

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA

INSTITUTO DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA TERMODINÁMICA



**IDENTIFICACIÓN Y DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DEL
SERVICIO ELÉCTRICO EN BAJA CALIFORNIA**

TESIS

QUE

PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERÍA TERMODINÁMICA

PRESENTA:

HÉCTOR ENRIQUE CAMPBELL RAMÍREZ

DIRECTOR

DR. CARLOS PÉREZ TELLO

MEXICALI BAJA CALIFORNIA

FEBRERO DE 2005

Dedicado a:
Mi Esposa María Dolores
y
Mis Hijos Héctor, Víctor y Oscar.

Con agradecimiento a:

Mis Padres †

Héctor y Socorro

Mi reconocimiento a:
Dr. Carlos Pérez Tello
M.I. Susana Norzagaray

Contenido

Índice general.

	Pág.
Índice de tablas _____	11
Índice de figuras _____	17
Resumen _____	27
Capítulo 1: Identificación y definición del problema _____	33
Identificación y definición del problema _____	34
Marco de referencia _____	38
Objetivos del trabajo _____	43
El enfoque del trabajo _____	44
Capítulo 2: Descripción del sistema eléctrico de Baja California _____	49
Resumen _____	50
Generación _____	50
Transmisión _____	52
Distribución _____	53
Crecimiento de la población en Baja California 1990-2002	54
Evolución de usuarios en Baja California 1995-2002 _____	56
Evolución de las ventas (MWh) en Baja California 1995- 2004 _____	59
Evolución de la demanda en Baja California 1995-2002	63
Evolución de los productos del sistema eléctrico de Baja California 1993-2002 _____	68

	Pág.
Capítulo 3: Escenarios para el servicio de energía eléctrica en Baja	
California _____	75
Resumen _____	76
Población 2000-2010 _____	77
Usuarios 2000-2010 _____	79
Ventas 2000-2010 (50)	80
Consumo por usuario 2000-2010 _____	81
Demanda y capacidad instalada _____	83
Generación y costos de producción _____	85
Capítulo 4: Parámetros técnicos y económicos del Sistema Eléctrico	
Nacional y de Baja California _____	97
Resumen _____	98
Parámetros técnicos del Sistema Nacional y en Baja California _____	98
Parámetros económicos del sistema nacional y en Baja California _____	106
Capítulo 5: Impacto del clima en el servicio de energía eléctrica en	
Baja California _____	141
Climatología _____	142
Horas-grado _____	144
Climatología de Mexicali _____	149
Comparativos con otras ciudades _____	152

	Pág.
El concepto de horas-grado y su potencial de aplicación en planeación energética _____	155
Temperaturas promedio _____	160
Índice de calor _____	164
Capítulo 6: Impacto social y económico _____	172
Sector doméstico _____	173
Sector Industrial _____	201
Comparación del comportamiento en el consumo de electricidad de industrias seleccionadas de Mexicali_____	204
Comparación del efecto en la industria de las diferentes tarifas regionales sobre la facturación anual por consumo de electricidad _____	209
Comparación de facturación entre industria de la misma rama en diferentes países _____	216
Capítulo 7: Diagnóstico del Sistema Eléctrico _____	218
Diagnóstico _____	219
Diagnóstico sector residencial _____	229
Diagnóstico sector industrial _____	231
Capítulo 8: Conclusiones y recomendaciones _____	233
Conclusiones _____	234
Estrategias _____	239
Alternativas de solución _____	240

	Pág.
Listado y clasificación de acciones _____	241
Discusión y alcance de las acciones _____	243
Unidades y factores de conversión _____	257
Glosario, abreviaturas, siglas _____	259
Bibliografía _____	266

Índice de tablas.

	Pág.
Tabla 1.1:	
Datos de electricidad en países seleccionados (2000) _____	35
Tabla 1.2:	
Clasificación de países por su desarrollo humano _____	38
Tabla 1.3:	
Índice de desarrollo humano y parámetros eléctricos para países seleccionados (2000) _____	39
Tabla 2.1:	
Sistema Geotermoeléctrico de Cerro Prieto(2002) _____	50
Tabla 2.2:	
Central Termoeléctrica Presidente Juárez (2002) _____	51
Tabla 2.3:	
Plantas de respaldo (2002) _____	51
Tabla 2.4:	
Generación bruta en Baja California _____	52
Tabla 2.5:	
Tarifas y sectores _____	56
Tabla 2.6:	
Participación porcentual y crecimiento de usuarios por tarifas _____	58

	Pág.
Tabla 2.7:	
Participación porcentual de usuarios y consumo por tarifas 2004, tasas de crecimiento en usuarios y consumo 1995-2004 _____	61
Tabla 3.1:	
Tasas de crecimiento de la población en Baja California 2000-2010__	78
Tabla 3.2:	
Habitantes por usuario doméstico _____	79
Tabla 3.3:	
Proyección de usuarios en Baja California y tasas de crecimiento(2000-2010) _____	80
Tabla 3.4:	
Tasas de crecimiento del consumo en Baja California 2000-2010 ____	81
Tabla 3.5:	
Tasas de crecimiento del consumo por usuario en Baja California 2000-2010 _____	82
Tabla 3.6:	
Capacidad a instalar en Baja California para exportación _____	85
Tabla 3.7:	
Eficiencia de conversión y costos indirectos en la generación _____	87
Tabla 4.1:	
Parámetros técnicos del SEN y en Baja California (2000)_____	101

	Pág.
Tabla 4.2:	
Estados de resultados CFE (1998-2000) _____	107
Tabla 4.3:	
Distribución de los costos de explotación (1998-2000) _____	108
Tabla 4.4:	
Estado de resultados reportados en Estados Financieros de CFE ____	113
Tabla 4.5:	
Cálculo de la relación precio/costo _____	114
Tabla 4.6:	
Indicadores de consumo de electricidad en México (2000) _____	127
Tabla 4.7:	
Balances de energía (GWh) en Baja California _____	130
Tabla 4.8:	
Balances y cálculo de relación precio/costo en Baja California ____	131
Tabla 5.1:	
Temperatura promedio mensual para Mexicali. _____	160
Tabla 5.2:	
Temperatura promedio mensual de Hermosillo, Son. _____	161
Tabla 5.3:	
Enfermedades causadas por efecto del calor _____	166
Tabla 5.4:	
Índice de calor en unidades inglesas _____	167

	Pág.
Tabla 5.5:	
Índice de calor en grados Celsius _____	168
Tabla 5.6:	
Índice de calor mes de agosto del 2000. (Grados Celsius) _____	170
Tabla 6.1:	
Consumos mínimo, indispensable y realizable en Mexicali _____	176
Tabla 6.2:	
Distribución de usuarios del sector doméstico en Mexicali (2002) ____	179
Tabla 6.3:	
Salarios mínimos y kWh/salario mínimo en Mexicali _____	180
Tabla 6.4:	
Distribución de viviendas por el número de electrodomésticos _____	186
Tabla 6.5:	
Distribución de viviendas por equipos de acondicionamiento ambiental _____	187
Tabla 6.6:	
Distribución de viviendas por combinación de equipos de acondicionamiento ambiental _____	187
Tabla 6.7:	
Distribución de viviendas por tipo de iluminación _____	188
Tabla 6.8:	
Distribución de viviendas por otros bienes _____	189

Tabla 6.9:

Distribución de viviendas de Mexicali por factura y consumo de electricidad en el mes de febrero _____ 189

Tabla 6.10:

Distribución de viviendas de Mexicali por factura y consumo de electricidad en el mes de agosto _____ 190

Tabla 6.11:

Distribución de viviendas de Mexicali número y edad de ocupantes__ 191

Tabla 6.12:

Distribución de viviendas de Mexicali por el número de personas con ingresos _____ 191

Tabla 6.13:

Distribución de viviendas de Mexicali por ingresos semanales _____ 192

Tabla 6.14:

Distribución de personas en Mexicali por ingresos semanales _____ 193

Tabla 6.15:

Distribución de viviendas en Mexicali por ingreso per cápita_____ 193

Tabla 6.16:

Distribución de viviendas en Mexicali por ocupantes por recámara____ 194

Tabla 6.17:

Distribución de viviendas en Mexicali por consumo en invierno _____ 195

	Pág.
Tabla 6.18 Distribución de viviendas en Mexicali por consumo en verano _____	195
Tabla 6.19:	
Distribución de viviendas en Mexicali por consumo anual _____	196
Tabla 6.20:	
Distribución de viviendas en Mexicali por factura anual _____	197
Tabla 6.21:	
Distribución de viviendas en Mexicali por impacto en febrero _____	198
Tabla 6.22:	
Distribución de viviendas en Mexicali por impacto en agosto _____	199
Tabla 6.23:	
Distribución de viviendas en Mexicali por impacto anual _____	200
Tabla 6.24:	
Tarifas y sectores _____	201
Tabla 6.25:	
Distribución de usuarios, ventas y productos en tarifas de media y alta tensión en Baja California (2001) _____	202
Tabla 6.26:	
Distribución de usuarios, ventas y productos en tarifas de media y alta tensión en Mexicali y en Baja California _____	204

Índice de figuras.

	Pág.
Figura 1.1:	
Desarrollo humano y electricidad _____	40
Figura 2.1:	
Evolución de la población en Baja California (1990-2002) _____	55
Figura 2.2:	
PIB/Habitante, tasas compuestas de crecimiento de la población y del PIB en Baja California en el período 1995-2001 _____	55
Figura 2.3:	
Evolución de usuarios por tarifas en Baja California _____	57
Figura 2.4:	
Evolución de usuarios del sector doméstico en Baja California _____	58
Figura 2.5:	
Distribución usuarios sector doméstico en Baja California (2002) _____	59
Figura 2.6:	
Distribución de los consumos por tarifas en Baja California (2004) _____	60
Figura 2.7:	
Evolución de ventas (MWh) por tarifas en Baja California _____	60
Figura 2.8:	
Tasas de crecimiento de la población, del consumo, del PIB e intensidad energética (MWh/PIB) en Baja California (1995-2001) _____	62

	Pág.
Figura 2.9:	
Participación de los municipios de Baja California en el consumo de electricidad del sector doméstico (2004) _____	63
Figura 2.10:	
Demanda máxima en Baja California en el año 2001 _____	64
Figura 2.11:	
Evolución de la demanda y la capacidad instalada en Baja California (1995-2002) _____	65
Figura 2.12:	
Demanda máxima en Mexicali en el año 2001 _____	67
Figura 2.13:	
Productos del Sistema Eléctrico de Baja California 1993-2001 (Miles de pesos constantes de 1993) _____	69
Figura 2.14:	
Distribución de los productos en Baja California (2001) _____	70
Figura 2.15:	
Evolución de los precios en Baja California 1993-2001 \$/kWh a valores constantes de 1993 _____	71
Figura 2.16:	
Evolución de las tasas de variación de precios en Baja California 1995-2001 (Base 1995) _____	72

Figura 2.17:

Evolución de las tasas de variación de precios, consumos, productos,
PIB y demanda en Baja California 1995-2001 _____ 73

Figura 2.18:

Evolución de las tasas de variación de consumo, productos,
población, consumo por usuario, precios y salarios mínimos en el
sector doméstico de Baja California 1995-2001 _____ 74

Figura 3.1:

Proyección de la población en Baja California (2000-2010) _____ 78

Figura 3.2:

Distribución de la población en Baja California 2010 _____ 78

Figura 3.3:

Proyección de las ventas (MWh) en Baja California (2000-2010) _____ 81

Figura 3.4:

Consumo por usuario en el sector doméstico de Baja California
(2000-2010) _____ 82

Figura 3.5.

Demanda y capacidad instalada en B.C. Período 2000-2010 _____ 83

Figura 3.6:

Capacidad instalada y planeada en Baja California hasta 2004 _____ 84

Figura 3.7:

Mercado eléctrico para CFE en Baja California 1991-2010 _____ 86

	Pág.
Figura 3.8:	
Costo de los combustibles en Baja California _____	86
Figura 3.9:	
Costos de generación en Baja California 2002-2010 _____	88
Figura 3.10:	
Oferta de electricidad en Baja California y costo medio de producción, 1991-2010 _____	89
Figura 3.11:	
Precios de gas natural _____	90
Figura 3.12:	
Sensibilidad de los costos de generación _____	91
Figura 4.1:	
Red eléctrica nacional y capacidad instalada _____	99
Figura 4.2:	
Estructura energética Nacional y en Baja California _____	100
Figura 4.3:	
Distribución de ventas por tarifas en el SEN y en Baja California _____	104
Figura 4.4:	
Demandas máximas en el SEN (2002) _____	105
Figura 4.5:	
Demanda máxima mensual en Baja California (2001) _____	105

	Pág.
Figura 4.6:	
Demanda máxima horaria en Baja California y promedio de las áreas Occidental, Central, Oriental y Peninsular _____	106
Figura 4.7:	
Precios medios sectoriales y costos de producción en México _____	115
Figura 4.8:	
Flujos de productos y subsidios (2001) _____	117
Figura 4.9:	
Distribución sectorial de productos y subsidios (2001) _____	118
Figura 4.10:	
Diferencias entre productos y costos de producción, sin considerar aprovechamiento (miles de pesos) _____	120
Figura 4.11:	
Participación de los costos de generación, transmisión y distribución en el costo total de producción (Dólares/kWh, 1997) _____	122
Figura 4.12:	
Flujo de subsidios entre entidades federativas (2000) _____	125
Figura 4.13:	
Porcentaje de uso de tarifas de alta tensión y riego agrícola por entidades federativas (2000) _____	125
Figura 4.14:	
Consumo de electricidad por habitante por año en diferentes países _	128

	Pág.
Figura 4.15:	
Intensidad energética en diferentes países _____	128
Figura 4.16:	
Precios medios sectoriales y costos de producción en B. C. _____	134
Figura 4.17:	
Precios medios de electricidad industrial y doméstica en diferentes países _____	134
Figura 4.18:	
Flujos de productos y subsidios en Baja California (2001) _____	136
Figura 4.19:	
Distribución sectorial de productos y subsidios en B. C. (2001) _____	137
Figura 4.20:	
Diferencias entre productos y costos de producción en Baja California, sin considerar aprovechamiento (miles de pesos) _____	138
Figura 4.21:	
Costos de generación pronosticados para 2005 _____	139
Figura 5.1:	
Delimitación de la zona de confort _____	144
Figura 5.2:	
Representación esquemática del concepto de horas-grado _____	147
Figura 5.3:	
Porcentaje de tiempo fuera de la zona de confort en Mexicali, 1995 _	149

	Pág.
Figura 5.4:	
Total de horas para diferentes intervalos de temperatura en los meses de verano (mayo-octubre, 1995)_____	150
Figura 5.5:	
Horas-grado promedio mensuales. Período 1993-2001 _____	151
Figura 5.6:	
Horas-grado totales anuales para Mexicali. 1993-2001 _____	152
Figura 5.7:	
Comparativo de horas-grado promedio mensuales entre Mexicali, B.C. y Hermosillo, Son. (período 1993-2001) _____	153
Figura 5.8:	
Comparativo de horas-grado promedio totales anuales entre Mexicali, B.C. y Hermosillo, Son. _____	154
Figura 5.9:	
Comparativo entre cuatro ciudades de horas-grado promedio mensuales. Período 1993-2001. _____	155
Figura 5.10:	
Demanda máxima calculada con horas-grado y real. Edificio Árbol 3 de Telnor. 1995-1996. _____	156
Figura 5.11:	
Consumo eléctrico calculado con horas-grado y real. Edificio Árbol 3 de Telnor. 1995-1996 _____	157

	Pág.
Figura 5.12:	
Demanda máxima vs horas-grado. Municipio de Mexicali, 2000. ____	158
Figura 5.13:	
Demanda máxima vs horas-grado. Municipio de Mexicali, 2001 ____	158
Figura 5.14:	
Correlación entre horas-grado y consumo eléctrico del municipio de Mexicali, verano del 2000. _____	159
Figura 5.15:	
Correlación entre horas-grado y consumo eléctrico del municipio de Mexicali, verano del 2000 _____	159
Figura 5.16:	
Comparativo de horas-grado vs temperatura promedio mensual para Mexicali, B.C. y Hermosillo, Son. _____	161
Figura 5.17:	
Horas-grado y temperaturas promedio máximas de Mexicali, B.C. en años récord _____	162
Figura 5.18:	
Comparativo entre años récord en horas-grado y temperaturas promedio máximas mensuales. _____	163
Figura 5.19:	
Riesgo a la salud por efecto del índice de calor en Mexicali. 2001. ____	169

	Pág.
Figura 6.1:	
Riesgo a la salud por efecto del índice de calor en Mexicali. 2001____	175
Figura 6.2:	
Consumos mínimo, indispensable y realizable anuales _____	177
Figura 6.3:	
Salarios mínimos y kWh/salario mínimo en Mexicali _____	181
Figura 6.4:	
Distribución de viviendas por el número de recámaras _____	186
Figura 6.5:	
Distribución de usuarios y consumos en Tarifa HM en Mexicali (2001)	203
Figura 6.6:	
Demanda mensual y máxima anual (kW) para industrias de Mexicali (2001) _____	205
Figura 6.7:	
Consumo mensual y promedio (kWh) para industrias de Mexicali (2001) _____	206
Figura 6.8:	
Factura mensual y promedio (Pesos) para industrias de Mexicali (2001) _____	207
Figura 6.9:	
Precios mensuales y precio medio (\$/kWh) para industrias de Mexicali (2001 _____	207

	Pág.
Figura 6.10:	
Correlación de la demanda con el consumo, la factura y el precio medio para industrias de Mexicali (2001) _____	208
Figura 6.11:	
Curva de demanda tipo _____	211
Figura 6.12:	
Distribución de consumo tipo en Baja California _____	212
Figura 6.13:	
Distribución de consumo tipo en Nuevo León _____	213
Figura 6.14:	
Demanda facturable _____	213
Figura 6.15:	
Facturación en Baja California _____	214
Figura 6.16:	
Facturación en Nuevo León _____	214
Figura 6.17:	
Precio unitario de electricidad _____	215
Figura 6.18:	
Comparación entre empresas de Canadá, Estados Unidos y Baja California _____	216

RESUMEN

En diferentes momentos que pueden contarse en decenios, muchos grupos de varios sectores se han acercado a diversos organismos, comisiones e instituciones buscando solucionar el problema de las tarifas eléctricas de Mexicali, Baja California.

Esta tesis es uno de tantos resultados, cuando el CDEM¹ solicitó a la Universidad Autónoma de Baja California (UABC) un estudio más en busca de soluciones a tan añejo problema y nuestra propuesta fue orientar el proyecto a la identificación y definición de la problemática del servicio eléctrico en Baja California.

La creatividad se mide por el número de soluciones que se encuentran para un problema y la velocidad con que se encuentran, y con esta definición los bajacalifornianos, por no decir todos los mexicanos, han sido muy creativos al proponer soluciones para resolver una problemática cuyas causas y efectos son del ámbito mundial.

El conflicto de nuestra limitada visión es que aún en nuestro minúsculo espacio-tiempo de control no se ha logrado identificar y definir claramente el problema, condición sine qua non para que la creatividad sea productiva.

Pueden listarse casi todas las variables endógenas y exógenas involucradas en el problema discerniendo entre causas y efectos, e incluso realizar análisis de sensibilidad buscando priorizarlas por la magnitud de su impacto, pero, ¿impacto sobre qué? ¿los usuarios, el medio ambiente, el desarrollo económico y/o social, la factibilidad del sistema.....?, lo más seguro es que con este enfoque se alimentaría aún más la candente polémica entre los

¹ Consejo de Desarrollo Económico de Mexicali, A. C.

usuarios del servicio, los que suministran el servicio, los organismos gubernamentales y no gubernamentales que buscan mediar entre las partes, mediatizando el problema, y entre los estudiosos, todos ellos buscando la mejor distribución de causas y efectos entre los actores históricos, actuales y futuros.

Por ello se aborda este trabajo con un enfoque sistémico, definiendo a priori un marco de referencia, un escenario deseable y utilizando las técnicas de la planificación para elaborar diagnósticos, proponer estrategias y soluciones.

El objetivo general del estudio se resume en: Identificar y definir el problema del servicio eléctrico en Baja California mediante el análisis de la información actualmente disponible, enfatizando el impacto de las tarifas sobre el desarrollo social y económico de consumidores residenciales, comerciales e industriales de la entidad al comparar con otras regiones similares en desarrollo económico. Asimismo, sustentar el impacto atribuible a efectos climáticos con el criterio de horas-grado desarrollado en la UABC y validar el costo de producción de Comisión Federal de Electricidad (CFE) en base al comparativo de sus instalaciones y operaciones en Baja California versus el sistema nacional e internacional.

El marco de referencia propuesto es que “el consumo de electricidad está asociado a índices de desarrollo humano (IDH) y los esfuerzos deben enfocarse a proponer, promover e implementar alternativas de solución que permitan suministrar el servicio en cantidad, tiempo, calidad y costo para coadyuvar a que estos índices sean competitivos en el medio internacional”.

Contrastar el acceso a la electricidad con el IDH es una de las contribuciones importantes de este estudio. Los países con un mejor índice de desarrollo se caracterizan por una mayor capacidad eléctrica instalada y un mayor consumo de electricidad por habitante.

Se plantea la hipótesis de que existen elementos suficientes para que al año 2010 Baja California logre ascender del lugar 36 al 28 de la escala mundial de IDH, y que es posible hacer crecer en 5% anual por arriba del crecimiento demográfico, el PIB, el consumo por habitante y la capacidad instalada por habitante.

Se analizó la posibilidad de lograr este escenario de acuerdo a las fortalezas y debilidades regionales así como las amenazas y oportunidades externas que pueden limitar o potenciar este desarrollo, y se propusieron estrategias y alternativas de acción o soluciones.

El análisis retrospectivo del sistema eléctrico de Baja California proporcionó las bases para abordar el desarrollo de escenarios deseados y esperados, identificando y definiendo la problemática energética local con el enfoque de que las políticas, estrategias y soluciones que pueden funcionar en el contexto nacional e internacional no pueden aplicarse en situaciones de excepción por el impacto social y económico que generan. El trabajo se orientó a detectar las diferencias más que las similitudes para proponer alternativas de solución.

Se incorporó formalmente la climatología como una variable fundamental al analizar los sistemas de energía eléctrica, demostrando que el concepto de

horas-grado es un mejor indicador para caracterizar el comportamiento energético de un sistema.

Se analizó la evolución de las tarifas del sector doméstico estableciendo los consumos mínimo, deseable y realizable para las viviendas de Mexicali. Debido a la falta de información para establecer el impacto de la facturación por consumo de electricidad en el ingreso de la vivienda, se realizó una encuesta a 750 viviendas en 80 colonias de la ciudad de Mexicali cuyos resultados se discuten en este documento.

Se evaluó el comportamiento hipotético de una empresa típica ubicada en Mexicali si esta fuera operada en otras regiones del país y se comparó el consumo, la facturación y los precios unitarios para tres plantas de la misma rama industrial en Canadá, Estados Unidos y en Baja California.

Finalmente se establece el diagnóstico de la situación actual del sistema y su impacto sobre el desarrollo económico y social de la entidad y se concluye que:

- Los precios de la electricidad en Baja California impactan la economía de los sectores, ponen en riesgo la salud y provocan efectos regresivos en el desarrollo humano.
- La estrategia más adecuada para lograr precios competitivos es abatir los costos de producción que son más altos que en otros países.

- La situación actual se caracteriza por tarifas con precios unitarios promedio anuales más altos que en otros países, alta variación espacial y temporal ocasionando pérdida de competitividad.

El estudio documenta y presenta alternativas factibles, no excluyentes ni limitativas, que pueden ser realizadas en forma sistemática e integral mediante una planeación estratégica.

Se demuestra que con estas acciones se pueden abatir costos de producción, disminuir precios y maximizar los beneficios potenciando el desarrollo humano de los habitantes de Baja California.

Capítulo 1

IDENTIFICACIÓN Y DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.

Identificación y definición del problema.

Identificar y definir el impacto social y económico de la problemática del servicio eléctrico en Baja California y buscar alternativas de acción que conduzcan a una solución integral definitiva, requiere un enfoque sistémico y objetivo dado el número y naturaleza de las variables involucradas en un ambiente donde la información no es fácilmente accesible ni comprensible por los oferentes y usuarios del servicio, y que además se caracteriza por una buena dosis de incertidumbre.

Plantear alternativas de solución derivadas sólo de datos del sector eléctrico proporciona una visión limitada del problema y conduce a conclusiones pobremente argumentadas. Por ejemplo, el análisis de los datos en la Tabla 1.1 puede conducir a las siguientes aseveraciones:

“El precio de la electricidad del sector residencial en México es de las más baratas del mundo”

“El consumo promedio de electricidad en México de 154 kWh/habitante por mes es suficiente para satisfacer las necesidades de la población”

“El precio de la electricidad industrial es competitivo con los principales socios comerciales de México”

“Los costos de generación son similares a la industria eléctrica internacional”

Se puede incluso inferir que la disponibilidad y los precios de la electricidad son elementos que incentivan las inversiones extranjeras en nuestro país.

País	Capacidad Instalada	Generación anual	Consumo anual	Consumo/hab	Población	Precio Industrial	Precio Residencial	Costo de Generación
	GW	TWh	TWh	kWh/hab mes	millones	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
EEUU	794.89	3799.94	3612.99	1,081	278.40	0.040	0.080	0.027
China	293.67	1307.65	1206.26	79	1,277.60			
Japón	229.25	1014.93	943.9	621	126.70	0.160	0.240	0.084
Rusia	202.765	835.572	767.082	435	146.90			0.039
Canadá	110.79	576.22	499.77	1,339	31.10	0.040	0.060	0.033
Alemania	108.81	537.34	501.73	509	82.20	0.050	0.190	
Francia	110.46	513.92	408.52	576	59.10	0.050	0.120	0.053
Reino Unido	72.37	355.76	345.04	489	58.80	0.070	0.120	
Brasil	68.84	342.3	360.64	177	170.10		0.128	0.033
Corea Del Sur	49.99	273.21	254.09	452	46.80	0.060	0.070	0.047
Italia	66.83	257.4	283.73	413	57.30	0.090	0.130	0.051
España	46.26	211.64	201.17	423	39.60	0.050	0.143	0.054
Australia	42.63	202.68	188.49	831	18.90		0.080	
México	39.00	194.37	182.83	154	98.90	0.044	0.061	0.052
Suecia	33.54	144.62	139.18	1,303	8.90	0.050	0.120	
Argentina	23.52	82.81	80.81	182	37.00	0.040	0.140	
Venezuela	21.3	80.75	75.1	259	24.20	0.040		
Colombia	13.22	43.35	40.36	80	42.30	0.050		
Portugal	10.76	43.24	41.14	346	9.90	0.060	0.110	0.048
Chile	10.27	39.58	37.9	208	15.20	0.020		
Nueva Zelanda	8.22	35.82	33.31	712	3.90			
Dinamarca	12.73	35.8	33.93	533	5.30	0.050	0.207	0.052
Baja California	1.688	8.203	8.381	252	2.49	0.047	0.065	0.056
Costa Rica	1.47	6.89	5.9	123	4.00			
Nicaragua	0.64	2.23	2.17	35	5.10	0.110		

Tabla 1.1 Datos de electricidad (EIA1, 2001) en países seleccionados, 2000¹

A nivel nacional esta información se puede interpretar de tal forma que se establezcan políticas y se tomen decisiones que frenen el desarrollo social y económico regional como:

“Los datos históricos del consumo promedio por usuario del sector residencial, indican que el consumo requerido por las viviendas en México es de 151 kWh/usuario/mes”².

¹ Se incluye Baja California para fines de comparación

² Relación del consumo del sector doméstico nacional al número de usuarios del sector doméstico.

“Los subsidios se orientarán a satisfacer el consumo promedio de las viviendas en el país, y para el consumo excedente se fijarán precios para compensar estos subsidios”

“La capacidad requerida se fijará de acuerdo a las tendencias históricas de la demanda, y con esta base se programarán las inversiones necesarias para el sector eléctrico”

“Por las restricciones económicas se eliminarán los subsidios y se utilizarán políticas de precios coercitivas para desincentivar la demanda en las horas pico y diferir las inversiones para evitar lesionar la economía del sistema eléctrico y del país”

En este contexto se atienden recomendaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, del Banco Mundial, de la Agencia Internacional de Energía y organismos similares en cuanto eliminar subsidios, liberar el mercado eléctrico, hacer un uso eficiente de la energía y/o mitigar el impacto al medio ambiente, organizaciones éstas que no están recibiendo la información real de la situación actual del sector eléctrico y de la población en México.

La dispersión de los valores máximos y mínimos con respecto al promedio nacional y los órdenes de magnitud, generan desviaciones críticas en la toma de decisiones en el contexto nacional e internacional.

Por ejemplo: La capacidad instalada, la generación y el consumo de electricidad en Baja California son 20 veces menores de los que ocurren en

todo México y, en nuestro país, son 20 veces menores que las de Estados Unidos.

La población en México es la tercera parte de la de Estados Unidos y un habitante estadounidense consume 6 veces más electricidad que un mexicano. La industria mexicana paga 10% más caro cada kWh, el sector residencial paga 25% menos y para generar cada kWh gastamos 37% más que nuestro principal socio comercial.

Pero Estados Unidos y Canadá son países muy desarrollados que con el 5% de la población mundial consumen la cuarta parte de la energía que se produce en el mundo. ¿Y si nos comparamos con el Japón donde no tienen petróleo, gas natural ni carbón?

La capacidad instalada, la generación y el consumo son cinco veces mayores en Japón que en México, los precios de la electricidad para el sector industrial y residencial en nuestro país son cuatro veces menores que los de Japón y generamos cada kWh a un 40% del costo de ese país, sin embargo, un japonés consume cuatro veces más energía que un mexicano.

Pocas veces se tiene la visión completa de la problemática existente y sus relaciones sistémicas. Para un diagnóstico realista de la problemática del servicio eléctrico en Baja California, y en particular de Mexicali, con el fin de plantear alternativas de solución se requiere un marco de referencia en el que la percepción de la magnitud de los impactos sociales y económicos no se diluya y minimice a medida que se desplaza del ámbito municipal, al regional, al nacional y al internacional.

Marco de referencia.

El marco de referencia que se propone es que “el consumo de electricidad está asociado a índices de desarrollo humano (IDH) y los esfuerzos deben enfocarse a proponer, promover e implementar alternativas de solución que permitan suministrar el servicio en cantidad, tiempo, calidad y costo para coadyuvar a que estos índices sean competitivos en el medio internacional”.

El índice de desarrollo humano es una metodología propuesta por las Naciones Unidas, que califica la calidad de vida de la población y mide las capacidades básicas promedio de las personas utilizando 3 indicadores:

- Alfabetización de adultos y niños con acceso a la educación básica y media.
- Nivel de ingresos para cubrir las necesidades básicas de acuerdo con cada país.
- Esperanza de vida de 85 años.

El valor de dicho índice señala si la población de cada país cumple con estas tres variables para alcanzar un grado de desarrollo humano deseable (Tabla 1.2).

Desarrollo humano	IDH	Posición mundial
Alto	0.939-0.801	1 a 48
Medio	0.798-0.502	49 a 126
Bajo	0.498-0.258	127 a 162

Tabla 1.2. Clasificación de países por su desarrollo humano (UNDP).

Esto remite al análisis de 24 países seleccionados para este estudio, los cuales están ordenados por sus índices de desarrollo humano y se ha incluido el consumo de electricidad por habitante por año, el ingreso per

cápita y la capacidad eléctrica instalada por habitante para observar la relación existente (Tabla 1.3).

País	Posición IDH	IDH	kWh/hab año	PIB/cápita USD98	kW instalado/hab
Australia	2	0.936	9,973	21,795	2.26
Canadá	3	0.936	16,070	22,814	3.56
Suecia	4	0.936	15,638	19,848	3.77
EEUU	6	0.934	12,978	29,240	2.86
Japón	9	0.925	7,450	23,592	1.81
Francia	13	0.924	6,912	21,214	1.87
Reino Unido	14	0.923	5,868	20,314	1.23
Dinamarca	15	0.921	6,402	23,855	2.40
Alemania	17	0.921	6,104	22,026	1.32
Nueva Zelanda	19	0.913	8,541	16,084	2.11
Italia	20	0.909	4,952	20,365	1.17
España	21	0.908	5,080	15,960	1.17
Corea Del Sur	27	0.875	5,429	13,286	1.07
Portugal	28	0.874	4,156	14,569	1.09
Argentina	34	0.842	2,184	11,728	0.64
Baja California	36	0.829	3,024	7,476	0.68
Chile	39	0.825	2,493	8,507	0.68
Costa Rica	41	0.821	1,475	5,812	0.37
México	51	0.790	1,849	7,450	0.39
Rusia	55	0.775	5,222	6,180	1.38
Venezuela	61	0.765	3,103	5,706	0.88
Colombia	62	0.765	954	5,861	0.31
Brasil	69	0.750	2,120	6,460	0.40
China	87	0.718	944	3,051	0.23
Nicaragua	106	0.635	425	1,896	0.13
Máximo	106	0.936	16,070	29,240	3.77
Mínimo	2	0.635	425	1,896	0.13
Promedio	34	0.854	5,574	14,204	1.35

Tabla 1.3 Índice de desarrollo humano y parámetros eléctricos (EIA1, 2001)³ para países seleccionados, 2000⁴

Contrastar el acceso a la electricidad con el índice de desarrollo humano es una de las contribuciones importantes de este trabajo. Los países con un mejor índice de desarrollo se caracterizan por una mayor capacidad eléctrica instalada y un mayor consumo de electricidad por habitante (Figura 1.1)

³ Parámetros eléctricos calculados en este estudio con información de capacidad instalada y consumo de electricidad de Energy Information Administration, World Energy Data Base Overview (2001)

⁴ Se incluye Baja California para fines de comparación

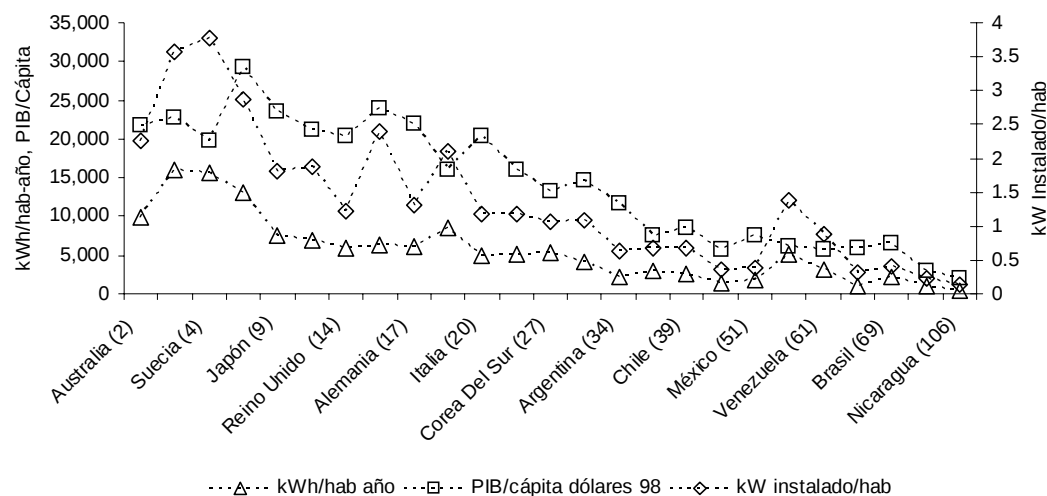


Figura 1.1: Desarrollo humano y electricidad.

Existe una gran desigualdad en el desarrollo humano dentro de nuestro país pues mientras México ocupó el lugar 51 en 1999 con un IDH de 0.790, sus 32 entidades federativas⁵ ocuparon lugares del 23 al 103 de acuerdo a la clasificación mundial.

Es evidente que el índice de desarrollo humano se mejora con un mayor consumo de electricidad por habitante, un mayor ingreso per cápita y una mayor capacidad eléctrica instalada por habitante, sin olvidar que existen otros factores que influyen sobre este índice.

Puede concluirse entonces que “Se requiere incrementar la capacidad instalada y establecer las tarifas al alcance de los habitantes del país para que incrementen su consumo y coadyuvar para que mejoren su ingreso y logren el desarrollo humano”

⁵ El Distrito Federal (0.878), Nuevo León (0.841), Baja California Sur (0.833), Baja California (0.829) y Sonora (0.823) ocuparon en 1997 las primeras cinco posiciones. A su vez, Puebla (0.741), Michoacán (0.740), Guerrero (0.721), Oaxaca (0.698) y Chiapas (0.698) se ubicaron en los últimos cinco lugares de la clasificación nacional. (IDH)

La prospectiva del sector eléctrico (SENER) basada en tendencias históricas, establece la meta de pasar de 39 GW instalados en el país a 65 GW en el período 2000-2009 (67% adicional) para hacer frente a una demanda que crece con una tasa del 6% anual.

Para lograr lo anterior estima una inversión del orden de 600 mil millones de pesos que incluye generación, transmisión, distribución, mantenimiento mayor, ingeniería y otras inversiones, así como el pago de capital por los proyectos realizados en años anteriores bajo el esquema CAT⁶.

Los productos por ventas de electricidad en el 2000 fueron del orden de 97 mil millones de pesos (CFE 2000) e insuficientes para cubrir los gastos de explotación, por lo que la estrategia planteada para lograr la meta propuesta es la reforma estructural del sistema eléctrico para permitir la inversión privada junto con la pública.

Considerando que la población de México pasará de 98.9 millones a 116 millones de habitantes en el período 2000-2010, para potenciar que México incremente su índice de desarrollo humano para pasar de la posición 51 a la 34 se requiere: Incrementar en los próximos 10 años el producto interno bruto (PIB), el consumo de electricidad y la capacidad instalada por habitante en 6.6% anual (5% arriba de la tasa demográfica) para lograr un PIB per cápita de 12,000 dólares/hab, alcanzar un consumo de electricidad de 3,000 kWh/hab y llegar a una capacidad instalada de 0.64 kW/hab, es decir, se requiere instalar 35 GW más (90% adicional), con una inversión en el sector eléctrico del orden de 800 mil millones de pesos (SENER, 2001).

⁶ Construcción, arrendamiento y transferencia.

Estos requerimientos de electricidad para potenciar el desarrollo humano no garantizan que así suceda sin la concurrencia de políticas que incrementen la esperanza de vida, el acceso a la educación básica y media y una distribución de los ingresos que permita cubrir las necesidades básicas de la población.

Una meta similar para Baja California es más factible considerando que en 1997 su IDH la ubicó en la posición 36 y que en 10 años su población pasará de 2.5 a 3 millones de habitantes.

El estudio plantea entonces la hipótesis de que existen elementos suficientes para que al año 2010 Baja California logre ascender del lugar 36 al 28 de la escala mundial de índices de desarrollo humano, y que es posible hacer crecer en 5% anual por arriba del crecimiento demográfico, el PIB, el consumo por habitante y la capacidad instalada por habitante. Esto permitiría lograr un PIB per cápita de 12,000 dólares/hab, un consumo de 4,900 kWh/habitante y una capacidad instalada de 1.1 kW/habitante. Para ello se requiere pasar de 2,270 MW instalados actualmente a 3,700 MW, es decir, instalar 1,430 MW adicionales con una inversión estimada de 8 mil millones de pesos (POISE, 2001).

Este trabajo analiza la posibilidad de lograr este escenario de acuerdo a las fortalezas y debilidades regionales, así como las amenazas y oportunidades externas que pueden limitar o potenciar este desarrollo, proponiendo estrategias y alternativas de acciones o soluciones.

Objetivos del trabajo.

Por lo anteriormente expuesto se definieron los siguientes objetivos:

1. Identificar y definir el problema del servicio eléctrico en Baja California mediante el análisis de la información actualmente disponible, enfatizando el impacto de los precios de las tarifas sobre el desarrollo social y económico de consumidores residenciales, comerciales e industriales de la entidad al comparar con otras regiones de México, Estados Unidos de América, Europa, Latinoamérica y en lugares de comparable desarrollo económico.
2. Sustentar el impacto en el desarrollo social y económico de las tarifas eléctricas atribuibles a efectos climáticos comparando los criterios de mitigación por temperatura media con el criterio de horas-grado desarrollado en el Instituto de Ingeniería de la UABC.
3. Validar el costo de generación, transmisión y distribución de CFE, en base al comparativo de sus instalaciones y operaciones en Baja California versus el sistema nacional y con operadoras de otros países, estimando el impacto en los resultados de CFE de comercializar la capacidad ociosa aparentemente existente en otros mercados como los Estados Unidos de América.
4. Elaborar un documento que proporcione el soporte técnico económico para gestionar acciones que mitiguen el impacto del incremento en los precios de la electricidad en el desarrollo social y económico de la región y coadyuve a lograr una solución integral definitiva.

El enfoque del trabajo.

En zonas consideradas como polos de desarrollo existe una relación estrecha de la disponibilidad del agua y los energéticos con la evolución económica y social de la región.

Al crecimiento natural de la población, por las tasas de natalidad y mortandad, se superpone un flujo migratorio, que se acentúa en el norte del país por la vecindad con los Estados Unidos, mercado muy atractivo de bienes y de trabajo.

En un ambiente idealizado, si la población crece al mismo ritmo que el producto interno bruto existe un equilibrio con el desarrollo económico y social de la región⁷. Si el PIB crece más rápido que la población existe una mejoría y si el crecimiento es menor se presenta un empobrecimiento o efecto regresivo.

El crecimiento económico y social de regiones en desarrollo está asociado a un incremento en el consumo y demanda de electricidad. Por otra parte, la relación del consumo de energía al PIB (intensidad energética) es una medida de la eficiencia energética válida para países desarrollados.

Es frecuente cometer el error de aplicar el concepto de intensidad energética a las regiones en desarrollo y fijar políticas de precios para abatir el crecimiento de la demanda obteniéndose resultados económicos y sociales totalmente adversos a los que se pretendía con estas políticas.

⁷ Esto supone que existe una distribución equitativa del PIB entre toda la población, lo cual no sucede en la práctica.

Cuando el suministro de electricidad es competitivo por su confiabilidad, su calidad y sus precios, las industrias establecidas crecen y se atraen nuevas industrias a la región. Se generan entonces más empleos directos e indirectos que incrementan la migración, estabilizan la población flotante, y desplazan la población económicamente activa de las actividades primarias a las secundarias y terciarias.

La demanda de viviendas aumenta y lo mismo ocurre con los servicios urbanos, los requerimientos de salud y de educación, entre otros, incidiendo sobre el crecimiento del consumo y demanda de electricidad en forma adicional al provocado por la actividad industrial.

En Baja California, el desarrollo del sistema eléctrico es presionado por ser un sistema aislado en una zona en desarrollo con un clima semidesértico que produce una curva de demanda con picos y valles pronunciados. La situación alcanza niveles críticos por el desfase de los programas de inversión y la disponibilidad limitada de energéticos primarios.

En sistemas atípicos como el de Baja California, una política de precios equivocada puede no sólo frenar el desarrollo económico y social sino producir un efecto regresivo acelerado.

El segundo capítulo de este documento se orienta a identificar y definir la problemática del sistema eléctrico de Baja California mediante la descripción resumida de su desarrollo histórico y su situación actual, lo que proporciona las bases para abordar el desarrollo de escenarios para el servicio de energía eléctrica en Baja California (Capítulo 3).

Los estudios del futuro o prospectivas en el sector eléctrico pretenden construir escenarios deseados o esperados sobre los cuales desarrollar una planeación energética.

La población de Baja California crece aceleradamente por los flujos migratorios del centro y sur del país. Al incrementarse la población aumenta el número de usuarios del sector doméstico con un ritmo de crecimiento que puede ser mayor, disminuyendo el número de habitantes por usuario. El consumo de electricidad por usuario también tiende a subir por el efecto de que los inmigrantes se incorporan gradualmente a los patrones de consumo más altos del norte del país y que los ya residentes tienden a mejorar su situación económica. El efecto global es una tendencia creciente en el consumo de electricidad del sector residencial que incide en los sectores comercial y público al expandirse el mercado de bienes y servicios.

El sector industrial es a la vez causa y efecto del crecimiento del consumo de energía eléctrica en los sectores residencial, comercial y público. Al ser atraído por la infraestructura física existente y la capacitación de los recursos humanos, el tejido industrial se renueva y crece requiriendo también más electricidad.

El sector agropecuario en la región de Baja California en sus actividades primarias tiende a ser más estable en sus consumos de electricidad debido a las limitaciones en la disponibilidad de tierra y de agua, sin que por esto deje de tener un incremento moderado en sus requerimientos de electricidad.

En un sistema aislado como el de Baja California, puede ocurrir que en un momento dado se presente capacidad instalada en exceso o déficit de capacidad, lo que implica exportar energía, operar con bajos factores de planta o importar energía.

Los programas de operación de las plantas generadoras para satisfacer la demanda o los programas de inversión en nuevas plantas son decisiones técnico económicas que dependen de la disponibilidad de tecnología y su eficiencia de conversión, de la disponibilidad y costo de los combustibles y de los costos adicionales o no asociados al combustible. Además hay que considerar los costos de transmisión, transformación y control, y los costos del proceso de distribución y comercialización.

En un escenario deseado, se consideran políticas, estrategias y acciones que regulen el consumo y la demanda, ya sea limitándolo mediante políticas de precios altos y acciones de ahorro y uso eficiente, o bien induciendo el consumo y la demanda para desarrollar una región o una rama económica en la región mediante políticas de precios bajos.

En un escenario esperado, se considera el comportamiento histórico del sistema para evaluar sus tendencias y se proyectan considerando que no existe una acción reguladora o bien, que la inercia del sistema es tal que sus tendencias no son modificadas sustancialmente en períodos de 5 o 10 años.

Se busca identificar y definir la problemática energética regional y local con el enfoque de que las políticas, estrategias y soluciones que pueden estar funcionando en el contexto nacional e internacional, no pueden ser aplicadas

en situaciones específicas substancialmente diferentes por el impacto social y económico que generan. El trabajo se orienta a detectar las diferencias más que las similitudes para proponer alternativas de solución.

El concepto de horas-grado no sólo describe cualitativa y cuantitativamente la climatología de una región particular sino que es también utilizado para describir el comportamiento energético de un sistema, logrando un elevado índice de correlación de las horas-grado con la demanda y con el consumo de electricidad de un sistema dado, no importando el tamaño del mismo. En este mismo capítulo se introduce el concepto de “índice de calor”, variable utilizada para reflejar el efecto que sobre la salud tiene la combinación de temperatura y humedad.

Capítulo 2

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA CALIFORNIA

Resumen.

Este capítulo está orientado a identificar y definir la problemática del sistema eléctrico en Baja California, particularmente en Mexicali, mediante la descripción de la capacidad instalada en generación, transmisión, y distribución, así como la evolución histórica de los principales parámetros que caracterizan al sistema, que incluyen el crecimiento poblacional, el número de usuarios, el consumo y demanda de electricidad, los precios medios y los costos de producción.

Generación.

El sistema eléctrico de Baja California tiene una capacidad instalada de 2,271.86 MW (CFE 2002). El sistema geotermoeléctrico de Cerro Prieto con 13 unidades (Tabla 2.1) se localiza a 35 km al sureste de Mexicali, opera como planta base y tiene una capacidad instalada de 720 MW.

Unidad	En operación	MW	Factor de planta	Ton de vapor por MWh	Eficiencia %	kcal/kWh
CP1U1	1973	37.5	87	8.97	14.6	5,896
CP1U2	1973	37.5				
CP1U3	1979	37.5				
CP1U4	1979	37.5				
CP1U5	1981	30				
CP2U6	1985	110	87	8.09	16.1	5,350
CP2U7	1987	110				
CP3U8	1985	110	87	7.90	16.5	5,222
CP3U9	1986	110				
CP4U10	1999	25	87	7.90	16.5	5,222
CP4U11	1999	25				
CP4U12	1999	25				
CP4U13	1999	25				

Tabla 2.1. Sistema Geotermoeléctrico de Cerro Prieto, 2002.¹

¹ Valores promedio anuales, CP1, CP2 y CP3 en 1995, CP4 estimados (UABC/CFE).

La Central Termoeléctrica Presidente Juárez se localiza en Rosarito, Baja California y se integra por 6 unidades operadas con combustóleo y 2 unidades de ciclo combinado operadas con gas natural. Funciona como una planta reguladora (Tabla 2.2) con una capacidad instalada de 1,168 MW.

El Sistema Eléctrico de Baja California tiene también 10 unidades de respaldo distribuidas en Tijuana, Mexicali y el Ciprés con una capacidad instalada de 383.86 MW (Tabla 2.3).

Unidad	En operación	MW	Factor de planta	Combustóleo lt/MWh	Eficiencia %	kcal/kWh
U1	1963	75	40.50	330	27	3,185
U2	1963	75	30.45	330	27	3,185
U3	1963	75	30.65	330	27	3,185
U4	1969	82	27.15	320	27	3,185
U5	1991	160	67.99	250	33	2,606
U6	1992	160	68.79	250	33	2,606
U7	2001	248				
U8	2001	248				

Tabla 2.2. Central Termoeléctrica Presidente Juárez, 2002.²

Unidad	En operación	MW
Mexicali U1	1974	31.2
Mexicali U2	1977	20.65
Mexicali U3	1977	20.65
Tijuana U1	1982	30
Tijuana U2	1982	30
Tijuana U3	1999	150
Ciprés U1	1981	27.43
Ciprés U2	1982	27.43

Tabla 2.3. Plantas de respaldo (2002).

La Tabla 2.4 muestra la participación de la producción de electricidad de cada una de las fuentes de energía, es evidente la importancia de la geotermia y cómo va cediendo terreno al gas natural.

²: Valores promedio anuales, U1 a U6 en 1995, no se tienen los datos para U7 y U8 (UABC/CFE).

	1997		2002 ³	
Fuente	GWh	%	GWh	%
Geotermia	4,636	66.7	5,550	41.6
Combustóleo	2,306	33.2	2,629	19.7
Gas natural	0		5,143	38.6
Diesel	10	0.1	12	0.1
Total	6,952	100.0	13,334	100.0

Tabla 2.4. Generación bruta en Baja California (SENER, 2001).

Transmisión.

La red nacional de transmisión prácticamente enlaza a todo el país excepto por cuatro pequeños sistemas aislados en la península de Baja California. Actualmente estos sistemas no han sido integrados por su localización geográfica, su distancia a la red nacional y las inversiones requeridas para su integración. El sistema en el norte de Baja California se enlaza con la red del suroeste de los Estados Unidos.

El sistema de transmisión nacional opera a voltajes de 400, 230, 161, 150 y 138 kilovolts (kV), y el sistema de subtransmisión opera a 115, 85 y 69 kV. CFE está tratando de normalizar el sistema a 400, 220, 115 y 85 kV tanto para transmisión como para subtransmisión.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se encarga del control, operación y administración de la red eléctrica nacional y está estructurado en cuatro niveles subordinados, cada uno de ellos con funciones específicas en el país.

El Centro Nacional es el primer nivel con autoridad técnica y administrativa sobre los demás niveles. Se encarga de coordinar y supervisar el sistema de generación y de la seguridad de la red de transmisión.

³ Valores estimados.

En el segundo nivel existen 8 áreas de control (Baja California es una de ellas). Cada área de control se encarga de coordinar y supervisar la generación así como la seguridad de la red de transmisión en su área geográfica.

Las Subáreas de Control constituyen el tercer nivel y están a cargo de la calidad del voltaje y del manejo de la red de transmisión en zonas cercanas a los usuarios. Operan, supervisan y coordinan su propia red.

Finalmente, en el cuarto nivel, están los Centros de Control de Distribución para la administración, coordinación y supervisión de la seguridad de la red en áreas geográficas específicas.

En el sistema de Baja California, la red de transmisión está integrada por dos subáreas: Subárea Costa y Subárea Valle. En 1995 se reportaron 2,152 km de líneas, 687 km transmitiendo a 230 kV, 229 km a 161 kV, 547 a 115 kV y 689 km a 69 kV.

En 1997 la capacidad instalada de subestaciones en el sistema era de 1,815 MVA de las cuales 223 estaban a 33 kV, 617 a 161 kV y 975 a 230 kV.

Distribución.

El proceso de distribución se integra por líneas de 115 kV o menos por lo cual utilizan voltajes de subtransmisión de 115, 85 y 69 kV y, en media tensión, 33, 23 y 13.2 kV.

El índice principal para la calidad de servicio es el tiempo de interrupción por usuario en minutos, reportándose para Baja California 47 minutos en 2001

ocupando el primer lugar en el país siendo el promedio nacional de 102 minutos.

En el proceso de comercialización CFE está integrada por 13 Divisiones de Distribución las cuales se estructuran en zonas de distribución y agencias comerciales. Son las encargadas de los servicios a usuarios como contratos, conexión, medición y facturación.

En 1995 el Sistema de Baja California contaba con una red de 13,300 km con una capacidad instalada de 2 millones de KVA utilizando más de 44,000 transformadores.

La División de Baja California atendió en el 2001 a casi 762,000 usuarios (de los cuales 680,000 correspondieron al sector doméstico) a través de 19 agencias comerciales en cuatro zonas de distribución (Tijuana, Ensenada, Tecate y Mexicali).

Crecimiento de la población en Baja California 1990-2002⁴

La población de Baja California creció a una tasa compuesta de 3.7% en el período 1990-2002. Sin embargo el crecimiento es diferente entre los municipios del estado, así el nuevo municipio de Rosarito (1995-2002) experimenta una tasa de 5.1%, seguido por Tijuana 4.3%, Tecate 3.6%, Ensenada con 3.3% y finalmente Mexicali con 2.3%. Es evidente que el crecimiento poblacional de Mexicali es afectado por lo extremo de su clima

⁴ 1990 y 2000 de acuerdo con los censos (INEGI 2000), 1995 del conteo de población y vivienda (INEGI 1995), 2000 a 2010 Proyecciones de la población de Baja California (CONAPO), a los años intermedios se aplicó la tasa compuesta de crecimiento calculada cada quinquenio.

y la población flotante y/o migrante se concentra en la zona costa del estado (Figura 2.1).

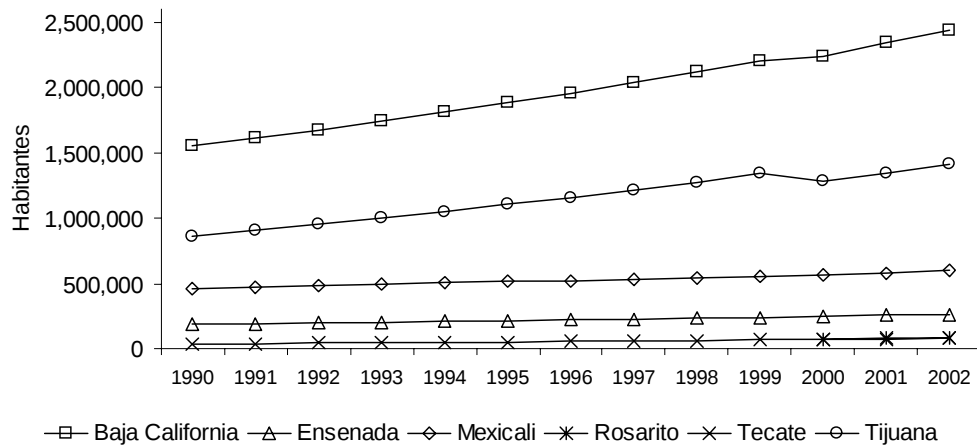


Figura 2.1. Evolución de la población en Baja California (1990-2002).

La población estimada al 2002 fue de 2,560,916 habitantes, el 48% corresponde a Tijuana, 31% a Mexicali, 15% a Ensenada, 3% a Tecate y 3% a Rosarito.

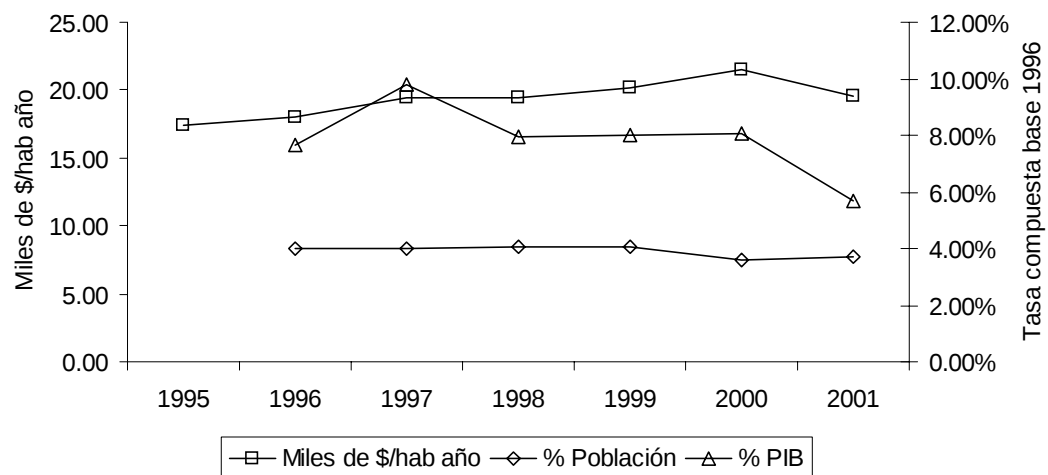


Figura 2.2. PIB/Habitante, tasas compuestas de crecimiento de la población y del PIB (INEGI 2000) en Baja California en el período 1995-2001

En la Figura 2.2 se presenta la relación del PIB a valores constantes de 1993 a la población (miles de pesos por habitante por año), la tasa compuesta de variación de la población y del PIB tomando como base el año de 1995.

De 1995 a 2001 la población creció a una tasa de 3.7% mientras que el PIB a valores constantes varió desde 7.65 hasta 5.7%. Disminuyó su ritmo de crecimiento pero se mantuvo siempre por arriba del crecimiento de la población. La relación del PIB a la población se ubica entre 15,000 y 20,000 pesos de 1993 por habitante por año.

Evolución de usuarios en Baja California 1995-2002⁵

Es importante aclarar que en la información que se reporta normalmente por el sector público identifica las tarifas con los sectores como se muestra en la Tabla 2.5. Esta descripción sectorial de tarifas introduce confusiones en los reportes estadísticos y en la planificación energética ya que existen industrias en tarifas 2 y 3 así como existen comercios, edificios públicos, hospitales en las tarifas OM y HM, de tal forma que no se discrimina la tarifa por el uso final real de la energía.

Tarifa	Aplicación	Sector
1, 1 ^a , ...	Doméstico baja tensión	Residencial
2, 3, 7	2 (<25kW) y 3 General en baja tensión, 7 temporal	Comercial
5A, 6	5A Alumbrado público, 6 Bombeo de agua potable o aguas negras servicio público	Servicios
9, 9M	Riego agrícola	Riego agrícola
OM, HM	Media tensión ordinaria(<100kW) y media tensión horaria	Mediana industria
HS, HSL, HT, HL	Alta tensión a nivel subtransmisión y transmisión	Gran industria

Tabla 2.5. Tarifas y sectores.

⁵ CFE1, Estadística de ventas. Hasta 2000 datos reportados

Sin embargo, CFE tiene un registro de usuarios que identifica la rama o giro de cada usuario que podría ser aplicado tanto para planificación como para la estructuración de las tarifas.

La Figura 2.3 muestra la evolución de usuarios por tarifa para el sistema de Baja California en el período 1995-2004. Se observa que el número total de usuarios creció a una tasa compuesta de 5 % en ese período para llegar a un total de 872,806 usuarios en el 2004.

El sector doméstico representa el 89% del total con 778,500 usuarios. En el 2000 se reportaron 652,289 usuarios, lo que promedia 3.8 habitantes por usuario, en ese año INEGI consigna 543,561 viviendas particulares con servicio de energía eléctrica, lo cual indica que cada vivienda con servicio eléctrico representa al menos un usuario, pero puede existir más de un usuario por vivienda, con un promedio de 1.2 usuarios por vivienda.

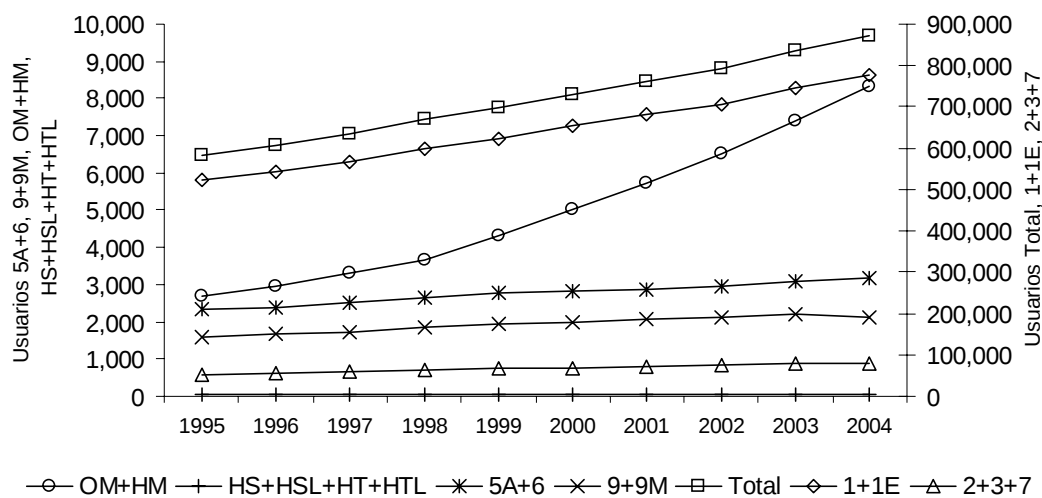


Figura 2.3. Evolución de usuarios por tarifas en Baja California (CFE1)

Los usuarios del sector doméstico presentan una tasa de crecimiento del 4.6%, mientras que la población creció en el período 1995-2001 a una tasa

de 3%, es decir, el número de usuarios del sector doméstico crece 1.5 veces más rápido que la población.

Tarifa	% de usuarios en el total	% crecimiento 1995-2004
1, 1E	89%	4.6%
2, 3, 7	9%	4.8%
5A, 6	0.4%	3.6%
9, 9M	0.2%	3.2%
OM, HM	1%	13.4%
HS, HSL, HT, HL	0.01%	10.2%

Tabla 2.6. Participación porcentual y crecimiento de usuarios por tarifas.

La Tabla 2.6 muestra la participación de los usuarios por tarifa sobre el total y las tasas de crecimiento en el período 1995-2002. Es evidente que los usuarios de media y alta tensión están creciendo a un ritmo más rápido que los de otras tarifas.

Las figuras 2.4 y 2.5 muestran el comportamiento de los usuarios del sector doméstico por municipio en el período 1995-2002 y la distribución de usuarios por municipios en el 2002.

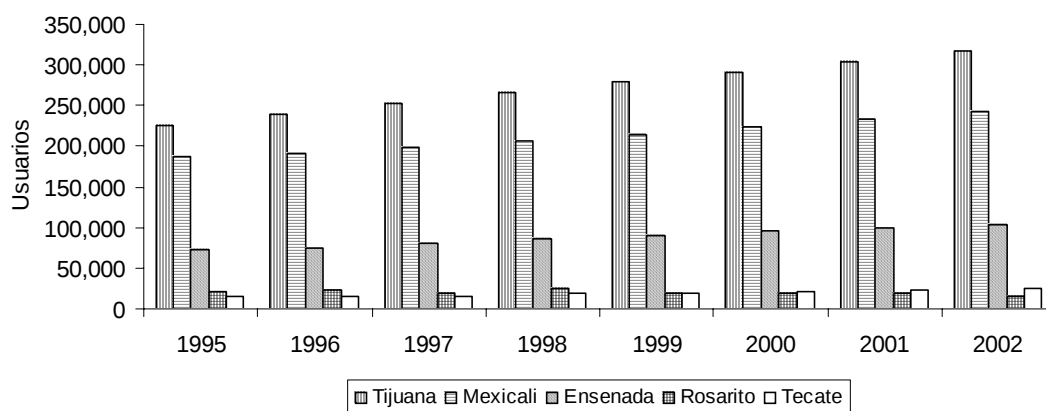


Figura 2.4. Evolución de usuarios del sector doméstico en Baja California.

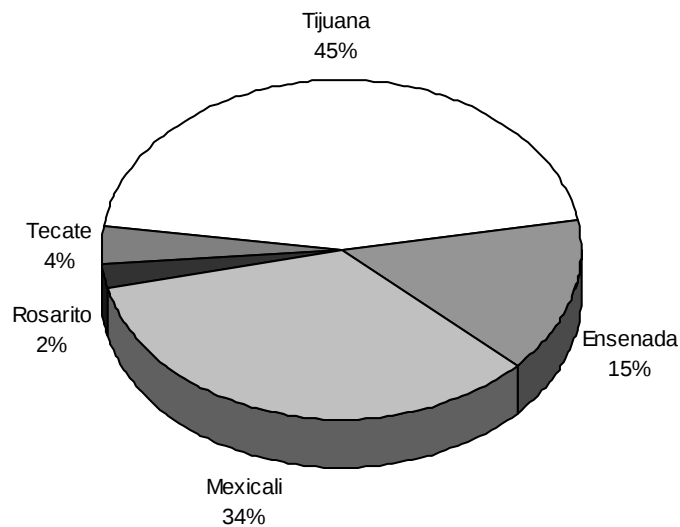


Figura 2.5. Distribución usuarios sector doméstico en Baja California (2002).

La mayor tasa de crecimiento se presenta en Tecate con 7.8% anual, y la menor en Rosarito con 0.7%, mientras que Tijuana y Mexicali presentan tasas de crecimiento de 5% y 3.8%, respectivamente

Evolución de las ventas (MWh) en Baja California 1995-2004⁶

En el 2004 se realizaron ventas de energía en Baja California por 8,390,527 MWh. En la Figura 2.6 se muestra la distribución de los consumos por tarifa en Baja California y es importante observar que las tarifas de media tensión con el 1% de los usuarios consumen el 38% de la energía, seguidas por las tarifas del sector doméstico que con el 89% de los usuarios representan el 29% del consumo, y las tarifas de alta tensión que con 60 usuarios (el 0.01%) consumen el 19% de la electricidad.

⁶ CFE1, Estadística de ventas (2005).

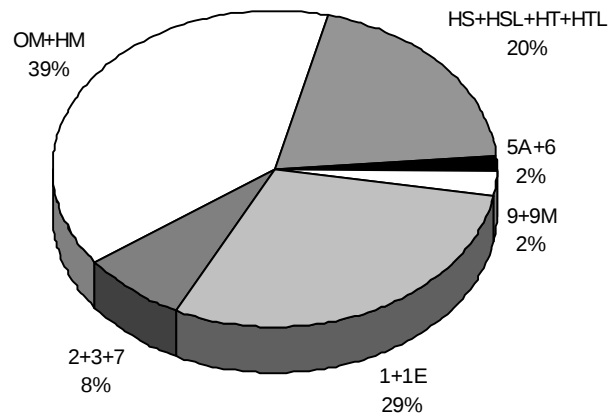


Figura 2.6. Distribución de los consumos por tarifas en Baja California (2004).

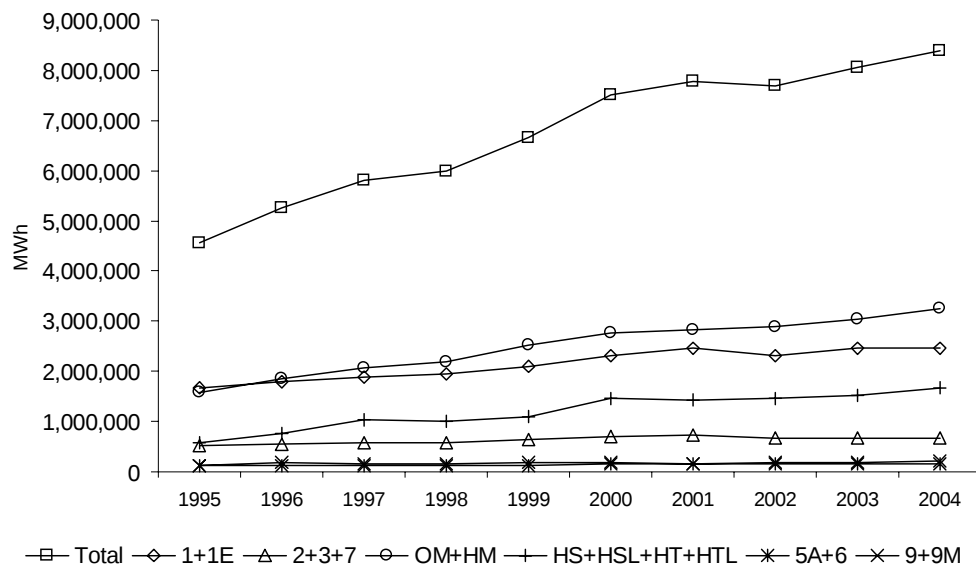


Figura 2.7. Evolución de ventas (MWh) por tarifas en Baja California.

La Figura 2.7 muestra la evolución de las ventas (MWh) por tarifas en el período 1995-2004 y en la tabla 2.7 se comparan los usuarios y el consumo en su participación porcentual en el 2004 y sus tasas de crecimiento 1995-2004.

La Tabla 2.7 muestra que en general el consumo de energía en Baja California en el período 1995-2004, crece a un ritmo más lento que el número de usuarios, lo que implica que el consumo por usuario está disminuyendo.

Tarifa	Usuarios % en el total	Consumo % en el total	Usuarios tasa crecimiento 1995-2004	Consumo tasa crecimiento 1995-2004
1, 1E	89%	30%	4.54%	4.53%
2, 3, 7	9%	8%	4.81%	2.59%
5A, 6	0.36%	1%	3.55%	3.22%
9, 9M	0.24%	2%	3.25%	4.43%
OM, HM	0.96%	39%	13.39%	8.42%
HS, HSL, HT, HL	0.01%	20%	10.22%	12.79%

Tabla 2.7. Participación porcentual de usuarios y consumo por tarifas 2004
tasas de crecimiento en usuarios y consumo 1995-2004.

Este comportamiento difiere del que se presentó hasta el 2000 donde se presentan las máximas tasas de crecimiento en el consumo para luego disminuir, lo cual se atribuye a las políticas de precios implementadas del 2000 al 2004.

La Figura 2.8 compara las tasas de crecimiento de la población, del consumo y del PIB (a valores constantes), incluyéndose el indicador de intensidad energética (MWh/PIB) para Baja California en el período 1995-2001. Las variaciones de las tasas compuestas de la población (4 a 3.7% referidas a 1995) no son significativas y, en forma similar, las variaciones de intensidad energética (MWh/mil pesos) muestran un patrón estable con un promedio de 0.15 kWh/peso. El incremento en el 2001 es el efecto de la disminución brusca en el crecimiento del PIB.

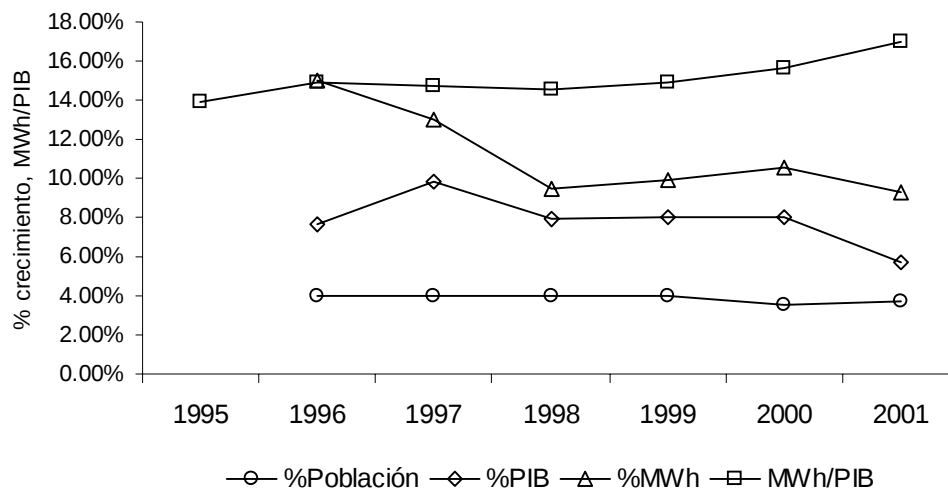


Figura 2.8. Tasas de crecimiento de la población, del consumo, del PIB e intensidad energética (MWh/PIB)⁷ en Baja California (1995-2001).

La interpretación importante de esta gráfica es que la tasa de variación del consumo de electricidad está más asociada a la tasa de variación del PIB que a la tasa de variación de la población o a la intensidad energética. Exceptuando el efecto de 1996, debido a la disminución de la exportación de electricidad de Cerro Prieto a Estados Unidos, es clara la concordancia entre las curvas de tasas de variación del consumo y del PIB. Es importante observar que el consumo de energía está creciendo 1.5 veces más rápido que el PIB situándose para el 2001 en 9%.

La Figura 2.9 muestra la participación de los municipios de Baja California en el consumo de electricidad del sector doméstico en el año 2004. Se observa que Mexicali con el 34% de los usuarios y el 24% de la población consume el 60% de la electricidad del sector doméstico, mientras que Tijuana con el 45%

⁷ PIB reportado en miles de pesos constantes de 1993

de los usuarios y el 58% de la población consume el 27% de la electricidad, lo cual pone de manifiesto el efecto del clima semidesértico en Mexicali.

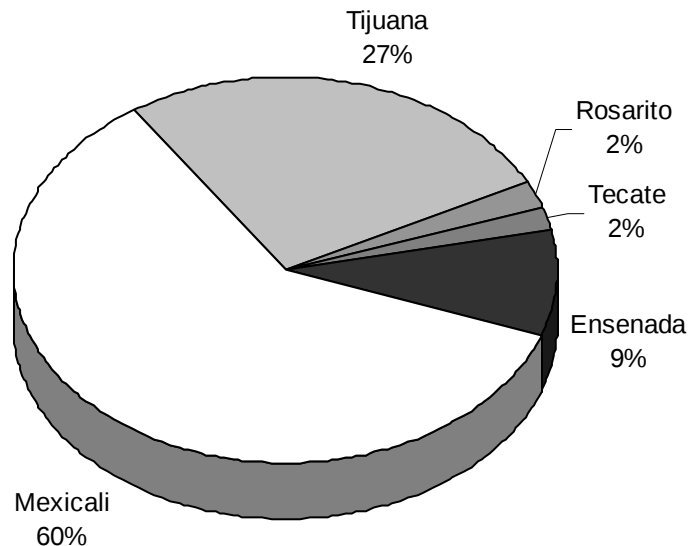


Figura 2.9. Participación de los municipios de Baja California en el consumo de electricidad del sector doméstico (2004).

Evolución de la demanda (MW) en Baja California 1995-2002.⁸

La electricidad se genera al mismo tiempo que se consume⁹. Cada sector, municipio o región tiene un patrón característico de consumo y en cada instante de tiempo demanda una cierta potencia para satisfacer su consumo¹⁰.

Cuando la suma de las demandas de las zonas conectadas alcanza el valor máximo¹¹ se presenta la demanda máxima en el sistema, aun cuando en cada zona no necesariamente esté ocurriendo la máxima demanda. La

Figura 2.10 muestra la demanda máxima del sistema de Baja California que

⁸ Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009 (SENER)

⁹ Es posible almacenar energía en diferentes formas, pero actualmente no existe tecnología comercial para almacenar energía eléctrica en grandes cantidades.

¹⁰ Se puede demandar 100 kW durante 24 horas para tener un consumo de 2,400 kWh o se puede demandar 2,400 kW en una hora para tener el mismo consumo de 2,400 kWh.

¹¹ Estas demandas se conocen como demandas máximas coincidentes

ocurrió en el 2001 presentándose ésta el 16 de agosto de 2001 a las 16 horas. El máximo (1700 MW) fue producido por la suma de las demandas de las zonas de Ensenada, Tijuana y Mexicali y los usos propios del sistema, sin que necesariamente haya ocurrido la máxima demanda en Mexicali, Tijuana o Ensenada.

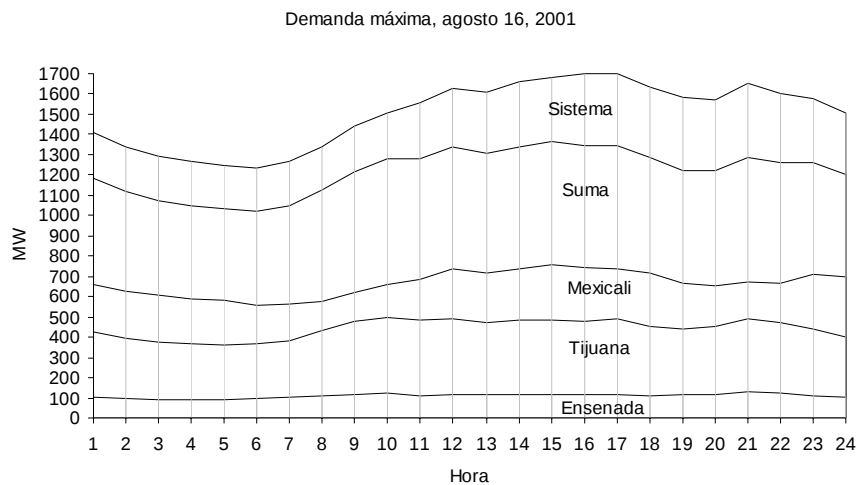


Figura 2.10. Demanda máxima en Baja California en el año 2001¹².

La demanda máxima coincidente, de acuerdo a reglas aceptadas internacionalmente, se utiliza para fijar los horarios de pico o punta y de base¹³, los cuales cambian de sistema a sistema y estacionalmente (invierno y verano). Así, para el sistema Baja California, como se observa en la figura 2.10, el período de punta ocurre de las 12 a las 18 horas. Este horario es una característica del sistema y no puede ser fijado o movido arbitrariamente.

La demanda máxima coincidente también determina la capacidad instalada requerida por el sistema, o en su caso las transferencias de electricidad entre sistemas vecinos.

¹² Información proporcionada por la División Baja California, CFE

¹³ En México también se fijan horarios semipunta e intermedios

La Figura 2.11 muestra la evolución en el período 1995-2002 de las demandas máximas por municipio, por usos propios y los equivalentes de importación y exportación para el sistema de Baja California. Sobre este gráfico de barras se han sobrepuesto las curvas de demanda total, capacidad instalada y capacidad requerida

La capacidad instalada debería satisfacer la demanda máxima, más la capacidad de reserva para hacer frente a las salidas programadas de unidades que entran en mantenimiento y también cualquier salida forzada por falla de alguna unidad¹⁴.

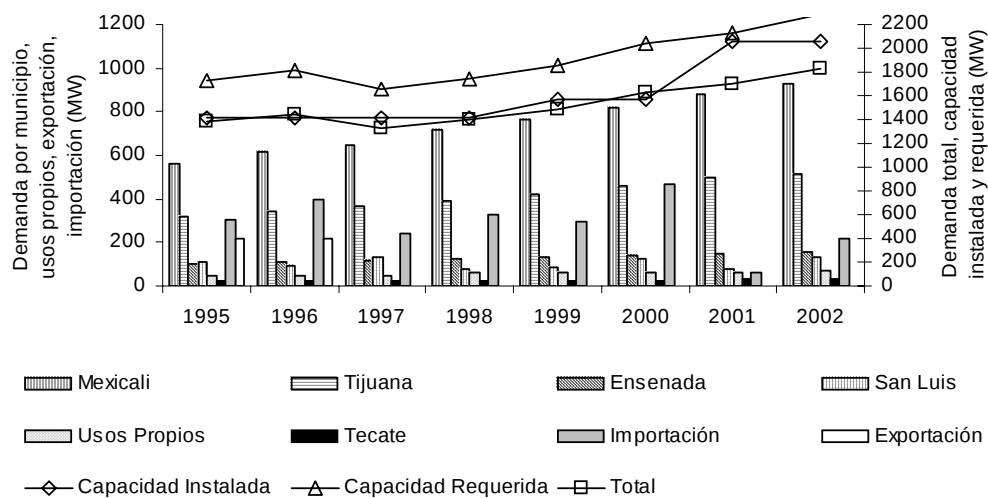


Figura 2.11. Evolución de la demanda y la capacidad instalada en Baja California (1995-2002).

En el sistema de Baja California, que no está interconectado a la red nacional, las transferencias las realiza con el sistema suroeste de los

¹⁴ En México se considera 5% de la capacidad instalada para salidas programadas y 15% para salidas forzadas, o la unidad de mayor capacidad si excede este último porcentaje.

Estados Unidos importando y exportando electricidad por no contar con la capacidad instalada requerida o por conveniencia comercial.

La capacidad requerida de 1995 a 2002 siempre fue mayor que la capacidad instalada, esta última incluye las plantas turbogás de respaldo que tienen altos costos de generación. CFE importa electricidad de Estados Unidos para mantener su capacidad de reserva cuando se presenta la demanda máxima durante el verano, y también cuando puede comprar energía a mejor precio que su costo de generación. CFE también exporta energía a los Estados Unidos por casos contingentes o por conveniencia comercial.

Una central desde su concepción hasta su puesta en operación puede tardar de 3 a 4 años. Las plantas que entren en operación en 2002 deben satisfacer la demanda en el 2006 y mientras tanto, para no operar con bajo factor de planta, tienen que exportar energía. Las transacciones comerciales no son sencillas y están sujetas a la oferta y la demanda, así en el caso de Cerro Prieto 3, fueron dedicados sus 220 MW a la exportación hasta 1996 que terminó el contrato y los integró al sistema interno. En la Figura 2.11 se observa el abatimiento de la curva de demanda total y de capacidad requerida en 1997 donde también desaparece la columna de exportación comprometida.

En el 2001 la demanda máxima para la zona de Mexicali se situó en 757 MW, para Tijuana en 495 y para Ensenada en 127 MW. Comparando con las capacidades instaladas en el 2002, en la zona de Mexicali se tienen 720 MW de geotermia y en Rosarito 1,168 MW de combustóleo y gas natural.

Cuesta menos generar con geotermia en Cerro Prieto que con combustóleo en Rosarito, pero la capacidad geotérmica no es suficiente y en el verano las plantas de Rosarito operan como plantas reguladoras y suministran la energía de punta.

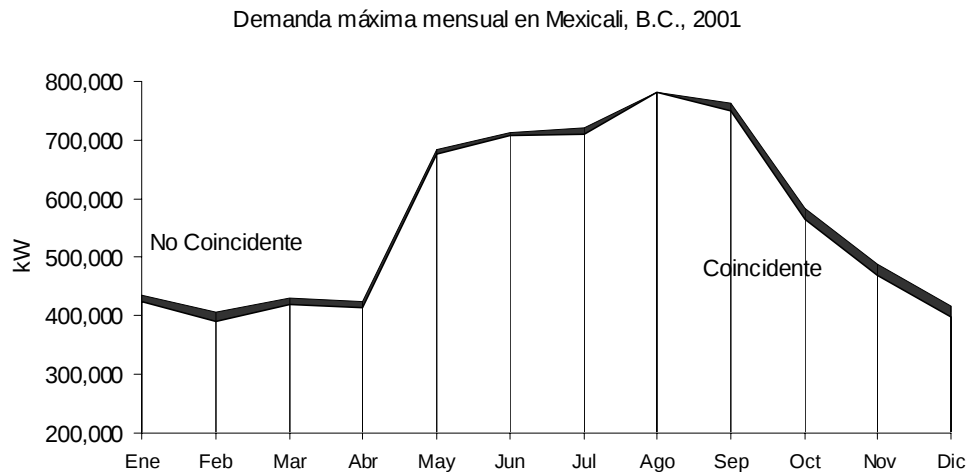


Figura 2.12. Demanda máxima en Mexicali en el año 2001¹⁵.

En el invierno las demandas de la zona Mexicali disminuyen (Figura 2.12) y las plantas geotérmicas suministran energía a la zona costa debido a que es de menor precio y es más fácil controlar la capacidad de operación en las termoeléctricas convencionales que en los pozos geotérmicos. La demanda máxima del sistema está controlada por la zona Mexicali y esto se debe al efecto del clima.

La curva de demanda es una característica inherente del sistema provocada por los patrones de consumo, que a su vez son afectados por variables climatológicas. Un sistema aislado está más limitado en sus opciones de fuentes energéticas y de tecnología y la decisión de que plantas participan

¹⁵ Información proporcionada por la División Baja California, CFE

para satisfacer la demanda en un momento dado debe estar basada en la optimización de parámetros técnicos y económicos. Un desfaseamiento de la inversión en capacidad instalada hace más vulnerable el sistema en las transacciones comerciales.

Evolución de los productos del sistema eléctrico de Baja California 1993-2002¹⁶.

Al abordar los aspectos económicos en la identificación y definición de la problemática de un sistema eléctrico, es necesario establecer marcos de referencia por la relatividad temporal y espacial de los parámetros económicos.

Cualquier usuario demanda y consume una cierta cantidad de electricidad para darle un uso específico mediante el cual obtiene un beneficio (no necesariamente económico).

El costo de la electricidad para el usuario depende de una serie de factores como la energía que esté demandando, su consumo, el nivel de voltaje en que la recibe, el tipo de uso, la alteración de la calidad de la energía, la época del año y la hora en que la esté utilizando, la región donde la utilice, entre otros.

Esta diversidad de factores se traduce en múltiples tarifas que la empresa que suministra el servicio utiliza para facturar a los usuarios donde considera, entre otros conceptos, el costo de producción, desde el costo del combustible

¹⁶ CFE1 Estadística de ventas

hasta que la electricidad es puesta al servicio del usuario incluyendo los aspectos de comercialización.

Este costo es variable aún para usuarios del mismo sector en la misma región y son aún más variables la relación costo/beneficio y el impacto social y económico de la electricidad.

Es por ello que en el siguiente capítulo de este documento se analizan con más detalle los aspectos económicos del sistema eléctrico, mientras que en esta parte, se definen e identifican en forma resumida los parámetros relacionados con los precios de la electricidad y los productos (ingresos) que se generan por la venta de electricidad. Se toma como referencia el período 1993-2001 por la disponibilidad de datos del PIB que permite establecer comparaciones a valores constantes.

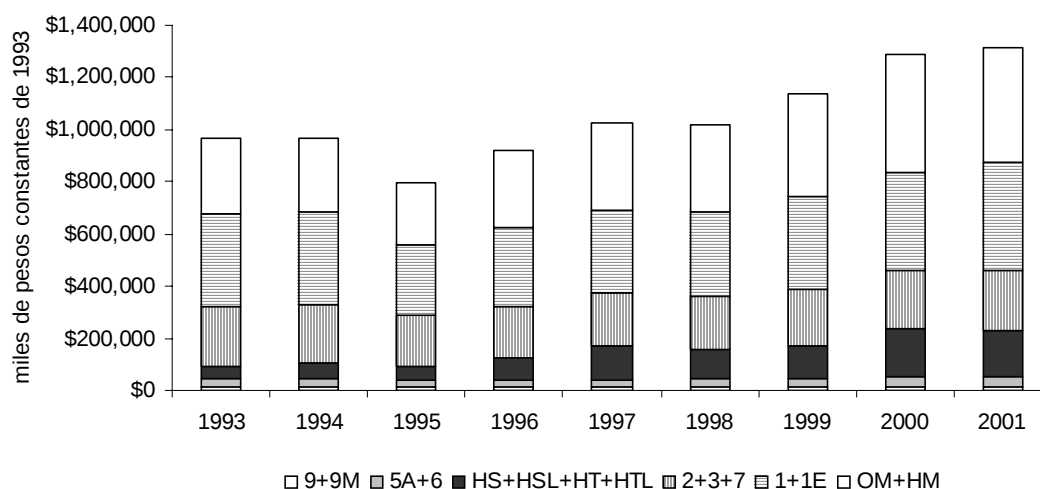


Figura 2.13. Productos del Sistema Eléctrico de Baja California 1993-2001 (Miles de pesos constantes de 1993).

La Figura 2.13 muestra la evolución de los productos del sistema eléctrico de Baja California en miles de pesos (pesos de 1993) para el período 1993-

2001, distinguiendo estos productos por tarifas más que por sectores o por municipios.

En el 2001 se generaron productos de poco más de 5,090 millones de pesos a valor corriente, equivalentes a 1,314 millones de pesos a valores constantes de 1993. De 1993 a 1994 no existió un cambio significativo en los productos totales, hay una disminución brusca en 1995 generándose después un crecimiento que continúa hasta la fecha. Las tarifas que contribuyen más a los productos son las de media tensión y las domésticas como se observa con más detalle para año 2001 en la figura 2.14.

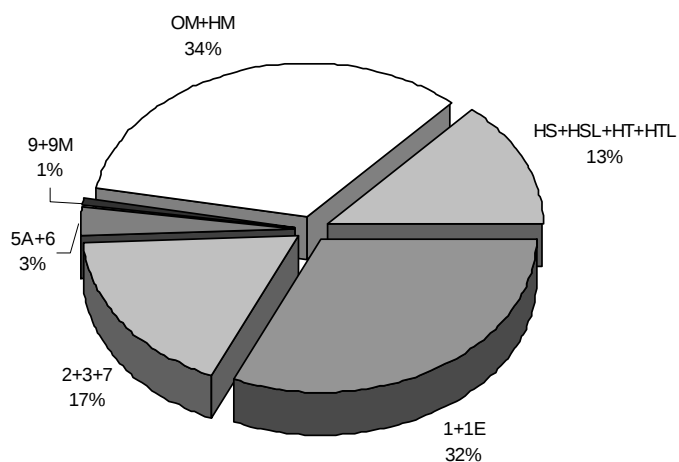


Figura 2.14. Distribución de los productos en Baja California (2001).

Las tarifas de media tensión con el 38% del consumo generan el 34% de los productos, el sector doméstico con el 31% del consumo genera el 32%, las tarifas 2, 3 y 7 con el 9% del consumo generan el 17% de los productos, y las tarifas de alta tensión con el 19% de consumo generan el 13% de los

productos. Las tarifas para riego agrícola y para servicios no tienen una contribución significativa.

Es obvio que la magnitud de los productos depende del efecto combinado de los consumos y los precios unitarios (\$/kWh)¹⁷. El precio unitario medio total a valores constantes de 1993 presenta una disminución de 1993 a 1998 para estabilizarse hasta el 2001 en 0.171 \$/kWh (Figura 2.15). Las tarifas 2, 3 y 7 son las de más alto precio y presentan una tendencia a la disminución, después siguen las tarifas de servicios 5A y 6 que disminuyen de 1993 a 1997 y luego presentan una tendencia de crecimiento.

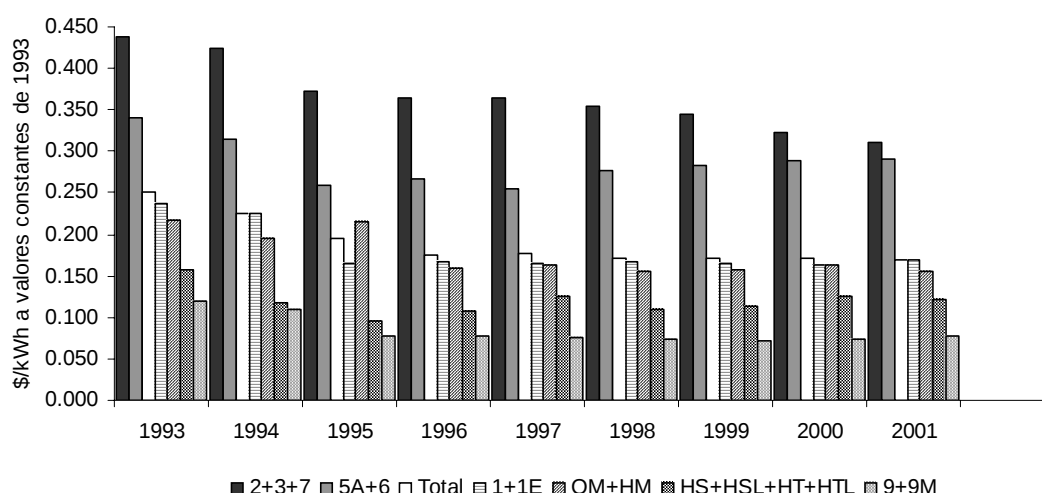


Figura 2.15. Evolución de los precios en Baja California 1993-2001
\$/kWh a valores constantes de 1993.

Las tarifas domésticas disminuyeron de 1993 a 1995 para luego mostrar estabilidad hasta el 2001, las tarifas de media tensión, con excepción de 1995, muestran un comportamiento similar y estos dos últimos tipos de tarifas están controlando el precio medio total.

¹⁷ Esto se refiere a precios medios unitarios calculados de la relación de todos los productos generados por una tarifa a la cantidad total de electricidad consumida en esa tarifa

Las tarifas de alta tensión disminuyeron de 1993 a 1995 para luego mostrar una tendencia a la estabilidad y lo mismo ocurre con las tarifas de riego agrícola, estas tarifas son las que presentan menor precio unitario.

Una variación en las tarifas de servicios o de riego agrícola no impactan significativamente en los productos como ocurre con un cambio en las tarifas de media tensión y domésticas.

En la Figura 2.16 se muestran las tasas de variación de precios unitarios a valor constante en el período 1995-2001 tomando como base el año de 1995. Se observa que las tarifas de media tensión, el precio medio total, las tarifas 2, 3 y 7 y las de riego agrícola han disminuido cada vez con una intensidad menor con una tendencia a estabilizarse, mientras que las tarifas de alta tensión, de servicios y domésticas han crecido cada vez con una intensidad menor con la misma tendencia a la estabilidad.

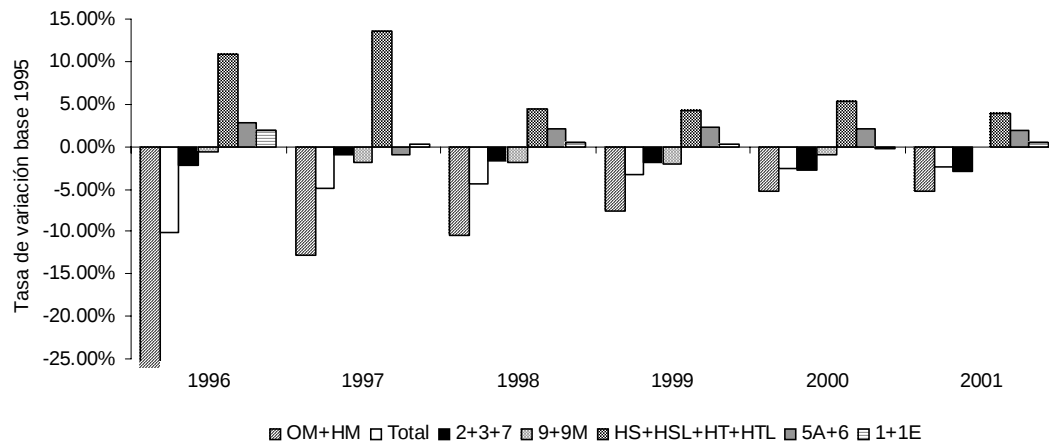


Figura 2.16. Evolución de las tasas de variación de precios en Baja California 1995-2001 (Base 1995).

En la Figura 2.17 se contrastan las tasas de variación de precios, consumos, productos, PIB y demanda en Baja California en el período 1995-2001¹⁸. Exceptuando el caso de la demanda en 1997¹⁹, sólo los precios unitarios han disminuido marginalmente en términos reales en ese período, los otros parámetros se han incrementado aún cuando su tasa de crecimiento ha disminuido. El efecto del crecimiento de los productos es porque el consumo aumenta mucho más rápido que la disminución de precios y se podría aducir que el consumo y la demanda están creciendo porque los precios están disminuyendo, sin embargo, el consumo y la demanda se muestran también sensibles a las variaciones del PIB.

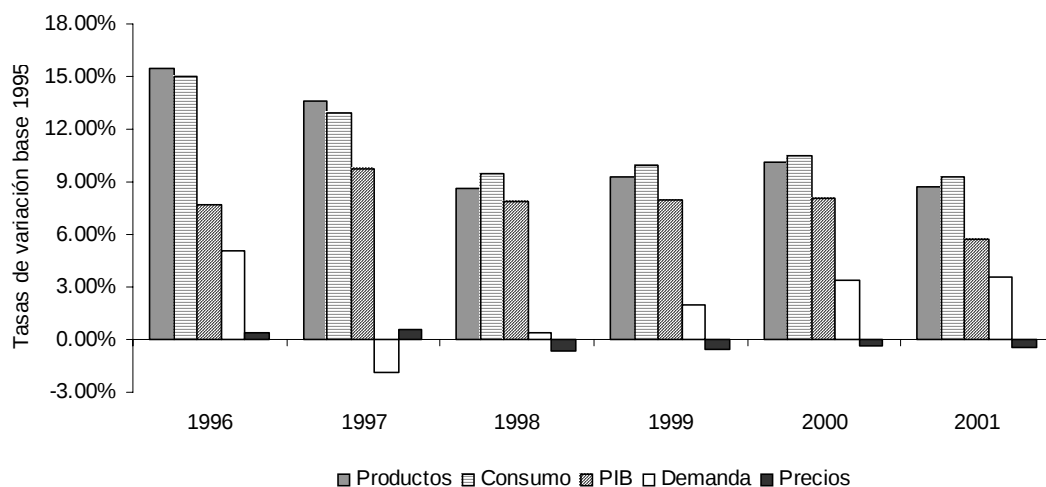


Figura 2.17. Evolución de las tasas de variación de precios, consumos, productos, PIB y demanda en Baja California 1995-2001.

En la Figura 2.18, se muestra la evolución de las tasas de variación de consumo, productos, población, consumo por usuario, precios y salarios

¹⁸ Precios, productos y PIB fueron tomados a valores constantes de 1993

¹⁹ Anteriormente se comentó el efecto de terminación del contrato de exportación de 220 MW de Cerro Prieto

mínimos en el sector doméstico de Baja California 1995-2001²⁰. Se observa que en ese período sólo los salarios mínimos han disminuido en términos reales, mientras que todos los demás parámetros han crecido aún cuando se presenta una tendencia de disminución del crecimiento.

La gráfica muestra que la población aumenta a un ritmo de 3.7% anual, mientras que el consumo por usuario lo hace del orden del 2%, el número de usuarios crece al 4.6%, y el efecto combinado sitúa el incremento del consumo del sector doméstico en el 7% y el de los productos entre el 6% y 7% anual.

Como los salarios en términos reales están disminuyendo, a menos que el ingreso por usuario se esté incrementando, cabría esperarse que cada vez sea mayor el impacto de la electricidad sobre la economía familiar.

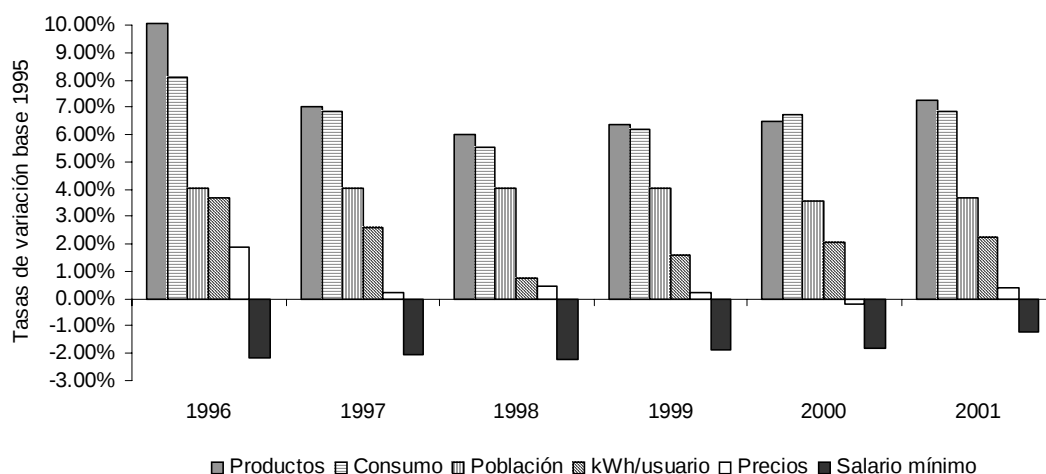


Figura 2.18. Evolución de las tasas de variación de consumo, productos, población, consumo por usuario, precios y salarios mínimos²¹ en el sector doméstico de Baja California 1995-2001.

²⁰ Productos, precios y salarios mínimos a valores constantes de 1993

²¹ Comisión Nacional de los Salarios Mínimos

Capítulo 3.

ESCENARIOS PARA EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA CALIFORNIA.

Resumen.

En esta parte se aborda el desarrollo de escenarios para el servicio de energía eléctrica en Baja California que se refiere a los estudios a futuro o prospectivas en el sector eléctrico. Con ello se pretende construir escenarios deseados o esperados sobre los cuales desarrollar una planeación energética.

Se trabajó sobre escenarios esperados utilizando referencias de otros estudios realizados (UABC/CFE) para evaluar las tendencias del crecimiento de la población y del costo de los combustibles, mientras que las de otras variables como el número de usuarios y el consumo por usuario se evaluaron mediante correlaciones de ajuste obtenidas de su comportamiento histórico.

Evaluando los consumos anuales de la energía eléctrica en la región, añadiendo los usos propios e internos del sistema eléctrico, así como las pérdidas de energía, se obtiene la energía eléctrica requerida. La relación de ésta con las horas del año permite estimar una demanda media de electricidad y, con el comportamiento histórico, se determina la relación de la demanda media a la demanda máxima del sistema.

En Baja California la relación de la demanda media a la demanda máxima es controlada por los efectos del clima en la región del valle de Mexicali, ocurriendo la demanda máxima en agosto entre las 12 y las 18 horas, mientras que en otras regiones la demanda máxima se presenta en la noche por los efectos del alumbrado público y la iluminación.

La capacidad de generación requerida se calcula considerando un porcentaje adicional sobre la demanda máxima para incluir los efectos del mantenimiento (salidas programadas) y de las fallas de unidades (salidas no programadas).

La capacidad requerida se compara con la capacidad instalada y se determina la necesidad de instalar nuevas plantas de generación y/o la necesidad de transferencia de energía con otros sistemas.

A continuación se resume el comportamiento esperado para el período 2000 a 2010 de la población, número de usuarios, habitantes por usuario, ventas, consumos por usuario, demanda y capacidad instalada, generación y costos medios de producción de electricidad en Baja California.

Población 2000-2010¹

En la Figura 3.1 se presenta la proyección de la población en Baja California para el período 2000-2010.

Se observa que la población en el 2000 fue del orden de 2.5 millones de habitantes y crecerá un 20% para alcanzar casi 3 millones de habitantes en el 2010. La tasa de crecimiento anual en el primer quinquenio se ubica en 1.47%, mientras que en el período 2005-2010 se espera sea de 1.95% (ver Tabla 3.1). La mayor tasa de crecimiento corresponde a Tecate con 3.29% seguido por Ensenada, Rosarito y Tijuana con poco más del 2%, y la menor corresponde a Mexicali con 1.48%.

¹ 2000 a 2010 Proyecciones de la población de Baja California (CONAPO), a los años intermedios se aplicó la tasa compuesta de crecimiento calculada cada quinquenio.

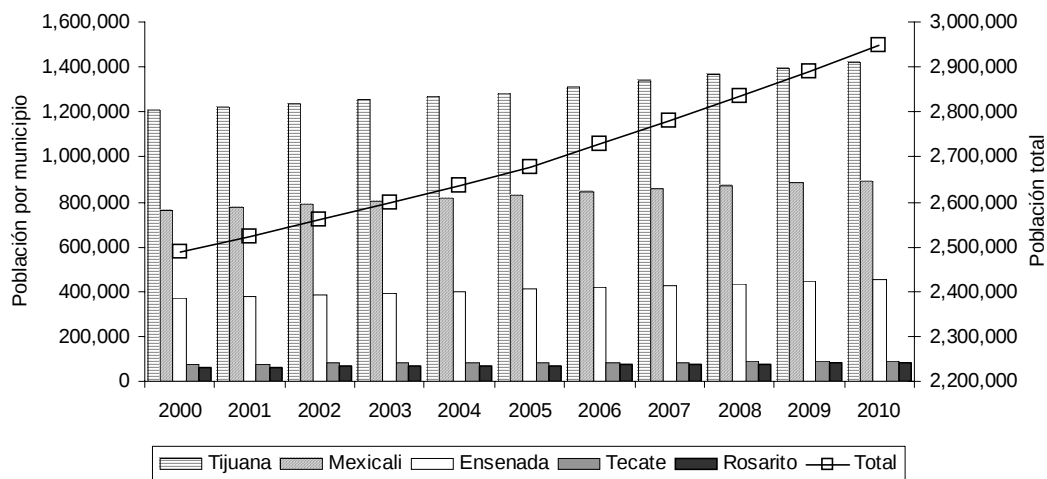


Figura 3.1. Proyección de la población en Baja California (2000-2010).

Período	Ensenada	Mexicali	Tecate	Rosarito	Tijuana	Total
2000-2005	1.99%	1.71%	1.96%	0.85%	1.17%	1.47%
2005-2010	2.13%	1.48%	3.29%	2.12%	2.11%	1.95%

Tabla 3.1. Tasas de crecimiento de la población en Baja California 2000-2010

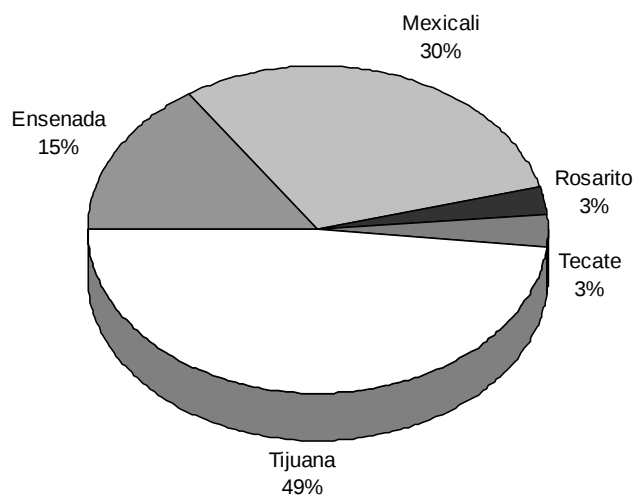


Figura 3.2. Distribución de la población en Baja California 2010.

La Figura 3.2 indica que la mitad de la población se establecerá en Tijuana, casi una tercera parte en Mexicali, seguido por Ensenada con el 15%, mientras que Rosarito y Tecate representarán entre ambas el 6%.

Usuarios 2000-2010².

El número de usuarios del sistema eléctrico de Baja California aumentará en 44% para pasar de poco más de 730,000 usuarios en el 2000 a poco más de 1,054,000 usuarios en el 2010.

Esto representa tasas de crecimiento en el número de usuarios totales de 4.06% y 3.42% para el primer y segundo quinquenio, respectivamente. Estas tasas son mayores que las del crecimiento de la población, de tal forma que el número de habitantes por usuario en el sector doméstico disminuirá de 3.8 a 3.1 en ese período (Tabla 3.2).

Año	Mexicali	Ensenada	Rosarito	Tecate	Tijuana	Total
2000	3.411	3.902	3.162	3.602	4.155	3.813
2005	3.129	3.439	3.400	2.747	3.571	3.368
2010	2.916	3.181	3.400	2.417	3.335	3.140

Tabla 3.2. Habitantes por usuario doméstico

Exceptuando el caso de Rosarito, en los demás municipios disminuirá el número de habitantes por usuario doméstico, siendo el caso más acentuado en Tecate donde será menor en 33%, mientras que en Mexicali sólo se abatirá en 15%, para los otros municipios la disminución esperada es de 20%.

La Tabla 3.3 presenta la distribución de usuarios por tarifas en el 2010, la cual no variará significativamente con respecto al 2000 por el efecto amortiguador de las tarifas domésticas. Se observa que la tasa de crecimiento disminuye en general del primer al segundo quinquenio y que el

² Proyecciones de este estudio con base en CFE1, Estadística de ventas (2002).

número de usuarios en las tarifas de media y alta tensión crecerá más rápido que las de riego agrícola, servicios y baja tensión.

Tarifa	% de usuarios en el total	% crecimiento 2000-2005	% crecimiento 2005-2010
1, 1E	89.03%	4.02%	3.39%
2, 3, 7	9.43%	4.24%	3.44%
5A, 6	0.37%	3.86%	3.03%
9, 9M	0.27%	3.99%	3.27%
OM, HM	0.89%	7.22%	5.76%
HS, HSL, HT, HL	0.01%	8.73%	5.77%

Tabla 3.3. Proyección de usuarios en Baja California y tasas de crecimiento (2000-2010).

Ventas 2000-2010³.

Las ventas de electricidad (kWh) pasarán de casi 7,500 GWh⁴ en el 2000 a poco más de 15,000 GWh en el 2010, duplicándose en este período (ver Figura 3.3). Las tarifas de media tensión que representaron en el 2000 el 37%, contribuirán con el 33% de las ventas en el 2010 cediendo terreno a las tarifas domésticas que pasarán del 31 al 34%, mientras que las otras tarifas prácticamente no variarán su participación en las ventas durante esos 10 años.

El 67% de las ventas corresponderán a las tarifas del sector doméstico y a las de media tensión, el 20% a tarifas de alta tensión y el 11% a las tarifas de uso general 2, 3 y 7.

La Tabla 3.4 muestra que el consumo crecerá con una tasa del 8% en el período 2000 a 2005 y de casi 7% del 2005 al 2010. Las tarifas de baja tensión presentarán un mayor crecimiento del orden del 9%, mientras que el menor crecimiento ocurrirá en las tarifas de riego agrícola. En general se

³ Proyecciones de este estudio con base en CFE1, Estadística de ventas (2002)

⁴ 1Gigawatt-hora (GWh)=1,000 Megawatt-hora(MWh)=1,000,000 kilowatt-hora (kWh)

considera una disminución de la tasa de crecimiento para el segundo quinquenio.

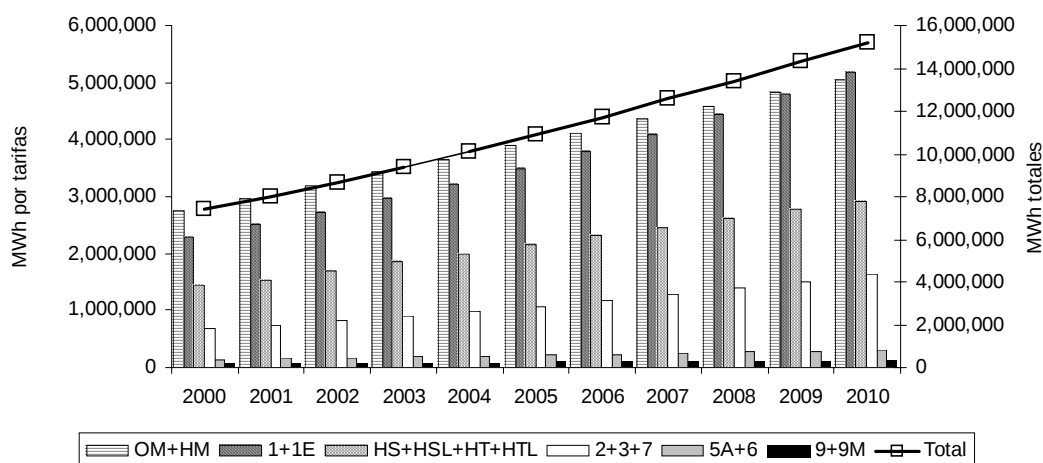


Figura 3.3. Proyección de las ventas (MWh) en Baja California (2000-2010).

Período	1+1E	2+3+7	5A+6	9+9M	OM+HM	HS+HSL+HT+HTL	Total
2000-2005	8.75%	8.96%	7.42%	4.99%	7.15%	8.13%	8.00%
2005-2010	8.17%	9.09%	7.30%	4.99%	5.36%	6.37%	6.89%

Tabla 3.4. Tasas de crecimiento del consumo en Baja California 2000-2010.

Consumo por usuario 2000-2010⁵.

Los órdenes de magnitud del consumo por usuario son muy diferentes entre los usuarios de los sistemas eléctricos, así para el sector doméstico el consumo por usuario por mes en Baja California, es del orden de 300 kWh mientras que para los usuarios de alta tensión este valor es del orden de 2,600,000 kWh.

El comportamiento esperado se observa en la Tabla 3.5 donde los usuarios domésticos presentarán tasas de crecimiento en el consumo por usuario del

⁵ Proyecciones de este estudio con base en CFE1, Estadística de ventas (2002).

orden de 4.6% para pasar de 300 en el 2000 a 460 kWh/usuario-mes en el 2010, los usuarios de las tarifas generales incrementarán su consumo a tasas de 5% para pasar de 850 a 1,375 kWh/usuario-mes en el mismo período. En los servicios las tasas de crecimiento serán de 3.8% modificando su consumo por usuario de 4,365 a 6,331 kWh/usuario-mes del 2000 al 2010. Las tarifas de riego agrícola experimentarán crecimientos moderados de 1.31% para variar su consumo de 3,250 a 3,700 kWh/usuario-mes, mientras que en las tarifas de media y alta tensión prácticamente no existirá variación para ubicarse en 45,000 y 2,600,000 kWh/usuario-mes, respectivamente.

Período	1+1E	2+3+7	5A+6	9+9M	OM+HM	HS+HSL+HT+HTL
2000-2005	4.55%	4.52%	3.43%	0.97%	-0.06%	-0.55%
2005-2010	4.62%	5.46%	4.15%	1.66%	-0.38%	0.56%

Tabla 3.5. Tasas de crecimiento del consumo por usuario en Baja California 2000-2010.

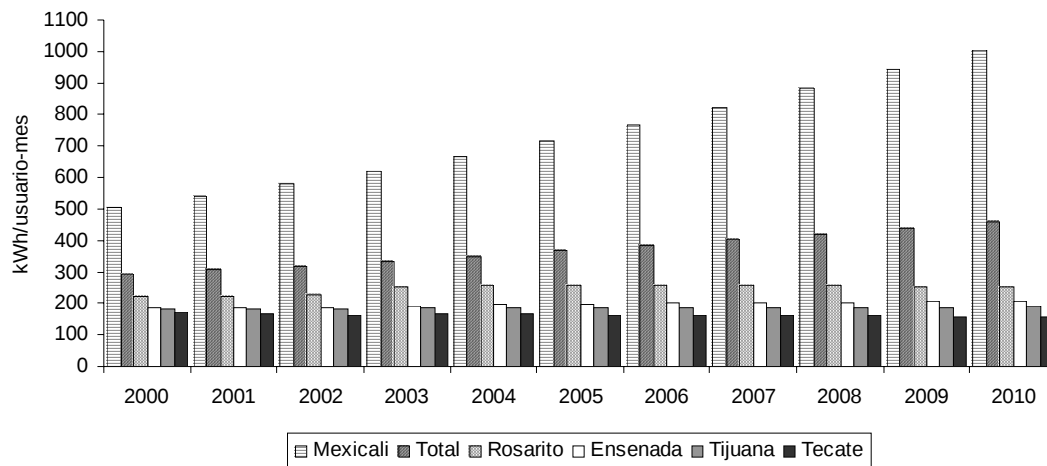


Figura 3.4. Consumo por usuario en el sector doméstico de Baja California (2000-2010).

En el sector doméstico las diferencias entre los municipios del consumo por usuario son muy significativas debido a los efectos del clima extremo en el Valle de Mexicali. La Figura 3.4 muestra consumos para el municipio de Mexicali del orden de 500 kWh/usuario-mes que llegarán a ser del orden de 1000 kWh/usuario-mes para el 2010, mientras que el resto de los municipios presentarán consumos del orden de 150 a 250 kWh/usuario-mes.

Demanda y capacidad instalada.

Considerando los requerimientos de electricidad para el 2010, la figura 3.5 muestra la demanda y la capacidad instalada de 1990 al 2000 (SENER, 2001), así como la demanda esperada y la capacidad requerida para el período 2000-2010.

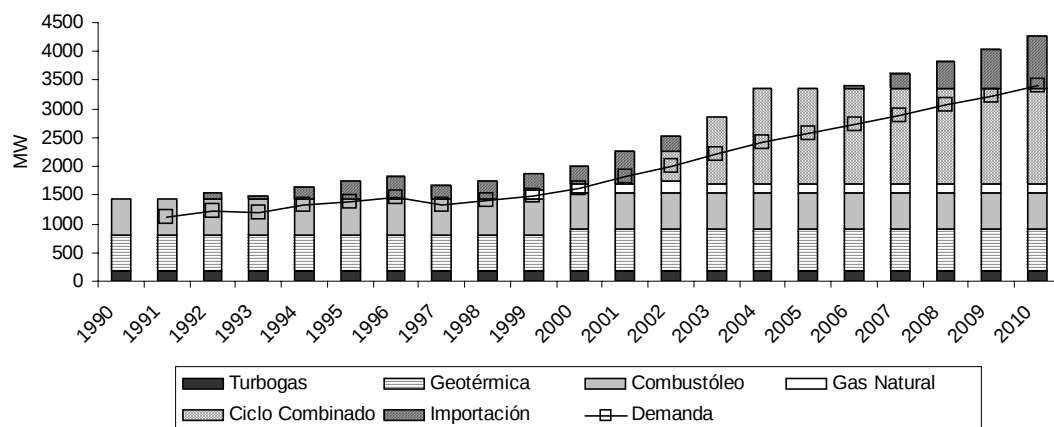


Figura 3.5. Demanda y capacidad instalada en B. C. Período 2000-2010.

La demanda máxima de 1,136 MW en 1990 alcanzó 1,611 MW en el 2000 y se espera llegue a los 3,410 MW en el 2010, es decir, la demanda se duplicará en el período 2000-2010.

La demanda se incrementó con una tasa anual de 3.56% de 1990 a 2000 y se espera que aumente con una tasa de casi 10% del 2000 al 2005 y de casi al 6% del 2005 al 2010.

De 1992 al 2002 no fue suficiente la capacidad instalada para satisfacer la demanda y fue necesario importar energía para hacer frente a las demandas de Mexicali durante el verano en esos años. Con los planes de inversión se espera que no sea necesario importar energía al 2005 y luego se requerirá hacerlo del 2006 al 2010.

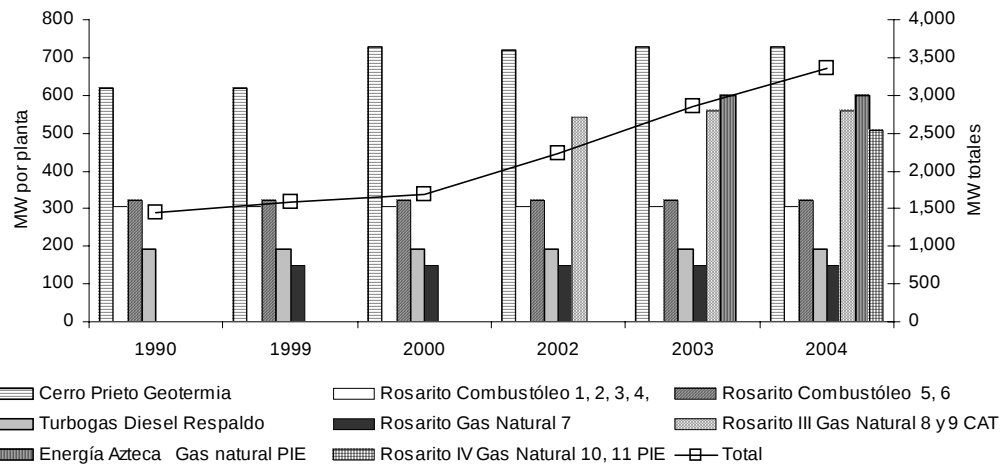


Figura 3.6. Capacidad instalada y planeada en Baja California hasta 2004.

La Figura 3.6 muestra la capacidad instalada y la planeada hasta el 2004. Se observa que la capacidad instalada de 1,438 MW en 1990 no se modificó hasta 1999 donde entraron en operación 150 MW de Rosarito 7 operando con gas natural. En el 2000 la Geotérmica creció con 107 MW adicionales, en el 2002 entraron 559 MW de Rosarito III de ciclo combinado con gas natural, en el 2003 iniciará Energía Azteca en Mexicali con 597 MW y para el 2004 Rosarito IV con 506 MW para totalizar 3357 MW instalados. Si no se quiere

importar energía por falta de capacidad instalada, tendrán que entrar nuevas plantas en el 2006 cuyos proyectos debieron iniciarse en el 2003.

La Tabla 3.6 muestra que en el 2003 estaba planeado poner en operación 1,574 MW para exportar energía a Estados Unidos y 556 MW adicionales en el 2004 para totalizar 2,130 MW dedicados a la exportación, con lo que la capacidad total instalada planeada para Baja California era de 5,487 MW. Esto representa otra opción para CFE si en lugar de instalar nuevas centrales para cubrir la demanda en el 2006 logra contratar energía adicional de estas plantas.

Año	AES Rosarito	Energía de BC Mexicali	Termoeléctrica de Mexicali	Energía Azteca X Mexicali	Energía de Mexicali	Total Exportación	Total en la zona
2003		337	680	299	258	1,574	4,425
2004	556	337	680	299	258	2,130	5,487

Tabla 3.6. Capacidad a instalar en Baja California para exportación⁶.

Generación y costos de producción.

Prácticamente no es posible operar una planta todas las horas del año a su capacidad nominal, por ello los factores de planta⁷ siempre son menores a 100%. Las plantas geotérmicas de Cerro Prieto operan con factores de planta del orden del 90%, las unidades 1, 2, 3 y 4 de Rosarito al 30% y las 5 y 6 de Rosarito al 65%.

La Figura 3.7 compara la generación, las ventas internas, los usos propios y las pérdidas de electricidad en Baja California en el período 1991 a 2010. Los usos propios representan del 3 al 5% de la energía generada y las pérdidas

⁶ Diario Oficial de la Federación, Comisión Reguladora de Energía

⁷ El factor de planta de una central es calculado por la relación de la energía generada en un año a la que generaría si operara a su capacidad nominal durante todas las horas del año

son del orden de 7.5%. En las proyecciones de 2002 al 2010 para mantener los factores de planta aceptables se requiere exportar energía por el excedente de la generación sobre los otros conceptos.

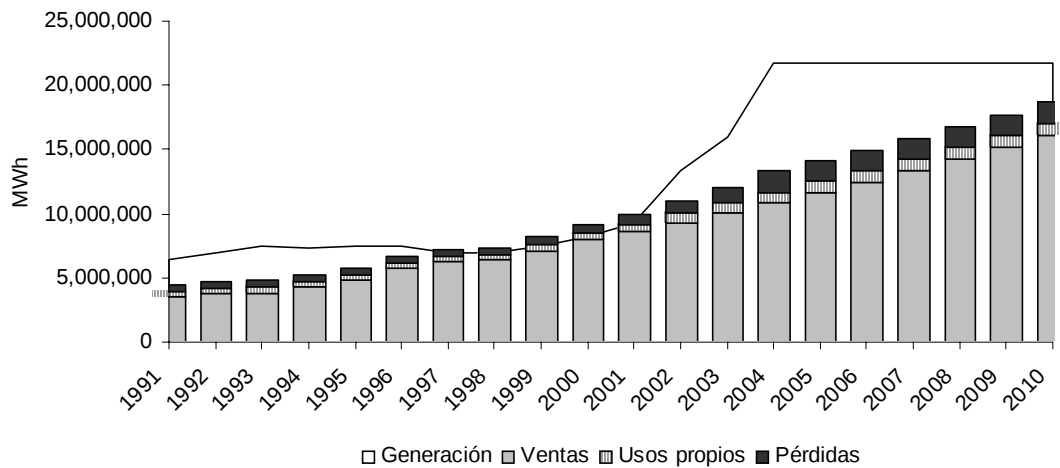


Figura 3.7. Mercado eléctrico para CFE en Baja California 1991-2010.

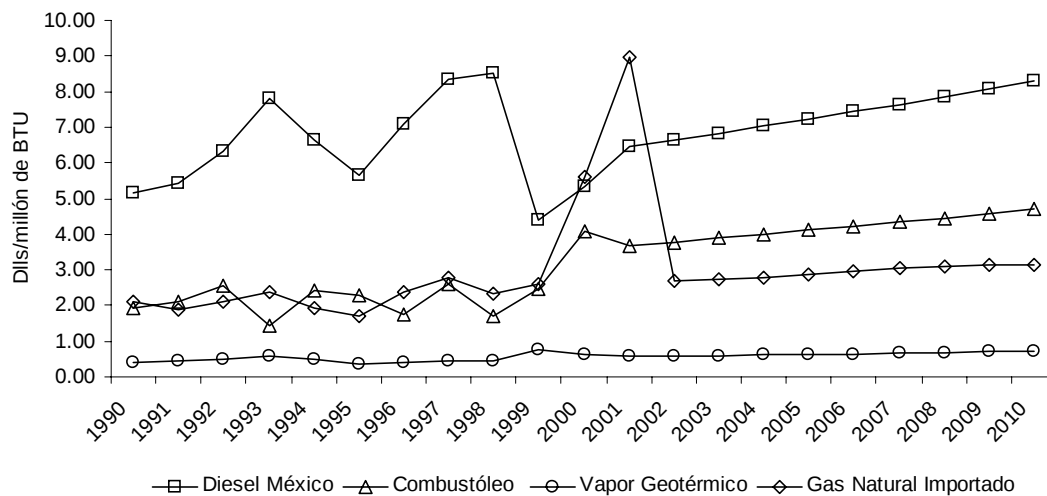


Figura 3.8. Costo de los combustibles en Baja California (PEMEX).

El costo de generación de una central está asociado al costo de combustible, a la eficiencia de conversión y a los gastos no asociados al combustible. La Figura 3.8 muestra los costos de los combustibles para generar electricidad

en Baja California de 1991 a 1999 en dólares nominales por millón de Btu, y de 1999 a 2010 en dólares constantes de 1999.

Se observa que el diesel representa el combustible de más alto precio seguido por el combustóleo y el gas natural siendo el de más bajo precio el vapor geotérmico. Para el caso del combustóleo y el gas natural las condiciones del mercado producen fluctuaciones apreciables de tal forma que el gas puede estar en ocasiones muy por arriba del precio del combustóleo.

En la Tabla 3.7 se presentan los valores de eficiencia de conversión de los combustibles en electricidad para las diferentes tecnologías operando en Baja California, así como los costos no asociados al combustible (indirectos).

Se observa que las eficiencias más bajas son de las plantas geotérmicas y en las plantas turbogás de respaldo, mientras que las plantas de ciclo combinado con gas natural pueden operar a eficiencias superiores al 50%. Por otra parte, los costos indirectos también son más altos en las geotermoeléctricas que en las plantas de ciclo combinado.

	Cerro Prieto Geotermia	Rosarito Combustóleo 1, 2, 3, 4,	Rosarito Combustóleo 5, 6	Rosarito Gas natural 7	Plantas ciclo combinado Gas natural	Respaldo Turbogas
Eficiencia	16.23%	27.94%	33.00%	41.80%	50.00%	16.57%
Indirectos	61.40%	39.73%	39.73%	39.20%	15.00%	86.00%

Tabla 3.7. Eficiencia de conversión y costos indirectos en la generación (UABC/CFE, 1997).

Bajos precios del combustible asociados con altas eficiencias y bajos costos indirectos producen bajos costos de generación de electricidad.

La combinación de estos factores se observa en la Figura 3.9 donde el menor costo de generación esperado es para las plantas de ciclo combinado

operando con gas natural con valores del orden de 0.025 dólares de 1999 por kWh, seguido por el vapor geotérmico con valores de 0.035 Dlls/kWh, muy cercanos a las turbinas operadas con gas en Rosarito (0.040 Dlls/kWh). Los costos más altos ocurren para las plantas operando con combustóleo de 0.07 a 0.09 Dlls/kWh.

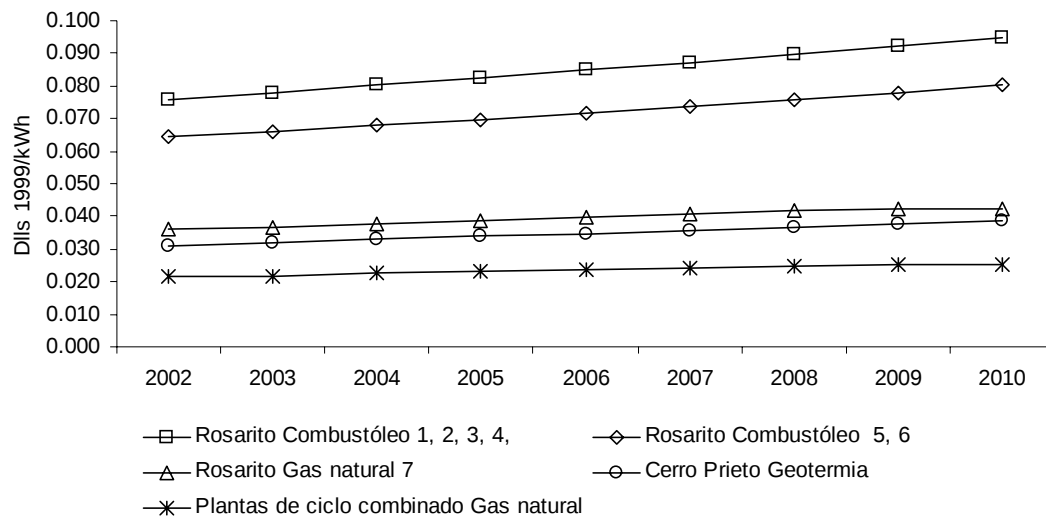


Figura 3.9. Costos de generación en Baja California 2002-2010.

Los costos de producción de la electricidad en el sistema eléctrico serán dependientes de cómo participen las diferentes tecnologías y combustibles en la generación y la distribución de costos entre los procesos de generación, transmisión, transformación y control, y distribución y comercialización. Para el caso de Baja California se considera que el costo de generación contribuye con el 60% del costo total de producción, la transmisión con el 14% y la distribución y comercialización con el 26%.

En la Figura 3.10 se muestra el comportamiento de 1991 a 2002 de la oferta de electricidad y los costos medios de producción en Baja California, y el comportamiento esperado de 2002 a 2010.

Se observa que las plantas geotérmicas disminuyen su participación de más del 70% en 1991 al 60% en el 2002, y para el 2010 representarán del orden del 25%. Esta disminución se debe a que el campo geotérmico está limitado en su crecimiento por la energía disponible en el yacimiento y la competitividad de los ciclos combinados operando con gas natural cuya participación pasará del 30% en el 2002 al 55% en el 2010, siendo poco significativa la participación del combustóleo.

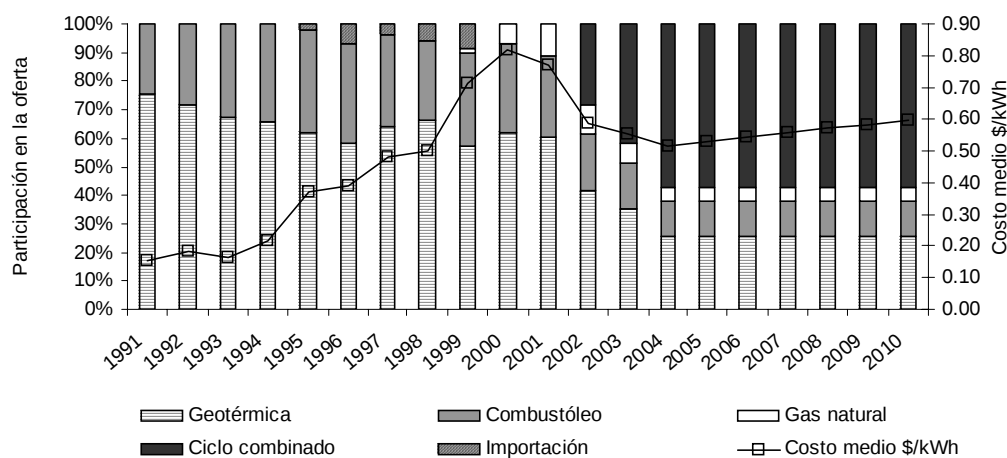


Figura 3.10. Oferta de electricidad en Baja California y costo medio de producción, 1991-2010.

Los costos medios de producción de electricidad de 1991 a 1999 se reportan en valores nominales y de 1999 al 2010 en pesos constantes de 1999. Se observa que el costo en el 2000 de poco más de 0.80 \$/kWh disminuirá hasta alcanzar un valor entre 0.50 y 0.60 pesos por kWh para el 2010.

La construcción de escenarios mostrados anteriormente está basada en el comportamiento histórico del sistema y cotejados con proyecciones realizadas por CFE y la Secretaría de Energía (SENER). Los niveles de confianza se consideran aceptables al proyectar la demanda, el consumo y la capacidad requerida, sin embargo, la certidumbre es menor al proyectar los costos de generación y los costos medios de producción.

La razón de lo anterior es la sensibilidad de los precios de los combustibles a la oferta y demanda internacionales y la confiabilidad en la participación de los costos no asociados al combustible en los costos de generación.

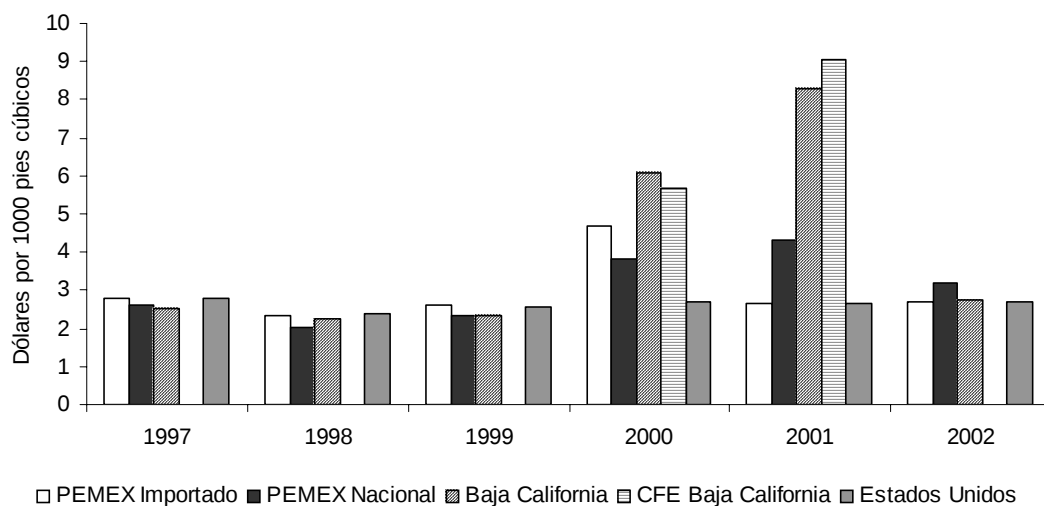


Figura 3.11. Precios de gas natural⁸.

En la Figura 3.11 se puede observar la variabilidad de los precios del gas natural de 1997 a 2002, así como la variación en un mismo año dependiendo del origen del lugar donde se utiliza y el usuario a que está destinado. En el 2001 cuando el gas natural en Estados Unidos se cotizaba a 2.67 dólares por

⁸ DOE/EIA, PEMEX, División Baja California CFE

millar de pies cúbicos, CFE en Baja California lo estaba comprando en 9.05 dólares por millar de pies cúbicos.

En los costos no asociados al combustible se incluyen costos de mano de obra, materiales, depreciación, gastos administrativos, y en el caso de México el concepto de “Aprovechamiento”, cargo que el gobierno Federal hace a CFE como un porcentaje sobre los activos fijos que están en operación, el cual se revisará más ampliamente en el siguiente capítulo.

Es muy importante analizar la sensibilidad de los costos de generación a la variación de los precios del combustible, de la eficiencia y de la participación de los costos no asociados al combustible. Esta sensibilidad se presenta en la Figura 3.12.

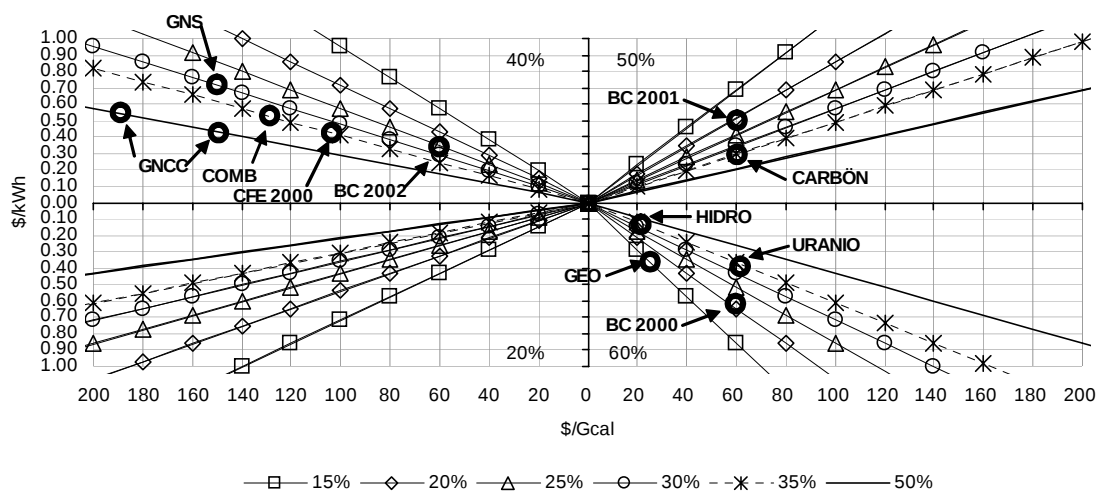


Figura 3.12. Sensibilidad de los costos de generación.

El gráfico está dividido en cuatro sectores o cuadrantes, caracterizado cada uno por un porcentaje de costos no asociados al combustible con valores de 20%, 40%, 50% y 60%, moviéndose en el sentido de las manecillas del reloj. En cada cuadrante el eje de las abscisas corresponde al costo del

combustible en pesos por Gigacaloría⁹, y el eje de las ordenadas corresponde al costo de generación en pesos por kWh. En cada cuadrante existen una serie de líneas que parten del cruce de los ejes centrales del gráfico representando eficiencias de conversión de 15%, 20%, 25%, 30%, 35% y 50%, acercándose al eje central horizontal a medida que aumenta la eficiencia.

Una termoeléctrica convencional operada con combustóleo (COMB) a un precio de 130 \$/Gcal, con una eficiencia de conversión de 35% y con una participación de los costos no asociados al combustible de 40%, tendrá un costo de generación de 0.52 \$/kWh. (cuadrante superior izquierdo). Para el mismo costo de generación con una planta de ciclo combinado (GNCC) operando con gas natural a una eficiencia de conversión de 50% e igual participación de los costos no asociados al combustible, el costo del gas natural tendría que ser de 190 \$/Gcal. Es decir, si el gas natural tiene un precio mayor de 190 \$/Gcal o el combustóleo tiene un precio menor de 130 \$/Gcal conviene generar con la termoeléctrica convencional.

En igual forma que se analiza una central se puede analizar todo el sistema conociendo los valores de eficiencia, costo de combustible y participación de los costos no asociados resultantes de la combinación de las diferentes centrales que participan en la oferta de electricidad.

En la Figura 3.12, para el sistema de Baja California en el 2000 (BC2000) con un costo medio de combustible de 60 \$/Gcal, eficiencia de 22% y

⁹ 1 Gigacaloría=1,000,000 kilocalorías=0.252 millones de Btu

participación de costos no asociados del 60%, el costo medio de generación fue de 0.58 \$/kWh. En el 2001 (BC2001) con el mismo costo medio de combustible, menor eficiencia de 20% y menor participación de costos no asociados del 50%, el costo medio de generación fue de 0.50 \$/kWh

En la figura se presentan también valores reportados para centrales de gas natural con turbina simple (GNS), carboeléctricas (CARBÓN), hidroeléctricas (HIDRO), nucleoelectricas (URANIO) y geotermoeléctricas (GEO). También para el sistema de Baja California en el 2002 (BC2002) y CFE a nivel nacional en el 2000 (CFE2000)

Análisis como el mostrado permite visualizar qué tan sensibles son los costos de generación a los parámetros estudiados, habría que considerar además los análisis de riesgos en el sentido de cuál es la probabilidad de que ocurra un determinado cambio en el valor de los parámetros afectando el costo de generación.

La eficiencia de conversión de los combustibles en electricidad está asociada a la tecnología, tiempo de uso de la central y forma de operación. Las geotermoeléctricas del tipo de Cerro Prieto no operan a eficiencias mejores del 17%, las termoeléctricas convencionales operan alrededor del 35%, y sólo las centrales de ciclo combinado operando con gas natural tienen eficiencias superiores al 50%. Las restricciones de contaminación ambiental incidirán reduciendo la eficiencia de las centrales. Aún así pueden esperarse mejoras debido a que en el futuro predominarán en Baja California las plantas de ciclo combinado elevando la eficiencia del sistema.

La participación de los costos no asociados al combustible en México y en especial en Baja California representan una oportunidad de abatir los costos de generación. Las plantas de ciclo combinado operando con gas natural en otras partes del mundo reportan valores del 15% por este concepto. En México los costos no asociados al combustible están fuertemente afectados por políticas administrativas relacionadas con los conceptos de “aprovechamiento”, depreciación y actualización del valor de los activos.

El costo o precio de los combustibles utilizados para generar electricidad es el parámetro con mayor riesgo de cambio y que puede elevar significativamente los costos de generación, sobre todo porque al mejorar la eficiencia y abatir los costos no asociados al combustible, tendrán mayor impacto en el costo de producción de electricidad.

Si el precio del gas se duplicara, prácticamente también se duplicaría el costo de generación con ciclo combinado, pero los costos medios de generación y los costos medios de producción sólo se incrementarían en 27% por el efecto amortiguador de las plantas geotérmicas, efecto que se perderá en el futuro al predominar la generación con ciclo combinado.

El precio de los combustibles está determinado por las leyes de la oferta y la demanda en el mercado internacional, las cuales son afectadas por fenómenos naturales, por accidentes fortuitos y por decisiones políticas que alteran la disponibilidad de los energéticos a nivel mundial, regional, nacional y local.

En el caso de México cuyos precios internos están ligados a los precios internacionales, aun cuando el costo de producción nacional del petróleo y del gas natural bajen, no ocurre lo mismo con los precios mejorando la economía de PEMEX en detrimento de la de CFE. Esta situación no se presenta en otros países productores de hidrocarburos donde sus precios internos se mantienen bajos independientemente de los precios internacionales.

El caso de Baja California es crítico por su pobre disponibilidad de energéticos, la única fuente nativa de uso comercial y masivo es la geotermia la que está limitada en crecimiento. El combustóleo debe ser traído del interior del país y frecuentemente importado por las limitaciones ecológicas de la zona fronteriza, en tanto el gas natural se importa de Estados Unidos y actualmente de un solo productor.

Es posible que la instalación de centrales dedicadas a la exportación de electricidad hacia los Estados Unidos tenga el efecto de amortiguar las variaciones del precio del gas natural en la región, pero es poco probable a menos que CFE o el sistema eléctrico de Baja California compita exportando electricidad.

La alternativa para Baja California es mantener un mínimo de diversidad de energéticos (geotermia, gas natural, combustóleo), flexibilizar sus instalaciones para que puedan operar con combustóleo y gas natural¹⁰, diversificar la tecnología geotérmica para aprovechar fluidos de baja

¹⁰ Las termoeléctricas convencionales pueden modificarse para esta opción, y los ciclos combinados pueden operar los recuperadores de calor con combustóleo.

entalpía¹¹, pero en especial diversificar sus proveedores de combustóleo y de gas natural.

¹¹ Ciclos binarios

Capítulo 4

PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y DE BAJA CALIFORNIA.

Resumen.

En este capítulo se analizan y comparan los parámetros técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)¹ y el de Baja California, contrastando los valores de algunos de estos parámetros con los que ocurren en otras entidades federativas de México y los que ocurren en otros países.

Se busca identificar y definir la problemática energética regional y local con el enfoque de que las políticas, estrategias y soluciones que pueden estar funcionando en el contexto nacional e internacional no pueden ser aplicadas en situaciones específicas substancialmente diferentes por el impacto social y económico que generan. El análisis se orienta a detectar las diferencias más que las similitudes para proponer alternativas de solución.

Parámetros técnicos del Sistema Nacional y en Baja California.

El Sistema Eléctrico Nacional está dividido en 9 áreas, sólo las de la Península de Baja California (**8 y 9**) no están conectadas a la red principal nacional, e incluso no están conectadas entre ellas. En la Figura 4.1, cada círculo representa una región de la red, y los valores en las flechas que los unen indican la capacidad de transmisión, en MW, entre ellas².

Monterrey (9), se localiza en el área **3** que tiene una capacidad instalada de 5,847³ MW, pero puede ser alimentado desde Laguna (7), Río Escondido (8), Huasteca (10), Reynosa (11) y Aguascalientes-San Luis Potosí (14) con

¹ El sistema eléctrico nacional comprende todo el país incluyendo Baja California.

² En la figura sólo se indicaron algunas de las capacidades de transmisión para los fines del presente documento.

³ Los datos de capacidad instalada efectiva fueron insertados en la figura con información del 2002

líneas de transmisión que tienen capacidades desde 350 hasta 2,600 MW para un total de 7,305 MW.

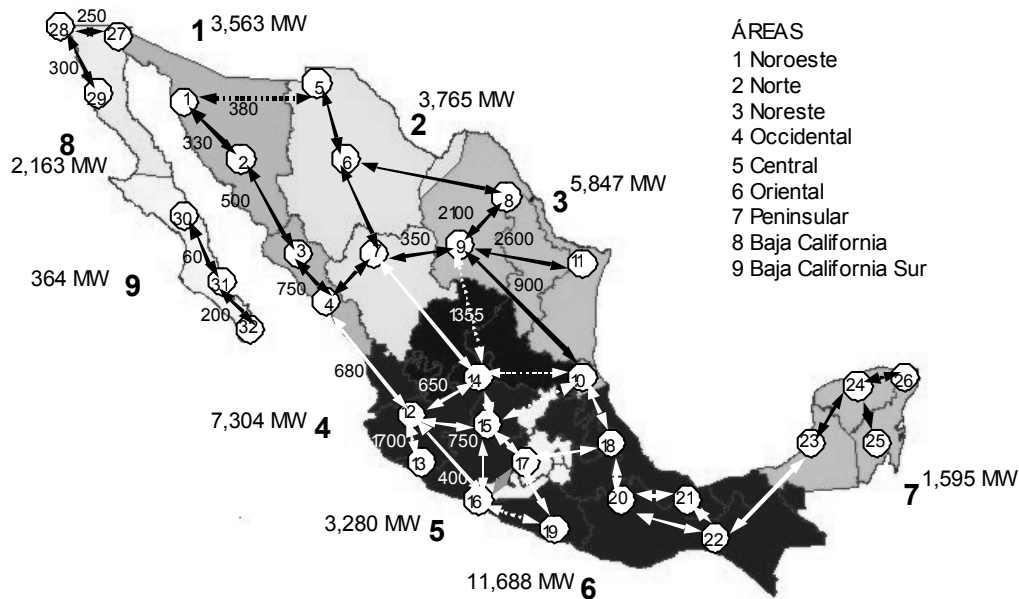


Figura 4.1. Red eléctrica nacional y capacidad instalada (SENER, 2001)

Mexicali (27) se localiza en el área 8 con una capacidad instalada de 2,163 MW⁴, de las cuales en Mexicali sólo había 720 MW efectivos de Cerro Prieto, una línea de transmisión a Tijuana (28) con capacidad de 250 MW y una línea de transmisión a Imperial Valley con capacidad de 220 MW. Existe una gran diferencia entre Monterrey y Mexicali para hacer frente a sus requerimientos de electricidad y en las opciones de interconexión y de fuentes energéticas para obtenerla.

La capacidad instalada en 2002 se estimó en 39,569 MW de los cuales el 39% se localizaban en las áreas 1, 2, 3 y 8 en la frontera norte del país. La

⁴ División Baja California de CFE reporta 2,272 MW para el 2002

capacidad instalada en Baja California sólo representa el 5% de la nacional y las estructuras energéticas difieren totalmente (Figura 4.2).

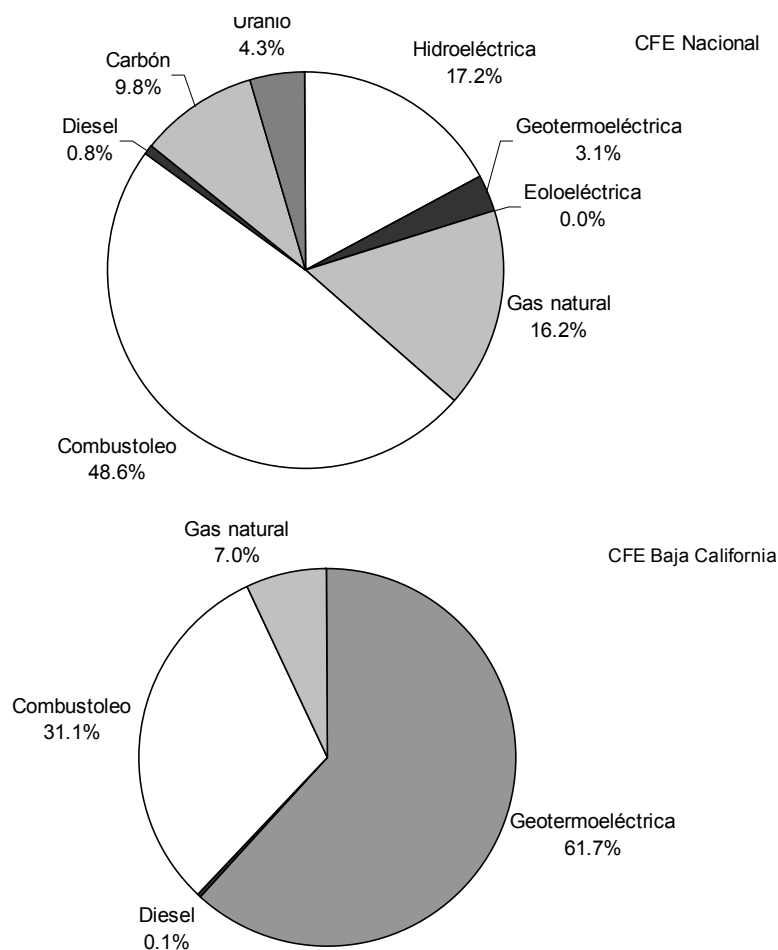


Figura 4.2. Estructura energética Nacional y en Baja California⁵

En el SEN, el 66% de la generación se realiza con hidrocarburos (combustóleo, gas natural, diesel), y el 44% con carbón, uranio, hidráulica, eólica y geotermia. En Baja California el 62% de la electricidad se produce con geotermia, única fuente de energía nativa, y el resto con combustóleo y gas natural de importación.

⁵ Por estructura energética se identifican los combustibles y tecnologías utilizadas para generar electricidad.

Para el 2010 la generación de electricidad en Baja California estará dominada por tecnología de ciclo combinado operando con gas natural, esta conversión de la estructura energética ocurrirá mucho más rápido en Baja California que en el resto del país.

La Tabla 4.1 compara el SEN y el sistema de Baja California con respecto a la generación bruta (GWh) en el 2000 por tipo de energético, la eficiencia de conversión (Ef %), el precio de los energéticos (\$/Gcal), la capacidad instalada (MW), el factor de planta (FP), el origen y el destino de la electricidad.

CFE Nacional	GWh	Ef %	\$/Gcal	Cap MW	FP	Baja California	GWh	Ef %	\$/Gcal	Cap MW	FP
Hidroeléctrica	32,613	35%	22.03	9,390	40%						
Geotermoeléctrica	5,901	16%	24.07	855	79%	Cerro Prieto	5,063	16%	24.07	720	80%
Eoloeléctrica	8	36%	0.00	2	42%						
Gas natural	30,792	36%	152.98	4,394	80%	Rosarito 7	577	42%	241.34	150	44%
Combustóleo	92,303	35%	129.72	14,679	72%	Rosarito 1,2,3,4	809	28%	156.22	307	30%
						Rosarito 5,6	1,742	33%	156.22	320	62%
Diesel	1,610	23%	472.83	2,101	9%	Turbogás	12	17%	221.31	191	1%
Carbón	18,547	36%	60.54	2,600	81%						
Uranio	8,221	33%	53.65	1,365	69%						
Generación Bruta	189,995	34%	103.25	35,385	61%	Gen. Bruta	8,203	20%	58.22	1,688	55%
Usos propios	9,542					Usos propios	443				
Energía Neta	180,453					Energía neta	7,759				
Importación	1,069					Importación	1,175				
Autoprodutores	1,350										
LFC	37,127										
Exportación	195					Exportación	320				
Energía neta necesaria	145,550					Energía neta necesaria	8,614				
Pérdidas	19,598					Pérdidas	677				
Ventas sectoriales	125,952					Ventas sectoriales.	7,937				

Tabla 4.1. Parámetros técnicos del SEN⁶ y en Baja California (2000).

El SEN con una capacidad instalada de casi 35,400 MW en el 2000, generó 190,000 MWh con una eficiencia media de 34%, un precio medio de

⁶ Con datos de CFE, Informes anuales (CFE2)

combustible de 103 \$/Gcal y con un factor de planta promedio de 61%. Ese mismo año, en Baja California con 1688 MW instalados se generaron poco más de 8,000 GWh (4.3% del nacional), con una eficiencia de 20%, un precio medio del combustible de 58 \$/Gcal y con un factor de planta promedio de 55%.

La eficiencia, que en Baja California fue 14% menor que el promedio nacional, se compensó con el precio medio del combustible que fue casi la mitad del precio medio nacional. Los factores de planta fueron muy similares a pesar de que las condiciones de operación en Baja California son más críticas que en el resto del país. Los factores de planta promedio en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD por sus siglas en Inglés) son del 50%, y la mayoría de los países están en el intervalo de 40 a 60% (OECD, 1998).

Las eficiencias a que opera el SEN y Baja California son comparables a las que ocurren en otros países. Las plantas geotermoeléctricas del tipo de Cerro Prieto no operan a eficiencias mayores al 17%, una turbina simple operada con gas natural presenta eficiencias conversión del 30% al 40%, si es un ciclo combinado la eficiencia mínima es de 45% y la máxima de 57% operando en promedio a 54%, una carboeléctrica opera con eficiencias entre 33% y 47.5%, una central operando con uranio tiene eficiencias de 29% a 35%. La eficiencia mundial promedio es de 30% similar al promedio de termoeléctricas operando con combustibles fósiles, la OECD reporta eficiencias promedio de 35% (OECD, 1998).

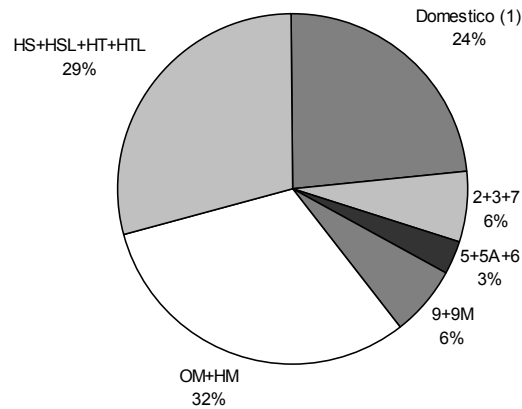
Los usos propios en ambos sistemas fueron del orden del 5% de la generación bruta, pero los usos propios del SEN en términos absolutos fueron mayores que la generación bruta de Baja California. La energía importada del SEN en el 2000 fue prácticamente la que se importó en Baja California para hacer frente a su demanda máxima de verano.

Las pérdidas de electricidad reportadas en Baja California en el 2000 representaron el 8.7% de la generación neta, mientras que en el SEN fue el 10.9% y en valores absolutos más del doble de la energía neta requerida por Baja California. El SEN entregó más del 20% de su energía neta a Luz y Fuerza del Centro (LFC) para su distribución y comercialización cuyas pérdidas y usos propios no están contabilizadas en la Tabla 4.1. Baja California con el 2.6% de la población nacional consumió el 4.8% de la electricidad en el país y sus ventas sectoriales representaron poco más del 6% de las ventas de CFE (CFE1, 2001)

El sector eléctrico nacional atendió del orden de 24 millones de usuarios en el 2000, de los cuales casi 19 millones fueron atendidos por CFE, en ese mismo año Baja California reportó poco más de 730,000 usuarios que representaron el 4% de los usuarios de CFE.

De las ventas sectoriales de CFE en el 2000, el 32% se destinaron a las tarifas de media tensión (Figura 4.3), el 29% a las tarifas de alta tensión y el 24% al sector doméstico. Es evidente que Baja California está destinando más energía en tarifas de baja tensión que el promedio nacional y menos en alta tensión y en tarifas de riego agrícola que son de menor precio.

CFE Nacional



CFE Baja California

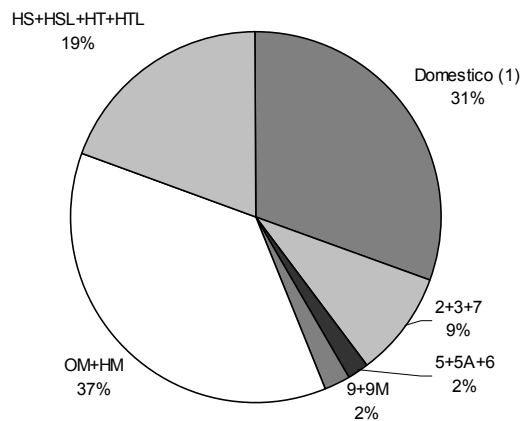


Figura 4.3. Distribución de ventas por tarifas en el SEN y en Baja California.

Baja California no es de las áreas que presentan mayor demanda máxima, ocupando el penúltimo lugar y representando el 5% de la demanda total del sistema (Figura 4.4). En las áreas del norte se concentra el 37% de la demanda del país.

El problema fundamental del sistema de Baja California es la intensa variación estacional de la demanda de verano a invierno pues, mientras la demanda máxima se presenta en agosto (Figura 4.5), en el invierno la demanda disminuye hasta el 50% de la demanda máxima. Aunado a lo

anterior, el aislamiento del sistema implica operarlo a su máxima capacidad operativa en agosto y con factores de planta muy bajos en invierno.

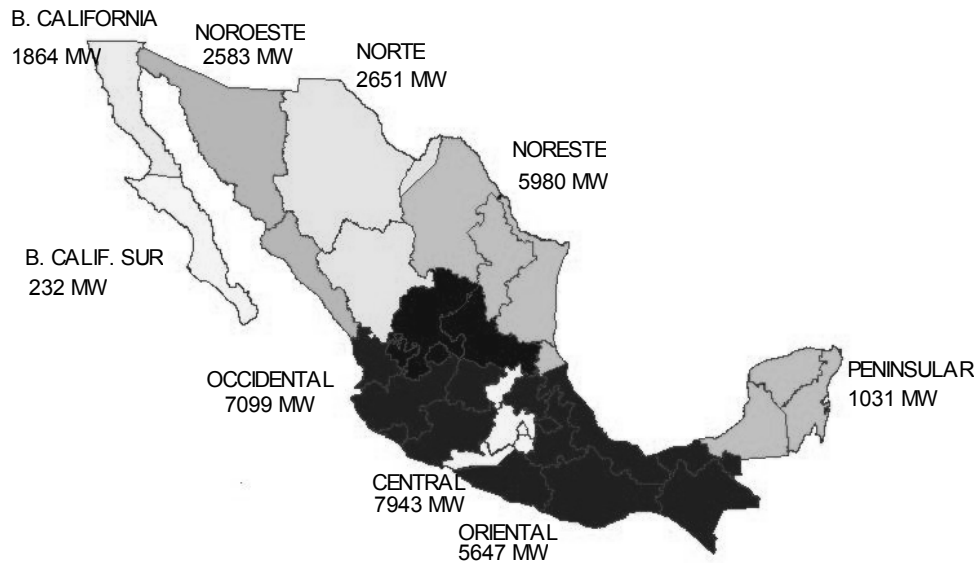


Figura 4.4. Demandas máximas en el SEN, 2002 (SENER)

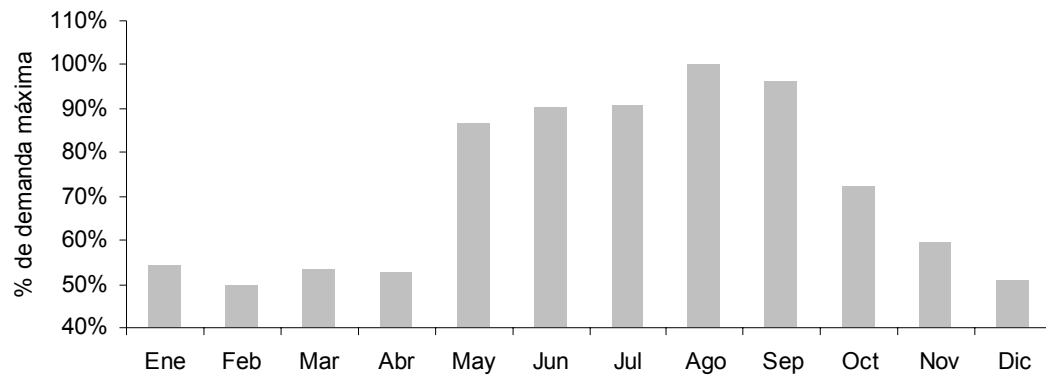


Figura 4.5. Demanda máxima mensual en Baja California (2001)⁷

La figura 4.6 compara las demandas máximas horarias de Baja California con el promedio de las áreas Occidental, Central, Oriental y Peninsular. Aun cuando la variación de los valles al pico es similar, en Baja California el pico

⁷ Información de División Baja California, CFE.

ocurre de las 12 a las 18 horas, mientras que en las otras áreas ocurre de las 21 a las 23 horas, es decir el período de punta dura 3 veces más en Baja California provocado por las características del clima en el Valle de Mexicali.

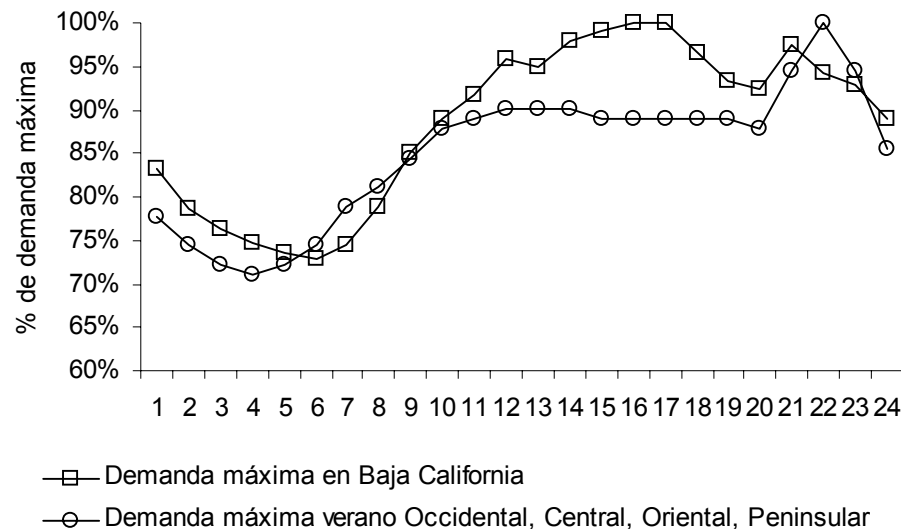


Figura 4.6. Demanda máxima horaria en Baja California y promedio de las áreas Occidental, Central, Oriental y Peninsular

Parámetros económicos del sistema nacional y en Baja California.

Los productos por las ventas de electricidad del sector eléctrico nacional en el 2000 fueron de más de 93,500 millones de pesos, de los cuales a CFE le correspondieron 73,500 millones de pesos (78%) y el resto a LFC. En ese mismo año, CFE en Baja California captó por ventas sectoriales del orden de 4,800 millones de pesos, que representaron el 6.5% de los productos de CFE.

Para comprender los parámetros económicos del sistema eléctrico nacional es necesario analizar los estados de resultados que presenta CFE en sus informes anuales y sus estados financieros trimestrales y anuales (CFE3).

La Tabla 4.2 muestra los estados de resultados presentados por CFE en sus informes anuales correspondientes a 1999 y 2000. El concepto de productos (1) corresponde a los ingresos que obtiene CFE por ventas de electricidad. Los costos de explotación (2), se refiere a los costos en que incurre CFE para generar, transmitir, distribuir y comercializar la electricidad e incluye los conceptos a, b, c, d y e listados en la tabla.

ESTADOS DE RESULTADOS (millones de pesos)				
Clave	Concepto	CFE 1999		CFE 2000
	Año	1998	1999	2000
1	Productos	81,975	82,046	96,953
2	Costo de explotación (a+b+c+d+e)	73,073	74,354	98,069
a	Servicios personales	9,275	9,920	11,547
b	Energéticos	33,192	31,856	50,099
c	Depreciación	14,031	14,999	16,004
d	Otros	10,868	10,691	12,184
e	Obligaciones laborales	5,707	6,888	8,235
3	Remanente de explotación (1-2)	8,902	7,692	-1,116
4	Costo financiero (f+g+h+i)	5,452	-4,624	-1,122
f	Intereses pagados	4,637	4,899	5,116
g	Fluctuaciones	13,627	-1,788	-568
h	Intereses ganados	-3,127	-2,961	-3,192
i	Resultados por posición monetaria	-9,685	-4,774	-2,478
5	Resultados antes de aprovechamiento y subsidio (3-4)	3,450	12,316	6
j	Productos y gastos ajenos a la explotación	761	-838	1,103
k	Aprovechamiento	31,629	33,826	36,991
l	Subsidios a tarifas	26,629	31,806	42,057
6	Resultados antes de ISR (5+j-k+l)	-789	9,458	6,175
7	Impuesto sobre la renta remanente distribuible	201	304	445
8	Resultado neto (6-7)	-990	9,154	5,730

Tabla 4.2. Estados de resultados CFE (1998-2000).

El remanente de explotación (3) es calculado por la diferencia entre los productos y los costos de explotación (1-2), el cual fue positivo en 1998 y 1999 y deficitario en el 2000.

Revisando los conceptos de los costos de explotación (Tabla 4.3), se observa que de 1999 al 2000 el costo de los energéticos pasó del 43 al 51% del costo de producción atribuyéndose a ello la causa principal del déficit.

Conceptos	1988	1999	2000
Servicios personales	13%	13%	12%
Energéticos	45%	43%	51%
Depreciación	19%	20%	16%
Otros	15%	14%	12%
Obligaciones laborales	8%	9%	8%

Tabla 4.3. Distribución de los costos de explotación (1998-2000).

El costo de los energéticos aumentó en 57% mientras que la generación bruta sólo lo hizo en 6%. Esto indica un fuerte aumento en los precios de los combustibles. Los servicios personales y las obligaciones laborales crecieron en 16% y 20%, respectivamente, y la depreciación en 7%. La contribución de los gastos no asociados al combustible representa del orden del 50% del costo de explotación, valor considerado alto para empresas generadoras de electricidad en las que este concepto no excede el 30%.

Los costos indirectos en centrales geotermoeléctricas de Estados Unidos representan del 10% al 30% del costo de operación. Se reportan plantas de ciclo combinado donde el costo del combustible representa el 93% del costo de operación, y carboeléctricas donde este valor es de 76%.

La depreciación representó del 16% al 20% de los costos de explotación, que considerando la vida media y el tiempo de uso de los activos fijos, sugiere que hay una sobre-estimación en el valor actualizado de los mismos.

Los costos financieros (4) incluyen los conceptos f, g, h e i listados en la tabla, donde los intereses ganados y las fluctuaciones por posición monetaria fueron superiores a los intereses pagados, de tal forma que los resultados

antes de aprovechamiento y subsidio (5), calculados como la diferencia entre el remanente de explotación y los costos financieros (3-4), fue positivo en todos los años.

Los resultados antes del ISR⁸ (6), se obtienen sumando a los resultados antes de aprovechamiento y subsidios (5), los productos y gastos ajenos a la explotación (j) y los subsidios (l), restándose el aprovechamiento (k).

Esta última operación en los estados de resultados requiere analizarse con mayor detalle por sus implicaciones en las tarifas y políticas de precios de la electricidad en México.

El concepto de aprovechamiento se establece en el Capítulo IX, Artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica⁹, el cual se transcribe a continuación:

“Capítulo IX

“Aprovechamiento para obras de Infraestructura Eléctrica”

“ARTICULO 46.- La Comisión Federal de Electricidad estará obligada al pago de un aprovechamiento al Gobierno Federal por los activos que utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica.

El aprovechamiento a que se refiere este artículo se determinará anualmente en función de la tasa de rentabilidad establecida para el ejercicio correspondiente a las entidades paraestatales. Dicha tasa se aplicará al valor del activo fijo neto en operación del ejercicio inmediato anterior reportado en los

⁸ ISR: Impuestos sobre la renta

⁹ Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

estados financieros dictaminados de la entidad y presentados ante la Secretaría de la Contraloría General de la Federación.

Contra el aprovechamiento a que se refiere este artículo, se podrán bonificar los subsidios que el Gobierno Federal otorgue a través de la Comisión Federal de Electricidad, a los usuarios del servicio eléctrico.

El entero del aprovechamiento a que se refiere este precepto se efectuará en cuartas partes en los meses de abril, julio, octubre y enero del año siguiente.

Los montos que se deriven del pago del aprovechamiento mencionado se destinarán para complementar las aportaciones patrimoniales que efectúa el Gobierno Federal a la Comisión Federal de Electricidad para inversión en nuevas obras de infraestructura eléctrica hasta el monto asignado para tal efecto, conforme al Presupuesto de Egresos de la Federación y se aplicarán de acuerdo con los preceptos y lineamientos autorizados.”

En los Estados Financieros Dictaminados al 31 de diciembre de 2001 y 2002 se indica en la nota 12 de Transacciones con el Gobierno Federal: *“Aprovechamiento a cargo de CFE determinado mediante la aplicación de una tasa del 9% sobre los activos fijos netos en operación del ejercicio anterior, registrado en los gastos de operación del año (nota 2j.1.1)”*

La nota 2j.1.1 en su segundo y tercer párrafo consigna:

“El aprovechamiento se determina anualmente en función de la tasa de rentabilidad establecida para las entidades paraestatales en cada ejercicio; para 2001 y 2002 la tasa fue de 9%, la cual fue autorizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SCHP). Dicha tasa se aplica al valor del

activo fijo neto en operación del ejercicio inmediato anterior y el monto resultante se carga a los resultados del ejercicio.”

“El gasto anual se compara contra los ingresos por transferencias para complementar tarifas deficitarias. Hasta 1999 se había generado un pasivo neto a favor del Gobierno Federal que no era pagadero, sino que se capitalizaba en el patrimonio al cierre de cada año; sin embargo, debido al fuerte incremento a nivel internacional en el precio de los hidrocarburos durante 2001 y 2000, su resultado fue contrario, razón por la cual la Junta de Gobierno autorizó su aplicación directa, como una disminución al patrimonio.”

La nota 2.j.1.2 en la nota 12 de Transacciones con el Gobierno Federal dice:

“Transferencias para complementar tarifas deficitarias: Corresponden a los recursos que el Gobierno Federal otorga a los usuarios del servicio eléctrico a través de CFE, mediante diversas tarifas subsidiadas en venta de energía. Una parte importante de esas transferencias se considera como operaciones virtuales, porque de acuerdo con la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica en vigor, las mismas se bonifican contra el aprovechamiento a cargo del Organismo. Durante 2001 y 2000 CFE únicamente registró transferencias de carácter virtual, ya que no recibió transferencias en efectivo. Estas transferencias se acreditan a los resultados del año en que se presentan y se muestran en los estados de resultados.”

Lo anterior implica que en la contabilidad de cada una de las Divisiones de CFE, el aprovechamiento es considerado como un egreso o gasto, mientras que el subsidio es considerado como un ingreso y por ello en el estado de

resultados suman los subsidios y restan el aprovechamiento. Esta operación no arroja los mismos resultados en todas las Divisiones, es decir, algunas de ellas pueden recibir más subsidios que lo que entregan por aprovechamiento y en otras puede ocurrir lo contrario.

En 1998 y 1999 el aprovechamiento fue mayor que los subsidios en 5,000 y 2,000 millones de pesos, respectivamente, incrementando el patrimonio de CFE en 7,000 millones de pesos, mientras que en el 2000 ocurrió lo contrario reduciéndose el patrimonio en 5,000 millones de pesos. Sin embargo, habría que leer con cuidado los párrafos tercero y quinto del artículo 46 para la interpretación que se pudiera dar a los mismos.

El Resultado neto (8) para los años reportados indica que CFE tuvo pérdidas en 1988 y utilidades en 1999 y 2000. La Tabla 4.4 muestra el formato que se utiliza para los Estados de Resultados en los Estados Financieros de CFE, incluyendo el año 2001.

En los estados de resultados no se explica cómo se calculan los montos para subsidiar tarifas, aun cuando se reportan costos medios de producción y precios medios de la electricidad. Se puede suponer que si la tarifa tiene un precio medio inferior al costo medio es subsidiada, sin embargo, cada tarifa tiene un costo de producción diferente, lo cual no ha sido encontrado en los reportes de CFE.

Basados en la información que reporta CFE en los estados financieros, balances de energía y estadísticas de ventas, se calculó la relación precio medio a costo medio (Tabla 4.5).

Estado de resultados (miles de pesos)				
clave	Concepto	CFE 2000	CFE 2001	
	Año	1999b	2000b	2001
1	Ingresos por venta de energía	89,397,962	101,222,214	101,313,294
	Costos y gastos			
a	De explotación	54,940,600	74,629,132	73,349,347
b	Depreciación	16,362,358	16,708,293	16,966,507
c	Gastos administrativos	2,530,021	2,452,416	2,342,705
d	Costo del año de obligaciones laborales	7,742,567	8,597,993	9,253,775
2	Subtotal costos y gastos (a+b+c+d)	81,575,546	102,387,834	101,912,334
3	Aplicación al activo	560,086		
4	Costo de operación neto (2-3)	81,015,460	102,387,834	101,912,334
5	(pérdida) utilidad de operación (1-4)	8,382,502	(1,165,620)	(599,040)
	Costo integral del financiamiento			
e	Intereses a cargo neto	2,111,996	2,008,388	4,541,367
f	Utilidades en cambio neta	(1,948,037)	(592,707)	(3,105,467)
g	Ganancia por posición monetaria	(5,201,936)	(2,587,615)	(1,112,972)
6	Costo integral del financiamiento (e+f+g)	(5,037,977)	(1,171,934)	322,928
7	Otros productos (gastos)	(913,224)	687,392	1,466,835
8	Utilidad antes de aprovechamiento y transferencias (5-6+7)	12,507,255	693,706	544,867
9	Aprovechamiento	36,857,136	38,619,700	38,516,374
10	Transferencias virtuales del Gobierno Federal para complementar tarifas deficitarias	34,655,427	43,908,432	44,121,610
11	(Insuficiencia) Exceso de aprovechamiento sobre las transferencias virtuales del Gobierno Federal para complementar tarifas deficitarias	2,201,709	(5,288,732)	(5,605,236)
12	Utilidad antes de impuesto sobre la renta, sobre remanente distribuible (8-9+10)	10,305,546	5,982,438	6,150,103
13	Impuesto sobre la renta sobre remanente distribuible	331,682	0**	0**
14	Utilidad neta del año (12-13)	9,973,864	5,982,438	6,150,103

Tabla 4.4. Estado de resultados reportados en Estados Financieros de CFE¹⁰

** Incluidos en otros productos (gastos)

CFE calcula su costo de producción agregando al costo de operación neto

(4) el costo integral de financiamiento (6) y el costo de aprovechamiento (9).

Si el costo real de producción es la suma de los conceptos de operación y financiamiento (4 y 6), al agregar el aprovechamiento se sobrevaluó en 49% en 1999, y en 38% en 2000 y 2001. Como el aprovechamiento se calcula como una tasa aplicada sobre los activos fijos en operación del año anterior,

¹⁰ 1999 y 2000 se reportan a valores de 2000 y 2001, respectivamente.

no existe relación con la cantidad de electricidad producida en el año en que se aplica ni con la intensidad de uso de los activos.

Clave	Concepto	CFE 2000	CFE 2001	
	Año	1999b	2000	2001
1	Ingresos por venta de energía (miles de pesos)	89,397,962	101,222,214	101,313,294
H	Ventas sectoriales reportadas (GWh)	117,431	125,927	127,593
I	Ventas a LFC (GWh)	34,450	37,127	37,844
16	Ventas totales (h+i) (GWh)	151,881	163,054	165,437
17	Costo de producción (4+6+9) (miles de pesos)	112,834,619	139,835,600	140,751,636
18	Costo medio de producción (17/(16*1000)) \$/kWh	0.74	0.86	0.85
19	Precio medio de venta (1/(16*1000)) \$/kWh	0.59	0.62	0.61
20	Relación precio/costo calculado	0.79	0.72	0.72
4	Costo de operación neto (2-3) (miles de pesos)	81,015,460	102,387,834	101,912,334
6	Costo integral del financiamiento (e+f+g) (miles de pesos)	(5,037,977)	(1,171,934)	322,928
9	Aprovechamiento (miles de pesos)	36,857,136	38,619,700	38,516,374

Tabla 4.5. Cálculo de la relación precio/costo

El costo medio de producción (\$/kWh) es calculado como la relación del costo de producción a las ventas totales de energía, mientras que el precio medio se evalúa con la relación de los ingresos por venta de energía a las ventas totales de energía.

Los costos medios, calculados de acuerdo al procedimiento de CFE, fueron de 0.74, 0.86 y 0.85 \$/kWh para los años de 1999, 2000 y 2001, respectivamente. Los precios medios reportados en esos mismos años fueron de 0.59, 0.61 y 0.62 \$/kWh. Esto generó relaciones de precio medio a costo medio de 0.79 para 1999 y de 0.72 para 2000 y 2001.

Si no se incluye el costo de aprovechamiento, los costos de producción reales calculados son 0.57, 0.63 y 0.62 \$/kWh para los años de 1999, 2000 y

2001, respectivamente, y las relaciones de precio medio a costo medio resultan en 1.04, 0.97 y 1.00 para esos mismos años. Esto sugiere que CFE opera muy cerca del equilibrio precio medio igual a costo medio, lo cual es razonable para una empresa de servicio público.

Si el precio medio de una tarifa es menor que el costo de producción, se supone que la tarifa está subsidiada, pero el subsidio proviene del aprovechamiento que fue cargado en el costo de producción. La figura 4.7 compara los precios medios de las tarifas a nivel nacional con los costos de producción con y sin el concepto de aprovechamiento.

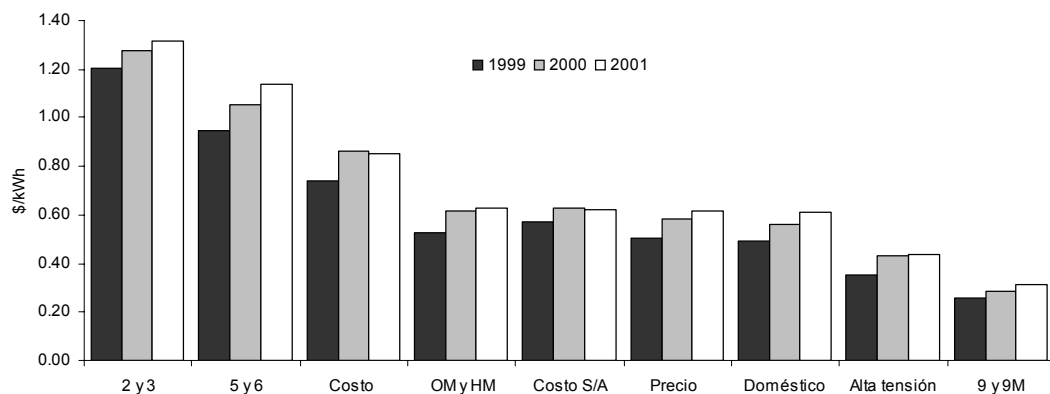


Figura 4.7. Precios medios sectoriales y costos de producción en México

Los precios medios sectoriales (precio, en la gráfica) calculados para las ventas de energía por tarifa, no consideran los productos ni las ventas a LFC, de tal forma que CFE reporta 0.50, 0.58 y 0.61 \$/kWh para los años de 1999, 2000 y 2001, respectivamente, valores menores a los calculados en los estados de resultados

Al incluir el concepto de aprovechamiento, sólo las tarifas de uso general (2 y 3) y las de servicio (5 y 6) tienen precios superiores al costo de producción

(costo). Si no se incluye el aprovechamiento (Costo S/A), las tarifas de media tensión (OM y HM) tendrían también un precio superior al costo de producción. El precio medio de toda la electricidad (Precio), en el 2001 sería ligeramente inferior al costo así calculado, y lo mismo ocurre con las tarifas domésticas. Las tarifas de alta tensión y de riego agrícola (9 y 9M) presentan precios medios por abajo del costo medio de producción.

Con este criterio de precios medios y costos medios, la Figura 4.8 representa los flujos de productos y subsidios entre los usuarios de las tarifas, CFE y el Gobierno Federal.

Hay que recordar que CFE asocia las tarifas a los sectores doméstico, comercial, de servicios, riego agrícola, mediana industria y gran industria, lo cual no corresponde a la realidad del uso de la electricidad excepto en el sector doméstico y riego agrícola.

En la figura, la primera flecha (fondo blanco) a la derecha de CFE, indica los productos generados en el 2001 por cada grupo de tarifas, en la misma se reporta el valor en miles de pesos (K\$) y el porcentaje que representa del total de los productos por ventas sectoriales. En el cuadro del sector se muestra el precio medio, calculado como la relación de los productos a las ventas de electricidad en ese sector (CFE1).

La segunda flecha (fondo gris) indica el déficit (o excedente) calculado como la diferencia entre el producto de las ventas de electricidad al sector menos las ventas al sector evaluadas al costo medio de producción. La suma de los déficit así calculados (flecha en dirección al sector) es superior en 460

millones de pesos (1%) al valor reportado por CFE de 44,122 millones de pesos en ese año (ver Tabla 4.4). Esto refuerza la hipótesis de que este es el procedimiento utilizado por el Gobierno Federal para calcular las “transferencias virtuales para complementar las tarifas deficitarias” consignadas en los estados de resultados reportados en los estados financieros.

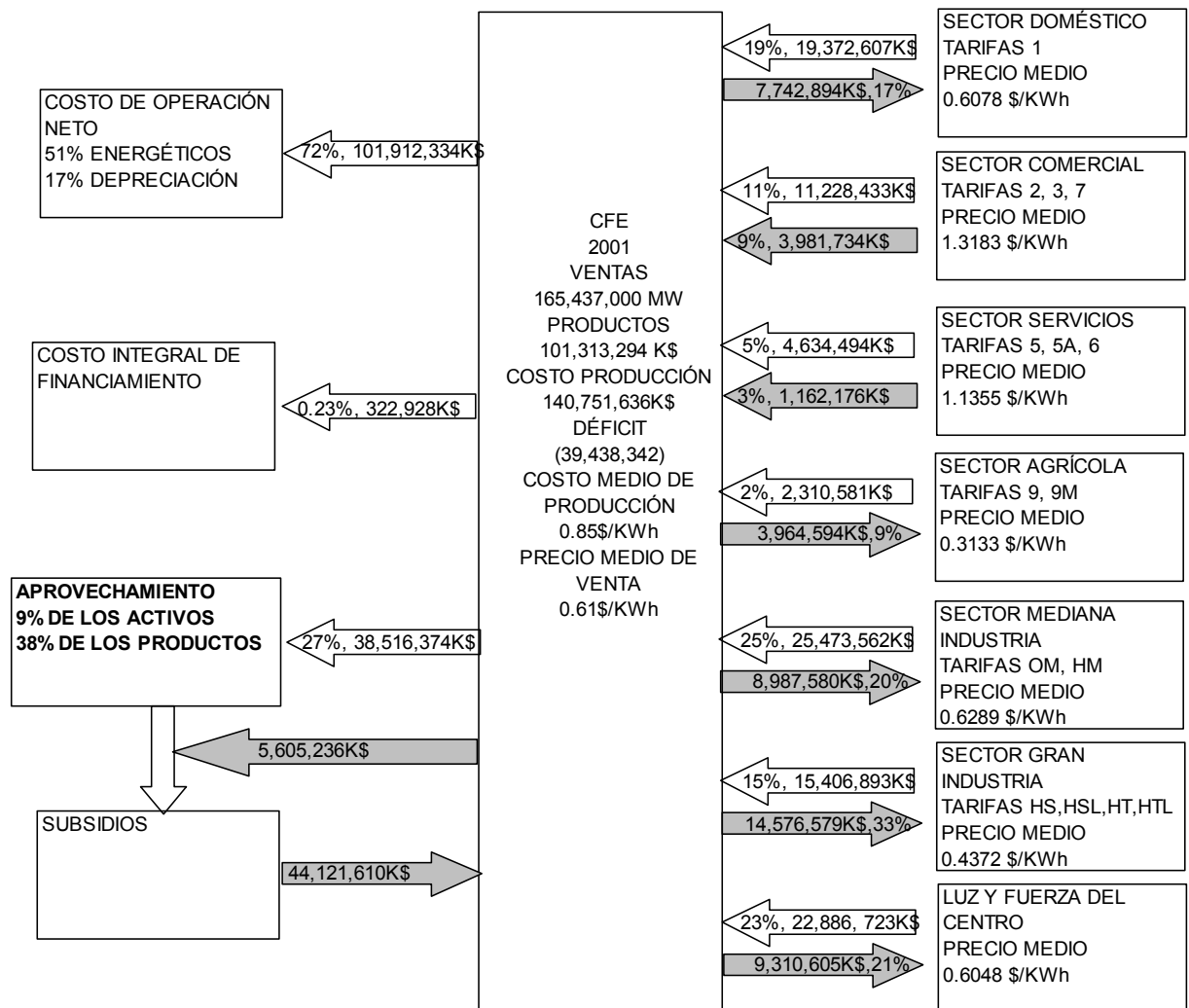


Figura 4.8. Flujos de productos y subsidios (2001)

Aplicando el criterio anterior, el sector doméstico en el 2001 generó 19,373 millones de pesos (19% de las ventas) y recibió 7,743 millones de pesos (17% de los subsidios), mientras que las tarifas de uso general (2, 3 y 7) y las de servicios (5, 5A y 6) generaron excedentes por 5,144 millones de pesos. El costo de producción de CFE ascendió a 140,752 millones de pesos de los cuales el 72% fue del costo de operación neto, 0.23% del costo integral de financiamiento y 27% del aprovechamiento. El Gobierno Federal para regresar a CFE los 44,122 millones de pesos en subsidios, al no ser suficiente el aprovechamiento, le disminuyó su patrimonio en 5,605 millones de pesos.

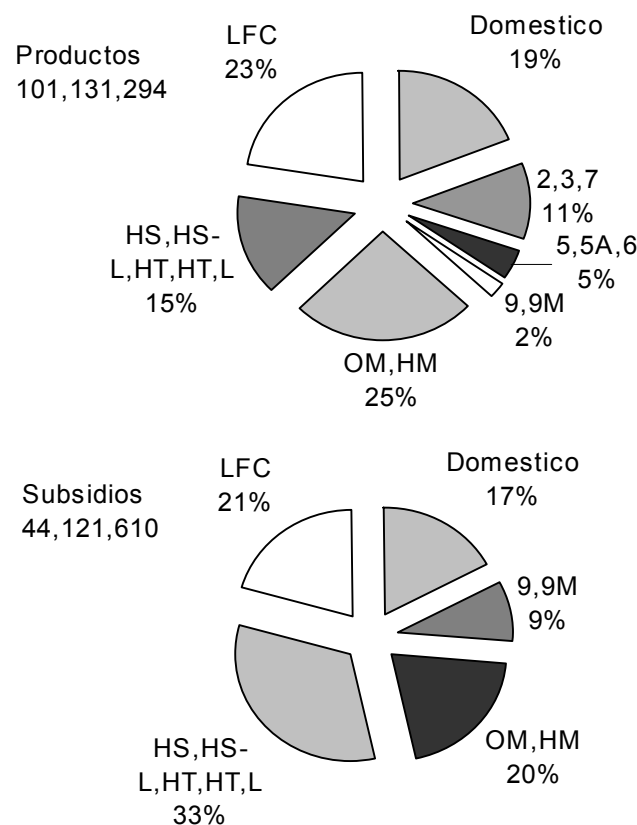


Figura 4.9. Distribución sectorial de productos y subsidios (2001).

Las tarifas de media tensión contribuyeron con el 25% de los productos (Figura 4.9), LFC con el 23%, el sector doméstico con el 19%, las tarifas de alta tensión con el 15% y las tarifas de uso general, las de riego agrícola y las de servicio con el 18% restante.

De acuerdo con el criterio y procedimiento descrito, las tarifas de alta tensión recibieron el 33% del subsidio, LFC el 21%, las tarifas de media tensión el 20%, el sector doméstico el 17% y las tarifas de riego agrícola el 9%.

Estos criterios y procedimientos administrativos distorsionan la economía del sector eléctrico nacional y en este escenario se toman decisiones que impactan económica y socialmente al país.

Las tarifas de alta tensión, LFC y las tarifas de media tensión representaron en 2001 el 69% de las ventas de electricidad en MWh, las diferencias entre sus precios medios y el costo medio de producción multiplicadas por el volumen de consumo producen que absorban el 74% del subsidio.

Si el mismo ejercicio anterior se realiza eliminando el concepto de aprovechamiento, la diferencia entre los productos y los costos de producción se reduce de 39,438 millones de pesos a 922 millones de pesos y el patrimonio de CFE se hubiera reducido en esa cantidad en vez de 5,605 millones de pesos como ocurrió en el 2001.

Esto se aprecia más claramente en la Figura 4.10 donde las tarifas de uso general (2, 3 y 7), las de servicios (5, 5A y 6) y las tarifas de media tensión (OM y HM) presentan un superávit que totaliza 8,520 millones de pesos y compensan parcialmente el déficit por 9,442 millones de pesos de las tarifas

domésticas, de LFC, de riego agrícola y de alta tensión, quedando una diferencia de 922 millones de pesos con cargo a CFE.

Los subsidios calculados por la diferencia entre precios medios de las tarifas y costo medio de producción implican que todas las tarifas tienen el mismo costo de producción, pero no todas las tarifas usan la misma calidad y tipo de electricidad.

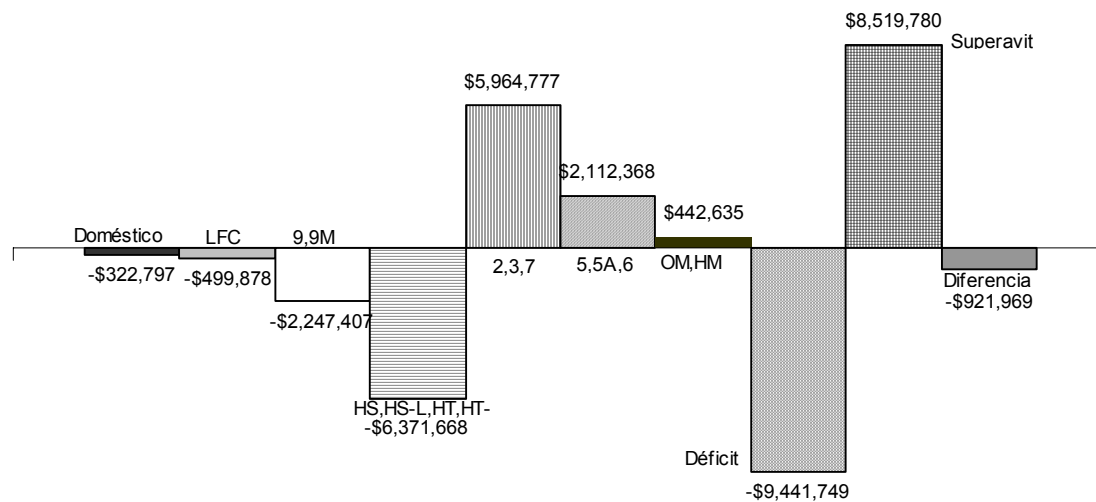


Figura 4.10. Diferencias entre productos y costos de producción, sin considerar aprovechamiento (miles de pesos)

Transmitir electricidad con una tensión de 400,000 volts (400 kV)¹¹ significa una menor corriente (amperes) en las líneas de transmisión y, por lo tanto, se reducen las pérdidas. Pero no es sencillo utilizar la electricidad a este nivel de tensión, los usuarios de las tarifas de alta tensión (normalmente 230 y 161 kV) deben adquirir subestaciones para reducir la tensión a 33, 23, 13.2 kV y

¹¹ El sistema de transmisión nacional opera a voltajes de 400, 230, 161, 150 y 138 kilovolts (kV), y el sistema de subtransmisión opera a 115, 85 y 69 kV. CFE está tratando de normalizar el sistema a 400, 220, 115 y 85 kV tanto para transmisión como para subtransmisión

finalmente utilizarla a 4,600, 440, 220 y 110 volts. El costo del equipo de transformación y las pérdidas de transformación lo absorbe el usuario.

En las tarifas de media tensión CFE distribuye con tensiones de 33, 23 y 13.2 kV, por lo tanto CFE invierte en subestaciones para disminuir la tensión de alta a media y absorbe las pérdidas de transformación y distribución, el usuario a su vez tiene que invertir en subestaciones para utilizarla a 4,600 V, 440, 220 y 110 volts, como en el caso anterior y quedan a su cargo las pérdidas de transformación correspondientes.

En baja tensión CFE distribuye en 440, 220 y 110 volts, para lo cual invierte en transformadores para pasar de media a baja tensión y absorber las pérdidas de transformación y distribución para entregar al usuario en el punto de medición.

Para los usuarios de todos los niveles de tensión, aparentemente el costo de generación debería ser el mismo, sin embargo los que más inciden en la demanda máxima por el patrón de uso de la electricidad, provocan que entren en operación las plantas reguladoras que generan a un costo más alto y por ello en las tarifas de alta y media tensión y en la de uso general se cobra por demanda y consumo, y también se elevan los precios de las tarifas de alumbrado público por su efecto sobre la demanda máxima.

En el proceso de transmisión, transformación y control, las tarifas de alta tensión inciden menos que las de media tensión y estas, a su vez, menos que las de baja tensión. En igual forma inciden los niveles de tensión por el número de usuarios, en el costo del proceso de distribución y

comercialización. El comportamiento global es que los costos de producción son mayores a medida que disminuye el nivel de tensión.

La participación de los costos de generación, transmisión transformación y control, y de distribución y comercialización, en el costo total de producción, es del 60%, 14% y de 26%, respectivamente. La Figura 4.11 muestra la participación de los procesos en el costo total de producción para diferentes países.

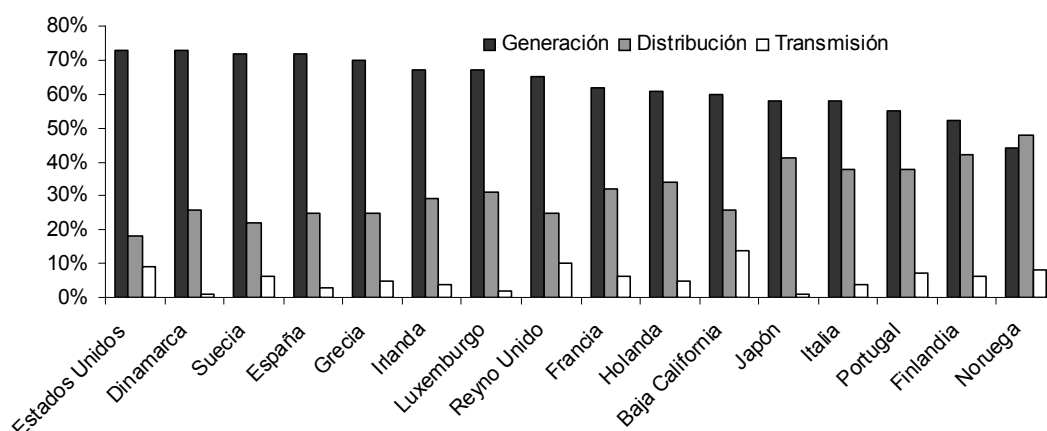


Figura 4.11. Participación de los costos de generación, transmisión y distribución en el costo total de producción, dólares/kWh, (IEA,1997).

Para un costo de producción en México de 0.86 \$/kWh en el 2001, los costos de generación fueron de 0.52 \$/kWh, los de transmisión 0.12\$/kWh y los de distribución y comercialización 0.22\$/kWh.

Si no se considera el aprovechamiento, el costo de producción fue de 0.62 \$/kWh, y los costos de generación, transmisión y distribución fueron de 0.37, 0.09 y 0.16 \$/kWh, respectivamente.

El precio medio de las tarifas de alta tensión en el 2001 fue de 0.44 \$/kWh, superior al costo de generación sin aprovechamiento y ligeramente inferior a

la suma de los costos de generación y transmisión (0.46 \$/kWh). El subsidio a tarifas de alta tensión es en realidad una compensación por la sobre evaluación en el costo de producción de dichas tarifas.

Las tarifas de riego agrícola, que operan en baja y media tensión, en 2001 tuvieron un precio medio de 0.31 \$/kWh, menor al costo medio de generación, por lo cual sí recibieron un subsidio real.

Las ventas a LFC en alta tensión indican un precio medio de 0.60 \$/kWh, por lo cual no fueron subsidiadas por CFE, independientemente que reciban otros subsidios del Gobierno Federal.

Las tarifas domésticas con un precio medio en el 2001 de 0.61 \$/kWh, prácticamente recibieron un subsidio mínimo, independientemente de que existe un subsidio cruzado entre los usuarios del mismo sector, y lo mismo ocurre en los otros sectores.

A nivel nacional las únicas tarifas realmente subsidiadas fueron las de riego agrícola y ligeramente las domésticas, cubriéndose la mayor parte con subsidios cruzados entre los diferentes sectores del sistema eléctrico.

Hay que insistir en que los análisis sobre los flujos de productos y subsidios son sobre tarifas y que la asociación que hace CFE con los sectores comercial, de servicios, mediana industria y gran industria no corresponde a la realidad del uso de la electricidad.

CFE asocia las tarifas de alta tensión al sector de gran industria, pero en Baja California las estaciones de bombeo del acueducto operan en alta tensión con una demanda de 60 MW para un caudal de 4 m³/s que se envía

a la zona costa, que con el proyecto de ampliación a 5 m³/s se tendrá una demanda de 82 MW, demanda que está cargada al área de Mexicali.

Las tarifas de media tensión se asocian a la mediana industria, pero en media tensión se encuentran centrales telefónicas, plantas de agua potable, tratamiento y bombeo de aguas negras, grandes centros comerciales, edificios públicos, hospitales, instituciones educativas. Situaciones similares se detectan en las tarifas de uso general.

El precio de la electricidad no está asociado al valor de su uso final y los subsidios directos y/o cruzados no necesariamente están llegando donde realmente se requieren para el desarrollo económico y social.

Utilizando el mismo criterio de flujo de subsidios entre tarifas a nivel nacional, es posible analizar los flujos de subsidios entre entidades federativas. Si el precio medio en una entidad federativa es menor que el costo medio de producción, sin aprovechamiento, tiene un déficit y está recibiendo un subsidio, caso contrario tendrá un superávit y subsidiará a otras entidades.

La Figura 4.12 compara los precios medios de la electricidad en las entidades federativas con el costo de producción sin aprovechamiento que en el 2000 fue de 0.63 \$/kWh. Las entidades con precio medio menor a este costo (fondo blanco) fueron subsidiadas por las entidades con mayor precio.

Si el objetivo del sistema aprovechamiento-subsidios es la de una redistribución de la riqueza, es evidente que no está funcionando, porque no necesariamente las entidades con menor desarrollo económico y social están recibiendo el beneficio de los subsidios, sino que las entidades que hacen un

uso intensivo de las tarifas de alta tensión y de riego agrícola son las que reportan menor precio medio (Figura 4.13).

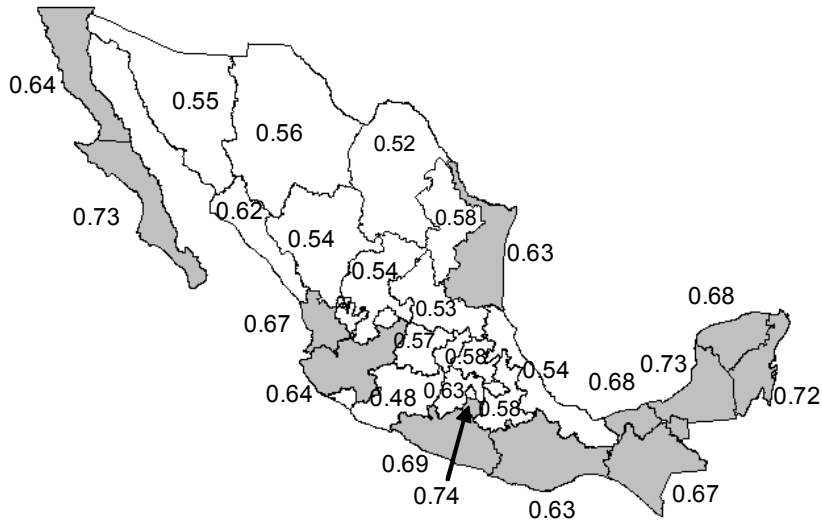


Figura 4.12. Flujo de subsidios entre entidades federativas, 2000. (CFE1)

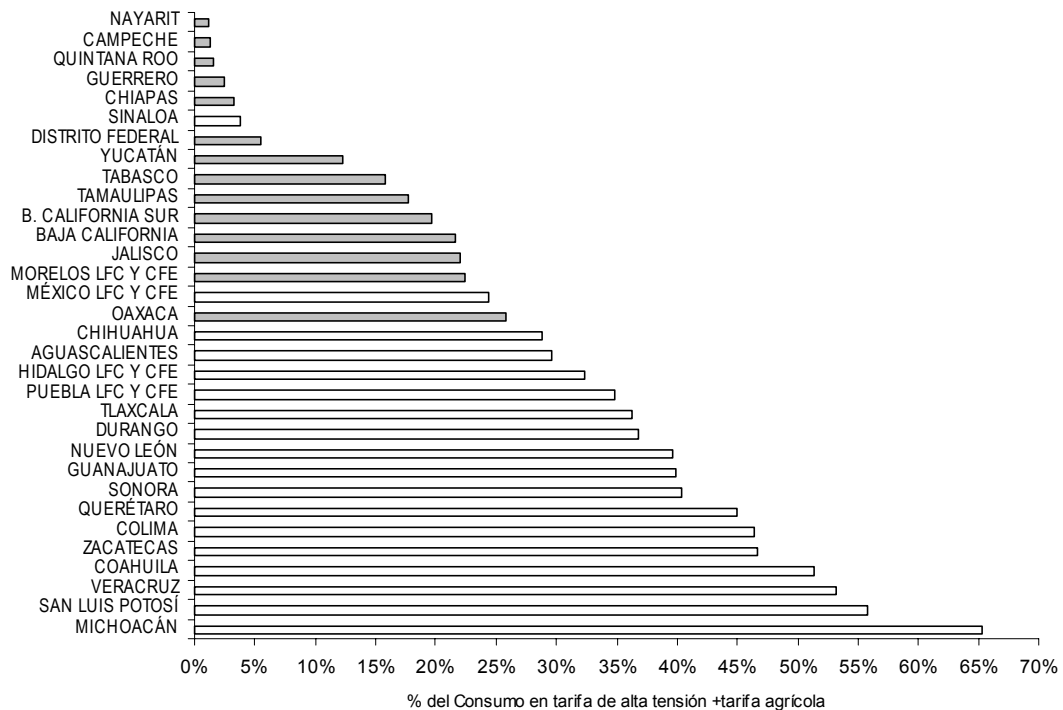


Figura 4.13. Porcentaje de uso de tarifas de alta tensión y riego agrícola por entidades federativas (2000).

CFE publica estadísticas de ventas por tarifas, sectores y por entidades federativas, las cuales incluyen para cada caso las ventas (MWh), el número de usuarios, el consumo por usuario (kWh/usuario-mes), los productos (miles de pesos) y el precio medio (\$/kWh). También publica sus estados de resultados y sus estados financieros a nivel nacional e incluso los balances de energía eléctrica nacionales.

La Tabla 4.6 compara las entidades federativas en indicadores como el consumo en kWh por habitante por año, el producto interno bruto (PIB en dólares) por habitante y la intensidad energética (kWh/PIB).

Este tipo de indicadores son muy comunes en los reportes nacionales e internacionales pero deben de manejarse e interpretarse con cautela. Son útiles en planeación energética para fijar y evaluar metas pero no reflejan fielmente las condiciones de vida de las regiones para establecer comparaciones entre ellas.

En el caso del consumo por habitante por año se divide toda la electricidad que se consume en la entidad entre el número de habitantes. Si en la entidad existen servicios o usos intensivos puede generar la idea de que los habitantes tienen un alto consumo y mejor nivel de vida. Los estados de la frontera norte se caracterizan por un valor alto en este indicador.

La lógica indicaría que un alto consumo de energía por habitante estaría asociado a un alto ingreso per cápita, por lo tanto, una mejor calidad de vida y que a menos que la electricidad tenga altos precios o exista una cultura de

eficiencia energética, se consumiría más energía por cada unidad de PIB generado (intensidad energética).

Entidad	kWh/hab/año	PIB/hab	kWh/PIB
Nuevo León	3,655	9,523	0.38
Coahuila	3,586	6,772	0.53
Sonora	3,568	6,240	0.57
Baja California	3,024	7,476	0.40
Baja California Sur	2,532	6,638	0.38
Chihuahua	2,454	7,796	0.31
Tamaulipas	2,355	5,829	0.40
Colima	2,248	5,266	0.43
Querétaro	2,190	6,390	0.34
Quintana Roo	2,138	8,263	0.26
Aguascalientes	1,829	6,574	0.28
San Luís Potosí	1,733	3,868	0.45
Michoacán	1,705	2,913	0.59
Total	1,594	5,310	0.30
Durango	1,582	4,298	0.37
Distrito Federal LFC	1,540	13,719	0.11
Jalisco	1,436	5,244	0.27
Hidalgo LFC Y CFE	1,426	3,036	0.47
Guanajuato	1,411	3,496	0.40
Tlaxcala	1,411	2,852	0.49
Sinaloa	1,386	3,878	0.36
Veracruz	1,376	2,971	0.46
Morelos LFC y CFE	1,255	4,526	0.28
Yucatán	1,223	4,345	0.28
México LFC y CFE	1,166	4,043	0.29
Puebla LFC y CFE	1,155	3,952	0.29
Zacatecas	1,152	2,788	0.41
Tabasco	950	3,304	0.29
Campeche	908	8,887	0.10
Nayarit	798	2,966	0.27
Guerrero	667	2,882	0.23
Oaxaca	515	2,232	0.23
Chiapas	386	2,134	0.18

Tabla 4.6. Indicadores de consumo de electricidad en México (2000)

Los datos de la tabla en cierta forma coinciden con la primera aseveración pero es evidente la desviación en los otros dos indicadores.

La Figura 4.14 compara el consumo por habitante por año para diferentes países, ocupando México el lugar 16 y Baja California (incluida para comparación) el lugar número 11. Sólo los estados de la frontera norte de México son comparables a países como Venezuela, Chile, Argentina o Brasil, pero todavía estamos lejos de llegar a los consumos per cápita de países como Canadá, Estados Unidos, Japón, Francia, Alemania y el Reino Unido.

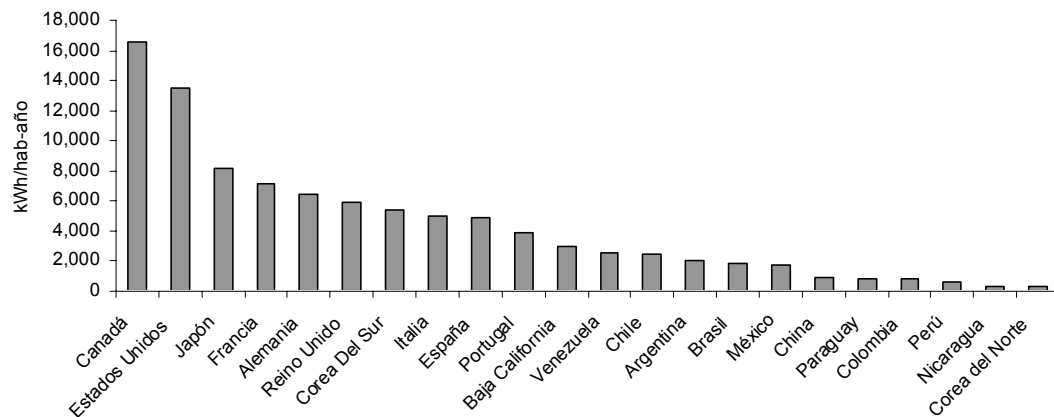


Figura 4.14. Consumo de electricidad por habitante por año en diferentes países(EIA1)

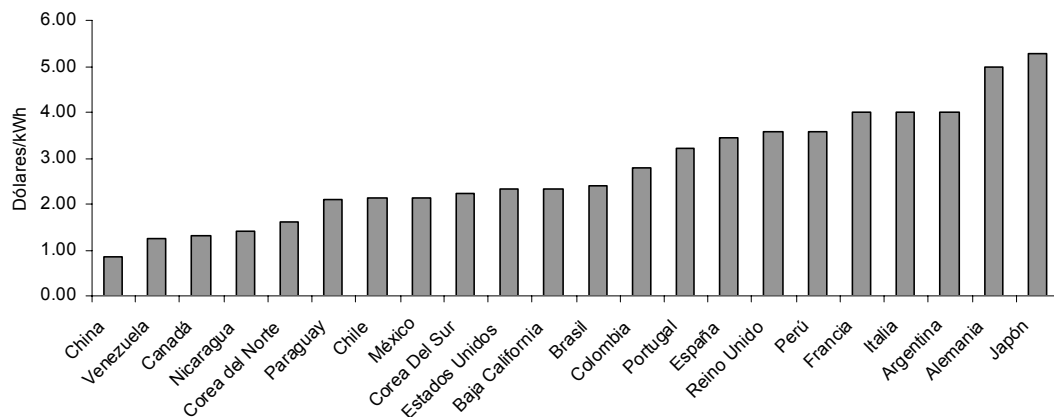


Figura 4.15. Intensidad energética en diferentes países (EIA1)

Si se compara la intensidad energética entre diferentes países (Figura 4.15), México ocupa el octavo lugar y Baja California (incluida para fines de

comparación) estaría en el lugar once. Países como China y Venezuela indican baja eficiencia por que generan pocos recursos económicos por cada kWh de energía que consumen, lo cual también está relacionado con una electricidad de bajo precio o muy subsidiada. Japón y Alemania aparecen en el otro extremo de la gráfica como países que por el alto costo de la energía son más eficientes en su uso. Baja California y México son comparables con Paraguay, Chile, Corea del Sur, Estados Unidos y Brasil.

Para realizar el análisis técnico y económico de Baja California y/o de la División Baja California, fue necesario integrar información dispersa tanto del SEN como local ya que las estadísticas de venta no son publicadas por División, y tampoco son publicados los estados de resultados y los balances de energía por División o por entidad federativa. Para algunos parámetros se consideró que el comportamiento actual de la División es similar al que presentó en 1995, fecha en que se realizaron estudios de este tipo (UABC/CFE).

La Tabla 4.7 presenta los balances de energía eléctrica para Baja California para los años de 1999, 2000 y 2001 y una proyección del balance para 2002. Los balances son para la División Baja California por lo cual se incluye San Luís R. C., Sonora. Es relevante la entrada de las unidades de Rosarito operando con gas natural y la consideración de que en el 2002 operaron con factores de planta de 80% por lo cual tienen que exportar energía a los Estados Unidos y ya no se requiere importar para satisfacer la demanda interna como ocurrió en 1999, 2000 y 2001.

	1999	2000	2001	2002
Vapor Geotérmico Cerro Prieto	4,675	5,063	5,604	5,550
Rosarito combustóleo 1,2,3,4	848	809	807	807
Rosarito combustóleo 5,6	1,826	1,742	1,822	1,822
Rosarito gas natural 7	114	577	1,051	1,353
Rosarito gas natural CC				3,791
Turbogas (diesel)	12	12	12	12
Generación Bruta	7,475	8,203	9,296	13,335
Usos propios	424	443	513	601
Energía Neta	7,050	7,759	8,783	12,734
Importación	908	1,175	646	0
Exportación	275	320	685	2,290
Energía neta necesaria	7,683	8,614	8,745	10,444
Pérdidas	662	677	549	1,000
Ventas sectoriales	7,021	7,937	8,196	9,444
Ventas Baja California	6,651	7,522	7,769	9007
Ventas SLRC	370	415	426	437

Tabla 4.7. Balances de energía (GWh) en Baja California.

Se integró la información básica para realizar balances económicos que permitiera calcular los costos de producción y las relaciones precio medio a costo medio para los años 2000, 2001 y la proyección del año 2002.

La Tabla 4.8 no es propiamente un estado de resultados, ya que se carece de información en el desglose de los costos de explotación, de los costos financieros, de productos y gastos ajenos a la explotación y del impuesto sobre la renta. Se presentan también los análisis considerando el efecto de no incluir el costo del aprovechamiento.

La inversión mínima por kW instalado en una planta de ciclo combinado es del orden de 400 Dlls/kW, en una carboeléctrica es de 837 y en una nuclear de 1,020 Dlls/kW. En una geotermoeléctrica se invierten de 300 a 450 Dlls/kW en el desarrollo del campo y de 750 a 1,100 Dlls/kW en la central.

Concepto	2000		2001		2002	
	Cantidad	Sin Aprov.	Cantidad	Sin Aprov.	Cantidad	Sin Aprov.
Productos (Millones de pesos)	4,778		5,370		6,403	
Costos de explotación (Millones de pesos)	4,808	4,808	5,271	5,271	6,078	6,078
Remanente de explotación (Millones de pesos)	-30		99		324	
Intereses pagados (Millones de pesos)	141	98	154	108	178	124
Costo por importación neta (Millones de pesos)	538	538	-24	-24	-1,443	-1,443
Resultados antes de aprovechamiento y subsidio	-709		-31		1,589	
Aprovechamiento (Millones de pesos)	2,081	0	2,281	0	2,631	0
Subsidios a tarifas (Millones de pesos)	2,724		2,546		1,598	
Resultados antes de ISR (Millones de pesos)	-66		234		556	
Diferencia Importación- Exportación GWh	855		-38		-2,290	
Precio Importación neta \$/kWh	0.63		0.63		0.63	
Costo incluido en transmisión (Millones de pesos)	538		-24		-1,443	
Costos de producción (Millones de pesos)	7,568	5,444	7,682	5,354	7,445	4,760
Costo de generación (Millones de pesos)	4,541	3,267	4,609	3,213	4,467	2,856
Costo de transmisión (Millones de pesos)	1,059	762	1,076	750	1,042	666
Costo de distribución (Millones de pesos)	1,968	1,416	1,997	1,392	1,936	1,238
Costo de generación (\$/kWh)	0.57	0.41	0.56	0.39	0.47	0.30
Costo de transmisión (\$/kWh)	0.13	0.10	0.13	0.09	0.11	0.07
Costo de distribución (\$/kWh)	0.25	0.18	0.24	0.17	0.20	0.13
Costo medio de producción (\$/kWh)	0.95	0.69	0.94	0.65	0.78	0.50
Precio medio (\$/kWh)	0.60	0.60	0.66	0.66	0.68	0.68
Relación precio/costo	0.63	0.87	0.70	1.01	0.87	1.36

Tabla 4.8. Balances y cálculo de relación precio/costo en Baja California.

En Cerro Prieto IV para una capacidad instalada de 100 MW se invirtieron 947 millones de dólares (947 Dlls/kW), en las unidades 8 y 9 de Rosarito del tipo de turbina simple operando con gas natural y con una capacidad de 541 MW la inversión fue de 63.46 millones de dólares (117 Dlls/kW), para las unidades Rosarito 10 y 11 en Mexicali con capacidad de 506 MW reportaron una inversión de 220 millones de dólares (434 Dlls/kW), y en la central de la Rosita con 750 MW de capacidad se declaró una inversión de 500 millones de dólares (667 Dlls/kW).

La importación y exportación de electricidad impactan más en el sistema de Baja California que a nivel nacional. Los egresos (o ingresos) por este concepto pueden ser contabilizados como energéticos comprados (o vendidos) por el proceso de transmisión.

En el 2000 los costos de explotación fueron mayores a los productos por el efecto del precio del gas natural y del combustóleo, lo cual asociado a la importación neta de electricidad ocasionó un déficit de 709 millones de pesos. Este fue compensado por la diferencia entre aprovechamiento y subsidio para reducirse la pérdida a 66 millones de pesos.

En el 2001, los altos precios del gas natural provocaron que el remanente de explotación fuera mínimo, y aún cuando la exportación fue ligeramente mayor que la importación, el efecto de los gastos financieros produjo finalmente un déficit de 31 millones de pesos. Los subsidios fueron mayores que el

aprovechamiento generándose finalmente un superávit de 234 millones de pesos.

Si el sistema de Baja California exporta suficiente electricidad para mantener sus factores de planta en 80% y esto se combina con la normalización de los precios de gas natural (caso supuesto para el 2002), se puede lograr un remanente de 324 millones de pesos, el cual sumado a los productos de la exportación produce un superávit de 1,589 millones de pesos. Aun cuando el aprovechamiento supera por más de 600 millones de pesos a los subsidios, se obtiene un superávit de 556 millones de pesos. La Figura 4.16 compara los precios medios de las tarifas en Baja California con los costos de producción con y sin el concepto de aprovechamiento.

Cuando se incluye el concepto de aprovechamiento, similar a lo que ocurre en el SEN, sólo las tarifas de uso general (2 y 3) y las de servicio (5 y 6) tienen precios superiores al costo de producción (costo). Si no se incluye el aprovechamiento (Costo S/A), las tarifas de media tensión (OM y HM) tendrán también un precio superior al costo de producción.

El precio medio de toda la electricidad (Precio), en el 2001 y el 2002 será superior al costo así calculado. Las tarifas domésticas tienen precio medio igual al costo sin aprovechamiento en 2001 y superior en el 2002. Las tarifas de alta tensión y de riego agrícola (9 y 9M), son las únicas que presentan precios medios menores al costo de referencia.

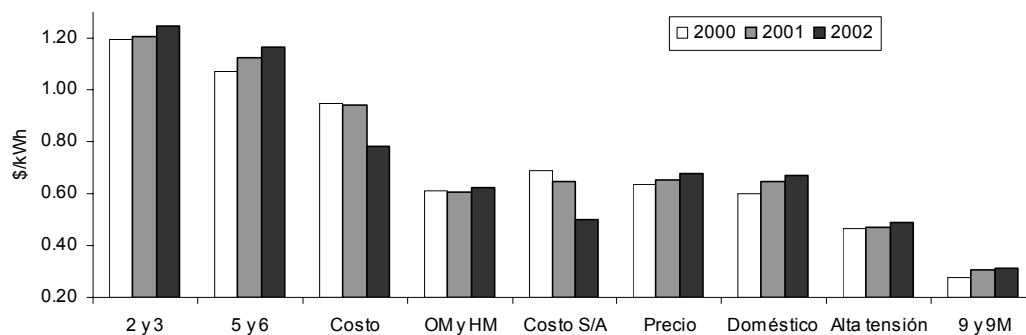


Figura 4.16. Precios medios sectoriales y costos de producción en B. C.(CFE1).

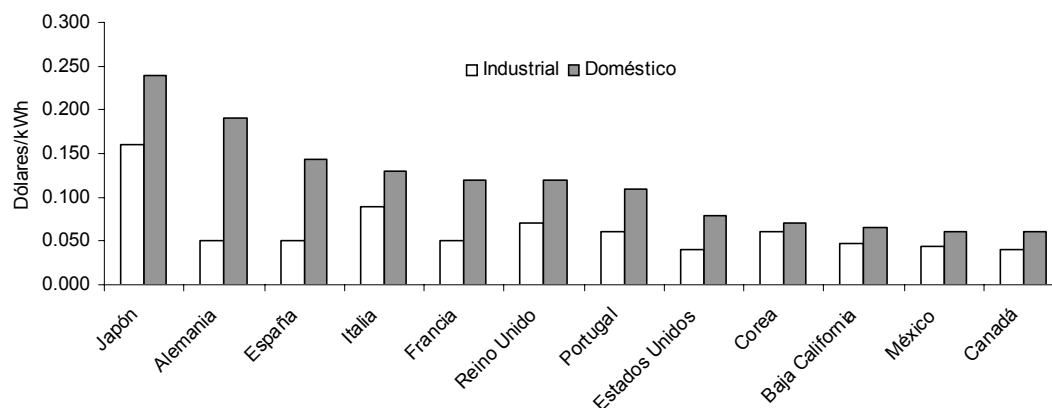


Figura 4.17. Precios medios de electricidad industrial y doméstica en diferentes países (EIA2) .

La Figura 4.17 compara precios medios de electricidad industrial y doméstica en diferentes países y en ella se incluyó Baja California para el año 2000.

Corea, Baja California, México y Canadá reportaron los valores más bajos para electricidad del sector doméstico en el 2000, mientras que Japón y los países Europeos reportan los valores más altos. Sin embargo, hay que tener

presente que los países reportados tienen ingresos per cápita y niveles de vida superiores a los de México.

Los esquemas de relación precio medio a costo medio o de distribución de los costos de generación, transmisión y distribución para fijar las diferentes tarifas, únicamente marcan la tendencia de que las tarifas de baja tensión como las domésticas presentan precios más altos, lo cual se refleja en la figura. Pero, no necesariamente un alto precio de electricidad doméstica está asociado a un alto precio de electricidad industrial, sino que entran en juego criterios de competitividad, desarrollo económico y social.

Los precios en electricidad industrial de México (y de Baja California), son competitivos con Japón, Italia, Portugal y Corea, prácticamente similares a los de España y Alemania, pero superiores a Estados Unidos y Canadá, esto hace atractivo para empresas de Japón y Corea instalarse en Baja California, si son intensivas en uso de electricidad y conjugan bajo costo de mano de obra e incentivos fiscales con el mercado de los Estados Unidos. Para empresas de Estados Unidos en casos similares, es más atractivo instalarse en Canadá.

La Figura 4.18 representa los flujos estimados de productos y subsidios entre los usuarios de las tarifas, CFE y el Gobierno Federal en la División Baja California.

El sector doméstico de la División Baja California en el 2001 generó 1,749 millones de pesos (33% de las ventas) y recibió 782 millones de pesos (34%

de los subsidios), mientras que las tarifas de uso general (2, 3 y 7) y las de servicios (5, 5A y 6) generaron excedentes por 238 millones de pesos

El costo de producción ascendió a 7,682 millones de pesos de los cuales el 69% fue del costo de operación neto, 2% del costo integral de financiamiento y 29 % del aprovechamiento. El aprovechamiento no fue suficiente para cubrir subsidios por 2,546 millones de pesos en subsidios, y el Gobierno Federal disminuyó el patrimonio de CFE en 264 millones de pesos.

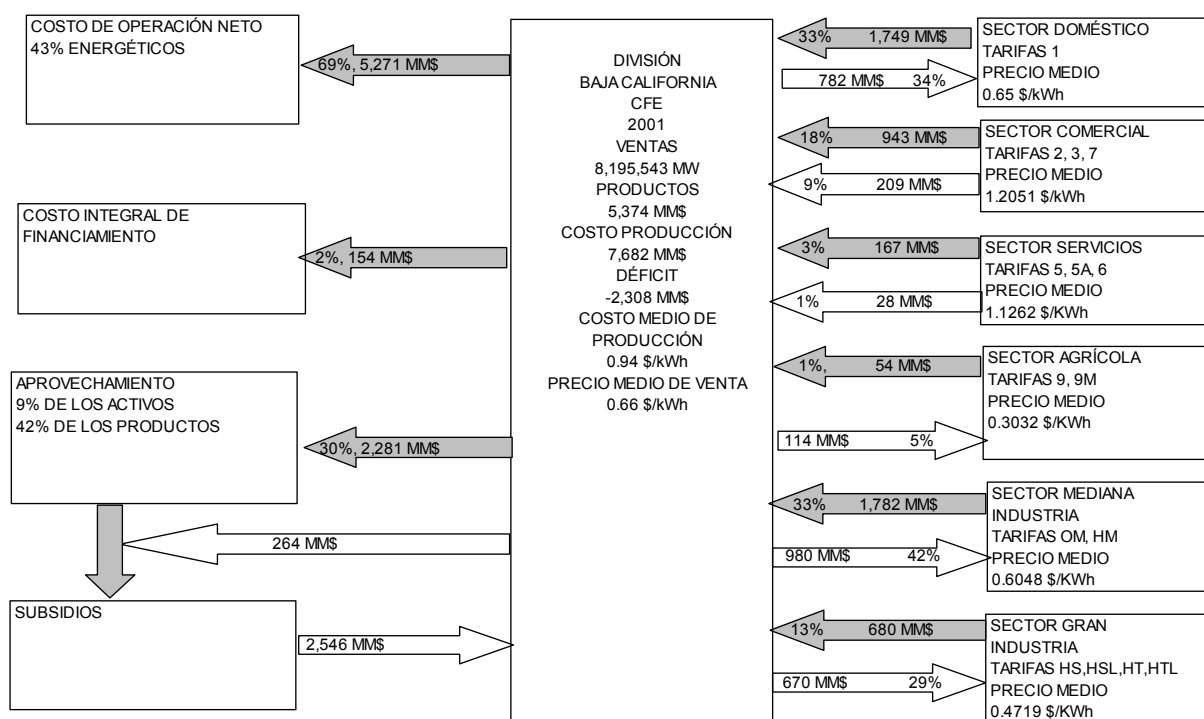


Figura 4.18. Flujos de productos y subsidios en Baja California (2001)

Las tarifas de media tensión contribuyeron en Baja California con el 33% de los productos (Figura 4.19), el sector doméstico con el 32%, las tarifas de alta tensión con el 13% y las tarifas de uso general, las de riego agrícola y las de servicio con el 22% restante.

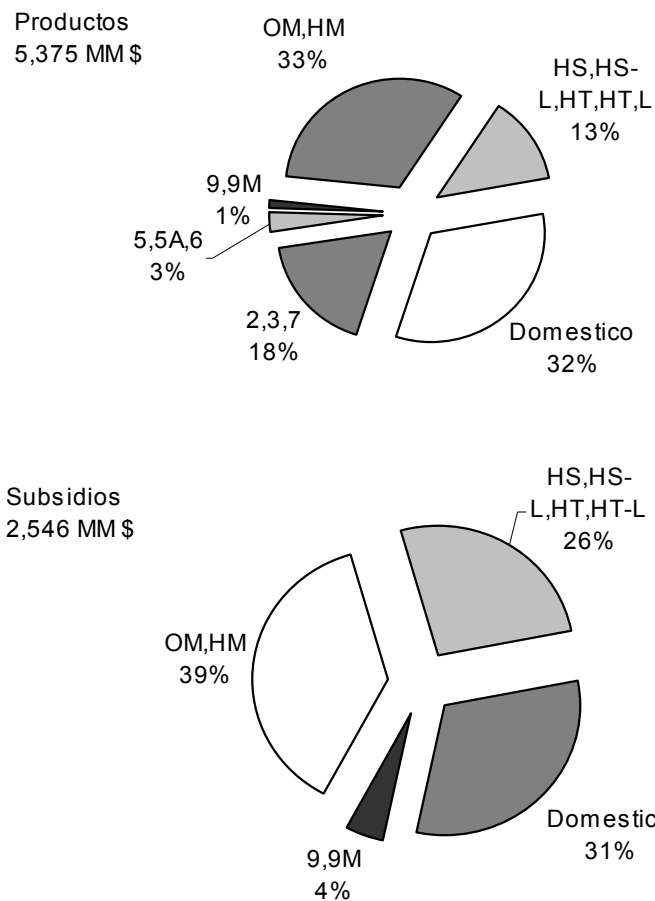


Figura 4.19. Distribución sectorial de productos y subsidios en B. C. (2001).

Las tarifas de media tensión recibieron el 39% del subsidio, el sector doméstico el 31%, las tarifas de alta tensión el 26%, y las tarifas de riego agrícola el 4%.

Al no contabilizar el concepto de aprovechamiento, la diferencia entre los productos y los costos de producción se reduce de 2,308 millones de pesos a 27 millones de pesos y el patrimonio de CFE disminuye en esa cantidad en vez de 264 millones de pesos como ocurrió en el 2001.

Las tarifas de uso general (2, 3 y 7), las de servicios (5, 5A y 6) presentan un superávit por 497 millones de pesos (Figura 4.20) y compensan parcialmente el déficit por 523 millones de pesos de las tarifas domésticas, de riego agrícola, de media y alta tensión, quedando una diferencia de 27 millones de pesos con cargo a CFE

Para un costo de producción de 0.94 \$/kWh en el 2001, los costos de generación fueron de 0.56 \$/kWh, los de transmisión 0.13 \$/kWh y los de distribución y comercialización 0.24 \$/kWh

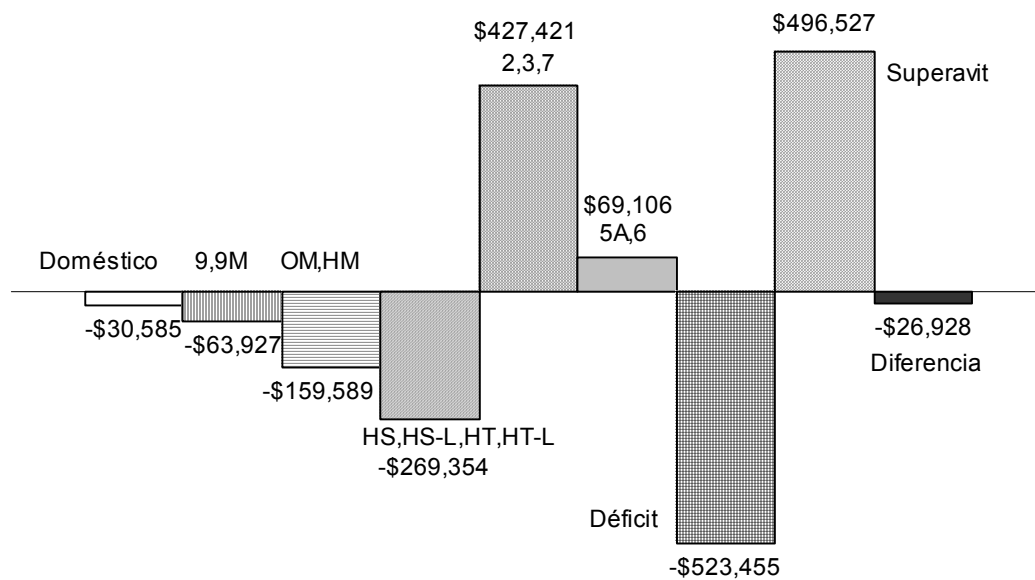


Figura 4.20. Diferencias entre productos y costos de producción en Baja California, sin considerar aprovechamiento (miles de pesos).

Si no se considera el aprovechamiento, el costo de producción fue de 0.65 \$/kWh, y los costos de generación, transmisión y distribución fueron de 0.39, 0.09 y 0.17 \$/kWh, respectivamente.

El precio medio de las tarifas de alta tensión en el 2001 fue de 0.47 \$/kWh, superior al costo de generación sin aprovechamiento y ligeramente inferior a

la suma de los costos de generación y transmisión (0.48 \$/kWh), las tarifas de media tensión con un precio medio de 0.60 \$/kWh, en realidad tampoco fueron subsidiadas.

Las tarifas de riego agrícola, que operan en baja y media tensión, en 2001 tuvieron un precio medio de 0.30 \$/kWh, menor al costo medio de generación, por lo cual sí recibieron un subsidio real. Las tarifas domésticas con un precio medio en el 2001 de 0.66 \$/kWh, prácticamente recibieron un subsidio mínimo.

Las únicas tarifas realmente subsidiadas en Baja California fueron las de riego agrícola, cubriéndose la mayor parte con subsidios cruzados entre los diferentes sectores de usuarios del sistema eléctrico.

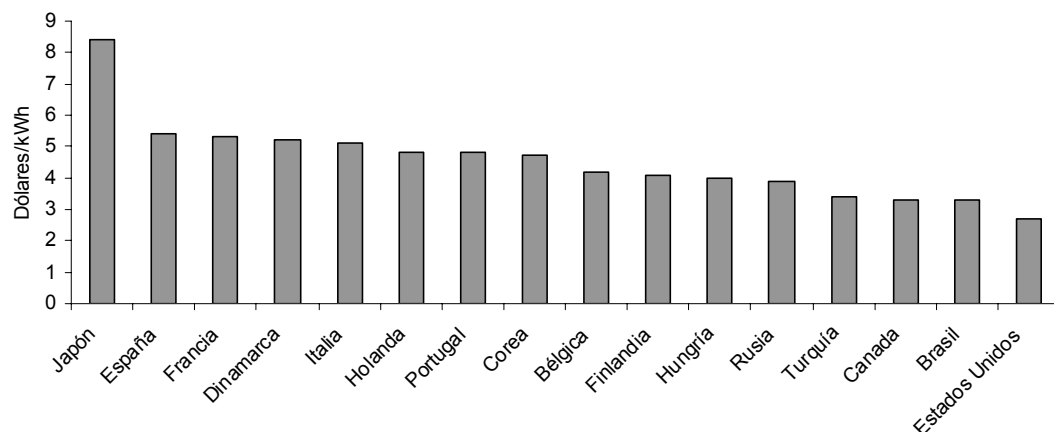


Figura 4.21. Costos de generación pronosticados para 2005 (OECD 1998)

Para que México y en particular la División Baja California logren competitividad en el suministro de electricidad (Figura 4.21), deberán lograr costos de generación de 3 centavos de dólar por kWh, disminuyendo los costos no asociados al combustible, eliminando el concepto de aprovechamiento, optimizando los procedimientos de actualización de

activos, diversificando sus energéticos y sus fuentes de suministro, y manteniendo los precios de los combustibles destinados a la generación de electricidad comparables o menores a los de los países competidores en los mercados Europeos, de Estados Unidos y Canadá.

Capítulo 5

Impacto del clima en el servicio de energía eléctrica en Baja California

Climatología

La cantidad de irradiación solar que recibe un determinado lugar determina en gran medida el comportamiento de la temperatura ambiental a lo largo del día. La humedad presente en el ambiente también influye en el rendimiento energético de los sistemas de acondicionamiento ambiental y el comportamiento de estas variables caracteriza el clima de una región en particular. Es el conocimiento de la climatología local lo que se requiere para seleccionar las características y materiales de construcción de viviendas y edificios, de los sistemas de climatización, de los hábitos de uso y eficiencia de la energía utilizada, de los requerimientos mínimos de energía eléctrica para garantizar un nivel adecuado de calidad de vida, entre otros aspectos importantes.

La combinación adecuada de temperatura, humedad y velocidad del aire en un espacio acondicionado, produce la sensación de confort a las personas que se hallen en él y mejora el rendimiento en las actividades desarrolladas por las personas. Una región con un clima agradable la mayor parte del año generalmente no demanda el uso de equipos de climatización, sin embargo, un clima extremo como el que se observa en ciertas regiones del país, entre las que destaca el municipio de Mexicali, es imprescindible el empleo de sistemas de acondicionamiento ambiental especialmente durante la época de verano.

La sensación de confort (o incomodidad) no sólo depende de la temperatura sino que es la resultante de la combinación de tres factores: temperatura, humedad relativa y velocidad del aire. Así por ejemplo, una temperatura alta con una humedad baja y una velocidad ligera del aire no es tan molesta. Sin embargo, la misma temperatura con una humedad elevada produce sensación de incomodidad no importando la velocidad del aire. Por otra parte, en invierno una temperatura baja es más soportable si la humedad es alta y la velocidad del aire es mínima. Aún así, la temperatura es la que mayor influencia ejerce sobre la climatología local de una región. Estos conceptos se ilustran de manera gráfica en la figura 5.1 en la que se puede apreciar que los límites de temperatura considerada de confort en época de verano para una persona bajo condiciones de reposo sin actividad física intensa oscilan entre los 19.4 °C (67 °F) y los 24.4 °C (76°F) con humedades relativas de 70% y 30%, respectivamente. Puesto que el intervalo de temperaturas de confort es bastante estrecho, esto indica que la temperatura es el factor más importante, por tanto para la caracterización climatológica de diferentes ciudades se utilizará la temperatura ambiente como referente de la denominada temperatura de confort. Asimismo, el análisis desarrollado bajo este principio se fundamenta en una variable denominada Horas-grado que representa y describe más adecuadamente el comportamiento climatológico de una región en términos de su relación directa con el consumo y demanda de electricidad y que permiten establecer y validar las similitudes o las diferencias particulares entre diferentes regiones.

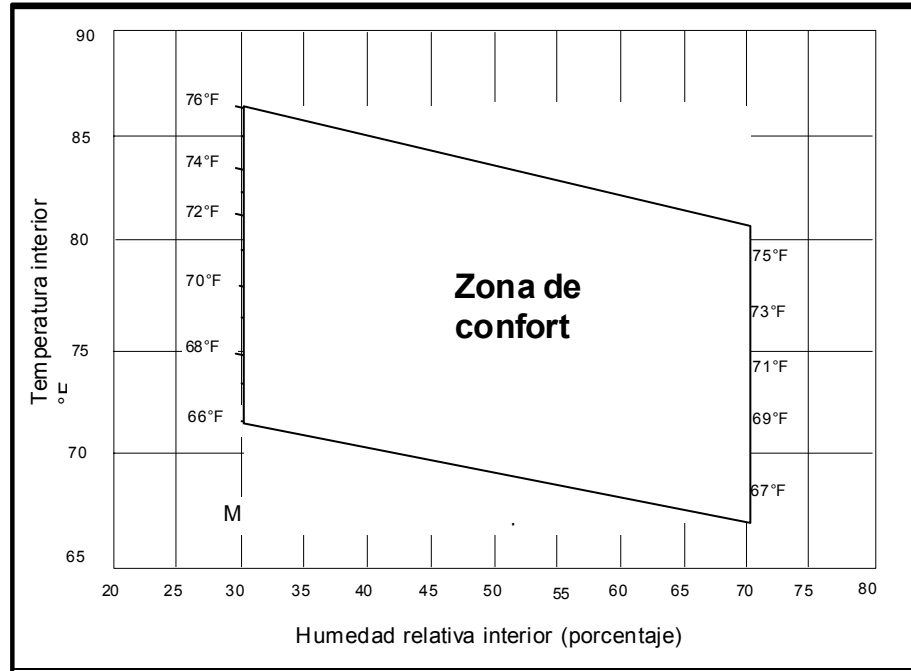


Figura 5.1. Delimitación de la zona de confort (Núñez 1998).

Horas-grado¹

Los requerimientos de enfriamiento o calefacción de una región dada en una cierta época del año dependen de la temperatura ambiente local. Sin embargo, si se desea cuantificar tales requerimientos, es decir, cuántos kWh se consumirán y de qué capacidad debe ser el equipo utilizado, se necesita conocer no sólo las temperaturas máxima y mínima del día, o la temperatura promedio del mes. Con esa información no se obtiene gran cosa ya que no dice nada acerca de cuántas horas se mantienen a lo largo del día las diferentes temperaturas ambiente. Es precisamente el tiempo que las distintas temperaturas se sostienen en un determinado período lo que puede hacer que una región sea diferente a otra.

¹ Pérez Tello Carlos en UABC/CDEM, 2003

Así, si la temperatura ambiente se encuentra por encima de un valor determinado, digamos 29.4°C (85°F), entonces se dice que se requiere enfriamiento. Si por el contrario, la temperatura ambiente se halla por debajo de un determinado valor, por ejemplo, 15.5°C (60°F) entonces los requerimientos son de calefacción. El intervalo entre estas dos temperaturas puede decirse que se encuentra en condiciones de confort, es decir, si en verano la temperatura ambiente no sobrepasa los 29.4 °C (85°F) se considera confortable, en tanto que la temperatura de 15.5°C (60°F) se considera un límite a partir del cual y para temperaturas menores deja de ser de confort durante el invierno. Usualmente, en la literatura abierta, para las regiones de clima cálido la temperatura de referencia más común es de 25°C (78°F) y se maneja como aquella temperatura por encima de la cual se considera un día de enfriamiento o, por el contrario, si es menor, se le contabiliza como un día de calefacción independientemente si realmente se requirió o no la climatización.

Sin embargo, para el caso de los habitantes de Mexicali esta caracterización no es tan válida ya que, durante la época de verano se recurre a la climatización a partir de los 29.4°C (85°F) y no antes. Por otra parte, en invierno puede decirse que una vez que la temperatura desciende a 15.5 °C (60°F) o menos, ya se requiere calefacción, en especial en las viviendas en las que habitan niños pequeños o ancianos. Si la temperatura ambiente se mantiene entre los límites anteriormente descritos no se recurre a la climatización dado que se percibe como confortable.

El concepto de horas-grado representa una cuantificación del valor de la temperatura ambiente contabilizando también el tiempo en que ésta se mantiene en un período bajo estudio. Por ejemplo, suponiendo que en dos ciudades diferentes A y B, la temperatura máxima en un día dado fueron 45°C y 48°C, y las mínimas fueron 25°C y 22°C, respectivamente. La temperatura promedio de ambas ciudades es la misma, 35°C. Sin embargo, si la temperatura de 45°C se mantuvo durante 2 horas y la de 48°C durante 5 horas, entonces en la ciudad A habrán sido $2 \times (45 - 25) \text{ °C} = 40$ horas-grado en tanto que la ciudad B tuvo $5 \times (48 - 25) \text{ °C} = 115$ horas-grado, esto es un 188% más que la ciudad A. En este ejemplo se consideró una temperatura de referencia (o de confort) de 25°C.

Sin embargo, la temperatura no es constante a lo largo del día ni uniforme a lo largo del año, sino que es una función más compleja y cercanamente periódica con la hora del día. Para cuantificar las horas-grado totales por día, mes y año es necesario contar con: 1) Información climatológica experimental y/o 2) Modelos de caracterización de temperatura ambiente. Para tomar en cuenta la variación natural de la temperatura a lo largo del año se recurre al cálculo para cuantificar las horas-grado. En la figura 5.2 se ilustra de manera esquemática lo anteriormente expresado.

El área coloreada en negro en una gráfica de temperatura ambiente vs hora del día y acotada en su parte superior por la línea de 29.4°C (85°F) indica que se requiere enfriamiento para llegar a las condiciones de confort, representada por la región en gris claro.

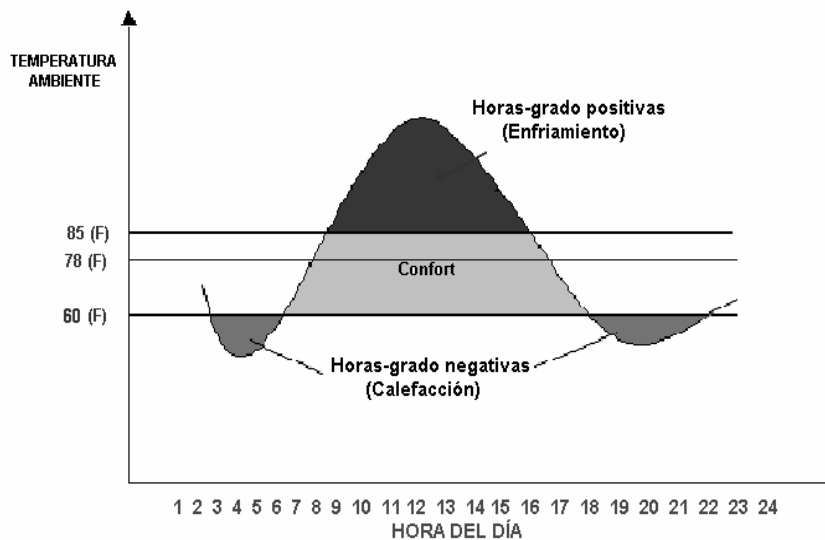


Figura 5.2. Representación esquemática del concepto de horas-grado

La línea inferior, en la figura representada por 60°F, que incluso podría ser otro valor predefinido, acota el límite de confort en invierno. El tamaño de las regiones coloreadas representa las horas-grado de enfriamiento, confort y calefacción. Así, entre mayor sea el área negra significa una región con mayores requerimientos de enfriamiento, si, por el contrario, el área gris oscura es de mayor magnitud, la región es fría y lo que se ocupa es calefacción. Si el área gris claro es predominante, la región es climatológicamente muy agradable para vivir en ella y la climatización no es prioritaria.

En el caso particular del área representativa de las necesidades de enfriamiento (área superior) está relacionada de manera directa con el consumo y la demanda máxima eléctrica que ocurren por acondicionamiento ambiental de un edificio o vivienda. En términos formales las horas grado se definen de la siguiente manera:

$$HG = \text{Horas_grado} = \int_{T_8}^{T_{ext}} \int_{t=1}^{24} T dt \quad (1)$$

Para Mexicali se tiene:

$$HG = 24[(T_{\max} - T^0) - 0.4917(T_{\max} - T_{\min})] \quad h \text{ } ^\circ F \quad (2)$$

donde T^0 representa la temperatura de referencia, usualmente 78 °F (25 °C) en la literatura internacional; 85°F (29.4°C) para Mexicali. Así, la ecuación (1) define una cantidad que aporta mayor información para correlacionar las necesidades de enfriamiento de una construcción. Por un lado relaciona no sólo el nivel de temperatura exterior alcanzado sino que, al mismo tiempo, indica la hora del día a la cual ocurre.

Esto es bastante útil cuando se desea correlacionar alguna variable energética que depende de los niveles de temperatura exterior como son las necesidades de enfriamiento, el consumo eléctrico o la demanda máxima. Asimismo, las horas-grado son directamente proporcionales a la temperatura ambiente exterior y, consecuentemente, su relación es directa con los requerimientos de enfriamiento (o calefacción) de una edificación. Existe una ventaja adicional al emplear la ecuación (2) ya que depende solamente de las temperaturas máxima y mínima del día.

Los días con valores positivos son los que interesan para el uso de aire acondicionado. Entre más grande sea el valor, mayor carga de enfriamiento y mayor consumo eléctrico. La suma a lo largo del mes es un indicativo de las necesidades en dicho período.

Climatología de Mexicali².

En la Figura 5.3 se desglosa por mes el porcentaje promedio de tiempo en el cual la temperatura ambiente se encuentra fuera de la zona de confort en la ciudad de Mexicali. La información abarca los años de 1999 a 2001 y los límites que definen esta gráfica fueron los establecidos por la literatura internacional (ASHRAE 1985).

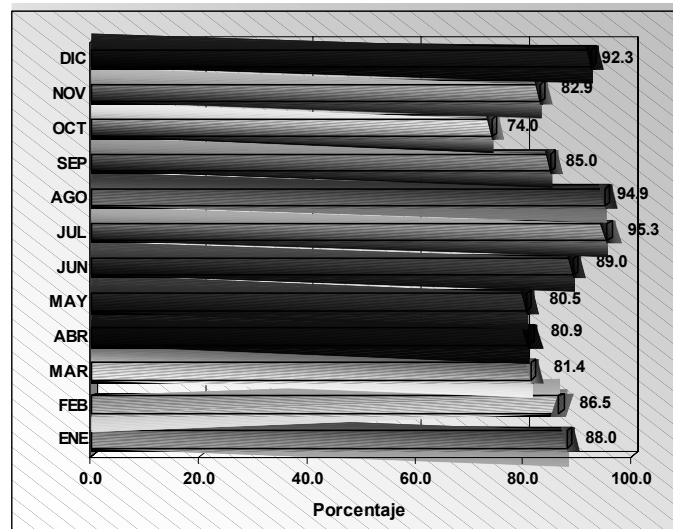


Figura 5.3. Porcentaje de tiempo fuera de la zona de confort en Mexicali, 1995.

Puede apreciarse que la mayor parte del año la temperatura ambiente se encuentra fuera de las denominadas condiciones de confort tanto en invierno como en el verano, siendo los meses más críticos enero y agosto. Los datos a partir de los cuales se construyó la figura fueron registrados por la estación meteorológica del Instituto de Ingeniería y proporcionados por el Área de Meteorología.

Como un ejemplo, en la figura 5.4 se presentan las horas totales que ocurrieron en el período de mayo a octubre de 1995 para diferentes

² Pérez Tello Carlos en UABC/CDEM, 2003

intervalos de temperatura. Con este tipo de información es factible identificar la frecuencia de los valores de temperatura o el índice de calor para períodos de tiempo seleccionados, sin embargo, no permite relacionar consumo o demandas eléctricas o pronosticar el comportamiento energético de un usuario o un sistema en función del clima, lo cual sí es posible al utilizar el concepto de horas-grado.

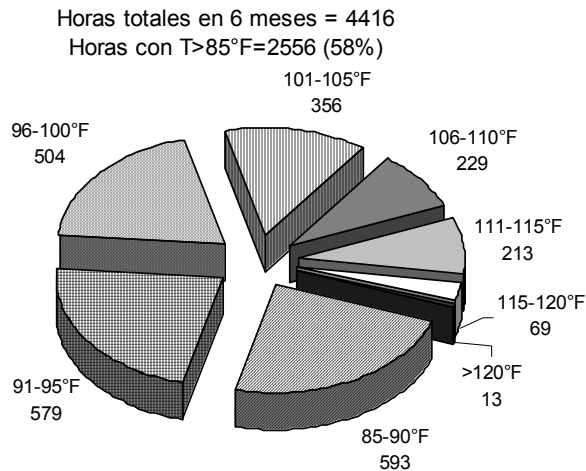


Figura 5.4. Total de horas para diferentes intervalos de temperatura en los meses de verano (mayo-octubre, 1995).

En las figuras 5.5 y 5.6 se muestran las horas grado promedio mensuales así como las totales anuales en el período 93-01. Para el cálculo se tomaron como referencia las temperaturas de 29.4°C (85°F) para el verano y 15.5°C (60°F) en invierno, es decir, si la temperatura ambiente fue mayor a 85°F las horas-grado son positivas y corresponden a enfriamiento. Si por el contrario, la temperatura es menor a 60°F las horas-grado son negativas y se requiere

calefacción. Los valores de la Figura 5.6 representan el valor promedio anual de los años 1993 a 2001.

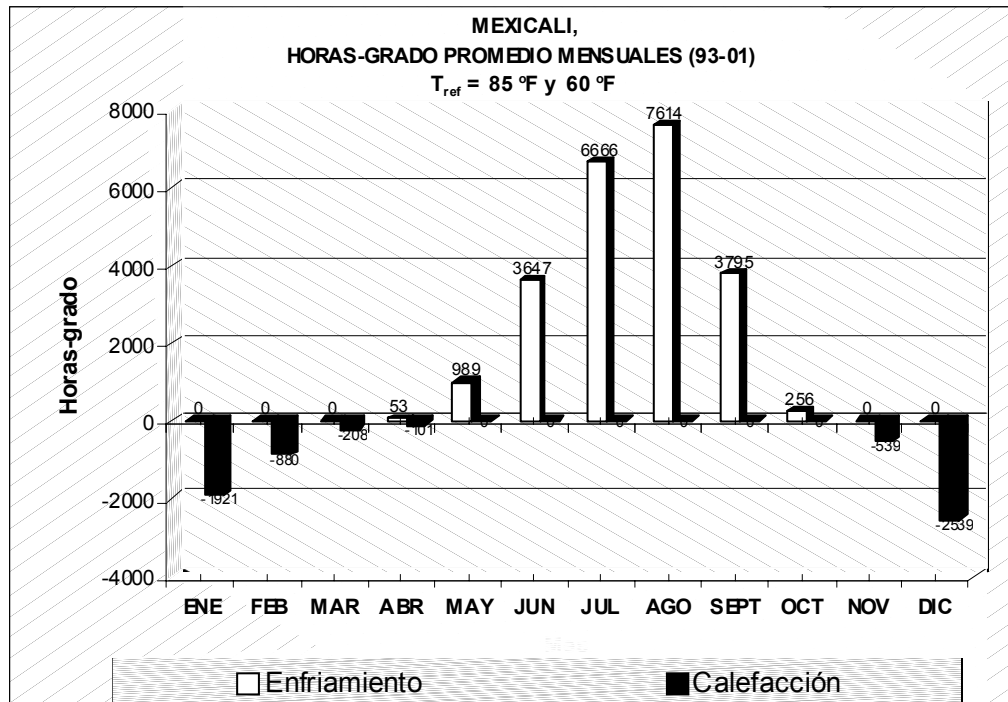


Figura 5.5. Horas-grado promedio mensuales. Período 1993-2001.

De estas figuras puede apreciarse que las horas-grado no son constantes a lo largo de un año y que varían de mes a mes. Los meses cuyos valores totales positivos son mayores significativamente son: agosto, julio, septiembre, junio y mayo, en orden descendente; además octubre, considerado mes típico de verano tiene un comportamiento similar a abril y en el que las horas-grado totales son negativas (Figura 5.5). Sin embargo, existen variaciones que los hacen que de un año a otro pueden sufrir alteraciones mayores, por ejemplo, el mes de mayo tiene un comportamiento muy distinto al resto de los demás lo que indica que es un período de transición en el que la oscilación de temperatura es bastante pronunciada.

Por otro lado, agosto es un mes muy estable así como julio en cuanto a las horas-grado.

Finalmente, la Figura 5.6 da una idea de la variación observada entre diferentes años de las horas-grado totales. Esto indica la variación promedio anual que podría esperarse en los cálculos y proyección de escenarios a futuro de proyectos de ahorro de energía.

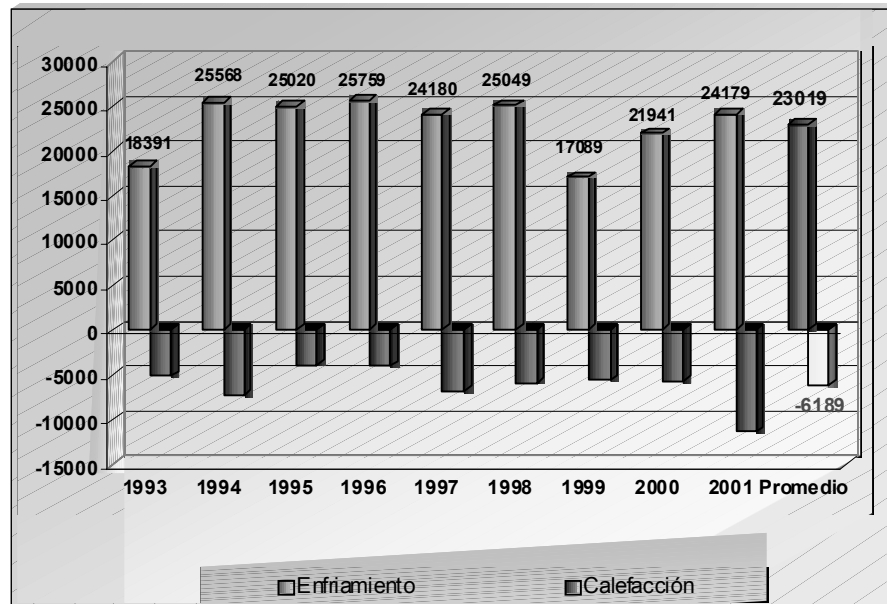


Figura 5.6. Horas-grado totales anuales para Mexicali. 1993-2001

Comparativos con otras ciudades³.

Así como se indicó líneas arriba, las horas-grado son la variable que caracterizarán el clima de diferentes ciudades desde el punto de vista de requerimientos de enfriamiento y calefacción lo que permitirá establecer puntos de comparación y referencia con otras ciudades. Aplicando la

³ Pérez Tello Carlos en UABC/CDEM, 2003

metodología explicada líneas arriba, en la Figura 5.7 se muestra el comparativo de horas-grado promedio mensuales (1993-2001) entre las ciudades de Mexicali y Hermosillo, Son.

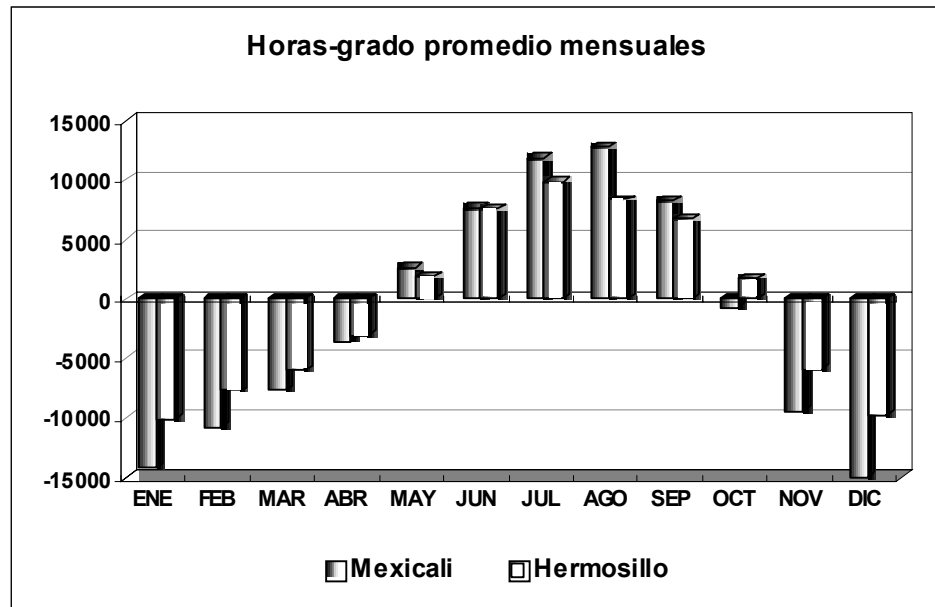


Figura 5.7. Comparativo de horas-grado promedio mensuales entre Mexicali, B.C. y Hermosillo, Son. (período 1993-2001)

Puede apreciarse una marcada diferencia entre los meses de invierno: noviembre a marzo y en los meses de verano en especial en julio y agosto. Las H-G de enfriamiento en Mexicali son mayores en promedio excepto en el mes de octubre donde en Mexicali se tienen valores negativos (predominan los días fríos) a diferencia de Hermosillo donde los días de enfriamiento son predominantes. Los meses de mayo y junio son bastante similares en ambas ciudades.

Se hace notar que todos los comparativos mostrados en las figuras subsiguientes se realizaron tomando como referencia una temperatura de confort de 25°C (78°F).

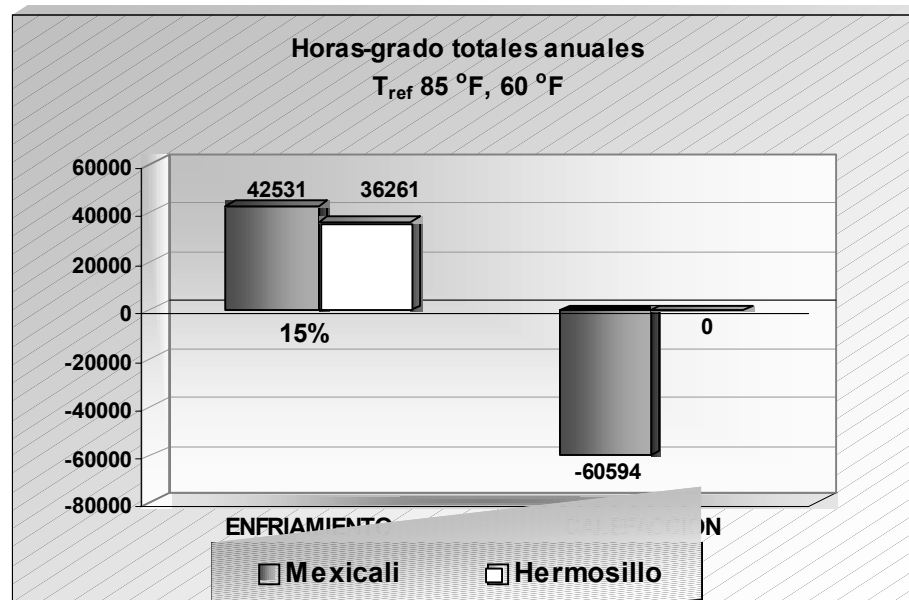


Figura 5.8. Comparativo de horas-grado promedio totales anuales entre Mexicali, B.C. y Hermosillo, Son.

En la Figura 5.8 se muestran las horas-grado totales anuales promedio en el período 1993-2001 de Mexicali y Hermosillo. En la gráfica se observa que las necesidades de enfriamiento de Mexicali durante el verano (mayo-octubre) es del orden de las 47,000 (h°F) en tanto que los requerimientos de calefacción son del orden de los 65,000 (h°F). También se indica la diferencia en porcentaje entre estos requerimientos de calefacción y enfriamiento entre ambas ciudades.

Así, Mexicali requiere un 15% más de enfriamiento, en promedio, y que ocupa calefacción en tanto que Hermosillo no la requiere. Aunque en ambas localidades el clima es extremo, se puede, a partir de los datos presentados, determinar una diferencia cuantitativa de cuán extremo es

cada lugar. En este caso Mexicali es más extremo, un 15% en verano y, en invierno, puede decirse que Hermosillo no lo es.

Similarmente, en la Figura 5.9 se muestra el mismo comparativo de horas-grado promedio mensuales al que se han añadido las ciudades de Ensenada y Tijuana. Es evidente cómo en estas dos ciudades los requerimientos son de calefacción de manera predominante durante todo el año en tanto que las necesidades de enfriamiento prácticamente no existen.

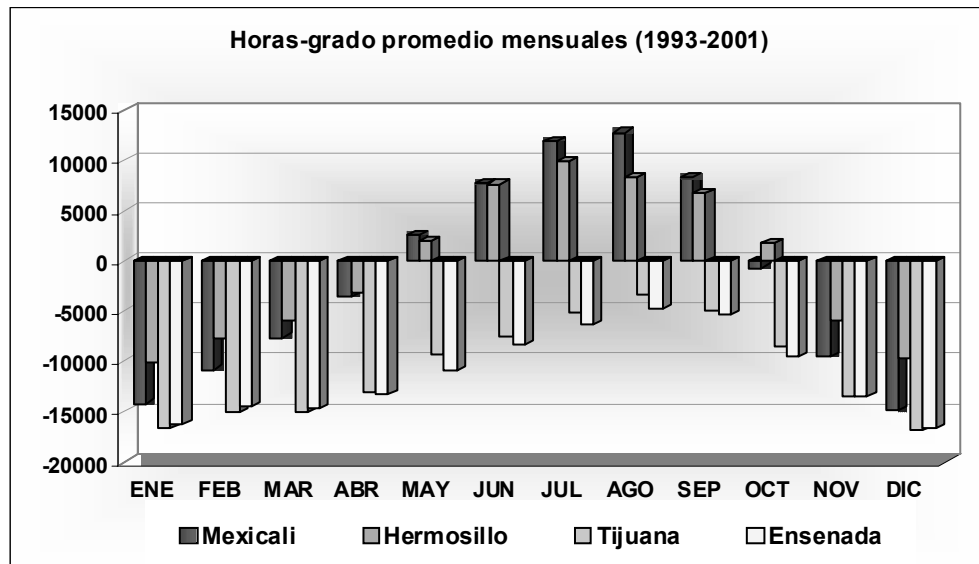


Figura 5.9. Comparativo entre cuatro ciudades de horas-grado promedio mensuales. Período 1993-2001.

El concepto de horas-grado y su potencial de aplicación en planeación energética.

La utilización del concepto de horas-grado puede ampliarse no sólo para describir cualitativa y cuantitativamente la climatología de una región particular sino que es posible utilizarlo para describir el comportamiento

energético de un sistema. Lo más relevante de ello radica en el elevado índice de correlación entre las horas-grado y la demanda y el consumo de electricidad de un sistema dado no importando el tamaño del mismo. Es tan válido para una vivienda como para un edificio o el sistema eléctrico de Baja California.

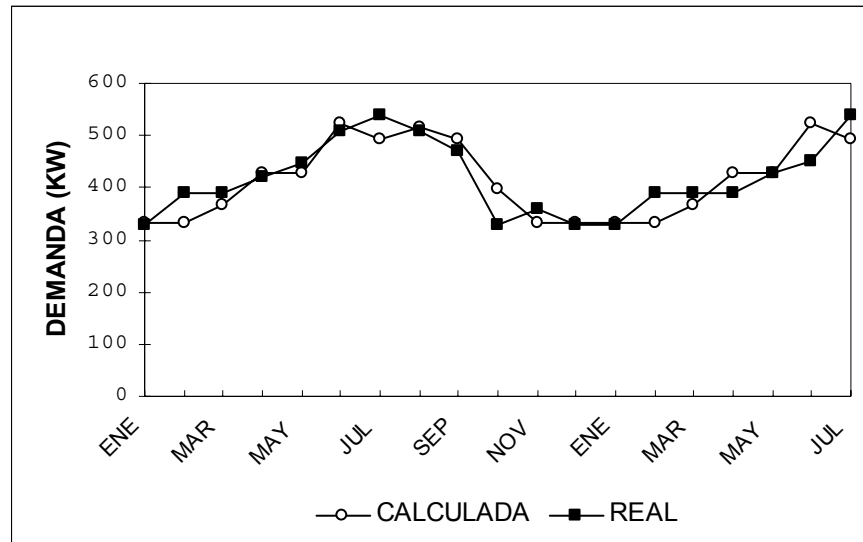


Figura 5.10. Demanda máxima calculada con horas-grado y real. Edificio Árbol 3 de Telnor. 1995-1996 (UABC/TELNOR).

Esto facilita el análisis y la cuantificación real por la influencia del clima sobre los requerimientos de energía de un sistema lo que, a su vez, permite no sólo saber cómo se afecta el sistema particular por el clima y qué debe esperarse en cuanto a demanda y consumo eléctricos, sino también discriminar otros efectos como son la influencia del incremento poblacional, la entrada en operación de nuevas cargas, etc

En la Figura 5.10 se muestra la gráfica de horas-grado y la demanda máxima para el edificio Arbol-3 de Telnor. Puesto que el edificio se halla ubicado en Mexicali, es evidente que si la demanda máxima es influenciada por el clima

esto se reflejará en una elevada correlación con las horas-grado, de otro modo, no lo hará. En la figura se muestra que el clima es el principal efecto sobre el perfil de demanda pero, además, permite establecer mensualmente, de manera cuantitativa, dicho efecto. Lo mismo ocurre para caracterizar el perfil de consumo eléctrico.

En la Figura 5.11 se muestra la gráfica de consumo de electricidad y horas-grado para el mismo edificio. Los niveles de correlación son evidentes.

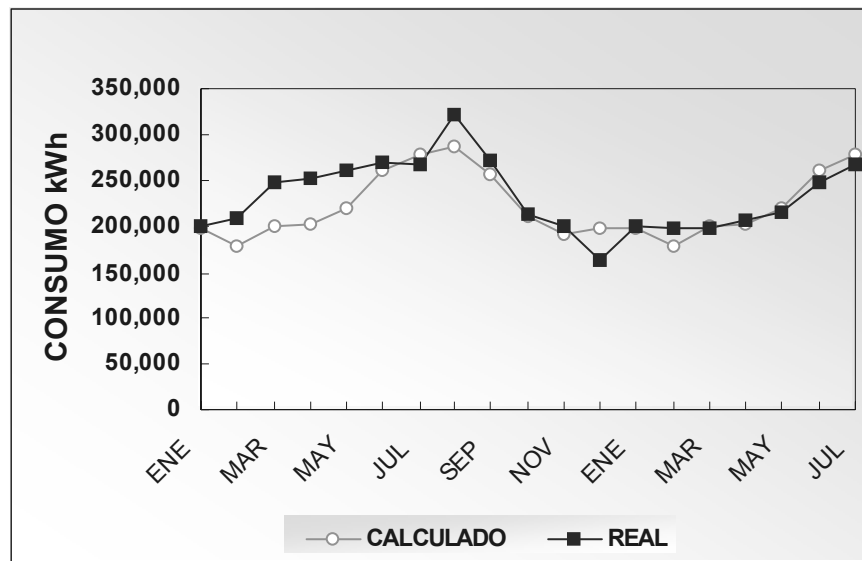


Figura 5.11. Consumo eléctrico calculado con horas-grado y real. Edificio Árbol 3 de Telnor. 1995-1996 (UABC/TELNOR).

En las figuras 5.12 y 5.13 se muestra la correlación entre las horas-grado y la demanda y consumo del sistema eléctrico para el municipio de Mexicali en dos diferentes años.

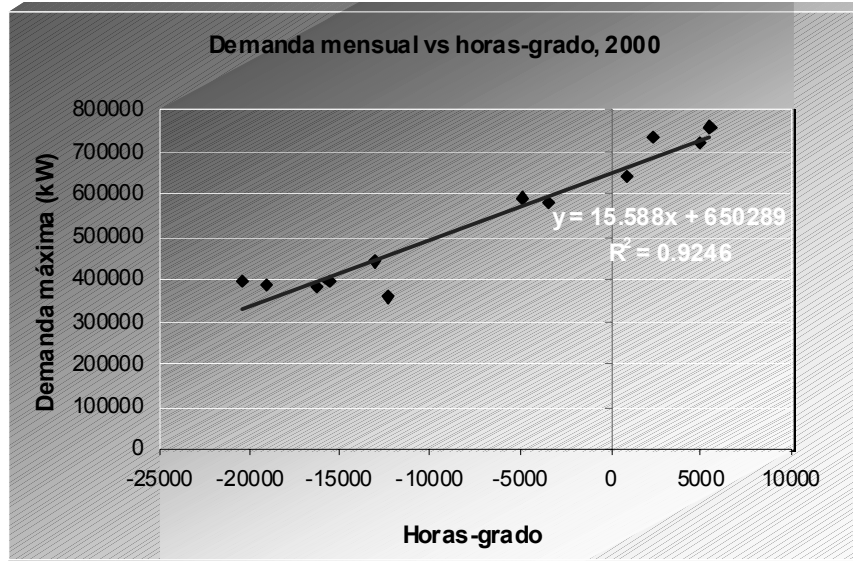


Figura 5.12. Demanda máxima vs horas-grado. Municipio de Mexicali, 2000.

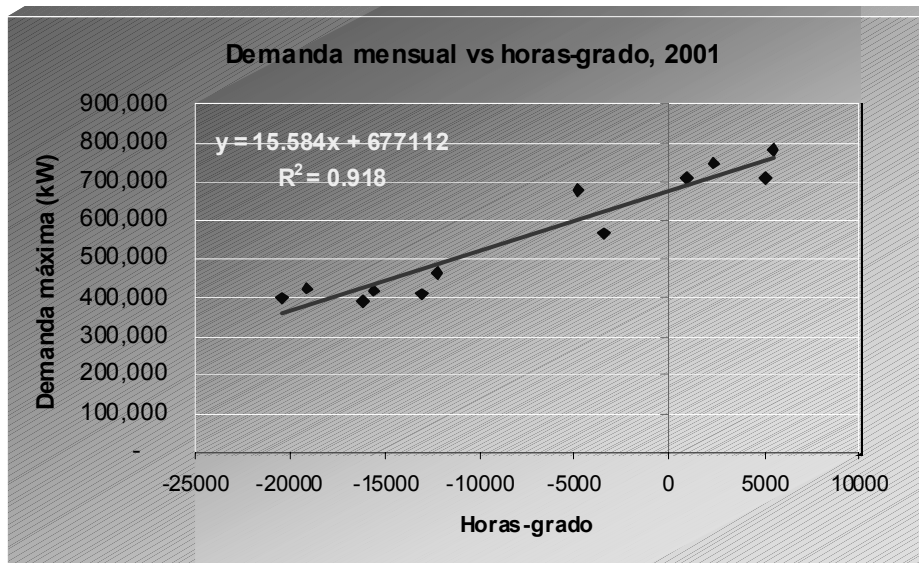


Figura 5.13 Demanda máxima vs horas-grado. Municipio de Mexicali, 2001

Puede observarse que el nivel de correlación es bastante bueno (R^2 mayor a 0.9). La información en los que se basan las figuras fue proporcionada por Comisión Federal de Electricidad, División Baja California.

Las horas grado positivas (a la derecha del 0 en el eje de las abscisas) representan los meses del verano correspondientes a junio, julio agosto y

septiembre. Esta tendencia se mantuvo prácticamente todos los años desde 1993 a 2002

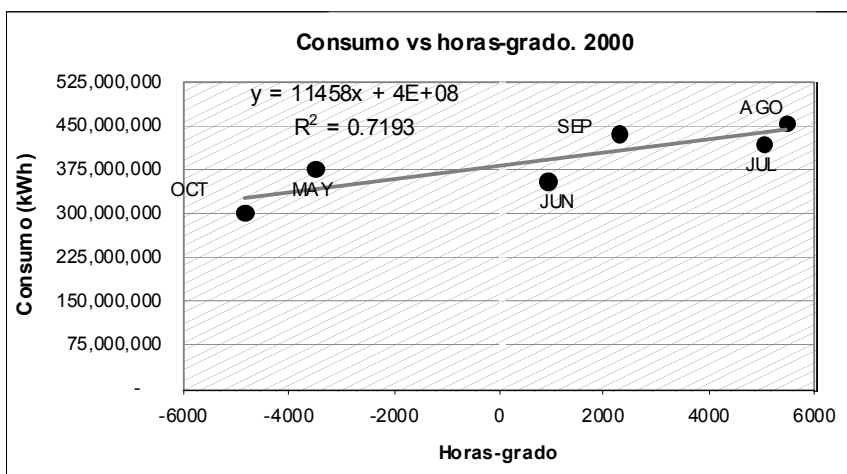
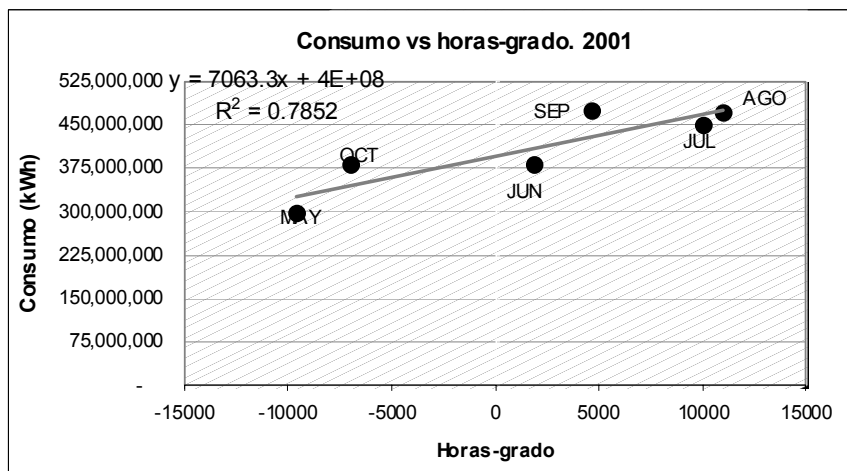


Figura 5.14. Correlación entre horas-grado y consumo eléctrico



del municipio de Mexicali, verano del 2000.

Figura 5.15. Correlación entre horas-grado y consumo eléctrico del municipio de Mexicali, verano del 2000.

En las figuras 5.14 y 5.15 se muestra el grado de correlación entre horas-grado y el consumo de electricidad del sistema eléctrico del municipio de Mexicali para el período de verano del año 2000 y 2001

Temperaturas promedio⁴.

La temperatura promedio mensual de una región se calcula utilizando la media aritmética entre la temperatura máxima y mínima de un día y promediando estos valores medios diarios para cada mes. En la Tabla 5.1 se muestran los valores promedio (en °C) mensuales de temperatura para Mexicali durante el período de 1993 a 2001. El último renglón de la tabla contiene el promedio de temperatura de los tres meses de mayor temperatura promedio de cada año. El registro histórico muestra que el año récord en temperatura máxima promedio correspondió al año de 1995 con 34.8°C. Por otra parte, el año récord en horas-grado positivas (necesidades de enfriamiento) fue 1996; y el año récord de mínimo valor de temperatura máxima promedio fue 1999 con 32.5°C, muy similar al de 1993.

Mes	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
MAY	28.1	25.9	24.4	28.4	30.7	24.2	25.7	28.7	29.9
JUN	31.8	33.2	29.7	32.1	30.5	29.6	30.0	32.1	32.7
JUL	33.0	34.4	34.6	36.0	33.5	35.9	33.1	33.8	34.4
AGO	33.1	35.7	36.0	35.8	35.9	36.4	33.4	34.3	34.4
SEP	30.9	32.7	33.7	30.9	32.3	31.6	31.1	30.9	32.2
OCT	26.1	24.2	25.7	24.7	23.9	24.6	26.7	23.2	26.1
Tpromedio máxima (C)	32.6	34.4	34.8	34.6	33.9	34.6	32.5	33.4	33.8

Tabla 5.1. Temperaturas mensuales promedio para Mexicali (°C)

En la Tabla 5.2 se muestran la temperatura promedio mensual de Hermosillo, Son. Los datos fueron proporcionados por el grupo de Energía de la Universidad de Sonora y corresponden al promedio de varios años. El promedio de temperatura de los tres meses de mayor temperatura media es de 32.1°C, inferior al promedio de Mexicali que fue de 33.9 en el período 1993-2001.

⁴ Pérez Tello Carlos en UABC/CDEM, 2003

Mes	Tprom.
MAY	27.1
JUN	31.5
JUL	33.0
AGO	31.9
SEP	30.8
OCT	27.0
Tpromedio	32.1

Tabla 5.2. Temperatura promedio mensual de Hermosillo, Son.⁵

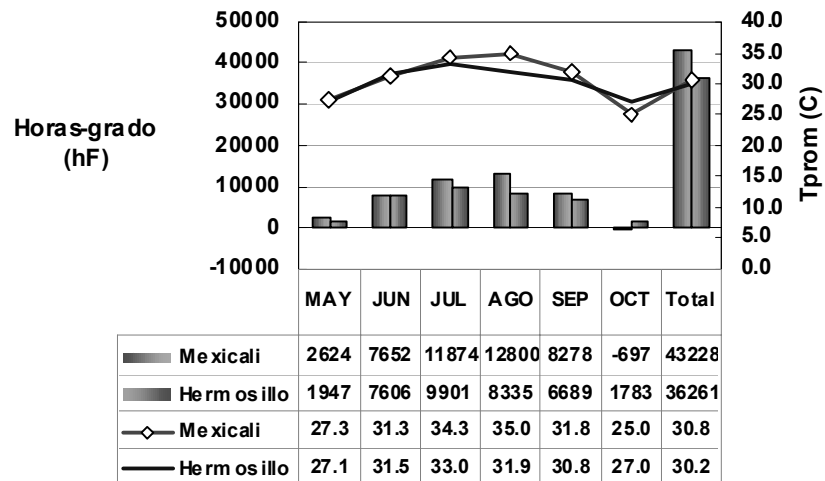


Figura 5.16. Comparativo de horas-grado vs temperatura promedio mensual para Mexicali, B.C. y Hermosillo, Son.

En la Figura 5.16 se muestra el comparativo entre las horas-grado promedio mensuales y la temperatura promedio máxima mensual de las ciudades de Mexicali, B.C. y Hermosillo, Son. En ella se incluyen también las horas grado totales promedio y la temperatura promedio (a nivel comparativo solamente) de ambas localidades del período de verano. Se reflejan las diferencias en horas-grado mas no se observa una relación directa con las temperaturas promedio mensuales. Esto da un indicativo de que la relación de temperatura máxima promedio mensual de los meses del verano no reflejan

⁵ Estación Solarimétrica de la Universidad de Sonora

verdaderamente las necesidades de enfriamiento, consumo o demanda de energía eléctrica para cada región. Esto puede reafirmarse observando las figuras 5.17 y 5.18.

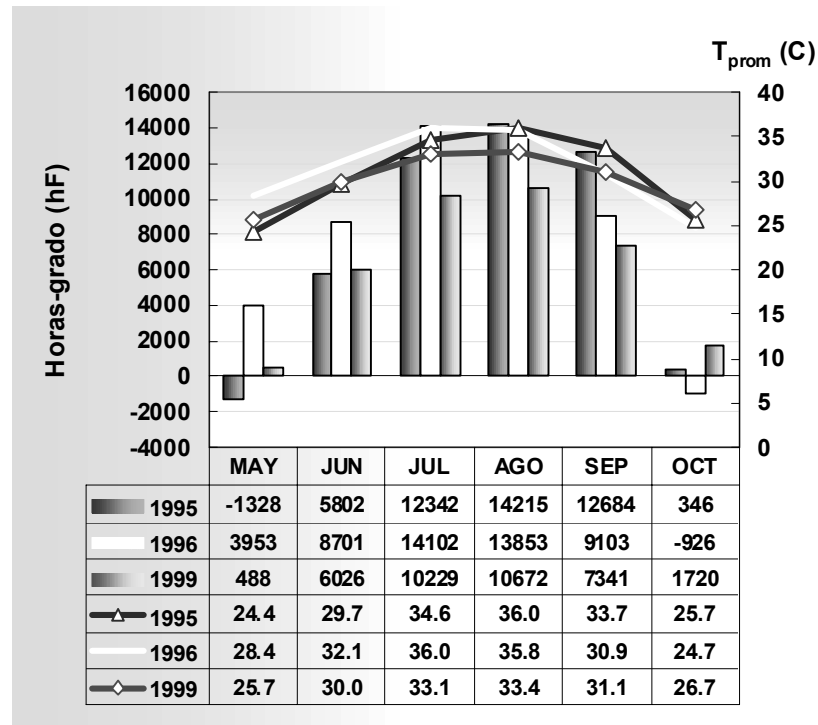


Figura 5.17. Horas-grado y temperaturas promedio máximas de Mexicali, B.C. en años récord.

La Figura 5.17 muestra tres años característicos para Mexicali, 1995, 1996 y 1999. La temperatura máxima promedio mensual de estos años no se corresponde con las horas-grado, y consecuentemente, con las necesidades reales de enfriamiento de las localidades. Las líneas indican que las temperaturas promedio máximas son prácticamente las mismas y no reflejan adecuadamente la climatología. Así, por ejemplo, aunque el récord histórico de temperatura media máxima fue 1995, ocurrió que 1996 ha sido el año “más caliente” desde 1993 a la fecha. Esto es así ya que las horas-grado de

1996 fueron mayores que en 1995. Adicionalmente, 1996 a pesar de que su temperatura promedio máxima fue igual a la de 1998, aún así, 1998 no fue “tan caluroso” como 1996, inclusive 1997 con una temperatura promedio de 33.9°C tuvo muchas mayores necesidades de enfriamiento que 1995, el año récord de temperatura con 34.8°C.

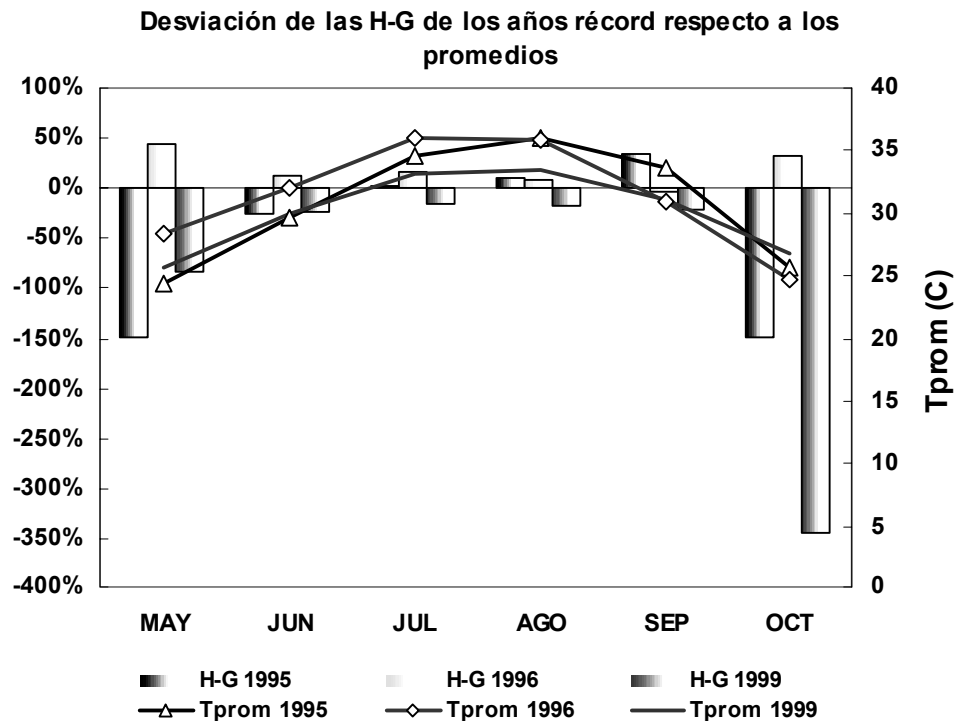


Figura 5.18. Comparativo entre años récord en horas-grado y temperaturas promedio máximas mensuales.

Por otra parte, el año de 1999 fue similar al de 1993 en temperatura promedio máxima, sin embargo, ha sido el año récord en requerimientos mínimos de enfriamiento, es decir, fue el año con el verano “más frío” desde 1993. Por tanto, se puede concluir que la temperatura promedio máxima de los tres meses más calurosos del verano no es la variable que relacione necesidades de energía y requerimientos de acondicionamiento ambiental de

una manera apropiada. La variable horas-grado es un mejor indicativo y permite cuantificar tales necesidades bajo una óptica más realista y amplia en cuanto a su aplicación.

Índice de calor

El índice de calor es una variable utilizada para reflejar el efecto que sobre la salud tiene la combinación de temperatura y humedad. Es sabido que durante el verano, una temperatura alta acompañada de elevada humedad relativa es más incómoda y puede ser más peligrosa para la salud que si la humedad relativa es baja. Por este motivo, y para conjuntar el efecto combinado de temperatura y humedad se emplea el término conocido como índice de calor. Sólo es aplicable para temperaturas mayores o iguales a 70 °F (21 °C) ya que a valores menores no se considera exista riesgo inminente por exposición a las condiciones ambientales.

Debido a que el cuerpo humano requiere disipar el calor generado por el metabolismo propio del organismo, ésto se hace por medio de la circulación de la sangre la cual se enfría al pasar por la piel así como a la sudoración. En un caso extremo el cuerpo puede disipar calor a través de una respiración rápida (jadeo) cuando la temperatura de la sangre sobrepasa los 37 °C (98.6 °F). En ese momento el corazón late más aprisa, se dilatan los conductos sanguíneos y los vasos capilares transportan la sangre hacia las capas más superficiales de la piel para lograr el efecto de enfriamiento de la sangre. Si la atmósfera se halla más fría que el cuerpo esto produce el efecto de enfriamiento por convección y se ayuda con el efecto evaporativo del sudor.

Se sabe que la piel es la responsable de cerca del 90% del calor disipado. Sin embargo, el sudor por sí mismo no produce el efecto de enfriamiento y sólo es útil cuando el mecanismo es evaporativo, así, en un ambiente de elevada humedad relativa el agua contenida en el sudor tendrá más dificultades para evaporarse, en un ambiente saturado no lo hará en absoluto y, por tanto, su capacidad de disipar calor será nula. Si en un ambiente dado, además de elevada humedad, la temperatura también se mantiene elevada, cercana o superior a la de la piel, entonces el cuerpo no dispondrá de un mecanismo eficaz para disipar calor y, a pesar de que el corazón lo inunde con un torrente de sangre y las glándulas sudoríparas agoten el contenido de humedad a través del sudor, no será posible enfriarlo provocando serios trastornos al organismo si esta situación se prolonga el tiempo suficiente. Aparecen entonces los síntomas de fatiga y deshidratación, la pérdida de sales indispensables para el buen funcionamiento del organismo, y en casos extremos, calambres musculares, la pérdida de la conciencia y, eventualmente, el golpe de calor que coloca al individuo en riesgo de perder la vida.

En la Tabla 5.3 se muestra un breve resumen de las características principales de la afectación a la salud causada por calor, la sintomatología y una recomendación de los primeros auxilios para las personas afectadas por estos síntomas.

Tipo de desorden	Síntomas	Primeros auxilios
Quemaduras	Enrojecimiento de la piel, en casos más severos inflamación de la piel, ampollas, fiebre, dolor de cabeza.	Pomadas y ungüentos en casos leves y si aparecen ampollas. Si se rompen, aplicar cubiertas estériles secas. En casos más severos y extensos deberá consultarse al médico.
Calambres	Espasmos dolorosos regularmente en músculos de las piernas y abdomen. Sudoración intensa.	Aplicar presión firme en los músculos acalambrados o dar masaje suave para aliviar el espasmo. Tomar sorbos de agua pero si aparecen náuseas debe suspenderse.
Agotamiento por calor	Sudoración intensa debilidad, piel fría, palidez, pulso inestable, posible temperatura normal, desmayo y vómito	Retirar a la víctima del sol, quitarle la ropa y recostarla. Aplicar toallas húmedas y frías y colocar a la persona en un lugar climatizado y con circulación de aire. Darle pequeños sorbos de agua. Si tiene náuseas, entonces suspenderlos. Si continúa el vómito llevarlo inmediatamente a recibir atención médica.
Golpe de calor	Elevada temperatura del cuerpo ($>40^{\circ}\text{C}$), piel seca y caliente, pulso rápido y fuerte, posible inconciencia (desmayo)	El golpe de calor es una emergencia médica severa. Trasladar a la víctima de inmediato al hospital ya que puede ser fatal. Trasladar a la víctima a un ambiente fresco y reducir su temperatura con un baño frío o con una esponja. Quitarle la ropa y colocarlo en un lugar climatizado y fresco. Si su temperatura vuelve a subir repetir el proceso. No darle fluidos.

Tabla 5.3. Enfermedades causadas por efecto del calor (Heat Index)

La ecuación que relaciona el índice de calor (IC) con la temperatura (T) en °F y la humedad relativa (HR) está dada por la siguiente expresión:

$$IC = -42.379 + 2.04901523 \cdot T + 10.14333127 \cdot HR - 0.22475541 \cdot T \cdot HR - 6.83783 \times 10^{-3} T^2 - 5.481717 \times 10^{-2} HR^2 + 1.22874 \times 10^{-3} T^2 \cdot HR + 8.5282 \times 10^{-4} \cdot T \cdot HR^2 - 1.99 \times 10^{-6} \cdot T^2 \cdot HR^2$$

y los valores calculados para temperaturas a partir de los 70°F se muestran en la Tabla 5.4.

	70°	75°	80°	85°	90°	95°	100°	105°	110°	115°
20%	66°	72°	77°	82°	87°	93°	99°	105°	112°	120°
25%	66°	72°	77°	83°	88°	94°	101°	109°	117°	127°
30%	67°	73°	78°	84°	90°	96°	104°	113°	123°	135°
35%	67°	73°	79°	85°	91°	98°	107°	118°	130°	143°
40%	67°	74°	79°	86°	93°	101°	110°	123°	137°	151°
45%	68°	74°	80°	87°	95°	104°	115°	129°	143°	
50%	69°	75°	81°	88°	96°	107°	120°	135°	150°	
55%	69°	75°	81°	89°	98°	110°	126°	142°		
60%	70°	76°	82°	90°	100°	114°	132°	149°		
65%	70°	76°	83°	91°	102°	119°	138°			
70%	70°	77°	85°	93°	106°	124°	144°			
75%	70°	77°	86°	95°	109°	130°				
80%	71°	78°	86°	97°	113°	136°				
85%	71°	78°	87°	99°	114°					
90%	71°	79°	88°	102°	122°					
95%	71°	79°	90°	105°						
100%	72°	80°	91°	106°						

Tabla 5.4. Índice de calor en unidades inglesas.
La columna izquierda representa la humedad relativa en porcentaje.

Los valores de 72 a 79°F indican sensación de confort en tanto que las celdas con valores de 80 a 89 °F sugieren que la temperatura podría ser incómoda para algunas personas. Sin embargo, los valores de 90 y mayores

indican que no sólo la sensación es de incomodidad sino que se va incrementando el riesgo potencial por realizar actividades expuestos a tales condiciones. Índices de calor superiores a 130°F indican que podría ocurrir el “golpe de calor” en una persona. En la Tabla 5.5 se muestra el índice de calor en grados Celsius.

	Humedad relativa %												
Temperatura °C	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
47													
43	54												
41	51	54											
40	48	51											
39	46	48	51	54									
38	43	46	48	51	54								
37	41	43	45	47	51	53							
36	38	40	42	44	47	49	52						
34	36	38	39	41	43	46	48	51					
33	34	36	37	38	41	42	44	47	49	52			
32	33	34	35	36	38	39	41	43	45	47	50	53	
31	31	32	33	34	35	37	38	39	41	43	45	47	49
30	29	31	31	32	33	34	35	36	38	39	41	42	44
29	28	29	29	30	31	32	32	33	34	36	37	38	39
28	27	28	28	29	29	29	30	31	32	32	33	34	35
27	27	27	27	27	28	28	28	29	29	29	30	30	31
De 27 a 32°C (80°F a 90°F)	Es posible la fatiga con exposición prolongada y/o actividad física.												
De 33 a 41°C (90°F a 105°F)	Ataque posible de insolación, calambres y agotamiento por exposición prolongada y/o actividad física.												
De 42 a 54 °C (105°F a 130°F)	Ataque muy probable de insolación, calambres y agotamiento por exposición prolongada y/o actividad física.												
Mayor de 54°C (130°F ó más)	Ataques muy probable de golpe de calor o insolación												

Tabla 5.5. Índice de calor en grados Celsius

En la Figura 5.19 se muestra el porcentaje del tiempo en que la salud se halla en riesgo por efecto del índice de calor para los seis meses considerados de verano en Mexicali. Puede observarse que los meses

críticos corresponden a julio y agosto que sobrepasan el 60% y junio y septiembre que promedian cerca del 50% del tiempo.

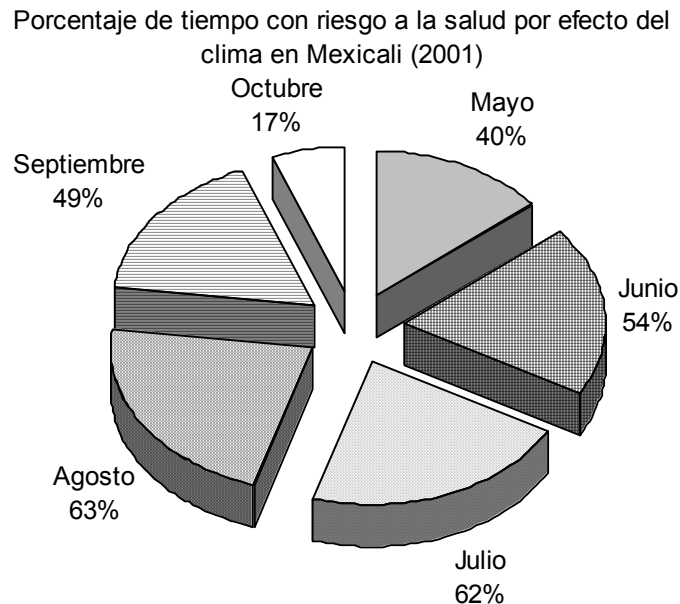


Figura 5.19. Riesgo a la salud por efecto del índice de calor en Mexicali. 2001.

Es necesario resaltar que estas condiciones corresponden a ambientes a la sombra y que en el caso de actividades físicas realizadas bajo el sol, las condiciones son aún más críticas. Esto da una idea de cómo en Mexicali el riesgo por agotamiento, deshidratación y posible golpe de calor es extremadamente alto en la época de verano, lo cual incluye también algunas de las horas nocturnas en las cuales la combinación temperatura ambiente-humedad relativa puede ser bastante peligrosa. Esto representa: el 48% de todo el verano (2100 horas) el 21.2% de tiempo se está en peligro extremo (posible golpe de calor). En estos 6 meses se concentra el 98% del tiempo en el cual el peligro por agotamiento y golpe de calor puede ocurrir.

En la tabla siguiente se muestran los índices de calor horarios para agosto, el mes más crítico del verano en Mexicali del año de 2000. Puede advertirse que éstos son elevados aún en las horas nocturnas.

DIA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	34	34	34	33	33	33	35	38	40	42	45	45	46	47	47	46	45	44	40	38	38	37	36	36
2	34	34	33	34	34	35	36	38	42	44	44	46	43	43	44	44	43	42	40	40	38	36	34	38
3	34	34	32	32	32	32	36	40	43	43	44	45	46	47	48	47	46	44	41	39	38	37	36	33
4	33	33	33	30	31	32	36	39	40	40	43	44	45	45	46	46	46	45	42	40	39	36	35	38
5	34	33	31	30	30	31	34	37	41	42	44	44	45	45	45	37	45	45	41	38	35	36	37	31
6	38	37	37	35	34	34	37	42	44	44	45	45	46	44	45	47	45	41	39	38	37	37	37	35
7	36	35	35	35	35	35	37	39	40	41	42	43	43	44	42	41	41	41	39	38	38	36	36	37
8	35	33	32	31	31	31	34	37	38	39	41	40	40	40	40	40	40	40	38	39	37	35	30	35
9	28	28	29	30	29	32	36	35	35	36	38	39	40	40	41	40	40	39	36	33	32	33	30	30
10	29	28	28	26	26	28	31	34	36	38	40	40	42	42	43	43	42	41	38	36	36	35	33	31
11	29	29	28	27	27	28	31	35	38	40	41	43	45	45	45	45	45	44	40	38	37	37	37	30
12	36	36	36	35	35	34	36	41	40	40	43	44	46	48	46	47	47	46	43	41	39	37	36	38
13	35	35	34	34	34	35	38	40	41	43	44	45	47	47	46	45	44	43	41	40	39	39	38	38
14	36	34	32	32	31	33	35	40	43	45	45	46	47	49	48	47	44	40	37	37	37	37	37	34
15	36	36	34	33	34	33	35	40	46	44	45	47	45	46	46	46	44	43	42	40	38	38	37	38
16	36	35	35	33	34	34	37	43	43	44	46	47	48	49	47	47	46	44	42	40	39	37	35	38
17	33	31	32	35	36	36	40	43	46	46	46	47	47	48	47	46	40	33	32	33	38	37	38	29
18	36	35	34	34	33	34	37	41	44	44	44	47	46	46	46	45	43	40	38	36	35	35	34	42
19	32	31	30	31	32	32	35	40	42	41	42	43	46	45	45	45	43	41	39	38	37	34	30	33
20	28	27	27	27	27	27	32	36	35	36	37	38	39	39	38	38	37	35	32	30	28	26	25	25
21	25	24	24	24	25	25	29	37	41	40	41	41	41	41	40	40	41	41	40	38	35	32	29	28
22	30	29	26	28	29	29	34	38	41	41	43	43	45	44	44	41	40	38	38	37	36	36	36	27
23	33	33	32	32	32	32	35	39	40	43	43	43	44	45	42	38	37	36	36	36	36	35	34	42
24	33	34	32	32	33	33	34	35	41	43	43	43	45	44	39	33	36	36	36	35	35	33	34	33
25	32	31	32	32	30	29	32	35	38	40	42	43	44	45	43	43	42	40	39	37	36	35	34	32
26	32	30	29	29	28	30	34	38	39	39	42	43	44	44	44	43	43	40	38	37	36	34	32	34
27	31	31	31	32	32	33	35	37	42	42	43	41	41	37	37	36	35	36	34	36	35	34	34	29
28	33	33	34	34	32	31	32	33	36	38	39	39	39	40	40	38	36	35	35	34	32	31	31	32
29	31	31	30	29	29	28	29	32	34	36	36	36	37	35	30	33	32	28	27	27	27	26	26	26
30	26	25	26	26	26	26	26	29	31	34	35	37	38	38	40	38	37	33	32	31	30	29	26	26
31	25	25	25	24	24	24	25	27	28	30	32	34	34	35	34	33	33	31	29	27	27	26	25	26

Tabla 5.6. Índice de calor mes de agosto del 2000. (Grados Celsius)⁶.

Donde:

⁶. Condiciones reportadas a la sombra, la exposición directa a la radiación solar eleva en 15°F el Índice de calor. El índice de calor no se aplica a temperaturas menores de 21°C (70°F)

Índices de calor de 70 a 79 °F de temperatura equivalente (21 a 26°C) no representan riesgo a la salud.

Índices de calor de 80 a 90 °F de temperatura equivalente (27 a 32°C) indican precaución por posible fatiga a exposición prolongada o porque la actividad física produce más fatiga que la normal.

Índices de calor de 91 a 105 °F de temperatura equivalente (33 a 41°C) indican extremar precaución. Se presentan calambres musculares y posible agotamiento por calor.

Índices de calor de 106 a 130 °F de temperatura equivalente (42 a 54°C) indican condición de peligro. Calambres musculares, agotamiento por calor y posible golpe de calor.

Índices de calor mayor de 130 °F de temperatura equivalente (54°C) indican condición de peligro extremo. Golpe de calor inminente por exposición continua.

Capítulo 6

Impacto social y económico.

Sector Doméstico.

En Baja California, las diferencias del consumo por usuario son muy significativas debido a los efectos del clima extremoso en el Valle de Mexicali. Para el municipio de Mexicali el consumo promedio es del orden de 500 kWh/usuario-mes con tendencias a ser de 1,000 kWh/usuario-mes para el 2010, mientras que el resto de los municipios presentarían consumos del orden de 150 a 250 kWh/usuario-mes.

El consumo de electricidad de los habitantes de Mexicali se incrementa en Mexicali en los meses de verano por el clima extremoso y en igual forma lo hacen los pagos mensuales creando problemas políticos, económicos y sociales que se han tratado de mitigar mediante diferentes tarifas y subsidios. En diciembre de 2001 se tenía un cierto reconocimiento a los consumos de electricidad requeridos por las viviendas de Mexicali al establecer intervalos de 1 a 300, de 301 a 1,200 y de 1,201 a 1,500 kWh. Por otra parte, la variación progresiva de los precios en los intervalos ayudaba al ascenso de los usuarios a los siguientes niveles de consumo. El subsidio estaba dirigido principalmente a los usuarios de consumos menores a 750 kWh.

Entre las desventajas hay que considerar el deslizamiento anual por encima del incremento del salario mínimo o deslizamiento social, el subsidio indiscriminado de los primeros escalones de consumo sin diferenciar al usuario por su capacidad de ingreso reflejada en su capacidad de consumo y a favorecer el subsidio cruzado. De cada peso subsidiado en verano, 43

centavos lo proporcionaban los mismos usuarios con sus consumos en invierno. En el 2002, después de eliminar parcialmente subsidios, se fijó la tarifa 1F que establece el precedente de una tarifa especial para Mexicali y separa dos grupos de usuarios por su consumo, lo que permite discriminar mejor los subsidios y los mantiene dirigidos principalmente a los usuarios de consumos menores a 750 kWh. Sin embargo, se incrementa y multiplica los subsidios cruzados: De cada peso subsidiado en verano, 82 centavos lo proporcionan los mismos usuarios con sus consumos en invierno, y de cada peso subsidiado para el grupo con consumos menores a 250 kWh en invierno y 750 kWh en verano, 84 centavos lo proporcionan los usuarios con consumos mayores a los señalados. Los gobiernos estatal y municipal apoyaron con subsidios adicionales a los usuarios de consumos hasta 2,000 kWh para mantener al menos algunas de las ventajas de la tarifa 1E de 2001. Sin embargo, los problemas fundamentales siguen sin abordarse, entenderse o atenderse para definir los criterios para fijar las tarifas del sector doméstico en climas adversos como los que se presentan en Mexicali.

La ciudad de Mexicali y su valle tienen que ser considerados como un caso de excepción por su clima extremo que pone en riesgo la salud de sus habitantes (Figura 6.1). El 21% del tiempo se está en peligro extremo (posible golpe de calor), en 6 meses se concentra el 98% del tiempo en el cual el peligro por agotamiento y golpe de calor puede ocurrir. Esto representa el 48% de todo el verano (2100 horas).

Porcentaje de tiempo con riesgo a la salud por efecto del clima en Mexicali (2001)

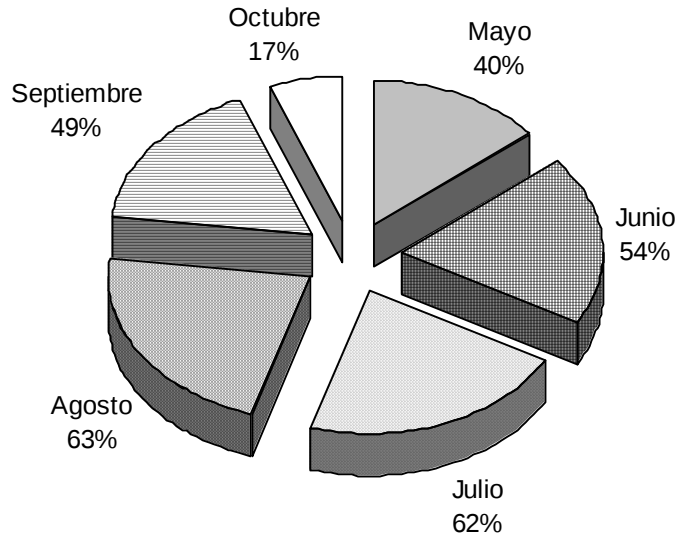


Figura 6.1. Riesgo a la salud por efecto del índice de calor en Mexicali,

2001. Para definir las tarifas hay que incluir el concepto de horas-grado, zona de confort y/o índice de calor para regionalizar la tarifa sustituyendo el criterio de temperaturas medias máximas utilizado a nivel nacional.

Es necesario establecer también los consumos mínimos requeridos para una vivienda en Mexicali y en cada región del país los cuales no deben ser fijados de acuerdo a los promedios de consumos anuales o temporales de los usuarios, porque es un hecho que existe una gran dispersión entre estos promedios y los valores máximos y mínimos, además de que los consumos actuales de los grupos de usuarios de bajos ingresos les permita un mínimo de calidad de vida, o en casos como Mexicali, evitar riesgos a la salud.

Por lo anterior, tomando en cuenta los patrones de consumo de las entidades fronterizas, las necesidades de climatización para viviendas de una, dos y tres recámaras y las eficiencias promedio de los electrodomésticos se

definieron los consumos mínimo, intermedio y deseable para el mes de febrero para caracterizar la temporada de invierno, y del mes de agosto para la de verano (Tabla 6.1).

Electrodoméstico	kWh/mes	Mínimo	Intermedio	Deseable
Televisión	54	0	54	54
Radio	18	18	18	18
Reproductor de video	3.6	0	0	3.6
Refrigerador	106	106	106	106
Lavadora	6	6	6	6
Reloj	1.5	0	1.5	1.5
Secadora de cabello	1.5	0	1.5	1.5
Batidora	1.6	0	0	1.6
Máquina de coser	2.5	0	0	2.5
Aspiradora	4	0	0	4
Tostador	5.6	0	0	5.6
Micro-ondas	8	0	0	8
Plancha	15	15	15	15
Cafetera	25	0	25	25
Foco fluorescente	2.25	0	0	13.5
Foco incandescente	9	36	45	0
Calefactor de ambiente	90	0	90	90
Olla eléctrica	42	0	0	42
Enero: Base invierno		181	362	398
Abanico	51	102	153	204
Enfriador evaporativo	237	118.5	118.5	0
AA Ventana (1 ton)	858	858	1716	0
AA Paquete (3 ton)	2340	0	0	2340
Adicional en verano		1078.5	1987.5	2544
Agosto: Base verano		1259.5	2259.5	2851.9

Tabla 6.1. Consumos mínimo, indispensable y realizable en Mexicali.

Estos valores sin ser límites rígidos definen el mínimo para una vivienda de una recámara en 180 kWh/mes para el mes de febrero y de 1,260 kWh/mes para el mes de agosto. Hay que enfatizar que se está caracterizando un usuario doméstico que sobrevive en el verano en una vivienda con una recámara que tiene instalado un enfriador evaporativo y además un aparato de ventana de una tonelada de capacidad en la recámara, utilizando sólo los electrodomésticos básicos e incluyendo dos abanicos.

En forma similar se establece el límite intermedio para una vivienda de dos recámaras en 362 y 2,260 kWh/mes, en este caso cada recámara tiene instalado un aparato de ventana de una tonelada de capacidad cada uno, el resto de la vivienda utiliza un enfriador evaporativo, tres abanicos y ya tiene acceso a otros electrodomésticos como televisión, reloj, secadora de cabello, cafetera eléctrica, calefactor de ambiente.

El consumo deseable se fijó para una vivienda de tres recámaras en 398 y 2,852 kWh/mes para los meses de febrero y agosto, respectivamente. El usuario ya utiliza un equipo de aire acondicionado de tipo paquete de tres toneladas de capacidad e incluye entre sus electrodomésticos además de los de nivel intermedio reproductor de video, batidora, máquina de coser, aspiradora, tostador de pan, micro-ondas, olla eléctrica y cambia sus focos incandescentes por fluorescentes.

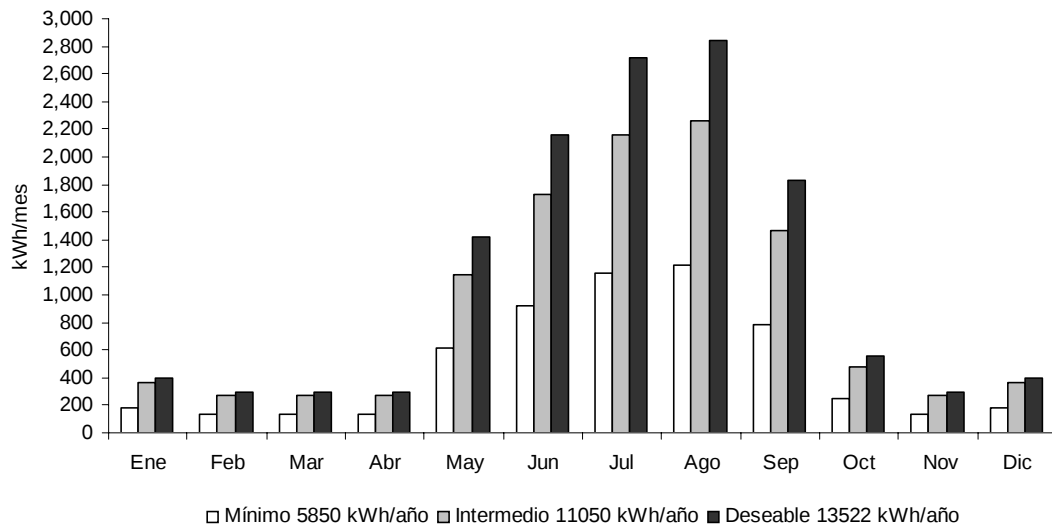


Figura 6.2. Consumos mínimo, intermedio y deseable anuales.

Aplicando la distribución de horas-grado que ocurre mes a mes para el verano en Mexicali y curvas de consumo típicas para invierno, se proyectaron anualmente los consumos mínimo, intermedio y deseable obteniéndose 5,850 kWh/año, 11,050 kWh/año y 13,522 kWh/año, respectivamente, como se muestra en la Figura 6.2, en la cual se observa la variación mensual promedio del consumo esperado para cada caso.

Utilizando la distribución tipo de los usuarios de Mexicali por su consumo (Tabla 6.2), se localizaron los límites de consumo, encontrándose que en los meses de diciembre a abril el 20% de los usuarios tienen un consumo inferior al mínimo y del 15 al 30% de los usuarios tienen un consumo superior al deseable. Para los meses de verano el porcentaje de usuarios con consumo inferior al mínimo varía desde el 52% en Septiembre hasta el 93% en mayo, siendo del 12% para los meses de octubre y noviembre. Es evidente que mayo y octubre no son propiamente meses extremos de verano. Los usuarios con consumo superior al deseable de mayo a agosto variaron menos del 2%, presentando un máximo del 41% en octubre.

La tabla analizada muestra que los usuarios que están consumiendo menos del mínimo e incluso los que consumen entre el mínimo y el intermedio no tienen el equipamiento necesario para hacerle frente a la temporada de calor. Esto sugiere que sus ingresos no son suficientes para adquirir y/o para operar los aparatos de acondicionamiento ambiental requeridos.

Consumo kWh/mes		47,342	60,187	60,983	70,196	962	728	1,482	5,600	35,550	99,678	70,659	38,781
		20.13%	25.51%	25.77%	29.57%	0.40%	0.30%	0.62%	2.33%	14.74%	41.19%	29.11%	15.93%
USUARIOS CON UN CONSUMO SUPERIOR AL DESEABLE													
DE:	A:	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
2,901	3,100	52	26	16	18	14	50	615	2,499	2,884	620	34	27
2,701	2,900	68	34	16	20	21	75	866	3,101	3,539	930	51	6
2,501	2,700	90	48	22	28	35	134	1,194	3,982	4,321	1,238	88	36
2,301	2,500	116	46	40	26	53	182	1,723	4,539	5,141	1,726	114	48
2,201	2,301	67	38	21	27	41	143	1,280	2,800	2,978	1,223	66	27
2,101	2,200	67	38	21	27	41	143	1,280	2,800	2,978	1,223	66	27
2,001	2,100	98	47	29	38	54	257	1,831	3,448	3,665	1,696	128	45
1,901	2,000	97	47	29	37	53	254	1,813	3,414	3,628	1,679	127	45
1,751	1,900	212	130	63	82	121	598	3,666	6,146	6,415	3,465	325	82
1,701	1,750	69	42	21	27	39	195	1,198	2,008	2,096	1,132	106	27
1,501	1,700	472	246	139	158	269	1,296	6,594	9,630	10,377	6,026	600	189
1,401	1,500	331	184	93	102	221	985	3,914	5,436	5,877	3,916	423	134
1,301	1,400	386	184	127	130	244	1,341	4,613	5,912	6,485	4,660	623	172
1,201	1,300	490	266	187	222	361	1,846	5,394	6,807	7,221	5,087	861	279
1,101	1,200	757	426	237	285	480	2,413	6,181	7,807	8,337	6,281	1,159	419
1,001	1,100	978	510	396	455	753	3,187	7,179	8,747	8,963	7,436	1,643	562
901	1,000	1,474	836	521	738	1,253	4,280	8,904	10,268	10,667	8,966	2,498	717
801	900	2,259	1,279	817	1,103	1,893	6,175	10,648	12,184	12,070	10,927	3,742	1,346
751	800	1,764	933	749	955	1,738	4,301	6,969	7,189	7,387	6,726	2,906	1,090
701	750	1,764	933	749	955	1,738	4,301	6,969	7,189	7,387	6,726	2,906	1,090
601	700	5,836	3,400	2,823	3,465	6,373	13,100	18,137	18,045	17,984	17,994	9,255	4,163
501	600	10,337	6,281	5,962	7,527	13,102	19,844	23,739	22,726	21,835	23,152	15,764	8,741
401	500	19,555	13,463	14,238	16,857	25,663	31,612	30,336	25,713	24,657	29,174	27,174	19,510
301	400	36,788	30,748	33,667	36,917	46,832	45,148	32,749	23,694	22,337	33,155	43,746	39,647
251	300	28,031	28,377	29,926	30,658	30,986	24,512	13,813	8,743	7,981	15,262	27,898	31,017
201	250	32,047	35,079	36,568	35,766	33,191	24,177	11,962	6,775	6,132	13,719	29,714	35,917
141	200	40,011	47,007	47,679	45,264	36,347	24,259	11,177	6,443	5,988	12,778	33,577	44,233
126	140	9,589	12,312	12,061	10,936	7,205	4,258	1,979	1,467	1,359	2,189	7,133	10,461
101	125	14,581	19,893	18,950	16,597	9,043	4,826	2,689	2,668	2,509	2,629	9,862	15,638
76	100	12,161	18,602	16,794	13,739	8,305	3,001	2,361	2,769	2,579	1,909	7,281	12,500
25	75	14,635	14,473	13,716	14,269	11,708	12,036	7,910	5,491	5,425	8,322	12,862	15,307
Total		235,186	235,930	236,676	237,425	238,176	238,929	239,685	240,443	241,204	241,967	242,732	243,500
USUARIOS CON UN CONSUMO INFERIOR AL MÍNIMO													
		21.67%	22.45%	20.90%	18.79%	93.37%	92.73%	82.41%	74.00%	52.31%	11.50%	12.36%	22.14%
		50,967	52,968	49,460	44,605	222,381	221,549	197,521	177,919	126,174	27,827	30,004	53,905
MENOR AL MÍNIMO													
ENTRE EL MÍNIMO Y EL INTERMEDIO													
ENTRE EL INTERMEDIO Y EL DESEABLE													

Tabla 6.2. Distribución de usuarios del sector doméstico en Mexicali, (2002).

Un análisis del comportamiento de los salarios mínimos de 1995 al 2002 y la cantidad de electricidad que se puede adquirir con ellos indican que para el caso de la tarifa 1E este valor ha disminuido desde 81 kWh/salario mínimo diario hasta 51 kWh/salario mínimo diario (Tabla 6.3, Figura 6.3).

Año	S. Min.	\$/kWh	\$/kWh	kWh/S. Min	kWh/S. Min
		1	1E	1	1E
1995	18.26	0.252	0.225	72	81
1996	23.07	0.388	0.313	59	74
1997	26.45	0.443	0.380	60	70
1998	32.33	0.545	0.430	59	75
1999	34.45	0.617	0.500	56	69
2000	37.90	0.689	0.544	55	70
2001	40.35	0.769	0.593	52	68
2002	42.15	0.950	0.830	44	51

Tabla 6.3. Salarios mínimos y kWh/salario mínimo en Mexicali.

Esto indica que para consumir 1,200 kWh/mes en agosto se requieren de 0.8 salarios mínimos. Para un impacto de 10% sobre los ingresos del usuario este requiere ganar al menos 8 salarios mínimos mensuales.

A través de los consumos esperados por el tipo de vivienda y equipamiento, aplicando las tarifas vigentes, es posible calcular el pago de electricidad pero no existe información confiable para determinar los ingresos por usuario. INEGI reporta el número de personas de la población económicamente activa clasificados por niveles de ingresos expresados en salarios mínimos pero no existe una relación de cuántas personas con ingresos hay en cada vivienda. El INEGI también reporta la tenencia de electrodomésticos por vivienda, pero además de no incluir el equipamiento para acondicionamiento ambiental,

tampoco establece la combinación de electrodomésticos y la forma de uso que puede ocurrir en una vivienda.

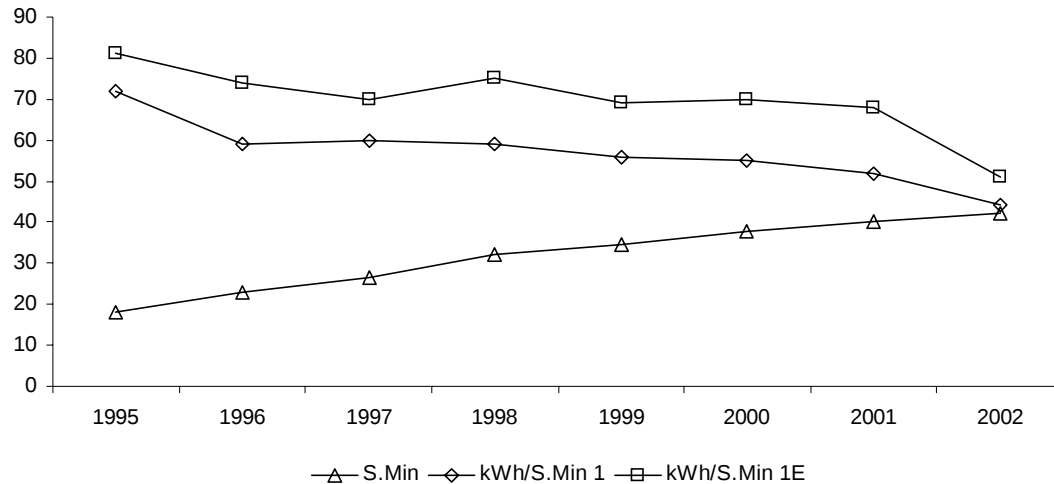


Figura 6.3. Salarios mínimos y kWh/salario mínimo en Mexicali.

Debido a la falta de información sistematizada y correlacionada, para establecer el impacto de la facturación por consumo de electricidad en el ingreso de la vivienda, la forma en que se usan los electrodomésticos y el equipamiento para acondicionamiento ambiental, se procedió a realizar una encuesta a 750 viviendas de 80 colonias de la ciudad de Mexicali, obteniéndose los resultados que se reportan y discuten en las tablas que se presentan en este capítulo. En ellas se resume la información contenida y procesada de la base de datos de esta encuesta. Entre los aspectos más relevantes destacan los siguientes:

Un parámetro poco definido hasta la fecha ha sido el impacto del costo de la electricidad en el ingreso familiar. INEGI reporta y clasifica los ingresos de la población económicamente activa por niveles de salario pero no ubica el

ingreso de la vivienda considerando que en una vivienda puede vivir más de una persona que perciba ingresos.

CFE reporta estadísticamente el número de usuarios que está en cada intervalo de consumo mes por mes con lo cual se puede estimar la facturación mensual de esos usuarios, pero cada usuario representa un contrato y una vivienda puede tener más de un usuario. Aún en el supuesto general de una familia por vivienda y un usuario por vivienda, los consumos reportados no están relacionados con el número de personas que la habitan, las condiciones de estas personas en edad y ocupación, los electrodomésticos que utilizan o el equipo de acondicionamiento ambiental y mucho menos los ingresos que tiene la vivienda y su relación con otros gastos.

Los resultados de la encuesta indican que el 74% de las viviendas en Mexicali pagan anualmente más del 3% de sus ingresos por electricidad, esto representa un alto impacto en la economía familiar comparado con estudios del INEGI (INEGI 2001) que reportan en promedio 8.7% del ingreso para los gastos de la vivienda (renta, agua, gas, electricidad) y con estudios realizados en Texas (Texas Rose, 1998) que ubican este promedio en 4%. En un mes de invierno el 70% de las viviendas en Mexicali pagan más del 4% de sus ingresos y en el mes crítico de verano el 50% de las viviendas pagan más del 10% de sus ingresos sólo por el servicio eléctrico.

En el mosaico nacional, regional y local, los promedios enmascaran la realidad de los grupos que se alejan del mismo, así, en febrero las viviendas

menos impactadas fueron con 0.14% de su ingreso y las más afectadas lo fueron en 30.7 % ubicándose el promedio en 3.7%. En agosto ocurre algo similar, la vivienda menos afectada lo fue en 0.14% mientras que en la de mayor impacto el pago por electricidad representó el 80.7% de sus ingresos, situando el promedio en 11.5%. Anualmente la vivienda menos afectada lo es en el 0.16% de sus ingresos y la más afectada reporta el 42.2% de sus ingresos, siendo el promedio de 5.5% de los ingresos de la vivienda que se destinan al pago de la electricidad.

El consumo mensual de la vivienda presenta también una gran dispersión sobre el valor promedio y varía drásticamente de invierno a verano. Esto invalida el criterio de los promedios nacionales y regionales para definir los intervalos de consumo y los niveles que requieren ser subsidiados.

En febrero, mes representativo de la temporada invernal, el consumo mínimo reportado en la vivienda fue de 99 kWh y el máximo de 1,299 kWh, ubicando el promedio en 372 kWh, valor que es consistente con los definidos en este trabajo.

En agosto, mes más crítico del verano, el consumo mínimo reportado fue de 165 kWh y el máximo de 4,971 kWh, ubicando el promedio en 1,666 kWh, valor que está en el intervalo de 1,260 a 2,282 kWh considerado en este trabajo.

La encuesta reporta un consumo promedio total de 2,477 kWh en el período de invierno y de 7,159 kWh en los seis meses de verano para un promedio total anual de 9,636 kWh.

De lo que se paga mensualmente por consumo de electricidad, la situación es semejante en cuanto a la dispersión existente reflejando la gran desigualdad social y el efecto del clima, lo cual es más claro en el análisis de impacto presentado anteriormente.

La vivienda con menor facturación en febrero pagó \$50.00 pero también se presentaron facturas de \$1,800.00 situando el valor promedio en \$395.84.

En agosto la facturación mínima en las viviendas encuestadas fue de \$50.00, ubicándose el valor máximo en \$7,000.00 para un valor promedio de \$1,300.00. Esto refleja una factura promedio en invierno de \$2,872.00 y en verano de \$4,378.00 para un promedio anual de \$7,250.00.

Los valores de consumo y facturación no son representativos sin considerar el ingreso y cómo usa la familia la electricidad; un consumo bajo es asociado a un pago bajo pero no refleja la calidad de vida ni el efecto sobre los ingresos de los habitantes de la vivienda.

El 22% de las personas con ingresos reportaron que perciben menos de 3 salarios mínimos, el 33% de 3 a 5 salarios mínimos y el 35% entre 5 y 10 salarios mínimos. Estos datos son consistentes con los valores reportados por el INEGI sobre la población económicamente activa.

Al analizar los datos reportados por las viviendas se encontró que la percepción mínima en la vivienda fue de \$300.00 y la máxima de \$18,600.00 pesos para ubicar el promedio en \$3,204.00 semanales.

En el 48% de las viviendas una sola persona aporta todos los ingresos existiendo viviendas con más de 4 personas que aportan ingresos (3% de la muestra), ubicando el promedio en 2 personas con ingresos por vivienda.

En función del número de habitantes por vivienda hay personas que subsisten con \$60.00 per cápita a la semana y personas que viven con \$4,650.00 a la semana para ubicar el promedio en \$856.00 por persona semanales.

Las siguientes tablas permiten analizar con mayor detalle cómo se consume la electricidad al presentar el número de recámaras por vivienda, los electrodomésticos en la vivienda y su uso, el equipo que utilizan para el acondicionamiento ambiental, la edad de las personas que habitan la vivienda, el nivel de dependencia o personas por cada persona con ingresos, el número de personas por recámara, entre otros datos que permiten tener una visión más clara e integral de cómo usan la electricidad los hogares en Mexicali y como los precios de ésta y los bajos ingresos limitan el desarrollo humano.

El 48% de las viviendas encuestadas contaban con dos recámaras, el 35% con tres, 9% con una recámara y el 8% con 4 o más recámaras (Figura 6.4)

La Tabla 6.4 muestra que más del 90% de las viviendas cuentan con televisión, refrigerador, plancha, radio y lavadora, lo cual excepto por la televisión concuerda con lo estimado para el consumo mínimo, sin embargo sólo el 9% de las viviendas tienen una recámara.

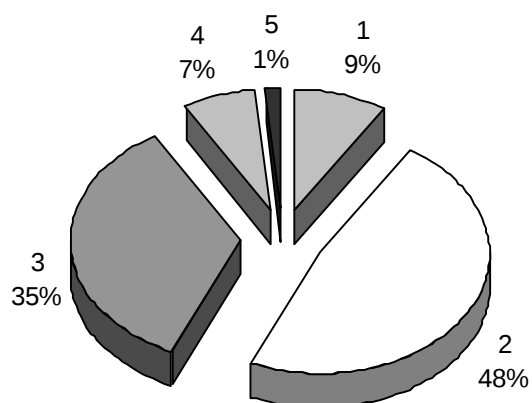


Figura 6.4. Distribución de viviendas por el número de recámaras.

Cantidad	no	sí	1	2	3	4	5	6
Televisores	0.1%	99.9%	66.9%	19.5%	9.3%	2.6%	1.1%	0.4%
Refrigerador	1.2%	98.8%	96.7%	1.6%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%
Plancha	3.9%	96.1%	94.3%	1.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Radio	8.0%	92.0%	79.0%	8.5%	3.0%	1.1%	0.3%	0.1%
Lavadora	8.0%	92.0%	90.8%	1.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Licuadaora	12.7%	87.3%	87.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Micro-ondas	28.7%	71.3%	71.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Reproductor de video	30.9%	69.1%	66.4%	2.2%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%
Secador Cabello	35.0%	65.0%	63.6%	1.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Tostador	41.1%	58.9%	58.7%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Reloj	44.2%	55.8%	51.6%	2.3%	1.4%	0.4%	0.1%	0.0%
Cafetera	51.5%	48.5%	48.1%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Batidora	54.5%	45.5%	45.4%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Computadora	56.4%	43.6%	42.3%	1.2%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%
Aspiradora	70.9%	29.1%	28.9%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Máquina Coser	80.2%	19.8%	19.1%	0.5%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%
Calentador agua eléctrico	84.1%	15.9%	15.7%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Secadora de ropa	84.7%	15.3%	15.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Estufa Eléctrica	85.5%	14.5%	14.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabla 6.4. Distribución de viviendas por el número de electrodomésticos.

Existen viviendas con más de un electrodoméstico de cada tipo como se indica en la misma tabla, destacando los televisores donde el 33.1% tiene más de uno en la vivienda. La mitad de la muestra se ubicó con electrodomésticos que corresponden al nivel intermedio que coincide con el 48% de las viviendas con dos recámaras. Es de observar que el 15% coinciden en el uso de calentador de agua y estufa eléctricos lo cual sugiere que no utilizan gas por temor a la operación del mismo o porque el uso de estos bienes es limitado.

Las tablas 6.5 y 6.6 muestran la distribución de viviendas por equipamiento de acondicionamiento ambiental y por la combinación de equipos empleados para climatizar la vivienda.

	no	sí	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Abanico	28.7%	71.3%	35.2%	22.8%	8.8%	2.0%	1.4%	0.9%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%
AA-ventana (ton)	30.4%	69.6%	35.0%	25.3%	7.5%	1.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Enfriador evaporativo	67.6%	32.4%	28.0%	4.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
AA-Paquete (ton)	78.0%	22.0%	0.7%	2.6%	6.6%	3.3%	8.4%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%
Calefactor	90.7%	9.3%	7.2%	1.5%	0.5%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
AA-dividido (ton)	98.8%	1.2%	0.0%	0.0%	0.5%	0.3%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabla 6.5. Distribución de viviendas por equipos de acondicionamiento ambiental.

Equipamiento	Viviendas	%
Abanico + Ventana	230	31.2%
Abanico + Ventana + Enfriador evaporativo	114	15.4%
Sólo Ventana	97	13.1%
Abanico + Paquete o Dividido	78	10.6%
Abanico + Enfriador evaporativo	50	6.8%
Sólo Enfriador evaporativo	40	5.4%
Sólo Paquete o Dividido	39	5.3%
Abanico + Paquete o Dividido + Ventana	37	5.0%
Ventana + Enfriador evaporativo	25	3.4%
Sólo Abanico	8	1.1%
Paquete o Dividido +Ventana	7	0.9%
Abanico + Paquete o Dividido + Enfriador evaporativo	5	0.7%
Todos los equipos	4	0.5%
Sin equipo	3	0.4%
Paquete o Dividido +enfriadote evaporativo	1	0.1%

Tabla 6.6. Distribución de viviendas por combinación de equipos de acondicionamiento ambiental.

Se observa que el 70.7% de las viviendas tiene al menos un ventilador y sólo el 1.1% no tiene otro equipo adicional y el 0.4% no tiene ningún tipo de equipamiento. El 69.1% de las viviendas tiene al menos un aparato de ventana, pero el 13.1% sólo tiene equipo de ventana y el 31.2% lo combina con abanicos. El 35% tiene un aparato de ventana de una ton de capacidad con lo cual satisface los requerimientos de una recámara, pero sólo el 9% de las viviendas tiene una recámara lo cual sugiere un efecto de hacinamiento durante la temporada de verano. Sólo el 22.6% de las viviendas cuentan con unidades tipo paquete destacando los de 3 y 5 ton de capacidad con el 15%. Sólo el 31.8% de las viviendas utilizan el enfriador evaporativo (cooler), y la mitad de ellas lo combinan con el uso de unidades de ventana y ventilador. En el nivel mínimo por equipamiento en verano se tiene el 35% de la vivienda, en el nivel intermedio el 25% (dos unidades de ventana o 2 ton de capacidad), y en el nivel deseable sólo el 22 %. La Tabla 6.7 muestra que el 95% de la vivienda en Mexicali utiliza 4 o más lámparas incandescentes, ubicándose el 60% entre 5 y 9 lámparas. Se detectó muy poco uso de las lámparas fluorescentes.

Lámparas	No	sí	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	más de 12
Incandescente	0.8%	99.2%	0.1%	1.2%	3.4%	6.9%	11.7%	14.1%	13.0%	11.8%	7.2%	9.3%	4.3%	13.0%
Fluorescente	98.0%	2.0%	0.9%	0.0%	0.1%	0.5%	0.0%	0.3%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabla 6.7. Distribución de viviendas por tipo de iluminación.

Sólo el 23% de las viviendas encuestadas estaban haciendo uso en ese momento de los servicios del programa de Ahorro Sistemático Integral (ASI) de financiamiento de aislamiento, lámparas y equipos de aire acondicionado.

El 86% de la vivienda en Mexicali cuenta con al menos un automóvil (Tabla 6.8), el 77% cuenta con teléfono y el 68% con calentador de agua operado por gas. Esto indica que el 70% de los usuarios consumen otros energéticos (gasolina y gas) y utilizan otros servicios, que deben pagar con los ingresos de la vivienda. Los estudios del INEGI sobre el gasto de los hogares estima que 8.7% del ingreso se dedica para los gastos de la vivienda (renta o hipoteca) y los servicios asociados a la misma (agua, gas), y el 16.6% para transporte. Los otros rubros importantes son el de bebidas y alimentos con el 34% del ingreso, educación y esparcimiento con el 15%. Además se consideran vestido y calzado, limpieza de la vivienda, cuidados médicos y cuidado personal.

	no	sí	1	2	3	4	5	6
Automóvil	0.8%	99.2%	0.1%	1.2%	3.4%	6.9%	11.7%	14.1%
Teléfono	98.0%	2.0%	0.9%	0.0%	0.1%	0.5%	0.0%	0.3%
Calentador-gas	0.8%	99.2%	0.1%	1.2%	3.4%	6.9%	11.7%	14.1%

Tabla 6.8. Distribución de viviendas por otros bienes.

Salario mín.	\$/mes	Viviendas	%	kWh	Viviendas	%
0.00	\$0.00	0	0.0%	0	0	0.0%
0.05	\$63.25	11	1.5%	25	0	0.0%
0.08	\$101.20	62	8.4%	50	0	0.0%
0.12	\$151.75	97	13.1%	75	0	0.0%
0.20	\$252.90	168	22.8%	100	11	1.5%
0.30	\$379.35	11	1.5%	125	0	0.0%
0.35	\$442.60	166	22.5%	150	0	0.0%
0.40	\$505.80	3	0.4%	200	62	8.4%
0.45	\$569.05	98	13.3%	250	99	13.4%
0.50	\$632.25	5	0.7%	300	166	22.5%
0.60	\$758.70	43	5.8%	350	11	1.5%
0.70	\$885.15	31	4.2%	400	166	22.5%
0.80	\$1,011.60	40	5.4%	450	3	0.4%
1.00	\$1,264.50	0	0.0%	500	103	14.0%
1.20	\$1,517.40	2	0.3%	550	0	0.0%
1.45	\$1,833.55	1	0.1%	600	43	5.8%
				650	32	4.3%
				700	0	0.0%
				750	39	5.3%

Tabla 6.9. Distribución de viviendas de Mexicali por factura y consumo de electricidad en el mes de febrero.

La Tabla 6.9 muestra que en el mes de febrero el 70% de la vivienda está pagando entre 100 y 440 pesos por concepto de electricidad (0.08 a 0.35 salarios mínimos) consumiendo entre 200 y 400 kWh. Sólo el 1.5% consume menos de 200 kWh en este mes y el 23% hasta 250 kWh. En forma similar la Tabla 6.10 muestra que en el mes de agosto el 60% de la vivienda paga entre 600.00 y 1,650.00 pesos por concepto de electricidad (0.5 a 1.3 salarios mínimos) y el 70% consume entre 1000 y 1900 kWh. Sólo el 5% consume menos de 750 kWh en este mes.

Salario mín.	\$/mes	Viviendas	%
0.00	\$0.00	0	0.0%
0.05	\$63.25	2	0.3%
0.08	\$101.20	4	0.5%
0.12	\$151.75	8	1.1%
0.20	\$252.90	18	2.4%
0.30	\$379.35	3	0.4%
0.35	\$442.60	67	9.1%
0.40	\$505.80	2	0.3%
0.45	\$569.05	1	0.1%
0.50	\$632.25	106	14.4%
0.60	\$758.70	5	0.7%
0.70	\$885.15	106	14.4%
0.80	\$1,011.60	78	10.6%
1.00	\$1,264.50	73	9.9%
1.10	\$1,390.95	1	0.1%
1.20	\$1,517.40	41	5.6%
1.30	\$1,643.85	36	4.9%
1.40	\$1,770.30	2	0.3%
1.50	\$1,896.75	29	3.9%
1.60	\$2,023.20	32	4.3%
1.80	\$2,276.10	27	3.7%
1.90	\$2,402.55	11	1.5%
2.10	\$2,655.45	12	1.6%
2.30	\$2,908.35	10	1.4%
2.40	\$3,034.80	16	2.2%
2.60	\$3,287.70	1	0.1%
2.80	\$3,540.60	40	5.4%
3.20	\$4,046.40	3	0.4%
4.00	\$5,058.00	2	0.3%

kWh	Viviendas	%
0	0	0.0%
100	0	0.0%
200	2	0.3%
300	4	0.5%
400	8	1.1%
500	0	0.0%
600	0	0.0%
700	18	2.4%
750	2	0.3%
800	0	0.0%
900	1	0.1%
1000	67	9.1%
1100	0	0.0%
1200	2	0.3%
1300	107	14.5%
1400	5	0.7%
1500	106	14.4%
1600	1	0.1%
1700	117	15.9%
1800	37	5.0%
1900	75	10.2%
2000	30	4.1%
2100	32	4.3%
2200	27	3.7%
2300	11	1.5%
2400	12	1.6%
2500	0	0.0%
2600	10	1.4%
2700	16	2.2%
2800	1	0.1%
2900	0	0.0%
3000	40	5.4%

Tabla 6.10. Distribución de viviendas de Mexicali por factura y consumo de electricidad en el mes de agosto.

En las viviendas encuestadas se registraron 3,034 habitantes, el 50% con edades entre 20 y 49 años, el 30% entre 5y 19 años y el 10% con edades superiores a 50 años. La Tabla 6.11 muestra que en el 80% de las viviendas habitan de 2 a 5 personas y que el 53% de las viviendas tiene al menos dos habitantes entre 20 y 49 años.

Habitante/Viv	Viviendas	Hab-menor4	Hab-5a14	Hab-15a19	Hab-20a49	Hab-50a64	Hab-mayor65
0	0.0%	72.5%	57.9%	59.1%	9.5%	74.5%	91.5%
1	3.4%	20.9%	26.7%	23.7%	13.4%	14.4%	6.5%
2	11.0%	5.4%	12.5%	14.6%	53.1%	10.6%	2.0%
3	22.1%	0.8%	2.6%	1.8%	15.4%	0.4%	0.0%
4	26.6%	0.4%	0.3%	0.5%	6.1%	0.1%	0.0%
5	20.9%	0.0%	0.1%	0.3%	1.8%	0.0%	0.0%
6	9.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%
7	2.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%
8	2.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%
9	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
10	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Tabla 6.11. Distribución de viviendas de Mexicali número y edad de ocupantes.

En el 48% de la vivienda en Mexicali habita una persona con ingresos (Tabla 6.12), 38% con dos personas con ingresos y el 12% con tres personas con ingresos.

Personas/vivienda	Viviendas	%
1	353	47.8%
2	277	37.5%
3	86	11.7%
4	17	2.3%
5	4	0.5%
6	0	0.0%
7	0	0.0%
8	1	0.1%

Tabla 6.12. Distribución de viviendas de Mexicali por el número de personas con ingresos.

Sin embargo, la distribución de ingresos por vivienda está muy dispersa (Tabla 6.13) de tal forma que el 7% de las viviendas percibe 3 salarios

mínimos o menos, el 18% entre 3 y 5 salarios mínimos y el 35% entre 5 y 10 salarios mínimos. Esto representa el 60% de la vivienda en Mexicali. (El 40% de las viviendas percibe más de 10 salarios mínimos)

Salarios mínimos	\$/semana	Viviendas	%
1.0	\$316.15	6	0.8%
2.0	\$632.25	16	2.2%
3.0	\$948.40	30	4.1%
3.5	\$1,106.45	3	0.4%
4.0	\$1,264.50	53	7.2%
5.0	\$1,580.65	72	9.8%
5.5	\$1,738.70	2	0.3%
6.0	\$1,896.75	53	7.2%
6.5	\$2,054.80	5	0.7%
7.0	\$2,212.90	53	7.2%
8.0	\$2,529.00	63	8.5%
9.0	\$2,845.15	57	7.7%
10.0	\$3,161.25	34	4.6%
11.0	\$3,477.40	33	4.5%
12.0	\$3,793.50	35	4.7%
13.0	\$4,109.65	25	3.4%
14.0	\$4,425.75	38	5.1%
15.0	\$4,741.90	30	4.1%
16.0	\$5,058.00	13	1.8%
17.0	\$5,374.15	12	1.6%
18.0	\$5,690.25	10	1.4%
19.0	\$6,006.40	30	4.1%
20.0	\$6,322.50	9	1.2%
25.0	\$7,903.15	28	3.8%
30.0	\$9,483.75	14	1.9%
35.0	\$11,064.40	8	1.1%
40.0	\$12,645.00	3	0.4%
50.0	\$15,806.25	2	0.3%
60.0	\$18,967.50	1	0.1%

Tabla 6.13. Distribución de viviendas de Mexicali por ingresos semanales.

La Tabla 6.14 muestra que el 22% de las personas con ingresos perciben 3 salarios mínimos o menos, el 33% de 3 a 5 salarios mínimos y el 35% entre 5 y 10 salarios mínimos. La relación es de 2 a 3 personas en la vivienda por cada persona con ingresos (dependencia), y las distribuciones anteriores indican que en el 12% de las viviendas el ingreso es menor a un salario mínimo por persona (Tabla 6.15), el 33% está entre 1 y 2 salarios mínimos

per cápita, y el 70% de las viviendas tiene ingresos por habitante menores a 3 salarios mínimos.

Salarios mínimos	\$/semana	Personas	%
0.50	\$158.05	0	0.0%
1.00	\$316.15	16	1.3%
2.00	\$632.25	83	6.6%
2.50	\$790.30	6	0.5%
3.00	\$948.40	168	13.3%
3.50	\$1,106.45	9	0.7%
4.00	\$1,264.50	227	18.0%
4.50	\$1,422.55	2	0.2%
5.00	\$1,580.65	192	15.3%
6.00	\$1,896.75	97	7.7%
6.50	\$2,054.80	7	0.6%
7.00	\$2,212.90	101	8.0%
8.00	\$2,529.00	76	6.0%
9.00	\$2,845.15	88	7.0%
10.00	\$3,161.25	55	4.4%
11.00	\$3,477.40	23	1.8%
12.00	\$3,793.50	14	1.1%
13.00	\$4,109.65	8	0.6%
14.00	\$4,425.75	23	1.8%
15.00	\$4,741.90	12	1.0%
16.00	\$5,058.00	6	0.5%
17.00	\$5,374.15	14	1.1%
18.00	\$5,690.25	4	0.3%
19.00	\$6,006.40	28	2.2%

Tabla 6.14. Distribución de personas en Mexicali por ingresos semanales.

Salarios mínimos	\$/semana	Viviendas	%
0.5	\$158.05	11	1.5%
1.0	\$316.15	75	10.2%
1.5	\$474.20	120	16.3%
2.0	\$632.25	126	17.1%
2.5	\$790.30	95	12.9%
3.0	\$948.40	90	12.2%
3.5	\$1,106.45	56	7.6%
4.0	\$1,264.50	43	5.8%
4.5	\$1,422.55	22	3.0%
5.0	\$1,580.65	24	3.3%
5.5	\$1,738.70	17	2.3%
6.0	\$1,896.75	11	1.5%
6.5	\$2,054.80	11	1.5%
7.0	\$2,212.90	7	0.9%
7.5	\$2,370.95	5	0.7%
8.0	\$2,529.00	6	0.8%
9.0	\$2,845.15	5	0.7%
10.0	\$3,161.25	4	0.5%
11.0	\$3,477.40	4	0.5%
12.0	\$3,793.50	3	0.4%
13.0	\$4,109.65	1	0.1%
14.0	\$4,425.75	0	0.0%
15.0	\$4,741.90	2	0.3%

Tabla 6.15. Distribución de viviendas en Mexicali por ingreso per cápita.

Al revisar el indicador de hacinamiento se encontró que el 21.5% de las viviendas tienen un habitante por recámara, el 55.8% dos y el 22.7% con más de tres habitantes por recámara (Tabla 6.16).

Hab/Recámara	Viviendas	%
1	159	21.5%
2	412	55.8%
3	132	17.9%
4	23	3.1%
5	9	1.2%
6	2	0.3%
7	0	0.0%
8	1	0.1%

Tabla 6.16. Distribución de viviendas en Mexicali por ocupantes por recámara.

Otro aspecto que se consideró en el estudio fue la intensidad con que se usan los electrodomésticos y el equipo de acondicionamiento ambiental de acuerdo a la carga instalada y el consumo de energía, detectándose que en el invierno el 72% de la vivienda tiene 500 kW instalados o menos y el 60% de la vivienda los usa menos del 100%, el 40% que rebasa la capacidad instalada indica equipos con baja eficiencia o uso excesivo. En el verano la carga instalada del 75% de la vivienda llega hasta 3,000 kW o menos y el 66% hace uso al 100% o menos de esta capacidad.

Las tablas 6.17 a 6.19 muestran la distribución de viviendas por el consumo de electricidad en invierno, verano y anual, respectivamente. El 70% de las viviendas consumen hasta 3,000 kWh en invierno mientras que en el verano el 75% consume hasta 8,000 kWh, para un balance de que el 80% de las viviendas consume hasta 12,000 kWh anuales. El 10% de la vivienda consume menos del mínimo y el 70% se encuentra entre el mínimo y el nivel intermedio.

Consumo kWh	Vivienda Acumulada	%	Acumulado
250	0	0.0%	0.0%
500	0	0.0%	0.0%
1000	11	1.5%	1.5%
2000	338	44.3%	45.8%
3000	518	24.4%	70.2%
4000	664	19.8%	90.0%
5000	735	9.6%	99.6%
6000	735	0.0%	99.6%
7000	737	0.3%	99.9%
8000	737	0.0%	99.9%
9000	738	0.1%	100.0%

Tabla 6.17. Distribución de viviendas en Mexicali por consumo en invierno.

Consumo kWh	Vivienda Acumulada	%	Acumulado
250	0	0.0%	0.0%
500	0	0.0%	0.0%
1000	0	0.0%	0.0%
2000	6	0.8%	0.8%
3000	14	1.1%	1.9%
4000	34	2.7%	4.6%
5000	102	9.2%	13.8%
6000	211	14.8%	28.6%
7000	323	15.2%	43.8%
8000	552	31.0%	74.8%
9000	614	8.4%	83.2%
10000	664	6.8%	90.0%
11000	690	3.5%	93.5%
12000	731	5.6%	99.1%
13000	731	0.0%	99.1%
14000	734	0.4%	99.5%
15000	734	0.0%	99.5%
16000	736	0.3%	99.7%
17000	736	0.0%	99.7%
18000	737	0.1%	99.9%
19000	737	0.0%	99.9%
20000	738	0.1%	100.0%

Tabla 6.18. Distribución de viviendas en Mexicali por consumo en verano.

Consumo kWh	Vivienda acum..	%	acum..
250	0	0.0%	0.0%
500	0	0.0%	0.0%
1000	0	0.0%	0.0%
2000	3	0.4%	0.4%
3000	8	0.7%	1.1%
4000	15	0.9%	2.0%
5000	33	2.4%	4.5%
6000	72	5.3%	9.8%
7000	119	6.4%	16.1%
8000	213	12.7%	28.9%
9000	344	17.8%	46.6%
10000	427	11.2%	57.9%
11000	538	15.0%	72.9%
12000	603	8.8%	81.7%
13000	647	6.0%	87.7%
14000	684	5.0%	92.7%
15000	694	1.4%	94.0%
16000	714	2.7%	96.7%
17000	730	2.2%	98.9%
18000	730	0.0%	98.9%
19000	735	0.7%	99.6%
20000	736	0.1%	99.7%
21000	737	0.1%	99.9%
22000	737	0.0%	99.9%
23000	737	0.0%	99.9%
24000	737	0.0%	99.9%
25000	737	0.0%	99.9%
26000	737	0.0%	99.9%
29000	738	0.1%	100.0%

Tabla 6.19. Distribución de viviendas en Mexicali por consumo anual.

Como resultado, el 20% de la vivienda tiene facturas anuales de 4,000.00 pesos o menos y el 60% de la vivienda entre 4,000.00 y 10,000.00 pesos anuales (Tabla 6.20).

Factura anual (\$)	Vivienda acumulada	%	Acumulado
250	0	0.0%	0.0%
500	0	0.0%	0.0%
1000	6	0.8%	0.8%
2000	31	3.4%	4.2%
3000	73	5.7%	9.9%
4000	155	11.1%	21.0%
5000	268	15.3%	36.3%
6000	359	12.3%	48.6%
7000	431	9.8%	58.4%
8000	500	9.3%	67.8%
9000	549	6.6%	74.4%
10000	580	4.2%	78.6%
11000	609	3.9%	82.5%
12000	637	3.8%	86.3%
13000	652	2.0%	88.3%
14000	675	3.1%	91.5%
15000	686	1.5%	93.0%
16000	694	1.1%	94.0%
17000	705	1.5%	95.5%
18000	714	1.2%	96.7%
19000	718	0.5%	97.3%
20000	730	1.6%	98.9%
21000	733	0.4%	99.3%
22000	734	0.1%	99.5%
23000	735	0.1%	99.6%
24000	736	0.1%	99.7%
25000	737	0.1%	99.9%
26000	737	0.0%	99.9%
29000	737	0.0%	99.9%

Tabla 6.20. Distribución de viviendas en Mexicali por factura anual.

Finalmente en las tablas 6.21 a 6.23 se reportan los impactos de la facturación de electricidad sobre el ingreso de la vivienda, encontrándose que en febrero, el 50% de la vivienda es afectada en 3% o menos, en agosto sólo el 4.5% de la vivienda es afectada en la misma proporción y anualmente el 26% está en este nivel.

De acuerdo con el sistema de tarifas actuales y los ingresos de la vivienda, más del 90% de la vivienda en Mexicali en el mes de agosto está afectada por arriba de la media nacional, más del 80% en el verano y más del 70% anualmente.

%Impacto	Vivienda Acumulada	%	Acumulado
0.1%	0	0.0%	0.0%
0.5%	7	0.9%	0.9%
1.0%	72	8.8%	9.8%
2.0%	225	20.7%	30.5%
3.0%	381	21.1%	51.6%
4.0%	508	17.2%	68.8%
5.0%	577	9.3%	78.2%
6.0%	618	5.6%	83.7%
7.0%	661	5.8%	89.6%
8.0%	686	3.4%	93.0%
9.0%	704	2.4%	95.4%
10.0%	711	0.9%	96.3%
11.0%	720	1.2%	97.6%
12.0%	722	0.3%	97.8%
13.0%	725	0.4%	98.2%
14.0%	726	0.1%	98.4%
15.0%	728	0.3%	98.6%
16.0%	732	0.5%	99.2%
17.0%	733	0.1%	99.3%
18.0%	734	0.1%	99.5%
19.0%	734	0.0%	99.5%
20.0%	735	0.1%	99.6%
22.0%	736	0.1%	99.7%
24.0%	736	0.0%	99.7%
26.0%	736	0.0%	99.7%
28.0%	737	0.1%	99.9%
30.0%	737	0.0%	99.9%
35.0%	738	0.1%	100.0%

Tabla 6.21. Distribución de viviendas en Mexicali por impacto en febrero.

%Impacto	Vivienda acumulada	%	Acumulado
0.1%	0	0.0%	0.0%
0.5%	1	0.1%	0.1%
1.0%	7	0.8%	0.9%
2.0%	16	1.2%	2.2%
3.0%	33	2.3%	4.5%
4.0%	97	8.7%	13.1%
5.0%	139	5.7%	18.8%
6.0%	193	7.3%	26.2%
7.0%	257	8.7%	34.8%
8.0%	308	6.9%	41.7%
9.0%	351	5.8%	47.6%
10.0%	394	5.8%	53.4%
11.0%	446	7.0%	60.4%
12.0%	487	5.6%	66.0%
13.0%	515	3.8%	69.8%
14.0%	543	3.8%	73.6%
15.0%	550	0.9%	74.5%
16.0%	592	5.7%	80.2%
17.0%	601	1.2%	81.4%
18.0%	619	2.4%	83.9%
19.0%	635	2.2%	86.0%
20.0%	647	1.6%	87.7%
22.0%	668	2.8%	90.5%
24.0%	682	1.9%	92.4%
26.0%	698	2.2%	94.6%
28.0%	704	0.8%	95.4%
30.0%	710	0.8%	96.2%
35.0%	722	1.6%	97.8%
40.0%	726	0.5%	98.4%
45.0%	729	0.4%	98.8%
50.0%	732	0.4%	99.2%
55.0%	736	0.5%	99.7%
80.0%	737	0.1%	99.9%
85.0%	738	0.1%	100.0%

Tabla 6.22. Distribución de viviendas en Mexicali por impacto en agosto.

%Impacto	Vivienda acumulada	%	Acumulado
0.1%	0	0.0%	0.0%
0.5%	2	0.3%	0.3%
1.0%	12	1.4%	1.6%
2.0%	85	9.9%	11.5%
3.0%	192	14.5%	26.0%
4.0%	303	15.0%	41.1%
5.0%	387	11.4%	52.4%
6.0%	487	13.6%	66.0%
7.0%	555	9.2%	75.2%
8.0%	613	7.9%	83.1%
9.0%	642	3.9%	87.0%
10.0%	672	4.1%	91.1%
11.0%	688	2.2%	93.2%
12.0%	698	1.4%	94.6%
13.0%	705	0.9%	95.5%
14.0%	714	1.2%	96.7%
15.0%	720	0.8%	97.6%
16.0%	722	0.3%	97.8%
17.0%	723	0.1%	98.0%
18.0%	726	0.4%	98.4%
19.0%	727	0.1%	98.5%
20.0%	728	0.1%	98.6%
22.0%	733	0.7%	99.3%
24.0%	734	0.1%	99.5%
26.0%	735	0.1%	99.6%
28.0%	736	0.1%	99.7%
30.0%	736	0.0%	99.7%
35.0%	736	0.0%	99.7%
40.0%	737	0.1%	99.9%
45.0%	738	0.1%	100.0%

Tabla 6.23. Distribución de viviendas en Mexicali por impacto anual.

Sector Industrial

La información que reporta el sector público relaciona tarifas con sectores (Tabla 6.24). Esta descripción sectorial de tarifas introduce confusiones en los reportes estadísticos y en la planificación energética.

Tarifa	Aplicación	Sector
1, 1A, ...	Doméstico baja tensión	Residencial
2, 3, 7	2 (<25kW) y 3 General en baja tensión, 7 temporal	Comercial
5A, 6	5A Alumbrado público, 6 Bombeo de agua potable o aguas negras servicio público	Servicios
9, 9M	Riego agrícola	Riego agrícola
OM, HM	Media tensión ordinaria(<100kW) y media tensión horaria	Mediana industria
HS, HSL, HT, HL	Alta tensión a nivel subtransmisión y transmisión	Gran industria

Tabla 6.24. Tarifas y sectores.

Para ubicar el comportamiento del sector industrial se analizaron las tarifas de media y alta tensión aun cuando existen pequeñas industrias que se ubican en tarifas de uso general en baja tensión (Tarifas 2 y 3).

En 2001 en Baja California se reportaron del orden de 762,000 usuarios que consumieron 7,770 GWh generando productos por 5,090 millones de pesos. La Tabla 6.25 muestra que en tarifas de media tensión se ubicaron 5,715 usuarios y en alta tensión 50 usuarios, vendiéndose 4,255 GWh con un valor de 2,389 millones de pesos.

El 1% de los usuarios que están en alta tensión consumieron el 34% de la energía y generaron el 28% de los productos. En el caso de los usuarios de media tensión, el 32% se ubicó en tarifa horaria (HM) y consumió el 86% de la energía de media tensión generando el 84% de los ingresos.

De acuerdo con esta información se reporta que en Baja California el sector industrial con menos del 1% de los usuarios consumió el 55% de la electricidad y generó el 47% de los ingresos. Sin embargo, estos valores no son precisos porque hay que analizar la participación real del sector industrial en las tarifas de media y alta tensión.

Tarifas	Usuarios			MWh			Miles de pesos		
OM	3,914	68%		397,718	14%		269,656	16%	
HM	1,801	32%		2,428,398	86%		1,439,614	84%	
Media Tensión	5,715	100%	99%	2,826,116	100%	66%	1,709,270	100%	72%
HS	32	64%		358,356	25%		197,161	29%	
HS-L	13	26%		602,933	42%		275,180	40%	
HT	4	8%		260,500	18%		129,224	19%	
HT-L	1	2%		218,143	15%		77,978	11%	
Alta Tensión	50	100%	1%	1,439,932	100%	34%	679,543	100%	28%
Total	5,765		100%	4,266,048		100%	2,388,813		100%

Tabla 6.25. Distribución de usuarios, ventas y productos en tarifas de media y alta tensión en Baja California.(CFE1, 2001)

En Mexicali durante el 2001 (Figura 6.5), se encontró que de 715 usuarios reportados en tarifa HM el 51% correspondió al sector industrial y el resto a otros sectores donde destacan el comercio con el 14%, el turismo con 11% y el sector de educación con el 9%. En esta tarifa se consumieron 984 GWh correspondiendo al sector industrial el 72% de la energía, al comercio el 11% y al turismo el 4% (Tabla 6.26).

En alta tensión en Mexicali se reportaron 12 usuarios que consumieron 865 GWh. Seis fueron las estaciones de bombeo del acueducto que consumieron 461 GWh (53%) y los otros 6 usuarios fueron industrias que consumieron el 47% de la energía en alta tensión.

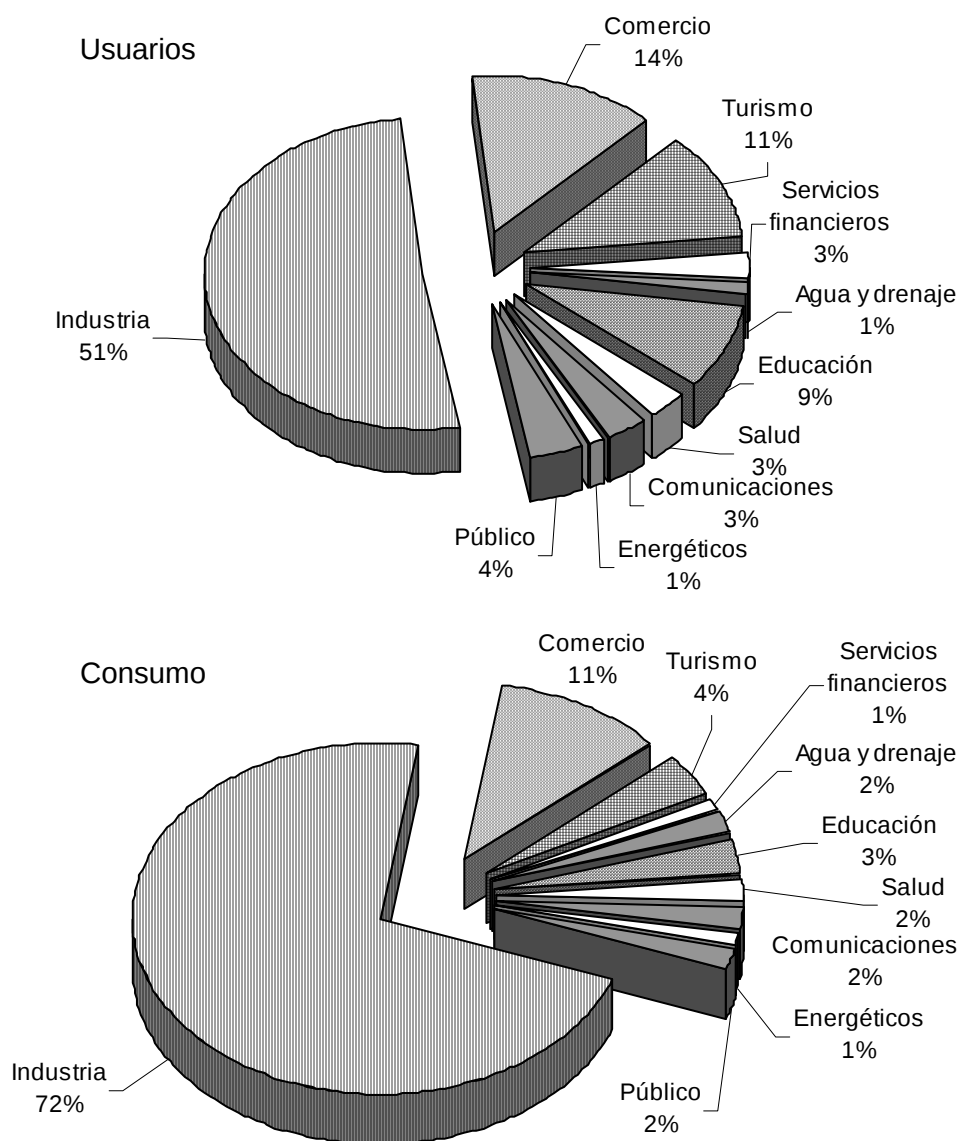


Figura 6.5. Distribución de usuarios y consumos en Tarifa HM en Mexicali, (2001).

Considerando que en la tarifa OM la participación del sector industrial fue similar que en la tarifa HM, se registraron en Mexicali del orden de 1,100 industrias en media y alta tensión que consumieron 1,263 GWh y produjeron 713 millones de pesos, representando el 50% de los usuarios, el 62% de las

ventas y el 64% de los ingresos en estas tarifas. El precio medio por kWh en tarifa OM fue de 0.68 \$/kWh, en HM de 0.59 \$/kWh y en alta tensión de 0.47 \$/kWh para un precio medio de 0.55 \$/kWh.

Usuarios					
	HM	OM	Media	Alta	Total
Mexicali	715	1,430	2,145	12	2,157
Industrial	356	712	1,068	6	1,074
Baja California	1,801	3,914	5,715	50	5,765
Ventas (MWh)					
Mexicali	983,913	208,339	1,192,252	850,661	2,042,913
Industrial	709,306	150,192	859,498	404,019	1,263,517
Baja California	2,428,398	397,718	2,826,116	1,439,932	4,266,048
Productos (miles de pesos)					
Mexicali	583,288	137,801	721,089	401,450	1,122,539
Industrial	420,494	101,832	522,325	190,668	712,993
Baja California	1,439,614	269,656	1,709,270	679,543	2,388,813

Tabla 6.26. Distribución de usuarios, ventas y productos en tarifas de media y alta tensión en Mexicali y en Baja California, (2001).

Estos valores no pueden considerarse igual en la zona costa, pero es evidente que la participación del sector industrial es menor que el 100% de las tarifas de media y alta tensión estimándose las ventas y los productos del orden del 65% de los que ocurren en estas tarifas. Se requiere información más específica de CFE para precisar la participación del sector industrial en el número de usuarios, consumos, demandas y productos del sistema eléctrico.

Comparación del comportamiento en el consumo de electricidad de industrias seleccionadas de Mexicali.

De las 356 industrias en la tarifa HM en Mexicali se seleccionó una muestra de 13 empresas para analizar su comportamiento en lo que se refiere a demanda, consumo, factura y precios unitarios.

En la Figura 6.6 las empresas fueron ordenadas por máxima demanda en el año (Máxima), detectándose el mínimo de 1,000 kW para la empresa G y el máximo de 8,000 kW para la empresa D. Las demandas se incrementan de los meses de mayo a octubre y existe una gran variación de empresa a empresa. En el invierno las demandas varían de 73 a 942 kW y en el verano de 935 a 8,071 kW, prácticamente en relación de 1 a 10.

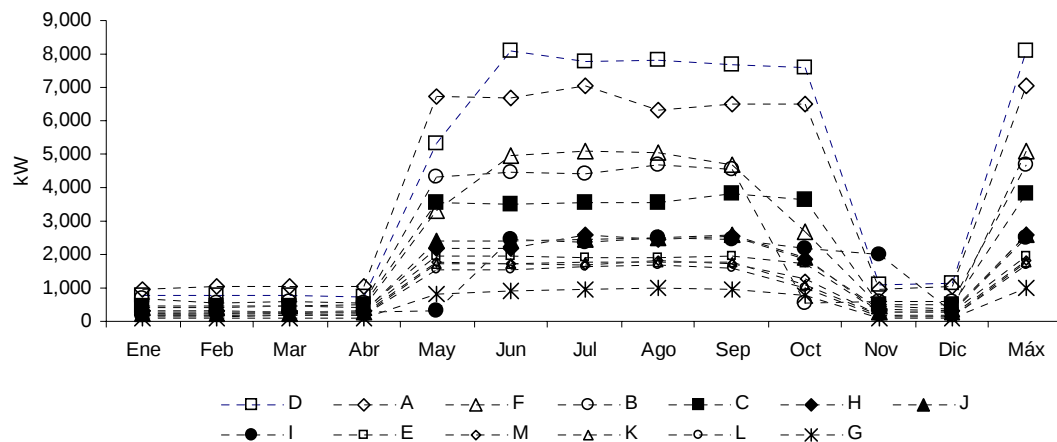


Figura 6.6. Demanda mensual y máxima anual (kW) para industrias de Mexicali, (2001).

Se ordenaron las industrias por consumo máximo anual, encontrándose promedios mensuales que variaron desde 218 MWh hasta 2,243 MWh. Exceptuando las empresas A y E que presentaron relaciones de 1.2 entre el consumo máximo y mínimo, el resto de las empresas se ubicó entre 1.5 y 2 veces esta relación. El máximo consumo anual registrado fue de 55,191 MWh de la empresa A y el mínimo para la empresa G con 4,552 MWh. Estas 13 empresas consumieron 259 GWh en el 2001 representando el 30% del consumo de la industria en media tensión (Figura 6.7).

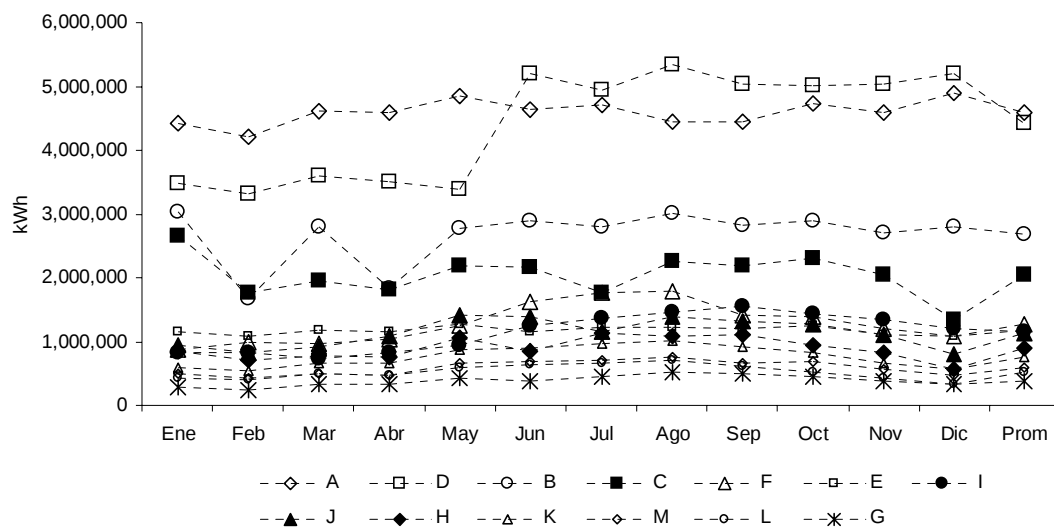


Figura 6.7. Consumo mensual y promedio (kWh) para industrias de Mexicali, (2001).

Las industrias analizadas se ordenaron por facturación mensual y promedio mensual (Figura 6.8) detectándose facturaciones promedio mínima de 218,000 pesos y máxima de 2,219,000 pesos para las empresas G y D, respectivamente. Se detectaron relaciones de máximo a mínimo desde 2.3 veces para la empresa A hasta 5.2 veces para la empresa L. Las 13 industrias pagaron 137 millones de pesos por el consumo de electricidad representando el 26% de los productos de las empresas de Mexicali en media tensión.

Para cada una de las empresas se calculó el precio mensual relacionando la facturación al consumo mensual y el precio medio con la facturación y el consumo anual (Figura 6.9).

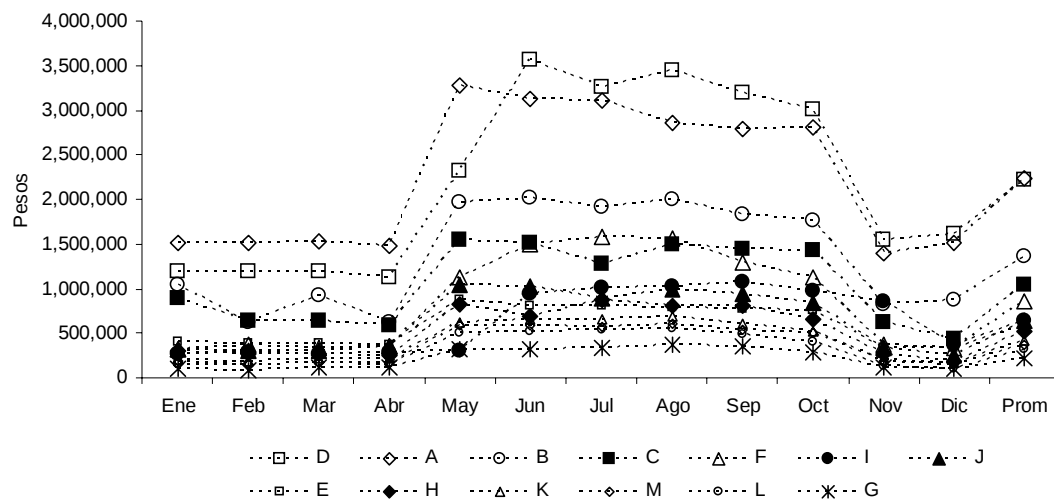


Figura 6.8. Factura mensual y promedio (Pesos) para industrias de Mexicali, (2001).

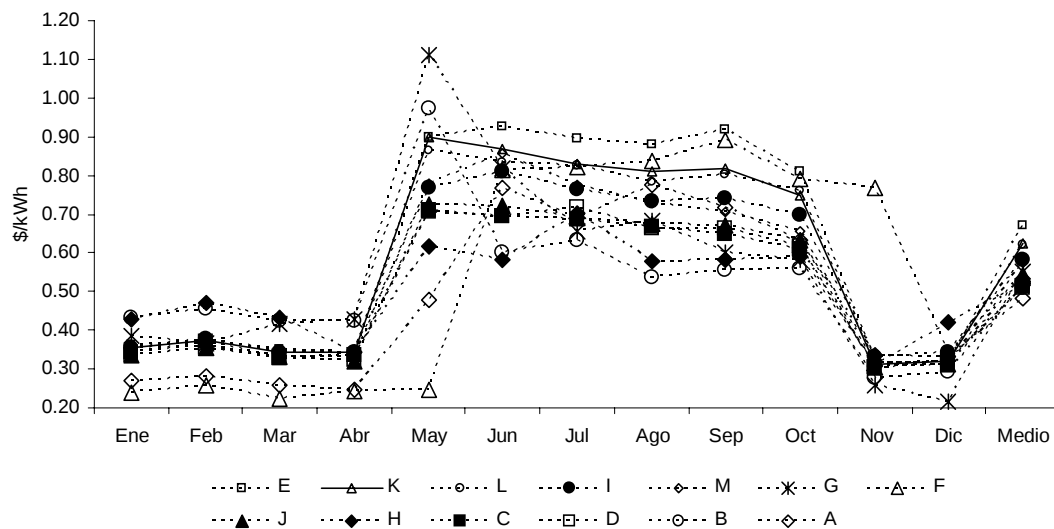


Figura 6.9. Precios mensuales y precio medio (\$/kWh) para industrias de Mexicali, (2001).

La industria A presentó el menor precio medio de 0.48 \$/kWh y el precio medio más alto fue para la empresa E con 0.67 \$/kWh. Se observa que los

precios varían en invierno de 0.22 a 0.47 \$/kWh y en el verano de 0.54 hasta 1.11 \$/kWh.

En la figura 6.10 se ordenaron las empresas en orden creciente de demanda máxima (abscisas) para ver el efecto sobre el consumo, la facturación y los precios. Se observa que a medida que se incrementa la demanda aumentan el consumo y la factura, pero los precios medios disminuyen.

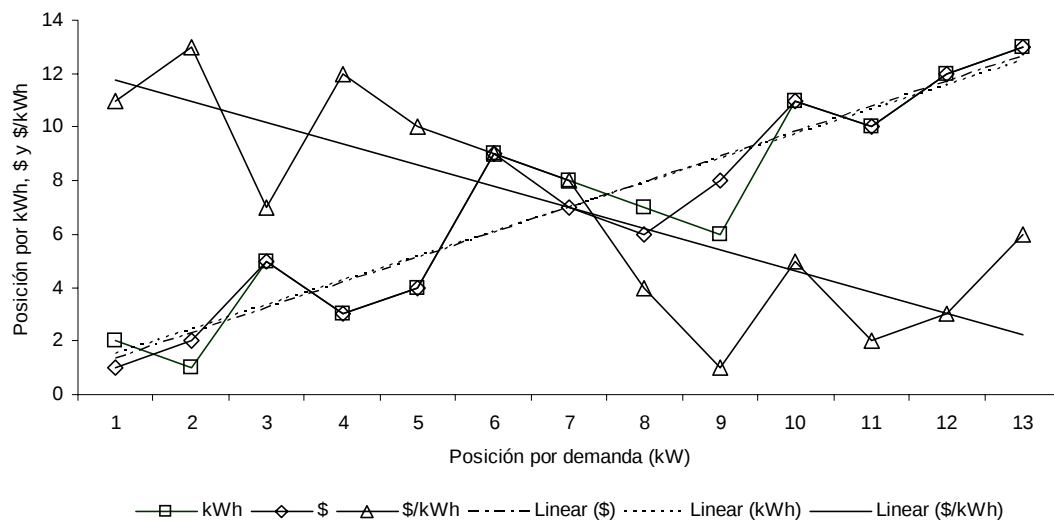


Figura 6.10. Correlación de la demanda con el consumo, la factura y el precio medio para industrias de Mexicali, (2001).

La combinación de la estructura de la tarifa y las variaciones de la demanda provoca el efecto estacional de variación de facturación y precios unitarios. La relativa estabilidad de los consumos produce que el precio medio anual varíe con menor intensidad.

Las empresas con mayor demanda y mayor consumo disminuyen sus precios medios anuales distribuyendo el costo de la demanda en un consumo mayor y más continuo. Es de esperar que las industrias tendrán precios medios más altos si operan menos horas al año, es decir, las empresas que

trabajen un turno pagarán más que las que trabajen 2 turnos y las que operen tres turnos pagarán menos.

Comparación del efecto en la industria de las diferentes tarifas regionales sobre la facturación anual por consumo de electricidad.

Mucho se ha discutido en torno a si la electricidad para el sector industrial en Baja California es más cara que en otras regiones del país. Con el fin de ilustrar lo anterior a través de ejemplos hipotéticos, es necesario identificar y definir bien lo que se pretende demostrar y establecer las limitaciones de tal demostración.

El problema se puede replantear en la siguiente forma: “¿El pago anual por energía eléctrica para el caso de una industria tipo en Baja California que utiliza la tarifa horaria de media tensión (HM) es mayor o menor que si esta industria con el mismo patrón de demanda y consumo estuviera ubicada en otra región del país?”

Una industria operando en Baja California, no tendría el mismo patrón de consumo si se ubica en otra región del país, y la diferencia es más acentuada si hablamos de una industria instalada en Mexicali, donde el clima extremoso tiene un impacto significativo sobre las demandas y consumos de energía. Pero, considerando en este caso hipotético que pueda ubicarse a esta industria en otra región y conservar su mismo patrón de consumo y demanda.

Para definir el patrón de demanda y consumo de esta industria se requiere información de sus curvas de demanda y consumos de electricidad horaria,

diaria y mensual. En este caso se trabaja con un patrón de comportamiento estimado de los datos estadísticos de consumos y demandas considerando una industria que opera los tres turnos todo el año y su proceso es relativamente estable en cuanto a los consumos y demanda de energía.

Las demandas promedio máximas que ocurren en un intervalo de horas marcado en la tarifa (base, intermedio, punta) es la demanda promedio máxima que se mantiene por 15 minutos en el horario establecido para el período en cualquier día del mes que se factura. Basta que el promedio de demanda registrada en cualquier momento de cualquier día del mes sea superior a cualquier otro intervalo de 15 minutos del mes para que quede registrada en el medidor como demanda máxima en el período base, intermedio o punta según el caso.

Hay que distinguir entre las demandas máximas que ocurren en los períodos base, intermedio y punta, y la demanda facturable que se obtiene mediante fórmulas que utilizan las demandas máximas de los períodos para el cálculo de la misma.

Cada una de las 8 regiones¹, en que está dividido el país tiene una distribución diferente para los horarios base, intermedio, semipunta y punta², tiene diferentes factores en la fórmula para calcular la demanda facturable³, tiene diferentes precios para el kW de demanda facturable y el kWh consumido en los horarios base, intermedio, semipunta y punta, y tiene diferentes precios y horarios en las épocas de invierno y de verano.

¹ Baja California, Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

² Central, Noreste, Norte y Sur tienen el mismo horario

³ Central, Noreste, Norte y Sur utilizan los mismos factores

El sistema de tarifas se ha complicado en tal forma que no es tarea sencilla demostrar lo que se pretende y los procedimientos de medición y facturación son sumamente complejos para que sean fácilmente comprensibles para los usuarios.

Con las limitaciones del caso, se tomó la información estadística de una industria de Mexicali durante los meses de diciembre de 1999 a junio de 2002, se estimó su patrón de comportamiento considerando que opera los tres turnos durante todo el año con un proceso relativamente estable y se le aplicó la tarifa HM considerando que estuviera instalada en Mexicali, Baja California, en la región Noreste (Monterrey, Nuevo León), Central (Distrito Federal o la zona conurbada del Estado de México) y Norte (Chihuahua o Ciudad Juárez en Chihuahua)⁴.

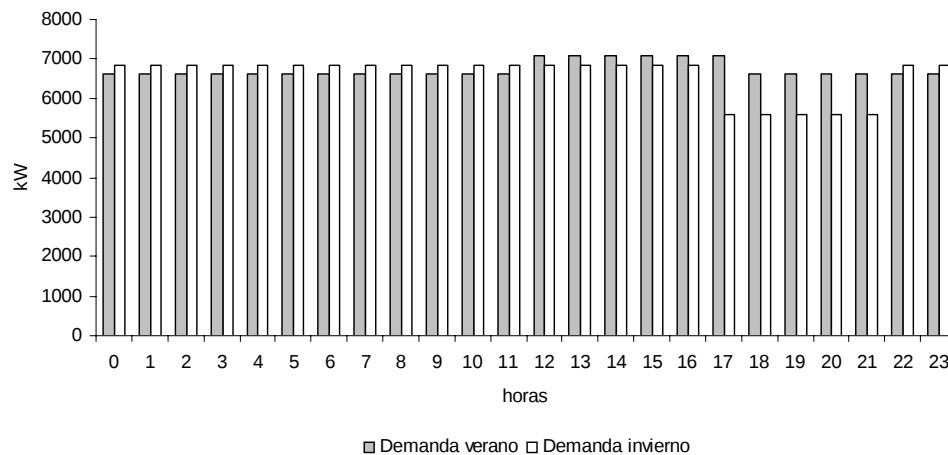


Figura 6.11. Curva de demanda tipo.

En la Figura 6.11 se observa la curva de demanda horaria para un día típico de verano en Mexicali y para un día de invierno para la industria seleccionada.

⁴ La diferencia entre la región Central y Sur (Guadalajara, Jalisco) no es significativa

Obsérvese que no existe mucha variación en la demanda de energía en el transcurso del día ni entre un día de verano o invierno. Para este análisis, esta curva de demanda se mantiene sin importar que la industria sea ubicada en otra región.

Con los datos de las demandas máximas en cada período y el consumo total para cada mes se estimó la distribución de consumo mensual de electricidad en los períodos de base, intermedio y punta para Baja California, como se muestra en la figura 6.12.

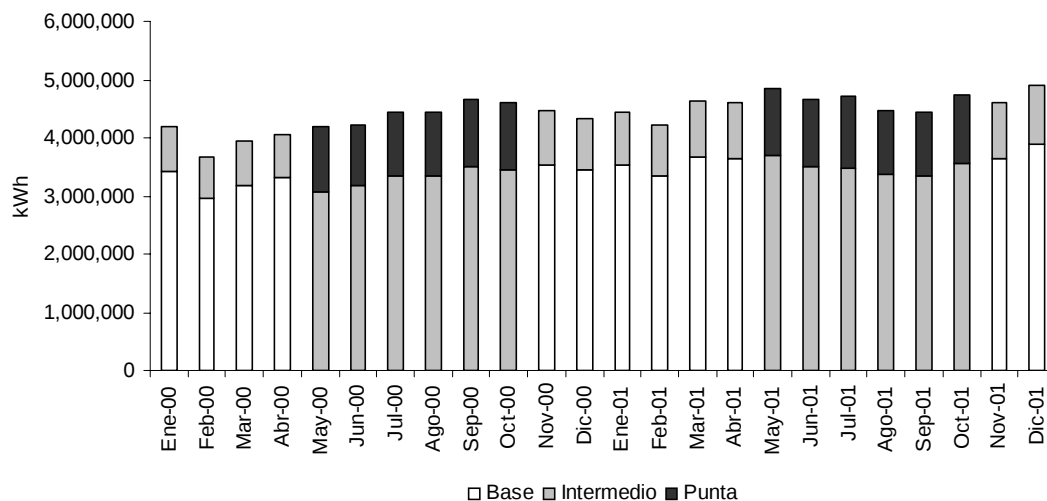


Figura 6.12. Distribución de consumo tipo en Baja California.

En la Figura 6.13, la misma distribución de consumo mensual se aplicó para la industria ubicada en la región Noreste. Es exactamente la misma curva de consumo pero ahora la distribución de consumo en los períodos base, intermedio y punta son totalmente diferentes.

La Figura 6.14 compara la demanda facturable calculada de acuerdo con las tarifas para la industria ubicada en Baja California y en Nuevo León. Es

evidente la gran diferencia que existe para una industria con el mismo patrón de comportamiento si se ubica en otra región diferente.

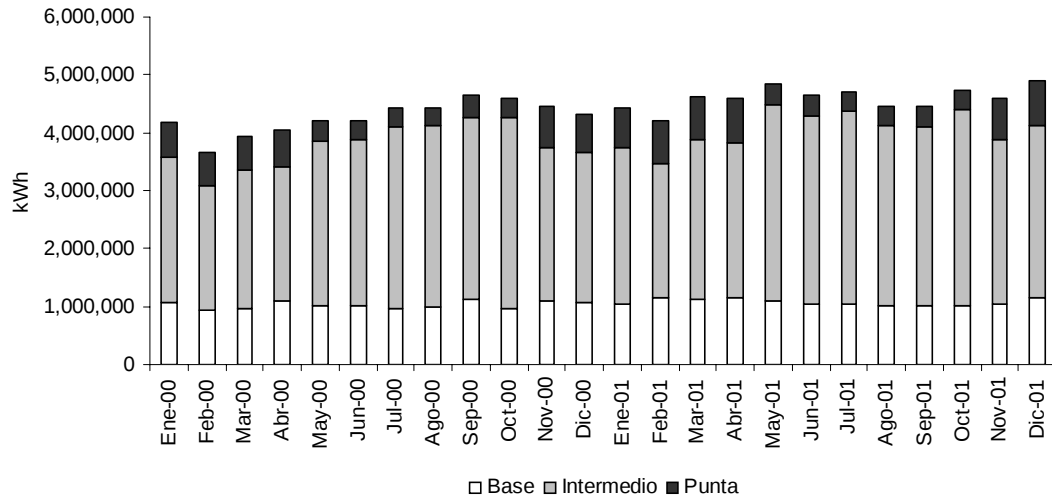


Figura 6.13. Distribución de consumo tipo en Nuevo León.

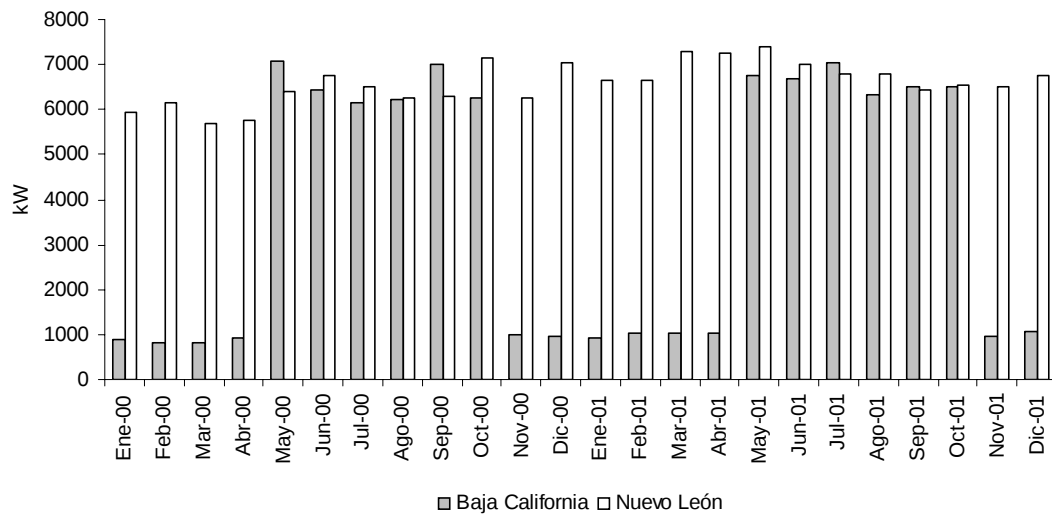


Figura 6.14. Demanda facturable.

Obsérvese como la demanda facturable cambia significativamente en Baja California para las épocas de verano e invierno, mientras que en Nuevo León se mantiene relativamente estable.

Aun cuando se trata del mismo patrón de comportamiento, las diferencias en las distribuciones del consumo y de la demanda facturable se tiene que reflejar en la facturación, como se muestra en las figuras 6.15 y 6.16.

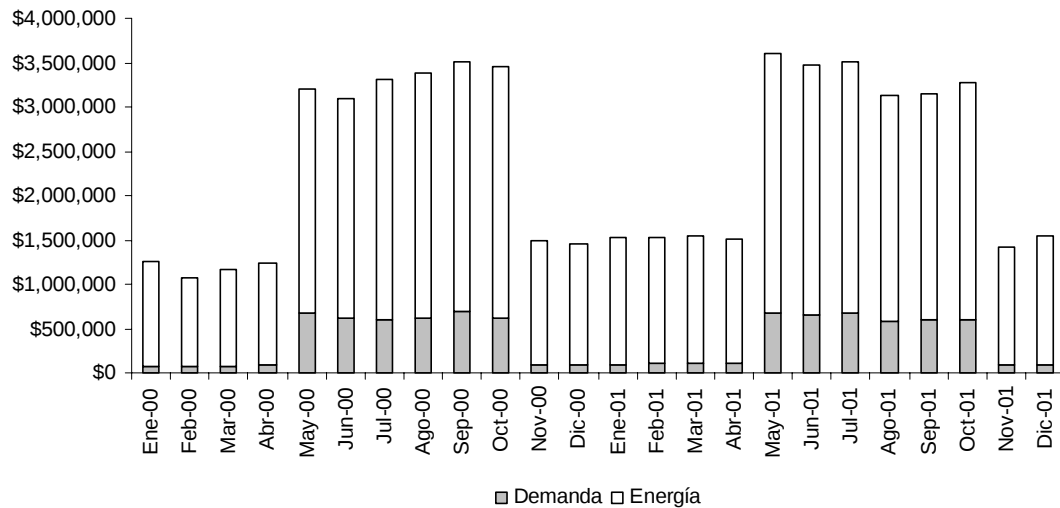


Figura 6.15. Facturación en Baja California.

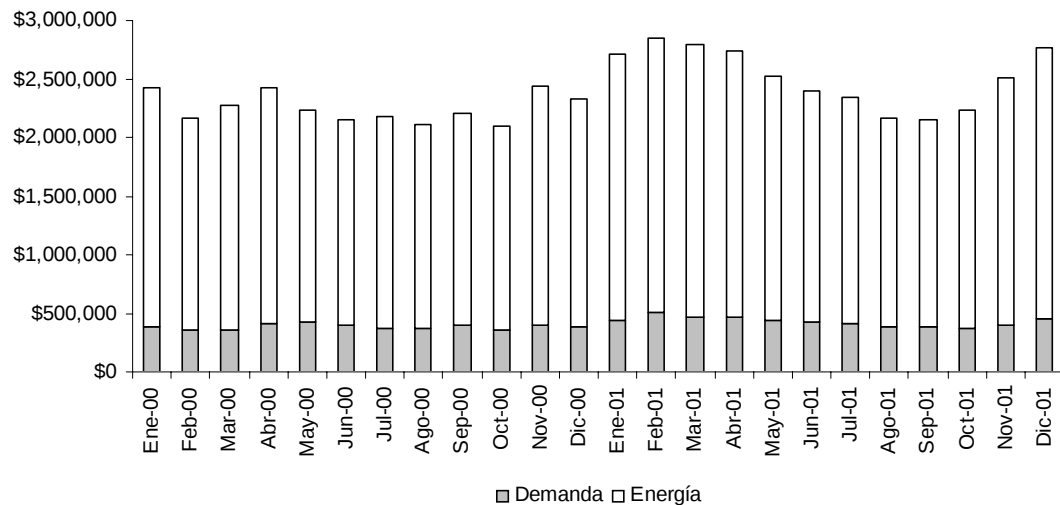


Figura 6.16. Facturación en Nuevo León.

La facturación en Baja California es afectada drásticamente por las épocas de verano e invierno, mientras que en Nuevo León la variación no es tan pronunciada. Sin embargo, no hay que dejar de notar que Baja California presenta ciclos de facturaciones bajas en invierno y facturaciones altas en

verano (relación de uno a tres), mientras que en Nuevo León estos ciclos no son tan acentuados.

El precio unitario de la electricidad fue calculado dividiendo la facturación mensual (sin IVA ni otros cargos diferentes de la demanda y el consumo) entre el consumo total, lo cual se representa en la Figura 6.17.

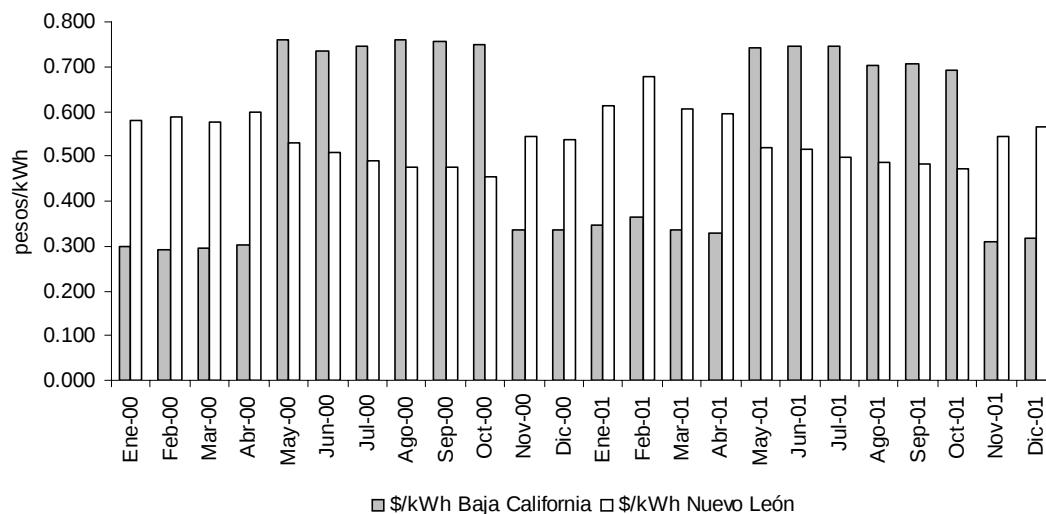


Figura 6.17. Precio unitario de electricidad.

Existe una gran variación de precios para Baja California al pasar de la época de verano a la de invierno, lo cual no ocurre en el caso de Nuevo León.

El efecto global sobre la facturación anual, y bajo los supuestos mencionados anteriormente, es que si la industria analizada se ubicara en la región Noreste, en el año 2000 habría pagado 2.14% menos y en el 2001 habría pagado 3.29% más que en Baja California, mientras que si estuviera instalada en la región Central en el 2000 su factura hubiera sido superior en 7.20% y en el 2001 en 11.87%. Si la industria se ubica en la región Norte en el 2000 habría pagado 1.45% menos y 4.04% más en el 2001.

Las diferencias porcentuales son relativamente pequeñas y se puede concluir que bajo el mismo patrón de consumo y demanda no hay una diferencia significativa en la facturación anual al ubicar la industria de Mexicali en las regiones analizadas siempre y cuando la empresa opere tres turnos como ya se explicó anteriormente, de otra forma al operar dos o un turno las diferencias serán significativas de región a región.

Comparación de facturación entre industria de la misma rama en diferentes países.

En la Figura 6.18 se compara el consumo, la facturación y los precios unitarios para tres plantas de la misma rama industrial en Canadá, Estados Unidos y en Baja California para el período de julio de 2001 a junio de 2002.

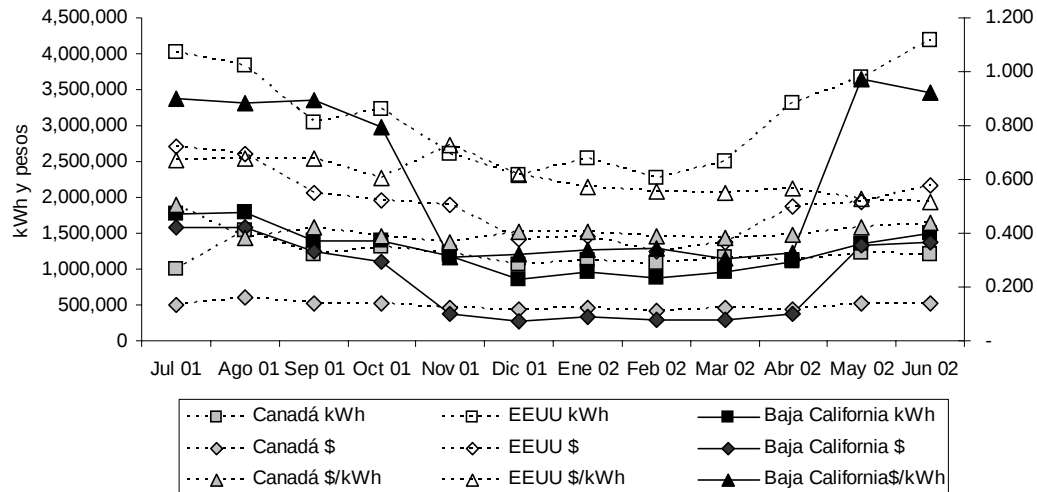


Figura 6.18. Comparación entre empresas de Canadá, Estados Unidos y Baja California.

Se observa que en Canadá se consume el 94% de lo que se consume en Baja California, sin embargo la facturación en Canadá es el 57% de la de Baja California. Canadá no presenta la variación estacional que ocurre en

Baja California la cual es provocada por la variación de precios unitarios. Estados Unidos presenta un consumo 2.5 veces del que ocurre en Baja California y su facturación es 2.2 veces mayor. El resultado final es que el precio medio en Canadá fue de 0.415 \$/kWh, en Estados Unidos de 0.617 \$/kWh y en Baja California de 0.685 \$/kWh. En Baja California es 65% y 11% más alto el precio medio que en Canadá y en Estados Unidos, respectivamente.

Capítulo 7

Diagnóstico del Sistema Eléctrico.

Diagnóstico.

Para formular el presente diagnóstico se utilizó la información y resultados de los capítulos anteriores, analizando fortalezas y debilidades regionales, así como amenazas y oportunidades externas que pueden limitar o potenciar este desarrollo.

Fortalezas.

Para los fines de este trabajo se consideraron relevantes las siguientes fortalezas:

Baja California es uno de los principales polos de desarrollo nacional, es competitiva para atraer inversiones nacionales y extranjeras pero también es un centro de atracción poblacional.

El consumo de electricidad por habitante es 1.6 veces la media nacional y la capacidad instalada por habitante es el doble de la nacional. Altos consumos de electricidad en zonas de desarrollo no implican desperdicio, uso ineficiente o impactos ambientales. Un habitante estadounidense consume 6 veces más electricidad que un mexicano pero Estados Unidos y Canadá son países muy desarrollados que con el 5% de la población mundial consumen la cuarta parte de la energía que se produce en el mundo.

Japón, donde no tienen petróleo, gas natural ni carbón, la capacidad instalada, la generación y el consumo son cinco veces mayores que en México. Los precios de la electricidad para el sector industrial y residencial en

nuestro país son cuatro veces menores que los de Japón, sin embargo, un japonés consume cuatro veces más energía que un mexicano.

La tasa del PIB crece 3% arriba de la demográfica y el consumo de energía se incrementa 1.5 veces más que el PIB. El crecimiento del PIB por arriba del crecimiento de la población implica una región en desarrollo económico (al menos hasta el 2000) y que el consumo de electricidad se incremente no es un aspecto negativo para estos casos sino que indica un proceso de avance hacia mejores niveles de calidad de vida.

En Baja California se ubica el campo geotérmico más grande del mundo y es el segundo en capacidad geotérmica instalada a nivel internacional.

La capacidad instalada en Cerro Prieto sólo es menor a la de Los Geysers en San Francisco y existen en Baja California otros yacimientos potenciales de explotación. La eficiencia de conversión del vapor geotérmico es 3 veces menor que la de ciclo combinado con gas natural y el efecto de los costos no asociados al combustible es mayor, pero el precio del vapor geotérmico es 8 veces menor que el del gas natural lo cual hace competitivo el costo de generación. Tecnologías como las de ciclo binario y turbinas a boca de pozo ya están siendo probadas en Cerro Prieto que permitirán explotar fluidos de menor temperatura.

En Baja California es más fácil la conversión de la matriz energética del sector eléctrico a gas natural que en el sistema nacional.

El crecimiento reciente y muy polemizado de las plantas de ciclo combinado con gas natural hace evidente que la transformación que está ocurriendo internacionalmente llegará más pronto en nuestro estado que en el resto del país. No es válido oponerse a esta tendencia de desarrollo tecnológico sino aprovecharlo como una fortaleza del sistema que incrementará su eficiencia cuidando que los costos del combustible sean competitivos.

El ser un sistema aislado, una región con baja densidad de población y la asimilación tecnológica coloca a Baja California en muy buena posición nacional en el índice principal para la calidad de servicio que es el tiempo de interrupción por usuario en minutos, con 47 minutos en 2001 siendo el promedio nacional de 102 minutos y en el índice de pérdidas con 6.29% mientras el promedio nacional se ubicó en 11.14%.

El factor de planta está asociado al tiempo que operan las plantas durante el año y la capacidad a que operan. Cerro Prieto está entre los sistemas con más alto factor de planta a nivel internacional. Las nuevas plantas tienen que asociarse a un sistema de exportación de energía para mantener estos factores de planta en niveles aceptables.

Debilidades.

Entre las principales debilidades del sistema eléctrico de Baja California se encuentran las estructuras normativas, económicas y financieras transferidas del Sistema Eléctrico Nacional destacando el impacto de los costos no asociados al combustible, el aprovechamiento, el sistema de subsidios y la política de precios en los combustibles.

El combustible representa el 30 % de los costos de producción cuando en otros países llega al 45% y al 50%. La contribución de los gastos no asociados al combustible es del orden del 50% del costo de producción total. Internacionalmente se reportan plantas de ciclo combinado donde estos costos representan el 7% del costo de generación y carboeléctricas donde este valor es de 24%.

A este costo no asociado que prácticamente son costos fijos hay que sumar el costo del “Aprovechamiento”, concepto que debe ser eliminado del sistema contable nacional y que aparece en el artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Electricidad representando un cargo de 9% sobre los activos en producción, esquema que distorsiona totalmente la economía del sistema.

El aprovechamiento sobrevalúa del 40 al 50% el costo de operación, tiene fuertes implicaciones en las tarifas y políticas de precios de la electricidad en México y crea una falsa imagen en los medios nacionales e internacionales de que la electricidad está muy subsidiada.

Por otra parte a partir del aprovechamiento se bonifican los subsidios, calculados en base a la diferencia entre el costo medio de producción y el precio medio de las tarifas. La forma de evaluar los subsidios implica que todas las tarifas tienen el mismo costo de producción sin considerar que estos son mayores a medida que disminuye el nivel de tensión. Las tarifas de alta tensión aparentan ser subsidiadas cuando en realidad se está sobrevaluando su costo de producción. Los subsidios forman parte de los ingresos de CFE, mientras que el aprovechamiento se carga como un gasto, sin embargo los subsidios no participan para calcular el precio medio.

Hasta el 2000 la diferencia a nivel nacional era favorable al gobierno federal, evidentemente es muy diferente hablar de un subsidio de 2,500 millones de pesos a uno real de 27 millones de pesos para Baja California, o a nivel nacional de un subsidio de 44,000 millones de pesos a uno real de 5,000 millones de pesos.

Lo anterior es más evidente si no se considera el aprovechamiento y los subsidios en el análisis. Entonces la contribución del costo del combustible es del 42% lo cual es más razonable. El costo no asociado representa el 55% y la diferencia son los gastos financieros.

Esto no indica que no existan casos subsidiados, se presentan tarifas con déficit o usuarios dentro de las tarifas con esta situación pero también se presentan tarifas con superávit las cuales están generando este subsidio cruzado. En Baja California las diferencias entre el precio medio y el costo de producción se cubren principalmente con subsidios cruzados entre los

diferentes sectores de usuarios. Sólo las tarifas de riego agrícola fueron realmente subsidiadas.

Otras debilidades que hay que considerar son el efecto del clima en la demanda, el efecto del clima en la salud y que el sistema eléctrico de Baja California no está interconectado al sistema nacional.

Si comparamos las curvas típicas de demanda en Baja California con las de otras regiones, se observa que de las 11 de la mañana hasta las 11 de la noche se está arriba del 90% de la demanda máxima, siendo el período crítico de las 12 a las 18 horas mientras que en otros lugares el período ocurre de las 21 a las 23 horas, El período de punta dura 3 veces más en Baja California provocado por las características del clima en el Valle de Mexicali y el efecto de alumbrado público. Esto es una característica inherente a la región.

Los meses críticos corresponden a julio y agosto que sobrepasan el 60% del tiempo con riesgo para la salud y junio y septiembre que promedian cerca del 50% del tiempo. En Mexicali el riesgo por agotamiento, deshidratación y posible golpe de calor es extremadamente alto en la época de verano, lo cual incluye también algunas de las horas nocturnas en las cuales la combinación temperatura ambiente-humedad relativa puede ser bastante peligrosa.

El sistema eléctrico nacional está dividido en 9 áreas, sólo las de la Península de Baja California no están conectadas a la red principal nacional, e incluso no están conectadas entre ellas. Monterrey tiene una capacidad

instalada de 5,847 MW pero puede ser alimentado desde Laguna, Río Escondido, Huasteca, Reynosa y Aguascalientes-San Luís Potosí con líneas de transmisión que tienen capacidades desde 350 hasta 2,600 MW para un total de 7,305 MW.

En Mexicali hay 720 MW efectivos de Cerro Prieto, una línea de transmisión a Tijuana con capacidad de 250 MW y una línea de transmisión a Imperial Valley con capacidad de 220 MW. Existe una gran diferencia entre Monterrey y Mexicali para hacer frente a sus requerimientos de electricidad y en las opciones de interconexión y de fuentes energéticas para obtenerla.

Amenazas.

Entre las amenazas externas que pueden limitar el logro del escenario deseable están:

La resistencia al cambio, la magnitud relativa del problema, la política de precios de combustibles, la dependencia del extranjero, y el efecto del aprovechamiento y subsidios en la economía,

Existe una resistencia natural al cambio en el sector gubernamental, en el sector eléctrico y en los usuarios del sistema. La magnitud económica del cambio específico en Baja California no es tan relevante como el efecto sinérgico en el territorio nacional, las acciones aquí aplicadas podrían ser transferidas a otras regiones del país sin efectuar un diagnóstico específico como el que aquí se presenta.

Baja California con el 2.6% de la población nacional representa en el país del orden de 5% de los usuarios, en el consumo, en los productos, en la capacidad instalada y en la demanda (ocupa el penúltimo lugar en demandas máximas).

La problemática de la electricidad en Baja California caracterizada por consumos de energía más altos y con índices de desarrollo humano superiores es minimizada y relegada ante la gran problemática nacional de la pérdida del poder adquisitivo de los salarios, el crecimiento de los índices de desempleo, la pérdida de competitividad de los sectores productivos y la contracción del mercado interno.

Los costos de producción en Baja California son muy sensibles a la política de precios del combustible nacional. PEMEX vende los combustibles al Sistema Eléctrico de Baja California tomando como base el costo de oportunidad y no sus costos de producción. El costo de oportunidad se define como los ingresos que obtendría la paraestatal por vender sus productos en el mercado de referencia en vez de venderlo en el mercado nacional.

Baja California tiene actualmente una fuerte dependencia de energéticos del extranjero. Actualmente con precios de gas natural del orden de 3 veces a los existentes en el 2002 se estima que los costos medios de generación y los costos medios de producción se incrementaron en 40% por el efecto amortiguador de las plantas geotérmicas, efecto que se perderá en el futuro al predominar la generación con ciclo combinado.

Los criterios y procedimientos administrativos para aplicar los aprovechamientos y subsidios distorsionan la economía del Sistema Eléctrico Nacional y en este escenario se toman decisiones que impactan económica y socialmente a Baja California. Hay Divisiones que reciben más subsidios que lo que entregan por aprovechamiento y en otras ocurre lo contrario. El sistema aprovechamiento-subsidios como un mecanismo de redistribución de la riqueza entre regiones y entidades federativas no está funcionando porque no necesariamente los estados con menor desarrollo económico y social están recibiendo el beneficio de los subsidios.

En realidad el aprovechamiento quedó definido como el abono anual de intereses sobre los activos con cargo a resultados en el Convenio de Rehabilitación Financiera celebrado entre la CFE y el Gobierno Federal en agosto de 1986 y aparece en el Diario Oficial de la Federación en diciembre 31 de 1986 y el 23 de diciembre de 1992.

Oportunidades.

Si bien es importante mitigar el efecto de las amenazas, no lo es menos el potenciar las oportunidades que ofrece el entorno, entre las cuales son de mencionarse:

Baja California como un polo de desarrollo, los costos futuros de la producción, el potencial de exportación y las propuestas de reforma del sector eléctrico.
--

El crecimiento demográfico de Baja California acelerado por los flujos migratorios del centro y sur del país, se combina con patrones de consumo más altos y el efecto global es una tendencia creciente en el consumo de electricidad del sector residencial que incide en los sectores comercial y público al expandirse el mercado de bienes y servicios. El sector industrial es a la vez causa y efecto del crecimiento del consumo de energía eléctrica en los sectores residencial, comercial y público. Al ser atraído por la infraestructura física existente y la capacitación de los recursos humanos, el tejido industrial se renueva y crece requiriendo también más electricidad.

En el 2004 se concretó una capacidad instalada de 2.7 GW. La relación de kW/habitante se ubica en 1.01 comparable a la de España, Italia y Portugal. Para exportación está operando en Baja California 2.13 GW lo cual totaliza 4.83 GW en Baja California, una relación de 1.83 kW por habitante, similar a la de Francia y Japón.

El costo de producción que en el 2000 fue de poco más de 0.80 \$/kWh tenderá a disminuir para el 2010 hasta alcanzar un valor entre 0.50 y 0.60 pesos por kWh. Baja California opera a eficiencias más bajas por su componente de energía geotérmica la cual es comparable a las eficiencias que ocurren en Estados Unidos para esta tecnología. La baja eficiencia es compensada por un menor costo unitario promedio de los combustibles. Al ocurrir la conversión a ciclo combinado la eficiencia alcanzará valores similares al promedio de OECD.

El sistema de Baja California tiene la oportunidad de exportar suficiente electricidad para mantener sus factores de planta en 80% y con los precios esperados de gas natural se pueden lograr remanentes de explotación, que sumado a los productos de la exportación permitirán financiar el crecimiento del sistema y las acciones de apoyo al desarrollo social y económico.

La instalación de centrales dedicadas a la exportación de electricidad hacia los Estados Unidos tendrá el efecto de amortiguar las variaciones del precio del gas natural en la región e incrementan las opciones de suministro de electricidad en Baja California.

Actualmente están presentadas las iniciativas de reforma al sector eléctrico nacional que incluyen las reformas a los artículos 27 y 28 de la Constitución, a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, de la Ley Orgánica de CFE y la iniciativa de Ley Orgánica del Centro Nacional de Control de Energía. Existe la oportunidad de proponer y lograr la modificación de algunos de los factores que están limitando las posibilidades de cambio.

Diagnóstico del sector residencial.

La vivienda de interés social en Mexicali está mejorando en dimensiones, pero sigue sin ser acondicionada completamente para las condiciones climatológicas aunque existen empresas constructoras con interés en desarrollar sistemas constructivos más apropiados al clima y que despierta interés en los potenciales compradores como un incentivo para ello. El diagnóstico de este trabajo para el sector residencial basado en una

encuesta realizada en el mismo detectó que prácticamente todas las viviendas tienen refrigerador, lavadora, televisión y una serie de electrodomésticos de tal forma que tienen un consumo de 180 a 360 kWh en invierno.

Considerando las estadísticas nacionales de acuerdo con INEGI los gastos de la vivienda en electricidad, renta, agua, gas y otros, representan en el promedio nacional el 8.7% del ingreso de la vivienda. Un estudio realizado en Texas, EEUU indica que el promedio de los gastos de la vivienda es de 4% del ingreso y para las familias que llega al 10% se les considera candidatas a programas de ayuda social.

En Mexicali en invierno sólo por el consumo de la electricidad el 70% de las viviendas pagan más del 4% de sus ingresos mensuales. Al entrar el verano en el mes de mayo se ponen a funcionar los equipos de aire acondicionado y los consumos en la vivienda se elevan en el intervalo de 1,260 a 2,260 kWh mensuales de tal forma que en agosto el 50% de las viviendas pagan más del 10% de sus ingresos por electricidad y el balance anual es que el 74% de las viviendas pagan más del 3% de sus ingresos por el servicio de electricidad.

El marco de referencia y el diagnóstico de la problemática del servicio eléctrico en Baja California hacen evidente que los habitantes de nuestro estado no tienen acceso a la energía eléctrica suficiente para alcanzar mejores índices de desarrollo humano, y de persistir tal situación se tendrán efectos regresivos.

Diagnóstico del sector industrial.

Para el diagnóstico del sector industrial se analizaron 13 industrias en Mexicali en tarifas de media tensión. No es sorpresa que a mayor demanda en general se tiene mayor consumo, sin embargo, hay empresas cuyos consumos son menores a los esperados, reflejando la importancia de los patrones de consumo y la administración de la demanda

No obstante, contrario a la creencia común, a mayor consumo se obtiene un menor precio unitario. Esto refleja que los cargos por demanda y por período de punta son tan altos que una empresa con poco consumo no puede diluir estos cargos. En otras palabras una empresa que opere un turno pagará precios más altos que una que opere los tres turnos y esto se refleja en la gran variación de los precios medios que ocurren en el verano y su diferencia substancial con los precios de invierno.

En el estudio también se comparó el comportamiento de industrias en Mexicali con otras regiones del país para empresas que operan en tres turnos donde se observa el impacto del clima en las facturaciones.

El caso analizado de una corporación con plantas en Mexicali, Canadá y Estados Unidos mostró que la planta en Canadá tiene consumos similares a los que ocurren en Mexicali mientras que la planta en Estados Unidos presenta consumos 2.5 veces más alto que los que ocurren en Mexicali.

El análisis de los precios promedio anual indica que en Mexicali se paga el kWh 65% más caro que en Canadá y 11% más caro que en Estados Unidos y que las variaciones verano-invierno son más intensas.

Los sectores residencial, público, comercial, de servicios, industrial y agropecuario de la entidad, están limitados en su consumo de electricidad porque Los precios de la electricidad son prohibitivos comparados con los ingresos de los sectores

Capítulo 8

Conclusiones y recomendaciones.

Conclusiones.

- El estudio demuestra y documenta que los precios de la electricidad en Baja California impactan la economía de los sectores, ponen en riesgo la salud y provocan efectos regresivos en el desarrollo humano.
- La estrategia más adecuada para lograr precios competitivos es abatir Los costos de producción, los cuales son más altos que en otros países.
- La situación actual se caracteriza por tarifas con precios unitarios promedio anuales más altos que en otros países, alta variación espacial y temporal ocasionando pérdida de competitividad.
- El estudio documenta y presenta alternativas factibles, no excluyentes ni limitativas, que pueden ser realizadas en forma sistemática e integral mediante una planeación estratégica.
- Se demuestra que con estas acciones se pueden abatir costos de producción, abatir precios y maximizar los beneficios potenciando el desarrollo humano de los habitantes de Baja California.

El sistema eléctrico de Baja California ha caído en un círculo vicioso y se requiere un cambio planificado con enfoques diferentes para lograr un escenario deseable. Para ello hay que cambiar más de una variable y si el fin es impulsar el desarrollo humano se requiere reducir los precios aceptando que se producirá un aumento necesario en el consumo. Por lo

tanto hay que incidir fuertemente en el abatimiento de los costos de producción para lograr relaciones de precio costo iguales o ligeramente superiores a la unidad.

Ante la presión nacional de que la demanda y el consumo superan la oferta y no hay recursos para aumentar la capacidad instalada se tomó la decisión de eliminar subsidios y subir los precios, sin embargo, la situación económica nacional provocó que el consumo tienda a disminuir (o a crecer con una tasa real mucho menor) produciendo como resultado que los gastos superen los productos generándose relaciones de precio/costo menores a la unidad y un déficit que no permite invertir en el crecimiento del sistema.

Si se elige la opción de bajar los precios la respuesta del sistema será aumentar el consumo pero con los costos y el sistema administrativo actual al aumentar el consumo entran en operación las plantas menos eficientes y es necesario importar energía produciendo el mismo resultado: que los gastos superen los productos.

Por el efecto del clima sobre la curva de demanda y aprovechando el mercado vecino de los Estados Unidos se tiene que exportar energía para elevar los factores de planta y abatir costos indirectos lo cual implica aumentar la producción y desarrollar una comercialización efectiva para aumentar las ventas obteniendo como resultado incrementar los ingresos asociados a minimizar los gastos para lograr un superávit que permita los apoyos sociales y la inversión en nueva capacidad.

Sin descuidar los procesos de Transmisión y Distribución del Sistema Eléctrico es muy importante incidir sobre el costo principal que es el costo de generación, que representa del orden del 60% del costo de producción de la electricidad, la transmisión el 14% y la distribución y comercialización el 26%. De acuerdo con el marco de referencia, el escenario deseable y el diagnóstico de la situación actual, se definió un objetivo general para proponer alternativas de solución, sin que estas sean limitativas ni excluyentes. El material documentado permite generar muchas otras. Las alternativas de solución se plantean como acciones a realizar para ir logrando metas que deberán ser establecidas en una planeación estratégica que conduzca al escenario deseado y son descritas en el documento, indicando sus efectos así como la factibilidad de llevarlas a cabo.

Las alternativas de solución se agruparon en tres grandes renglones:

- Acciones sobre los costos de producción del sistema eléctrico de Baja California
- Acciones para incrementar ingresos y generar recursos financieros que coadyuven al desarrollo económico y social y
- Acciones para disminuir el impacto ambiental en Baja California del uso de energéticos fósiles.

En el primer grupo es evidente que debe trabajarse en una economía real y que es imprescindible y totalmente posible abatir los costos de producción.

Para ello se requiere diversificar los combustibles, sus fuentes de suministro y lograr precios competitivos. Sólo eliminar el concepto de aprovechamiento

reduce en 30% el costo de producción pero existen también otros conceptos factibles de disminuirse a niveles competitivos internacionalmente.

El uso de sistemas de ciclo combinado con gas natural y la asimilación de otras tecnologías hacen factible incrementar la eficiencia del sistema de Baja California, incluyendo el abatir usos propios del sistema que actualmente son altos comparado con otros países, así como disminuir pérdidas tanto técnicas en los procesos de transmisión y distribución como las pérdidas comerciales en el sistema de distribución.

Disminuir los costos de producción es la mejor forma de disminuir los precios para que estos sean accesibles a los habitantes de Baja California y los sectores productivos, estableciendo como límite a la disminución de los mismos que la relación precio medio a costo medio sea igual o superior a la unidad.

Esto conduce sin discusión a aumentar el consumo lo cual potenciaría el desarrollo humano y se deberán establecer los límites para no caer en el extremo del dispendio de la energía y el deterioro del medio ambiente. Para hacer factible el crecimiento del sistema y los programas de desarrollo social se requiere aumentar la producción para mejorar los factores de planta y abatir el impacto de los costos no asociados al combustible, lo cual combinado con exportar energía permite incrementar los ingresos y maximizar los beneficios. La solución no es sólo una acción si no el efecto sistémico de un grupo de acciones para lograr las metas propuestas.

En lo que se refiere a acciones para incrementar los ingresos y generar recursos financieros que coadyuven al desarrollo económico y social, es evidente que hay que incrementar los ingresos aprovechando el mercado de Estados Unidos para exportar energía, que es necesario fortalecer el mercado interno al aumentar el consumo en invierno, pero se requiere también reestructurar las tarifas para lograr precios accesibles y competitivos para los diferentes sectores e incrementar el consumo para potenciar los índices de desarrollo humano, generando a la vez los ingresos necesarios para la operación del sistema con relaciones de precio/costo superiores a la unidad para financiar parcialmente el crecimiento del sistema, para lo cual hay que incidir en el establecimiento de criterios para fijar tarifas, entre los cuales se consideran clave:

- Criterio por efecto del clima: En el trabajo se demostró que es mucho más efectivo para evaluar impactos y para la planificación energética, los conceptos de horas grado y de índice de calor que los actualmente utilizados, como la temperatura media.
- Criterio de Tensión por suministro: También se explicó en el documento la diferencia en los costos de producción asociados al ingresar un usuario con un determinado nivel de tensión en un determinado tiempo con una cierta demanda.
- Criterio de uso final: Existe información y tecnología suficiente para incorporar el criterio de uso final de la electricidad, discriminando los apoyos que se proporcionen para el desarrollo humano.

- Criterio de demanda: Es totalmente factible reducir la temporada de verano de 6 a 4 meses y disminuir los precios por demanda facturable y consumo en las horas punta y semipunta, considerando que los costos de producción tienden a ser críticos en los meses de julio y agosto no en todo el verano. Los cargos por demanda y por consumo no consideran la duración real de la temporada de invierno y verano ni del momento en que las reservas se acercan a su límite crítico.

Estrategia.

La estrategia general propuesta queda descrita por los siguientes elementos:

- Regionalizar el sistema eléctrico de Baja California con un esquema similar al propuesto en la reforma eléctrica, donde el control de la red de transmisión y los precios de la electricidad quedan bajo la rectoría del Gobierno del Estado de Baja California con la opción de comprar a diferentes productores y vender a diferentes distribuidores nacionales y extranjeros.
- El Estado tendrá sus plantas generadoras para satisfacer la energía requerida por el acueducto y por el alumbrado público, entre otros servicios, disminuyendo el precio de los mismos para la entidad.
- La iniciativa privada podría generar bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración o productor independiente vendiendo los excedentes o su producción al Estado.

Alternativas de solución.

Las alternativas de solución se plantean como acciones a realizar para ir logrando metas que deberán ser establecidas en una planeación estratégica que conduzca al escenario deseado con el siguiente objetivo principal:

Dirigir los esfuerzos a proponer, promover e implementar alternativas de solución que permitan suministrar el servicio eléctrico en cantidad, tiempo, calidad y costo para coadyuvar a que el índice de desarrollo humano en Baja California sea competitivo en el medio internacional.

La estrategia de regionalización facilita el desarrollo de las acciones propuestas, pero no es condición indispensable ni tampoco las acciones son limitativas ni excluyentes. El estudio permite derivar muchas otras alternativas de solución las cuales pueden ser analizadas, evaluadas, comparadas y jerarquizadas por su contribución al logro del objetivo principal. Las acciones han sido seleccionadas por su factibilidad de realización y su contribución significativa en la mitigación del impacto social y económico de la problemática del servicio eléctrico en Baja California.

Para facilitar el análisis, las acciones se clasifican por su efecto principal, sin descartar que una misma acción pueda tener diferentes categorías por afectar simultáneamente a varios parámetros asociados al costo de producción, a los ingresos, los precios de la electricidad y/o el impacto al medio ambiente.

Listado y clasificación de acciones.

Acciones con efecto principal sobre los costos de producción del Sistema Eléctrico en Baja California:

Acciones para disminuir el impacto de los costos no asociados al combustible.

- Derogar el Artículo 46 del Capítulo IX de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Optimizar los procedimientos de actualización de activos.
- Incrementar el factor de planta.

Acciones para reducir el efecto del precio de los combustibles.

- Liberar las compras de energéticos del sector eléctrico para lograr precios competitivos.
- Establecer contratos de compra de energéticos a largo plazo.
- Diversificar los energéticos flexibilizando la tecnología de las instalaciones.
- Diversificar la tecnología geotérmica para aprovechar fluidos de baja entalpía.

Acciones para incrementar la eficiencia de conversión de los energéticos y la eficiencia global del sistema.

- Sustituir y/o convertir las plantas termoeléctricas de Rosarito y las plantas de respaldo con tecnología de ciclo combinado.
- Utilizar tecnologías de ciclo combinado operando con gas natural para el crecimiento de la capacidad instalada.

- Disminuir los usos propios en los procesos de generación, transmisión y distribución.
- Disminuir las pérdidas técnicas en los procesos de generación, transmisión y distribución, y las pérdidas comerciales en el proceso de distribución.

Acciones orientadas a incrementar los ingresos para generar recursos financieros que coadyuven al desarrollo económico y social de Baja California.

- Exportar electricidad.
- Incrementar el consumo de electricidad en los meses de invierno.
- Reestructurar las tarifas eléctricas.

Acciones orientadas a disminuir el impacto ambiental en Baja California del uso de energéticos fósiles.

- El ahorro y uso eficiente de la energía y la administración de la demanda.
- Incorporar las fuentes alternas en el suministro de electricidad.

Discusión y alcance de las acciones.

Acciones con efecto principal sobre los costos de producción del Sistema Eléctrico en Baja California.

Acciones para disminuir el impacto de los costos no asociados al combustible:

Derogar el Artículo 46 del Capítulo IX de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica¹. Consiste en modificar la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para restringir su aplicación en el sistema de Baja California por sus características de excepción.

Los efectos son: Abatir 30% el costo de producción de electricidad, aproximar la relación precio medio a costo medio a la unidad, con lo cual la única tarifa realmente subsidiada será la de riego agrícola, ubicar la economía del sistema en su dimensión real al considerar el impacto social, económico y político correspondiente y evitar la toma de decisiones equivocadas en la estructuración de las tarifas.

La acción es factible porque está en discusión la iniciativa de decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica. La reforma plantea la reorganización de la industria eléctrica e incluye entre sus principios “El establecimiento de disposiciones que permitirían operar bajo condiciones especiales a los sistemas eléctricos aislados del país”.

¹ Ver el capítulo 4 para un análisis detallado del impacto de este artículo sobre los costos de producción y su relación con los subsidios.

Optimizar los procedimientos de actualización de activos. Consiste en determinar el valor real actual de los activos que están instalados y que están en operación en los procesos de generación, transmisión y distribución del Sistema Eléctrico de Baja California.

Los efectos son: Abatir el concepto de depreciación que impacta del orden de 18% en los costos de producción, disponer de este recurso para el reemplazo de activos obsoletos y para incrementar la eficiencia del sistema.

Factibilidad de la acción: En los estados financieros de CFE se indica la realización de estudios para verificar los valores individuales de sus instalaciones, existen evidencias de que los importes actualizados de sus equipos, principalmente de generación de energía, se encuentran excedidos respecto a los que pudieran tener conforme a su valor comercial de realización o de mercado e incluso, de reposición, comparando sus valores con obras de reciente construcción; lo anterior en virtud de la puesta en operación de plantas con modernas tecnologías y que se instalan en lugares cuya infraestructura de acceso ya había sido pagada en plantas anteriores, reduciendo sensiblemente los costos tanto de construcción como de operación.

Incrementar el factor de planta. Consiste en elevar las ventas de electricidad en la época de invierno en el mercado interno y en la exportación de energía, establecer contratos de exportación de electricidad con las nuevas plantas que no entran a capacidad completa e ir sustituyendo la exportación a medida que crezca el mercado interno.

Los efectos son que al incrementar la producción de electricidad se disminuye el impacto de los costos fijos sobre el costo de producción. Por ejemplo, las plantas de Rosarito varían su factor de planta del 80% en agosto a 32% en abril incrementando su costo de generación en un 40%.

La acción es factible porque existe demanda insatisfecha en el mercado de los Estados Unidos como lo demuestra la instalación de plantas en Baja California bajo el esquema de exportación. Por otra parte se puede programar la operación de grandes cargas como la del acueducto, el cual combinado con sistemas de almacenamiento, puede transferir demandas de verano a invierno, y así mismo se puede considerar la exportación de electricidad a los sistemas de Baja California Sur y Sonora.

Acciones para reducir el efecto del precio de los combustibles:

Liberar las compras de energéticos del sector eléctrico de Baja California para lograr precios competitivos. Consiste en lograr que PEMEX venda los combustibles al Sistema Eléctrico de Baja California tomando como base sus costos de producción y no el costo de oportunidad.², y lograr que este Sistema tenga libertad para comprar sus energéticos en el país o en el extranjero.

Los efectos esperados son abatir el costo de generación en las plantas termoeléctricas convencionales y de ciclo combinado donde el costo del combustible puede representar más del 70% del mismo.

² El costo de oportunidad para PEMEX se define como los ingresos que obtendría la paraestatal por vender sus productos en el mercado de referencia en vez de venderlo en el mercado nacional

La acción es factible considerando que esta situación no se presenta en otros países productores de hidrocarburos donde sus precios internos se mantienen bajos independientemente de los precios internacionales. Las plantas que se están instalando en Baja California con el esquema de exportación basan su competitividad en bajos costos indirectos y en precios bajos y estables del gas natural.

Establecer contratos de compra de energéticos a largo plazo. Esta acción implica garantizar precios bajos y estables de los combustibles celebrando contratos de largo plazo con PEMEX y/o con el extranjero.

El efecto esperado es disminuir los niveles de incertidumbre por la variabilidad de los precios de los combustibles en el mercado internacional sujetos a la oferta y la demanda.

La acción se considera factible ya que este es un procedimiento usual en empresas generadoras de electricidad en el medio internacional. Muchas empresas productoras de energéticos celebran alianzas estratégicas con empresas generadoras de electricidad.

Diversificar los energéticos flexibilizando las instalaciones. Consiste en mantener una cierta capacidad de generación con termoeléctricas convencionales modernizadas que puedan operar con combustóleo, carbón, gas natural, gas natural licuado, o nuevos combustibles³, así como la posibilidad de alimentar los recuperadores de calor en los ciclos combinados con combustibles diferentes al gas natural.

³ Combustibles obtenidos de los residuos de vacío y con emulsificantes que pueden tener un precio menor al 50% del combustóleo

Los efectos que se buscan son evitar que el gas natural sea el único energético para la generación, mayor protección contra la volatilidad de los precios de los energéticos primarios, y eliminar la situación de un suministrador único del combustible de importación.

La acción se considera factible porque en muchos países productores y no productores de energéticos primarios es característica la diversificación de combustibles para la generación aprovechando las oportunidades del mercado. En el futuro se espera que los precios del carbón tiendan a disminuir alcanzando valores más bajos que los del gas natural.

Diversificar la tecnología geotérmica para aprovechar fluidos de baja entalpía. La acción consiste en incorporar en Cerro Prieto otras tecnologías diferentes a las de evaporación instantánea como las de ciclo binario y de turbinas a boca de pozo, entre otras, que pueden operar con fluidos geotérmicos de baja y media entalpía y extender al aprovechamiento de otros yacimientos geotérmicos en la región.

Entre los efectos potenciales se consideran aprovechar la energía residual del campo geotérmico de Cerro Prieto obteniendo un energético de bajo precio. Al aprovechar fluidos de baja temperatura se disminuyen los costos de explotación de los campos geotérmicos.

La factibilidad está dada porque existen tecnologías geotérmicas para fluidos de baja y moderada temperatura que ya se están utilizando en muchos países. Cerro Prieto ya tiene varias unidades de ciclo binario y turbinas a boca de pozo en operación experimental.

Acciones para incrementar la eficiencia de conversión de los energéticos y la eficiencia global del sistema.

Sustituir y/o convertir las plantas termoeléctricas de Rosarito y las plantas de respaldo con tecnología de ciclo combinado⁴. Consiste en sustituir las unidades 1, 2 y 3 de Rosarito que datan de 1963 y las unidades turbogas de Mexicali que datan de 1974 y 1977 por unidades de ciclo combinado aprovechando la infraestructura existente.

Con esto se busca elevar la eficiencia de conversión energética del sistema sustituyendo las centrales de más baja eficiencia por sistemas de alta eficiencia, así como tener un respaldo que permita generar a más bajo costo para mejorar la posición de negociación en la importación de energía.

La acción es factible ya que las tecnologías basadas en turbinas de gas en ciclo abierto se han empleado desde hace tiempo para satisfacer los picos de demanda por su bajo costo inicial. Con las mejoras tecnológicas en diseño y fabricación de turbinas se han diseñado centrales de ciclo combinado que logran eficiencias de 50% al 60% con costos de inversión y tiempos de construcción muy inferiores a las centrales convencionales.

Utilizar tecnologías de ciclo combinado operando con gas natural para el crecimiento de la capacidad instalada en Baja California. La acción propone que sin descuidar la diversidad y flexibilidad tecnológica y de combustibles en el sistema, crecer utilizando tecnologías de ciclo combinado operando con

⁴ Las inversiones en centrales para Baja California son comparables a los reportados internacionalmente. En Cerro Prieto IV (100 MW) se invirtieron 947 millones de dólares (947 Dlls/kW), en las unidades 8 y 9 de Rosarito (541 MW) del tipo de turbina simple operando con gas natural la inversión fue de 63.46 millones de dólares (117 Dlls/kW), para las unidades Rosarito 10 y 11 en Mexicali (506 MW) reportaron una inversión de 220 millones de dólares (434 Dlls/kW), y en la central de la Rosita (750 MW) se declaró una inversión de 500 millones de dólares (667 Dlls/kW)

gas natural evitando concentrar la generación en plantas de alta capacidad instalada (generación distribuida).

Con ello se busca elevar la eficiencia de conversión energética del sistema creciendo con centrales de más alta eficiencia y por otra parte la generación distribuida facilita la participación de pequeños productores y sistemas de cogeneración.

La propuesta es factible porque esta forma de crecimiento ya está ocurriendo en Baja California pero hay que acotarla manteniendo la relación óptima del costo del combustible, la participación de los costos no asociados al combustible y la eficiencia de conversión.

Disminuir los usos propios en los procesos de generación, transmisión y distribución. Consiste en optimizar los usos propios de electricidad en las centrales de generación y en los procesos de generación, transmisión y distribución para alcanzar los niveles internacionales.

Se pretende elevar la eficiencia global del sistema logrando que una mayor parte de la generación bruta de electricidad llegue a los usuarios finales disminuyendo el costo unitario de producción.

Se considera que esto es factible porque los usos propios del sistema se ubican en 5.5% representando el 64% de la producción de las unidades 1,2, 3 y 4 de Rosarito que son de alto costo de generación. Es posible, y ocurre en otros países, reducir significativamente este concepto mediante programas de ahorro y uso eficiente en las instalaciones, eliminando todos

aquellos usos que no sean estrictamente indispensables para la operación del sistema.

Disminuir las pérdidas técnicas en los procesos de generación, transmisión y distribución, y las pérdidas comerciales en el proceso de distribución.

Consiste en disminuir las pérdidas técnicas que ocurren en las líneas de transmisión y distribución y en los procesos de transformación de alta a media y baja tensión, así como las pérdidas comerciales que ocurren por robo de energía en las líneas de baja tensión.

El efecto esperado es elevar la eficiencia global del sistema logrando que un mayor porcentaje de la generación bruta de electricidad llegue a los usuarios finales disminuyendo el costo unitario de producción.

Se considera que la acción es factible porque las pérdidas del sistema son del orden del 6% (68% de la producción de las unidades 1, 2, 3 y 4 de Rosarito). La tendencia de 1999 a 2001 ha sido de reducción de pérdidas en el sistema, lo cual puede mejorar si se transmite a tensiones más altas (400 KV) como ocurre en otros países y se mejoran las tecnologías de detección de fugas.

Acciones orientadas a incrementar los ingresos para generar recursos financieros que coadyuven al desarrollo económico y social de Baja California.

Exportar electricidad. Consiste en producir más electricidad que la requerida por el mercado interno, elevando el factor de planta y disminuyendo pérdidas

al exportar la electricidad en alta tensión obteniendo un costo competitivo con los del sur de los Estados Unidos, de Baja California Sur y de Sonora.

El efecto esperado es elevar los ingresos del sistema al vender energía a precios competitivos en el mercado de exportación con costos de producción más bajos obteniendo recursos adicionales para financiar el crecimiento del sistema y apoyar las políticas de apoyo al desarrollo social y económico.

Esto se considera factible ya que hasta 1996 la planta de Cerro Prieto III estuvo dedicada a la exportación de energía antes de integrarse al sistema mejorando el factor de planta del sistema y generando recursos adicionales, parte de los cuales fueron destinados a financiar los gastos de operación del alumbrado público en el Estado.

Con la capacidad programada se tendrán excedentes para exportar sin problemas de reserva del 2002 al 2005. A partir del 2006 si no crece la capacidad instalada se importará energía para hacer frente a la demanda en los meses de verano, pero se dispondrá de capacidad para exportar en invierno con lo que se pueden lograr balances favorables.

Incrementar el consumo de electricidad en los meses de invierno. Consiste en amortiguar el efecto de la variación estacional de la demanda transfiriendo cargas de verano al invierno y promoviendo industrias con operación intensiva en la temporada de invierno.

Se pretende que al incrementar la producción de electricidad, se eleve el factor de planta, se disminuya el impacto de los costos fijos sobre el costo de

producción, y se incrementen los ingresos, abriendo un mercado alternativo a la exportación en la temporada de invierno.

La factibilidad se basa en programar la operación de grandes cargas como la del acueducto, el cual combinado con sistemas de almacenamiento puede transferir demandas de verano a invierno. Algunas ramas industriales intensivas en el uso de electricidad pueden balancear los efectos del inventario incrementando su producción en invierno aprovechando bajos precios de la electricidad.

Reestructurar las tarifas eléctricas en Baja California. Consiste en reestructurar las tarifas para lograr precios accesibles y competitivos para los diferentes sectores e incrementar el consumo para potenciar los índices de desarrollo humano, generando a la vez los ingresos necesarios para la operación del sistema con relaciones de precio/costo superiores a la unidad para financiar parcialmente el crecimiento del sistema.

Con precios accesibles y competitivos combinados con el abatimiento de los costos de producción y el incremento de las ventas se logra un margen aceptable de beneficios aumentando los ingresos.

Al reestructurar las tarifas se racionaliza y discrimina el sistema de subsidios cruzados para apoyar a los usuarios del sector residencial más desprotegidos y se incentiva el desarrollo de ramas productivas estratégicas o deprimidas.

Con precios accesibles se disminuyen los riesgos a la salud por efectos climatológicos tanto en las viviendas como en el trabajo incrementándose la

productividad laboral y el rendimiento en la educación, disminuyendo los costos sociales y reactivando el mercado interno.

Esto es factible porque las tarifas ya han sido regionalizadas considerando las características climatológicas de Baja California, lo que se requiere es definir y puntualizar criterios de regionalización como:

- Criterio por efecto del clima: Utilizar el concepto de horas grado y/o índices de calor para definir los consumos requeridos por los sectores, establecer los subsidios, y para la estacionalidad de las tarifas.
- Criterio de tensión de suministro: Establecer los precios competitivos de las tarifas de alta tensión, media tensión y baja tensión con base a los costos de producción del sistema. Existen tecnologías para evaluar con mayor precisión los costos de producción asociados al ingresar un usuario con un determinado nivel de tensión en un determinado tiempo con una cierta demanda.
- Criterio de uso final: Actualmente las tarifas están estructuradas por nivel de tensión y de consumo. Existe información y tecnología suficiente para incorporar el criterio de uso final de la electricidad discriminando los apoyos que se proporcionen para el desarrollo humano.
- Criterio de demanda: Se puede reducir la temporada de verano de 6 a 4 meses y disminuir los precios por demanda facturable y consumo en las horas punta y semipunta considerando que los costos de producción tienden a ser críticos en los meses de julio y agosto no en

todo el verano. Los cargos por demanda y por consumo no consideran la duración real de la temporada de invierno y verano ni del momento en que las reservas se acercan a su límite crítico.

Acciones orientadas a disminuir el impacto ambiental en Baja California del uso de energéticos fósiles.

El ahorro y uso eficiente de la energía y la administración de la demanda.

Implica aplicar metodologías de ahorro y uso eficiente de la energía así como de administración de la demanda para abatir el consumo de combustibles fósiles. Disminuir y/o diferir los requerimientos de capacidad instalada para mitigar el impacto al medio ambiente.

Al evitar el consumo en exceso del requerido para potenciar el desarrollo humano, se disminuye el consumo de combustibles fósiles y se mitiga el impacto al medio ambiente, se disminuye el impacto del costo de la electricidad en la economía doméstica y en los costos de los sectores productivos.

Al administrar la demanda se evita que entren en operación las plantas menos eficientes y con mayor costo de generación mitigando el impacto al medio ambiente y reduciendo los costos de operación. se disminuye y se difieren las necesidades de inversión en nueva capacidad instalada mejorando la rentabilidad del sistema, y se disminuyen los cargos por demanda y consumo en los períodos de punta al no ser tan necesarias las políticas de precio coercitivas

La acción es factible porque existe un buen nivel de cultura energética en Baja California así como programas establecidos para el ahorro de energía en el sector residencial, hay un programa de ahorro de energía para el sector eléctrico (PAESE) y se cuenta con el apoyo de CONAE y de FIDE para impulsar estos programas en los sectores industrial y comercial de Baja California. Por otra parte, existen apoyos internacionales para la implantación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía, y mediante consensos de los sectores público y privado, es posible administrar la demanda del sistema organizando los horarios de operación en los meses críticos de verano.

Incorporar las fuentes alternas en el suministro de electricidad. Consiste en aprovechar el potencial en fuentes alternas de generación de potencia que tiene Baja California para sustituir parcialmente el uso de combustibles fósiles sin perder de vista que la geotermia es una de las pocas fuentes alternas con factibilidad técnica económica en generación de alta capacidad o masiva.

Los efectos esperados son disminuir parcialmente la dependencia del sistema eléctrico de Baja California de combustibles fósiles importados, mitigar el impacto al medio ambiente con menor emisión de residuos sólidos y líquidos al subsuelo así como de gases a la atmósfera.

Existe una buena incidencia solar para incursionar en generación con esta energía en baja escala en zonas rurales, en aplicaciones agropecuarias que no requieren operar todo el día ni todo el año o con sistemas híbridos (solar-

fósiles). Se dispone de tecnología comercial pero faltan estudios de factibilidad fundamentados en la evaluación del potencial del recurso.

Hay también zonas con potencial eólico para generación en baja escala en aplicaciones que no requieren operar todo el día ni todo el año o con sistemas híbridos (eólico-fósiles). Existe tecnología comercial pero faltan estudios de factibilidad fundamentados en la evaluación del potencial del recurso.

El potencial microhidráulico del Valle de Mexicali está limitado por la poca diferencia de niveles, sin descartar que se necesitan estudios de factibilidad fundamentados en la evaluación del potencial del recurso. Es posible técnica y económicamente recuperar parte de la energía que se emplea para bombear agua en el acueducto Río Colorado-Tijuana en un sistema hidroeléctrico.

El uso de residuos sólidos como la basura y las llantas para generar energía es una alternativa cuyo fin principal es la disposición de los residuos, pero es factible recuperar energía para la misma operación de estos sistemas con el doble efecto benéfico sobre el medio ambiente. El uso de residuos agropecuarios para producir biogás es otra alternativa con desarrollo comercial en pequeña escala que permite un combustible económico para las zonas rurales para usos térmicos, para conversión a energía mecánica y/o eléctrica también con doble efecto benéfico sobre el medio ambiente.

Existen organismos nacionales e internacionales que brindan apoyos para incursionar en la generación con fuentes alternas.

Unidades y factores de conversión

Volumen

1 metro cúbico	6.28981041 barriles
1 metro cúbico	35.31467 pies cúbicos
1 pie cúbico	0.0283168 metro cúbico
1 galón	0.0238 barriles

Equivalencias energéticas.

1 tonelada de petróleo crudo equivalente	41.868 Gigajoules
1 tonelada métrica	7.33 barriles de petróleo
1 barril de petróleo	5,000 pies cúbicos de gas natural
1 metro cúbico de gas natural	8,967,600 calorías
1 barril de combustóleo pesado	1,593,.000 kilocalorías
1 barril de diesel	1,469,600 kilocalorías
1 BTU	252 calorías
1 caloría	4.1868 Joules
1 watt hora	3,600 Joules

Múltiplos

kilo: (k),	(10 ³)	1,000
Mega: (M),	(10 ⁶)	1,000,000
Giga: (G),	(10 ⁹)	1,000,000,000
Tera: (T)	(10 ¹²)	1,000,000,000,000

Glosario, abreviaturas, siglas.

Glosario.

Aprovechamiento: Definido como el abono anual de intereses sobre los activos con cargo a resultados en el Convenio de Rehabilitación Financiera celebrado entre la CFE y el Gobierno Federal en agosto de 1986 y aparece en el Diario Oficial de la Federación en diciembre 31 de 1986 y el 23 de diciembre de 1992.

Capacidad de transmisión: Es la potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en cuenta restricciones técnicas de operación.

Capacidad efectiva Es la capacidad de una unidad generadora que se determina tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.

Capacidad instalada: Capacidad de los recursos disponibles en el sistema eléctrico (centrales de generación) en una fecha especificada.

Carga: Potencia requerida por los dispositivos de consumo (kW, MW); cada vez que un usuario acciona un interruptor para conectar o desconectar un aparato de consumo eléctrico produce una variación en su demanda de electricidad.

Consumo anual por habitante: Relación de toda la electricidad consumida en el espacio bajo análisis (área, región, entidad, país...) a la población en ese mismo espacio, no sólo el consumo doméstico.

Consumo promedio por usuario del sector residencial: Valor obtenido de la relación del consumo del sector doméstico en el espacio que se analiza (área, región, entidad, país...) al número de usuarios del sector doméstico en ese mismo espacio.

Centrales base: Atiende la demanda base del sistema

Centrales reguladoras: Entran en operación para atender los picos de demanda

Costo de oportunidad para PEMEX: Los ingresos que obtendría la paraestatal por vender sus productos en el mercado de referencia en vez de venderlo en el mercado nacional.

Demanda: Potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado (demanda instantánea en MW).

Demanda máxima: Valor máximo de las demandas horarias en el año (MW).

Demanda máxima coincidente: Demanda máxima que se presenta en un sistema eléctrico interconectado durante cierto período, la cual resulta menor que la suma de las demandas máximas de las áreas que integran el sistema ya que éstas ocurren en momentos diferentes debido a la diversidad regional y estacional de los patrones de consumo de la energía eléctrica.

Demanda máxima no coincidente: Suma de las demandas máximas de las áreas de un sistema eléctrico, sin considerar el tiempo en que se presentan..

Demanda media: Es igual a la energía necesaria en MWh en el año dividida entre el número de horas del año (MWh/h).

Energía bruta: Energía que debe ser suministrada por los diferentes recursos de capacidad con que cuenta el sistema eléctrico con el fin de abastecer la energía de las ventas, las pérdidas en la transmisión, los usos propios de las centrales y la energía de exportación.

Energía neta: Energía total entregada a la red y es igual a la generación neta de las centrales del sistema más la energía de importaciones de otros sistemas eléctricos.

Estructura energética: Identificación de los combustibles y tecnologías utilizadas para generar electricidad en el espacio que se analiza (área, región, entidad, país...).

Factor de planta de una central: Indica el grado en que fue utilizada la capacidad de las unidades generadoras. Es la relación de la energía generada en un año a la que generaría si operara a su capacidad efectiva durante todas las horas del año.

Generación bruta: Energía que se produce en las centrales eléctricas, medida en las terminales de los generadores. Una parte pequeña de esta energía es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central (usos propios) y el resto es entregado a la red de transmisión.

Generación neta: Energía eléctrica que una central generadora entrega a la red de transmisión y es igual a la generación bruta menos la energía utilizada en los usos propios de la central.

Margen de reserva: Diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente.

Margen de reserva operativo: Diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente. Donde la capacidad disponible es igual a la capacidad efectiva del sistema, menos la capacidad fuera de servicio por mantenimiento, falla, degradación y causas ajenas.

Índices de desarrollo humano (IDH): Metodología propuesta por las Naciones Unidas, que califica la calidad de vida de la población y mide las capacidades básicas promedio de las personas. Comprende tres dimensiones esenciales: (a) La capacidad de gozar de vida larga y saludable, medida a través de la esperanza de vida al nacer. (b) La capacidad de adquirir conocimientos, medida mediante una combinación del grado de alfabetismo de los adultos y el nivel de asistencia escolar conjunto de niños, adolescentes y jóvenes (de 6 a 24 años). (c) La capacidad de contar con el acceso a los recursos que permitan disfrutar de un nivel de vida digna y decoroso, medido por el PIB per cápita ajustado al poder adquisitivo del dólar en los Estados Unidos. Los tres componentes varían entre 0 y 1, así como su promedio (el IDH). Un valor de 1 establece la meta o el valor máximo posible en esta materia.

Intensidad energética: Relación del consumo de energía al PIB.

Pérdidas: Término aplicado a la energía (MWh) o a la potencia eléctrica (MW), que se pierde en los procesos de transmisión y distribución. Las

pérdidas se deben principalmente a la transformación de una parte de la energía eléctrica en calor disipado en los conductores o aparatos.

PIB/habitante: Relación del producto interno bruto de una entidad a la población de la entidad, considerado también como ingreso per cápita.

Precios medios unitarios: Calculados de la relación de todos los productos generados por una tarifa a la cantidad total de electricidad consumida en esa tarifa.

Productos: Ingresos económicos generados por el sistema, sector o por una tarifa en la venta de electricidad

Abreviaturas, siglas

AIE: Agencia Internacional de Energía.

CAT: Construcción, arrendamiento y transferencia.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

CONAE: Comisión Nacional de Ahorro de Energía.

CONAPO: Consejo Nacional de población.

FIDE: Fideicomiso para el Ahorro de Energía.

DOE: Department of Energy (EUA)

IDH: Índices de desarrollo humano.

EIA: Energy Information Administration (EUA)

EUA: Estados Unidos de América

GLP: Gas licuado de petróleo

GN: Gas natural

IEA: International Energy Agency

INEGI: Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática

ISR: Impuesto sobre la renta.

OECD: Organización para la cooperación y el desarrollo económico.

PAESE: Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico

PEMEX: Petróleos Mexicanos

POISE: El Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico.

SCHP: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

Bibliografía

1. ASHRAE. Handbook Fundamentals 1985. Inch pound edition, ASHRAE.
2. CFE1. *Estadística de ventas*. <http://www.cfe.gob.mx/es/laempresa/transmisionydistribution/estadisticasdeventas>. (2001, 2005)
3. CFE2. *Informes anuales*: <http://www.cfe.gob.mx/es/laempresa/informacionpublica/art7/informes/informes.htm>.
4. CFE3, Estados financieros, <http://www.cfe.gob.mx/es/laempresa/finanzas/estadosfinancieros>. (2001)
5. CFE. *Estados de Resultados de CFE, 2000*, Informe anual 2000, <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/informacionpublica/art7/informes/informeannual2000pdf>.
6. CFE. *Reporte Ejecutivo, Tercera sesión del Consejo Consultivo, División Baja California*, Mayo de 2002, Mexicali, Baja California, México.
7. Comisión Nacional de los Salarios Mínimos. *Evolución del poder adquisitivo del salario mínimo real 1994 – 2001*, Elaborado por la Comisión Nacional de los Salarios Mínimos con información del Banco de México.
8. CONAPO: *Proyecciones de la población de Baja California*, 1999.
9. Diario Oficial de la Federación. *Comisión Reguladora de Energía. Avisos del otorgamiento del permiso de generación de energía eléctrica*.

- 10.DOE/EIA. *AEO2002, Annual Energy Outlook 2002*, DOE/EIA-0383(2002), Projections to 2020, December 2001, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>.
- 11.EIA1. *Energy Information Administration, World Energy Data Base Overview* <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/elec.html>, 2001.
- 12.EIA2. *Energy Information Administration, World Energy Data Base Overview International Energy Agency (IEA)*, <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/electric.html#Prices>.
- 13.Heat Index (Apparent Temperature) Chart <http://www.crh.noaa.gov/oax/climate/heatindexchart.html>.
- 14.IEA. *Electric Power Technology Opportunities and Challenges of Competition*, 1998.
- 15.Índice de calor. <http://www.eda.etsia.upm.es/climatologia/Temperatura/indicedecolor.htm>.
- 16.INEGI. *Conteo de población y vivienda*, 1995.
- 17.INEGI. *Censos de población 1990, 2000*.
- 18.INEGI. *Producto interno bruto por entidad federativa, Cifras Anuales del Periodo 1993-2000*. Sistema de Cuentas Nacionales de México.
- 19.INEGI. *Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares, 2000*. México, 2001.
- 20.*Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*, México 1983-1993. Decreto que reforma, adiciona y deroga disposiciones de diversas Leyes relacionadas con el Tratado de Libre Comercio de América del Norte.

Publicado el 22 de diciembre de 1993 (Se reforma el Artículo 45 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica)

21. Núñez Cerezo Manuel, *Comportamiento termodinámico de equipos de aire acondicionado del sector doméstico de Mexicali*, tesis de Maestría, 1998.
22. OECD. 1998. *Projected Costs of Generating Electricity -1998 Update*. Organisation for Economic Co-operation and Development, IEA, Results from the OECD report on international projections of electricity generating costs.
23. PEMEX *Gerencia de precios* <http://www.pemex.com.mx/informes>, marzo 2002.
24. PNUD. Índice de Desarrollo Humano (IDH), Oficina del Informe sobre desarrollo humano en México, <http://nueve.com.mx/propuestas/pnud/estadisticas/estadisticas.asp>.
25. POISE. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico <http://www.cfe.gob.mx/es/NegociosConCFE/inversionistas/programaobras>. (2001)
26. SENER. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009*, Secretaría de Energía, edición de la Subsecretaría de Política y Desarrollo de Energéticos y de la Unidad de Comunicación Social, http://www.energia.gob.mx/b2/Sener/ene_65_politica_energetica. (2001).

27. Texas ROSE, *Residential and Low Income Electric Utility Consumer Protection.htm*, <http://www.main.org/texasrose/protect99.html>.1998
28. UABC/CDEM, *Identificación y definición del impacto social y económico de la problemática del servicio eléctrico y sus alternativas de solución*. Reporte Técnico. Consejo de Desarrollo Económico de Mexicali, 2003.
29. UABC/CFE. *Análisis de las diferentes alternativas para la generación de energía eléctrica incluyendo sus costos*. 1996-1997.
30. UABC/TELNOR, *Diagnóstico energético en el Edificio Arbol 3 de Teléfonos del Noroeste, Mexicali, B.C.* Reporte Técnico-económico del envolvente del edificio Arbol 3 de Telnor, 1995.
31. UNDP. *Human Development Report 2001*, United Nations Development Programme <http://hdr.undp.org/reports/global/2001/en/>,