empresa (AEC, 2013).

Levantamiento de datos

Una vez recabada y analizada la información inicial disponible, se deberá proceder a realizar el levantamiento de datos, mediante una visita técnica y recorridos por las instalaciones de la empresa.

Se recomienda elaborar formatos de registro para el levantamiento de datos, adaptada a las necesidades de la auditoría energética a desarrollar.



La información recabada a través de estos formatos de datos, deberá ser exportada a algún medio informático para su registro, control y posterior análisis. Se recomienda trabajar con herramientas ofimáticas tradicionales como: planillas Excel o algún programa de gestión de base de datos como Access, los cuales permitirán una mejor gestión y utilización de los datos recopilados (INDAP, 2015).

Primera visita técnica a la empresa, entrevista con directivos (Escobedo, 2012):

- Conocer sus posibles inquietudes e intereses
- Solicitar una breve explicación sobre el proceso
- Explicar plan de trabajo
- Establecer alcances y compromisos

Recorridos por planta, objetivos:

Durante el recorrido mantener comunicación con el personal para obtener una visión completa y equilibrada del consumo energético, donde se buscará (Escobedo, 2012):

- Obtener la distribución del uso de la energía por: función, localización física, departamento y otra división apropiada
- Conocer la operación de los procesos
- Identificar oportunidades de ahorro

Recorridos por planta, actividades (Escobedo, 2012):

1. Documentación de apoyo:
 - Diagramas unifilares (electricidad, vapor, aire comprimido, agua, etc.)
 - Diagramas de proceso
2. Inventario de los principales sistemas de consumo de energía:
 - Sistema eléctrico: distribución y consumidores mayores
 - Sistema de distribución: aire comprimido, fluidos térmicos, etc.
 - Sistemas de refrigeración, calefacción, ventilación y aire acondicionado
 - Sistema de iluminación

Esta inspección se basa en verificaciones visuales e identificativas de cada uno de los equipos analizados (reportaje fotográfico anexo), el estudio de los equipos instalados y los datos de funcionamiento según su uso real, características técnicas principales de cada equipo inventariado: marca, modelo, potencia, consumo, etc. (A3E, 2012).



Ejemplos de Formatos para el levantamiento información

En la presentación de la Metodología para realizar un diagnóstico energético de FONAM (bajar de la carpeta material descargable), encontraras algunos formatos para el levantamiento de información: láminas de la 44 a la 64.

Medición

Se deberá contar y saber utilizar diferentes equipos y herramientas de medición, algunos de estos fundamentales y otros complementarios, pero de gran utilidad, con el objetivo de poder cuantificar de manera fiable y completa la energía utilizada (INDAP, 2015).

La duración de la toma de mediciones será representativa de la manera de trabajar de los equipos consumidores. Ejemplo: mediciones instantáneas para el cálculo del rendimiento instantáneo de una caldera (A3E, 2012).

Las mediciones se realizan en los principales equipos consumidores de energía mediante:

- Analizador de redes eléctricas
- Multímetro
- Tacómetro
- Luxómetro
- Analizador de gases de combustión
- Cámara termográfica
- Sonda de condiciones ambientales (temperatura, humedad, velocidad, etc.)
- Cámara fotográfica y filmadora, entre otros.

Adicionalmente, se debe considerar los elementos de protección personal (EPP). Los EPP mínimos que deben utilizarse son: guantes dieléctricos, gafas de protección, zapatos dieléctricos y ropa adecuada a la labor (camisa o polera manga larga y pantalones tipo cargo o jeans) (INDAP, 2015).

Ejemplos de equipos de medición

En la presentación de la Metodología para realizar un diagnóstico energético de FONAM, encontrarás algunas imágenes de equipos de medición para la auditoría energética: láminas de la 66 a la 78. Asimismo, en el documento de INDAP 2015, en las páginas 19 y 20.



Identificación de oportunidades de ahorro

Una oportunidad de ahorro, es toda posibilidad de ahorrar energía, ya sea de tipo operativo o con alguna inversión de capital. Deben ser buscadas primero en donde la concentración de energía es mayor (Escobedo, 2012).

Hay dos categorías:

1. Eliminación de desperdicios o uso de buenas prácticas, tales como (Escobedo, 2012):

- Reducir la presión del aire comprimido, etc.
- Apagar el equipo encendido innecesariamente
- Ajustar los sistemas de control que funcionan en forma indebida

Estas oportunidades no requieren usualmente de muchos cálculos y pueden ser ejecutadas con un ajuste o por un programa de mantenimiento preventivo adecuado (Escobedo, 2012).

2. De medición y costo mayores, por ejemplo (Escobedo, 2012):

- Cambiar los equipos por otros más eficientes
- Integración de nuevos equipos (variadores de velocidad)

Una vez que las oportunidades de ahorro han sido identificadas y clasificadas, serán hechas las mediciones faltantes para calcularlas y evaluarlas (Escobedo, 2012).

Fase 2 Análisis energético

Durante esta fase se realiza un análisis e interpretación de la información recabada y se determinan los puntos críticos dentro de la empresa en estudio, en los cuales el consumo de energía presenta deficiencias y además existe la presencia de oportunidades de ahorro de energía (Guevara, 2013).

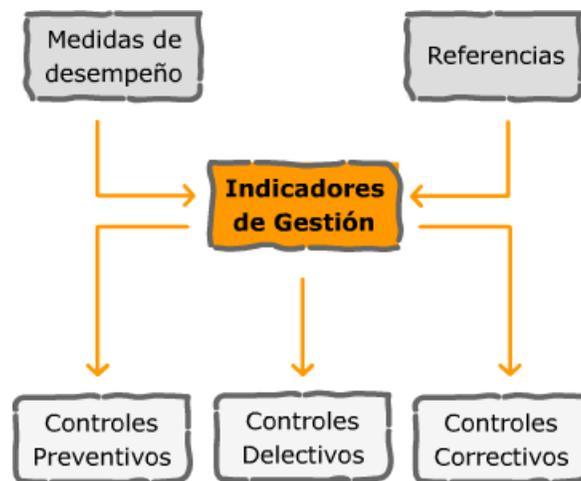
Elaboración de indicadores

Los indicadores son muy valiosos para registrar, comentar y analizar periódicamente, y el análisis de sus comportamientos históricos es el que permite descubrir estas oportunidades de mejora (Trujillo, 2007).



- **Consumo Energético:** corresponde a la potencia del equipamiento por el tiempo de utilización de este, relacionado a la energía consumida. Ej. kWh/día, kWh/mes, kWh/año (INDAP, 2015).
- **Línea base:** Corresponde al periodo de referencia en cuanto a los consumos energéticos, sus costos y la relación con las variables que influyen en los consumos (horas de uso) (INDAP, 2015).
- **Perfil energético:** Corresponde a los resultados medidos y relacionados con la eficiencia energética, el tiempo de uso y su consumo de la energía. Puede existir un perfil día, semana, mes o año (INDAP, 2015).
- **Indicador energético:** Es una unidad de medida creada a partir del análisis energético, se relaciona directamente con el rendimiento energético del equipamiento y se utiliza como un parámetro para medir su desempeño (INDAP, 2015).

Figura 3. Indicadores de gestión.



Fuente: Trujillo, (2007).

Análisis de la energía consumida

Se obtendrá la demanda total utilizada para la totalidad del equipamiento. Esta demanda energética puede ser distribuida según criterios como (INDAP, 2015):

- **Por suministros:** Corresponde al desglose según fuentes de energía utilizadas (electricidad, gas, leña, etc.).
- **Usos energéticos:** Corresponde al desglose según el área en donde se utilice la energía (iluminación, equipamiento, productivo, generación auxiliar, etc.).



- **Consumo total:** Corresponde al desglose de la energía total, según su fuente de energía y su uso energético.

Fase 3 Evaluación de medidas de AUEE

De todas las medidas propuestas, deben seleccionarse para el estudio aquellas que sean técnica y económicamente viables. Una vez seleccionadas todas las posibles alternativas de ahorro energético, se analizarán las mismas según la metodología que se describe a continuación (AAE, 2011).

Las medidas de ahorro se pueden clasificar en (AAE, 2011):

1. Mejora de eficiencia en el consumo energético de los equipos.
2. Mejora de eficiencia en la distribución de la energía.
3. Recuperación energética.

Para cada medida se debería evaluar (AAE, 2011):

- Ahorro energético.
- Ahorro económico.
- Reducción de impacto ambiental.
- Inversión necesaria.
- Rentabilidad de la medida (VPN, TIR, Período de amortización, etc.)

Evaluación del ahorro energético

Para calcular el ahorro energético de la medida propuesta se deberá realizar, para las nuevas condiciones resultantes de la implantación de la medida, los nuevos balances de materia y energía, calculándose el nuevo consumo energético del equipo o sistema energético. Este debe compararse con el de la situación actual del sistema, obteniendo de este modo el ahorro potencial de la medida (AAE, 2011).

Ejemplos de medidas de ahorro

En la presentación de la Metodología para realizar un diagnóstico energético de FONAM, encontrarás algunos ejemplos de evaluación de medidas de ahorro: láminas de la 87 a la 125. Asimismo, en el documento de WWF España (2008), Guía de ahorro y eficiencia energética en oficinas, encontrarás un ejemplo del cálculo de ahorro en iluminación, página 125; y de las páginas 31 a la 116 algunas fichas de propuestas de mejoras.



Informe

La auditoría energética concluirá con un informe exhaustivo y concreto en el que se expongan cada uno de los pasos realizados en el proceso de la auditoría (AAE, 2011). Se recomienda que el informe contenga los siguientes aspectos:

- Introducción
 - Antecedentes
 - Alcances del proyecto
- Resumen ejecutivo (breve resumen de los resultados)
- Descripción general de la instalación:
 - Ubicación, superficie, personal, actividad, etc.
 - Datos facturación energética.
 - Descripción de los sistemas (iluminación, fuerza, producción, etc.).
 - Indicadores energéticos y normativos.
- Medidas de Ahorro y Uso Eficiente de la Energía (AUUE)
 - De nula inversión (medidas operativas, buenas prácticas)
 - Baja inversión (mantenimiento y control)
 - Inversión considerable (medidas tecnológicas)
- Resumen de resultados.
- Conclusiones y recomendaciones.
- Anexos técnicos
 - Tablas, gráficas e información técnica utilizada
 - Reporte de mediciones
 - Recomendaciones generales y específicas
 - Programa de inversión



Tema Dos. Balance Nacional de Energía (BNE)

El balance energético pone de manifiesto las interrelaciones entre la oferta, transformación y uso final de la energía y representa un instrumento relevante para el análisis del desempeño del sector energético y el diseño de políticas públicas en la materia. Por otra parte, proporciona información que permiten cuantificar los impactos ambientales asociados a la generación y consumo de energía, así como monitorear el mejor aprovechamiento de la misma para garantizar la competitividad del sector y el desarrollo sustentable.

Subtema 1. Conceptos y definiciones

La oferta total de energía es la cantidad de energía primaria y secundaria disponible para satisfacer las necesidades energéticas de un país, tanto en los procesos de transformación, como en el consumo final (OLADE, 2004).

A continuación se presentan las relaciones relativas a la oferta total de energía, en la cual se verifica la siguiente ecuación (OLADE, 2004):

$$OT = PE + IM - EX +/- VI - NA$$

Donde:

OT = Oferta Total

PE = Producción Energía

IM = Importación Energía

EX = Exportación Energía

VI = Variación de Inventarios

NA = No Aprovechada

Subtema 2. Unidades de medida

El balance energético, se lo puede presentar en dos modalidades (OLADE, 2011):

- **Balance físico o de productos.** Muestra los flujos de energía utilizando las unidades de medida físicas de cada fuente; sin embargo, no facilita la comparación ni agregación entre fuentes de energía.
- **Balance calórico.** Muestra los flujos de energía utilizando una unidad común que permite la comparación y agregación entre diferentes fuentes de energía.



Siguiendo con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana **NOM-008-SCFI-2002** Sistema General de Unidades de Medida, el BNE utiliza el joule (J) como unidad común para medir la cantidad de energía. Como los yacimientos de petróleo o carbón pueden tener características diferentes, existe una convención para pasar de una unidad energética a otra.

Figura 4. Factor de conversión.

Equivalencias de masa		
1,000 kilogramos = 1 tonelada métrica		
Equivalencias de volumen		
1 galón = 3.7854 litros	1 metro cúbico = 6.2898 barriles	
1 barril = 158.9873 litros	1 metro cúbico = 35.31467 pies cúbicos	
42 galones = 1 barril		
Equivalencias de energía		
1 caloría = 4.1868 joules		
1 Megawatt por hora = 3,600 Megajoules		
Prefijos métricos		
E Exa = 10^{18}	G Giga = 10^9	
P Peta = 10^{15}	M Mega = 10^6	
T Tera = 10^{12}	K kilo = 10^3	
Múltiplos (volumen y peso)		
Símbolo	Descripción	Factor
M	miles	10^3
MM	millones	10^6
MMM	miles de millones	10^9

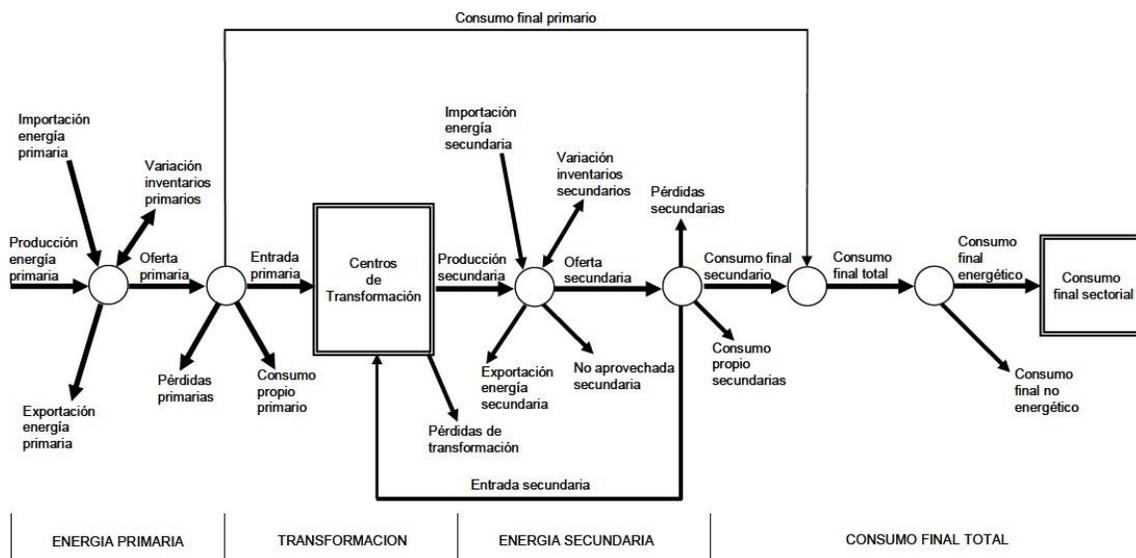
Fuente: SENER, BNE (2013).



Subtema 3. Estructura general del BNE

La elaboración del balance requiere de una metodología particular que ofrezca datos consistentes con unidades homogéneas de energía. Ello permite la comparación, tanto a nivel nacional como internacional, e integración de las distintas fuentes de energía para su análisis.

Figura 5. Estructura de la cadena energética.



Fuente: OLADE, (2011).

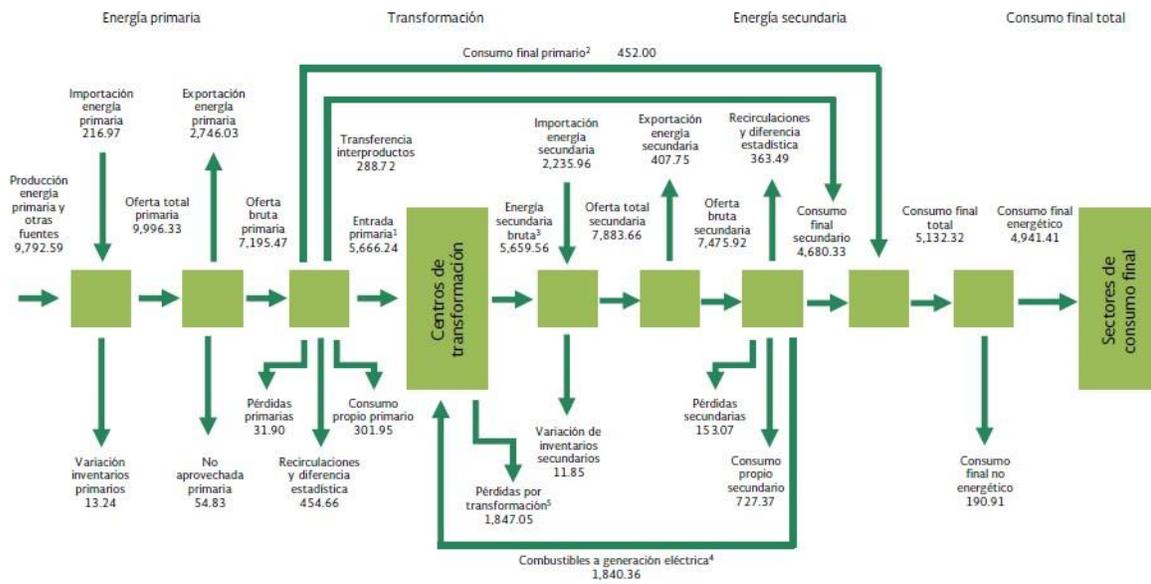
En el flujo energético, se diferencian cuatro funciones:

- **Energía disponible.** Es la suma algebraica de los procesos de producción, variación de inventarios, energía no aprovechada e intercambios previos al consumo (Juárez, 2014).
- **Transformación de energía.** Modificación física, química y/o bioquímica de una fuente energética en otra mediante un Centro de Transformación (Juárez, 2014).
- **Consumo y pérdidas en el sector energético.** Incluye el consumo propio del sector energético y las pérdidas dentro de éste (Juárez, 2014).
- **Consumo final total.** Energía y materia prima destinadas a los distintos sectores económicos para su consumo. Se divide en (Juárez, 2014):
 - **Consumo final energético.** Llevado a cabo por los consumidores finales (Juárez, 2014).



- **Consumo final no energético.** Empleado como materia prima (Juárez, 2014).

Figura 6. Estructura del Balance Nacional de Energía, 2013 (Petajoules).



Fuente: SENER, BNE (2013).

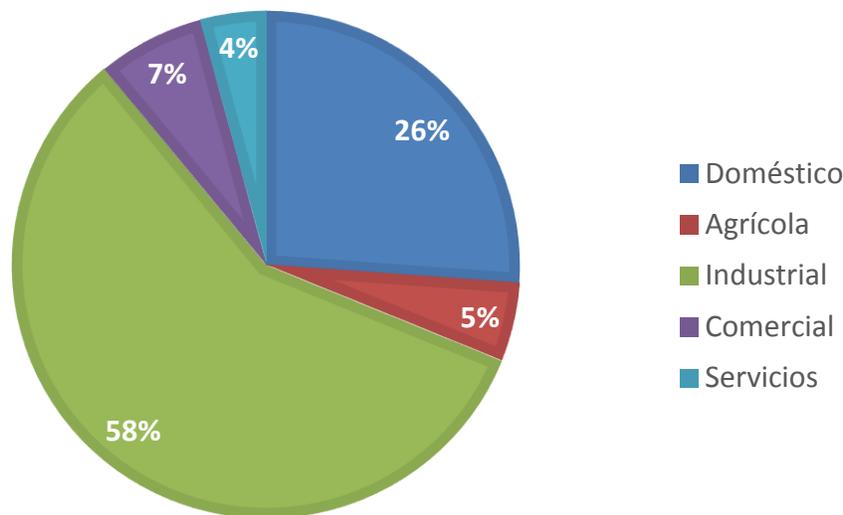


Tema Tres. Análisis tarifario de la energía eléctrica

A partir octubre de 2009, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la encargada de brindar el servicio eléctrico en todo el país.

La CFE divide sus tarifas en cinco grupos de clientes, llamados sector: doméstico, agrícola, industrial, comercial y servicios. En el año 2015 registró cerca de 39.4 millones de usuarios, de los cuales 88.58% de los usuarios pertenecen al sector doméstico y representan 26.14% de las ventas directas al público. Una situación inversa ocurre en el sector industrial, donde menos de 1% de los usuarios representa más de la mitad de las ventas (Figura 7) (CFE, 2015a).

Figura 7. Ventas de energía eléctrica por sector (%), 2015



Fuente: Elaboración UnADM, con datos de CFE.

Durante 2014 la generación neta de la CFE, que es la generación bruta menos la energía que se utiliza en las centrales de generación, fue de 250,870 GWh. La generación neta de 2014 fue superior en 1,882.8 GWh (0.8%) a la generada en 2013 (CFE, 2014).

Del total de la generación neta (incluyendo a los PIE), 82% proviene de fuentes no renovables, 14.94% de grandes hidroeléctricas y 3.06% de fuentes renovables (Tabla 8). Esto refleja el hecho de que la estructura de generación de energía eléctrica en México se sustenta mayoritariamente en las fuentes de energía de origen fósil; es por ello que la implementación de medidas de ahorro de energía eléctrica tiene un alto impacto en la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI).



Tabla 8. Generación neta por tipo de tecnología.

Generador	Tipo de tecnología	Generación		Generación	
		2013		2014	
		GWh/año	%	GWh/año	%
CFE	Vapor (combustóleo y gas)	43,782.00	17.58%	30,743.90	12.25%
	Ciclo combinado	41,159.10	16.53%	45,772.60	18.25%
	Turbogás	3,691.90	1.48%	2,481.40	0.99%
	Combustión interna	1,439.40	0.58%	1,343.50	0.54%
	Carboeléctrica	29,299.70	11.77%	31,229.80	12.45%
	Nucleoeléctrica	11,377.10	4.57%	9,302.70	3.71%
	Diversas tecnologías*	1,791.60	0.72%	997.3	0.40%
	Hidroeléctrica	26,675.30	10.71%	37,491.30	14.94%
	Geotermoeléctrica	5,592.00	2.25%	5,578.60	2.22%
	Eólica	189.3	0.08%	211.8	0.08%
	Solar fotovoltaica	7	0.00%	12.4	0.00%
	Total CFE	165,004.40	66.27%	165,165.30	65.84%
Productores Independientes de Energía (PIE)	Ciclo combinado	82,358.70	33.08%	83,840.30	33.42%
	Eólica	1,624.10	0.65%	1,864.40	0.74%
	Total PIE	83,982.80	33.73%	85,704.70	34.16%
TOTAL		248,987.20	100.00%	250,870.00	100.00%

Fuente: Elaboración UnADM con datos del Informe Anual 2014, CFE.

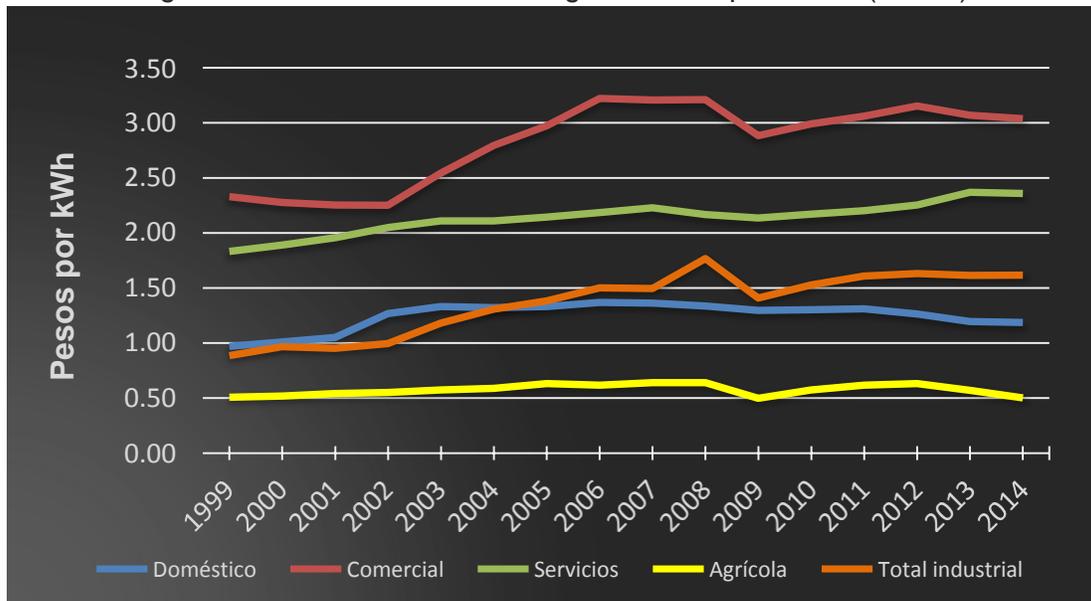
* Considera la electricidad generada en unidades móviles y en las pruebas de nuevas unidades durante su construcción.

Evolución de las tarifas eléctricas por sector

En el periodo 1999-2014, las tarifas eléctricas tuvieron una tendencia ascendente (Figura 8). El sector comercial presenta el incremento más pronunciado con respecto a los otros sectores; las tarifas eléctricas en los sectores de servicios e industrial muestran incrementos menos pronunciados, mientras que en los sectores doméstico y agrícola los precios se mantuvieron prácticamente constantes.



Figura 8. Precios medios de energía eléctrica por sector (\$/kWh).



Nota: Precios constantes a 2014.

Fuente: Elaboración UnADM con datos SENER

Subtema 1. Marco regulatorio y clasificación de las tarifas

El **Artículo 31** de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), en materia de **regulación tarifaria**, establece que:

*“La **SHCP**, con la participación de las Secretarías de Energía, y de Economía y a propuesta de la CFE, **fijará las tarifas**, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía”*

- La estructura tarifaria está determinada por:
 - ✓ Uso de la energía
 - ✓ La tensión del suministro
 - ✓ Los patrones de consumo de los distintos segmentos de usuarios.

Con fecha 1° de junio de 2011, se publicó la modificación al párrafo primero del **Artículo 36-BIS** de la LSPEE, quedando:

“Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de



Electricidad, considerando para ello las externalidades ambientales para cada tecnología, y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público...”

Para mayor información sobre el marco jurídico de las tarifas eléctricas, consultar el Anexo 1 del documento “Recomendaciones de política de tarifas eléctricas” de la Comisión Reguladora de Energía, diciembre de 2007.

Problemática de la determinación de las tarifas eléctricas

El hecho de que las empresas eléctricas deban generar y suministrar la electricidad en el mismo instante en que se demanda; además de producir bajo un enfoque económico de optimización de recursos y maximización de las utilidades, ocasiona que la determinación de las tarifas eléctricas sea un ejercicio de naturaleza compleja.

Por ejemplo, el costo de suministrar electricidad depende de varios factores (IMC, 2006):

- Cantidad de electricidad generada,
- Factor de carga,
- Combustibles y tecnologías utilizadas,
- Niveles de tensión eléctrica de suministro,
- Capacidad de las líneas de transmisión y distribución,
- Ubicación de la demanda, entre otros.

En la definición de las tarifas, se utilizan tres metodologías para medir los costos de suministro de electricidad (CRE, 2007):

1. **Contable.** Se define con base en los *costos históricos* (obtenidos de la contabilidad de CFE), como: gastos explotación, depreciación, intereses de la deuda y aprovechamiento pagado al fisco. Este método tiene la desventaja de que no proporciona señales eficientes de precios.
2. **Económica** (o de *costos marginales*). Es un método prospectivo, por lo tanto incierto. Es complejo, ya que involucra el uso de modelos matemáticos y mucha información; además, su aplicación implica el uso de equipos de medición sofisticados que permiten distinguir patrones de uso de la energía en distintos períodos, como: estacionales, diarios y horarios (tarifas horarias). Su virtud es que proporciona señales eficientes de precios a suministradores y consumidores.
3. **Financiera.** Esta metodología se basa plenamente en la contabilidad, pero con un enfoque prospectivo. Se refiere al nivel tarifario que permite asegurar los



requerimientos financieros a mediano plazo de los *costos de explotación y de inversión*.

Actualmente, en la definición de las tarifas se utiliza una combinación de las tres metodologías, en menor o mayor grado, según la tarifa y el sector en cuestión. Asimismo, se tiene que considerar un instrumento adicional:

La función política-social

- La determinación de la estructura tarifaria no es de la competencia exclusiva de la empresa eléctrica.
- La tarifa es, a menudo, un **instrumento utilizado por los poderes públicos** para acompañar a las políticas industriales o para efectuar la redistribución del ingreso.
- Este tipo de intervenciones introduce deformaciones de la tarifa con relación a los costos.

Nota: A medida que evoluciona la economía y se transforma el mercado eléctrico, las tarifas son modificadas para ajustarse a las condiciones cambiantes de la oferta y la demanda, y dar señales de precios que favorezcan la eficiencia económica global (cliente-suministrador).

Antecedentes de las tarifas eléctricas en México

Al nacionalizarse la industria eléctrica en 1960, se inició un proceso de consolidación de las tarifas eléctricas, dando como resultado un sistema nacional compuesto por doce tarifas (CRE, 2007):

1. Residencial
2. General de baja tensión
3. General de baja tensión con cargo por demanda
4. Molinos de nixtamal y tortillerías
5. Alumbrado público
6. Bombeo de aguas potables y negras
7. Usos temporales
8. General de media tensión
9. Riego agrícola
10. Ventas al mayoreo
11. Minas
12. General de alta tensión



El gobierno otorgó subsidios generales para la tarifa de riego agrícola y la de molinos de nixtamal y tortillerías; estos subsidios eran moderados y financiados. Las demás tarifas se fijaron de acuerdo con los costos contables (CRE, 2007).

Durante muchos años, la estructura tarifaria no tuvo cambios sustanciales, sino hasta 1991, cuando se establecieron las **tarifas horarias** obligatorias (con costos marginales) para todos los usuarios de alta tensión y para aquellos que, siendo suministrados en media tensión, registraban demandas máximas mensuales superiores a 1 MW (1,000 kW).

Posteriormente, el límite de aplicación de la tarifa horaria de media tensión (HM) se fue reduciendo paulatinamente, incorporando un mayor número usuarios que se encontraban en la tarifa OM (Ordinaria Media tensión para usos generales). En 1997 se incorporó a usuarios con demandas superiores a 500 kW; en 1998 se llegó a los 300 kW y entre 1999 y 2000 a los 100 kW.

En febrero de 2002, se implantó un cambio profundo en las tarifas domésticas y se introdujo una nueva tarifa, llamada DAC (Doméstica de alto consumo).

Uso de costos marginales

En México **las tarifas horarias basadas en costos marginales** se establecieron por primera vez en el año de 1988 con carácter optativo. Tres años después, las tarifas horarias se volvieron obligatorias para todos los usuarios de alta tensión y para aquellos que, siendo suministrados en media tensión, registraban demandas mensuales superiores a los 1,000 kW, límite que se redujo hasta abarcar a finales del año 2000 a todos los usuarios de usos generales con demandas superiores a 100 kW (CRE, 2007).

Desde entonces, más de la mitad de la energía eléctrica vendida en México está sometida a la aplicación de tarifas horarias.

En la literatura sobre teoría económica se encuentran distintas definiciones del costo marginal y se debate sobre cuál debe utilizarse en el diseño de los precios de los servicios públicos regulados. En el caso de la industria eléctrica la controversia se limita al segmento de generación, ya que existe el consenso sobre la utilización del *costo marginal de largo plazo* para los segmentos de transmisión y distribución (CRE, 2007).

Aquí se presentan dos de los principales conceptos que se manejan sobre el costo marginal de generación:



- **Costo marginal de corto plazo (CMCP).** Es el costo de generar un kWh adicional sin modificar la capacidad instalada (CRE, 2007). Es decir, los costos en que se incurre cuando el sistema eléctrico tiene que reaccionar ante el incremento de la demanda con sólo tiempo para responder con las plantas instaladas y disponibles (Sector Electricidad, 2014).
- **Costo marginal de largo plazo (CMLP).** Es el costo de generar un kWh adicional considerando que el sistema tiene entre 5 y 10 años para afrontar el incremento en la demanda; por lo tanto, es capaz de ajustar la capacidad de generación instalada para responder mejor al cambio.

Cabe señalar que los precios de mercado que se basan exclusivamente en los costos marginales de generación de corto plazo no garantizan en principio que cualquier generador recupere sus costos, incluido un rendimiento razonable de la inversión (Sector Electricidad, 2014).

En México, las tarifas horarias están basadas en los **costos marginales de largo plazo**; las cuales dan una señal económica a la clientela y favorece la eficiencia económica global, pues reconocen diferencias horarias, regionales y estacionales.

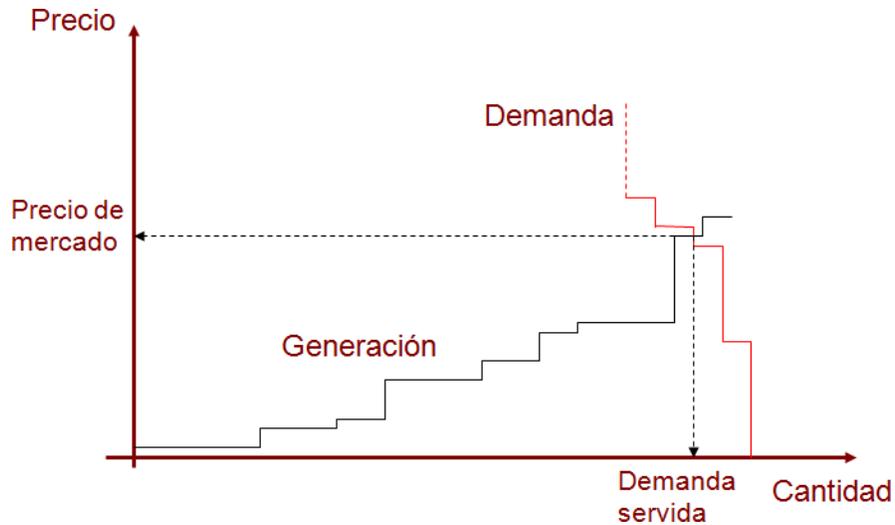
El CMLP de generación consta de dos componentes fundamentales (CRE, 2007):

- **Costo marginal de Energía.** Corresponde al costo de producción de la unidad generadora marginal, en cada período horario; su valor corresponde esencialmente al costo por concepto de combustible.
- **Costo marginal de Capacidad.** Corresponde al costo de la potencia incremental calculado en las horas en las cuales hay probabilidad de falla en el suministro. Cuando el parque generador está adaptado, este costo es igual al costo de anticipación del equipo en desarrollo, disminuido por las economías de combustible que su incorporación proporciona.

Importante: Los costos marginales son costos de abastecer la última unidad de consumo en una cierta industria. NO SON los costos de abastecer la totalidad de la demanda (Figura 9) (Sector Electricidad, 2014).



Figura 9. Costos marginales de generación eléctrica.



Fuente: Sector Electricidad, (2014).

Clasificación de las tarifas eléctricas

Las tarifas eléctricas son disposiciones específicas que contienen las cuotas y condiciones que rigen para los suministros de energía. Se identifican oficialmente por una clave que puede contener un número y/o letra(s), según su aplicación.

En 2015, se tienen **44 modalidades de tarifas eléctricas**, 17 de uso específico, 16 de uso general, 2 de servicio interrumpible y 9 para los autogeneradores:

Tarifas de uso específico

- Domésticas (1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC)
- Alumbrado Público (5 y 5A)
- Bombeo de Aguas Potables o Negras (6)
- Servicio Temporal (7)
- Bombeo de Agua para Riego Agrícola (9, 9-M, 9-CU y 9-N)
- Instalaciones Acuícolas (EA)

Tarifas de uso general

- En baja tensión (2 y 3)
- En media tensión (O-M, H-M y H-MC)
 - Con cargos fijos (OMF, HMF y HMCF)



- En media tensión, nivel Subtransmisión (HS y HS-L)
 - Con cargos fijos (HSF y HS-LF)
- En media tensión, nivel Transmisión (HT y HT-L)
 - Con cargos fijos (HTF y HT-LF)

Tarifa especial para Autoabastecedores

- Servicio de Respaldo para falla y mantenimiento en media y alta tensión (HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF y HT-RM)

Tarifas de Servicio Interrumpible

- En alta tensión (I-15 y I-30)

En la Tabla 10 se presenta una descripción general de las tarifas eléctricas, indicando sus características técnicas principales: nivel de tensión, clave y región.

Tabla 10. Descripción general de las tarifas eléctricas, cuadro resumen.

nivel	tensión	clave	descripción	regiones
transmisión	muy alta > 230 kV	HT HTL	horaria de media utilización horaria de larga utilización	8 regiones
subtransmisión	alta > 35 kV	HS HSL	horaria de media utilización horaria de larga utilización	8 regiones
distribución alta	media > 1 kV	HM HMC OM 9M	horaria de media utilización horaria de corta utilización general (< 100 kW) riego agrícola	8 regiones solo disponible en 2 regiones 8 regiones nacional
distribución alta y baja	media y baja	5 5A 6 9CU, 9N	alumbrado público (DF, Guadalajara, Monterrey) alumbrado público otras poblaciones bombeo de aguas potables y negras riego agrícola: estímulo y nocturna	3 zonas metropolitanas nacional nacional nacional
distribución baja	baja < 1 kV	1 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F DAC 2 3 9	residencial general residencial para poblaciones con verano cálido residencial de alto consumo general (< 25 kW) general (> 25 kW) riego agrícola	nacional localidades según temperatura 6 regiones nacional nacional nacional

Fuente: CRE, (2007).



Tarifas específicas: Servicio doméstico (de bajo consumo)

Estas tarifas se aplicarán a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda (CFE, 2015b).

Se aplican a nivel de localidad según los registros de temperatura media en los meses de verano, con la siguiente clasificación:

Tarifa 1: clima templado

Tarifa 1A: temperatura media mínima en verano > 25°C

Tarifa 1B: temperatura media mínima en verano > 28 °C

Tarifa 1C: temperatura media mínima en verano > 30 °C

Tarifa 1D: temperatura media mínima en verano > 31 °C

Tarifa 1E: temperatura media mínima en verano > 32 °C

Tarifa 1F: temperatura media mínima en verano > 33 °C

Criterios aplicados (CFE, 2015b):

- Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente.
- Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
- El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador, definido en la Ley de la Industria Eléctrica, de acuerdo con las citadas observaciones termométricas que expida la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Nota: Para conocer cuál es la tarifa doméstica que te corresponde (1-1F), así como conocer cuáles son los meses comprendidos dentro y fuera de verano, los podrán consultar directamente en el recibo de energía eléctrica.

Cuotas tarifas domésticas (de bajo consumo), 2015

Cargos por energía (\$/kWh)

Información obtenida de la página de CFE, conoce tu tarifa (casa):

http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_casa.asp



Tarifa 1

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
Intermedio 76-140	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a **250 kWh/mes**, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC).

Tarifa 1A

TEMPORADA DE VERANO

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-100	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711
Intermedio 101-150	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
Intermedio 76-150	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a **300 kWh/mes**, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC).

Tarifa 1B

TEMPORADA DE VERANO

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.



Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-125	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711
Intermedio 126-225	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
Intermedio 76-175	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a **400 kWh/mes**, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC).

Tarifa 1C

TEMPORADA DE VERANO

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-150	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711
Intermedio bajo 151-300	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839
Intermedio alto 301-450	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
Intermedio 76-175	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a **850 kWh/mes**, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC).



Tarifa 1D

TEMPORADA DE VERANO

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-175	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711	0.711
Intermedio bajo 176-400	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839
Intermedio alto 401-600	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
Intermedio 76-200	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a **1,000 kWh/mes**, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC).

Tarifa 1E

TEMPORADA DE VERANO

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-300	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595
Intermedio bajo 301-750	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741
Intermedio alto 751-900	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859



TEMPORADA FUERA DE VERANO

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
Intermedio 76-200	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a **2,000 kWh/mes**, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC).

Tarifa 1F

TEMPORADA DE VERANO

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-300	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595	0.595
Inter. bajo 301-1200	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741	0.741
Inter. alto 1201-2500	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804	1.804
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

TEMPORADA FUERA DE VERANO

Rango de consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Básico 1-75	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
Intermedio 76-200	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976
Excedente	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859	2.859

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a **2,500 kWh/mes**, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC).



Tarifas específicas: Servicio doméstico de alto consumo (DAC)

La tarifa DAC fue establecida en el 2002, con objeto de que los usuarios con niveles de consumo altos, que por lo general pertenecen al sector de la población de altos ingresos, no reciban subsidio al consumo de energía eléctrica (SENER, 2008).

La tarifa DAC se aplica a los usuarios que registran niveles de consumo, promedio móvil del consumo de los últimos doce meses, por arriba del límite establecido para cada tarifa doméstica de bajo consumo. Los límites establecidos para cada tarifa son los siguientes (SENER, 2008):

Tarifa 1	250 kWh/mes
Tarifa 1A	300 kWh/mes
Tarifa 1B	400 kWh/mes
Tarifa 1C	850 kWh/mes
Tarifa 1D	1,000 kWh/mes
Tarifa 1E	2,000 kWh/mes
Tarifa 1F	2,500 kWh/mes

Estos límites reconocen que el consumo de energía eléctrica guarda una estrecha relación con el nivel de temperatura ambiente que se registra en los meses de verano, en función del uso de equipos de aire acondicionado (SENER, 2008).

La tarifa DAC contiene un cargo fijo y un cargo por la energía consumida, los cuales varían en las distintas regiones tarifarias del país, en función de las diferencias que existen en los costos de suministro (SENER, 2008).

Cuotas tarifa doméstica de alto consumo (DAC), 2015

Información obtenida de la página de CFE, conoce tu tarifa (casa):

http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_casa.asp

REGION BAJA CALIFORNIA

CUOTAS MENSUALES EN VERANO

El período de aplicación de las cuotas de verano comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada localidad. Los 6 meses restantes se aplican las cuotas Fuera de Verano



Cargos por	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	80.63	81.82	82.20	82.57	83.09	83.38	83.65	84.05	84.80	85.89	86.24	86.23
Cuota por energía (\$/kWh)	3.560	3.518	3.425	3.343	3.326	3.291	3.285	3.305	3.433	3.392	3.313	3.179

CUOTAS MENSUALES FUERA DE VERANO

Cargos por	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	80.63	81.82	82.20	82.57	83.09	83.38	83.65	84.05	84.80	85.89	86.24	86.23
Cuota por energía (\$/kWh)	3.057	3.021	2.941	2.871	2.856	2.826	2.821	2.838	2.948	2.913	2.845	2.730

REGION BAJA CALIFORNIA SUR

CUOTAS MENSUALES EN VERANO

El período de aplicación de las cuotas de verano comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada localidad. Los 6 meses restantes se aplican las cuotas Fuera de Verano

Cargos por	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	80.63	81.82	82.20	82.57	83.09	83.38	83.65	84.05	84.80	85.89	86.24	86.23
Cuota por energía (\$/kWh)	3.879	3.834	3.733	3.644	3.625	3.587	3.580	3.602	3.741	3.696	3.610	3.465

CUOTAS MENSUALES FUERA DE VERANO

Cargos por	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	80.63	81.82	82.20	82.57	83.09	83.38	83.65	84.05	84.80	85.89	86.24	86.23
Cuota por energía (\$/kWh)	3.057	3.021	2.941	2.871	2.856	2.826	2.821	2.838	2.948	2.913	2.845	2.730

REGION NOREOESTE

CUOTAS MENSUALES FUERA DE VERANO

Cargos por	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	80.63	81.82	82.20	82.57	83.09	83.38	83.65	84.05	84.80	85.89	86.24	86.23
Cuota por energía (\$/kWh)	3.430	3.390	3.301	3.222	3.205	3.172	3.166	3.186	3.309	3.270	3.193	3.064

REGION NORTE Y NORESTE

CUOTAS MENSUALES FUERA DE VERANO

Cargos por	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	80.63	81.82	82.20	82.57	83.09	83.38	83.65	84.05	84.80	85.89	86.24	86.23
Cuota por energía (\$/kWh)	3.344	3.305	3.218	3.141	3.125	3.093	3.087	3.106	3.226	3.188	3.113	2.988



REGION SUR Y PENINSULAR

CUOTAS MENSUALES FUERA DE VERANO

Cargos por	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	80.63	81.82	82.20	82.57	83.09	83.38	83.65	84.05	84.80	85.89	86.24	86.23
Cuota por energía (\$/kWh)	3.399	3.359	3.270	3.192	3.175	3.142	3.136	3.155	3.277	3.238	3.162	3.035

REGION CENTRAL

CUOTAS MENSUALES FUERA DE VERANO

Cargos por	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Cargo fijo (\$/mes)	80.63	81.82	82.20	82.57	83.09	83.38	83.65	84.05	84.80	85.89	86.24	86.23
Cuota por energía (\$/kWh)	3.664	3.621	3.525	3.441	3.423	3.387	3.381	3.402	3.534	3.492	3.410	3.273

Tarifas específicas: servicio público, alumbrado público

Tarifa 5: Servicio de alumbrado público en baja y media tensión en las zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara (SENER, 2008).

Tarifa 5A: Servicio de alumbrado público en baja y media tensión en el resto del país (SENER, 2008).

Estas tarifas contienen un cargo por la energía consumida y se aplican, por lo general, con base en el número y características de las luminarias que conforman las redes de alumbrado público (SENER, 2008), dado que resulta más costosa la medición debido a lo disperso de las cargas en las zonas urbanas y suburbanas, que la estimación de los consumos mediante censos de carga. Las horas de operación se establecen mediante un horario del anochecer al amanecer del día siguiente (12 horas al día), excepto el servicio a semáforos, aunque existe la opción de medir los consumos de energía.

En ambas tarifas se aplica al suministro tanto en media como en baja tensión.

Información obtenida de la página de CFE, conoce tu tarifa (industria):
http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp

Tarifa 5, Cuota por energía (\$/kWh), 2015

Tensión	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media	2.815	2.829	2.843	2.857	2.871	2.885	2.899	2.913	2.927	2.941	2.955	2.969
Baja	3.350	3.366	3.382	3.398	3.414	3.430	3.447	3.464	3.481	3.498	3.515	3.532



Tarifa 5A, Cuota por energía (\$/kWh), 2015

Tensión	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media	2.326	2.337	2.348	2.359	2.370	2.381	2.393	2.405	2.417	2.429	2.441	2.453
Baja	2.768	2.781	2.794	2.807	2.821	2.835	2.849	2.863	2.877	2.891	2.905	2.919

Tarifas específicas: Servicio público, Bombeo de Aguas Potables o Negras

Tarifa 6: Servicio público de bombeo de aguas potables o negras. Esta tarifa contiene un cargo fijo y un cargo por la energía consumida (SENER, 2008).

Información obtenida de la página de CFE, conoce tu tarifa (industria):
http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp

Tarifa 6, Cuotas 2015

Cargos	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Fijo (\$)	317.77	319.30	320.84	322.39	323.95	325.51	327.08	328.66	330.25	331.85	333.45	335.06
Energía, \$/kWh	1.743	1.751	1.759	1.767	1.776	1.785	1.794	1.803	1.812	1.821	1.830	1.839

Tarifas específicas: Servicio temporal

Tarifa 7: Servicio temporal con duración de hasta 30 días. Esta tarifa contiene un cargo por demanda y un cargo por la energía consumida (SENER, 2008).

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo permitan y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio (CFE, 2015c).

Tarifas específicas: Tarifas Agrícolas

Tarifas Normales:

Tarifa 9: Bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión. Esta tarifa es exclusiva a los servicios que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo (CFE, 2015c).

Tarifa 9M: Bombeo de agua para riego agrícola en media tensión. Se aplican a los usuarios del sector agrícola que no son beneficiarios de las tarifas de estímulo, así como



al consumo adicional que exceda la cuota energética establecida por la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA) (CFE, 2015c).

Las tarifas 9 y 9-M tienen cargos por consumo de energía en cuatro bloques de consumo, los cuales aumentan en forma progresiva en los bloques de mayor consumo (SENER, 2008).

Tarifas de Estímulo:

Tarifa 9-CU: Bombeo de agua para riego agrícola en baja y media tensión.

Tarifa 9-N: Bombeo de agua para riego agrícola en baja y media tensión en horario nocturno.

Las tarifas 9-CU y 9-N tienen cargos únicos por la energía consumida que se mantienen fijos a lo largo del año (SENER, 2008).

Tarifas específicas: Tarifa Acuícola

Tarifa EA: Instalaciones acuícolas.

Se aplican a los usuarios del sector agrícola y de instalaciones acuícolas que son beneficiarios de los estímulos establecidos en la Ley de Energía para el Campo, por el consumo registrado dentro del límite de la cuota energética establecida por la SAGARPA. El cargo de la tarifa EA es del 50 por ciento de los cargos que resulten con la tarifa correlativa de uso general de aplicación normal (SENER, 2008).

Tarifas de Uso General: No Horarias

Las tarifas no horarias se aplican a usuarios con demanda mensual de hasta 100 kW, y se clasifican de la siguiente manera (SENER, 2008):

Tarifa 2: Baja Tensión (120 a 440 V). Utilización general para usuarios con demanda mensual de hasta 25 kW. Cargo fijo mensual y cargo por energía consumida.

Información obtenida de la página de CFE, conoce tu tarifa (industria):

http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp



Tarifa 2, Cuotas 2015

Energía, \$/kWh Rango	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1-50	2.186	2.160	2.103	2.053	2.042	2.021	2.017	2.030	2.109	2.084	2.035	1.953
51-100	2.640	2.609	2.540	2.479	2.466	2.440	2.435	2.450	2.545	2.515	2.456	2.357
Adicional	2.907	2.873	2.797	2.730	2.716	2.688	2.683	2.700	2.804	2.771	2.706	2.597
Fijo (\$)	53.27	54.06	54.31	54.55	54.89	55.08	55.26	55.53	56.02	56.74	56.97	56.96

Tarifa 3: Baja Tensión (120 a 440 V). Utilización general para usuarios con demanda mensual superior a 25 kW. Se aplican por lo general a pequeños establecimientos comerciales y de servicios (SENER, 2008). Cargo por demanda máxima medida y cargo por energía consumida.

Información obtenida de la página de CFE, conoce tu tarifa (industria):
http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp

Tarifa 3, Cuotas 2015

Cargos	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda (\$/kW)	241.84	245.42	246.57	247.68	249.24	250.11	250.91	252.11	254.35	257.63	258.69	258.66
Energía, \$/kWh	1.624	1.569	1.487	1.416	1.395	1.364	1.356	1.366	1.452	1.405	1.340	1.242

Tarifa O-M: Tarifa Ordinaria Media tensión (1 a 35 kV). Utilización general para usuarios con demanda mensual de hasta 100 kW. Se aplica por lo general a pequeñas industrias y establecimientos medianos (SENER, 2008). Cargo por demanda máxima medida y cargo por energía consumida. A diferencia de la Tarifa 03, la tarifa O-M está regionalizada.

Información obtenida de la página de CFE, conoce tu tarifa (industria):
http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp

Tarifa OM, Cuotas Diciembre 2015

Región	Cargo por kilowatt de demanda máxima medida	Cargo por kilowatt - hora de energía consumida
Baja California	\$ 142.84	\$ 0.796
Baja California Sur	\$ 155.44	\$ 0.968
Central	\$ 178.38	\$ 0.971
Noreste	\$ 164.02	\$ 0.910
Noroeste	\$ 167.44	\$ 0.903



Norte	\$ 164.70	\$ 0.910
Peninsular	\$ 184.17	\$ 0.928
Sur	\$ 178.38	\$ 0.940

Las tarifas en baja tensión (como las tarifas 2 y 3), no requiere de una subestación; mientras que a partir de las tarifas en media tensión (por ejemplo, OM), o mayores, el usuario requiere instalar una subestación.

Baja tensión: 2 y 3



Media tensión: OM



Fuente: Transformador aéreo (en poste):

<http://medios.territoriodecoahuilaytexas.com/images/noticias/2012/3/dotan-de-subestacion-electrica.jpg>

Subestación: http://www.construdata.com/BancoMedios/Imagenes/construccion23_4pqf.jpg

Tarifas de Uso General: Horarias

Las tarifas horarias se aplican a usuarios con demanda mensual superior a 100 kW, y se clasifican de la siguiente manera (SENER, 2008):

Tarifa H-M: Tarifa Horaria Media tensión (1 a 35 kV). Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más. La tarifa HM está regionalizada, igual que la tarifa OM, pero además es estacional (verano y fuera de verano) y es horaria (se aplican conceptos como periodos base, intermedio y punta).

Información obtenida de la página de CFE, conoce tu tarifa (industria):

http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp



Tarifa HM, Cuotas Diciembre 2015

Región	Cargo por demanda facturable \$/kW	Cargo por energía de punta \$/kWh	Cargo por energía intermedia \$/kWh	Cargo por energía de base \$/kWh
Baja California	\$ 280.72	\$ 1.7949	\$ 0.6560	\$ 0.5153
Baja California Sur	\$ 269.80	\$ 1.4401	\$ 0.9102	\$ 0.6443
Central	\$ 194.51	\$ 1.7202	\$ 0.7263	\$ 0.6072
Noreste	\$ 178.82	\$ 1.5889	\$ 0.6744	\$ 0.5525
Noroeste	\$ 182.62	\$ 1.5982	\$ 0.6692	\$ 0.5606
Norte	\$ 179.66	\$ 1.6003	\$ 0.6808	\$ 0.5535
Peninsular	\$ 201.00	\$ 1.6825	\$ 0.6825	\$ 0.5620
Sur	\$ 194.51	\$ 1.6848	\$ 0.6940	\$ 0.5774

Periodos Horarios

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año. A continuación, un ejemplo:

Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

Verano: Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Fuera de verano: Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Adicionalmente se manejan unos factores de reducción (FRI y FRB) que dependiendo de la región tarifaria y son utilizados para en la fórmula de la demanda facturable, la cual será explicada con detalle en la sección de conceptos de facturación de las tarifas horarias.



Región	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.070
Baja California Sur	0.195	0.097
Central	0.300	0.150
Noreste	0.300	0.150
Noroeste	0.300	0.150
Norte	0.300	0.150
Peninsular	0.300	0.150
Sur	0.300	0.150

Cabe señalar que todas las demás tarifas horarias, manejan los mismos criterios de regionalizada, temporalidad y periodos horarios, por lo que se deja al estudiante consultar la información directamente en la página de la CFE:

http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp

Cambio de tarifa H-M a O-M

Cuando el usuario mantenga durante 12 (doce) meses consecutivos, tanto una demanda máxima medida en período de punta, intermedia y base, inferiores a 100 (cien) kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa O-M (CFE, 2015c).

Tarifa H-MC: Media Tensión (1 a 35 kV). Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, sólo en las regiones Baja California y Noroeste, con una demanda de 100 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tiene vigencia mínima de un año (CFE, 2015c).

Tarifa H-S: Alta Tensión, nivel subtransmisión (66 a 169 kV). Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tiene vigencia mínima de un año (SENER, 2008).

Tarifa H-SL: Alta Tensión, nivel subtransmisión (66 a 169 kV), para larga utilización. Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tiene vigencia mínima de un año (SENER, 2008).

Tarifa H-T: Alta Tensión, nivel transmisión (220 ó 400 kV). Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel



transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tiene vigencia mínima de un año (SENER, 2008).

Tarifa H-TL: Alta Tensión, nivel transmisión (220 ó 400 kV), para larga utilización. Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tiene vigencia mínima de un año. Se aplican por lo general a industrias grandes (SENER, 2008).

Tarifas de Uso General de media y alta tensión: Con cargos fijos

Requisitos: Para la inscripción a las tarifas de cargo fijo, el solicitante debe contar con un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa de uso general correspondiente: O-M, H-M, H-MC, H-S, H-SL, H-T o H-TL.

El propósito de estas tarifas es atenuar el impacto de las variaciones de los combustibles fósiles, entre ellos el gas natural, el combustóleo y el carbón importado, utilizados en la generación de energía eléctrica.

El esquema de tarifas horarias con cargos fijos consiste en fijar los precios de las energías comprometidas en los períodos de punta, intermedio y base para un lapso de 12 meses, es decir, los precios se mantienen fijos todo un año. Cada mes el suministrador publicará las cuotas de las tarifas que estarán vigentes para los siguientes 12 meses.

Un ejemplo muy simplificado:

Un usuario de tarifa H-MF compromete una potencia media de 10 kW en el período intermedio, para el lapso de permanencia de 12 meses que inicia en febrero de 2009.

Su consumo mensual en el período intermedio es de 10,000 kWh.

En el mes 1, que es febrero, su compromiso es comprar la energía que resulte de multiplicar su demanda comprometida por el número de horas que tiene febrero en el período intermedio, que son 352, entonces $10 \times 352 = 3520$ kWh a \$1.

El consumo del período intermedio de febrero se factura valorizando 3520 kWh con cargos fijos de \$1 y los otros 6480 kWh se valorizan con los cargos variables de la tarifa vigentes a febrero.



Para el mes 2, marzo, se publica que el cargo fijo del kWh del período intermedio será de \$2 para los siguientes 12 meses.

El usuario compromete otros 5 kW adicionales iniciando en marzo, que tiene 386 horas en período intermedio, $5 \times 386 = 1930$ kWh.

Cómo se factura en marzo:

Primer lapso de permanencia = $10 \times 386 \times \$1$

Segundo lapso de permanencia = $5 \times 386 \times \$2$

La energía excedente a cuotas variables de la tarifa vigentes a marzo
= $(+10,000 - 3860 - 1930) \times \VM



Subtema 2. Conceptos de facturación

Incrementos tarifarios

Existen tres procedimientos mediante los cuales se efectúa el ajuste periódico de las tarifas eléctricas (SENER, 2008):

A. Ajuste mensual con factores fijos acumulativos

Este procedimiento se aplica a las tarifas domésticas (excepto DAC), de alumbrado público, de bombeo de aguas potables o negras y de bombeo de agua para riego agrícola 9 y 9-M.

El factor es establecido en forma anual con base a las estimaciones de la **evolución inflacionaria esperada**.

B. Ajuste anual con cargos fijos predeterminados

Este procedimiento se aplica solo a las tarifas de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola 9-CU y 9-N.

A partir de su creación en 2003, la tarifa 9-CU se ha ajustado al inicio de cada año a razón de 2 centavos por kWh y la 9-N a razón de 1 centavo por kWh, manteniéndose fijas en el transcurso de cada año.

C. Ajuste mensual por combustibles e inflación

Este procedimiento denominado “Fórmula de Ajuste Automático (FAA)” se aplica a todas las tarifas de uso general, así como a las tarifas 7 y DAC.

Conforme a este procedimiento, al término de cada mes se determinaban las variaciones en los precios de los combustibles suministrados al sector eléctrico y la inflación nacional (precio productor) de aquellos insumos que afectan los costos de suministro.

Disposiciones complementarias

1. Cargos y bonificaciones: Redondeo

- Cargos fijos, cargos por demanda y bonificaciones: a dos decimales
- Cargos por energía de las tarifas no horarias: a tres decimales
- Cargos por energía de las tarifas horarias: a cuatro decimales



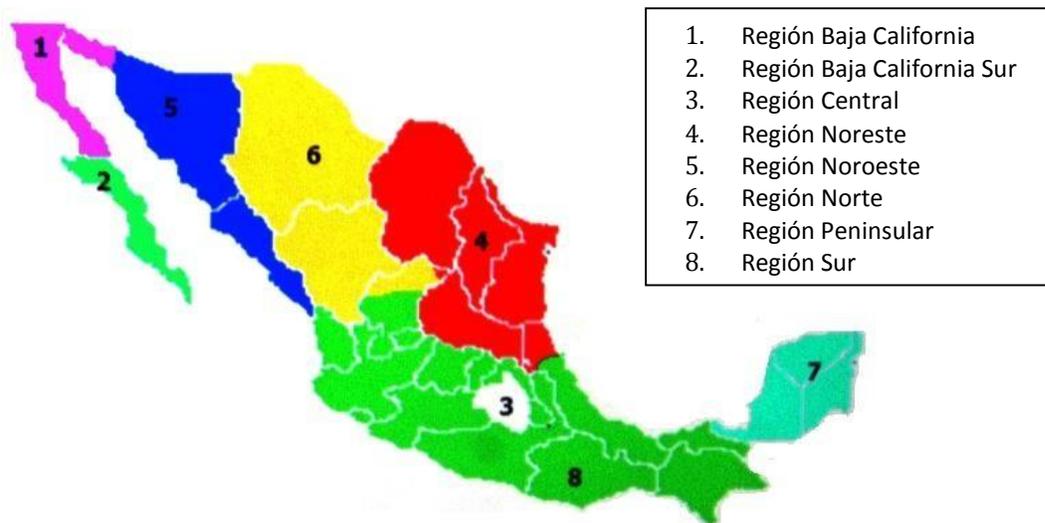
Tarifa 3

CARGO POR DEMANDA (\$/KW)												
Dic./2014	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
242.01	241.84	245.42	246.57	247.68	249.24	250.11	250.91	252.11	254.35	257.63	258.69	258.66
CARGO POR ENERGÍA (\$/KWH)												
1.699	1.624	1.569	1.487	1.416	1.395	1.364	1.356	1.366	1.452	1.405	1.340	1.242

Callouts:
 - Cargos por energía: 3 decimales (pointing to the energy charge row)
 - Cargos por demanda: 2 decimales (pointing to the demand charge row)

2. Regiones tarifarias

Se consideran diferentes **8 regiones y 2 estaciones (verano y fuera de verano)** en los costos del suministro de energía eléctrica con el objeto de reflejar el costo real del servicio.



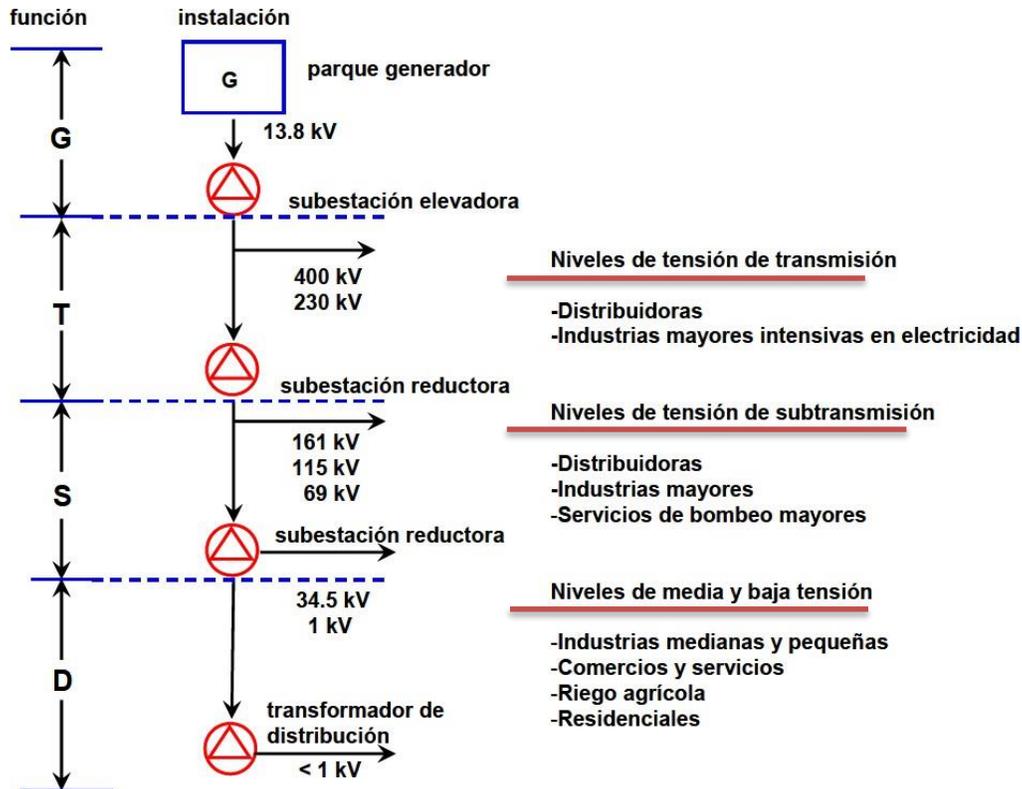
3. Tensión de suministro

El nivel de tensión de suministro es una de las variables más relevante para clasificar la clase de usuarios, debido a que los costos de suministro aumentan considerablemente conforme se reduce la tensión de suministro (CRE, 2007) (ver Figura10). Existen 4 clasificaciones del nivel de tensión para el suministro:

- Alta tensión Nivel Transmisión: **tensión >= 220 kV**
- Alta tensión Nivel Subtransmisión: **35 kV < tensión > 220 kV**
- Media tensión: **1 kV < tensión > 35 kV**
- Baja tensión: **tensión <= 1000 volts**



Figura10. Niveles de tensión de suministro.



Fuente: CRE, (2007).

Principales cargos en la facturación eléctrica

En la sección anterior se presentaron las cuotas para las tarifas domésticas, comerciales e industriales, en donde figuran conceptos difíciles de entender y que serán utilizados en el cálculo de la facturación. A fin de manejar correctamente estos conceptos, a continuación se explican las especificaciones técnicas y los términos referidos en la tarifa eléctrica:

1. Cargos que se aplican en las tarifas no horarias

- 1.1. Cargo por demanda máxima medida
- 1.2. Cargo por consumo de energía
- 1.3. Cargo por medición en Baja Tensión
- 1.4. Cargo por factor de potencia
- 1.5. Derecho de alumbrado público (DAP)



1.6. Impuesto (IVA)

2. Cargos que se aplican en las tarifas horarias

En el caso de tarifas horarias, los incisos a y b de las tarifas no horarias, se desglosa de la siguiente manera:

1.7. Cargo por demanda facturable

1.8. Cargo por consumo de energía

- Consumo base
- Consumo intermedia
- Consumo semipunta (sólo en algunas regiones)
- Consumo punta
- Consumo Total

Los distintos niveles de facturación (CFE, 2004):

- **Facturación básica (FBas)**
Es el resultado de aplicar las cuotas que específicamente señala cada tarifa, al consumo de sus diferentes conceptos (de punta, semipunta, intermedia y de base), a las demandas máximas medidas o facturables, en su caso.
- **Facturación normal (FNor)**
Es la facturación básica, incrementada por el cargo o bonificación del 2% (dos por ciento) por medición en el lado del secundario de los transformadores; cuando este cargo no proceda, la facturación normal será igual a la facturación básica.
- **Facturación neta (Fnet)**
Es la facturación normal, incrementada o reducida por el recargo o bonificación, según el valor del factor de potencia; si no existe el concepto del FP la facturación neta será igual a la facturación normal.
- **Facturación total (FTtal)**
Es el resultado de sumar a la facturación neta bonificada, el derecho de alumbrado público, otros cargos y créditos y el impuesto al valor agregado.

1. Cargos que se aplican en las tarifas no horarias



1.1. Cargo por demanda máxima medida

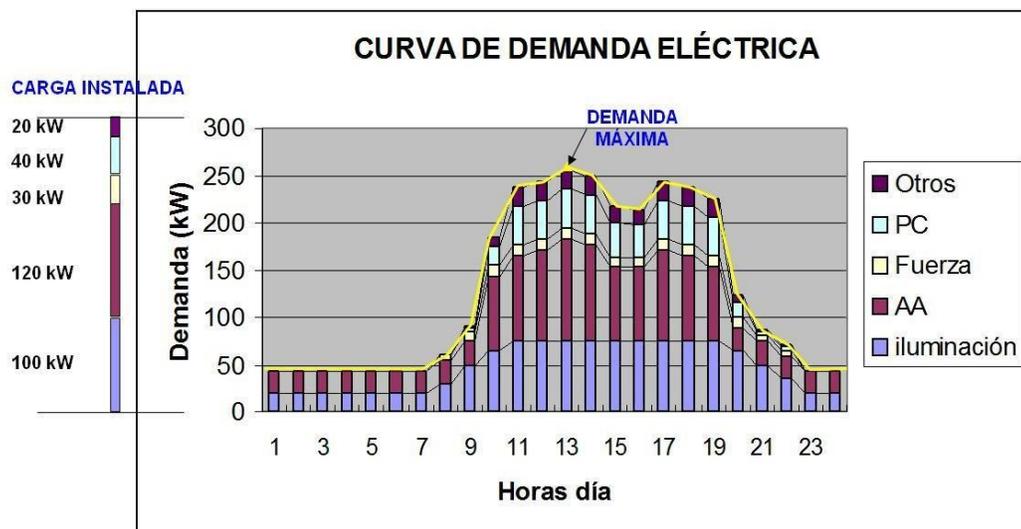
Demanda: Se refiere a la demanda eléctrica y es la energía requerida en un instante, medida típicamente en kW.

Demanda por Contratar: Será fijada inicialmente por el usuario, de acuerdo a la tensión y potencia que esté requiriendo; su valor **no será menor del 60% de la carga total conectada**, ni menor de la capacidad del mayor monto o aparato instalado (CFE, 2015c).

Esta demanda será utilizada por el suministrador (CFE) para clasificar al usuario en la tarifa correspondiente, conforme a la tensión de suministro y su ubicación.

Cuando el usuario excede la demanda contratada (valor establecido en cada tarifa), deberá solicitar al suministrador el cambio de tarifa. De no hacerlo, a la tercera medición consecutiva en que exceda la demanda contratada, será reclasificado por el suministrador, notificándole al usuario (CFE, 2015c). Esta demanda no es facturada mensualmente.

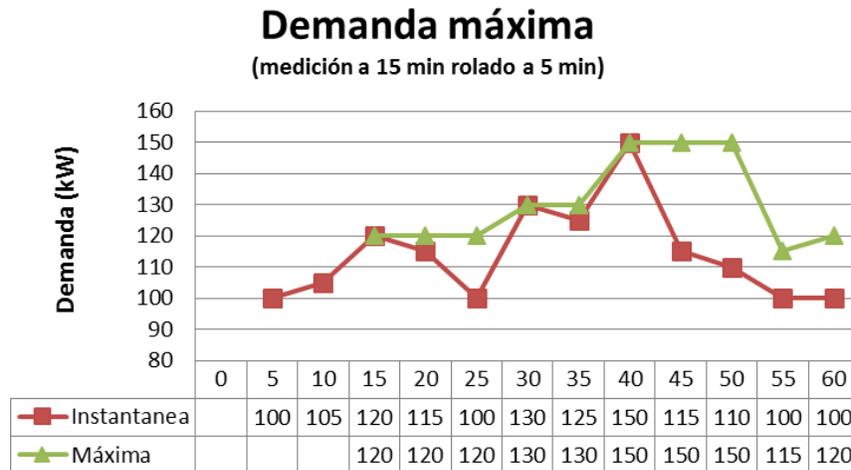
Carga instalada: Es la suma de las capacidades o potencias de todos los equipos existentes en el lugar que demandan energía eléctrica, en kW.



Fuente: CONAE, (2002^a).



Demanda máxima: Es la demanda medida en kW durante cualquier **intervalo de 15 min (rolados a 5 min)**, en el cual la demanda de energía eléctrica fue mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos (CFE, 2015c).



Fuente: Elaboración UnADM.

En este caso, la demanda máxima registrada en una hora es de 150 kW.

Factor de demanda (FD): Es la relación existente entre la máxima demanda y la carga instalada expresadas en las mismas unidades (EcuRed, 2015).

$$FD (\%) = \frac{\text{Demanda máxima (kW)}}{\text{Carga instalada (kW)}} \times 100$$

Por definición, su valor máximo es 100%, aunque en ocasiones se expresa por unidad. Las instalaciones con factor de demanda unitario no son muy comunes.

En general, cada consumidor tiene un factor de demanda que coincide para instalaciones similares (residencial, industria de diferentes tipos, talleres, hoteles, restaurantes, etc.); y aunque no es una regla, algunas consideraciones de carácter general pueden ayudar a determinar los rangos aproximados (EcuRed, 2015):

- Las residencias pequeñas tienen un factor de demanda mayor que las grandes, aunque su consumo es menor.
- Cuando el número de motores en una industria aumenta, su factor de demanda tiende a disminuir.



1.2. Cargo por consumo de energía

El consumo de energía eléctrica facturada es la suma de la energía consumida por cada uno de los equipos y dispositivos que utilizamos en el hogar, negocio o industria. El consumo dependerá del número o cantidad de equipos instalados, su potencia eléctrica y el tiempo de uso.

El suministrador (en este caso CFE), registra la cantidad de energía que se consume mediante un medidor eléctrico instalado en la acometida principal, típicamente en kWh por bimestre para el sector doméstico y por mes para el resto de los sectores.

Por ejemplo: Un kilowatt-hora (kWh) es igual a la cantidad de energía que consume un foco de 100 W (= 0.1 kW) por 10 horas.

¿Cómo leer un medidor de electricidad?

El saber leer la lectura de un medidor eléctrico te permitirá conocer la cantidad de energía eléctrica que se consume en tu instalación.

Actualmente existen dos tipos de medidores eléctricos: *analógicos* y *digitales*, aunque pronto los digitales estarán reemplazando en su totalidad a los analógicos.

Método 1. Medidor eléctrico analógico

Por lo general, el medidor analógico tiene entre cinco diales (relojes) que avanzan a medida que gira un disco central (ver Figura 11). El disco gira por la energía eléctrica que pasa a través del medidor y ofrece una lectura de la cantidad de energía eléctrica que se consume. Esta lectura se expresa en kilowatts-hora (kWh).

Figura 11. Medidor eléctrico analógico



Fuente: <http://lavozdeveracruz.com/wp-content/uploads/2014/10/Tortilleria-013.jpg>



EJEMPLOS DE LECTURA:

Explicación
Ejemplos
Ejercicios

Comienza la lectura del medidor por la carátula de la extrema derecha, y toma en cuenta que el sentido de las manecillas se invierte de una a otra carátula.

Aplica las siguientes reglas:

- A.** Si la manecilla está entre dos números, anota siempre el menor y considera que si señala entre el 0 y el 9, se anota siempre el 9.
- B.** Si la manecilla está sobre un número, consulta la posición de la manecilla en la carátula de la derecha. Si ésta última ha rebasado el cero, toma el número señalado. En caso contrario considera el número anterior al señalado.

Fuente: http://www.cfe.gob.mx/negocio/4_Informacionalcliente/Paginas/Como-leer-el-medidor.aspx

Ejemplos

valor
9

valor
8

valor
7

valor
5

valor
3

valor
3

valor
1

valor
6

valor
9

valor
7



Ejercicios:



Solución La lectura es **98811**



Solución La lectura es **74641**

Método 2. Medidor eléctrico digital

Un medidor eléctrico digital es más fácil de leer que un medidor analógico porque no tienes lecturas que descifrar, el valor aparece directamente en kWh.

Figura12. Lectura de un medidor eléctrico digital.



1) Tomas la 1ra lectura



2) Dejas pasar dos meses



3) Tomas la 2da. lectura

Fuentes de izquierda a derecha: 1) <http://1.bp.blogspot.com/-YpHVRre3iA0/U1LPsAiPdcl/AAAAAAAAAvN8/XeN22-QfT2M/s1600/Perdona+CFE+a+%E2%80%98colgados%E2%80%99+y+castiga+a+los+cumplidos.jpg>

2) <http://vang.blob.core.windows.net/images/2014/01/04/cfe-medidor.jpg>

3) <http://m.oem.com.mx/e14b7fc2-179d-4651-9288-5679b811c0c4.jpg>



Nota: Los medidores eléctricos digitales, como los analógicos, no se reinician después de cada lectura. Esto significa que para calcular el consumo de electricidad se toma la diferencia de lecturas (estos datos aparecerán en el recibo).

EJEMPLO DE TOMA DE LECTURA: Medidor digital

- 1) La primera lectura se le llama: lectura anterior, de la figura podemos leer: 1853
- 2) Como la factura es bimestral dejamos pasar 2 meses, aproximadamente 60 días
- 3) La segunda lectura se le llama lectura actual, de la figura podemos leer: 3018

Consumo bimestral = Lectura actual menos lectura anterior por el factor multiplicador

El factor multiplicador típicamente 1 (uno)

$$\text{Consumo bimestral} = (3018 - 1853) \times 1 = 1165 \text{ kWh}$$

$$\text{Consumo mensual} = 1165 / 2 = 582.5 \text{ kWh}$$

$$\text{Consumo promedio diario} = 1165 / 60 = 19.4 \text{ kWh}$$

Ejercicio: Calcule su consumo de energía

Datos en un periodo de 2 meses (60 días):

Lectura actual	Lectura anterior	Factor multiplicador	Consumo de energía kWh
70958	70308	1	

Solución:

$$\text{Consumo de energía bimestral} = (70958 - 70308) \times 1 = 650 \text{ kWh}$$

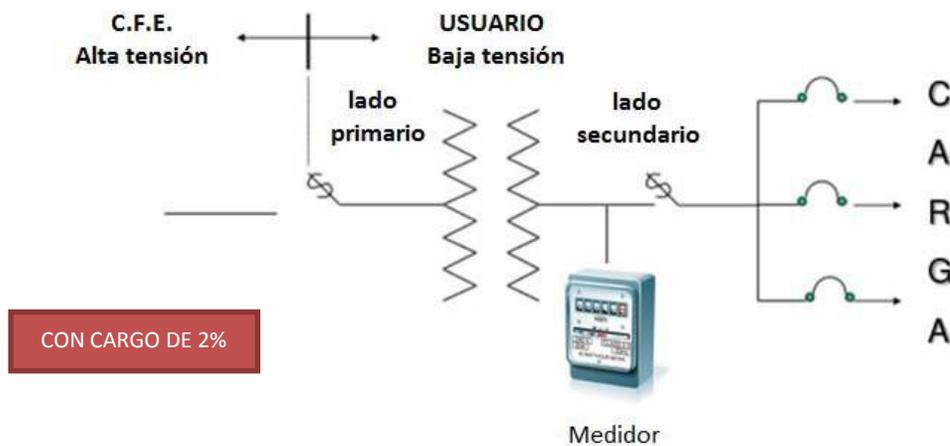
$$\text{Consumo mensual} = 650 / 2 = 325 \text{ kWh}$$

Nota: Los cargos (monto facturado en pesos), tanto por consumo como por demanda eléctrica, dependerá de las cuotas establecidas en la tarifa correspondiente, que se presentaron en la sección anterior.



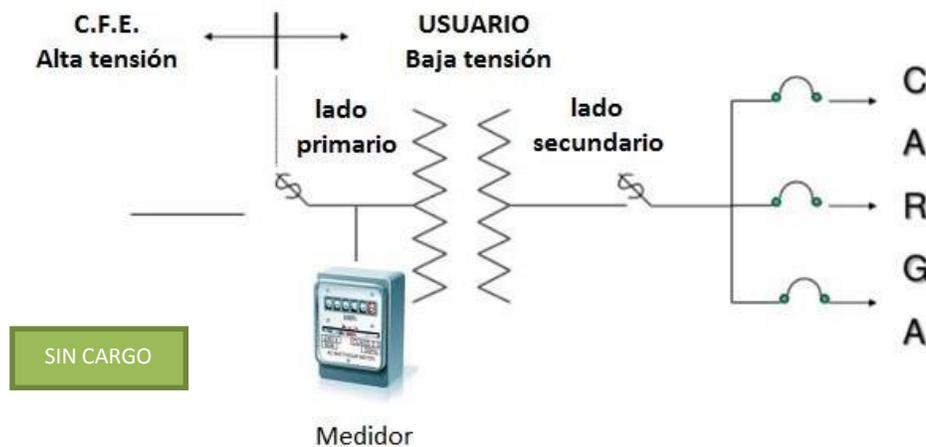
1.3. Cargo por medición en Baja Tensión

El cargo por medición en baja tensión aplica en servicios suministrados en media y alta tensión, cuando la medición se efectúa en el lado secundario de la subestación del usuario, y se le aplica un cargo del 2% a la facturación básica.



Fuente: modificada de <http://www.slideshare.net/lider-pebsa/tarifaselectricas-27599224>

Cuando la medición se efectúa en el lado primario de la subestación del usuario, no se aplica este tipo de cargo en la facturación básica.

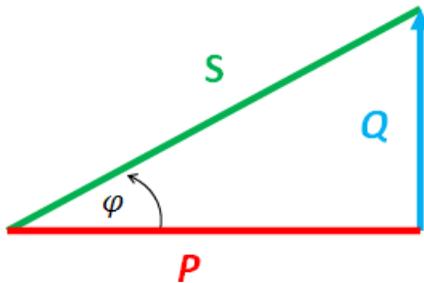


Fuente: modificada de <http://www.slideshare.net/lider-pebsa/tarifaselectricas-27599224>



1.4. Cargo por Factor de Potencia (FP)

El factor de potencia (FP) es la relación entre la potencia activa (P, en kW) usada en un sistema y la potencia aparente (S, en kVA) que se obtiene de las líneas de alimentación.



$$FP = \cos \varphi = \frac{\text{Potencia activa (kW)}}{\text{Potencia aparente (kVA)}}$$

S = potencia aparente (kVA) = VI
P = potencia activa (kW) = VI_R = VI cos φ
Q = potencia reactiva (kVAr) = VI_L = VI sen φ

En el caso de CFE, la determinación del factor de potencia es mediante la medición de energía activa (kWh) y energía reactiva (kVArh), el cálculo del factor de potencia, se establece de la siguiente forma:

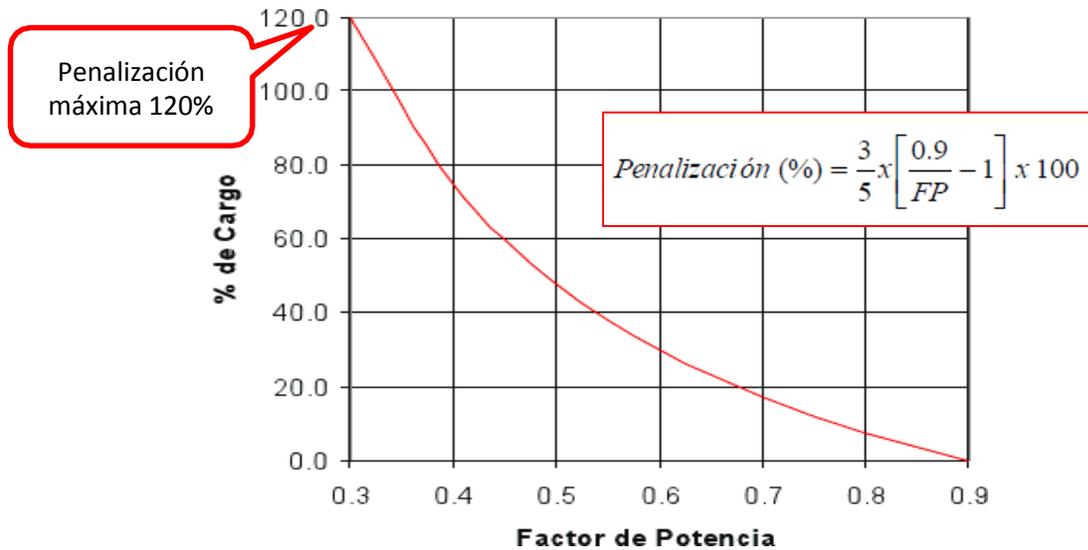
$$FP = \cos\left(\tan^{-1} \frac{kVArh}{kWh}\right)$$

Mediante la siguiente fórmula, también se puede determinar el FP:

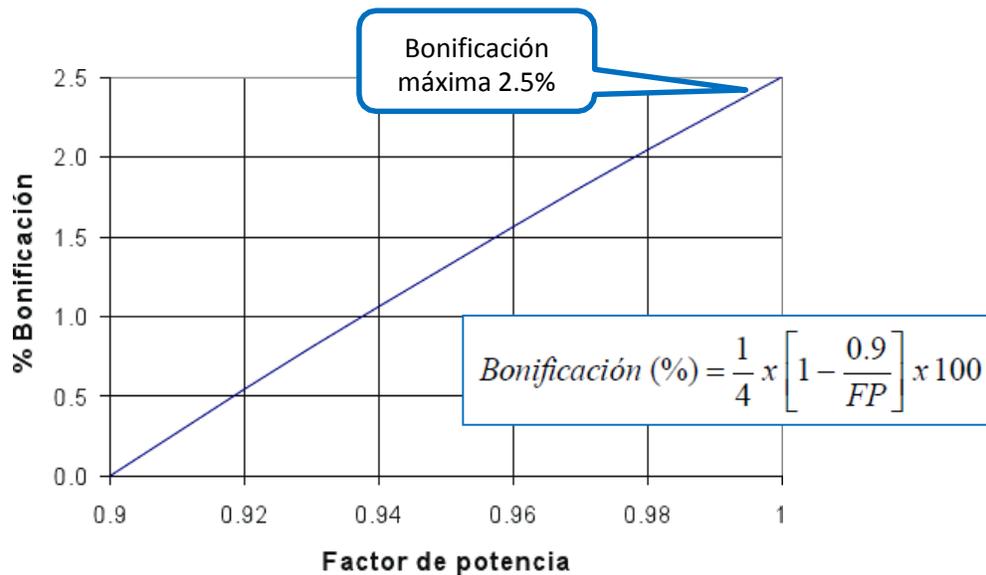
$$FP = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kVArh^2}}$$



- Se **penaliza** a los usuarios que tienen un **FP inferior a 90%**.



- Se **bonifica** a los usuarios que tienen un **FP superior a 90%**.





1.5. Cargo por Derechos 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.

1.6. Cargo por Impuesto al Valor Agregado (IVA)

Es la tasa en porciento que se traslada a los usuarios, autorizada por la secretaría de hacienda y crédito público y que se aplica a la facturación neta bonificada.

A partir del 2014, se homologa el Impuesto al Valor Agregado (IVA) en la franja fronteriza al 16%, que se aplica a todo el territorio nacional, anteriormente era 11%.

2. Cargos que se aplican en las tarifas horarias:

2.1. Cargo por demanda facturable

Ejemplo modificado de: CONAE, 2002a

Demanda Facturable: Es un concepto aplicado sólo a las tarifas horarias y se define como se establece a continuación:

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0)$$

Donde:

DP = Demanda máxima medida en el periodo de punta

DI = Demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB = Demanda máxima medida en el periodo de base

DPI = Demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que dependen de la tarifa y región

Ejemplos de cálculo de la demanda facturable:

¿Qué pasa si? $DB < DP > DI$

Datos:	DP = 1,000kW	Región: Central
	DI = 800 kW	FRI: 0.300
	DB = 600kW	FRB: 0.150



$$DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$$

$$DF = 1,000 + FRI (-1,000, 0) + FRB (-1,000, 0)$$

$$DF = 1,000 \text{ kW}$$

Por lo tanto, **DF = DP**

¿Qué pasa sí? $DB < DI > DP$

Datos:	DP = 800 kW	Región: Central
	DI = 1,000 kW	FRI: 0.300
	DB = 600 kW	FRB: 0.150

$$DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$$

$$DF = 800 + 0.300 \max(1,000 - 800, 0) + 0.150 \max(600 - 1,000, 0)$$

$$DF = 800 + 0.300 (200) + 0.150 (0)$$

$$DF = 800 + 60 = 860 \text{ kW}$$

Por lo tanto, **DF > DP, pero DF < DI**

¿Qué pasa sí? $DI < DB > DP$ y $DI < DP$

Datos:	DP = 800 kW	Región: Central
	DI = 600 kW	FRI: 0.300
	DB = 1,000 kW	FRB: 0.150

$$DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$$

$$DF = 800 + 0.300 \max(600 - 800, 0) + 0.150 \max(1000 - 800, 0)$$

$$DF = 800 + 0.300 (0) + 0.150 (200)$$

$$DF = 800 + 0 + 30 = 830 \text{ kW}$$

Por lo tanto, **DF > DP, pero DF < DB**

¿Qué pasa sí? $DI < DB > DP$ y $DI > DP$

Datos:	DP = 600 kW	Región: Central
	DI = 800 kW	FRI: 0.300
	DB = 1000 kW	FRB: 0.150

$$DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$$



$$DF = 600 + 0.300 \max(800 - 600, 0) + 0.150 \max(1000 - 800, 0)$$

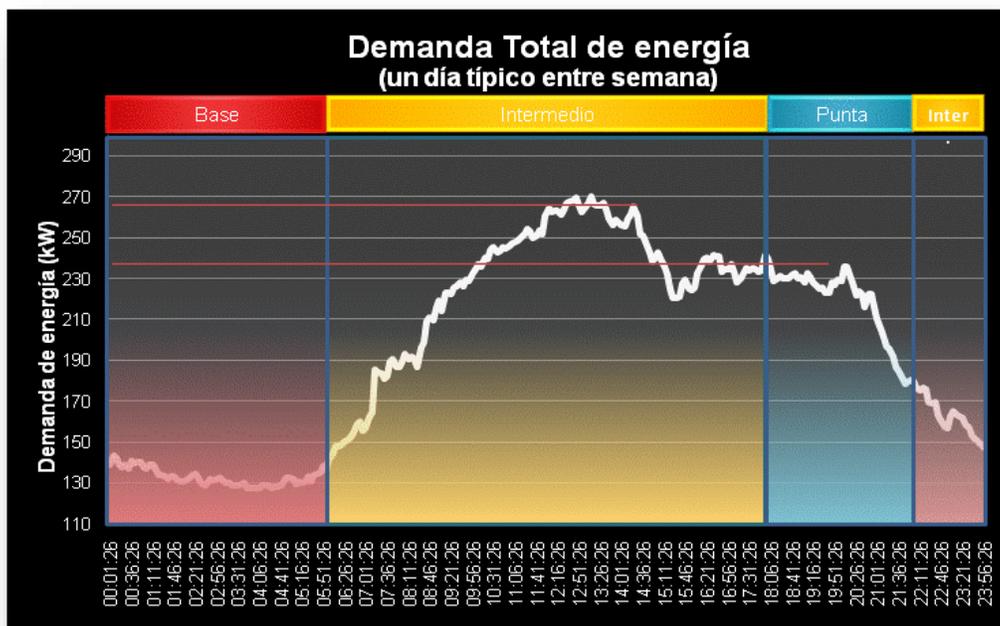
$$DF = 600 + 0.300(200) + 0.150(200)$$

$$DF = 600 + 60 + 30 = 690 \text{ kW}$$

Por lo tanto, **DF > DP, pero DF < DB**

Nota: En este último caso, la DF es menor que en cualquiera de los casos anteriores.

Caso Tipo. Un negocio se encuentra en tarifa horaria con las siguientes mediciones de demanda máxima en los periodos base, intermedio y punta (ver gráfica). Considerando FRI = 0.300 y FRB = 0.150 determina la demanda facturable.



Valores obtenidos de la gráfica

DP = 247 kW

DI = 272 kW

DB = 148 kW

DF = ¿?



2.2. Cargo por consumo de energía

Es la energía consumida (consumo) en el período de facturación (kWh). El cargo de la energía eléctrica consumida dependerá de las cuotas autorizadas de acuerdo a las regiones tarifarias y horarios aplicables que correspondan a los consumos en punta, intermedia y base que se registran en un período normal de facturación.



Subtema 3. Cálculos de las principales tarifas

3.1. Tarifas Domésticas

Generalmente el recibo doméstico es bimestral; es decir, la facturación abarca un periodo de dos meses.

Figura 13. Descripción de los datos del recibo doméstico.

ANVERSO | **REVERSO**

AVISO RECIBO

CFE Comisión Federal de Electricidad
Av. Paseo de la Reforma Núm. 184, Col. Juárez, México, D.F. - C.P. 06500
RFC: CFE310814-GO

Nombre y Domicilio:
DANIEL ESTANISLAO QUIROZ VILLASEÑOR
PLUTARCO E. CALLE 68 EDIF 10-209,
ENTRE VALLARTA Y OBREGON
COL. PROGRESISTA, DEL. IZTAPALAPA
C.P. 09240, MEXICO D.F.

Cuenta: 18DL10A014400056 | **Uso:** Doméstico | **Tarifa:** 01 | **Hilos:** 1
Característica: Facturación colectiva

Medición de consumo:

Núm. de Medidor	Lectura actual	Lectura anterior	Mult.	Consumo kWh
D074733	06283	06160	1	123
D074733				
D074733				
D074733				

Apoyo gubernamental:
Costo de producción: \$586.66
Aportación Gubernamental: \$497.24

Gráfica de consumo en kWh:
A mayor consumo de kWh menor Aportación Gubernamental.
84.7% (123 kWh) | 150 kWh | 200 kWh | 300 kWh | 400 kWh | 500 kWh | 600 kWh | 80.0%

Gracias por seguir ahorrando energía eléctrica. Usted recibe 84.7% de Aportación Gubernamental por 123 kWh.
Su consumo promedio durante los 6 últimos bimestres es: 139.5 kWh

Total a pagar del bimestre facturado:
\$213.00
(DOSCIENTOS TRECE PESOS 00/100 M.N.)
Número de servicio: 257 050 101 852
Fecha límite de pago: 05 NOV 11

Información importante:
Usted es un cliente cumplido, en apoyo a su economía ha obtenido un 10% de descuento en la compra de aparatos domésticos para el hogar. Para mayor información consulte la sección observaciones al reverso de este aviso.

Período Consumo:
21 AGO 11 AL 21 OCT 11 | **Días:** 60 | **Promedio Pagos en kWh:** 2.05 | **Promedio Dinero en \$:** \$ 1.72

Facturación:

Cargo	kWh	Precio	Subtotal
Básico	123	8.727	89.42
Suma	123		89.42

Importe del bimestre:
Energía: 89.42
IVA 16%: 14.38
Fact. del período: 103.72
DAP 16.2%: 8.94
Diferencia por redondeo: 0.34
Cargo Aplicado FIDE: 100.00
Total: \$213.00

Detalle de operaciones al reverso:
MARCA: 071
Todos los servicios a tu alcance

ANVERSO (Bottom):
Número de servicio: 01 257050101852 100228 000000238 2
Cuenta: 24DV01014400056 | Clave de envío: Repartir

REVERSO (Bottom):
Total a pagar: **\$213.00**
(DOSCIENTOS TRECE PESOS 00/100 M.N.)

Fuente: http://www.cfe.gob.mx/casa/4_Informacionalcliente/Paginas/Conoce-tu-recibo.aspx



1. Ubicación del suministro (nombre o razón social)
2. Cuadro identificador del pago
 - Total a pagar
 - Número de servicio
 - Fecha límite de pago
3. Cuadro identificador de la tarifa
 - Uso: Doméstico
 - Tarifa: 1
 - Número de hilos: 1
 - Región: Sólo para tarifa DAC
4. Cuadro identificador del medidor
 - Número de medidor
 - Lectura actual / lectura anterior
 - Multiplicador: Constante por el cual se debe multiplicar la diferencia de lecturas para obtener el consumo de energía. Típicamente 1
 - Consumo kWh (del periodo): es el resultado de multiplicar la diferencia de lecturas actual y anterior por el multiplicador
5. Cuadro identificador del periodo de consumo
 - Fechas de inicio y final de las lecturas
 - Número de días del periodo
 - Promedio diario en kWh
 - Promedio diario en \$
6. Cuadro identificador de conceptos e importes
 - Facturación: Es el resultado de multiplicar las cuotas de la tarifa correspondiente por el consumo del periodo.
 - Importe del bimestre: Desglose de los conceptos de cobro



Facturación			
Cargo	kWh	Precio	Subtotal
Básico	123	0.727	89.42
Suma	123		89.42

Importe del bimestre	
Energía	89.42
IVA 16%	14.30
Fact. del periodo	103.72
DAP 10.0%	8.94
Diferencia por redondeo	0.34
Cargo Aplicado FIDE	100.00
Total	\$213.00

Nota: Debido a que el periodo de facturación es bimestral, el procedimiento para determinar la cuota de la tarifa, es mediante el promedio aritmético de los dos meses que abarca el periodo de consumo.

7. Gráfico de consumo

- Escala superior: Porcentaje de Aportación Gubernamental (subsidio)
- Escala inferior: Rango de consumo, indicando el límite entre la tarifa de bajo consumo y la tarifa DAC (datos bimestrales).





Ejercicios: Tarifa doméstica

Ejemplo 1. Determinar la facturación eléctrica de un hogar en tarifa 1, con los siguientes datos de consumo de energía eléctrica:

Datos, CFE	Tarifa 1	Inicial	Final
	Periodo	03-ago-15	02-oct-15
	Lecturas	11631	11975

- Determinamos el número de días del periodo de facturación: 60 días

Observa que el periodo es bimestral, pero involucra tres meses:
28 días de agosto, 30 días de septiembre y 2 días de octubre

- Determinamos las cuotas de facturación

Se obtiene calculando el promedio de los meses involucrados en el periodo de medición:

Tarifa 1. Cuotas de 2015

Mes	Agosto	Sept.	Oct.	Promedio	Escalones de consumo
Consumo básico	\$0,809	\$0,809	\$0,809	\$0,809	por cada uno de los primeros 75 kWh
Consumo intermedio	\$0,976	\$0,976	\$0,976	\$0,976	por cada uno de los siguientes 65 kWh
Consumo excedente	2,859	\$2,86	\$2,86	\$2,859	por cada kWh adicional a los anteriores

- Determinamos el consumo de energía con base en las lecturas

Consumo del periodo = $11975 - 11631 = 344$ kWh/bimestre

Consumo por día = $344 \text{ kWh} / 60 \text{ días} = 5.73$ kWh/d

Con base en los 3 escalones establecidos en la tarifa, se realiza la repartición del consumo bimestral. Como los escalones son mensuales se multiplica por 2 cada uno de ellos:



Consumo bimestral (kWh)			
básico	Intermedio	Excedente	Total
150	130	64	344

- Determinamos la facturación básica

Se obtiene multiplicado el consumo por la cuota promedio correspondiente

Importe (\$)			
básico	Intermedio	Excedente	Total
\$121,35	\$126,88	\$182,98	\$431,21

La facturación básica (FBas) es igual a la facturación normal (FNor), debido a que no hay un cargo por medición en bajo tensión, y como tampoco hay un cargo por factor de potencia, la facturación normal (FNor) es igual a la facturación neta (FNet).

- Finalmente determinamos la facturación total (FTtal)

Se obtiene al agregar el IVA (16%) a la facturación neta (FNet)

$$FTtal = (FNet) \times 1.16 = \$431.21 \times 1.16 = \mathbf{\$500.02}$$

Ejemplo 2. Ahora determinamos la facturación eléctrica del mismo hogar, pero en tarifa DAC región central, con los siguientes datos de consumo de energía eléctrica:

Datos, CFE	Tarifa DAC, Región Central	Inicial	Final
Periodo		03-ago-15	02-oct-15
Lecturas		11631	11975

- Determinamos el número de días del periodo de facturación: 60 días

Observa que el periodo es bimestral, pero involucra tres meses: 28 días de agosto, 30 días de septiembre y 2 días de octubre

- Determinamos las cuotas de facturación



Se obtiene calculando el promedio de los meses involucrados en el periodo de medición:

Tarifa DAC, región central. Cuotas de 2015

Mes	Agosto	Sept.	Oct.	Promedio
Cargo Fijo (\$/mes)	\$84.05	\$84.80	\$85.89	\$84.91
Consumo (\$/kWh)	\$3.402	\$3.534	\$3.492	\$3.476

- Determinamos el consumo de energía con base en las lecturas

Consumo del periodo = 11975 - 11631 = 344 kWh/bimestre

Consumo por día = 344 kWh / 60 días = 5.73 kWh/d

- Determinamos la facturación básica

Se obtiene multiplicado el consumo por la cuota promedio correspondiente, y se agrega dos veces el cargo fijo (promedio) por ser bimestral

Importe (\$)		
Cargo fijo	Cargo por consumo	Total
\$169.82	\$1,195.74	\$1,365,56

La facturación básica (FBas) es igual a la facturación normal (FNor), debido a que no hay un cargo por medición en bajo tensión, y como tampoco hay un cargo por factor de potencia, la facturación normal (FNor) es igual a la facturación neta (FNet).

- Finalmente determinamos la facturación total (FTtal)

Se obtiene al agregar el IVA (16%) a la facturación neta (FNet)

FTtal = (FNet) x 1.16 = \$1,365.56 x 1.16 = **\$1,584.05**



3.2. Tarifas comerciales (tarifas 2 y 3)

Tarifa 2, Servicio general hasta 25 kW de demanda

Conceptos a facturar

- Cargos escalonados por consumo
- Cargo fijo
- Cargo por IVA

Nota: Tarifa de aplicación Nacional (no está regionalizada)

En los estudios energéticos tendrás que analizar facturaciones históricas de muchos años atrás. Aquí se presenta un ejemplo de una facturación de tarifa 2 del año 2002.



CFE COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Adeudo anterior: \$799.51 | Pago: \$799.00- | Cargo créditos: \$884.75 | Monto a pagar: \$685.00

Fecha límite de pago: 04 ABR 02 | Corte a partir de: 05 ABR 02

Ubicación del consumidor: ALVARADO GOMEZ FIDEL, VICENTE GRO S/N, TAMPICO ALTO, VER.

Número de servicio: 906 881 200 235

Período de consumo: 10 ENE 02 A 13 MAR 02

Días: 62 | Tarifa: 02 | Hilos: 1 | Consumo kWh por día: 7.54 | Uso: General <25kW

Medidor: U835YB | Lecturas: Actual 15455, Anterior 14987 | Multiplicador: 1 | Consumo kWh: 468

COMPROMETIDOS CON LA HONESTIDAD

CALCULO DEL IMPORTE DE SU FACTURACION

Concepto	Kwh	Precio	Total
1er. Escalón	100	0.945	94.50
2do. Escalón	100	1.145	114.50
Excedente	268	1.261	337.94
Cargo fijo (2)		24.25	48.50
Suma	468		595.44

AVISOS IMPORTANTES

- Gracias por su pago efectuado el 04 FEB 02 por \$ 799.00
- Has transformado para servirte mejor.
- Servicio a clientes Teléfono 071

Fecha y lugar de expedición: 25 MAR 02, TAMPICO, TAMPS.
Bata: (SEISCIENTOS OCHENTA Y CINCO PESOS 26/100 M.N.)

Secretaría de Contratación, Quejas y Denuncias al teléfono: 01 825 713 88 83

CFE COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Monto a pagar: \$685.00
(SEISCIENTOS OCHENTA Y CINCO PESOS 00/100 M.N.)

Ref. Basecomer: 906 881 200 235 5104 8217 | 19 DU 01 F 08 182 2110 | 01 906881200235 026404 030000685 9

Código de envío: Repartir | TALEN DE CAJA

Fuente: <http://archivo.eluniversal.com.mx/notas/641941.html>

- Determinamos el número de días del periodo de facturación:
10 de enero de 2002 a 13 de marzo de 2002

Observa que el periodo es bimestral, pero involucra tres meses: 62 días
21 días de enero, 28 días de febrero y 13 días de marzo
- Determinamos las cuotas de facturación



Las cuotas históricas las podemos consultar de la página de CFE, en la sección de la tarifa correspondiente, en este caso Tarifa 2.

Ver liga: http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp

Tarifa 2 (Año 2002)

CARGO POR ENERGÍA (\$/kWh)													
Rango	Dic./2001	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1 - 50	0.978	0.948	0.945	0.928	0.937	0.965	0.981	1.012	1.04	1.042	1.052	1.081	1.099
51 - 100	1.185	1.149	1.145	1.125	1.135	1.169	1.188	1.225	1.259	1.261	1.273	1.308	1.33
Adic.	1.306	1.266	1.261	1.239	1.25	1.287	1.308	1.349	1.386	1.388	1.401	1.44	1.464
CARGO FIJO (\$)													
Mensual	25.11	24.34	24.25	23.82	24.04	24.75	25.16	25.94	26.65	26.7	26.95	27.7	28.17

Si observar el precio que viene en el recibo, te darás cuenta que son las cuotas de febrero de 2002, que es el mes intermedio del periodo de facturación.

- Determinamos el consumo de energía con base en las lecturas

Consumo del periodo = 15455 - 14987 = 468 kWh/bimestre

Consumo por día = 344 kWh / 62 días = 7.55 kWh/d

Con base en los 3 escalones establecidos en la tarifa, se realiza la repartición del consumo bimestral. Como los escalones son mensuales se multiplica por 2 cada uno de ellos:

Consumo bimestral (kWh)			
1er Escalón	2do Escalón	Adicional	Total
100	100	268	344

- Determinamos la facturación básica

Se obtiene multiplicado el consumo por la cuota promedio correspondiente, y se agrega dos veces el cargo fijo (promedio) por ser bimestral

Importe (\$)				
Cargo fijo (2)	1er Escalón	2do Escalón	Adicional	Total
\$48.50	\$94.50	\$114.50	\$337,95	\$595,45

La facturación básica (FBas) es igual a la facturación normal (FNor), debido a que no hay un cargo por medición en bajo tensión, y como tampoco hay un cargo por factor de potencia, la facturación normal (FNor) es igual a la facturación neta (FNet).



- Finalmente determinamos la facturación total (FTtal)

Se obtiene al agregar el IVA (15%) a la facturación neta (FNet)

$$FTtal = (FNet) \times 1.15 = \$595.45 \times 1.15 = \mathbf{\$684.75}$$

Nota: Observa que el IVA en el 2002 era de 15% y no de 16% como en el 2015.

Tarifa 3, Servicio general para más de 25 kW de demanda

Conceptos a facturar

- Cargos por consumo de energía
- Cargo por demanda máxima
- Cargo por factor de potencia
- Cargo por IVA

Nota: Tarifa de aplicación Nacional (no está regionalizada)

Ejemplo: Datos del recibo

Ejemplo modificado de: CONAE, 2002a

Tarifa:	03 (uso general baja tensión)	
Constantes de medición (kl):	kWh	120
	kW	0.12
	kVArh	120

Observaciones: Las instalaciones en tarifa 3, cuentan con 3 medidores:

- Medidor del consumo de energía activa (kWh)
- Medidor del consumo de energía reactiva (kVArh)
- Medidor de demanda (kW)

En este caso, los medidores presentan una constante KL, lo que significa que la lectura que se obtenga del medidor deberá ser multiplicado por el valor de KL para obtener la lectura real:



LECT. INICIAL	LECT. FINAL	DIFERENCIA FIN - INICIO	CTE (KL)	CONS P/FACT. DIF. x CTE.	kW enteros
02/09/2013	01/10/2013				
4,777	4,954	177	120	21,240	kWh
665	769	104	120	12,480	kVArh
	710		0.12	86	kW

El medidor de la demanda es reiniciado en cada toma de lecturas, por lo que no es necesario hacer un cálculo de diferencias de lecturas.

- Determinamos el factor de potencia

La determinación del factor de potencia es mediante la medición de energía activa (kWh) y energía reactiva (kVArh), el cálculo del factor de potencia, se establece de la siguiente forma:

$$FP = \cos(\tan^{-1} \frac{kVArh}{kWh}) = \cos(\tan^{-1} \frac{12,480}{21,240}) = 0.8622$$

Mediante la siguiente fórmula, también se puede determinar el FP:

$$FP = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kVArh^2}} = \frac{21,240}{\sqrt{(21,240)^2 + (12,480)^2}} = 0.8622$$

- Determinamos el número de días del periodo de facturación:

02 de septiembre de 2013 a 1° de octubre de 2013

PERIODO	MES	Días Facturados	Días del Mes
2013-09-02	SEPT.	28	30
2013-10-01	OCT.	1	31
TOTAL		29	61

Observa que el periodo es mensual, pero involucra dos meses: 29 días 28 días de septiembre y un día de octubre.



- Determinamos las cuotas de facturación

Las cuotas históricas las podemos consultar de la página de CFE, en la sección de la tarifa correspondiente, en este caso Tarifa 3.

Ver liga: http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp

Año 2013	Septiembre	Octubre
\$/kWh	1.668	1.741
\$/kW	234.63	234.35

- Determinamos el cargo por consumo utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Cargo por consumo} = \left(\frac{\$}{\text{kWh}} \right) \left[\left(\frac{\text{kWh}}{\text{días del período}} \right) (\text{días facturados del mes}) \right]$$

Mes	Costo del kWh	kWh/diario del periodo	Días Fact. del mes	Cargo por consumo
Sept.	1.668	348.2	28	\$16,262.18
Oct.	1.741	348.2	1	\$606.21
			Subtotal	\$16,868.39

Días del periodo = 61 días

- Determinamos el cargo por demanda utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Cargo por demanda} = \left[\left(\frac{(\text{Dem. medida}) \times \left(\frac{\$}{\text{kW}} \right)}{\text{días del mes}} \right) (\text{días facturados del mes}) \right]$$

Mes	Dem. Max. Medida	Costo de la Demanda	Días del mes	Días Fact. del Mes	Cargo
Sept.	86	234.63	30	28	\$18,832.97
Oct.	86	234.35	31	1	\$650.13
				Subtotal	\$19,483.10

- Determinamos la facturación básica

Es la suma de los cargos por consumo y cargos por demanda

$$\text{FBas} = \$16,868.39 + \$19,483.10 = \$36,351.49$$



La facturación básica (FBas) es igual a la facturación normal (FNor), debido a que no hay un cargo por medición en bajo tensión.

- Determinamos la facturación neta (FNet)

Es la suma de la FNor más los cargos por factor de potencia (FP)

Debido a que el FP (86.22%) es menor a 90%, existe una penalización, que se determina con la siguiente ecuación:

$$\text{Penalización (\%)} = \frac{3}{5} \times \left(\frac{0.9}{FP} - 1 \right) \times 100$$

Porcentaje de penalización (por FP = 0.8622) = 2.63%

Cargo por FP = (\$36,351.49) x 0.0263 = **\$ 956.04**

FNet = \$36,351.49 + \$956.04 = \$37,307.53

- Finalmente determinamos la facturación total (FTtal)

Se obtiene al agregar el IVA (16%) a la facturación neta (FNet)

FTtal = (FNet) x 1.16 = \$37,307.53 x 1.16 = **\$43,276.74**

Ejercicio: Compensación del FP

Propuesta: Elevar el FP a 95%, eliminando la penalización y obteniendo una bonificación por buen factor de potencia.

Condiciones:

Tiempo de operación de la planta = 600 h/mes

Costo del capacitor = 400 \$/kVAr

Beneficios:

Dado que se elevará el FP por arriba de 90%, se obtendrá una bonificación:

$$\text{Bonificación (\%)} = \frac{1}{4} \times \left(1 - \frac{0.9}{FP} \right) \times 100$$

Porcentaje de bonificación (por FP = 0.95) = **1.32%**



Bonificación económica por factor de potencia
 $= (\$36,351.49) \times 0.0132 = \mathbf{\$ 479.84}$

Beneficio Total = Penalización + Bonificación = \$ 956.04 + \$ 479.84
 $= \mathbf{\$ 1,435.88 \text{ por mes}}$

Inversión:

Determinar los kVAr requeridos para elevar el FP de 86.22% a 95%
 $\text{kVArh} = \text{kWh} \tan (\cos^{-1} \text{FP}) = 21,240 \text{ kWh} \tan (\cos^{-1} 0.95)$
 $\text{kVArh} = 6,982$

La diferencia entre los kVArh a FP = 86.22% y los kVArh a FP = 95%, representan los kVArh requeridos:

12,480 kVArh @ 86.22%
 6,982 kVArh @ 95%

 5,498 kVArh

$\text{kVAr requeridos} = (5,498 \text{ kVArh}) / (600 \text{ h/m}) = 9.2 \text{ kVAr} = \mathbf{10 \text{ kVAr}}$

Costo por cada kVAr = \$ 400
 Costo total = (10 kVAr) x (400 \$/kVAr) = \$ **4,000**

Tiempo simple de recuperación de la inversión (TSR):

$$TSR = \frac{\text{Inversión}}{\text{Beneficios}} = \frac{\$4,000}{1,435.88 \text{ $/mes}} = \mathbf{2.8 \text{ meses}}$$

3.3. Tarifas industriales (tarifas OM y HM)

Tarifa OM, Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW

Conceptos a facturar

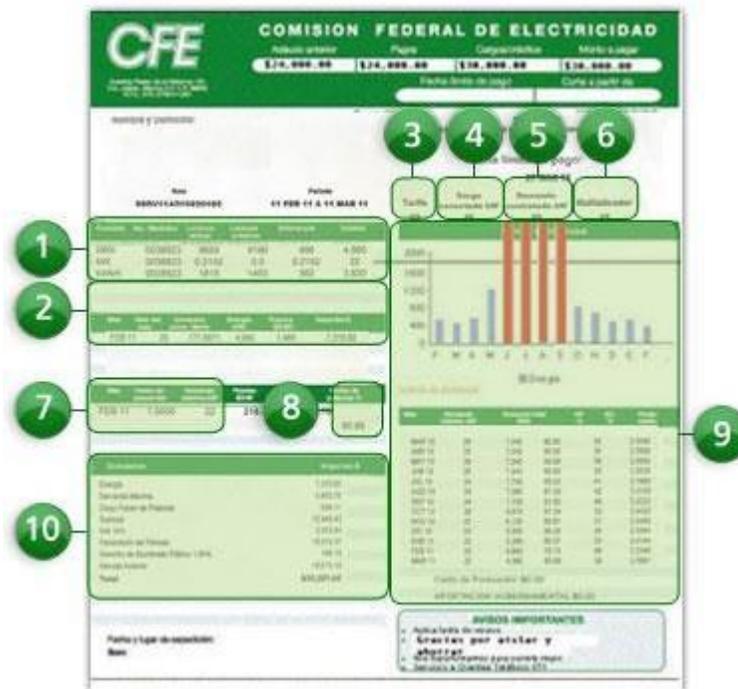
- Cargos por consumo de energía
- Cargo por demanda máxima



- Cargo por factor de potencia
- Cargo por IVA

Nota: La tarifa está regionalizada

Descripción de los datos del recibo Tarifa 03 y OM.



Fuente: <http://www.fotosintesis.mx/cargos-recibos-industrial.php>

1. Medición de consumos. Encontrarás el número de tu(s) medidor(es), las lecturas actuales y anteriores de kWh, kW y kVArh. La diferencia entre estas lecturas, afectados por el factor multiplicador (ver punto 6) son los totales usados para calcular la facturación.
2. Periodo de consumo. Identifica el periodo de tiempo de tu consumo de electricidad y te da un consumo promedio diario. También muestra el costo unitario de la energía y el importe por este concepto.



3. **Tarifa.** La tarifa 3 es de uso general para cargas entre 25 y 100 kW, en baja tensión (127/220V). La tarifa OM es de uso general para una carga menor a 100kW, en media tensión (entre 1 y 35 kV).
4. **Carga.** La carga conectada es la suma de las potencias de cada uno de los equipos instalados. Se toman en cuenta contactos, motores, computadoras, iluminación, etc.
5. **Demanda.** La demanda contratada es un porcentaje de la carga conectada con un valor entre el 60 y 100%.
6. **Multiplicador.** El multiplicador es un factor de conversión entre las lecturas del medidor, y el dato real. Genera tu propia energía y baja el costo de tu factura.
7. **Demanda Máxima.** La demanda máxima es el promedio de la suma de las potencias de cada uno de los aparatos que funcionan simultáneamente en un periodo de 15 minutos. Se toma el valor del periodo más alto para el cálculo de facturación eléctrica.
8. **Factor de Potencia** El factor de potencia es la relación promedio entre la energía real y energía reactiva usada en el periodo. Un valor inferior a 90% genera un recargo y un valor superior a 90% genera una bonificación.
9. **Datos Históricos.** Muestra los datos de consumo, demanda máxima y factor de potencia de los últimos 13 meses.
10. **Estado de cuenta.** Muestra los cargos por concepto de energía, demanda máxima, factor de potencia y DAP.



Ejercicio:

Fuente: Modificado de CONAE, 2002a

Repetir el ejemplo de la Tarifa 03 para la tarifa OM región central

LECT. INICIAL	LECT. FINAL	DIFERENCIA FIN - INICIO	CTE (KL)	CONS P/FACT. DIF. x CTE.	kW enteros
02/09/2013	01/10/2013				
4,777	4,954	177	120	21,240	kWh
665	769	104	120	12,480	kVArh
	710		0.12	86	kW

Las cuotas históricas de la tarifa OM, región central:

Año 2013	Septiembre	Octubre
\$/kWh	1.3720	1.434
\$/kW	161.69	161.60

Tarifa HM, Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más

Conceptos a facturar

- Cargo por consumo en punta
- Cargo por consumo en intermedia
- Cargo por consumo en base
- Cargo por demanda facturable
- Cargo por factor de potencia
- Cargo por IVA

Nota: La tarifa está regionalizada



Descripción de los datos del recibo Tarifa HM.



Fuente:

<http://www.fotosintesis.mx/cargos-recibo-industrial2.php>

1. Periodo y medidor. Encontrarás el periodo de consumo y el número de tu medidor.
2. Consumos de energía. En tarifa HM existen tres periodos que definen el cargo que se aplica. El horario base, el horario intermedio y el horario punta. Los totales se muestran en este apartado.
3. Demandas medidas. Son las demandas máximas en cada uno de los periodos horarios. Sirven para determinar la demanda facturable.



4. Factor de Potencia. El factor de potencia es la relación promedio entre la energía real y energía reactiva usada en el periodo. Un valor inferior a 0.9 genera un recargo y un valor superior a 0.9 genera una bonificación.
5. Tarifa. La tarifa HM es de uso general para cargas mayores a 100 kW. En media tensión (entre 1 y 35 kV).
6. Carga. La carga conectada es la suma de las potencias de cada uno de los equipos instalados. Se toman en cuenta contactos, motores, computadoras, iluminación, etc.
7. Demanda. La demanda contratada es un porcentaje de la carga conectada con un valor entre el 60 y 100%.
8. Multiplicador. El multiplicador es un factor de conversión entre las lecturas del medidor, y el dato real.
9. Demanda Facturable. Es la demanda utilizada para establecer la factura de energía eléctrica y se obtiene de la combinación de las demandas máximas de cada periodo horario.
10. Datos Históricos. Muestra los datos de consumo, demanda máxima y factor de potencia de los últimos 13 meses.
11. Estado de cuenta. Muestra los cargos por concepto de energía, demanda facturable y factor de potencia.

Ejemplo: Datos del recibo

Ejemplo modificado de: CONAE, 2002a

Tarifa:	HM (Horaria Media tensión), Región central
N° de cuenta:	45-07-161-8630-2
Medido en BT:	Sí
Constante de medición (KL):	kWh 200 kVArh 200 kW 200

Periodo: Del 1° al 30 de septiembre de 2015



CONCEPTO	LECT. INICIAL	LECT. FINAL	DIF. POR CTE.	VALORES A FACTURAR
kWh PUNTA	577	585	8 x 200	1,600
kWh INTER	6,094	6,235	141 x 200	28,200
kWh BASE	1,007	1,034	27 x 200	5,400
kW PUNTA	---	0.3530	0.3530 x 200	71
kW INTER	---	0.7480	0.7480 x 200	150
kW BASE	---	0.2720	0.2720 x 200	55
Factor de potencia	---	---	---	0.9634

Nota: En las tarifas horarias se utilizan medidores digitales, por lo que ya no es necesario determinar por cálculo el factor de potencia. Además, las lecturas se programan para meses completos.

- Determinamos las cuotas de facturación

Las cuotas históricas las podemos consultar de la página de CFE, en la sección de la tarifa correspondiente, en este caso **Tarifa HM, región central**.

Ver liga: http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp

Mes	Sept. 2015
Cargo por kilowatt de demanda facturable	\$191.27
Cargo por kilowatt - hora de energía de punta	\$1.9142
Cargo por kilowatt - hora de energía intermedia	\$0.9411
Cargo por kilowatt - hora de energía de base	\$0.7868

- Determinamos el cargo por consumo utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Cargo por consumo} = (\text{kWh}) \times \left(\frac{\$}{\text{kWh}} \right)$$

Periodo de consumo	Consumo (kWh)	Cuota (\$/kWh)	Cargo (\$)
Punta	1,600	\$1.9142	3,062.72
Intermedio	28,200	\$0.9411	26,539.02
Base	5,400	\$0.7868	4,248.72
		Subtotal	33,850.46



- Determinamos el cargo por demanda facturable:

Primero hay que determinar la demanda facturable con la siguiente ecuación

$$DF = DP + FRI \max (DI - DP, 0) + FRB \max (DB - DPI, 0)$$

Datos: DP = 71 kW Región: Central
 DI = 150 kW FRI: 0.300
 DB = 55 kW FRB: 0.150

$$DF = 71 + 0.3 (150 - 71) + 0.15 (55 - 150) = 71 + 23.7 = 94.7$$

Demanda Facturable = 95 kW

(Recuerda, la demanda se factura en kW completos)

Mes	Demanda Facturable (kW)	Cuota (\$/kW)	Cargo por Demanda (\$)
Sept.	95	191.27	18,170.65

- Determinamos la facturación básica

Es la suma de los cargos por demanda facturable y los cargos por consumo en punta, intermedia y base.

$$FBas = \$18,170.65 + \$33,850.46 = \$52,021.11$$

- Determinamos la facturación Normal (FNor)

Debido a que hay un cargo por medición en bajo tensión, a la facturación básica (FBas) se le aplica un cargo de 2%

$$FNor = FBas * 1.02 = (\$52,021.11) \times (1.02) = \$53,061.53$$

- Determinamos la facturación neta (FNet)

Es la suma de la FNor más los cargos por factor de potencia (FP)

Debido a que el FP (96.34%) es mayor a 90%, existe una bonificación, que se determina con la siguiente ecuación:

$$Bonificación (\%) = \frac{1}{4} \times \left(1 - \frac{0.9}{FP}\right) \times 100$$



Porcentaje de bonificación (por FP = 0.9634) = 1.65%

Cargo a favor por FP = (\$53,061.53) x 0.0165 = **\$ 875.52**

FNet = \$53,061.53 - \$875.52 = \$52,186.01

- Finalmente determinamos la facturación total (FTtal)

Se obtiene al agregar el IVA (16%) a la facturación neta (FNet)

FTtal = (FNet) x 1.16 = \$52,186.01 x 1.16 = **\$60,535.77**

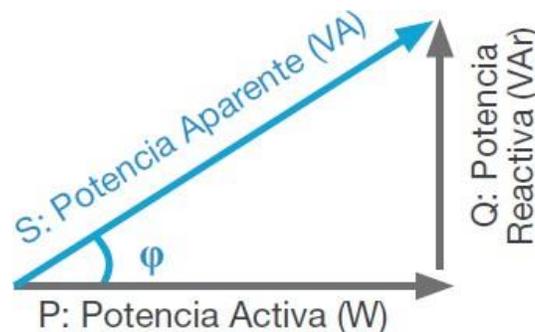


Subtema 4. Compensación del factor de potencia

El factor de potencia (FP) se puede definir como la relación entre la potencia activa usada en un sistema y la potencia aparente que se obtiene de las líneas de alimentación en corriente alterna:

$$FP = \cos \varphi = \frac{\text{Potencia activa (P)}}{\text{Potencia aparente (S)}}$$

Esta relación es obtenida del conocido "triángulo de potencias" que muestra tres tipos de potencias: activa (P), reactiva (Q) y aparente (S).



Fuente: RTR Energía, (2012).

El **ángulo** φ formado entre la potencia aparente y la potencia activa define el desfase entre la tensión (V) y la intensidad (I) y su coseno es equivalente al factor de potencia (FP) en redes sin distorsión armónica (RTR Energía, 2012).

La **potencia activa (P)** es la potencia útil o real medida en watts (W), y representa la energía que realmente se aprovecha cuando se pone a funcionar un equipo eléctrico y realiza un trabajo (RTR Energía, 2012).

La **potencia reactiva (Q)** es la consumen todos los dispositivos o aparatos eléctricos que poseen algún tipo de bobina para crear un campo electromagnético (balastos para lámparas fluorescentes, motores, transformadores, entre otros), y se mide en volts-ampere reactivos (VAr).

Por ejemplo: Un motor eléctrico requiere potencia activa y potencia reactiva para operar. La potencia reactiva es la que establece los campos magnéticos



en el motor y la potencia activa es la que hace que gire la flecha del motor, para obtener potencia mecánica.



Fuente: <http://www.weg.net/do/Productos-y-Servicios/Control-y-Proteccion/Capacitores-y-Correccion-del-Factor-de-Potencia/Capacitores-para-Correccion-del-Factor-de-Potencia>

La **potencia aparente (S)**, según el teorema de Pitágoras, representa la suma de la potencia activa y la reactiva. Estas dos potencias representan la potencia total que se toma de la red de distribución eléctrica.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

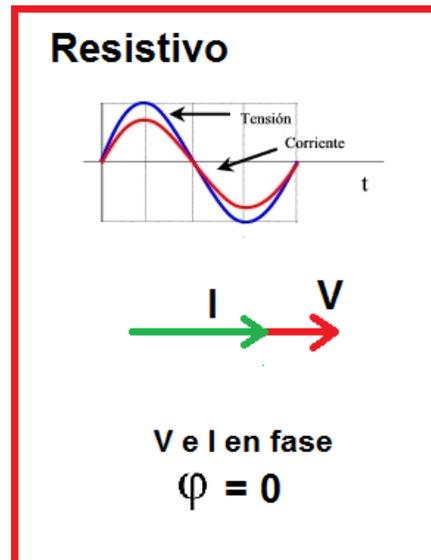
Tipo de cargas que afectan el FP

El FP depende del tipo de cargas conectadas a la instalación eléctrica. Por definición, el factor de potencia es adimensional y puede tomar valores entre 0 y 1, aunque este puede ser adelantado o atrasado, según el tipo de carga dominante.



Fuente: modificado de <http://instalacionesyeficienciaenergetica.com/energia-reactiva-y-ahorro-energetico/>

En un **circuito resistivo puro** en corriente alterna, la corriente y la tensión están en fase ($\varphi = 0$); es decir, inician y finalizan en el mismo instante en cada ciclo y con la misma polaridad (ver figura), En estos casos, el **FP = 1**.



En un circuito con **cargas inductivas o reactivas puras** la corriente se retrasada 90° con respecto a la tensión. En estos casos, se dice que el **FP está atrasado**.



Por el contrario, en un circuito con **cargas capacitivas puras** la corriente se adelantada 90° con respecto a la tensión; por lo que se dice que el **FP está adelantado**.

Sin embargo, en la realidad es poco probable encontrar circuitos eléctricos que sean puramente resistivos, inductivos o capacitivos. Debido a las cargas inductivas que existen normalmente en las instalaciones eléctricas, tales como: transformadores, motores de inducción y, en general, cualquier tipo de inductancia; hacen que el circuito sea de carácter inductivo y, por lo tanto, que el FP sea atrasado.

Una manera de compensar el bajo factor de potencia (FP atrasado), es mediante cargas capacitivas, tales como: bancos de condensadores o cables enterrados, los cuales generan una potencia capacitiva.

Valores del factor de potencia medios para las cargas más comunes

Tipo de carga		$\cos \varphi$	$\tan \varphi$
■ Motor de inducción común cargado al	0%	0.17	5.80
	25%	0.55	1.52
	50%	0.73	0.94
	75%	0.80	0.75
	100%	0.85	0.62
■ Lámparas incandescentes		1.0	0
■ Lámparas fluorescentes (no compensadas)		0.5	1.73
■ Lámparas fluorescentes (compensadas)		0.93	0.39
■ Lámparas de descarga		de 0.4 a 0.6	de 2.29 a 1.33
■ Hornos que utilizan elementos de resistencia		1.0	0
■ Hornos de calentamiento por inducción (compensados)		0.85	0.62
■ Hornos de calentamiento de tipo dieléctrico		0.85	0.62
■ Máquinas de soldar de tipo resistencia		de 0.8 a 0.9	de 0.75 a 0.48
■ Conjunto monofásico fijo de soldadura por arco		0.5	1.73
■ Conjunto generado por motor de soldadura por arco		de 0.7 a 0.9	de 1.02 a 0.48
■ Conjunto rectificador transformador de soldadura por arco		de 0.7 a 0.8	de 1.02 a 0.75
■ Horno de arco		0.8	0.75

Fuente: Schneider Electric, (2015).



Beneficios por compensar el Factor de potencia

- a) Beneficios en el sistema eléctrico:
- Disminución de las pérdidas en conductores (por efecto Joule).
 - Incremento de la vida útil de las instalaciones.
 - Mejora de la regulación de voltaje en equipos y sistemas asociados.
 - Aumento de la disponibilidad de potencia de transformadores, líneas y generadores.
- b) Beneficios económicos:
- Reducción de los costos por facturación eléctrica.
 - Eliminación del cargo por bajo factor de potencia.
 - Bonificación en la facturación cuando el FP sea superior a 90%.

Evaluación de la disminución de las pérdidas por Efecto Joule

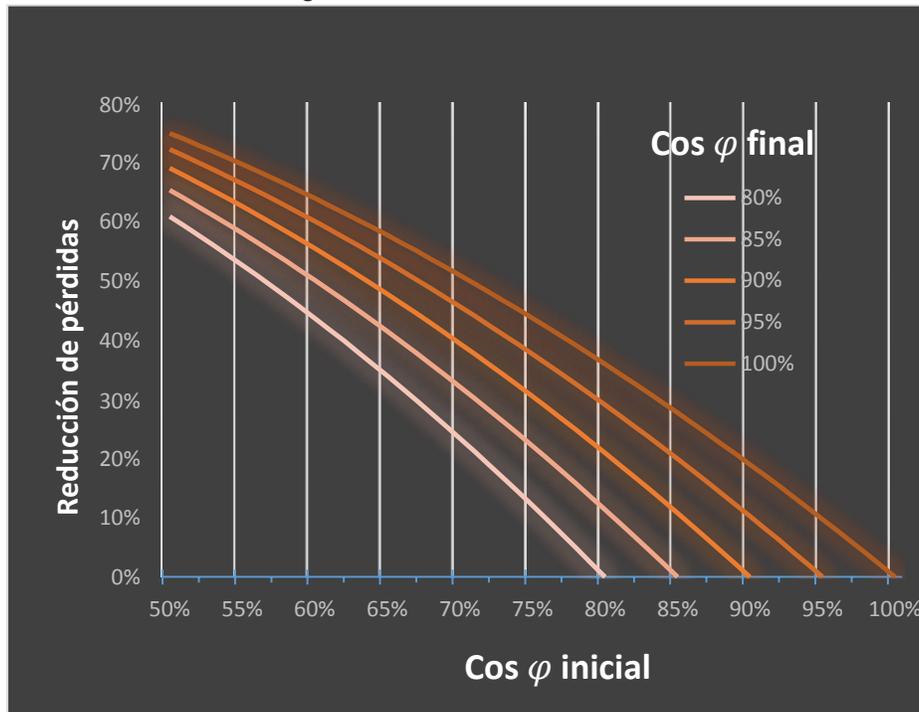
Una mejora en el factor de potencia, reduce la corriente para una misma potencia activa, lo que significa que las pérdidas I^2R (en watts) pueden ser reducidas por un factor:

$$K = \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_{inicial}}{\cos \varphi_{final}} \right)^2 \right] \times 100\%$$

Por ejemplo: Elevar el factor de potencia ($\cos \varphi$) inicial de 60% a 80% reduce las pérdidas en 44% y elevar de 60% a 100% resultaría una reducción del 64% (ver figura 13).



Figura 13. Pérdidas en cables.



Ejemplo: Cálculo de ahorro de energía por pérdidas en los cables

Suponga que se tienen una instalación que alimenta a una de bomba. El motor trifásico es de 30 HP a 220 V con un factor de potencia de 72%. El cable alimentador es de cobre de 35 mm² con una longitud de 180 metros. La instalación está en servicio 480 horas/mes.

¿Cuál será el ahorro de energía si el factor de potencia es mejora de 72% a 95%?

- Cálculo de la corriente de fase

a) Con FP = 72%

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \varphi} = \frac{30 \text{ HP} \times (746 \frac{W}{\text{HP}})}{1.732 \times 220 \times 0.72} = \frac{22\,380}{274.36} = 81.6 \text{ A}$$

b) Con FP = 95%

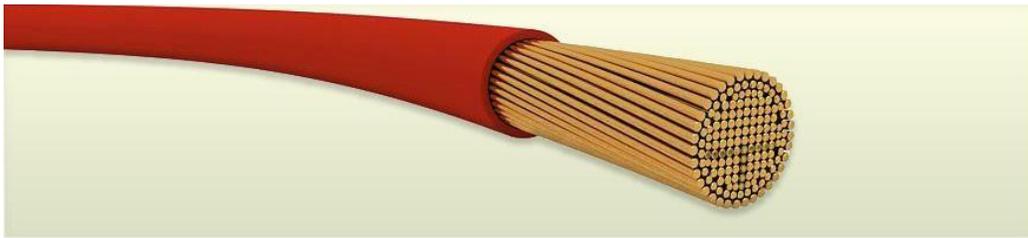


$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \varphi} = \frac{30 \text{ HP} \times (746 \frac{W}{HP})}{1.732 \times 220 \times 0.95} = \frac{22380}{362} = 61.8 \text{ A}$$

- Cálculo de la resistencia del cable (por fase)
La tabla para las pérdidas del cable de 35 mm² es de 0.554 Ohm/km

$$R = (0.554 \frac{\Omega}{km}) \times (0.180 \text{ km}) = 0.0997 \simeq 0.1 \text{ A}$$

Tabla 12. Especificaciones técnicas de conductores de cobre.



Sección Nominal	Clase	Diametro de Alambres	Espesor nominal aislación	Diametro exterior aproximado	Peso Aproximado Completo	Corriente admisible en cañerías	Corriente admisible en cañerías	Corriente admisible al aire libre	Resistencia Eléctrica Max. a 20° C	Caida de Tensión
mm ²		mm	mm	mm	kg/100 mts	A (1)	A (2)	A (3)	Ohm/km	V/ km (4)
0.50 (5)		0.26	0.6	2.15	0.83	—	—	3	39	—
0.75	4	0.31	0.6	2.35	1.10	9	8	10	26	50
1.00	4	0.31	0.7	2.65	1.41	11.5	10.5	15	19.5	37
1.50	4	0.41	0.7	3.00	1.98	15	13	18	13.3	26
2.50	4	0.41	0.8	3.55	3.00	21	18	25	7.98	15
4	4	0.41	0.8	4.15	4.50	28	25	32	4.95	10
6	4	0.41	0.8	5.05	6.60	36	32	41	3.30	6.50
10	5	0.41	1.0	6.35	11.15	50	44	56	1.91	3.80
16	5	0.41	1.0	7.60	16.70	66	59	74	1.21	2.40
25	5	0.41	1.2	9.60	25.60	88	77	95	0.78	1.61
35	5	0.41	1.2	11.00	35.50	109	96	119	0.554	1.20
50	5	0.41	1.4	12.50	50.80	131	117	144	0.386	0.83
70	5	0.41	1.4	15.50	71.40	167	149	179	0.272	0.61
95	5	0.41	1.6	17.00	94.00	202	180	220	0.206	0.48
120	5	0.41	1.6	18.50	117.70	234	208	258	0.161	0.39

Fuente: <http://www.conductoresfonseca.com.ar/img/productos/unipolar.jpg>

- Cálculo de las pérdidas térmicas
a) Con FP = 72%

$$P = 3 \times RI^2 = 3 \times 0.1 \times (81.6)^2 = 1,998 \text{ W}$$



b) Con FP = 95%

$$P = 3 \times RI^2 = 3 \times 0.1 \times (61.8)^2 = 1,146 \text{ W}$$

- Cálculo del ahorro

Ahorro en demanda eléctrica = 1,997 - 1,146 = 851 W

Ahorro energético = 0.851 kW x 480 h/mes = 408.48 kWh/mes

Ahorro porcentual = [(851 W) / (22,380 W)] x 100% = 3.8%

Compensación del factor de potencia

Las cargas inductivas requieren potencia reactiva para su funcionamiento. Esta demanda de reactivos se puede reducir e incluso anular si se instalan capacitores en paralelo con la carga. Cuando se reduce la potencia reactiva, se incrementa el factor de potencia (Factor de Potencia, 2002).

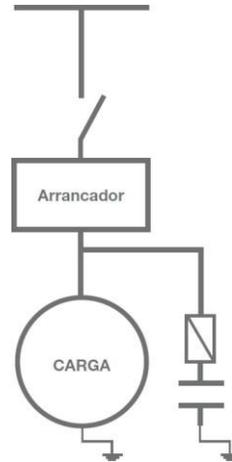
La compensación del factor de potencia se realiza generalmente a través de banco de capacitores debido a que es el medio más económico, se pueden fabricar en configuraciones distintas y son muy sensibles a las armónicas presentes en la red.

Los capacitores pueden instalarse en paralelo de tres formas distintas para realizar compensación (Factor de Potencia, 2002):

- a) Compensación individual
- b) Compensación en grupo
- c) Compensación centralizada

a) Compensación individual

La compensación individual es recomendada principalmente en equipos que tienen un ciclo continuo de operación o su consumo de energía reactiva es considerable grande; por ejemplo, en motores eléctricos de más de 10 HP y transformadores. El capacitor se instala en cada una de las cargas de manera que los únicos conductores afectados por la energía reactiva son los que unen la carga con el capacitor.



Fuente: RTR Energía, (2012).

Las ventajas de esta configuración son (Factor de Potencia, 2002):

- Los capacitores son instalados por cada carga inductiva, quedando el resto de las líneas libres de energía reactiva.
- El arrancador para el motor sirve como un interruptor para el capacitor.
- El uso de un arrancador proporciona control semiautomático para los capacitores.
- Los capacitores son puestos en servicio sólo cuando el motor está trabajando.

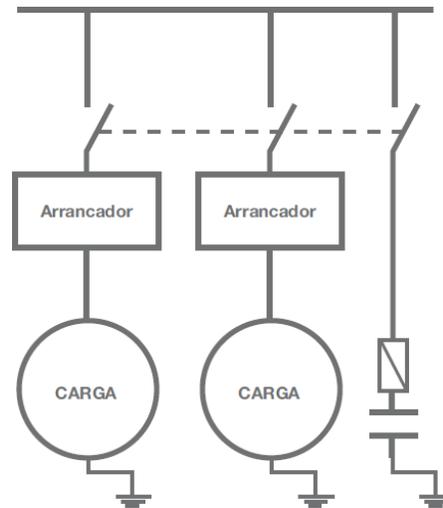
Desventajas (Factor de Potencia, 2002):

- El costo de varios capacitores por separado es mayor que el de un capacitor individual de valor equivalente.
- Existe subutilización para aquellos capacitores que no son usados con frecuencia.

b) Compensación en grupo

Se utiliza cuando se tiene un grupo de cargas inductivas de igual potencia y que operan simultáneamente. La compensación se hace por medio de un banco de capacitores en común. Los bancos de capacitores pueden ser instalados en el centro de control de motores (Factor de Potencia, 2002).

Desventajas: la sobrecarga no se reduce en las líneas de alimentación principales (Factor de Potencia, 2002).



Fuente: RTR Energía, (2012).

c) Compensación centralizada

Es la solución más general para corregir el factor de potencia. El banco de capacitores se conecta en la acometida de la instalación, por lo que es fácil su supervisión (Factor de Potencia, 2002).

Desventajas (Factor de Potencia, 2002):

- Se recomienda usar un regulador automático del banco para compensar según las necesidades de cada momento, aumentando el costo inicial.
- El factor de potencia sólo se corrige en la acometida; es decir, en el interior de la instalación continua la sobrecarga en la fuente generadora (por ejemplo, en el motor de inducción) y en las líneas de distribución.

Ventajas del uso de Bancos automáticos de capacitores (Factor de Potencia, 2002):

- Cuenta con un regulador de VARS que mantiene el FP prefijado, ya sea mediante la conexión o desconexión de capacitores conforme sea necesario
- Pueden suministrar potencia reactiva de acuerdo a los siguientes requerimientos: constantes, variables e instantáneos
- Se evitan sobretensiones en el sistema

Elementos de los bancos automáticos (Factor de Potencia, 2002):

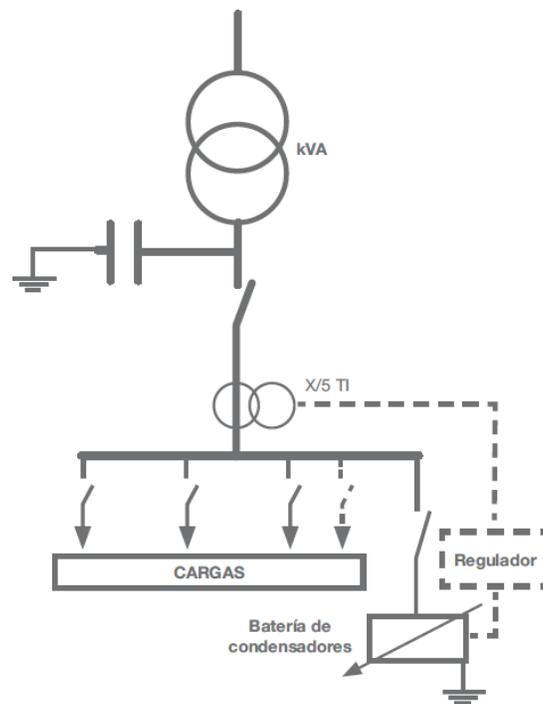
- Capacitores fijos en diferentes cantidades y potencias reactivas (kVAr)
- Relevador de factor de potencia



- Contactores
- Fusibles limitadores de corriente
- Interruptor termomagnético general
- Los bancos de capacitores pueden ser fabricados en cualquier No. de pasos hasta 27 (pasos estándar 5, 7, 11 y 15)

El valor de los capacitores fijos depende del No. de pasos previamente seleccionado, así como de la cantidad necesaria en kVAr para compensar el FP a 1.0 (Factor de Potencia, 2002).

A mayor No. de pasos, el ajuste es más fino, dado que cada paso del capacitor es más pequeño, permitiendo lograr un valor más cercano a 1.0; no obstante, ocasiona un mayor costo (Factor de Potencia, 2002).



Fuente: RTR Energía, (2012).



Ejemplo: Compensación del FP

Un motor trifásico de 20 kW a 440 V opera con un factor de potencia de 0.7, si la energía se entrega a través de un alimentador con una resistencia total de 0.166 Ohms. Calcular:

- La potencia aparente y el consumo de corriente
- Las pérdidas en el cable alimentador
- La potencia en kVAr del capacitor que es necesario para corregir el FP a 0.9
- Repetir los incisos a) y b) para el nuevo factor de potencia
- La energía anual ahorrada en el alimentador si el motor opera 600 h/mes

a) La corriente y la potencia aparente con FP = 70%

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \varphi} = \frac{20\,000\text{ W}}{1.732 \times 440 \times 0.7} = \frac{20\,000}{533.46} = 37.5\text{ A}$$

$$S = \sqrt{3} V I = 1.732 \times 440 \times 37.5 = 28,578\text{ VA} = 28.6\text{ kVA}$$

b) Las pérdidas en el alimentador

$$P = 3 \times R I^2 = 3 \times 0.166 \times (37.5)^2 = 700.3\text{ W}$$

c) Los kVAr del capacitor

Usa la siguiente ecuación para determinar la Potencia reactiva (kVAr) requerida para elevar el FP₁ a un FP₂

$$\text{Potencia reactiva} = kW [\tan(\cos^{-1} FP_1) - \tan(\cos^{-1} FP_2)]$$

$$\text{Potencia reactiva} = 20 [\tan(\cos^{-1} 0.70) - \tan(\cos^{-1} 0.90)] = 10.72\text{ kVAr @ 440 V}$$

Observación: Los capacitores se fabrican a una tensión de 480 V (datos de placa), porque hay que hacer una corrección de la capacidad reactiva con respecto a la tensión de operación (440 V), mediante la siguiente ecuación:

$$kVAr_{nominal} = kVAr_{línea} \left(\frac{\text{tensión nominal capacitor}^2}{\text{tensión de línea}} \right)$$



$$kVAr_{nominal} = 10.72 \left(\frac{480 V}{440 V} \right)^2 = 12.76 \text{ kVAr @ 480 V}$$

d.1) La corriente y la potencia aparente con FP = 90%

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \varphi} = \frac{20\,000 \text{ W}}{1.732 \times 440 \times 0.9} = \frac{20\,000}{685.87} = 29.2 \text{ A}$$

$$S = \sqrt{3} V I = 1.732 \times 440 \times 29.2 = 22.2 \text{ kVA}$$

d.2) Las pérdidas en el alimentador

$$P = 3 \times R I^2 = 3 \times 0.166 \times (29.2)^2 = 424.6 \text{ W}$$

e) Energía anual ahorrada

$$\text{Ahorro en demanda eléctrica} = 700.3 - 424.6 = 276 \text{ W}$$

$$\text{Ahorro energético} = 0.276 \text{ kW} \times 600 \text{ h/mes} \times 12 \text{ meses/año} = 1,987 \text{ kWh/mes}$$

$$\text{Ahorro porcentual} = [(276 \text{ W}) / (20,000 \text{ W})] \times 100\% = 1.38\%$$



Tema Dos. Administración de la demanda

El costo de la energía representa un porcentaje elevado dentro de los gastos de operación de cualquier organización, motivo por el cual es de vital importancia el establecimiento de estrategias operativas para permitan obtener ahorros económicos (CFE, 2015d); así como ser más competitivo.

La administración de la demanda es una de las estrategias encaminada a optimizar el uso de la capacidad del equipo instalado en una planta industrial o negocio, que consiste en reducir o controlar la demanda eléctrica (kW) durante un período de tiempo, optimizando la operación de los equipos eléctricos sin afectar el proceso de producción o el servicio.

Esta alternativa sólo es aplicable a empresas con tarifas horarias y de uso general de baja y media tensión con más de 25 kW de demanda (tarifas 3 y OM), en donde además del cargo por consumo de energía (kWh), presenta un cargo por demanda máxima o facturable (kW).

En términos generales, la administración de la demanda es la acción de interrumpir por intervalos de tiempo la operación de cargas eléctricas que inciden directamente sobre la demanda máxima, a fin de reducir o limitar los niveles de consumo en razón de los precios tarifarios comúnmente conocido como cambio de hábito de consumo (CFE, 2015d).

Es importante señalar que el cambio de hábito de consumo, se plantea como una alternativa de ahorro económico en sistemas eficientes, ya que actualmente el cargo por demanda representa entre el 20 y 30% de la facturación eléctrica; además, en las tarifas horarias, se verá reflejado una reducción en el cargo por consumo en el periodo punta (CFE, 2015d).

Por lo anterior, se requiere que el personal encargado de aplicar este tipo de programas tenga un amplio conocimiento del proceso productivo de la empresa y su capacidad de flexibilidad. Asimismo, tener conocimientos sobre las tarifas eléctricas, los consumos horarios, particulares y totales, además de los costos de producción y su balance (CFE, 2015d).



Fuente: modificado de CFE, (2015d).

El cambio de hábito, no es disminuir el consumo de energía, se trata de hacer un uso más eficiente y efectivo de la potencia que se demanda. Sin embargo, en el proceso de análisis, para controlar las cargas se encontrarán innumerables vicios ocultos, que podrán ser evaluados por los expertos de cada proceso para erradicarlos y de esta manera reducir significativamente el uso de energía eléctrica (CFE, 2015d).

Ventajas al administrar y controlar la demanda de energía eléctrica

Al establecer estrategias de cambio de hábitos de consumo de la energía eléctrica se obtienen los siguientes beneficios (CFE, 2015d):

- Conocimiento de la estructura tarifaria del personal operativo.
- Involucramiento del personal para conocer todas las etapas del proceso.
- Crecimiento de la cultura del ahorro en la organización.
- Disminución del cargo por demanda kW.
- Disminución del consumo en el horario punta (tarifas horarias).
- Empresas más competitivas.

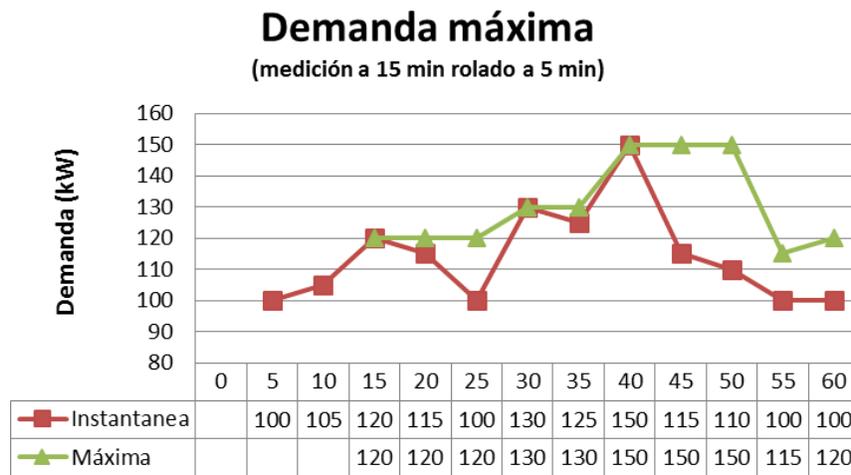


Subtema 1. Conceptos de demanda

Control de la Demanda. Es la administración de las principales cargas eléctricas para reducir e imponer un límite máximo a la demanda (kW) durante ciertos períodos de tiempo.

Los cargos por demanda máxima representan un componente importante y apreciable de la factura eléctrica. Dependiendo del factor de carga de la planta, los cargos directos por demanda típicamente representan del 20% al 30% de la factura.

Demanda máxima medida. Es la demanda medida en kW durante cualquier *intervalo de 15 min (rolados a 5 min)*, en el cual la demanda de energía eléctrica fue mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos.



En este caso, la demanda máxima registrada en una hora es de 150 kW.

En las tarifas horarias, estos valores medidos de la demanda máxima se registran mensualmente durante el período punta, intermedio y base.

Demanda Facturable. Es un concepto que se aplica sólo en las tarifas horarias, la cual se obtiene mediante fórmula con base en las demandas máximas medidas en los periodos de punta, intermedio y base.



Factor de Carga (FC). El factor de carga es la relación entre el consumo total de energía durante un periodo de tiempo determinado (típicamente un mes) y el consumo que habría resultado de la utilización continua de la demanda máxima durante el periodo de facturación, típicamente 730 h/mes.

$$FC [\%] = \frac{\text{Consumo de energía (kWh/mes)}}{\text{Demanda máxima (kW)} * \text{periodo } \left(\frac{h}{\text{mes}}\right)} \times (100)$$

En términos generales, el FC es un indicador del aprovechamiento de la capacidad instalada, y es útil para determinar el efecto relativo de la demanda máxima sobre la factura eléctrica y ayuda a evaluar la oportunidad de reducción de demanda.

Un factor de carga bajo en una planta puede usarse como indicativo de la posibilidad de controlar la demanda. El factor de carga máximo es 1.0, difícil de alcanzar, pero mientras más alto es el factor de carga, mejor es la utilización de la capacidad instalada de la planta y menor es el costo promedio de la energía (ver Tabla 13) (Watergymex, 2015).

Tabla 13. Relación del factor de carga y el costo unitario de la energía, Tarifa OM.

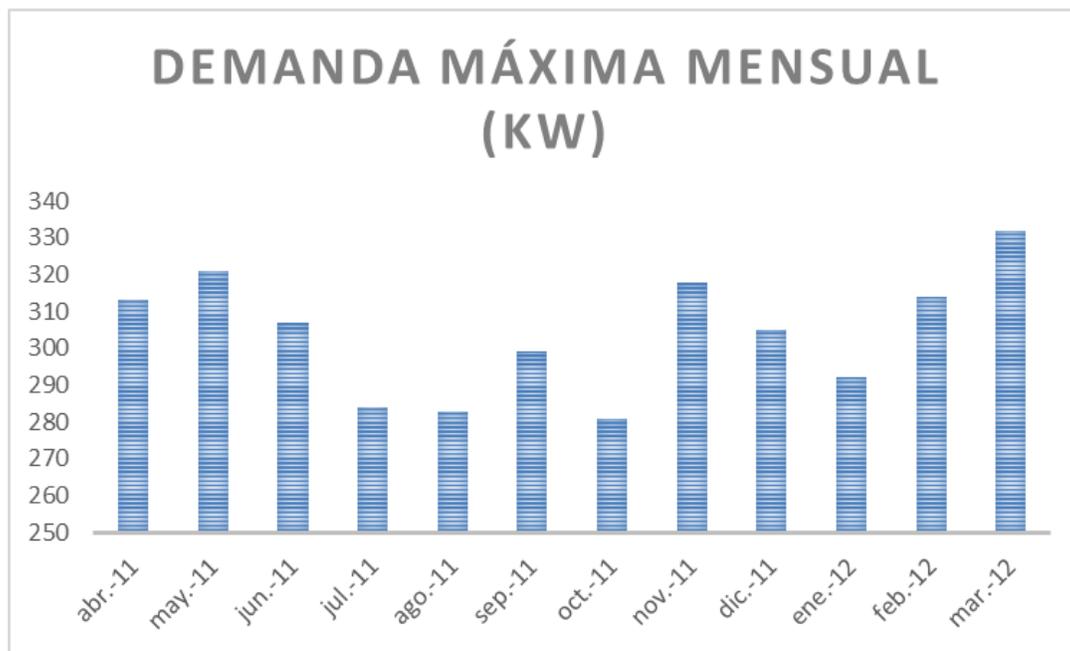
Operación de la planta	Consumo de energía (kWh/mes)	Demanda máxima (kW)	Factor de Carga	Costo \$/kWh
Un turno	9,000	80	15%	2.56
	9,000	72	17%	2.40
	9,000	64	19%	2.24
Dos turnos	18,000	80	31%	1.76
	18,000	72	34%	1.68
	18,000	64	39%	1.61
Tres turnos	36,000	80	62%	1.37
	36,000	72	68%	1.33
	36,000	64	77%	1.29

En la tabla se utilizaron los precios de energía eléctrica para la tarifa OM, región central del mes de diciembre de 2015. Costo por demanda máxima 178.38 \$/kW y 0.971 \$/kWh por consumo de energía. Para calcular el factor de carga se consideró un periodo de facturación de 730 horas al mes.



Subtema 2. Análisis del perfil de carga

Cuando el factor de carga indica que existe la posibilidad de controlar la demanda, se pueden desarrollar curvas de carga o perfiles de demanda, a fin de determinar cuándo y de dónde provienen las contribuciones a la demanda máxima.



Las curvas de carga deben graficarse empezando con la escala de tiempo más grande como se muestra en la siguiente tabla (Watergymex, 2015):

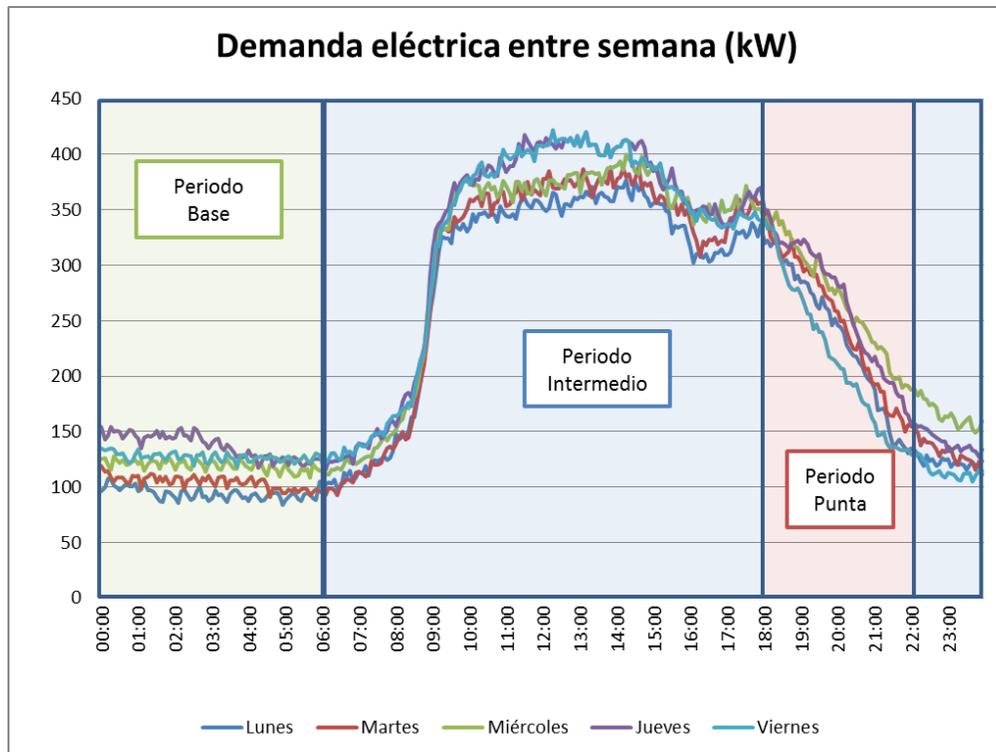
Tabla 14. Características de las Curvas de Carga.

Curva de carga	Período	Fuente de datos
Demanda máxima mensual	Al menos de dos años (dependerá de la profundidad del estudio)	Facturas eléctricas
Diaria	Mínimo una semana	Analizador de redes eléctricas
Horaria	Uno o dos ciclos de trabajo o un día típico	Analizador de redes eléctricas

Con el perfil de la demanda máxima mensual se puede identificar rápidamente el patrón de demanda durante el año y determinar cuáles meses pueden contribuir más a la demanda máxima (Watergymex, 2015).



Mediante el análisis de redes eléctricas, se puede determinar en los horarios en que ocurre el valor máximo registrado en el mes. Para las instalaciones en tarifa horaria es conveniente señalar los periodos horarios: base, intermedio y punta.



En el análisis de las curvas de carga o perfiles de demanda, se deben detectar los patrones de uso y si estos corresponden a otras variables, como la producción, periodos laborales, temporalidad (verano, fuera de verano), entre otras.

Las respuestas a estas preguntas, permitirán asegurar con mayor grado la posibilidad de implementar un sistema de controlar la demanda; sin embargo, aún será necesario hacer mediciones adicionales para identificar al equipo en particular que está contribuyendo a la demanda y en qué medida (Watergymex, 2015).



Subtema 3. Métodos de control de la demanda

La demanda máxima puede ser administrada mediante el control de cargas manual o con ayuda de dispositivos automáticos. En ambos métodos existen ventajas y desventajas, además de diferentes grados de complejidad y costos (Watergymex, 2015).

Método manual

La implementación de un control de demanda manual, consiste en establecer un programa o itinerario de la operación de las diferentes cargas, monitoreando su comportamiento para no rebasar el valor de demanda previamente acordado.

El personal coordina la operación de los equipos en función del proceso de producción a fin de evitar los picos de cargas innecesarias. Tiene limitaciones en cuanto a rapidez y precisión por el factor humano; no obstante, es recomendable comenzar con un método manual de control de cargas antes de automatizar este proceso.

Método Automático

El control de demanda automático, debe ser considerado cuando la demanda es muy variable y su control sea económicamente factible debido a la exigencia de las cargas a controlar. Sin importar el tipo de control que se utilice, debe conocerse el proceso de producción perfectamente, ya que de ahí se toman los datos para realizar la optimización, tales como (CFE, 2015d):

- Información de valores de producción y energía necesarios.
- La identificación del día y la hora en que ocurre la demanda máxima y las cargas que contribuyen a la misma.
- La identificación de los equipos que pueden sacarse de operación sin afectar el proceso de producción.

Por otro lado, la implementación de un control automático de demanda requiere realizar previamente las siguientes actividades (Watergymex, 2015):

- Determinar la carga base para la administración de la demanda. Estas son las cargas en las cuales no se puede aplicar un control automático de demanda.



- Establecer en qué áreas del proceso o cargas es posible realizar un control de demanda.
- Establecer procedimientos de operación de la planta que ayuden a la implementación de un control de demanda.
- Diseñar la lógica del control de demanda, asignando prioridades a las cargas a ser controladas y establecer el método para el control de demanda.
- De preferencia practicar el método de control mediante procedimientos manuales, para verificar que no se presenten trastornos a la producción y/o confort, para los cuales se tienen operando los equipos.

Prioridad de desconexión de cargas. Para definir el nivel de prioridad de las cargas se tendrán que realizar varias juntas con el personal operativo de la empresa y que ellos estén completamente de acuerdo con el nivel de prioridad y el tiempo máximo de desconexión (CONAE, 2015).

Tabla 15. Prioridad de las Cargas Eléctricas.

Prioridad	Descripción
Prioridad “0”	Es para aquellas cargas que pueden ser desconectadas en tiempos dispersos: noches, cambios de turno, ciclos de descanso, etc. Sin efectos adversos sobre el proceso productivo o servicio.
Prioridad “1”	Es para aquellas cargas que, aunque su termostato, manómetro, electro - nivel, etc., pidan un arranque, este pueda ser retrasado o adelantado 30 minutos o más.
Prioridad “2”	Es para aquellas cargas que puedan retrasar o adelantar su arranque menos de 30 pero más de 15 minutos.
Prioridad “3”	Aquellas que no puedan retrasar o adelantar su arranque ni 15 minutos.

Fuente: CONAE, (2015).

Entre mayor sea el número de cargas con la prioridad “0”, mayor flexibilidad y potencial de ahorro tendrá el sistema de administración de la demanda. Por el contrario, si la mayoría de las cargas seleccionadas son de prioridad “3” implicaría que no hay oportunidad de establecer un sistema de administración de la demanda o que será necesario realizar un trabajo más profundo.

Cuando se utilizan equipos de control, la conexión – desconexión de las cargas se lleva a cabo en función de un algoritmo interno que por un lado optimiza el número de maniobras y por otro garantiza, si el equipo está correctamente programado y se siguen sus indicaciones, para que no pase de la demanda programada. Se recomienda en primera instancia, que el personal de la planta evalúe los potenciales de ahorro que pudieran tener mediante un control manual, para que posteriormente se pueda controlar con un equipo automático.



Para saber más



Correos del Ecuador (2014). BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2014. Disponible en:

<https://www.youtube.com/watch?v=NjN-UY2JGhw>



CONAE (Consultada en 2015). *Control de la Demanda Eléctrica: Información básica*. México. Disponible en:

<http://conae.gob.mx/programas/control1/informacion-control-demanda.doc>



Cierre de la unidad

Al finalizar esta unidad habrás comprendido los criterios normativos y técnicos para el establecimiento del sistema tarifario de la energía eléctrica en México, así como los procedimientos y conceptos fundamentales para la interpretación de la factura eléctrica a nivel doméstico, comercial e industrial.

Ahora tienes la posibilidad de comparar los costos de una tarifa comercial con una tarifa industrial y determinar cuál es la tarifa más económica. Asimismo, las ventajas económicas de tener una tarifa doméstica de bajo consumo frente a una tarifa DAC.

El conocimiento adquirido de las tarifas eléctricas y los conceptos de la energía reactiva, te permitirán evaluar el ahorro energético y económico por optimizar el factor de potencia en una instalación. Asimismo, los conceptos de demanda máxima y factor de carga establecen una base importante de conocimientos para abordar los sistemas de administración de la demanda.



Fuentes de consulta



- CRE (2007). *Recomendaciones de política de tarifas eléctricas*. Comisión Reguladora de Energía, México.
- CFE (2004). *Instructivo para la interpretación y aplicación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica*. México.
- CFE (2014). *Informe Anual 2014*. México
- CFE (2015a). *Estadísticas, clientes*. Consultada enero de 2016 en su sitio web: http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/clientes.aspx
- CFE (2015b). *Tarifas domésticas*. Consultada enero de 2016 en su sitio web: http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_casa.asp
- CFE (2015c). *Tarifas industriales*. Consultada enero de 2016 en su sitio web: http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp
- CFE (2015d). *Administración y control de su demanda de energía*. Consultada diciembre de 2015. Recuperado de: <http://www.cfe.gob.mx/Industria/AhorroEnergia/Lists/Ahorro%20de%20energia/Attachments/1/Administraciondelademandadeenergia.pdf>
- SENER (2008). *Estudio sobre tarifas eléctricas y costos de suministro*. México.
- IMC (2006). *Estudio sobre tarifas eléctricas en México. Hacia una estructura tarifaria eficiente que apoye a la competitividad de la economía*. Instituto Mexicano para la Competitividad, A.C. México. Febrero de 2006.
- Sector Electricidad (2014). *Uso de costos marginales*. Recuperado de: <http://www.sectorelectricidad.com/10785/uso-de-costos-marginales/>



- RTR Energía (2012). *Compensación de energía reactiva*. Recuperado de: http://www.rtrenergia.es/downloads/reactiva_2012.pdf
- Schneider Electric (2015). *Mejora del factor de potencia y filtrado de armónicos*: Capítulo L. Guía de diseño de instalaciones eléctricas 08. Consultada diciembre de 2015. Recuperado de: https://www.schneiderelectric.es/documents/local/productos-servicios/distribucion_electrica/guia_instalaciones_electricas/capitulo-l-mejora-factor-potencia-filtrado-armonicos.pdf
- Ruelas-Gómez, Roberto (2015). *Factor de potencia de desplazamiento*: Capítulo 2. Consultada diciembre de 2015. Recuperado de: http://www.ruelsa.com/notas/rt/rt126_factordepotencia.pdf.
- ASEA RTC. Corrección de factor de potencia con capacitores. Documento BJ 90 - 01 SP.
- CONAE (2002a). *Tarifas eléctricas aplicables en México*. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. México. Marzo 2002. Disponible en: <http://slideplayer.es/slide/2456722/>
- CONAE (2002b). *Metodología Control de la demanda: Manual de trabajo*. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. México.
- CONAE (2015). *Control de la Demanda Eléctrica: Información básica*. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. México. Consultado en diciembre de 2015. Documento recuperado de: <http://conae.gob.mx/programas/control1/informacion-control-demanda.doc>
- Factor de Potencia (2002). Presentación recuperada de: http://www.slideserve.com/Pat_Xavi/factor-de-potencia
- EcuRed (2015). *Características de las cargas típicas de las redes eléctricas de distribución*. Enciclopedia colaborativa en la red cubana. Consultada en diciembre de 2015. Disponible en: http://www.ecured.cu/Caracter%C3%ADsticas_de_las_cargas_t%C3%ADpicas_de_las_redes_el%C3%A9ctricas_de_distribuci%C3%B3n
- Watergymex (2015). *Curso básico de ahorro de energía eléctrica*. Consultado en diciembre de 2015. Recuperado de: <http://www.watergymex.org/contenidos/rtecnicos/Diagnosticos%20para%20agua%20y%20energia/CURSO%20BASICO%20DE%20AHORRO%20DE%20ENERGIA%20ELECTRICA.pdf>