

BAJA CALIFORNIA: PERFIL ENERGÉTICO 2010-2020

Propuesta y Análisis de Indicadores
Energéticos para el Desarrollo de
Prospectivas Estatales

Gabriela Muñoz Meléndez
Eliseo Díaz González

Hector Enrique Campbell Ramírez
Margarito Quintero Nuñez



BAJA CALIFORNIA: PERFIL ENERGÉTICO 2010-2020

Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos
para el Desarrollo de Prospectivas Estatales

Gabriela Muñoz Meléndez, *El Colegio de la Frontera Norte*

Eliseo Díaz González, *El Colegio de la Frontera Norte*

Hector Enrique Campbell Ramírez, *Universidad Autónoma de Baja California*

Margarito Quintero Nuñez, *Universidad Autónoma de Baja California*

México 2012

Primera edición: julio, 2012

Este reporte ha sido posible gracias al apoyo del pueblo de los Estados Unidos a través de la Agencia para el Desarrollo Internacional (USAID). Su contenido es responsabilidad de los autores y la Comisión Estatal de Energía del Gobierno de Baja California, México y no refleja necesariamente el punto de vista de USAID o del Gobierno de los Estados Unidos de América.

Comisión Estatal de Energía de Baja California
Avenida Pioneros 1060
Col. Centro Civico
C.P.21000
Mexicali, Baja California
<http://www.energiabc.gob.mx>

ÍNDICE

LISTA DE CUADROS	V
LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE ACRÓNIMOS	X
RESUMEN EJECUTIVO.....	1
1. PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL	30
1.1. Administración del sistema energético	33
1.2. Planeación energética	40
1.3. Generación	41
1.4. Consumo.....	45
1.5. Precios y tarifas	49
2. PANORAMA ENERGÉTICO DE BAJA CALIFORNIA	56
2.1. Antecedentes.....	56
2.2. Diagnóstico Situacional.....	59
2.2.1. Capacidad instalada.....	59
2.2.1.1. Gas Natural.....	59
2.2.1.2. Productos petrolíferos.....	60
2.2.1.3. Electricidad	61
2.2.2. Usuarios sectoriales	71
2.2.2.1. Gas Natural.....	71
2.2.2.2. Productos petrolíferos.....	72
2.2.2.3. Electricidad	74
2.2.3. Ventas.....	75
2.2.3.1. Gas Natural.....	75
2.2.3.2. Productos petrolíferos.....	77
2.2.3.3. Vapor geotérmico.....	83
2.2.3.4. Electricidad	84
2.2.3.5. Consumos energéticos totales durante 1990 - 2010	86
2.2.4. Balances de Energía.....	87
2.2.5. Impactos Ambientales	93
2.2.5.1. Electricidad	93
2.2.5.2. Transporte.....	101
2.2.5.3. Otros sectores.....	103
2.2.6. Fuentes alternativas de energía en el área	108
2.2.6.1 Fuentes alternas para la generación de electricidad	108
2.2.6.2 Potencial de biocombustibles para el transporte	110
2.3. Diagnóstico Contextual	112
3. PERFILES ENERGÉTICOS PARA BAJA CALIFORNIA.....	115
3.1. Indicadores sociales.....	115
3.1.1. Accesibilidad física.....	115
3.1.2. Accesibilidad financiera	117
3.1.3. Disparidades	120
3.2. Indicadores económicos	124
3.2.1. Uso Global	124
3.2.2. Productividad Global.....	126
3.2.3. Eficiencia de suministro	128

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

3.2.4. Uso final.....	129
3.2.5. Diversificación (Mezcla de combustibles).....	138
3.2.6. Precios.....	142
3.2.7. Seguridad.....	146
3.3. Indicadores ambientales	147
3.3.1. Cambio climático.....	147
3.3.2. Calidad del aire.....	149
3.3.3. Calidad del agua.....	155
3.3.4. Generación y manejo de residuos sólidos.....	157
4. PROSPECTIVAS ENERGÉTICAS AL 2025 PARA BAJA CALIFORNIA.....	160
4.1. Escenario inercial	161
4.1.1. Condiciones energéticas.....	161
4.1.1.1. Gas Natural.....	161
4.1.1.2. Productos petrolíferos.....	161
4.1.1.3. Electricidad.....	163
4.1.2. Condiciones ambientales esperadas.....	168
4.1.2.1. Aumento en el número de calles pavimentadas.....	168
4.1.2.2. Instalación del sistema de verificación vehicular.....	168
4.1.2.3. Uso de fuentes alternas de energía.....	169
4.1.2.4. Clasificación de Mexicali como zona crítica.....	170
4.1.2.5. Establecimiento de una norma oficial para disminuir la contaminación provocada por el ácido sulfhídrico (H ₂ S).....	171
4.1.2.6. Gases efecto invernadero (GEI) en el estado de Baja California.....	172
4.1.3. Resumen del escenario inercial.....	172
4.2. Escenario factible	174
4.2.1. Transporte.....	175
4.2.1.1. Instalación de sistemas de transporte colectivo en el Estado.....	175
4.2.2. Electricidad.....	176
4.2.2.1. Generación de electricidad.....	176
4.2.2.2. Uso final de electricidad.....	179
4.2.3. Resumen del escenario factible.....	180
4.3. Comparación entre escenarios inercial y factible	181
4.3.1. Uso Global.....	182
4.3.2. Eficiencia de suministro.....	183
4.3.3. Uso final.....	183
4.3.4. Diversificación (Mezcla de combustibles).....	183
4.3.5. Cambio climático.....	183
4.4. Conclusiones.....	183
5. REFERENCIAS	186

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Organismos subsidiarios de PEMEX	37
Cuadro 2. Empresas de participación estatal mayoritaria en PEMEX	38
Cuadro 3. Empresas de participación estatal minoritaria en PEMEX y sus organismos subsidiarios	39
Cuadro 4. Balance de Energía Primaria, 1999-2008 (pentajoules)	42
Cuadro 5. Importaciones de energía secundaria, 1990-2008 (pentajoules)	44
Cuadro 6. Consumo de energía para generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (pentajoules)	46
Cuadro 7. Ahorro de energía por programas institucionales	48
Cuadro 8. Precio medio del crudo exportado (dólares por barril)	50
Cuadro 9. Precio al público de productos refinados (pesos por litro a precios constantes de 2009).....	51
Cuadro 10. Precio promedio del gas licuado de petróleo a usuario final (pesos por kilogramo a precios constantes de 2009).....	52
Cuadro 11. Promedio ponderado anual de los precios finales de gas natural a nivel nacional por sector	52
Cuadro 12. Promedio ponderado anual de los precios finales de gas natural a nivel nacional por sector (pesos por kWh a precios constantes de 2009).....	53
Cuadro 13. Importaciones de gas natural en Baja California por las interconexiones con Estados Unidos (m ³)	59
Cuadro 14. Energía producida en México y Baja California (GWh).....	62
Cuadro 15. Instalaciones de energía eléctrica de Baja California Zona Costa	64
Cuadro 16. Instalaciones de energía eléctrica de Baja California Zona Valle	64
Cuadro 17. Consumo de gas natural en Baja California (Gigajoules)	72
Cuadro 18. Consumo de GLP en Baja California (Gigajoules)	73
Cuadro 19. Número de usuarios por sector 1990-2010	74
Cuadro 20. Consumo de gas natural en Baja California (Gigajoules)	75
Cuadro 21. Consumo de gasolinas en Baja California (Gigajoules).....	76
Cuadro 22. Consumo de diesel en Baja California (Gigajoules).....	78
Cuadro 23. Consumo de combustóleo en Baja California (Gigajoules).....	80
Cuadro 24. Consumo de turbosina en Baja California (Gigajoules)	80
Cuadro 25. Consumo de vapor geotérmico en Baja California (Gigajoules)	83
Cuadro 26. Ventas de electricidad (MWh) por municipio en el período 1990-2010.....	84
Cuadro 27. Ventas de electricidad por sector, 1990-2010 (Gigajoules).	85
Cuadro 28. Consumos de energéticos en Baja California 1990-2010 (Gigajoules).....	86
Cuadro 29. Participación de la Geotermia y las importaciones de energéticos en Baja California 1990-2010 (Gigajoules).....	87

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 30. Balance General de Electricidad para Baja California 1990-2010 (Gigajoules)	88
Cuadro 31. Destino de la energía en Baja California 1990 (Gigajoules)	90
Cuadro 32. Destino de la energía en Baja California 2000 (Gigajoules)	91
Cuadro 33. Destino de la energía en Baja California 2009 (Gigajoules)	92
Cuadro 34. Emisiones de CO ₂ a la atmósfera, 1990-2010, kg	95
Cuadro 35. Emisiones de CH ₄ a la atmósfera, 1990-2010, kg	96
Cuadro 36. Emisiones de N ₂ O a la atmósfera, 1990-2010, kg	97
Cuadro 37. Consumo de agua (perdido por evaporación) en plantas generadoras de electricidad comunes y sus sistemas de enfriamiento	99
Cuadro 38. Consumo de agua (perdido por evaporación) en plantas generadoras de electricidad, m ³	100
Cuadro 39. Emisiones de CO ₂ por tipo de combustible generadas por el sector transporte, 1990-2010, kg	102
Cuadro 40. Emisiones de CH ₄ por tipo de combustible, generadas por el sector transporte, 1990-2010, kg	103
Cuadro 41. Emisiones de N ₂ O por tipo de combustible, generadas por el sector transporte, 1990-2010, kg	104
Cuadro 42. Emisiones de CO ₂ por sectores en Baja California, 1990-2010, kg	105
Cuadro 43. Emisiones de CH ₄ por sectores en Baja California, kg	106
Cuadro 44. Emisiones de N ₂ O por sectores en Baja California, kg	107
Cuadro 45. Proyectos Eólicos Potenciales en Baja California	109
Cuadro 46. Fuentes potenciales de energía en Baja California	110
Cuadro 47. Potencial bioenergético de los principales cultivos de Baja California	112
Cuadro 48. Factores que influyen al sector de la energía en Baja California	113
Cuadro 49. Construcción del indicador SOC1. Proporción de viviendas sin electricidad en Baja California	116
Cuadro 50. SOC2. Porcentaje del gasto total destinado a Energía en Baja California	117
Cuadro 51. SOC3a. Porcentaje del gasto total de los hogares destinado a consumo de gasolinas	120
Cuadro 52. SOC3b. Porcentaje del gasto total de los hogares destinado a consumo de electricidad	121
Cuadro 53. SOC3c. Porcentaje del gasto total de los hogares destinado a consumo de gas LP	122
Cuadro 54. ECO1. Uso de energía per cápita, 1990-2010	125
Cuadro 55. ECO2. Uso de energía por unidad del PIB, 1993-2009	127
Cuadro 56. ECO6. Intensidad energética industrial, 1993-2009	130
Cuadro 57. ECO6. Intensidad energética industrial (SCIAN 21-23)	131

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 58. ECO6. Intensidad energética industrial por sección manufacturera, 2009 (SCIAN 31-23).....	132
Cuadro 59. ECO7. Intensidad energética agrícola, 1993-2009	133
Cuadro 60. ECO7. Intensidad energética agrícola (SCIAN 11).....	133
Cuadro 61. ECO8. Intensidad energética en los sectores comercial y de servicios, 1993-2009	134
Cuadro 62. ECO8. Intensidad energética en Servicios y Comercios (SCIAN 43-81).....	135
Cuadro 63. ECO9. Uso residencial de energía per cápita, 1990-2010.....	136
Cuadro 64. ECO10. Uso de energía en transporte, 2001-2009, tep/km.....	138
Cuadro 65. ECO11a. Porcentaje de participación de combustibles por tecnología en la generación de electricidad, 1990-2010.....	139
Cuadro 66. ECO11b. Porcentaje de participación de combustibles destinados a otros usos aparte de generación de electricidad, 1990-2010.....	140
Cuadro 67. Participación de los energéticos y las tecnologías en el costo medio de generación y producción, 1990-2010, USD/MWh	143
Cuadro 68. Precio medio de la electricidad en diferentes tarifas, 1988-2009, USD/WWh	144
Cuadro 69. Precio de las gasolinas Magna y Premium; y el diesel Pemex, 1997-2010, pesos/.....	145
Cuadro 70. Evolución del Margen de Reserva en Baja California 1990-2010 (MW).....	147
Cuadro 71. ENV1a. Emisiones GEI per cápita, 1990-2010, tCO ₂ eq./hab.....	148
Cuadro 72. ENV1b. Emisiones GEI por PIB, 1993-2009, tCO ₂ eq./\$.	149
Cuadro 73. ENV2a. Inventario de emisiones en Tijuana-Rosarito 2005 (ton/año).	150
Cuadro 74. ENV2b. Inventario preliminar de emisiones de Mexicali 2005 (ton/año).	151
Cuadro 75. Emisiones de SO ₂ a la atmósfera, 1990-2010, kg.....	153
Cuadro 76. Emisiones de NO _x a la atmósfera, 1990-2010, kg.....	154
Cuadro 77. Composición típica del efluente de la torre de enfriamiento en las centrales termoeléctricas, de ciclo combinado y de turbina.....	155
Cuadro 78. Composición típica del efluente de la caldera de una unidad de 250 MW.....	156
Cuadro 79. Composición química del aguas geotérmicas de Cerro Prieto	157
Cuadro 80. ENV7. Relación de residuos sólidos a unidades de electricidad producida en la planta turbogas de Rosarito, 2002-2010, t/MWh	158
Cuadro 81. Demanda de gas natural en Baja California, 2009-2025 (millones de pies cúbicos diarios)	161
Cuadro 82. Consumo bruto de electricidad en Baja California, 2009-2025 (GWh)	164
Cuadro 83. Demanda bruta estimada por tipo de carga en Baja California, 2009-2025 (MWh/h)	165
Cuadro 84. Balance de Energía de referencia (MWh) para Baja California, 2010-2025	166
Cuadro 85. Margen de reserva del Sistema Baja California, 2010-2025.....	166

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 86. Requerimientos de capacidad adicional, 2012-2025 (proyectos con esquema financiero por definirse). Capacidad bruta en MW.....	167
Cuadro 87. Programa de retiros, 2010-2025 (capacidad bruta) (MW).....	167
Cuadro 88. Expansión de la capacidad de transmisión 2010-2014 (MW) para Baja California	168
Cuadro 89. Emisiones de dióxido de carbono equivalente sector de energía y sus subsectores. Valores esperados para el periodo 2010-2025. Las unidades son gigagramos anuales. .	172
Cuadro 90. Resumen de las condiciones del sector energético para Baja California bajo un escenario inercial para 2011-2025.....	173
Cuadro 91. Resumen de las mejoras ambientales para Baja California bajo un escenario inercial para 2011-2025.....	173
Cuadro 92. Resumen de las emisiones de CO ₂ eq. asociadas al sector energético en Baja California bajo un escenario inercial en el periodo 2011-2025	174
Cuadro 93. Propuesta de mitigación en el subsector transporte	175
Cuadro 94. Potencial económico de las medidas dirigidas a la generación de electricidad	177
Cuadro 95. Esquema de Importación y Exportación con E.U.....	177
Cuadro 96. Propuesta de mitigación en el subsector electricidad: Explotación de biogas	178
Cuadro 97. Propuesta de mitigación en el subsector electricidad: Uso final en la industria.....	179
Cuadro 98. Resumen de las condiciones del sector energético para Baja California bajo un escenario factible para 2011-2025.....	181
Cuadro 99. Resumen de las emisiones de CO ₂ eq. asociadas al sector energético en Baja California bajo un escenario factible en el periodo 2011-2025.....	181

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Contribución en la reducción de 20.7 millones de toneladas de CO ₂ por programa institucional	49
Figura 2. El sistema de la red de electricidad en Baja California	63
Figura 3. Sistema de transmisión California – Baja California en la frontera México – E.U. (Miller y Awad, 2002)	66
Figura 4. Sempra Global: Integración, productos y mercados	68
Figura 5. Evolución de la demanda anual de gasolinas en el sector transporte, 1990-2010, m ³	77
Figura 6. Evolución de la demanda anual de diesel en el sector transporte, 1990-2010, m ³	79
Figura 7. Evolución de la demanda anual de combustóleo y turbosina en el sector transporte, 1990-2010, m ³	81
Figura 8. Indicadores del mercado de gasolinas en Baja California 1990-2009	81
Figura 9. Variación anual en el precio de la gasolina Magna, Frontera y resto del país	82
Figura 10. Evolución del origen de agua de enfriamiento en la industria eléctrica, 1990-2010, m ³	101
Figura 11. SOC1. Proporción de viviendas sin electricidad en México y Baja California	116
Figura 12. ECO1. Uso de energía per cápita en Baja California, 1990-2010	126
Figura 13. ECO2. Uso de energía por unidad del PIB en Baja California, 1993-2009	128
Figura 14. ECO6. Intensidad energética industrial en Baja California, 1993-2009	130
Figura 15. ECO8. Intensidad energética en los sectores comercial y de servicios en Baja California, 1993-2009	135
Figura 16. ECO11. Intensidad de uso energético doméstico en Baja California, 1990-2010 ...	137
Figura 17. ENV1. Emisiones GEI per cápita, 1990-2010, tCO ₂ eq./hab.	148
Figura 18. ENV1b. Emisiones GEI/\$, 1993-2009, tCO ₂ eq./\$.	149
Figura 19. Localización de la red de monitoreo de la calidad del aire de Tijuana-Rosarito	151
Figura 20. Distribución de los monitores de calidad del aire en la ciudad de Mexicali	152
Figura 21. Evolución de 1992-2010, t/MWh	158
Figura 22. Ventas sectoriales en Baja California, 2009-2025 - incluye ahorro de energía por las acciones del PRONASE	165
Figura 23. Expectativas de reducción de contaminantes a mediano plazo por la entrada del Programa de Verificación Vehicular	170
Figura 24. ECO1. Comparación del indicador "Uso de energía per cápita" en Baja California, 2010-2025 para escenarios inercial y factible	182
Figura 25. ENV1. Comparación del indicador " Emisiones GEI per cápita" en Baja California, 2010-2025 para escenarios inercial y factible	184

LISTA DE ACRÓNIMOS

BNE =	Balance Nacional de Energía
CCC =	Ciclo combinado
CDS =	Comisión de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo Sostenible
CEEBC =	Comisión Estatal de Energía de Baja California
CFE =	Comisión Federal de Electricidad
COBACH =	Colegio de Bachilleres
CPUC =	California Public Utilities Commission
CRE =	Comisión Reguladora de Energía
EAX =	Energía Azteca X S. de R.L. de C.V.
ENE =	Estrategia Nacional Energética
ENIGH =	Encuesta Nacional de Ingresos y Gasto de los Hogares
FERC =	Federal Energy Regulatory Commission
GEIs =	Gases de Efecto Invernadero
GLP =	Gas licuado de petróleo
GNL =	Gas Natural Licuado
IEA =	Agencia Internacional de Energía
IEDS =	Indicadores energéticos del desarrollo sostenible
INEGI =	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
IVA =	Impuesto al Valor Agregado
LSPEE =	Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica
LyFC =	Luz y Fuerza del Centro
MOU =	Memorando de entendimiento
PEMEX =	Petróleos Mexicanos
PGPB =	Pemex Gas y Petroquímica Básica
PIB =	Producto interno bruto
PIPCA =	Programa Integral de Pavimentación y Calidad del aire
PIW =	Petroleum Intelligence Weekly
PM ₁₀ =	Materia particulada de hasta 10 µm
PM _{2.5} =	Materia particulada de hasta 2.5 µm

POISE =	Programa de Obras e Inversiones del Sector eléctrico
PROAIRE =	Programa para mejorar la calidad del Aire en cualquier ciudad bajo estudio
PSE =	Programa Sectorial de Energía
RBS =	Royal Bank of Scotland
SEMARNAT=	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER =	Secretaría de Energía
SHCP =	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SNG =	Sistema Nacional de Gasoductos
STEP =	Suministro de energía primaria
TAR =	Terminales de almacenamiento y distribución
TC =	Termoeléctrica convencional
TDM =	Termoeléctrica de Mexicali
TE =	Termoeléctricas convencionales
TG =	Turbogas
UABC =	Universidad Autónoma de Baja California

UNIDADES

bcm =	billones de metros cúbicos
bpe =	barriles de petróleo equivalente
GJ =	Gigajoules
GWh =	Gigawatt hora
ha =	hectárea
hp =	caballo de fuerza
Kcal =	kilocaloría
km =	kilómetro
kton =	kilotoneladas
KV =	kilovatio
kWh =	kilowatt hora

l =	litros
lps =	litros por segundo
m ³ =	metro cúbico
MBD =	Millones de barriles diarios
mmpcd =	millones de pies cúbicos diarios
MW =	mega watts
tep =	tonelada equivalente de petróleo
TJ =	terajoule
tonMS =	toneladas de materia seca

COMPUESTOS QUÍMICOS

B ⁻ =	Ion Boro
Ca ²⁺ =	Ion Calcio
Cl ⁻ =	Cloruro
CO =	Monóxido de carbono
COV =	Compuestos orgánicos volátiles
CH ₄ =	Metano
HCO ₃ ⁻ =	Bicarbonato
K ⁺ =	Ion Potasio
Na ⁺ =	Ion Sodio
NaCl =	Cloruro de Sodio
NH ₃ =	Amoniaco
NO _x =	Óxidos de nitrógeno
O ₃ =	Ozono
SO ₂ =	Dióxido de azufre

RESUMEN EJECUTIVO

Contexto nacional

El sector energético es fundamental para el desarrollo de México; por esta relevancia cabe preguntarse por el motor que mueve a esta área diferenciada dentro de la actividad económica y productiva del país. Así pues, si se considera que la energía primaria y la generación de energía secundaria (electricidad) provienen mayoritariamente de fuentes energéticas no renovables tales como petrolíferos, carbón y gas natural; entonces se identifica que la fuerza motriz del sector energético y la base fundamental para el desarrollo nacional han sido los combustibles fósiles (SENER, 2010a).

El petróleo y sus derivados han impulsado a la industria y han contribuido a financiar, con los recursos obtenidos de su explotación, una parte importante del desarrollo económico y social (PSE, 2007). El sector de electricidad - insumo imprescindible en cualquier proceso productivo - contribuye también al desarrollo de la industria, comercio y servicios y es cardinal para el bienestar de la sociedad, pero no contribuye a financiar el desarrollo económico y social del país porque no genera utilidades al sector público.

No es casual, entonces que el Programa Sectorial de Energía (PSE) 2007-2012, defina que la seguridad energética depende principalmente del petróleo y del gas natural. A este punto es importante señalar que las reservas probadas de México han venido disminuyendo continuamente en las últimas dos décadas debido a la baja inversión en exploración y de acuerdo a la tendencia mostrada la producción petrolera disminuiría 31% respecto al nivel de 2007 (IEA, 2008:271).

Más allá de la situación de los hidrocarburos y enfocándose en el sector eléctrico, se reportaba que México contaba al 2008 con infraestructura de generación con una capacidad instalada efectiva de 51,105 mega watts (MW), de acuerdo al Programa de Obras e Inversiones del Sector eléctrico (POISE 2010-2024). La capacidad instalada con tecnología basada en consumo de combustibles fósiles (sumando gas natural, combustóleo, ciclo combinado, dual y carbón) subió 66.6 a 73.6% entre 1994 y 2006, mientras que la capacidad de generación basada en fuentes renovables (hidráulica, eólica y geotérmica) bajó de 31 a 24%. En la actualidad, México es el país que consume una mayor proporción de productos petroleros para generar energía eléctrica (IEA, 2008).

Es por eso que un reto importante en el ramo de energía en México es producir más energía utilizando fuentes renovables, no solo por reducir emisiones causantes del cambio climático, sino por consideraciones económicas. El precio internacional del petróleo, sus derivados y productos se han mantenido al alza en los últimos años, y la expectativa es que aumenten más en el largo plazo conforme disminuyan los yacimientos en el mundo.

La administración del sistema energético nacional, de acuerdo a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en su artículo 28 destaca que estas actividades están reservadas en forma exclusiva al Estado de acuerdo al artículo 27 del mismo ordenamiento. La legislación particular del sector energético se encuentra prevista en la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y en la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica y su reglamento, misma que fue modificada el 23 de diciembre de 1992 e introdujo nuevas formas de organización para la generación eléctrica.

PEMEX y CFE son las instituciones responsables tanto de implementar estratégicamente los programas energéticos nacionales, como de proveer combustibles y energía eléctrica a los consumidores domésticos. El rezago y las deficiencias en la gestión de las empresas estatales de energía, particularmente en PEMEX pero también de la CFE, las lleva a una situación de baja disponibilidad de capital y de inversiones que apoyen la actualización de procesos tan necesarios como la exploración petrolera y la búsqueda de fuentes renovables; tal carestía suele atribuirse con frecuencia a la ausencia de una autonomía de gestión que las acerque al funcionamiento de una empresa privada.

En los últimos años el sector energético en México ha presentado pocos cambios importantes, según se advierte en el Balance Nacional de Energía. La oferta primordialmente como la producción de energía primaria observada en el periodo 1990 a 2008, creció a una tasa media anual inferior al uno por ciento (0.98%), cuando el producto interno bruto en ese periodo aumentó cerca de 2% promedio anual. El cambio más importante en el rubro de hidrocarburos ha sido el incremento en la producción de gas natural, un combustible que aumentó en el consumo residencial y comercial, pero del que también se ha hecho una utilización intensiva en los años más recientes debido a que ha sustituido al combustóleo en las plantas generadoras de electricidad. En este sentido, la oferta interna del gas ha sido insuficiente con lo que se ha requerido importaciones crecientes del combustible, que entre 1990 y 2008 aumentaron de 15.5 a 482 petajoules; en términos del porcentaje total de la oferta de energía primaria, estas cifras representan 0.9% para 1990 y 9.2 % para 2008.

La estrategia nacional para mantener la oferta más allá de la producción neta de la infraestructura energética instalada, se da en dos rubros 1) eficiencia en la generación y usos propios y 2) desarrollo energías y combustibles alternos; las energías alternativas tuvieron un bajo desempeño, los primeros proyectos de energía eólica empezaron hacia mediados de los noventa y para el 2008 aportaban apenas 2.5 petajoules a la oferta de electricidad, en tanto que la geotermia, que ya en 1990 generaba electricidad por el equivalente a 55.3 petajoules, para 2008 logró incrementar su contribución a 70 petajoules. Por su parte los combustibles alternos, particularmente la utilización de bagazo de caña y leña, conservaron sus niveles de utilización registrados en 1990 ya que hacia 2008 presentaron apenas una variación marginal.

En referencia a la demanda tanto de petrolíferos como de electricidad; se observa que el sector eléctrico mostró un desarrollo más acelerado lo que provocó que aumentara la demanda de energía primaria para generación. En 1990 el subsector de electricidad consumía el 15% del total energético del país, para 2008 su consumo se elevó al 19%.

Por su parte, el consumo de hidrocarburos, ha sido determinada por la creciente demanda de gas natural, resultado del cambio en la base energética de las plantas eléctricas; dicho cambio ha llevado a recurrir al mercado internacional para abastecer la demanda interna de gas frente a una oferta doméstica insuficiente. La importación, sin embargo, no se limita al gas natural sino que incluye a combustibles fósiles en donde el sector de autotransporte se ha consolidado como el principal demandante de hidrocarburos.

En México, los consumidores energéticos se comportaron de la siguiente manera durante el periodo analizado: el sector de transporte pasó de consumir el 39% al 49% del total de energía producida en el país. Por su parte, el sector industrial que consumía el 35% del total energético, descendió al 28% del total de energía primaria, debido a la sustitución de hidrocarburos por electricidad en los procesos industriales. El consumo residencial por su parte, también disminuyó su proporción en la demanda interna de energía primaria que descendió del 19% del total en 1990 a 16% del mismo en el 2008. Esta menor proporción del consumo residencial refleja por una parte, las políticas de ahorro en el consumo de energía.

La estrategia nacional para controlar el consumo energético ha sido la implementación de programas y acciones de ahorro de energía; éstos pueden ser clasificados en cinco rubros: normalización de la eficiencia energética, instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos, horario de verano, sector doméstico y sector transporte (Muñoz, 2011). Dichos programas han tenido resultados significativos, por ejemplo en 2007 se ahorró el equivalente a 134 Petajoules o 22.87 millones de barriles de petróleo equivalente (bpe) evitándose la emisión de 20.7 millones de toneladas de CO₂ por año (CONUEE, 2009).

Por otro lado, de acuerdo con el marco jurídico que regula los subsidios relativos al sector energético, se establece que los precios de gasolinas automotrices y las tarifas eléctricas deberán cubrir los costos y promover el consumo eficiente. Sin embargo, en la práctica con el sistema tarifario y los precios de gasolinas en particular, no es posible recuperar los costos y además tiene otras cuatro consecuencias importantes: 1) disipa el interés del uso eficiente de combustible y electricidad 2) proporciona un mercado alternativo de gasolinas mas barato a los consumidores foráneos a expensas de los consumidores locales, 3) tiene el potencial de encarecer el abastecimiento de gasolinas automotrices a los conductores mexicanos, y 4) subsidia emisiones atmosféricas entre ellas de Gases de Efecto Invernadero.

Es recomendable que la administración energética y en especial la planeación energética nacional evolucione y adopte un método que toma en cuenta las opciones tanto de la oferta como las de la demanda, para satisfacer la necesidad de recursos minimizando los costos correspondientes a las empresas y la sociedad, enfatizando un uso final eficiente e incorporando también aspectos como equidad, protección ambiental y confiabilidad; tal esquema podría ser la Planeación Integral de Recursos (IRP, por sus siglas en inglés) (Alnatheer ,2005; D'Sa, 2005).

Es igualmente recomendable que los gobiernos estatales y municipales tengan acceso a información energética detallada y desagregada. Esta información es vital para que cada sector en cada municipio pueda realizar una planificación y hacer un uso racional y eficiente de la energía en su jurisdicción.

Baja California

Electricidad

Al cierre del 2008, de acuerdo a la CFE (POISE, 2011) la capacidad instalada de generación eléctrica en la entidad fue de 2,341 MW, que equivale al 4.6% de la capacidad instalada en el país. Por tecnología empleada en la generación, la principal infraestructura eléctrica en el Estado de acuerdo a su orden de importancia es la geotermia, con 720 MW, plantas de ciclo combinado de CFE (496 MW) y productores independientes (489 MW), y termoeléctrica convencional (320 MW).

La infraestructura eléctrica de Baja California se compone de nueve centrales generadoras y 28 unidades de generación (CFE, s/a). Por tipo de tecnología de generación empleada hay cuatro centrales geotermoeléctricas, tres centrales de turbogas, una de ciclo combinado y una de vapor. De las 28 unidades de generación existentes en el estado, 13 corresponden a centrales geotermoeléctricas, 7 pertenecen a las centrales de turbogas y 6 a la única central de vapor que opera en la entidad. Por su parte, la central de ciclo combinado tiene dos unidades de generación. Desde 2009, la capacidad instalada aumentó en 10 MW con la entrada en operación del parque eólico de la Rumorosa.

Por su ubicación geográfica las plantas, subestaciones y líneas de transmisión se distribuyen en dos áreas: la Zona Costa –la región Tijuana-Rosarito-Tecate- y la Zona Valle –Mexicali-. La red de electricidad del estado está conectada a California mediante dos líneas de 230 KV—una cerca de Tijuana y otra en la periferia de Mexicali.

En Baja California la capacidad instalada de generación es de poco más de 3,000 MW considerando servicios tanto público como privado. Para servicio público se cuenta con 1,800 MW, este integra 1,300 MW de centrales generadoras propiedad de la CFE, siendo la más importante la central geotérmica de Cerro Prieto, y 500 MW de la central eléctrica de La Rosita, localizada en Mexicali y propiedad de la firma norteamericana InterGen, que tiene una capacidad instalada total aproximada de 1,100 MW. Por su parte, el servicio privado de electricidad tiene una capacidad instalada de poco más de 1,200 MW formado por 600 MW restantes de la central La Rosita, y 600 MW de la central eléctrica Sempra Energy localizada también en Mexicali, y propiedad de la firma de California, Sempra. El servicio privado de electricidad está orientado sólo a la exportación de electricidad y su principal mercado es el estado de California, Estados Unidos.

El crecimiento de la capacidad eléctrica instalada ha sido utilizando gas natural como combustible, esto ha ocasionado la sustitución de la fuente histórica: la geotermia que para 1990 representaba el 75% de la capacidad instalada actualmente representa el 27%. Las unidades de ciclo combinado operando con gas natural en 9 años ya representan el 48% de la capacidad instalada. Al crecer la demanda se requirió más capacidad instalada, lo cual combinado con las limitaciones del recurso geotérmico modificó significativamente la matriz energética. Como consecuencia de lo anterior aumentó la dependencia energética de Baja California.

En los últimos 20 años, la Reserva del Sistema (la disponibilidad determinada por capacidad instalada suficiente para cubrir la demanda máxima) sólo ha sido suficiente en 1993, 2002, 2003, 2004, 2005, 2009 y 2010. En el resto de los años Baja California estuvo obligada a importar energía de los Estados Unidos. El sistema sólo tuvo superávit en 2002, 2004 y 2005 con las centrales base y reguladoras. La demanda máxima para Baja California ocurre normalmente en una hora de un día del mes de agosto. Es precisamente porque la reserva total de sistema está en función de la estacionalidad que CFE justifica la imposición de altos costos de la energía en las horas de punta y de la demanda en el verano; la paraestatal intenta con esta medida desincentivar la demanda y el consumo en estas situaciones para evitar importar energía u operar con centrales turbogas, ambas alternativas de alto costo.

Al revisar las ventas o consumo de electricidad en el Estado se observa que en el período 1990-2010 está creciendo a una tasa anual compuesta con base a 1990 de 4.9%. Mexicali presenta una tasa 6% y Tijuana crece con una tasa de 4.4%, entre los dos municipios constituyen el 82% de las ventas del estado. Mexicali incrementó su consumo desde el 40% hasta el 49% por el efecto de su clima semidesértico, la región de Tijuana actualmente consume el 33.5%, Rosarito 0.8%, Tecate 1.1%% y Ensenada el 8.1%. La Zona Valle representa el 56.5% del consumo.

El sector doméstico representa el 34% y el comercial el 7%. Los sectores de servicios y agrícola contribuyen con el 4.5% restante. El sector industrial con el 1% de los usuarios consume el 54% de las ventas internas de electricidad. El consumo industrial en media y alta tensión está creciendo con una tasa del orden de 2 veces mayor que el consumo residencial, mientras que los sectores comercial, de servicios y agrícola crecen a tasas más bajas que el sector doméstico. Esto se atribuye a la instalación de empresas más intensivas en el uso de la energía asociado con precios más altos en las tarifas domésticas, comerciales y de servicios. Sin embargo, se observa una tendencia a la disminución en la tasa de crecimiento del consumo a partir de 2002, excepto en el sector agrícola, lo cual evidentemente es el efecto de la elasticidad al precio.

Los impactos ambientales asociados al sector eléctrico en Baja California se dan primordialmente en la forma de emisiones atmosféricas por consumo de combustibles. Otros impactos ambientales asociados son: 1) el uso de considerables volúmenes de agua, 2) la generación de residuos; y en menor grado 3) la emisión de calor residual, ruido, vibraciones y hundimientos (en campos geotérmicos).

Para 1990 se estimó que las emisiones de CO₂ alcanzaron 1.8 millones de toneladas, de las cuales el 78% fueron producidas por el uso de combustóleo en Rosarito. La substitución gradual de combustóleo por gas natural - de menor contenido de carbono-, supondría una disminución de emisiones en el Estado. Si bien la substitución de combustible tuvo un efecto positivo en términos de reducción de emisiones, tal efecto se vio opacado por el incremento de generación de electricidad y por ende mayor consumo de combustible; así, se observa para el 2010 una emisión de 3.7 millones de toneladas de CO₂, es importante observar, sin embargo, que la participación de la zona Costa en la generación de emisiones disminuyó a 57%. Las emisiones relativas a la generación de electricidad se incrementaron en el periodo estudiado al pasar de 274 kg/MWh en 1990 a 295 kg/MWh en el 2010

Por otro lado el consumo de agua de enfriamiento en plantas eléctricas mostró un promedio durante el periodo analizado de alrededor de 4.7 millones de m³. En 1990 el consumo de agua era menor, sin embargo se elevó hasta alcanzar el valor promedio después de tres años, como resultado de la puesta en marcha de las unidades de termoeléctrica convencional en Rosarito. El consumo de agua de enfriamiento se mantuvo sin importantes cambios hasta el año 2000 donde empezó a aumentar rápidamente hasta alcanzar un máximo de 6.2 millones de m³ en 2002, fenómeno que sin duda precedió a los cambio de transformación en el sector. Después de dos años el consumo se estabilizó nuevamente en el valor promedio.

Si bien el consumo promedio de agua de enfriamiento se ha mantenido fluctuando alrededor del promedio de 4.7 millones de m³ durante el periodo 1990 – 2010, no así la fuente de agua de enfriamiento; misma que ha cambiado de agua marina a agua dulce. Este cambio fue el resultado de la conversión a gas natural en las plantas generadoras de electricidad.

Durante la década de los noventas, la aportación de agua de mar cubría mas del 95% de la contribución al agua de enfriamiento usada en el sector eléctrico en Baja California, debido primordialmente a la intensidad energética de las plantas instaladas en la Zona Costa. Es a partir del 2000 donde la contribución del agua marina empieza declinar primero a 70% y luego a 50% de participación, para finalmente ser rebasada por la contribución de agua dulce como agua de enfriamiento en el 2005. Es partir de esa fecha donde la participación del agua dulce remonta desde un 70 % al actual 80 %.

En relación a la generación de residuos sólidos y líquidos en plantas eléctricas, es importante resaltar que la contribución de estos contaminante cuando se usa geotermia, como se mencionó antes, hay generación de salmuera residual, esta se presenta cuando el fluido geotérmico de dos fases llega a la superficie desde el fondo del pozo, tal fluido se separa en dos componentes principales: el vapor geotérmico y la salmuera residual. Esta última es un contaminante significativo (GPG, 1994).

Por su lado las plantas de ciclo combinado y las termoeléctricas producen escorias, cenizas y residuos de la depuración de gases, éstos residuos no están cuantificados. Caso contrario con el volumen generado de desechos sólidos peligrosos, que se debe reportar a la autoridad ambiental responsable.

En relación a los residuos líquidos no peligrosos el estudio de impacto ambiental de la termoeléctrica de Rosarito reporta que se generan 5.18 litros por segundo (lps) de efluente de fosa de neutralización y 0.5 lps de efluente de STAR, provenientes de drenes y servicios de la central; respectivamente. Ambos efluentes se disponen en el mar.

Gas natural

Baja California no extrae ni produce gas natural y no se reportan en su región reservas probadas o probables de este energético; sin embargo en la última década su consumo en la entidad ha aumentado en forma creciente. Datos reportados por la SENER muestran que la demanda de gas natural aumentó de 13.9 millones de pies cúbicos diarios en el 2000 a 256.4 millones en el 2009, es decir registró un crecimiento extraordinario de 38% promedio anual en ese lapso.

Baja California no se encuentra conectada al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y por ende no tiene acceso a la producción nacional de gas natural. Así, el consumo regional es abastecido mediante la importación a través de gasoductos y de una terminal de gas natural licuado (GNL).

Hasta 2007 las importaciones de gas natural a la región provenían en su totalidad del sur de Estados Unidos a través de tres interconexiones con una capacidad máxima de 829 mmpcd. A partir de 2008 la región comenzó a diversificar su abastecimiento, con la entrada en operación de la terminal de GNL en Costa Azul, con una capacidad de almacenamiento de 320,000 m³.

El sector eléctrico es el mayor usuario del gas natural en Baja California, mismo que representó 93.0% del total consumido en 2009. El gas natural se empezó a usar como combustible para la generación de energía en 1999 en la Zona Costa y en 2003 en la Zona Valle, en el primer caso desplazó en gran medida el uso de combustóleo. En tanto que para la Zona Valle, el uso de gas natural alcanzó arriba de un 80 % reduciendo así el uso del antes dominante vapor geotérmico (UABC, 2006). En la última década el estado ha presentado el más rápido desarrollo de la demanda, a una tasa de 38.9% anual entre 1999 y 2009 (SENER, 2010b).

Los impactos ambientales asociados con el GNL se reconocen regularmente como los provocados por la generación de emisiones al aire, incluidos gases de efecto invernadero. Aparte de la combustión, se pueden presentar impactos ambientales durante la descarga y transporte de GNL, debido a que este combustible esta compuesto hasta en un 95 % de metano, un gas de efecto invernadero, que puede fugarse en forma de nubes de vapor –inflamable- o fugas en ductos y tanques de almacenamiento. Al momento no se ha reportado ninguna fuga de GNL en Costa Azul.

Petrolíferos

Ningún producto petrolífero es procesado en Baja California; por lo que no existe infraestructura básica del Sistema Nacional de Refinación en el estado; sin embargo los productos petrolíferos son consumidos ampliamente en la región por lo que existe infraestructura de distribución.

El suministro de estos energéticos a la región es amplio en las diversas modalidades de productos: gasolinas, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP), combustóleo, diesel, etc. Los productos petrolíferos son de origen nacional (PEMEX, 2010), con excepción del gas natural que se obtiene de importación (SEDECO, 2008).

La infraestructura de distribución de petrolíferos empieza en la terminal marítima de Rosarito, desde donde se distribuyen a todo el mercado estatal por medio de dos poliductos; uno a Mexicali con longitud de 169 km y otro a Ensenada con extensión de 74 km. A la ciudad de Tijuana se le abastece por transporte de carretera (SEDECO, 2008).

Hay tres superintendencias -una por ciudad- en: Rosarito, Ensenada y Mexicali, que en 2009 desplazaron un total de 2.2 millones de metros cúbicos de gasolinas en una proporción de 47, 39 y 14% respectivamente. La superintendencia de Rosarito abastece también a los municipios de Tijuana y Tecate, de ahí el mayor volumen de combustible que se almacena en ese lugar.

En cada una de las ciudades se cuenta con terminales de almacenamiento y distribución (TAR). Durante 2008, éstas terminales abastecieron primordialmente gasolina magna (~ 60%), seguida de diesel (~ 25%), gasolina premium (~ 12%) y diesel industrial (~ 3%).

El sector transporte es el principal usuario de gasolinas automotrices en Baja California, mismo que consumió hacia 2009 cerca de 75% del total suministrado a la región. La creciente demanda de gasolinas de los últimos años derivó del comportamiento del mercado automotriz y la política de precios de éstos combustibles. De 1990 a 1996 la gasolina nova fue suministrada hasta 1991 cuando fue substituida por gasolina premium. El abastecimiento de magna ha sido continua durante el período analizado. A partir de 1993, la magna se vuelve la gasolina suministrada más abundantemente. La mayor participación de la gasolina premium en la demanda se registró en 2006.

Del comportamiento general de ventas en el período estudiado puede verse que de 1990 a 1991 hubo un crecimiento de 37 % del consumo de gasolinas, desde entonces y hasta 2001 se observan bajas tasas de crecimiento. En los seis años posteriores se registran tasas entre 10 y 5.6 para encontrar un caída en el 2008. Se observa que la demanda de gasolinas automotrices fluctuó a lo largo del período de estudio, con una predominante participación de la gasolina pemex magna.

La distribución del parque vehicular y calidad de la flota explican en gran medida el nivel de demanda de gasolinas por municipio. Hacia 2008, Mexicali consumió 38% de magna y 34% de premium suministrado a la región. La región de Tijuana consumió 48% y 55%, en tanto que Ensenada usó 15% y 10.9 de magna y premium, respectivamente. Así la Zona Costa se consume alrededor del 60% de gasolinas y diesel suministrados.

En relación a la emisión de gases contaminantes a la atmósfera, las estimaciones muestran que la relación de emisiones es 8:2, gasolina a diesel. En ambos combustibles el principal GEI es el CO₂ con una contribución del alrededor del 98% del total de las emisiones.

El comportamiento de la generación de emisiones sigue la misma tendencia del consumo de combustibles, así en 1991 aumenta para mantenerse sin mayores fluctuaciones hasta 2002, año en que muestra un crecimiento rápido hasta alcanzar un máximo de 8132 millones de toneladas de CO₂ eq. en el 2008, para caer por los siguientes dos años, mostrando el efecto de la crisis económica en la reducción de combustible adquiridos y por lo tanto no usados. De acuerdo al consumo regional, se estima que más de un 60% de las emisiones GEI reportadas para el periodo 1990-2010 se concentraron en la Zona Costa.

Fuentes alternativas de energía en el área

La entrada de fuentes alternas nativas de energía podrían servir de aporte presente y futuro para cubrir las demandas de energía en Baja California, esto sin embargo debe ir precedido de una fase de reestructuración de los sistemas energéticos que sea inclusiva de acciones operacionales, de infraestructura, de innovación y desarrollo tecnológico así como de reformas novedosas e instrumentos de gestión con una fuerte componente ambiental (manejo de recursos) y adaptativas ante el cambio climático (Muñoz *et al*, 2012b).

Fuentes alternas para la generación de electricidad

La capacidad geotérmica actual instalada en Cerro Prieto es de 720 megawatts. De acuerdo a los estudios realizados en el pasado (Alonso, 1988), el campo geotérmico de Cerro Prieto tiene una reserva estimada de 1,200 megawatts, con reservas comprobadas de 840 megawatts. Aunque todo depende de que su explotación sea racional y no se sobreexplota, de lo contrario el recurso se podría terminar antes de lo estimado.

Asociada a la capacidad geotérmica se encuentra la salmuera residual geotérmica que en Cerro Prieto un 40 % se desecha en la laguna de evaporación y el 60 % se reinyecta por gravedad. El desecho bien podría transformarse en recurso para generar electricidad utilizando el proceso de ciclo binario, con la implementación de tecnología similar a la usada en la actualidad en el vecino Valle Imperial, CA.

La energía maremotriz se ha estimado tener un potencial de 800 MW de electricidad basado en la energía de la marea en el Golfo de California. Hay que agregar que oficialmente no se han cuantificado los recursos mareomotrices (SENER & GTZ, 2006) y que la explotación de las mareas y otras fuentes de energías oceánicas se encuentran en etapas conceptuales o en modelos experimentales (SENER, 2010a).

El potencial de plantas micro-hidráulicas, por su parte no ha sido explotado, a pesar de que en el Valle de Mexicali existe un gran número de canales de riego, el estudio de Quintero y Rivas (1995) que explora la posibilidad de explotar este recurso para producir electricidad mostró que la posible instalación de una serie de plantas micro-hidroeléctricas produciría cinco megawatts de energía eléctrica.

La energía eólica, por su parte, ya se encuentra en explotación, el campo eólico en la Rumorosa, Baja California de 10 MW de capacidad fue inaugurado en 2010; aunque La Comisión Estatal de Energía reporta energía de pruebas desde Octubre del 2009. La electricidad generada en la Rumorosa servirá para subsidiar el consumo de energía eléctrica de cierta parte de la población de Mexicali.

En Baja California, las mejores zonas de potencial eólico están en las sierras de La Rumorosa y San Pedro Mártir (274 MW) (SENER & GTZ, 2006). Así el parque actual de la Rumorosa es apenas el principio de la explotación del recurso. Hacia 2010 la SENER reportaba 6 proyectos eólicos potenciales para el Estado con una capacidad instalada de 1260 MW, de estos los proyectos de Fuerza Eólica, con 300 MW para exportación y 10 MW para autoabastecimiento, cuentan ya con el permiso de generación eléctrica de la Comisión Reguladora de Energía (SENER, 2010a).

La explotación de biogas ya establecida ocurre en la establera Jersey del Noroeste, S.A. y los establos Lecheros No. 2 al 5 donde se aplica tecnología de captura y uso interno de biogas, a tal grado que se han certificado la reducción de emisiones bajo un esquema de Mecanismo de Desarrollo Limpio (UNFCCC,2005). Una futura explotación la estudió la SEMARNAT mediante asistencia técnica del Programa Landfill Methane Outreach de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos a través del programa "Mercado de Metano".

Potencial de biocombustibles para el transporte

El principal potencial bioenergético a través de los residuos agrícolas se concentra en Mexicali, con los residuos del trigo, el algodón y el sorgo. Valdez-Vázquez *et al* (2010) evaluaron el potencial de conversión de los residuos de cultivos en bioenergía a través de la combustión y la fermentación. El potencial para Baja California es Muy alto (280320 tonMS/año) para el municipio de Mexicali, usando como insumo el rastrojo de trigo. El potencial de los residuos de algodón es Alto (140160-280320 tonMS/año). El potencial del rastrojo de maíz y de sorgo es de bajo a muy bajo (140-28000 tonMS/año).

De los residuos en los rastros en el estado es posible obtener biodiesel. Toscano *et al* (2011) evaluaron la disponibilidad de los desechos grasos de la industria cárnica y su potencial para la generación de biodiesel. La cantidad de residuos en el Estado alcanza para generar 1.3 kton por año de biodiesel. La energía obtenida de ésta es de 51,197 GJ por año, lo que representa el 0.27% de energía usada a través de diesel en el estado.

Finalmente el potencial bioenergético de los principales cultivos de Baja California asciende a 2,739,272 GJ/año. Los cultivos considerados fueron Algodón (semilla) y Avena forrajera para la producción de diesel; y Alfalfa verde (tallo), Sorgo y Trigo para Etanol; siendo en este rubro donde más litros de biocombustibles se podrían obtener, en particular de Alfalfa y Trigo, con 32,946.15 y 36,620.28 miles de litros, respectivamente.

Análisis contextual

Un análisis contextual del sector energético revela el muy precario y sumamente sensible equilibrio a los cambios externos entre los cuales se consideran preocupantes:

- a) Condiciones climáticas
- b) Disponibilidad de agua
- c) Crecimiento de la población
- d) Tasa de inflación
- e) Estabilidad política y económica
- f) Políticas nacionales
- g) Desarrollo tecnológico
- h) Competencia internacional
- i) Precio de los energéticos
- j) Oferta de combustibles convencionales
- k) Capacidad de almacenamiento de energéticos

Perfiles energéticos para Baja California

Los 20 indicadores de sustentabilidad energética estimados para el Estado, cubren tres dimensiones: social (3), económica (12) y ambiental (5). La estimación de los indicadores siguió las directrices y metodologías establecidas por el Organismo Internacional de Energía Atómica, el Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas, la Agencia Internacional de la Energía, EUROSTAT, y la Agencia Europea del Medio Ambiente (OIEA *et al*, 2008).

Los datos colectados incluyeron las ventas de combustibles en el Estado, estadísticas y tendencias reportadas por la Secretaría de Energía (SENER) en sus prospectivas de petrolíferos, gas natural, gas LP y electricidad (SENER, 2007; SENER 2010b, SENER 2010c, SENER 2010d), datos poblacionales se tomaron de los Censos y Conteos de Población y Vivienda para los años 1990,1995, 2000, 2005 y 2010 del INEGI y la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH), los datos del producto interno bruto (PIB) para Baja California se tomaron de la Dirección General de Estadísticas Económicas del INEGI, los datos de calidad del aire en las zonas urbanas en Baja California se tomaron de los registros de las estaciones de monitoreo de calidad del aire instaladas en Tijuana-Playas de Rosarito y Mexicali; en tanto que las fuentes de los contaminantes se tomaron de los inventarios de emisiones del 2005 de cada una de las zonas urbanas mencionadas.

Durante la colección de información en no pocas ocasiones se encontró que algunos de los datos relevantes no existían, eran difíciles de encontrar o acceder y otros más estaban desperdigados entre distintas instituciones y departamentos del gobierno. Las series históricas finalmente conformadas fueron revisadas para evitar duplicación, ante la presencia de lagunas de información, se procedió a estimar datos ausentes.

Sobre las bases de datos preparadas, se hicieron las estimaciones preparatorias tales como la aplicación de factores de defecto o la conversión a unidades requeridas. Después, se procedió a la estimación requerida por el indicador en cuestión. El uso de los datos y factores se justifica a lo largo del estudio.

Indicadores sociales

SOC1: Proporción de viviendas sin electricidad o energía comercial o fuertemente dependiente de energía no comercial. En Baja California, la proporción fue constante para 1998 y 2000, sin embargo la cifra parece aumentar desmesuradamente en 2002, el efecto puede deberse a que en ese año la ENIGH modificó su forma de registro. Entre 2004 y 2006 el indicador de viviendas sin servicio eléctrico parece disminuir pero en 2008 de nuevo el porcentaje de hogares sin servicio aumenta. De cualquier forma, en este último año el porcentaje de viviendas sin electricidad es casi diez veces superior al que predominaba a fines de los noventa. Es importante resaltar que el comportamiento de la proporción de viviendas sin electricidad en el Estado mantiene un pauta propia no siguiendo exactamente el pulso nacional en el mismo rubro, esto refleja el acelerado crecimiento poblacional por migración interna al Estado, población con una demanda igualmente creciente de servicios – tales como electricidad- sin un desarrollo planeado.

SOC2: Proporción del ingreso de las viviendas que se gasta en combustibles y electricidad. El peso del consumo energético de las familias en Baja California mantuvo una tendencia al crecimiento entre 1998 y 2006, años en que se incremento de 11.02% del ingreso promedio al 12.91%; respectivamente. Durante tal periodo el crecimiento impactó de manera equivalente a los diferentes grupos de ingreso en la sociedad. Para el 2008 sin embargo, la proporción del gasto energético en el presupuesto de las familias disminuyó al nivel más bajo observado en este periodo, pero contrario a la tendencia descrita anteriormente, en este año los grupos de menor ingreso incrementaron sustantivamente la parte de sus ingresos destinado a gasto energético.

El consumo energético total en el estado es significativamente superior al observado en el nivel nacional. Se estima que, en promedio, el gasto en energía en Baja California fue casi 50% superior al nacional en el periodo 1998-2008. Considerando cada grupo de ingreso, el sacrificio económico que hacen las familias para su consumo energético es mayor en los grupos de menor ingreso en el caso de Baja California comparado con el resto del país, esa diferencia en el caso del decil más pobre superó el 60% en el periodo indicado. Se pueden identificar dos causas que explican el hecho de que las familias en Baja California destinen mayor parte de su ingreso a energía en comparación al resto del país.

En primer término un mayor índice de motorización en Baja California y escasez e ineficiencia en el transporte público, comparado al resto del país, provoca que el consumo de gasolinas, diesel y aceites para motores sea mayor en la entidad en cualquier nivel de ingreso. Partiendo de las cifras sobre parque vehicular publicadas por el INEGI, si se utiliza un índice de motorización vehicular recurriendo al indicador de número de automóviles registrados por cada 10,000 habitantes, se observa que Baja California tiene índices tres veces superiores a la media nacional. En 2005 sólo fue superado por Baja California Sur, un estado con baja población.

En segundo término, un mayor consumo de electricidad –para abastecer equipos de aire acondicionado- se da por causas de las altas temperaturas durante verano en importantes fracciones del territorio estatal, en especial en el Valle de Mexicali.

En breve, la tendencia creciente en el gasto energético de las familias en el estado ha sido provocado por la actualización de las tarifas eléctricas y a partir de 2006 a causa del cambio en la política de precios de las gasolinas seguida por PEMEX y que ha significado incrementos sustantivos en el precio de venta de los carburantes.

SOC3: Uso de la energía en la vivienda para cada grupo de ingreso y su correspondiente mezcla de combustibles. El consumo de gasolinas representa cerca del 50% del gasto energético de las familias en Baja California de acuerdo a los datos del 2008, pero es en los grupos de ingresos medios donde el consumo de gasolinas absorbe la mayor parte del presupuesto destinado al gasto energético.

Por otro lado, se estima que en promedio, las familias en la entidad destinan alrededor del 37% del gasto energético al consumo de electricidad, y que la incidencia es mayor en las familias de bajos y altos ingreso, y es menor en los grupos de ingresos medios.

En el caso de gas LP que es el principal combustible utilizado en el hogar y que representa una proporción menor en el consumo energético de las familias comparado con el consumo de gasolina y electricidad, mantiene una proporción estable en los grupos de medios y bajos ingresos en donde significa alrededor de 12% del gasto total en energía, pero disminuye en las familias de ingreso mayores.

A nivel nacional, el gasto en combustibles y electricidad creció aceleradamente para la población con menor ingreso del promedio. El gasto conjunto promedio en México para la compra de electricidad y gas LP entre 1984 y 2002, creció anualmente a un tasa de 4%, en tanto que para la población en los quintiles de menor ingreso la tasa fue de 6% (UN&IAEA, 2007).

Indicadores económicos

ECO1: Uso de energía per cápita. El promedio de electricidad consumida por una persona en Baja California en el periodo 1990 a 2010 fue de 2716 KWh/hab (1.7 veces el consumo nacional en 2006); siendo el consumo 5 veces superior en la Zona Valle que en la Zona Costa, debido a la desmesurada demanda de electricidad para enfriamiento residencial por las altas temperaturas durante verano en el Valle de Mexicali. Por otro lado, el promedio de petrolíferos consumidos en la Entidad fue de 1.01 tep/hab. Durante el periodo comprendido entre 1990 y 2002 el consumo nacional promedio de combustibles per cápita fue de 0.79 tep /habitante (UN & IAEA, 2007) en tanto que para Baja California fue de 0.97 tep/habitante, es decir 1.24 veces más.

ECO2: Uso de energía por unidad del PIB. La productividad global del Estado en relación al consumo de electricidad se ha intensificado paulatinamente al aumentar el indicador (kWh/\$) de 0.12 en 1993 a 0.17 en 1999. Por otro lado la productividad global del Estado en relación al consumo de combustibles mostró una alza a principios de los 90tas, para reducirse a partir de 1996 y disminuir hasta alcanzar un meseta de valor mínimo de 4.9×10^{-5} tep/\$ entre 2000 y 2003, desde entonces el indicador ha mostrado un incremento más modesto pero constante, a excepción de una caída durante el 2008. El valor actual es de 5.9×10^{-5} tep/\$. La tendencia en el uso de energía por unidad del PIB indica que se está empleando cada vez más energía para apoyar a los sectores económico y social. El indicador nacional expresado en dólares reales base 1990 también mostró alzas y bajas que pueden explicarse por las crisis económicas recurrentes, algunas asociadas a cambios políticos.

ECO3: Eficiencia de conversión y distribución de energía. El balance de energía eléctrica -la única energía que realmente se produce en el Estado y sobre la que se tiene control en la eficiencia de conversión y distribución- mostró que en conjunto las pérdidas asociadas al sistema eléctrico representan en promedio el 8.4% de la generación bruta y se estima que los usos propios son del orden de 2% y el restante 6.4% corresponde a las pérdidas. En contraste el balance de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional en el periodo 1999 a 2009 (SENER, 2010b), reporta un valor promedio de 16 % de pérdidas respecto a la generación total.

ECO6: Intensidad energética industrial. La intensidad energética industrial ha aumentado con respecto a la electricidad (el valor actual es de 0.45 KWh/\$) y a los petrolíferos (3.7×10^{-5} tep/\$). Mexicali es el municipio con la mayor intensidad energética industrial, ocasionado en gran medida por su industria metálica básica. Rosarito solía ser el segundo municipio de mayor intensidad energética industrial hasta el 2004; en ese municipio la intensidad industrial se dio en el giro químico en 1990 y en el maderero en el 2004. En 2009, Rosarito fue rebasado en intensidad energética por la creciente industria química de Tijuana.

El comportamiento del indicador de intensidad energética nacional en el período 1980-2002 disminuyó en su consumo total de energía. Desde 1990 la industria del papel y la celulosa disminuyeron su intensidad en 6%, por su parte la industria del aluminio decreció su intensidad energética en 5%, y la industria del azúcar en 3.7%. En este mismo período la industria del tabaco aumentó su intensidad en 1%. El sector de la transformación (en particular las refinerías) aumentaron operaciones, y por ende demanda energética (UN & IAEA, 2007).

ECO7: Intensidad energética agrícola. La intensidad energética del sector agropecuario muestra tanto en uso de electricidad como de petrolíferos un crecimiento acelerado de 1990 al 2001/2 donde el valor del indicador se dobló; sin embargo, es a partir de ese año donde se da una caída pronunciada que muestra signos de recuperación a partir del 2005. La mayor intensidad energética agrícola se da en Rosarito, a excepción del 2004 cuando se presenta en Mexicali.

La intensidad energética agrícola nacional necesita de ser mejorada al observar el desempeño que el indicador tuvo entre 1980 y 2002. La intensidad energética total cayó durante los 80tas, a excepción del año 1982, por la crisis económica y política en México. De 1990 a 2002, la intensidad energética agrícola nacional creció, debido a un aumento en el consumo aunado con un decaimiento del crecimiento del sector agrícola. En 1995 se observó una alza considerable que reflejó la crisis durante tal año. La intensidad energética en función del consumo de electricidad se duplicó durante el periodo reportado, básicamente debido a los precios bajos de la electricidad. Por otro lado, el precio del combustible, consumido en grandes cantidades en el sector agrícola, incrementó como un reflejo de la tendencial internacional.

ECO8: Intensidad energética servicios y comercial. Este indicador mostró una tendencia a la mejora desde un valor de 0.030 kWh/\$ en 1993 hasta llegar a la cifra de 0.023 kWh/\$ en 2001, sin embargo por los siguientes dos años se observa un aumento en la intensidad energética eléctrica hasta alcanzar un máximo de 0.032 kWh/\$, para en 2006 descender hasta 2008; en 2009 se observa un ligera alza. El comportamiento del indicador de intensidad energética en los sectores comercial y de servicios por uso de petrolíferos mostró una constante alza que equivale a un factor de 2 desde 1993 hasta 2009, cuando pasa de 7.92×10^{-7} a 2.64×10^{-6} tep/\$. El municipio con la mayor intensidad en tales sectores ha sido Tecate; a excepción del 2004 cuando se da en Mexicali.

A nivel nacional se observa que el sector de Servicios y Comercio es un gran consumidor de electricidad. Por la tendencia alcista que tuvo el indicador de intensidad energética en servicios y comercio entre 1980 y 2002, se observa que el sector precisa incrementar la eficiencia energética para reducir su uso total. La intensidad energética y eléctrica del sector aumentó en 1995, en parte como resultado de la caída del PIB, no obstante los altos niveles de intensidad energética permanecieron aun cuando el PIB mostró signos de recuperación (UN&IAEA, 2007).

ECO9: Intensidad energética residencial. Se observa que el uso doméstico de la electricidad por habitante en Baja California, ha aumentado a un ritmo constante en los últimos veinte años de 787 KWh a 985 KWh per cápita. Esto significa que los principales usos finales residenciales de la electricidad tales como aire acondicionado, calefacción, refrigeración e iluminación han aumentado por habitante en el Estado, es probable que el consumo también haya sido afectado por uso de aparatos electrodomésticos ineficientes. Por otro lado, el uso residencial de gas LP por habitante ha mejorado paulatinamente, en los últimos siete años el indicador fluctúa alrededor de 0.8 tep per cápita, la disminución de consumo de gas LP puede deberse a: 1) un uso más eficiente de gas LP para preparación de alimentos y calentamiento de agua, 2) una sustitución de aparatos que usan gas LP por aquellos que usan electricidad; o 3) una disminución en el consumo de gas LP por incremento de su precio.

El índice de intensidad energética (combustible y electricidad) residencial nacional se ha estimado para el periodo 1993 - 2000 (UN&IAEA, 2007), y se observa que en general la tendencia en el periodo reportado es a la baja en un promedio de 8% desde 1995, con las caídas más pronunciadas a mediados de los 90tas (debidas a la crisis económica de 1994). Se observa, por otro lado, que el consumo energético residencial va de la mano del incremento del número de viviendas; así, ante un escenario de crecimiento poblacional y por tanto de viviendas aunado a urbanización de zonas rurales, es esencial mejorar la eficiencia energética en los hogares en México.

ECO10: Intensidad energética transporte. La intensidad energética estatal de 1.85×10^{-4} tep/km en el transporte empezó a mejorar después del 2001, para alcanzar una comportamiento estable alrededor de 1.4×10^{-4} tep/km por los siguientes años, a excepción de 2009 donde se intensificó el uso energético en el sector a 2.5×10^{-4} tep/km.

El indicador de intensidad energética en transporte a nivel nacional aumentó dramáticamente de 1990 al 2000, debido principalmente al crecimiento poblacional y la insuficiencia de sistemas de transporte público. Es decir, el crecimiento de la población en zonas urbanas no ha sido acompañado por la introducción de sistemas eficientes de transporte público

ECO11: Porcentajes de combustibles en la energía y electricidad. Hasta antes de 1998 la producción de electricidad fue en base a vapor geotérmico (75% a 70%) auxiliándose con el uso de combustóleo. En 1999 entra a la matriz energética el gas natural y para el 2010 el 54% de la producción de energía eléctrica fue con este combustible y prácticamente el resto con vapor geotérmico. El combustóleo representa el 6% mientras que el diesel siempre ha tenido una participación mínima en el sistema. La zona Costa prácticamente opera sólo con gas natural y participa con el 36% de la generación bruta total del sistema.

A nivel nacional (SENER, 2010b), al cierre de 2009, 51.8% de la electricidad generada para servicio público se obtuvo a partir de la combustión del gas natural, 16.7% a partir de combustóleo, 11.2% de centrales hidroeléctricas, 12.4% del carbón, 4.5% de la energía nuclear, 3.0% a partir de geotermia y viento, mientras que el restante 0.5% proviene del diesel.

Los combustibles suministrados a Baja California destinados a otros usos aparte de la generación de electricidad son: gasolinas, diesel, turbosina, otros querosenos, lubricantes, gas LP, gas natural y coque de petróleo. La gasolina es el petrolífero más abundantemente suministrado a la región, compone alrededor del 60 % de la matriz de petrolíferos; aunque hay que hacer notar que su contribución ha disminuido desde 1998. Después de la gasolina, los otros petrolíferos más importantes son diesel (12.5 %) y gas LP (13 %). Es importante anotar que el gas natural está cobrando importancia desde 1999, al momento ya forma 15 % de la matriz energética. En tanto que la turbosina ha disminuido su participación de 6 a 3 %. Los querosenos, coque de petróleo y lubricantes han sido suministrados de manera intermitente.

En México hacia 2009 (SENER, 2010c), como consecuencia de los cambios en la economía mundial se presentó una contracción en la demanda de los productos petrolíferos, con excepción de las gasolinas, que debido a las políticas de precios existentes en el país, el consumo nacional en base anual al final del período de esta familia de combustibles, no se ha visto mayormente afectado.

Con relación a los demás combustibles, el cambio en la demanda de productos energéticos se vio afectada en una mayor proporción por el sector industrial y de transporte. En el caso de la demanda industrial, en 2009 se comenzó con claros signos de debilidad, y en el caso de la demanda doméstica de combustibles se registró una importante reducción.

ECO12: Porcentaje de energía no basada en el carbono en la energía y la electricidad y ECO13: Porcentaje de energías renovables en la energía y la electricidad. Los porcentajes de fuentes de energía no basadas en el carbono y de energías renovables se combinaron en un único indicador debido a que en Baja California los porcentajes de las citadas fuentes son las mismas; esto es geotermia y eólica. El presente indicador guarda dos características importantes; 1) es aplicable únicamente en los rubros de la capacidad de generación y generación de electricidad, y 2) se concentra en el Valle de Mexicali.

La capacidad instalada de generación eléctrica en la entidad es de 2,651.86 MW, con 720 MW de geotermia; que representa un 27.15 % del total en Baja California. A partir de último trimestre de 2009, la puesta en marcha del campo eólico de la Rumorosa incrementó en 10 MW la capacidad instalada de electricidad, esto representa una contribución de 0.4%. Llevando el porcentaje de energía no basadas en el carbono y renovables en Baja California a un 27.55%. Si en lugar del Estado en su totalidad, el porcentaje de fuentes de energía no basadas en el carbono y de energías renovables, se expresara en términos de la capacidad instalada de generación de electricidad en la zona Valle (1281 MW). Entonces la contribución se eleva a 57%, de los cuales 0.8% provienen del campo eólico de La Rumorosa y el resto se debe a los pozos geotérmicos de Cerro Prieto.

En cuanto a la generación de electricidad, en 2008, el Estado produjo 9,156.6 GWh, de los cuales 5,176.1 GWh fueron proporcionados por geotermia; esta contribución representó un 56.53 %. Suponiendo que los valores de generación de electricidad se mantuvieron constantes para 2010 y que la entrada en operación de La Rumorosa trajo consigo una aportación anual de 31.5 GWh (datos reportados por la Comisión Estatal de Energía en 2011), entonces el porcentaje de fuentes de energía no basadas en el carbono y renovables en el Estado alcanza un 57.14%, de los cuales 0.61% fueron contribuidos por el campo eólico de la Rumorosa.

Actualmente, México cuenta con alrededor de 1,924.8 MW de capacidad instalada de generación eléctrica con base en energías renovables, que incluye la capacidad destinada al servicio público, cogeneración y autoabastecimiento, representando el 3.3% de la capacidad instalada en el servicio público del país (SENER, 2010a).

ECO14: Precios de uso final de la energía por combustible y por sector. El costo de la generación eléctrica está asociado a dos rubros: 1) costo de los energéticos, los cuales han presentado gran volatilidad en los últimos años pero siempre con una tendencia a la alza; y 2) eficiencia de conversión de la energía del combustible la cual depende de la tecnología utilizada y de la participación de los costos no asociados al combustible como mano de obra, otros insumos, otros gastos, el aprovechamiento, etcétera.

Considerando éstos dos rubros se observa que los costos de generación eléctrica no han variado significativamente en los últimos años; es evidente que las tasas compuestas de incremento en los costos de generación es la misma en cada combustible en cada tecnología que las tasas compuestas de incremento de los combustibles. Sin embargo, hay una diferencia muy significativa entre los costos de generación al usar diferentes combustibles y tecnologías, así actualmente el costo de generar con combustóleo importado en las termoeléctricas convencionales (TE) de Rosarito (305 USD/MWh) es 2.5 veces al costo de hacerlo con gas natural en una turbina simple (121 USD/MWh) y 4 veces el hacerlo con gas natural en un ciclo combinado (73 USD/MWh). Generar con vapor geotérmico (28 USD/MWh) es 2.7 veces menos que con ciclo combinado. La relación de precio medio a costo medio de producción de 1991 a 1994 fue ligeramente superior a la unidad (expresados ambos en USD/MWh), de 1995 a 2000 disminuyó desde la unidad hasta 0.79, para incrementarse desde 2001 al 2007 a 1.24 y disminuir al 2009 a 0.92.

En referencia a los sectores se observa que el precio medio está controlado por los precios medios del sector doméstico y de la mediana industria (tarifas de media tensión), las tarifas para los sectores comercial y de servicios están por arriba del precio medio, mientras que las tarifas de la gran industria (alta tensión) y agrícola están por abajo del precio medio. El precio medio de la tarifa agrícola es la única realmente subsidiada. El resto de las tarifas por los efectos del aprovechamiento y de los subsidios cruzados carecen de un subsidio real.

En general a nivel nacional, los precios de todos los combustibles incluidos aquellos usados para generar electricidad, han aumentado entre 1980 y 2001. Las diferencias en

los precios por consumo final se ve reflejado en las tarifas, mismas que están influenciada por una política de subsidios; siendo las del sector agrícola las más altas, en contraste con aquellas recibidas por los servicios públicos (por ejemplo en los municipios) que reciben los menores subsidios (UN&IAEA, 2007).

Los precios de la gasolina en México, merecen una mención especial, estos son fijados por el gobierno federal a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). La política de precios que ha mantenido esta dependencia se ha fundamentado en tres aspectos: 1) su carácter eminentemente fiscal; 2) la política de precio uniforme por unidad de volumen en toda la república mexicana; y, 3) la consideración de políticas diferenciales de precios en las regiones fronterizas del norte y sur del país. Así, la demanda de gasolina es más sensible a cambios en el precio en la región de la frontera norte que en la región no fronteriza, con excepción de Baja California (Ayala y Gutiérrez, 2004).

ECO15: Dependencia de importaciones netas de energía. Las demandas máximas coincidentes se refieren a la demanda que ocurre en cada localidad en el momento en que la suma de las demandas provoca un máximo en todo el sistema y normalmente difieren de las demandas máximas que se presentan en cada localidad. A las demandas que ocurren en cada localidad hay que añadir las demandas por usos propios del sistema para obtener la demanda de la entidad. En este caso hay que considerar además la demanda de San Luís R. C., Sonora y las demandas por exportación e importación de energía con los Estados Unidos. La demanda máxima en Baja California creció a tasas anuales compuestas de 3% a 4% (Base 1990) en el período 1990 a 2010.

La demanda máxima para Baja California ocurre normalmente en una hora de un día del mes de agosto. El sistema debe tener la capacidad de satisfacer esa demanda máxima y además mantener una capacidad de reserva para mantenimientos programados y salidas no programadas de unidades. Esta reserva para el Sistema de Baja California debe ser como mínimo el valor que sea mayor de la capacidad de la unidad más grande en operación (160 MW) o del 15% de la demanda máxima.

La diferencia entre la capacidad total instalada y la demanda máxima se conoce como reserva total del sistema, la cual se compara con la columna de reserva mínima (en este caso 15% de la demanda máxima) la cual para garantizar la confiabilidad del sistema siempre debe ser menor o igual a la reserva total. En los últimos 20 años esto sólo ha ocurrido en 1993, 2002, 2003, 2004, 2005, 2009 y 2010. En el resto de los años, Baja California estuvo obligada a importar energía de los Estados Unidos.

México exporta más del 50% de su producción de crudo, y es auto-suficiente en electricidad. Las importaciones de carbón, gas LP, gas natural y gasolina han incrementado en los últimos años. Esto se debe a la falta de inversión en el sector sobretodo en infraestructura de refinación, mas que a la falta de reservas de petróleo y gas en el territorio nacional. La demanda de gas para sectores eléctrico y privada se ha visto significativamente incrementada en los años recientes (UN&IAEA, 2007).

Indicadores ambientales

ENV1: Emisiones de gases de invernadero (GEI) por la producción y uso de la energía per cápita y por unidad de PIB. Las contribuciones porcentuales de emisiones GEIs por fuentes fueron: 59.1% por transporte (en particular la combustión de gasolinas), 28.61% debidas a generación de electricidad (combustóleo hasta 2003 y gas natural desde entonces), 3.39% causadas por el sector industrial (diesel y gas LP hasta 1998, cuando gas natural entra a la matriz energética), 1.71% por el sector agrícola (diesel), 1.19% por el sector comercio y de servicios y 6.01% por el sector residencial (en los últimos dos casos por uso de gas LP) (Muñoz y Vázquez, 2012).

En Baja California el promedio de las emisiones de GEIs per cápita en los últimos 20 años ha sido de 4.1 tCO₂eq. per cápita, en contraste en México el valor fue de 3.97 tCO₂eq. per cápita en 2006. En el Estado hay un incremento importante de emisiones GEIs por habitante en 1991. Es a partir de ese año y hasta 2005 que el valor fluctúa alrededor de 4.0 tCO₂eq. per cápita. Se observa una moderada disminución después de 1994 y hasta 1998, el efecto puede reflejar la reducción de consumo de electricidad y combustibles debido a la crisis económica de esa temporada. De 1999 y hasta 2002 las emisiones se mantienen estables alrededor del valor promedio para el periodo. Por un par de años hay una ligera caída en la emisiones. Sin embargo a partir del 2005 se incrementa el valor a 4.6 tCO₂eq. per cápita para mantenerse alrededor de esa cifra por los siguientes tres años y tener una caída en 2010, posiblemente debido a la disminución de consumo energético por la crisis económica.

Por otro lado, las emisiones GEIs por unidad monetaria en el periodo 1993 a 2009 muestra una tendencia a la baja, este resultado sugiere que aunque las emisiones (por consumo de combustibles y electricidad) y el precio de los energéticos –especialmente de los petrolíferos- aumentaron, fueron los precios los que se incrementaron de manera mas acelerada.

De acuerdo al informe Galindo (2009), la energía es un insumo fundamental en cualquier economía, sin embargo, representa también una de las principales fuentes de emisiones de los distintos gases de efecto invernadero (GEI). En este sentido, se observa que existe una fuerte asociación entre el nivel de ingreso de una economía y su consumo de energía. No obstante ello, se observa en los últimos años, una tasa de desacoplamiento energético y de descarbonización reciente en la economía mexicana que ha sido insuficiente al momento y en todo caso debe de profundizarse.

ENV2: Concentraciones ambientales de contaminantes atmosféricos en zonas urbanas.

Tijuana y Rosarito

Para las áreas urbanas de las ciudades de Tijuana y Rosarito se estimó que el contaminante que se emite en mayor cantidad es el CO con 77,216 tons/año, les siguen

las PM₁₀ con 33,783, y luego los COV, 29,777.70; los NO_x, 22,980.10; las PM_{2.5}, 5,930.10; el SO₂, 5,204.40; el CH₄, 4,578.90 y finalmente el NH₃ con 1,575.70 tons/año. Se nota que el principal emisor del CH₄ fueron las contribuciones de las fuentes de área que igualmente aportan significativamente a las emisiones de NH₃ y COV; y a la mayoría de las emisiones de las PM₁₀ y PM_{2.5}. Por otro lado las fuentes móviles de carreteras son los principales emisores de CO y NO_x. En lo relacionado a las fuentes fijas, estas se identifican como las principales emisoras de SO₂. Finalmente, hay que mencionar que las fuentes móviles que no circulan por carreteras tienen emisiones bajas de PM₁₀, PM_{2.5}, CO, NO_x y NH₃ que no por ser muy relevantes, deben ignorarse. (LT Consulting, 2010).

Mexicali

El contaminante que se emite en mayor cantidad es el CO con 78,727 Ton/año, y le siguen las PM₁₀ con 48,827; las emisiones de los NO_x y COV se dieron en 25,979 y en 23,183, respectivamente. Las emisiones generadas en menores cantidades fueron CH₄ (11,030), NH₃ (8,408), PM_{2.5} (7,331) y SO₂ en 4522 Ton/año.

ENV3: Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de los sistemas energéticos. Se observa que en 1990 se emitieron 19,000 toneladas de SO₂ generándose el 94% del mismo por la quema del combustóleo en la zona Costa. A partir de 2001 se reduce la participación de este combustible al sustituirse por gas natural, que provocó que las emisiones de SO₂ disminuyesen a 8300 toneladas para el 2004. Las emisiones relativas de SO₂ han disminuido de 2.88 kg por MWh de electricidad generada (kg/MWh) en 1990, 0.80 kg/MWh en el 2010. Por otro lado, las emisiones de NO_x, se estimaron en 6000 toneladas correspondiendo el 63% a la zona Costa al 2010. Las emisiones relativas se incrementaron de 0.39 kg/MWh en 1990 a 0.49 kg/MWh en el 2010.

A nivel nacional y de acuerdo con el Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012, publicado en el DOF en su versión vespertina el 28 de agosto de 2009, los procesos de generación y uso de la energía constituyen el principal emisor de gases de efecto invernadero (GEI), con el 60.1% de las emisiones totales, que en 2006 se ubicaron en 715.3 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MtCO₂e). Dichas emisiones incluyen bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), expresados en términos de CO₂ equivalente. En particular, en los procesos de generación de energía eléctrica se emitieron 112.5 MtCO₂e, lo que representa casi 16% del total nacional. Esto como resultado principalmente de la composición del parque de generación en México, en la que los combustibles fósiles aportan más de 75% de la generación de electricidad para servicio público (SENER, 2010b).

ENV4: Descarga de contaminantes en efluentes líquidos desde los sistemas energéticos, incluyendo descargas de aceites En Baja California, la cantidad de efluentes líquidos generados en las plantas termoeléctricas convencionales de Rosarito durante la fase de operación, podría ser de 94.651 m³/h. La composición típica esperada del efluente de la torre de enfriamiento en las centrales termoeléctricas, de ciclo combinado y de turbina podría ser de sólidos disueltos totales (350-880 mg/l), pH

(7.8-8.8), sólidos suspendidos (100 mg/l), aceites y grasas (5 mg/l), cloruro libre (0.3 mg/l), con una temperatura mayor de 10 °C (Shandilya *et al*, 2006). Por su parte la composición típica esperada del efluente de la caldera de una unidad de 250 MW podría ser de sólidos disueltos totales (166 mg/l), pH (8.9), sólidos suspendidos (100 mg/l), aceites y grasas (0.2 mg/l), silica como SiO₂ (0.2 mg/l), con una temperatura mayor de 10 °C (Shandilya *et al*, 2006)

En Cerro Prieto, las operaciones del campo geotérmico producen alrededor de 6,400 toneladas por hora de salmuera residual geotérmica, la cual es transportada y se dispone en una laguna de evaporación que cubre un área de 7.2 millas cuadradas (18.6 kilómetros cuadrados). En la misma se desechan un promedio anual del 88 % de todas las salmueras residuales, contaminando así el suelo y potencialmente el acuífero de esta región. Se practica la reinyección de la salmuera residual geotérmica por gravedad en algunos de los pozos muertos (60% de la salmuera residual geotérmica es reinyectada).

La composición química de las aguas geotérmicas de Cerro Prieto se ha reportado que contiene los siguientes iones en las concentraciones detalladas: 350 mg/l de sodio, 1520 mg/l de potasio, 528 mg/l de calcio, 174 mg/l de boro, 650 mg/l de óxido de silicio , 11 mg/l de bicarbonato y 14200 mg/l de cloruro (Hiriart y Del Río, 1995).

ENV7: Relación de generación de residuos sólidos a unidades de energía producida. El volumen de residuos sólidos generados está en función de los procesos industriales, el combustible y las prácticas de manejo; parámetros que varían de planta a planta. Como ejemplo se toma el manifiesto de impacto ambiental de las 3 unidades de 245 MW turbo gas en las instalaciones de la termoeléctrica “Presidente Juárez” de Rosarito en la Zona Costa. En dicho documento se reportó que la nueva planta generaría 1 m³/mes de desechos tóxicos e inflamables en la forma de trapos impregnados con aceites y solventes, mismos que se reportaron dispuesto en la forma adecuada.

De mantenerse constante la generación de residuos sólidos en la planta turbo gas de Rosarito, el indicador muestra una mejora conforme transcurre el tiempo, es decir una menor cantidad de residuos generados por unidad de electricidad producida, al ir de 4.5×10^{-5} a 2.5×10^{-5} t/MWh, de 1992 a 2010, esta disminución, sin duda estaría en función de la buena práctica de manejo de residuos.

Prospectivas energéticas al 2025 para Baja California

Las proyecciones de la demanda y oferta energética en el Estado se basaron en dos posibles escenarios en un horizonte prospectivo de 15 años:

1) Inercial (o Business as Usual: BAU), que identifica la trayectoria más probable, dadas ciertas determinaciones oficiales de política económica y con base en las estrategias gubernamentales en el sector eléctrico. En este escenario la economía crecerá en 3.5% promedio anual en el futuro. Es decir, sigue una tendencial inercial pero sin tener presente el impacto de una recesión internacional como la ocurrida en 2008-2009.

2) Factible, que incorpora medidas o intervenciones de política pública para mitigar tanto al consumo energético como sus consecuencias hacia el futuro tomando como referencia la prospectiva inercial para el periodo 2011-2025, independientemente de la variación en el comportamiento de la economía estatal.

Escenario Inercial

Bajo un escenario inercial para 2011-2025, se espera que el sector eléctrico en Baja California incremente su capacidad instalada de 2,402 MW en 2011 a 4,266 MW en 2025, es decir a una tasa anual de 5.17%. La capacidad para el Estado se verá influida por la interconexión de 300 MW al Sistema Eléctrico Nacional programada para el 2014. La capacidad instalada aumentará debido principalmente a la instalación de ciclos combinados de mayor eficiencia (1,689 MW o 73 %) y centrales eolieléctricas (320 MW o 14%). Así, el combustible de mayor participación para la generación de electricidad será el gas natural que crecerá a una tasa de 3.33 % al pasar de 269.0 en 2011 a 404.9 millones pies cúbicos en 2025. La demanda de electricidad también aumentará, a una tasa anual de 5.2 % a pasar de 2,237 MW a 3,992 MW en 2011 y 2025, respectivamente. El principal usuario de electricidad será el sector industrial.

Por su parte, para el sector transporte se espera que continúe el incremento exponencial en el consumo de gasolinas, dado que continuará incrementándose el parque vehicular y los recorridos individuales de los vehículos y no será contrarrestado con las mejoras en los rendimientos de los vehículos. Así, se espera que el consumo de gasolinas por el transporte terrestre pase de 4,273 en 2010 a 6,649 millones de litros por año en 2020, lo que representa un incremento anual de 5.56%.

En términos ambientales, se espera que el aumento gradual en el deterioro ambiental provocado por las emisiones producto del transporte terrestre será de 123% mayor al actual y más de 7 veces mayor al de 1990 (Galindo *et al*, 2010). Sin embargo, acciones ya en marcha tendientes a controlar las emisiones atmosféricas tanto en fuentes móviles como de área reducirán las emisiones.

Resumiendo las mejoras ambientales, se estima que si se mantiene el actual ritmo de pavimentación del programa PIPCA, se podrían evitar emitir al aire 68,339.2 tons de PM para el 2025, eso sin considerar la contribución de reducción por las calles pavimentadas por los municipios. Por otro lado, la legislación que vuelve obligatoria la verificación vehicular -incluidos aquellos autos usados que se importan- tendrá impacto en la actual generación de emisiones atmosféricas, se espera reducciones de 209 ton. CO, 181 ton VOC, 159 ton NO_x y 4 ton PM para la región Tijuana-Rosarito en el periodo

2013 – 2025. En tanto la reducción en el mismo periodo para Mexicali sería de 20 ton. CO, 200 ton. COV, 108 ton. NO_x, 8 ton. PM y 4 CH₄.

Concentrándose específicamente en las emisiones de CO₂eq, se nota que las emisiones proyectadas en el inventario estatal de gases de efecto invernadero (Muñoz y Vázquez, 2012) para el sector energético, se verían reducidas tanto por la entrada del programa de verificación vehicular - en 89,455.40 ton. CO₂eq (Galindo *et al*, 2012)- como por la introducción de sistemas eléctricos usando fuentes de energía renovable mismas que evitarían la emisión de 2,231.2 tCO₂eq en la instalación de 1260 MW de capacidad instalada usando energía eólica en lugar de gas natural. Por su parte, en caso de la instalación de 320 MW usando energía eólica en lugar de gas natural, la reducción sería de 566.7 tCO₂eq.

Escenario factible

Bajo un escenario factible para 2011-2025, se espera que la participación de Ciclo Combinado aunque aún mayoritaria se reducirá a un 55% (1,268 MW); la participación de una mezcla de fuentes renovables bajo éste escenario aumenta a 36 % (820 MW), con una participación de eoloelectrica de al menos 14% (320 MW). Un cambio menor en términos de contribución a la capacidad instalada (1%) pero significativo en términos ambientales; es la participación del biogas para la generación de electricidad; y quizás la formalización de sistemas eléctricos fotovoltaicos aunque sea a nivel piloto.

Con todo, el combustible de mayor participación para la generación de electricidad seguirá siendo el gas natural aunque bajo el escenario factible crecerá moderadamente al pasar de 269 en 2011 a 305 millones pies cúbicos en 2025. La demanda de electricidad también aumentará en el escenario factible, aunque con una reducción de 54% en todo el periodo debido a eficiencia energética en la industria y en menor grado en viviendas por aislamiento térmico.

En el sector transporte se espera que continúe el incremento exponencial en el consumo de gasolinas en Baja California, aunque debido a la implementación de transporte masivo colectivo en Tijuana y Mexicali, se espera una reducción de 1063.8 millones de litros de gasolinas durante el periodo 2010-2020.

En términos ambientales, el escenario factible supone que los programas de verificación vehicular y de pavimentación continuarán y que las condiciones ambientales esperadas para el escenario inercial, se repiten para el escenario factible. Si bien los contaminantes atmosféricos no varían, si lo hacen notablemente las emisiones GEIs, las cuales se reducirían significativamente tanto por cambio a combustibles alternos, bajo en carbono o renovables para la generación de electricidad, como por la disminución de uso de gasolina por desplazamiento de autos por la introducción de sistemas de transporte colectivo masivo.

Comparación entre escenarios inercial y factible

Los escenarios descritos anteriormente suponen una base socioeconómica común, respetando en cada caso las proyecciones federales al periodo 2010-2025 y usando los resultados encontrados en este estudio. Las diferencias entre estos se dan en tres rubros:

1. Porcentaje de energía no basada en el carbono en la generación de la electricidad. En el escenario inercial hay una contribución de 73% de gas natural y 14% eólico ambos mayoritariamente desarrollados por PIE; en tanto que el escenario factible la contribución de gas natural se modera a 55 % conservándose la contribución por aerogeneración ambos manejados por PIE; bajo el escenario factible se considera una contribución de 22% de fuentes renovables distintas a la energía eólica, con 1% de biogas y entrada de energía solar aun en fase de planta piloto, en manos del sector público.

2. Reducción de la demanda energética. El escenario inercial considera la continuidad de programas federales de eficiencia energética en el subsector electricidad y un programa estatal de verificación vehicular; que aunque en la dirección adecuada no serán suficientes para impactar visiblemente la demanda energética en el Estado debido al crecimiento poblacional. Por otro lado, el escenario factible considera una mayor reforzamiento de la aplicación de las medidas de eficiencia energética para reducir el consumo de electricidad (para uso de aire acondicionado en Mexicali) y la introducción de sistemas de transporte masivo, la última acción disminuirá en 16% el consumo de gasolinas.

3. Reducción de las emisiones GEIs. El escenario inercial muestra una mejora en la calidad del aire debido a la existencia y continuidad de programas tanto en el subsector eléctrico como el de transporte; mientras que el escenario factible con las medidas adicionales descritas probablemente se reduzcan en 28% las emisiones de CO₂eq.

Dadas estas diferencias, es posible comparar los escenarios usando los siguientes indicadores de sustentabilidad energética:

- **Uso Global** donde el escenario factible presenta un mejor desempeño en el consumo tanto de electricidad como de gasolina por habitante
- **Eficiencia de suministro** donde el escenario factible presenta un mejor desempeño en el indicador “ECO3: Eficiencia de conversión y distribución de energía” al abatir en 30% los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución. Adicionalmente, la medida trae otros beneficios tales como el ahorro de consumo de gas natural y disminución de la generación de gases de efecto invernadero
- **Uso final** donde el escenario factible presenta un mejor desempeño en el indicador “ECO6: Intensidad energética industrial” particularmente al reducir en 20% la tasa de crecimiento del consumo del sector industrial de tal forma de lograr que la Intensidad Energética de la Mediana Industria (Media Tensión) alcance valores similares a los de la Gran Industria (Alta Tensión); para el período 2010-2025
- **Diversificación (Mezcla de combustibles)** donde el escenario factible presenta un mejor desempeño en los indicadores “ECO11: Porcentajes de combustibles en la energía y electricidad”, “ECO12: Porcentaje de energía no basada en el carbono en la energía y la electricidad” y “ECO13: Porcentaje de energías renovables en la energía y la electricidad”, debido a que en el escenario inercial hay una contribución de 73% de gas natural y 14% eólico; en tanto que el escenario factible la contribución de gas natural se modera a 55%

conservandóse la contribución por aerogeneración; en este caso se considera una contribución de 22% de otras fuentes renovables y 1% de biogas.

- **Cambio climático** donde el escenario factible presenta un mejor desempeño en el indicador "ENV1: Emisiones de gases de invernadero (GHG) por la producción y uso de la energía per cápita",

Conclusiones

A lo largo de éste trabajo puede apreciarse que el desarrollo del sector energético en Baja California es posible bajo un escenario diferente al dictado por la tendencia histórica.

Bajo un escenario alternativo es posible el crecimiento sustentable al mismo tiempo que se mantiene y potencian las actividades económicas; y se provee suministro a la población respetando al medio ambiente. El escenario aquí denominado factible es probable dentro del contexto actual, con el reforzamiento de programas gubernamentales existentes y puesta en marcha de planes aplazados.

Se recomienda de manera especial llevar a cabo actividades todas factibles de alcanzar en el periodo 2010-2025, por ejemplo:

Respecto a la flota vehicular:

Considerando que continúe el incremento exponencial en el consumo de gasolinas en el transporte terrestre de Baja California, y que siga incrementándose el parque vehicular y los recorridos individuales de los vehículos y no sea contrarrestado con las mejoras en los rendimientos de los vehículos, se espera que el consumo por transporte terrestre pase de 4,273 en 2010 a 6,649 millones de litros por año en 2020, lo que representa un incremento anual de 5.56; tomando en cuenta adicionalmente que dentro del sector energético, el transporte es responsable del 59% de las emisiones GEIs, es crucial que se diseñen programas integrales que incluyan el transporte masivo, la verificación vehicular, planeación del desarrollo urbano con un enfoque de densificación estableciendo metas anuales en base a los Indicadores energéticos.

Respecto la electricidad

- En la generación es recomendable disminuir los usos propios en el proceso de generación y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución fijando metas anuales; amortiguando la participación del gas natural sustituyendo las plantas programadas de 2015 al 2025 con Gas Natural por sistemas de Energías Renovables con probabilidad de cobeneficios
- En el consumo es aconsejable reducir la tasa de crecimiento del consumo del sector industrial en particular la Intensidad Energética de la Mediana Industria (Media Tensión) de manera que se asemeje a la de la Gran Industria. De igual manera hay que moderar el uso final de electricidad en las viviendas, y del sector público mediante la aplicación gradual de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía en los subsectores hidráulico, educación y alumbrado público, estableciendo metas específicas en los planes de desarrollo sexenales.

BAJA CALIFORNIA: PERFIL ENERGÉTICO 2010-2020

1. Panorama energético nacional

El sector energético es fundamental para el desarrollo de México; por esta relevancia cabe preguntarse por el motor que mueve a esta área diferenciada dentro de la actividad económica y productiva del país. Así pues, si se considera que la energía primaria y la generación de energía secundaria (electricidad) provienen mayoritariamente de fuentes energéticas no renovables tales como petrolíferos, carbón y gas natural; entonces se identifica que la fuerza motriz del sector energético y la base fundamental para el desarrollo nacional han sido los combustibles fósiles (SENER, 2010a).

El petróleo y sus derivados no sólo han permitido impulsar la industria sino que, con los recursos obtenidos de su explotación, ha sido posible financiar una parte importante del desarrollo económico y social (PSE, 2007). El sector de electricidad, que vincula a todos los sectores de la economía porque es un insumo imprescindible en cualquier proceso productivo, contribuye también al desarrollo de la industria, comercio y servicios y es fundamental para el bienestar de la sociedad, pero no contribuye a financiar el desarrollo económico y social del país porque no genera utilidades al sector público.

Alrededor de esta condición del sector energético orbitan los diagnósticos que sobre él se hacen, tanto por el gobierno como por expertos independientes nacionales y extranjeros. De acuerdo al Programa Sectorial de Energía (PSE) 2007-2012, el sector de petróleo en México enfrenta el reto de que en el futuro el crudo tendrá que obtenerse de yacimientos cuya complejidad supera, por mucho, la que se ha presentado hasta ahora. Asimismo, reconoce necesario que la producción de petrolíferos y petroquímicos incremente su capacidad para dar valor al petróleo, aumentando la producción en territorio nacional de los energéticos que requiere la economía y detonar así importantes inversiones y empleos en México.

En el diagnóstico en materia de electricidad, sin embargo, el PSE sólo identifica dos aspectos, uno es el de eficiencia en el servicio al público y otro es el de las pérdidas de energía en transmisión y distribución. Para esto el gobierno propone conducir e impulsar los cambios necesarios en los organismos que prestan el servicio público de energía eléctrica, a fin de mejorar la calidad en la prestación del mismo. Particularmente, en el área central se requiere adoptar medidas que solucionen la grave problemática originada por las pérdidas de energía. Se plantean como objetivos centrales el incremento en la productividad de los procesos y la mejora en la eficiencia de sus sistemas operativos y comerciales, lo que se reflejará en la confiabilidad y seguridad del suministro de electricidad, así como en una eficiencia financiera de los organismos propiciando con ello una mayor competitividad del aparato productivo nacional.

En el mencionado programa se define también que la seguridad energética es para México un objetivo central, debido a que el consumo de energéticos depende principalmente del petróleo y del gas natural, la seguridad energética nacional descansa sobre combustibles fósiles. A fin de reducir los riesgos inherentes al alto consumo de este tipo de combustibles, afirma, es conveniente que la matriz energética incluya una mayor participación de fuentes renovables; mismas que ofrecen sustentabilidad en materia de ingreso, empleo, bienestar social y mejoramiento de las condiciones de vida en zonas marginadas.

Por otra parte, se reconoce que la producción de energía mediante combustibles fósiles, el uso de tecnologías industriales atrasadas y la deforestación, entre otros factores, han provocado un aumento en la concentración de los gases de efecto invernadero en la atmósfera. De esa manera, define al cambio climático como una de las principales preocupaciones a nivel mundial e identifica al sector energético uno de los principales responsables. Por ello, el gobierno propone el compromiso de mitigar los efectos del sector en el medio ambiente.

El panorama general de la energía en México indica que el país es un importante productor de energía, autosuficiente en la demanda interna de la mayor parte de los bienes energéticos y uno de los más importantes países exportadores de petróleo. De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), en el 2001 México ocupó la posición 5 entre los países productores de crudo y la novena posición entre los países exportadores de petróleo. Para 2008, el país descendió para ocupar ahora la posición 7 en el ranking de los países productores de petróleo.

Las reservas probadas de México han venido disminuyendo continuamente en las últimas dos décadas debido a la baja inversión en exploración. En 2007, México produjo alrededor de 3.5 MBD de petróleo. La producción en Cantarell, el más importante yacimiento que tiene el país, está disminuyendo. Entre la producción pico de 2003 y 2007, la extracción cayó en promedio a un ritmo de 5% anual, pero a lo largo del 2007 la extracción se redujo drásticamente cayendo 16% respecto al inicio del año. Para 2015, la proyección de la producción de México se situará en 2.4 MBD, si los campos de Ku-Maloob-Zap y Chicontepec alcanzan su nivel de equilibrio. Esto significa que la producción petrolera disminuiría 31% respecto el nivel de 2007 (IEA, 2008:271)

La posibilidad de alcanzar una plataforma de producción de gran escala con grandes yacimientos de petróleo descansa en explorar en aguas profundas. El Golfo de México es una de las pocas zonas donde actualmente se extrae petróleo de aguas profundas (400-1,500 metros) y ultra profundas (más de 1,500 metros), pero sólo es explotada por Estados Unidos. México aún no decide explorar los yacimientos de la región, en parte por el costo económico de las inversiones y las restricciones que pesan sobre la participación de capital privado en la industria. A ese rezago debe sumarse el desánimo mundial provocado por la fuga de petróleo y el derrame de hidrocarburos en el 2010 en la zona y las graves consecuencias ambientales derivadas. En contraste, países como Angola y Brasil hacen esfuerzos para incrementar la producción.

La resistencia política a los cambios en el régimen en la cadena de hidrocarburos que daría a las compañías privadas un mayor rol en la exploración y desarrollo han obstaculizados los esfuerzos para incrementar la inversión para compensar la declinación en la producción de petróleo (IEA, 2008:329).

Es en energía primaria en donde la autosuficiencia energética del país alcanza mayor grado. En los últimos años, sin embargo, las importaciones de gas que es utilizado para la generación eléctrica en México han venido a erosionar la autosuficiencia de la oferta interna. El grueso de la producción de gas en México está asociado con el petróleo, aunque una parte significativa proviene de los yacimientos de Burgos. El país tiene sólo 360 bcm de reservas probadas, equivalentes a 7 años a la tasa actual de producción. Aunque esto refleja el escaso trabajo de exploración que se ha hecho en México, y que la recuperación del recurso se piensa que pueda ser más grande en los yacimientos en explotación, el problema de la falta de inversiones lleva que México tenga que importar gas para satisfacer su creciente demanda, tanto de los Estados Unidos (vía gasoductos) como de las GNL (IEA, 2009: 458).

Respecto al uso de biocombustibles países como Estados Unidos, la Unión Europea y China se han obligado a una utilización más extensiva dentro de su matriz energética para el 2020, México es otro de los países que han resuelto incrementar la explotación de este combustible, aunque sin fijar plazos ni proporciones de utilización legalmente obligatorias como los primeros países (IEA, 2008:173). Algunos intentos en la producción de etanol no han logrado llevar a una acción pública más decidida en esta materia.

Respecto al sector eléctrico, México contaba al 2006 con infraestructura de generación con una capacidad instalada efectiva de 48,766 mega watts (MW), de acuerdo a información de la SENER. Entre 2000 y 2006 la capacidad instalada aumentó a una tasa promedio anual de 4.9%, que fue casi el doble de la dinámica de la capacidad de generación que se obtuvo en la segunda mitad de los noventa. En este lapso, la capacidad instalada de generación, en cuanto al tipo de tecnología utilizada, pasó a depender más de combustibles fósiles, particularmente productos de petróleo, que de fuentes renovables, especialmente energía hidráulica. Para 2008 la capacidad instalada efectiva de generación fue de 51,105 MW, de acuerdo al Programa de Obras e Inversiones del Sector eléctrico (POISE 2010-2024).

Conforme a la POISE 2010-2024, la capacidad instalada con tecnología basada en consumo de combustibles fósiles (sumando gas natural, combustóleo, ciclo combinado, dual y carbón) subió 66.6 a 73.6% entre 1994 y 2006, mientras que la capacidad de generación basada en fuentes renovables (hidráulica, eólica y geotérmica) bajó de 31 a 24%. En la actualidad, México es el país que consume una mayor proporción de productos petroleros para generar energía eléctrica (IEA, 2008).

Es por eso que un reto importante en el ramo de energía en México es producir más energía utilizando fuentes renovables, no solo por reducir emisiones causantes del cambio climático, sino por consideraciones económicas. El precio internacional del petróleo, sus derivados y productos se han mantenido al alza en los últimos años, y la expectativa es que aumenten más en el largo plazo conforme disminuyan los yacimientos en el mundo.

De acuerdo a la IEA (2008:147), en 2006 alrededor del 6% del total de energía eléctrica en el mundo era generada con productos de petróleo, aunque este porcentaje ha venido disminuyendo en los últimos años debido a los altos precios de los hidrocarburos. Pero el porcentaje es mucho mayor en países como México (22%), con mucho el país con el más elevado coeficiente seguido por Grecia (16%), Italia (15%) y Japón (11%).

Sin embargo, en los últimos años han empezado a proliferar proyectos de energía eólica y solar en diferentes regiones del país, lo que representa un avance importante en la transición tecnológica hacia el uso de energías renovables, aunque no representan una proporción significativa en el total de energía generada en el país.

1.1. Administración del sistema energético

El sector de energía en México está sustentado en dos grandes empresas estatales que operan el servicio público de electricidad y la exploración, explotación y procesamiento de hidrocarburos en el país.

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, destaca en su artículo 28 que estas actividades, que están reservadas en forma exclusiva al Estado de acuerdo al artículo 27 del mismo ordenamiento, no podrán ser considerados monopolios, dado que, el propio artículo 28, prohíbe la existencia de monopolios en México.

En referencia a los monopolios estatales, se establece que en el país “...*quedan prohibidos los monopolios, las prácticas monopólicas...*”, aunque “*no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva*” en áreas consideradas estratégicas como es el caso del petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de electricidad, para lo cual el Estado contará con las instituciones que requiera para su manejo.

La legislación particular del sector energético se encuentra prevista en la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y en la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica y su reglamento. Otras leyes de carácter general en el campo de la energía, son la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; Ley Federal de Metrología y Normalización; Ley del Impuesto Especial sobre Productos y Servicios; Ley Federal de Competencia Económica y la Ley Federal de las Entidades Paraestatales.

En materia de energía renovable, el Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y el Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

La reforma de la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica (LSPEE) del 23 de diciembre de 1992 introdujo nuevas formas de organización para la generación eléctrica y que define como no de servicio público: la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción; la que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad; la generación para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción; la importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y la generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Estas nuevas forma de organización y nuevos esquemas de financiamiento de la inversión, en particular en la modalidad de generación inependiente, son las que han soportado la expansión de la oferta de electricidad en las últimas dos décadas (SENER, 2010b).

Para los efectos de esta Ley, la prestación del servicio público de energía eléctrica comprende la planeación del sistema eléctrico nacional, la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y la realización de las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional. El artículo 5º otorga facultades a la Secretaría de Energía que dictará, conforme a la política nacional de energéticos, las disposiciones relativas al servicio público de energía eléctrica, que deberán ser cumplidas y observadas por la Comisión Federal de Electricidad y por todas las personas físicas o morales que concurren al proceso productivo.

En la actualidad en México las instituciones que tienen competencia en materia energética son las siguientes: Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP); Secretaría de Energía; Comisión Reguladora de Energía (CRE). En segundo lugar, la Secretaría de Economía, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de Energía (CONUEE), la Comisión Nacional de Energía Nuclear y Salvaguardas, la Comisión Federal de Competencia y la Procuraduría Federal del Consumidor. En el sector paraestatal del sector energético, participan las siguientes empresas públicas: Petróleos Mexicanos (PEMEX) y Comisión Federal de Electricidad (CFE) y hasta el 10 de octubre del 2009, Luz y Fuerza del Centro (LyFC), extinguida esa fecha mediante decreto presidencial. Las instituciones anteriores tienen diversas facultades previstas en la legislación de la administración pública federal y demás leyes y reglamentos relacionados con el sector, o con las atribuciones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en particular.

PEMEX y CFE son las instituciones responsables tanto de implementar estratégicamente los programas energéticos nacionales, como de proveer combustibles y energía eléctrica a los consumidores domésticos. El rezago y las deficiencias en la gestión de las empresas estatales de energía, particularmente en PEMEX pero también de la CFE, que las lleva a una situación de baja disponibilidad de capital y de inversiones que apoyen la actualización de procesos tan necesarios en el caso de la exploración petrolera pero también en la búsqueda de fuentes renovables, suele atribuirse con frecuencia a la ausencia de una autonomía de gestión que las acerque al funcionamiento de una empresa privada.

El funcionamiento de las empresas estatales y su vinculación con las dependencias y entidades federales, está regulado por la Ley Federal de Entidades Paraestatales decretada el 14 de mayo de 1986. A excepción de PEMEX y sus subsidiarias, las cuales “se regularán por sus propias leyes y decretos”, todas las empresas paraestatales tendrán órganos de gobierno en las que participará la SHCP y las dependencias relacionadas con el objeto de las empresas. Asimismo, establece que las paraestatales tendrán autonomía de gestión pero estarán sometidas a los sistemas de control establecidos en esta ley. Por ejemplo, los titulares de las secretarías establecerán las políticas de desarrollo de las paraestatales del sector correspondiente (artículo 8); las entidades paraestatales deberán entregar la información que les soliciten las secretarías u otras entidades paraestatales; para su desarrollo y operación, deberán sujetarse a la Ley de Planeación, al Plan Nacional de Desarrollo, a los programas sectoriales que se deriven del mismo y a las asignaciones de gasto y financiamiento autorizadas. Dentro de tales directrices las entidades formularán sus programas institucionales a corto, mediano y largo plazos (art. 47). En la formulación de sus presupuestos, la entidad paraestatal se sujetará a los lineamientos generales que en materia de gasto establezca la SHCP así como a los lineamientos específicos que defina la Coordinadora de Sector (Art. 51).

En resumen, la autonomía de gestión a la que hace referencia esta ley para empresas paraestatales como la CFE está acotada claramente: para efectos de la planeación de corto y largo plazo debe sujetarse a los principios de planeación del gobierno; la formulación de su programa financiero está apegado a los lineamientos de la SHCP, quien además, forma parte junto con la dependencia coordinadora, del órgano de gobierno con las atribuciones de establecer la congruencia con los programas sectoriales, aprobar programas y presupuestos de la paraestatal, fijar precios y tarifas, expedir normas generales para que el director pueda disponer de los activos de la empresa, aprobar los informes financieros previa aprobación de los auditores, aprobar la estructura básica de la paraestatal, etcétera.

Este tipo de restricciones afectan el funcionamiento de las empresas, por tanto muchos argumentan quitar del control del gobierno central a esas paraestatales para hacerlas más eficientes. Sin embargo, en un estudio sobre la gestión de las empresas paraestatales, Castañeda y Kessel (2003) sugieren que la mayoría de las instituciones legales y económicas que hacen eficientes a las empresas privadas no aplican en el caso de las empresas paraestatales, por el obstáculo que representa la separación de la propiedad y el control en las empresas de propiedad pública. Por tanto, dar mayor autonomía a estas empresas puede aumentar sus ineficiencias en lugar de propiciar mayor eficiencia.

Conforme a la LSPEE la CFE es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio (artículo 8), que tiene por objeto prestar el servicio público de energía eléctrica, proponer a la Secretaría de Energía los programas de trabajo, exportar e importar energía eléctrica; formular y proponer al Ejecutivo Federal los programas de operación, inversión y financiamiento que requiera la prestación del servicio público de energía eléctrica; promover la investigación científica y tecnológica nacional y el desarrollo y la fabricación nacional de equipos y materiales para energía eléctrica; finalmente, la celebración de contratos con las entidades federativas para lo relacionado con la prestación del servicio (artículo 9).

La CFE está presidida por un órgano de gobierno integrado con diversas secretarías de Estado, un comité de vigilancia en el que intervienen la secretaría de la Función Pública y la SENER y el director general es designado por el titular del Poder Ejecutivo, según lo establece la LSPEE y la Ley Federal de Entidades Paraestatales. Las tarifas de electricidad son fijadas por la SHCP y la SENER, a propuesta de la CFE, los contratos de suministro de servicios los aprueba la Secretaría de Economía, y la SHCP tiene facultades para fijar tarifas especiales.

La SENER tiene facultades para otorgar permisos de abastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción y de exportaciones o importaciones de energía eléctrica.

De acuerdo a la CRE (2010b), al 31 de diciembre de 2009 estaban registrados 775 permisos vigentes, que representan una capacidad autorizada de 26,977 MW, de la cual, el 80.2% de esos permisos está en operación con 21,639 MW. Durante ese año se otorgaron 31 nuevos permisos, de los cuales 25 corresponden a la modalidad de autoabastecimiento, tres a la modalidad de cogeneración, uno de importación, así como dos permisos para producción independiente. Estos son los primeros permisos que se otorgan en dicha modalidad para el aprovechamiento de la energía eólica. La capacidad autorizada para cada uno de estos permisos es de 102 MW.

Hasta 2008 los permisos con la modalidad de productor independiente de energía en operación eran 21 centrales eléctricas de ciclo combinado (POISE, 2011) funcionando con gas natural y que representan una capacidad instalada de 11,456.9 MW, que equivale a 35.1% del total de capacidad que funciona con base en hidrocarburos (32,638 MW) y al 22.4% del total de la capacidad instalada (51,105 MW).

PEMEX es un organismo descentralizado con fines productivos, personalidad jurídica y patrimonio propios que tiene por objetivo realizar las actividades que le corresponden en exclusiva al Estado mexicano en el “área estratégica del petróleo, y demás hidrocarburos y la petroquímica básica de acuerdo con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y sus reglamentos”. En este contexto, PEMEX lleva a cabo la exploración y explotación de hidrocarburos a que se refiere el artículo 2º. de la Ley de Petróleos Mexicanos, y ejerce, conforme a lo dispuesto en este instrumento jurídico, la conducción central y dirección estratégica de la industria petrolera (PEMEX, 2010).

Para realizar sus funciones PEMEX integra una compleja estructura administrativa que integran cuatro organismos subsidiarios que desarrollan las actividades comprendidas desde la exploración y extracción de petróleo crudo hasta la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas, tal como se detalla en el Cuadro 1.

Cuadro 1. Organismos subsidiarios de PEMEX

Organismos subsidiarios	Funciones
Pemex-Exploración y Producción	Realiza la exploración y aprovechamiento de las reservas de petróleo crudo y gas natural; así como su transporte, almacenamiento en terminales y la comercialización de primera mano. En cuatro regiones geográficas: Región Norte, Región Sur (territorio continental), Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste (territorio marino).
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	Procesa gas natural, y obtiene gas licuado y productos petroquímicos básicos para satisfacer la demanda nacional de estos productos. Asimismo, ofrece a sus clientes industriales diversos servicios, entre los que se cuentan las coberturas de precios de gas natural.
Pemex-Refinación	Realiza procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano. La planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas privados mexicanos para el establecimiento y operación de las estaciones de servicio a fin de atender el mercado al menudeo de combustibles automotrices.
Pemex-Petroquímica	Elabora, comercializa y distribuye productos petroquímicos para satisfacer la demanda del mercado nacional. Su actividad fundamental son los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas. Guarda una estrecha relación comercial con empresas privadas nacionales dedicadas a la elaboración de fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos, fármacos, refrigerantes, aditivos, entre otras.

Fuente: Pemex, Dirección Corporativa de Finanzas

Además, PEMEX y sus cuatro organismos subsidiarios tienen participación accionaria en 40 empresas: cuatro son de participación estatal mayoritaria, que son aquellas en las que Petróleos Mexicanos o alguno de sus organismos subsidiarios participa con más de 51% de su capital social.

Las empresas de participación mayoritaria –listadas en el Cuadro 2- están especializadas en el desarrollo de los trabajos de exploración, el comercio internacional de petróleo, productos refinados y derivados y la administración y gestión de bienes inmuebles para la empresa paraestatal.

Cuadro 2. Empresas de participación estatal mayoritaria en PEMEX

Empresas de participación estatal mayoritaria	Funciones
PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V.	Tiene por objeto la comercialización, exportación e importación, entre otros, de petróleo crudo y productos derivados de su refinación e industrialización. Petróleos Mexicanos tiene 98.3% de las acciones de la empresa.
Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.	Brinda asesoría en proyectos en dos dimensiones (2D) y tres dimensiones (3D), control de calidad de datos en proyectos sísmicos, adquisición y procesamiento de datos sísmicos, métodos potenciales, y estudios geofísicos y geotérmicos del fondo marino. Pemex-Exploración y Producción participa con 60% de las acciones de la empresa.
Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V. y I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	Prestan toda clase de consultoría y asesoría inmobiliaria, desarrollan proyectos y construcciones de calidad, administración integral, mantenimiento, arrendamiento y comercialización de bienes muebles e inmuebles para Petróleos Mexicanos, quien posee 99.99% de las acciones de la primera empresa, la cual a su vez tiene el 99.99% de las acciones de I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.

Fuente: Pemex, Dirección Corporativa de Finanzas.

Por su parte, las empresas de participación estatal minoritaria cubren un conjunto de necesidades de vinculación de PEMEX con firmas que participan en rubros relacionados a la actividad petrolera y en especial con la exportación e importación de productos en el comercio internacional, el transporte de productos petroleros y el manejo de puertos. Ver cuadro 3.

1.1.1. Difusión de la Información

PEMEX y CFE reportan anualmente sobre la situación energética actual y prospectiva futura, tales documentos se preparan para cinco regiones económicas en que se divide al país:

Región Noroeste

Región Noreste

Región Centro-Occidente

Región Centro

Región Sur-Sureste

Cuadro 3. Empresas de participación estatal minoritaria en PEMEX y sus organismos subsidiarios

<p>Petróleos Mexicanos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • P.M.I. Trading Limited • P.M.I. Holdings North America, Inc. de C. V. • P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. P.M.I. Holdings B.V. • P.M.I. Norteamérica, S. A. de C. V. • Kot Insurance Company, A. G. • Integrated Trade Systems, Inc. • P.M.I. Services, B.V. • Pemex Internacional España, S. A. • Pemex Services Europe, Ltd. • P.M.I. Services North America, Inc. • Mexpetrol, S. A. de C. V. • Deer Park Refining Limited, Partnership • Servicios Aéreos Especializados, S. A. de C. V. • Unión de Crédito de la Industria de la Construcción, S. A. de C. V. • Pemex Capital, Inc. • Repsol YPF, S. A. • Unión de Crédito de Distribuidores de Combustibles y Lubricantes, S.A. de C.V. 	<p>Pemex-Gas y Petroquímica Básica</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V. • Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. • Gasoductos Servicios, S. de R. L. de C. V. • Mex Gas International, Limited • MGI Supply, Limited • MGI Trading, Limited • MGI Enterprises, Limited • Transportadora del Norte, S. de R. L. de C. V. • Pasco Terminals, Inc. • Pasco International, Limited • Pan American Sulphur Company, Limited • TDF, S. de R. L. de C. V. • CH4 Energía, S. A. de C. V. • Terrenos para Industrias, S. A. <p>Pemex-Refinación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V. <p>Pemex-Petroquímica</p> <ul style="list-style-type: none"> • P. M. I. Petroquímica, S. A. de C. V. <p style="text-align: center;">Pemex-Exploración y Producción</p> <ul style="list-style-type: none"> • Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S. A. de C. V. <ul style="list-style-type: none"> • P.M.I. Marine, Limited.
---	---

Fuente: Pemex, Dirección Corporativa de Finanzas.

Los reportes cubren energéticos primarios y secundarios. Entre los primeros se consideran a petróleo crudo, condensados, gas natural, nucleenergía, hidroenergía, geoenergía, energía eólica, bagazo de caña y leña. En los energéticos secundarios se incluye coque de petróleo, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas seco y electricidad.

Los reportes combinan la información de los estados que comprende una región dada; así se reporta información agregada sobre procesos de 1) generación, 2) transmisión, transformación y control; y 3) distribución y comercialización. Este esquema funcional complica el análisis de información estadística y de planeación para Estados y municipios.

1.2. Planeación energética

La planeación energética de un país consiste en estimar a corto, mediano y largo plazos la demanda de energía y establecer cómo se va a satisfacer. La demanda de energía se debe a factores demográficos, económicos, sociales, ambientales y políticos, mientras que su satisfacción se lleva a cabo con la generada por las diversas fuentes de energía, renovables de preferencia o no renovables. También, es necesario considerar ahorrar y hacer un uso eficiente de la energía (Martínez, 2010).

En 2010 la SENER – en parte por el cambio de Ley en la materia - presentó la Estrategia Nacional Energética 2010-2024 (ENE), que expone por primera vez una visión gubernamental de largo plazo y de tipo tendencial. Aprobada por el Congreso de la Unión en enero de 2010, la ENE plantea metas e indicadores de largo plazo, aunque su cumplimiento está condicionado a que haya coordinación institucional y presupuesto para ejecutar las acciones.

De acuerdo a la SENER (2007), la dirección del sector energético está definida en la estrategia nacional de energía, que está basada en tres grandes ejes rectores: Seguridad energética, eficiencia económica y productiva; y sustentabilidad ambiental.

Estos ejes comprometen al Estado a diversificar la disponibilidad y uso de energéticos, atender la demanda presente y futura de energía y costos bajos; eficiencia en el aprovechamiento de los recursos. En cuanto a las empresas del estado, plantean promover la autogestión, la eficiencia financiera y operativa, la transparencia, rendición de cuentas y estándares internacionales en seguridad industrial. En materia ambiental, reducir el impacto ambiental de la producción y consumo de energía, hacer uso racional del recurso hídrico y de suelos, e impulsar acciones de remediación en zonas afectadas por la producción y consumo de energéticos.

Previo a la ENE del 2010, desde 2002 la SENER publica anualmente tanto un Balance Nacional de Energía (BNE) como prospectivas energéticas. El BNE presenta la información relativa a la oferta y demanda de energía, y se basa en un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan la energía que se produce, la que se intercambia con el exterior, la que se transforma, la de consumo propio, la no aprovechada y la que se destina a los distintos sectores y agentes económicos. La elaboración del BNE utiliza una metodología aprobada internacionalmente que ofrece datos consistentes con unidades homogéneas de energía (pentajoules), para comparar e integrar las distintas fuentes de energía para su análisis, tanto nacional como internacional (Martínez, 2010). Por su parte las Prospectivas Energéticas se preparan para períodos de 10 años para los sectores eléctrico y petrolífero, así como para los mercados de gas natural y gas licuado de petróleo (SENER, 2010b; SENER, 2010c).

Se observa que la planeación energética solo considera opciones de la oferta; las prospectivas energéticas institucionales pronostican la demanda para programar los recursos del lado de la oferta y satisfacer esa demanda. No considera manejar la demanda para disminuirla a través del ahorro y el uso eficiente, como se hace desde décadas en otros países (Martínez, 2010), contemplando las probables reducciones en el consumo como margen de reserva para mantener el equilibrio de las predicciones de oferta y demanda.

1.3. Generación

En los últimos años el sector energético en México ha presentado pocos cambios importantes, según se advierte en el BNE (ver Cuadro 4), no obstante la preocupación creciente y las fuertes presiones internacionales por el problema de la contaminación ambiental generada con el uso de combustibles fósiles.

Como explica detalladamente la SENER, las fuentes de energía que incluye el BNE, son aquellas que producen energía útil directamente o por medio de una transformación. Bajo el concepto de energía secundaria se agrupan a los derivados de las fuentes primarias, los cuales se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos derivados son el coque de carbón, el coque de petróleo, el gas licuado de petróleo, las gasolinas y naftas, los querosenos, el diesel, el combustóleo, los productos no energéticos, el gas seco y la electricidad (Martínez, 2010).

La producción de energía en el país entre 1990 y el 2008 creció a una tasa media anual inferior al uno por ciento (0.98%), cuando el producto interno bruto en ese periodo aumentó cerca de 2% promedio anual. Este comportamiento se puede explicar a partir de que el componente principal de la energía primaria en México, la producción de hidrocarburos, mostró un incremento moderado.

El país se convirtió desde fines de los años setenta en un importante exportador de petróleo crudo, pues las divisas provenientes del petróleo no solo constituyen un renglón fundamental del presupuesto público. De acuerdo a cifras de INEGI, su contribución al gasto total del gobierno fluctúa alrededor del 35%, pero además la producción y exportación de petróleo representa un renglón clave del funcionamiento económico del país.

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 4. Balance de Energía Primaria, 1999-2008 (pentajoules)

Concepto	1990	1995	2000	2005	2008
Producción					
Total	8,073.2	8,057.3	9,073.0	10,691.3	10,500.2
Carbón	141.8	172.7	226.7	216.0	230.4
Hidrocarburos	7,278.3	7,117.5	8,644.7	9,653.9	9,358.2
Petróleo crudo	5,573.5	5,554.1	6,619.8	7,573.8	6,520.8
Condensados	227.8	148.7	130.7	183.7	91.4
Gas natural	1,477.1	1,414.7	1,894.2	1,896.4	2,745.9
Electricidad	338.2	435.4	493.5	470.0	566.1
Nucleo	31.1	93.0	90.3	117.9	106.6
Hidro	251.8	283.9	342.1	278.4	386.8
Geo	55.3	58.5	61.0	73.6	70.2
Eólica	-	0.1	0.1	0.1	2.5
Biomasa	314.9	331.7	338.0	351.4	345.4
Bagazo de caña	80.3	87.9	88.0	103.8	99.1
Leña	234.7	243.8	250.0	247.7	246.3
Importaciones netas					
Total	23.0	98.2	169.1	513.4	595.9
Carbón	5.5	34.0	64.9	191.2	114.4
Petróleo crudo	-	-	-	-	-
Condensados	-	-	-	-	-
Gas natural	15.5	60.1	100.4	321.9	480.2
Electricidad	2.1	4.2	3.8	0.3	1.3

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Sistema de Información Energética (Secretaría de Energía)

El cambio más importante en el rubro de hidrocarburos ha sido el incremento en la producción de gas natural, un combustible que aumentó en el consumo residencial y comercial, pero del que también se ha hecho una utilización intensiva en los años más recientes debido a que ha sustituido al combustóleo en las plantas generadoras de electricidad. En este sentido, la oferta interna del gas ha sido insuficiente con lo que se ha requerido importaciones crecientes del combustible, que entre 1990 y 2008 aumentaron de 15.5 a 482 pentajoules. Las importaciones de gas natural incrementaron el componente importado en el balance de energía primaria del país, que en 1990 representaban apenas el 0.9% del total de la oferta de energía primera en México y que para 2008 llegó a representar 9.2% de la oferta total medida en pentajoules.

Cuadro 4. Balance de Energía Primaria, 1999-2008 (pentajoules) (continuación...)

Concepto	1990	1995	2000	2005	2008
Producción interna + importaciones					
Total	8,080.6	8,122.5	9,882.2	11,408.8	11,469.6
Carbón	147.2	206.7	291.6	407.2	344.9
Hidrocarburos	7,309.3	7,237.6	8,845.5	10,297.8	10,318.5
Petróleo crudo	5,573.5	5,554.1	6,619.8	7,573.8	6,520.8
Condensados	243.3	208.8	231.1	505.6	571.6
Gas natural	1,492.5	1,474.7	1,994.6	2,218.4	3,266.1
Electricidad	309.2	346.4	407.0	352.4	406.8
Nucleo	31.1	93.0	90.3	117.9	106.6
Hidro	251.8	283.9	342.1	278.4	386.8
Geo	55.3	58.5	61.0	73.6	70.2
Eólica	-	0.1	0.1	0.1	2.5
Biomasa	314.9	331.7	338.0	351.4	345.4
Bagazo de caña	80.3	87.9	88.0	103.8	99.1
Leña	234.7	243.8	250.0	247.7	246.3

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Sistema de Información Energética (Secretaría de Energía)

Cabe apuntar que la dependencia de las importaciones en México en el sector de energía se presenta en el subsector de energía secundaria (ver cuadro 5), es decir en gasolinas, diesel y gas licuado, donde las compras externas aumentaron en forma desmesurada comparada a la producción doméstica de hidrocarburos. En el periodo de estudio, las importaciones totales crecieron en promedio anual al 7.5%, lo que hizo aumentar siete veces la compra de estos combustibles al exterior.

El rezago en la refinación de petróleo en el país en este periodo, a causa no solo de la insuficiente capacidad instalada sino de la baja utilización de la capacidad existente, y el aumento en la demanda de combustibles especialmente en el sector de transporte fue la causa de que el incremento de la demanda fuera satisfecha con mayores importaciones. Conforme a cifras de PEMEX, el proceso de petróleo crudo y líquidos en refinaría en 2010 ascendió a 1,184 miles de barriles diarios, 5% menos al procesado en 2001 cuando fueron procesados 1,252 miles de barriles al día. En contraste, la demanda externa de gasolina y diesel aumentaron más de 300% y 150%, respectivamente, de acuerdo a las cifras del Sistema de Información Energética.

Cuadro 5. Importaciones de energía secundaria, 1990-2008 (pentajoules)

Concepto	1990	1995	2000	2005	2008
Total	421.3	343.4	828.4	975.5	1689.6
Coque	3.3	11.6	50.2	74.4	117.5
Coque de carbón	-	-	16.7	10.3	8.9
Coque de petróleo	-	-	33.5	64.1	108.5
Gas licuado	31.8	56.8	164.9	100.2	138.0
Gasolinas	68.7	137.3	169.9	339.3	702.0
Querosenos	-	-	8.6	-	9.7
Diesel	-	2.3	58.0	42.3	148.2
Combustóleo	120	71.2	272.5	97.0	92.9

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Sistema de Información Energética (Secretaría de Energía)

Si bien durante el periodo hubo esfuerzos para mejorar la calidad de las gasolinas, primero aumentando el octanaje y reduciendo el contenido de plomo hasta que en 1990 se logra eliminar con la producción de la gasolina Magna Sin y más tarde, diversas acciones encaminadas a reducir la toxicidad y reactividad de las emisiones vehiculares en la región centro del país, reduciendo el contenido de aromáticos, olefinas y benceno (Rosas y Rodríguez, S/A), y la utilización de impuestos verdes para gravar el consumo de este combustible, la política de precios seguida por el gobierno antes que desalentar ha estimulado el consumo de gasolinas.

En la práctica esta política ha significado la distribución de cuantiosos subsidios a los consumidores pues el precio de las gasolinas estaba por debajo del precio de importación. Hacia el 2006 las autoridades del sector intentaron revertir esos subsidios tratando de aplicar una política más realista mediante el ajuste mensual de precios lo que para el 2010 hiciera que su precio se equilibrara e incluso llegara a superar el precio del combustible en el mercado norteamericano.

La sustitución de combustóleo por gas natural en las plantas de electricidad de ciclo combinado y combustóleo ha representado un beneficio ambiental considerable, tomando en cuenta desde las reformas legales de los años noventa, la generación de electricidad con la participación de productores independientes ha sido el componente de la oferta eléctrica que más se ha visto incrementado.

A diferencia de lo que ocurrió con los hidrocarburos, el sector eléctrico logró sostener un ritmo de expansión del servicio de electricidad acorde al crecimiento de la economía, entre otras razones debido a que las reformas legales de los años noventa permitieron abrir el monopolio estatal en la fase de generación de electricidad lo que permitió la integración de inversionistas privados. Las figuras utilizadas para las empresas privadas, en particular autogeneración y productores independientes, facilitaron nuevas inversiones en el sector incrementando la oferta del fluido eléctrico a un ritmo de 1.9% promedio anual. De 338.2 petajoules de energía que producía el sector de electricidad en México en 1990, la oferta se desplazó para generar 566.1 petajoules en el 2008.

La estrategia nacional para mantener la oferta se da en dos rubros 1) eficiencia en la generación y usos propios y 2) desarrollo de energías y combustibles alternos; las energías alternativas tuvieron un bajo desempeño, los primeros proyectos de energía eólica empezaron hacia mediados de los noventa y para el 2008 aportaban apenas 2.5 petajoules a la oferta de electricidad, en tanto que la geotermia, que ya en 1990 generaba electricidad por el equivalente a 55.3 petajoules, para 2008 logró incrementar su contribución a 70 petajoules. Por su parte los combustibles alternos, particularmente la utilización de bagazo de caña y leña, conservaron sus niveles de utilización registrados en 1990 ya que hacia 2008 presentaron apenas una variación marginal.

1.4. Consumo

El acelerado desarrollo del subsector eléctrico tuvo como consecuencia que aumentara la demanda de energía primaria para generación de electricidad. En 1990 el subsector de electricidad consumía el 15% del total energético del país, para 2008 su consumo se elevó al 19% del total (Cuadro 6).

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Dentro del propio subsector, sin embargo, el patrón de consumo de energía también se modificó pues todavía hacia fines de los noventa todo el consumo del sector era realizado por el duopolio estatal que representaban la Compañía LyFC y la CFE. Con la construcción de plantas de capital privado nacional y extranjero, contempladas en la Ley de Energía Eléctrica de 1992, estas plantas empiezan hacia el 2000 como importantes demandantes de energía primaria, especialmente gas natural.

Cuadro 6. Consumo de energía para generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (pentajoules)

Concepto	1990	1995	2000	2005	2008
Total	1232.9	1,467.9	1,989.7	2,067.7	2,150.6
Carbón mineral	76.0	140.1	183.1	327.5	216.6
Nucleoenergía	31.1	93.0	90.3	117.9	106.6
Hidroenergía	251.8	283.9	342.1	278.4	386.8
Geoenergía	55.3	58.5	61.0	73.6	70.2
Energía eólica	-	0.1	0.1	0.1	2.5
Diesel	15.6	10.4	25.1	13.7	10.4
Combustóleo	659.4	696.5	954.6	624.6	440.4
Gas natural	143.7	185.4	333.4	632.0	917.0
Centrales CFE y LFC	1,232.9	1,467.9	1,979.8	1,730.5	1,589.9
Carbón mineral	76.0	140.1	183.1	327.5	216.6
Nucleoenergía	31.1	93.0	90.3	117.9	106.6
Hidroenergía	251.8	283.9	342.1	278.4	386.8
Geoenergía	55.3	58.5	61.0	73.6	70.2
Energía eólica	-	0.1	0.1	0.1	2.5
Diesel	15.6	10.4	25.1	13.3	10.4
Combustóleo	659.4	696.5	954.6	624.6	440.4
Gas natural	143.7	185.4	323.5	295.2	356.3

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Sistema de Información Energética (Secretaría de Energía)

Como se ve en el Cuadro 6, para 2008 del total de energía primaria demandada por el sector de electricidad sólo el 74% es consumido por las empresas estatales mientras que en 1990 el total de la demanda era absorbido por estas empresas.

El consumo de gas natural para generación ha traído cambios muy importantes en el sector de energía del país. La creciente demanda de gas natural, promovida por el cambio en la base energética de las plantas eléctricas y aumentada con la instalación de nuevas generadoras que utilizan solo ese combustible, ha llevado a recurrir al mercado internacional para abastecer la demanda interna de gas frente a una oferta doméstica insuficiente. La explotación de los yacimientos de gas naturales en la Cuenca de Burgos, Tamaulipas, ha sido insuficiente para abastecer una demanda que está siendo impulsada más por conveniencia medioambiental que por consideraciones económicas.

Las importaciones de gas natural de parte de México, que de acuerdo a cifras de SENER aumentaron en 380% entre 2000 y 2008, lo hicieron en el contexto de un mercado internacional al alza, especialmente entre 2002-2008, en el que el precio del combustible aumentó en 150%, de acuerdo a la cotización del precio de exportación que difunde la U.S. Energy Information Administration. Uno de los factores que explican esto es la demanda de gas de otros países y las restricciones de la oferta disponible por la disputa entre países productores y países consumidores, y la creación de nuevos pactos regionales especialmente en Sudamérica, que se ha traducido en expresiones alcistas en los precios. Ante esas presiones y la creciente dependencia de gas natural, México ha promovido el establecimiento de plantas regasificadoras internacionales en el país, tanto en Baja California, Colima y el estado de Tamaulipas, no sólo para abastecer al mercado mexicano sino para atender la demanda creciente de parte de las plantas eléctricas de Estados Unidos mediante exportaciones originadas en México. De acuerdo con la CRE, esto diversificaría las importaciones de gas natural, equilibraría el mercado energético fronterizo, aseguraría el abasto al sector eléctrico y promovería la competencia en los precios del combustible. Beneficios que estarían sujetos a la condición de crear un nuevo marco regulatorio para prevenir posible prácticas depredadoras.

Esta modificación en el balance energético de México que favorece en la energía secundaria a las importaciones de combustibles fósiles es una consecuencia de los cambios en la dinámica económica del país en donde el sector de autotransporte se ha consolidado como el principal demandante de hidrocarburos. Conforme a cifras de la CFE, durante el periodo analizado el sector de transporte pasó de consumir el 39% al 49% del total de energía producida en el país. Por su parte, el sector industrial que consumía el 35% del total energético, descendió al 28% del total de energía primaria.

Este cambio puede explicarse por la sustitución de hidrocarburos por electricidad en los procesos industriales, explicado por una parte por la mayor oferta y el menor costo de la energía eléctrica, y por otra parte por cambios estructurales en la actividad industrial del país que sobrevinieron con la apertura económica consolidada a mediados de los años noventa. La estructura industrial apoyada ahora en empresas exportadoras de bienes gradualmente se desplazó hacia la industria automotriz y la industria maquiladora de exportación.

El consumo residencial por su parte, también disminuyó su proporción en la demanda interna de energía primaria que descendió del 19% del total en 1990 a 16% del mismo en el 2008. Esta menor proporción del consumo residencial refleja por una parte, las políticas de ahorro en el consumo de energía llevadas a cabo desde principios de los años noventa, con la implantación del horario de verano y las campañas para sustitución de focos y aparatos electrodomésticos consumidores de electricidad por equipos ahorradores; y por otro lado los avances de la producción industrial en el mundo hacia la fabricación de aparatos eléctricos ahorradores de energía que ponen al acceso de los consumidores de todos los países equipos más eficientes.

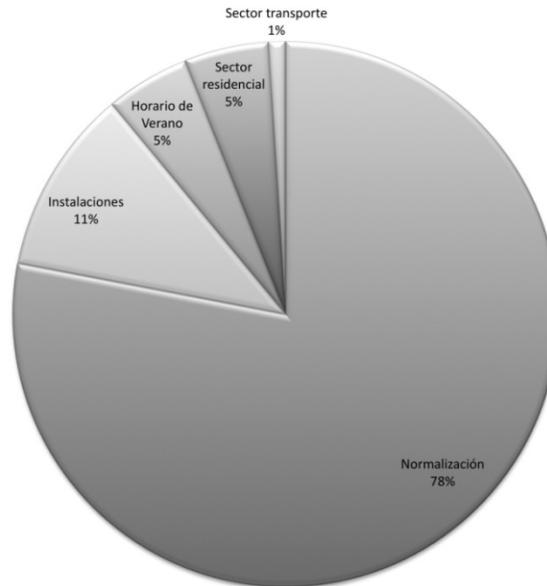
Como puede observarse, la estrategia nacional para controlar el consumo ha sido la implementación de programas y acciones de ahorro de energía; éstos pueden ser clasificados en cinco rubros: normalización de la eficiencia energética, instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos, horario de verano, sector doméstico y sector transporte (Muñoz, 2011). Dichos programas han tenido resultados significativos, por ejemplo en 2007 se ahorró el equivalente a 134 PetaJoules o 22.87 millones de barriles de petróleo equivalente (bpe) evitándose la emisión de 20.7 millones de toneladas de CO₂ por año (CONUEE, 2009); como se muestran en el Cuadro 7 y en la Figura 1, respectivamente.

Cuadro 7. Ahorro de energía por programas institucionales

Concepto	2005		2007	
	Terajoules	Miles de bpe	Terajoules	Miles de bpe
Total Nacional	125,569	21,428.16	134,052	22,875.76
Normalización de la eficiencia energética	74,995	12,797.78	95,536	16,303.07
Instalaciones industriales, comerciales y de servicios públicos	41,372	7,060.07	27,892	4,759.73
Horario de Verano	4,684	799.32	4,601	785.15
Sector Doméstico	3,481	594.03	4,277	729.86
Sector Transporte	1,037	176.96	1,746	297.95

Fuente: CONUEE, 2009

Figura 1. Contribución en la reducción de 20.7 millones de toneladas de CO₂ por programa institucional



Fuente: CONUEE, 2009

1.5. Precios y tarifas

Los precios medios del crudo de exportación por tipo, el promedio ponderado anual de los precios del gas natural por sector, los precios al público de los principales productos refinados y los precios medios facturados por tarifa del Sistema Eléctrico Nacional correspondientes al periodo 2000-2009, se muestran en los cuadros 8 al 10.

Como puede apreciarse en el cuadro 8, los precios medios del crudo exportado mostraban una tendencia creciente a partir del 2001 y hasta el 2008, cuando se desplomaron en 2009, esta caída refleja la perturbación que tuvo la recesión económica global que empezó en 2008 y continuó en 2009; dicho fenómeno tuvo un profundo impacto en la demanda energética mundial, debido a que el consumo de energía se contrajo de 1.2% en 2008 a 2.2% en 2009, porque la demanda por bienes y servicios en los sectores industriales y residenciales declinó. Al momento la recesión parece haber terminado aunque la recuperación no es uniforme, esta aseveración también es válida para el mercado energético de exportación en México donde el precio medio del crudo exportado en dólares por barril para la mezcla Istmo se cotizó en 77.76 para 2010 y en 103.93 para lo que iba del 2011, en tanto que para la mezcla Maya las cifras ascendieron a 70.19 y 95.26, respectivamente (Energy Information Administration, 2011).

Cuadro 8. Precio medio del crudo exportado (dólares por barril)

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var % 2009/2008
Canasta	24.79	18.61	21.52	24.78	31.05	42.71	53.04	61.64	84.38	57.44	-31.9
Olmeca	29.00	23.96	24.87	29.32	39.34	53.91	64.67	70.89	99.37	65.79	-33.8
Istmo	27.87	22.27	23.48	28.08	38.04	53.11	57.29	69.92	81.09	63.38	-21.8
Maya ¹	22.99	17.19	20.89	24.13	29.82	40.61	51.10	60.38	82.92	56.27	-32.1

Fuente: Sistema de Información Energética y Anuario Estadístico de Pemex.

¹ Incluye pesado de Altamira.

Como se observan, México a pesar de ser un país petrolero no es ajeno a las vicisitudes del mercado energético internacional. Ahora bien, cabe preguntarse el impacto que México tiene en dicho mercado; de acuerdo al Petroleum Intelligence Weekly (PIW), PEMEX se encuentra entre las primeras 10 compañías petroleras mundiales, y aunque no se ha estudiado comprensivamente y por lo tanto no se comprende el impacto de esta compañía en el desarrollo de la estructura de la industria mundial ni de la exploración de reservas; se percibe que ejerce una influencia importante en la política energética mundial; y que futuros cambios estructurales en la empresa tienen la capacidad de provocar cambios importantes.

El cuadro 9 presenta el comportamiento de precios de los productos refinados. Se nota que de los precios de las gasolinas automotrices para el resto del país son equiparables o en algunos casos ligeramente superiores a los precios en los E.U. cuyas cifras cubren costos marginales de producción in aproximadamente 10 centavos de dólar y 2 por fondos de carreteras; así los precios para la zona norte de México están subsidiados. Es precisamente una de éstas gasolinas, la Pemex Magna, que mostró un aumento en precio hacia 2009, a excepción de esto siguió el mismo un comportamiento fluctuante de las otras gasolinas nacionales. Más allá del comportamiento de los precios cabe la reflexión de la conveniencia de los subsidios a las gasolinas en la zona norte del país, éste se reconoce como una estrategia para controlar presiones inflacionarias en la región; sin embargo la medida tiene otras cuatro consecuencias importantes; 1) disipa el interés del uso eficiente de combustible 2) proporciona un mercado alternativo más barato a los consumidores foráneos a expensas de los consumidores locales, 3) tiene el potencial de encarecer el abastecimiento a los conductores mexicanos, y 4) subsidia emisiones atmosféricas entre ellas de Gases de Efecto Invernadero.

Cuadro 9. Precio al público de productos refinados (pesos por litro a precios constantes de 2009)

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var % 2009/2008
Gasolinas automotrices											
Pemex Magna Frontera Norte	7.64	7.66	5.95	6.65	7.38	7.38	8.53	8.20	6.72	7.80	16.1
Pemex Premium Frontera Norte	8.57	8.58	8.54	8.41	8.72	8.72	9.11	9.24	9.67	9.18	-5.0
Pemex Magna Resto del País ¹	7.99	8.00	7.95	7.84	7.71	7.72	7.76	7.76	8.11	7.77	-4.2
Pemex Premium Resto del País ¹	8.96	8.97	8.92	8.79	9.10	9.11	9.54	9.66	10.08	9.57	-5.0
Pemex Diesel	6.63	6.63	6.60	6.50	6.40	6.33	6.56	6.56	7.72	8.16	5.7
Turbosina ²	3.66	2.22	3.97	4.07	5.44	6.63	6.88	9.69	5.66	7.88	39.2
Combustóleo ³	1.96	1.51	2.29	2.58	2.65	3.73	3.69	5.99	3.04	5.88	93.4

Fuente: Sistema de Información Energética, SENER y Anuario Estadístico de Pemex.

¹ Se excluye Valle de México

² Aeropuerto Ciudad de México

³ LAB centros de venta

Precios al cierre del periodo. Incluyen IVA.

El cuadro 9 muestra que los precios del diesel también tuvieron un crecimiento moderado y un comportamiento independiente de los precios del petróleo (ver Cuadro 8), este último comportamiento se reconoce como una consecuencia de las condiciones políticas de E.U. en el mercado internacional de diesel, cuyo efecto logró separar la dependencia histórica de los precios del diesel sobre los del petróleo.

Como también se observa en el cuadro 9, el precio de la turbosina aumentó y pasó de representar 12% de la estructura de costos de operación a casi 40%, esto como una consecuencia del incremento del precio del petróleo. La tendencia, se estima seguirá a la alza ante los conflictos en Medio Oriente; a diferencia de las gasolinas que tienen un subsidio, la turbosina se apega al comportamiento de los precios de referencia internacionales. Por otro lado, el otro producto refinado que mostró alza considerable fue el combustóleo, este se debió a que en México, el precio del combustóleo está controlado y se estima que es 11% más caro que en el de exportación.

Por su parte, el precio promedio del gas licuado de petróleo a usuario final mostraban un alza moderada a partir del 2002 y hasta 2008, cuando cayó moderadamente, como se muestra en el cuadro 10. La variable más importante en cuanto a su incidencia en el precio final de venta es el precio de la materia prima, cuyo valor oscila entre el 40% y el 65% del precio final; componiéndose el resto por los costos operativos, márgenes comerciales e impuestos (IVA).

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 10. Precio promedio del gas licuado de petróleo a usuario final (pesos por kilogramo a precios constantes de 2009)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var % 2009/2008
Precio final real con IVA	7.58	7.39	8.53	8.99	9.81	10.45	10.47	10.36	9.30	-10.3

Fuente: SENER, con Información de la Dirección General de Gas L.P.
En 2001 se consideran los precios a partir del mes de marzo.

Por otra lado los precios finales de gas natural para los sectores residencial e industrial mostraron una tendencia moderada a la alza en el periodo reportado (ver cuadro 11). Esto es un reflejo del creciente consumo de gas natural en México, concentrado casi exclusivamente en la generación de electricidad y el sector industrial; la producción sin embargo no ha despuntado y la demanda se cubre con importaciones, más de dos tercios provienen de plantas de GNL, y el resto entra por ductos de los E.U. Hay dos plantas una en Altamira en la costa este y otra en Baja California.

El cuadro 12 muestra los precios medio facturado por tarifa del Sistema Eléctrico Nacional en pesos por kWh a precios constantes de 2009. Se observa que a excepción de la tarifa agrícola, los precios promedio de la energía eléctrica en todos los sectores tienen una tendencia ascendente, como resultado de los incrementos en los precios de combustibles así como de los deslizamientos inflacionarios, lo cual se refleja en el ajuste automático mensual a las tarifas sujetas a este régimen.

Cuadro 11. Promedio ponderado anual de los precios finales de gas natural a nivel nacional por sector (pesos por GJ a precios constantes de 2009)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var % 2009/2008
Residencial	125.14	108.75	150.79	148.41	155.74	160.09	186.39	198.22	214.04	8.0
Industrial	74.21	56.53	83.73	74.99	78.93	84.93	110.64	124.02	129.78	4.6

Fuente: SENER con información de precios diferenciados estimados por la CRE y no representan los precios aplicados a usuarios finales por parte de los permisionarios distribuidores.

Se utilizó el INPC con base 2a. quincena de junio 2002=100.

Los precios finales estimados incluyen IVA y se construyen a partir de los elementos y supuestos siguientes:

1. El precio de vpm del gas natural en Reynosa o Ciudad Pemex, según corresponda, de conformidad con la Directiva sobre la determinación de los precios del gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009. Alternativamente, el precio del gas natural importado para las zonas geográficas que no reciben gas objeto de vpm.
2. En los meses para los que el distribuidor respectivo haya realizado operaciones con instrumentos financieros de cobertura, el precio del gas se calcula tomando como base el precio de cobertura en sustitución del precio de referencia que corresponda (Henry Hub, Tetco, Waha, San Juan, Permian, SoCal, etc.).
3. Para el caso de las ventas de primera mano se supone la modalidad de entrega Base Firme Mensual, y el costo de servicio respectivo.
4. Los costos de transporte desde el origen del gas hasta la zona de distribución respectiva, considerando las tarifas máximas aprobadas por la CRE al permisionario involucrado en la entrega del gas (SNG inclusive), un factor de carga de 100 por ciento, así como la aplicación del cargo por gas combustible.
5. Los costos de distribución, considerando las tarifas máximas de distribución con comercialización aprobadas por la CRE a los permisionarios para el servicio a usuarios industriales. Cuando dichas tarifas se dividen en bloques de consumo la estimación del precio final considera el promedio de las tarifas de dichos bloques.
6. El tipo de cambio empleado para convertir tarifas definidas en pesos a dólares es el establecido en la Directiva sobre la determinación de los precios máximos del gas natural objeto de venta de primera mano, DIR-GAS-001-2009.

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 12. Promedio ponderado anual de los precios finales de gas natural a nivel nacional por sector (pesos por kWh a precios constantes de 2009)

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var % 2009/2008
Doméstico											
1	0.85	0.86	0.99	1.04	1.02	1.03	1.01	1.01	0.98	0.96	-2.8
1A	0.80	0.81	0.92	0.93	0.92	0.94	0.94	0.95	0.93	0.91	-2.7
1B	0.93	0.96	0.98	0.97	0.95	0.98	0.98	0.97	0.95	0.94	-2.7
1C	0.82	0.84	0.94	0.97	0.98	1.00	1.02	1.03	1.00	1.00	-2.8
1D	0.85	0.88	0.92	0.93	0.95	0.94	0.97	0.97	0.98	0.98	0.5
1E	0.76	0.77	0.91	0.86	0.86	0.87	0.89	0.89	0.86	0.85	-2.5
1F	-	-	0.79	0.84	0.84	0.86	0.87	0.89	0.86	0.83	-2.5
DAC	-	-	2.10	2.31	2.55	2.55	2.75	2.72	3.05	2.86	12.1
Comercial											
2	1.94	1.88	1.87	2.10	2.33	2.48	2.69	2.68	2.72	2.41	1.4
3	1.74	1.71	1.82	2.04	2.21	2.29	2.49	2.47	2.50	2.12	1.1
7	3.18	3.19	3.00	3.27	3.79	3.79	3.92	3.76	3.92	3.56	4.1
Servicios											
5	2.06	2.12	2.17	2.18	2.21	2.25	2.28	2.36	2.38	2.34	0.9
5A	1.73	1.74	1.78	1.80	1.82	1.86	1.90	1.94	1.95	1.96	0.6
6	1.18	1.21	1.36	1.44	1.44	1.43	1.46	1.47	1.42	1.36	-3.4
Agrícola											
9	0.38	0.38	0.38	0.44	0.51	0.60	0.75	0.92	1.03	1.18	12.3
9-M	0.44	0.44	0.46	0.51	0.60	0.73	0.89	1.05	1.22	0.31	16.2
9CU	-	-	-	0.43	0.48	0.51	0.46	0.48	0.48	0.48	1.8
9N	-	-	-	0.42	0.42	0.44	0.39	0.40	0.40	0.40	0.4

Los mayores precios medios se presentan en el sector comercial, seguidos por los del sector industrial (gran industria y empresa mediana) y luego por los del sector residencial, todos los cuales desplegaron un incremento en el precio medio a partir del 2002.

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 12. Precio medio facturado por tarifa del Sistema Eléctrico Nacional (pesos por kWh a precios constantes de 2009) (continuación...)

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var % 2009/2008
Industrial											
O-M	1.06	1.05	1.11	1.30	1.43	1.50	1.65	1.61	1.85	1.57	15.5
H-M	0.89	0.86	0.91	1.06	1.17	1.22	1.31	1.32	1.56	1.19	18.3
H-MC	-	-	1.00	0.95	1.04	1.13	1.20	1.24	1.48	1.11	19.8
H-S	0.77	0.74	0.84	0.97	1.10	1.14	1.22	1.21	1.42	1.07	17.8
H-SL	0.68	0.66	0.67	0.79	0.88	0.94	1.04	1.03	1.27	0.98	23.8
H-T	0.67	0.64	0.65	0.87	0.99	0.94	1.02	1.00	1.19	0.92	19.4
H-TL	0.56	0.54	0.54	0.66	0.72	0.78	0.87	0.85	1.11	0.84	29.7

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE).
Se utilizó el INPC con base 2a. quincena de junio 2002=100.

1 Doméstico	6 Bombeo de aguas potables ó negras de servicio público
1A Doméstico con temperatura media mínima en verano de 25° C	7 Temporal
1B Doméstico con temperatura media mínima en verano de 28° C	9 Bombeo de agua para riego agrícola, baja tensión
1C Doméstico con temperatura media mínima en verano de 30° C	9-M Bombeo de agua para riego agrícola, media tensión
1D Doméstico con temperatura media mínima en verano de 31° C	9CU Cargo único para uso agrícola
1E Doméstico con temperatura media mínima en verano de 32° C	O-M Ordinaria general, media tensión, con demanda menor a 100 kW
1F Doméstico con temperatura media mínima en verano de 33° C	H-M Horaria general, media tensión, con demanda de 100 kW o más
DAC Servicio doméstico de alto consumo	H-MC Horaria general, media tensión, con demanda de 100 kW o más, para corta utilización
2 General hasta 25 kW de demanda	H-S Horaria general, alta tensión, nivel subtransmisión
3 General para más de 25 kW de demanda	H-SL Horaria general, alta tensión, nivel subtransmisión para larga utilización
5 Alumbrado público (D.F., Monterrey, Guadalajara)	H-T Horaria general, alta tensión, nivel transmisión
5A Alumbrado público (resto del país)	H-TL Horaria general, alta tensión, nivel transmisión, larga utilización

Por otra parte, un análisis de los precios de energía eléctrica en México debe incluir el rubro de subsidios a las tarifas eléctricas, éstos se definen como la diferencia entre el precio de la electricidad pagada por los consumidores y el costo promedio de suministro. Los subsidios a las tarifas de CFE, son financiados mediante una transferencia contable utilizando los recursos provenientes del aprovechamiento. De esta manera, el Gobierno Federal reembolsa a la empresa los subsidios transferidos a sus consumidores a través del aprovechamiento que a CFE está obligada a pagar al gobierno. Sin embargo, desde 2002, el monto de los subsidios ha sido mayor que el del aprovechamiento, lo que resulta en una insuficiencia del aprovechamiento respecto a los subsidios, lo cual repercute en el patrimonio del organismo.

Finalmente y en relación a la estructura de tarifas, se observa que las tarifas se asocian a los sectores. Excepto de los sectores residencial, servicios y agrícolas que tienen tarifas específicas, no se tiene información actualizada que permita definir con precisión la participación de los otros sectores. Por ejemplo: no sólo la mediana industria está en tarifas de media tensión, también la utilizan grandes comercios, muchos edificios públicos y de servicios, así como instituciones educativas. Si se requiere un análisis más detallado sector-tarifa es necesario contar con las bases de datos de CFE donde se tienen registrados los usuarios por giros o ramas de actividad. Por otra parte, la estructura base no ha sido modificada substancialmente en los últimos 20 años, por lo cual se considera que no son acordes ni equitativas en la gran diversidad regional y además envían mensajes equivocados al mercado eléctrico.

2. Panorama energético de Baja California

2.1. Antecedentes

El Estado de Baja California se localiza al Noroeste de México, en la Península de Baja California, limita al Oeste por el Océano Pacífico, al Este por el Mar de Cortés, y al Norte por el Estado de California de los Estados Unidos. Su área es de 71,756 km² (3% del territorio Mexicano) y su población es de 3 millones de habitantes (3% del total nacional).

El sector energético es uno de los rubros de la economía que mejor refleja el principio federalista que organiza políticamente a la República Mexicana. Baja California tiene una base energética integrada por derivados del petróleo y electricidad. Por un lado, la demanda de hidrocarburos es satisfecha por PEMEX, el monopolio estatal encargado de la explotación del crudo, además del procesamiento e importación de petrolíferos y derivados del petróleo.

Si bien el mercado nacional de estos productos se rige con un solo precio, que normalmente es inferior al de los mercados internacionales a excepción del gas natural, en el caso particular de la región frontera norte se han utilizado esquemas diferenciales de precios, que son excepcionalmente importantes en el caso de las gasolineras.

Esto significa que en materia de hidrocarburos, en donde el estado es importador absoluto de otras regiones del país, Baja California no sólo enfrenta severas restricciones para la planeación energética de orden local, además, los cambios en la oferta y la demanda de hidrocarburos son determinadas por acciones de política tomadas por fuera de su ámbito jurisdiccional, es decir por PEMEX, la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público que son reguladores de su operación.

Por otro lado, en el sector eléctrico las oportunidades para la planeación energética son mayores para el estado de Baja California puesto que, si bien la operación de los sistemas eléctricos es responsabilidad de otro monopolio estatal, la Comisión Federal de Electricidad, en el ámbito de generación eléctrica Baja California tiene emplazadas plantas energéticas privadas y públicas que explotan las fuentes de energía primaria de su territorio y, por el hecho de que el estado no está conectado al sistema de interconexión de la red eléctrica nacional, el mercado eléctrico regional es en cierta medida autónomo en cuanto a los niveles de oferta y demanda del servicio, no así en cuanto al esquema de precios utilizado para el consumo de la electricidad.

La falta de conexión a la red nacional hace que la entidad deba generar su propia electricidad para satisfacer la demanda creciente por una población en aumento constante y la dinámica de la actividad económica que se basa en buena medida en empresas multinacionales que exportan su producción a otros países, lo cual brinda a la región importancia estratégica para la estabilidad macroeconómica y el desarrollo económico del país.

Dentro del marco federal antes descrito y adentrándose en el contexto regional, se nota que en el primer informe de la Administración Pública Estatal de Baja California (2007-2008) en su Eje 3, indica que el Desarrollo Regional Sustentable se logra al identificar y detonar las potencialidades propias y naturales del estado, así como al integrar la participación de la sociedad dentro de un marco de seguridad social y jurídica y de una gestión gubernamental profesional, que a su vez regule el ordenamiento territorial de las acciones privadas y de gobierno, sin afectar el medio ambiente natural. Para ello, es primordial incrementar la disponibilidad y cobertura de los servicios básicos, infraestructura y energía, que permitan el desarrollo planificado de los centros de población.

En lo referente al Apartado de Energía, se señala que el dinamismo del sector energético ha requerido de grandes inversiones para su constante ampliación. En respuesta a la continua reducción de los recursos primarios y las consideraciones ambientales; surge el criterio de ahorro de energía mediante el uso eficiente de los recursos, mientras que las energías renovables ofrecen la oportunidad de obtener energía útil para diversas aplicaciones ante los precios actuales de los energéticos; su aprovechamiento tiene menores impactos ambientales que el de las fuentes convencionales y poseen el potencial para satisfacer las necesidades de energía futura en el estado. Además, su utilización contribuye a conservar los recursos energéticos no renovables, propiciando el desarrollo regional sustentable en Baja California.

Con el propósito de promover la planeación estratégica del sector energético en la entidad, el Gobierno del Estado creó por decreto la Comisión Estatal de Energía de Baja California (CEEBC) el 25 de julio de 2007, como organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio, que tendrá como función coordinar, ejecutar y promover las acciones en materia de aprovechamiento y uso de recursos energéticos en el estado. Con el objetivo de fortalecer a la recién creada comisión de energía, se logró la inclusión de un adendo en la declaración conjunta de la XXVI Conferencia de Gobernadores Fronterizos, conteniendo los siguientes puntos:

- 1) Desarrollar una Política de Eficiencia Energética Fronteriza fundamentada en la sustentabilidad social, económica, de mercado y del medio ambiente,
- 2) Explorar la cooperación binacional formal por medio de un memorando de entendimiento (MOU) para promover el desarrollo y aplicación de tecnología limpia, energía renovable y el desarrollo de infraestructura energética transfronteriza. Este MOU deberá también promover el uso de las estrategias de conservación,
- 3) Desarrollar estudios transfronterizos que determinen el valor del recurso energético renovable de la región fronteriza México-Estados Unidos y su apropiado aprovechamiento.

En el Segundo Informe de la Administración Pública Estatal (2008-2009), en el mismo Eje de Desarrollo Regional Sustentable se enfatiza la visión en el sentido de que Baja California cuenta con un entorno urbano, rural y regional concentrado en polos de desarrollo eficazmente planificado, orientados hacia un crecimiento equilibrado y ordenado, propicio al desarrollo de las actividades económicas y sociales, a la preservación de las condiciones que aseguran la calidad de vida de sus habitantes y en armonía con el medio ambiente y sus recursos naturales y como objetivo general el incrementar la disponibilidad, cobertura y calidad de la vivienda, de servicios básicos, infraestructura y energía que permitan un desarrollo planificado de los centros de población, en un marco de armonía con el medio ambiente.

En el Apartado de Energía se señala que el sector energético en Baja California se constituye por sí mismo en parte importante e imprescindible para la vida cotidiana de los ciudadanos, ya que incorpora un valor estratégico innegable al resto de los sectores económicos de la entidad. El sector energía en Baja California cubre un amplio espectro en la actividad económica, desde la explotación de los recursos naturales hasta su utilización final en el sector industrial, servicios, residencial y transporte.

De los temas de mayor importancia para el estado se encuentra la gestión gubernamental, considerando siempre las fuentes convencionales de energía y las fuentes renovables. De igual manera, la eficiencia energética ha tomado relevancia considerando los precios actuales de la energía; por lo que la gestión estatal con el gobierno federal en materia de tarifas eléctricas es una de las prioridades para el estado.

Entre los objetivos de este apartado destaca promover la gestión gubernamental y la planeación estratégica del sector energético mediante la Comisión Estatal de Energía de Baja California, con los subtemas de Planeación Estratégica en materia energética, elaborar el Programa Estatal de Energía de Baja California y realizar estudios de factibilidad.

Se tienen también como objetivos electrificar y promover las fuentes convencionales de energía así como impulsar el uso de fuentes renovables de energía en particular eólica, solar e hídrica. También se considera como objetivo el ahorro de energía y eficiencia energética en localidades urbanas, particularmente promoviendo acciones de esta naturaleza en los nuevos desarrollos de vivienda y equipamiento urbano.

Las implicaciones ambientales del consumo de energía en general y de la generación de electricidad en particular, abren para la sociedad y las autoridades estatales un espacio de oportunidades para mejorar el bienestar social mediante la reducción de emisiones, la mitigación de impactos ambientales nocivos por la generación y transmisión de electricidad, y la utilización de fuentes de energía renovable que disminuyan la sobreexplotación del capital natural de Baja California.

2.2. Diagnóstico Situacional

2.2.1. Capacidad instalada

2.2.1.1. Gas Natural

Baja California no extrae ni produce gas natural y no se reportan en su región reservas probadas o probables de este energético; sin embargo en la última década su consumo en la entidad ha aumentado en forma creciente. Datos reportados por la SENER muestran que la demanda de gas natural aumentó de 13.9 millones de pies cúbicos diarios en el 2000 a 256.4 millones en el 2009, es decir registró un crecimiento extraordinario de 38% promedio anual en ese lapso. Baja California tampoco se encuentra conectada al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y por ende no tiene acceso a la producción nacional de gas natural. Así, el consumo regional es abastecido mediante la importación a través de gasoductos y de una terminal de gas natural licuado (GNL).

Hasta 2007 las importaciones de gas natural a la región provenían en su totalidad del sur de Estados Unidos a través de tres interconexiones con una capacidad máxima de 829 mmpcd (ver Cuadro 13).

Cuadro 13. Importaciones de gas natural en Baja California por las interconexiones con Estados Unidos (m³)

Año	Tijuana	Mexicali	Los Algodones	Total
1999	0	113,691,952	0	113,691,952
2000	268,726,432	113,691,952	0	382,418,384
2001	589,131,024	62,013,792	0	651,144,816
2002	599,466,656	103,356,320	341,075,856	1,043,898,832
2003	0	82,685,056	1,777,728,704	1,860,413,760
2004	0	113,691,952	2,232,496,512	2,346,188,464
2005	0	113,691,952	2,449,544,784	2,563,236,736
2006	0	144,698,848	2,769,949,376	2,914,648,224
2007	0	144,698,848	2,604,579,264	2,749,278,112
2008	0	155,034,480	2,873,305,696	3,028,340,176
2009	0	165,370,112	2,656,257,424	2,821,627,536

Fuente: SENER (Prospectiva de gas natural 2009-2024)

Una interconexión está localizada en el puerto de entrada al Este de Mexicali para suministrar gas natural a los consumidores industriales y residenciales. La segunda interconexión conocida como el gasoducto “Baja Norte” se extiende hasta Tijuana y Rosarito para transportar el gas natural a la planta de electricidad de Rosarito y al área de San Diego. El más reciente gasoducto, conocido como el proyecto Baja Norte (Olivieri *et al.*, 2001) entra a México en la Colonia Morelos, en el Valle de Mexicali. La construcción de este gaseoducto se planeó originalmente para alimentar un par de plantas de generación de energía eléctrica de ciclo combinado en operación en la Colonia Progreso desde 2003.

A partir de 2008 la región comenzó a diversificar su abastecimiento con la entrada en operación de la terminal de GNL en Costa Azul, a 30 km de Ensenada. Esta terminal se convirtió en la primera terminal de regasificación de acceso abierto. La capacidad de almacenamiento de la terminal es de 320,000 m³.

2.2.1.2. Productos petrolíferos

Ningún producto petrolífero es procesado en Baja California; por lo que no existe infraestructura básica del Sistema Nacional de Refinación en el Estado; sin embargo los productos petrolíferos son consumidos ampliamente en la región por lo que existe infraestructura de distribución. El suministro de estos energéticos a la región es amplio en las diversas modalidades de productos: gasolinas, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP), combustóleo, diesel, etc. Los productos petrolíferos son de origen nacional (PEMEX, 2010), con excepción del gas natural que se obtiene de importación (SEDECO, 2008).

En el rubro de importación de petrolíferos, es relevante señalar que alrededor de un 40% del valor de la demanda de gasolina en el país es satisfecha vía importaciones (PEMEX, 2010). Pero estas importaciones no solo complementan una oferta interna que es insuficiente en términos de cantidad, sino aparte son necesarias para incrementar el octanaje y reducir las emisiones de plomo y otros compuestos químicos de este combustible que dañan el medio ambiente (PEMEX, 2010). La gasolina importada se mezcla con la gasolina producida nacionalmente para mejorar su calidad y potencia, pero otra parte se consume en la región centro del país para contribuir a la reducción de emisiones a la atmósfera, en particular en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (Rosas y Rodríguez, s/a). Esto explica la aparente irracionalidad de que en Baja California, como en el resto de la región de la frontera norte, sea consumida gasolina de producción nacional mejorada con gasolina importada y que es abastecida desde Salina Cruz, en el estado de Oaxaca, y no se surta con importaciones directas de Estados Unidos como podría ser, en apariencia, más factible desde el punto de vista económico.

Regresando a la capacidad instalada, se observa que la infraestructura de distribución de gasolinas empieza en la terminal marítima de Rosarito, desde donde se distribuyen a todo el mercado estatal por medio de dos poliductos; uno a Mexicali con longitud de 169 km y otro a Ensenada con extensión de 74 km. A la ciudad de Tijuana se le abastece por transporte de carretera (SEDECO, 2008).

Hay tres superintendencias (Rosarito, Ensenada y Mexicali), que en 2009 desplazaron un total de 2.2 millones de metros cúbicos de gasolinas en una proporción de 47, 39 y 14% respectivamente. La superintendencia de Rosarito abastece también a los municipios de Tijuana y Tecate, de ahí el mayor volumen de combustible que se almacena en ese lugar.

En cada una de las ciudades se cuenta con terminales de almacenamiento y distribución (TAR). Durante 2008, éstas terminales abastecieron primordialmente gasolina magna (~ 60 %), seguida de diesel (~ 25 %), gasolina premium (~ 12 %) y diesel industrial (~ 3 %).

2.2.1.3. Electricidad

Al cierre del 2008, de acuerdo a la CFE (POISE, 2011) la capacidad instalada de generación eléctrica en la entidad fue de 2,341 MW, que equivale al 4.6% de la capacidad instalada en el país. Por tecnología empleada en la generación, la principal infraestructura eléctrica en el estado de acuerdo a su orden de importancia es la geotermia, con 720 MW, plantas de ciclo combinado de CFE (496 MW) y productores independientes (489 MW), y termoeléctrica convencional (320 MW).¹

Cabe notar que con el 75% del total de energía producida, Baja California es el más importante generador de electricidad en el país con base en geotermia lo que le confiere un relevancia estratégica en la utilización de energías limpias. En consumo de combustibles para la generación de electricidad, Baja California utiliza sólo el 0.3% del total de combustibles consumidos para la generación eléctrica en el país: 805 Kcal x 10¹⁰, contra 26,698 que son consumidos en el total nacional de acuerdo a la CFE.

En la actualidad, la energía eléctrica en el estado es generada principalmente con base en gas natural y en menor grado diesel, siendo el consumo de gas el energético primario más importante del que se demandan 927 millones de metros cúbicos al año, que representan el 9.6% de los 9,609 millones de metros cúbicos que fueron consumidos en el país durante el 2008 (CFE, s/a).

La infraestructura eléctrica de Baja California se compone de nueve centrales generadoras y 28 unidades de generación (CFE, s/a). Por tipo de tecnología de generación empleada hay cuatro centrales geotermoeléctricas, tres centrales de turbogas, una de ciclo combinado y una de vapor. De las 28 unidades de generación existentes en el estado, 13 corresponden a centrales geotermoeléctricas, 7 pertenecen a las centrales de turbogas y 6 a la única central de vapor que opera en la entidad. Por su parte, la central de ciclo combinado tiene dos unidades de generación.

¹ La propia CFE reporta diferentes cifras sobre capacidad de generación, por ejemplo entre POISE (2011) y las Estadísticas por Entidad Federativa, un documento interno publicado en la paraestatal. La diferencia está en si se considera o no como servicio público el total de la capacidad instalada de la central de InterGen, aproximadamente 1,100 MW, la mitad de los cuales suministran de energía a CFE y la otra mitad al mercado estadounidense.

En 2008, con estos factores el sector eléctrico en el estado produce 9,156.6 GWh, que es el 5.7% del total de energía producida en el país que ese año, según la fuente citada, generó 159,864.2 GWh, tal como se muestra en el Cuadro 14.

Cuadro 14. Energía producida en México y Baja California (GWh)

Fuentes	Baja California	Total País	Porcentaje
Vapor	788.5	43,325.4	1.8
Ciclo combinado	2,953.9	31,823.7	9.3
Turbogas	238.1	2,795.5	8.5
Geotermoeléctrica	5,176.1	7,055.8	73.4
Otros	-	74,863.8	-
Total	9,156.6	159,864.2	5.7

Fuente: CFE (s/a), Estadísticas por entidad federativa (sector eléctrico nacional).

Por su ubicación geográfica las plantas, subestaciones y líneas de transmisión se distribuyen en dos áreas: la Zona Costa y la Zona Valle, como se muestra en la Figura 2 y se detalla en los cuadros 15 y 16, respectivamente. La red de electricidad del estado está conectada a California mediante dos líneas de 230 KV —una cerca de Tijuana y otra en la periferia de Mexicali-, tal como se esquematiza en la Figura 3.

Zona Costa

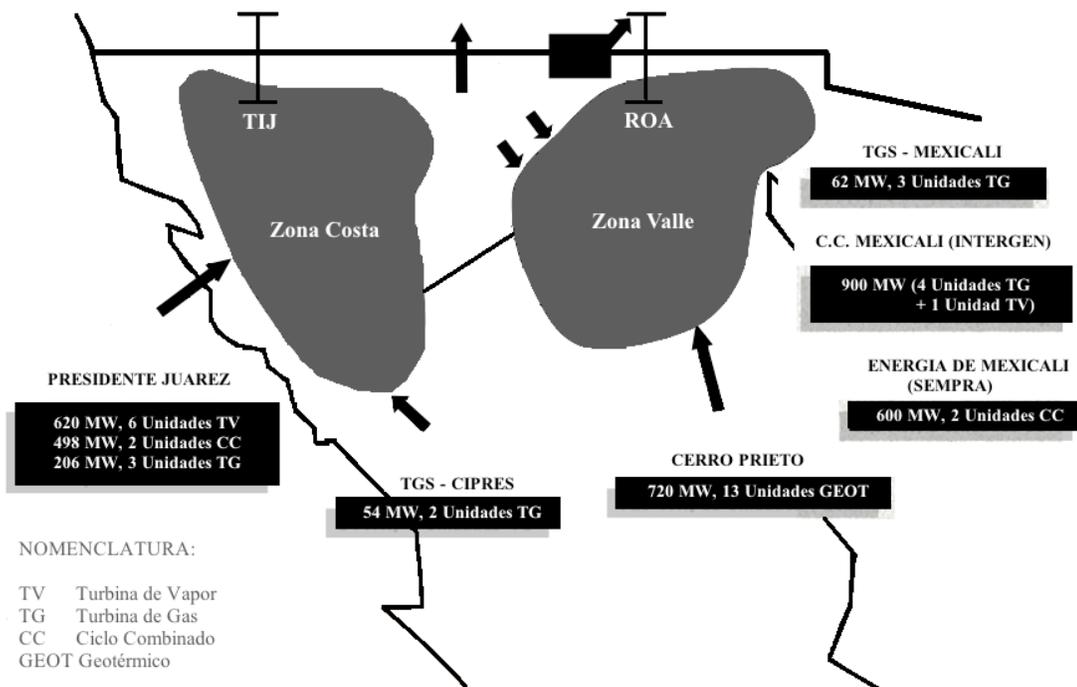
En la región Tijuana-Rosarito-Tecate estaban instaladas 11 unidades con un total de 1,326 MW. 6 unidades de tipo termoeléctrica convencional (TC) para operar con combustóleo con capacidad de 620 MW. Dos unidades de tipo ciclo combinado (CCC) operando con gas natural con capacidad de 496 MW, dos unidades de respaldo tipo turbogas (TG) que utilizan diesel como combustible con 60 MW de capacidad y una unidad de respaldo tipo turbogas de 150 MW que consume gas natural. Sólo los 320 MW de termoeléctrica convencional, las dos unidades de ciclo combinado (496 MW) y la turbogas de 150 MW eran realmente efectivas con una capacidad de 966 MW. En el 2006 salieron de operación 300 MW de las 4 unidades de 75 MW operadas con combustóleo, y para el 2010 se incrementaron 319 MW de ciclo combinado operando con gas natural, de tal forma que la generación en la región Tijuana-Rosarito-Tecate esta basada actualmente en una capacidad de 1,348 MW.

En Ensenada hay dos unidades turbogas operadas con diesel con una capacidad de 52.43 MW que sumadas a lo anterior le proporciona a la subárea Costa un total de 1,400 MW instalados. Sin considerar las unidades de respaldo la capacidad efectiva puede establecerse prácticamente en 1,285 MW.

Zona Valle

En la subárea Valle (de Mexicali) hay 720 MW en 13 unidades geotermoeléctricas que utilizan vapor geotérmico como combustible. Las primeras 5 unidades (180 MW) datan de hace más de 30 años y deben considerarse con las reservas del caso en cuanto a su efectividad en operación.

Figura 2. El sistema de la red de electricidad en Baja California



La unidad más nueva en la subárea Valle es de ciclo combinado operando con gas natural (506 MW), y existen además unidades turbogas de respaldo que contabilizan 72.5 MW. En la subárea Valle la generación de electricidad es con vapor geotérmico y gas natural con una capacidad instalada de 1298.5 MW de la cual se considera efectiva 1226 MW. Esto representa un total para el sistema de Baja California de 2,700 MW.

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 15. Instalaciones de energía eléctrica de Baja California Zona Costa

Ubicación	Inicio operación	Edad a 2004, años	Tipo	Unidades	MW
Rosarito	6 de marzo, 1964	40*	T.C. Comb	1	75
	11 de diciembre, 1964	40*	T.C. Comb	2	75
	31 de agosto, 1963	41*	T.C. Comb	3	75
	18 de marzo, 1969	35*	T.C. Comb	4	75
	1 de agosto, 1991	13	T.C. Comb	5	160
	30 de junio, 1992	12	T.C. Comb	6	160
	6 de Julio, 2001	3	CCC GN	1	248
Tijuana	6 de Julio, 2001	3	CCC GN	2	248
	1 de Julio, 1982	22	TG Diesel	1	30
	5 de agosto, 1982	22	TG Diesel	2	30
Ensenada	8 de junio, 1999	5	TG GN	3	150
	12 de diciembre, 1981	23	TG Diesel	1	27
	12 de febrero, 1982	22	TG Diesel	2	27
TT					1380.86

* Salen de operación en 2006. Fuente: UABC 2006 a partir de estadísticas de CFE 2005, modificada en 2011

Cuadro 16. Instalaciones de energía eléctrica de Baja California Zona Valle

Ubicación	Inicio operación	Edad a 2004, años	Tipo	Unidades	MW
Mexicali	12 de octubre de 1973	31	Geotermia	1	37.5
	9 de mayo de 1973	31	Geotermia	2	37.5
	31 de enero de 1979	25	Geotermia	3	37.5
	31 de marzo de 1979	25	Geotermia	4	37.5
	23 de noviembre de 1981	20	Geotermia	5	30
	1 de febrero de 1984	23	Geotermia	6	110
	5 de junio de 1987	17	Geotermia	7	110
	24 de julio de 1985	19	Geotermia	8	110
	18 de abril de 1986	18	Geotermia	9	110
	1 de julio de 2003	1	Geotermia	10	25
	1 de julio de 2003	1	Geotermia	11	25
	1 de julio de 2003	1	Geotermia	12	25
	1 de julio de 2003	1	Geotermia	13	25
	1 de octubre de 1974	30	TG Diesel	1	26
	1 de agosto de 1977	27	TG Diesel	2	18
	1 de agosto de 1977	27	TG Diesel	3	18
	1 de julio de 2003	1	CCC GN	1,2,3	30
	TT				
BAJA CALIFORNIA GRAN TOTAL					2651.86

Fuente: UABC 2006 a partir de estadísticas de CFE 2005, modificada en 2011

Energía Azteca X S. de R.L. de C.V. (EAX), opera parte del complejo de La Rosita con 3 turbinas de gas de 160 MW y una de vapor de 270 MW con capacidad de 750 MW de las cuales están contratadas con CFE 660 MW y 90 MW para exportación. Energía de Baja California opera el otro ciclo combinado de una turbina de gas de 160 MW y una de vapor de 150 MW para un total de 310 MW dedicada a la exportación. Esto da una capacidad de 1060 MW de las cuales según CFE está disponiendo de 506 MW como productor independiente.

Termoeléctrica de Mexicali (TDM), opera un ciclo combinado de 650 MW con dos turbinas de gas de 170 MW y una de vapor de 310 dedicadas a la exportación (Quintero, 2005).

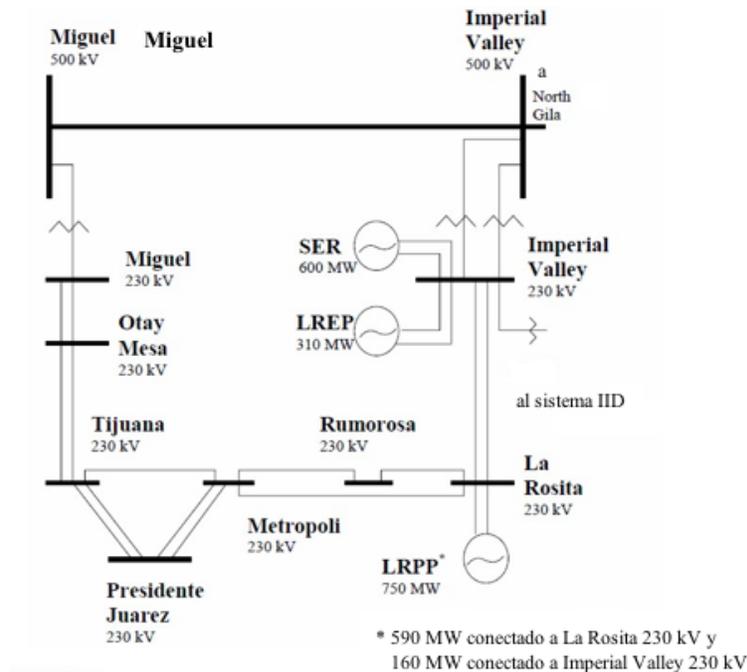
Las Centrales Base operan la mayor parte del tiempo todo el año y se seleccionan los sistemas de más bajo costo para suministrar la electricidad en la parte inferior del área contenida por la curva demanda-tiempo. La central geotermoeléctrica de Cerro Prieto y las centrales de ciclo combinado operan como centrales base del sistema. Las centrales reguladoras, operan preferentemente sólo en los picos de demanda (área superior bajo la curva) y tienen un mayor costo de generación como es el caso de las centrales convencionales de termoeléctrica Presidente Juárez en Rosarito.

Bajo este análisis la capacidad total en Baja California es de 2700 MW y se considera una capacidad efectiva de 2368 MW presentándose una demanda máxima coincidente de 2273 MW. En el caso de sistemas aislados como la península de Baja California, se admite como valor mínimo de capacidad de reserva (después de descontar la capacidad no disponible por mantenimiento) lo que resulte mayor de: a) La capacidad de la unidad mayor o b) 15% de la demanda máxima. Bajo este esquema la Capacidad Requerida en Baja California (en 2010) fue de 2614 MW y considerando sólo la capacidad efectiva de 2368 MW, el déficit fue de 246 MW, considerando que durante la temporada de máxima demanda no se tiene capacidad efectiva de planta en mantenimiento y que la capacidad de respaldo de 241 MW (Turbogas) no se considera competitivo con la importación de energía por los costos de generación.

La demanda de Baja California está controlada por las demandas de Mexicali y Tijuana (en ese orden) y que hay una tendencia de crecimiento media anual del 4%, observándose discontinuidades en 2004 y 2008 indicando que la demanda es sensible tanto al comportamiento del clima como de la economía.

La Figura 3 muestra la interconexión entre los sistemas de California en Estados Unidos y Baja California para el intercambio de electricidad con fines comerciales, pero principalmente como respaldo en contingencias y en el caso de Baja California para importar energía y mantener su margen de reserva operativo.

Figura 3. Sistema de transmisión California – Baja California en la frontera México – E.U. (Miller y Awad, 2002)



2.2.1.3.1 Servicios privado de electricidad

La ley reconoce desde 1992 la distinción entre servicio público y privado de electricidad y esa distinción es importante para el caso de Baja California.

En Baja California la capacidad instalada de generación es de poco más de 3,000 MW considerando ambos tipos de servicios. Para servicio público, se cuenta con 1,800 MW, este integra 1,300 MW de centrales generadoras propiedad de la CFE, siendo la más importante la central geotérmica de Cerro Prieto, y 500 MW de la central eléctrica de La Rosita, localizada en Mexicali y propiedad de la firma norteamericana InterGen, que tiene una capacidad instalada total aproximada de 1,100 MW.

Por su parte, el servicio privado de electricidad tiene una capacidad instalada de poco más de 1,200 MW formado por 600 MW restantes de la central La Rosita, y 600 MW de la central eléctrica Sempra Energy localizada también en Mexicali, y propiedad de la firma de California, Sempra. El servicio privado de electricidad está orientado sólo a la exportación de electricidad y su principal mercado es el estado de California, Estados Unidos.

Ambas plantas son de ciclo combinado y funcionan con base en gas natural, así como el resto de las viejas plantas de la CFE que funcionaban con base en combustóleo y diesel y que fueron reconvertidas para el uso de gas natural. La demanda de gas natural era abastecida originalmente a través de un gasoducto que enlazaba el sur de

California con el estado de Baja California. Pero ante el incremento extraordinario de gas por la construcción de dos nuevas plantas con capacidad total de 1,800 MW en la segunda mitad del 2000, Sempra y el gobierno estatal y federal deciden construir una planta regasificadora denominada Terminal Costa Azul. Esta planta además de atender las necesidades de las plantas generadoras, también atendería la demanda industrial y residencial de gas natural en la región fronteriza que incluye Baja California y el sur de California.

En 2008 termina la construcción de Costa Azul, una planta regasificadora propiedad de Sempra, con capacidad para procesar 1,000 millones de pies cúbicos al día de gas natural.

InterGen

InterGen es una empresa global de generación de energía que opera 12 centrales eléctricas en diferentes países, representando una capacidad de producción de 6,312 MW. Las plantas están localizadas en el Reino Unido, Holanda, México, Filipinas y Australia.

En México InterGen tiene cuatro centrales generadoras que suman una capacidad total de generación de 2,225 MW:

- La Rosita, en Mexicali, B. C. 1,100 MW
- Chihuahua, en Ciudad Juárez 271 MW
- Bajío, en San Luis de la Paz, Guanajuato. 600 MW
- Campeche, en Campeche, 252 MW

El proyecto de energía La Rosita InterGen es una central de ciclo combinado 1,065 MW que utiliza gas natural. Aproximadamente 500 MW están bajo contrato con la CFE, con un acuerdo de compra de energía con vigencia de 25 años, mientras que la capacidad restante se destina a satisfacer la demanda en la región fronteriza. El combustible para La Rosita es transportado por un gasoducto de 126 millas de longitud, que cruza la frontera y es propiedad de Sempra/PG&E. El gasoducto va desde Ehrenberg, Arizona, hasta la planta localizada en las cercanías de Mexicali.

La central posee cuatro unidades, se considera una de las empresas generadoras más limpias en México de acuerdo con la empresa, porque tres de las unidades están equipadas con Reductores Catalíticos Selectivos, que es una tecnología avanzada de control de emisiones que reduce el óxido de nitrógeno (NOx), un precursor del humo, y es considerada como la mejor tecnología disponible por el estado de California (<http://www.intergen.com/global/larosita.php>. Consultado 18 de Julio de 2011.)

Sempra Energy

Es una compañía (holding) de servicios de energía con operaciones en Estados Unidos, México y otros países de Latinoamérica. La compañía, a través de sus subsidiarias,

genera electricidad, distribuye gas natural, opera ductos de gas natural e instalaciones para almacenamiento y además opera un proyecto de generación de energía eólica.

Clasificada como una de las principales 500 empresas del mundo según el índice Fortune 500, sus principales subsidiarias son: San Diego Gas & Electric Company y Southern California. Integra también a Sempra Global, que es un holding de negocios relacionados con energía y que agrupa a tres empresas: Sempra Generation, Sempra Pipelines & Storage, y Sempra LNG. Sempra Pipelines & Storage también tiene sus propias utilities en Estados Unidos, México y Sudamérica (Figura 4).

Es una empresa con más de 13,500 empleados e ingreso que superan los 9 mil millones de dólares, cuyos principales negocios son las empresas de electricidad en California.

Los principales intereses de Sempra en Baja California son la central eléctrica Energía de Mexicali que inicia operaciones en 2003, Transportadora de Gas Natural de Baja California que opera gasoductos en el estado, la Terminal Costa Azul que inicia actividades en 2008 y finalmente el proyecto de energía eólica que desarrolla en la actualidad en la Sierra Juárez.

Figura 4. Sempra Global: Integración, productos y mercados

Sempra Generation Desarrolla, posee y opera, o tiene intereses en plantas de generación eléctrica y proyectos de energía	Mercado: mayorista de electricidad. Estados Unidos y México
Sempra Pipelines & Storage Desarrolla, posee y opera, o tiene intereses en, ductos de gas natural y propano, almacenamiento de gas natural y empresas públicas de electricidad y gas natural.	Mercado: Gas natural y electricidad. Estados Unidos, México, Argentina, Chile y Perú.
Sempra LNG Desarrolla, posee y opera terminales receptoras de gas natural líquido y venta de gas natural.	Mercado: Gas natural líquido, gas natural. México, Estados Unidos y global. A este grupo pertenece Costa Azul.

Energía de Mexicali

Sempra Energy o Energía de Mexicali, es una central eléctrica que inició operaciones en 2003, es una planta termoeléctrica que utiliza gas natural y que tiene una capacidad de 600 MW. Destina toda la energía generada al mercado estadounidense. Esta planta cerró operaciones en febrero y mayo de 2011 debido a un corte imprevisto, según

informaciones periódicas. La central suministra energía a clientes en Arizona, California y Nevada.

TGN Transportadora de Gas Natural de Baja California

Es una línea de transporte de gas natural de 47 kms de longitud y 30 pulgadas de diámetro, puede transportar hasta 800 millones de metros cúbicos de gas por día. Inicia en la interconexión con el sistema de Gasoducto Bajanorte en el área de Tijuana. El gas puede ser enviado al hacia el norte hasta la interconexión con el sistema de San Diego Gas & Electric en la frontera internacional en Otay Mesa, California, o hacia el sureste a la Central Termoeléctrica Presidente Juárez de CFE en Rosarito. Baja California.

El sistema de transmisión de gas natural Gasoducto Bajanorte está compuesto por dos gasoductos que en total miden 300 kilómetros, así como una estación de compresión de 30,00 hp. TGN abastece de gas natural a CFE y a la comunidad industrial contigua. Esta empresa es subsidiaria de Sempra Energy México, S.A. de C.V. Operan tres compañías de gas en Mexicali, Chihuahua y La Laguna, dando servicio a más de 100 mil consumidores. Operan también la Termoeléctrica de Mexicali, con capacidad de 600 MW y gas natural.

Energía Costa Azul

La planta regasificadora Energía Costa Azul, fue oficialmente inaugurada el 28 de agosto de 2008, pero empezó a construirse en 2003. La justificación del proyecto, empleaba argumentos diversos (Energía Costa Azul, 2005):

- La suficiencia en el abasto de energía, condición indispensable para soportar el desarrollo regional
- El crecimiento de la demanda de gas en BC entre 2004 y 2013 se estima en 10.7% al año y se duplicará para el 2020
- BC está aislada de la infraestructura energética nacional
- BC importa todo el gas desde EUA y se encuentra al final del sistema de gasoductos del suroeste de ese país (desventajas en disponibilidad y precio)
- La producción de gas en EUA y Canadá ha venido disminuyendo mientras la demanda aumenta en California;
- Las dos entidades, constituidas en una sola región geográfica, comparten la problemática y requieren de una solución integral a sus necesidades.

En 2010 Sempra LNG completó su primer año de operación y cerca de dos tercios de la capacidad de la terminal ubicada en México y otra localizada en Luisiana, tenían contratos de suministro de gas licuado por 20 años. También, que Sempra LNG había negociado un contrato de corto plazo con el principal proveedor de gas natural licuado

para completar la cantidad remanente de las dos terminales (<http://www.sempra.com/annualreport/letter.html>). En octubre de 2004 Sempra firmó un contrato de suministro de 20 años con BP y sus socios de Tangguh LNG por 500 mmpcd de gas natural, que cubre la mitad de la capacidad de Costa Azul. Días después, se firmó otro acuerdo por 20 años con Shell para suministrar la mitad restante.

La planta puede procesar 1,000 millones de pies cúbicos al día (MMPCD) de gas natural. La inversión total fue de 1.2 miles de millones de dólares. Tiene dos tanques de almacenamiento con capacidad de 160,000 metros cúbicos.

El proyecto de construcción de Costa Azul fue asignado el 3 de enero de 2005. Technint, S. A. de C. V. de México, Black & Veatch de Kansas City, Mitsubishi Heavy Industries of Tokyo; y Vinci Construction Grands Projects of France, ganaron los cerca de 500 millones de dólares de contratos de ingeniería primaria, contratos de construcción y suministros, y la empresa conjunta Costain Group PLC of London y China Harbour, uno de los más importantes grupos de construcción, ganaron el contrato de construcción por 170 millones de dólares del rompeolas.

En enero 11 de 2011 Sempra LNG obtuvo un contrato de suministro de gas natural de 15 años de la empresa estatal CFE. El contrato está estimado en 1.4 miles de millones de dólares a lo largo de su vida. Empezando en 2008 y hasta 2022, el acuerdo suministrará a CFE con un promedio de 130 mmpcd de gas natural. El contrato de largo plazo con CFE consumirá más de un cuarto de los 500 mmpcd que Sempra LNG adquiere en Indonesia. (<http://sempralng.com/Pages/Terminals/Energia/default.htm>).

Energía Sierra Juárez

El 11 de abril de 2011 San Diego Gas & Electric Co., firmó un contrato por 20 años para suministro de energía renovable de la primera fase de 156 MW del proyecto eólico Sempra's Generation Power Energía Sierra Juárez, en Baja California. El proyecto está sujeto a la aprobación de la California Public Utilities Commission (CPUC) y Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Se espera que el proyecto empiece a construirse en 2012 y entre en operación plena en 2013. Sempra pretende desarrollar el proyecto como una joint venture, y trabaja para lograr un acuerdo de asociación con la venta del 50% a la empresa BP Wind Energy.

En resumen, al 2011 el sistema eléctrico integrado de Baja California tiene una capacidad efectiva de generación cercana a los 3,000 MW., de los cuales 1,200, es decir 40%, está asignado a servicio eléctrico privado que orienta su producción a las exportaciones hacia Estados Unidos, y 1,800 MW al servicio público de energía eléctrica. El servicio público a su vez, está formado por 1,200 MW aportado por generadores públicos, y 600 que corresponde a productores independientes (InterGen).

Como puede concluirse, Sempra es la empresa internacional con mayores intereses económicos en el estado por las cuantiosas inversiones que ha llevado a cabo desde 2003. Hacia el futuro, sin embargo, no hay claridad sobre el desarrollo que tengan estos intereses dado que la empresa en los últimos tres años ha enfrentado serios problemas en el ámbito global y local, que empiezan afectar su capacidad financiera:

- En 2009 la Comisión Europea forzó a deshacer su alianza con el Royal Bank of Scotland (RBS) y vender las acciones que tenía en la empresa conjunta RBS Commodities. Esto causó una caída en la cotización de las acciones de Sempra Energy y le llevó al cambio de estrategia de negocios.
- En 2011, la central Energía de Mexicali, enfrentó al menos dos interrupciones en la operación en febrero y mayo, al parecer derivadas de una menor demanda de electricidad en California.
- La ley emitida por el senado y firmada por el gobernador de California en abril de 2011 (la SB X1 2), que establece la obligación de las empresas de electricidad de California de obtener 33% de su energía de fuentes renovables para 2020, iniciando con 20% promedio entre enero de 2011 y 31 de diciembre de 2013. En respuesta, Sempra impulsa un proyecto de energía solar en Nevada y el proyecto de energía eólica en Baja California.
- Las disputas alrededor de la terminal de Costa Azul, primero el conflicto entre niveles de gobierno que provocó la repentina clausura de parte del municipio y la rápida reapertura ordenada por el gobierno federal y estatal el 16 y 17 de febrero de 2011; además, la demanda de un particular en junio de 2010 reclamando la cancelación de los permisos otorgados a la empresa por la compra a un propietario apócrifo de terrenos adyacentes a la terminal. El particular obtuvo el amparo de la justicia mexicana y el asunto se dirime actualmente también en San Diego.

Estos son algunos de los temas que llevaron a la caída en el valor de las acciones de Sempra en el mercado financiero a lo largo del 2011, y que llevó a la disminución en la calificación crediticia hecha por Standard & Poors en junio de ese año (<http://www.bloomberg.com/apps/quote?ticker=SRE:US>).

Esta problemática afecta la relación de Sempra con Baja California de diferentes maneras. Modifica el pronóstico de demanda de gas natural en la región, que justificó la construcción del proyecto de Costa Azul y la TGN, con la dificultad además de que Sempra tiene contratos de largo plazo para el suministro de gas licuado a la terminal. En segundo término, compromete también la operación de la central eléctrica Energía de Mexicali, porque la obligación de suministrar energía proveniente de fuentes renovables, abre al menos interrogantes acerca de cuál será el destino de la electricidad generada excedente de la Central Energía de Mexicali.

2.2.2. Usuarios sectoriales

2.2.2.1. Gas Natural

El sector eléctrico es el mayor usuario del gas natural en Baja California, mismo que representó 93% del total consumido en 2009. El gas natural se empezó a usar como combustible para la generación de energía en 1999 en la Zona Costa y en 2003 en la Zona Valle, en el primer caso desplazó en gran medida el uso de combustóleo. En tanto

que para la Zona Valle, el uso de gas natural alcanzó arriba de un 80 % reduciendo así el uso del antes dominante vapor geotérmico (UABC, 2006). En la última década el estado ha presentado el más rápido desarrollo de la demanda, a una tasa de 38.9% anual entre 1999 y 2009 (SENER, 2010c).

El Cuadro 17 presenta los consumos de gas natural en Baja California, expresados en Gigajoules, identificando el sector eléctrico clasificado en sector público (CFE que incluye un productor independiente) y sector privado que corresponde a centrales que están exportando energía a Estados Unidos.

En lo que se refiere a PGPB y Mexicali atiende a los sectores de industria, residencial, comercial y público, siendo su participación mínima comparada con las del sector eléctrico.

2.2.2.2. Productos petrolíferos

El sector transporte es el principal usuario de gasolinas automotrices en Baja California, mismo que consumió hacia 2009 cerca de 75 % del total de gasolinas suministradas a la región. La creciente demanda de gasolinas de los últimos años derivó del comportamiento del mercado automotriz y la política de precios de éstos combustibles. A finales de los años noventa, el crecimiento del parque vehicular asociado a la extensión de créditos para la adquisición de autos nuevos y la importación de vehículos usados, impulsó de manera significativa el aumento en el número de vehículos por habitante y una sustitución de kilómetros-pasajero de transporte público a transporte privado. En consecuencia, el consumo de combustible por kilómetro viajado aumentó, lo que se tradujo en mayores consumos (SENER, 2010d).

Cuadro 17. Consumo de gas natural en Baja California (Gigajoules)

Año	Sector Eléctrico Público	Sector Eléctrico Particulares	PGPB Particulares	Mexicali Particulares	Total
1999	0	0	0	4,027,006	4,027,006
2000	9,518,378	0	0	4,027,006	13,545,385
2001	20,867,214	0	0	2,196,549	23,063,763
2002	31,483,867	0	1,464,366	3,660,915	36,609,148
2003	36,243,056	19,036,757	7,687,921	2,928,732	65,896,466
2004	42,100,520	32,582,141	4,393,098	4,027,006	83,102,765
2005	41,368,337	42,832,703	2,562,640	4,027,006	90,790,686
2006	43,564,886	49,422,349	5,125,281	5,125,281	103,237,796
2007	43,564,886	45,029,251	3,660,915	5,125,281	97,380,332
2008	43,564,886	53,815,447	4,393,098	5,491,372	107,264,802
2009	40,270,062	49,788,441	3,660,915	5,857,464	99,576,881

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Fuente: Este estudio con datos de SENER, Prospectiva de Gas Natural 2009-2024.

En lo referente al diesel, el 86.4% de la demanda interna de este combustible fue destinado, principalmente, al transporte de carga y pasajeros en la modalidad de autotransporte, transporte marítimo y transporte ferroviario. El 13.6% restante se destinó al sector industrial (6.1%), y en menor medida al sector eléctrico (2.3%).

La demanda de petrolíferos derivada del sector eléctrico se limita principalmente al uso de combustóleo y en menor medida al diesel. En Baja California, la política de sustitución de combustóleo a gas natural se dio en el 2000, ya para 2004 la demanda de combustóleo en el sector eléctrico se había reducido en un 90 %. Sin embargo, tanto éste combustible como diesel se continúan usando en el sector eléctrico bajacaliforniano de una manera intermitente y a baja escala, particularmente en la planta de Rosarito, al grado que las estadísticas nacionales no incluyen este combustible como fuente de generación de electricidad en el estado.

A mediados de los noventas, el GLP se ocupaba mayoritariamente en el sector doméstico (~ 70 %), seguido por el sector servicios (~ 10 %) e industrial (> 10%), la demanda ha sido modificada en los últimos años y los sectores tanto de servicios como industrial aumentaron su demanda a cerca de 20 %, en detrimento del sector doméstico (Ver Cuadro 18).

Cuadro 18. Consumo de GLP en Baja California (Gigajoules)

Año	Total	Residencial	Servicios	Industrial	Transporte	Agrícola
1995	12,195,593	10,037,081	1,079,256	809,442	0	269,814
1996	13,290,070	10,916,843	1,054,767	896,552	0	421,907
1997	13,759,131	9,275,819	2,009,761	1,339,840	154,597	979,114
1998	15,166,315	11,484,637	1,538,612	1,263,860	439,603	439,603
1999	16,260,791	11,494,697	1,850,366	1,177,506	1,345,721	392,502
2000	16,104,437	10,139,831	1,952,053	1,355,592	2,114,724	542,237
2001	16,104,437	10,440,118	1,721,509	1,332,781	2,165,769	444,260
2002	16,417,145	10,154,935	1,861,738	1,410,408	2,538,734	451,330
2003	16,417,145	9,595,937	2,254,467	1,271,751	2,890,342	404,648
2004	17,511,621	9,816,203	2,666,129	1,514,846	3,090,286	424,157
2005	17,355,267	9,988,643	2,809,306	1,560,725	2,559,590	437,003
2006	17,355,267	9,548,623	3,225,886	2,387,156	1,741,978	451,624
2007	17,667,975	10,221,702	2,843,122	2,504,655	1,760,028	338,467
2008	16,886,206	9,485,877	2,691,029	2,489,202	1,883,720	336,379

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

2009	16,260,791	9,184,966	2,789,508	2,449,324	1,496,809	340,184
------	------------	-----------	-----------	-----------	-----------	---------

Fuente: Este estudio con datos de SENER, Prospectiva de GLP 2010-2025

Finalmente de los productos petrolíferos suministrados en Baja California, hay que agregar que la turbosina se destina exclusivamente al transporte aéreo, en tanto que el coque de petróleo se usa en la industria del cemento.

2.2.2.3. Electricidad

Los sectores industriales y residenciales son los usuarios de electricidad más importantes de Baja California, seguidos por los sectores comerciales, de riego y de alumbrado público (ver Cuadro 19).

El número de usuarios por municipio en el período 1996-2004 creció al 4.63% anual, dichos usuarios se distribuyeron de la siguiente manera 34% en Mexicali, 51% en la zona Tijuana, Rosarito y Tecate y 15% en Ensenada. Sin embargo, el consumo durante el mismo periodo muestra un reparto porcentual ligeramente distinto; Mexicali consume el 49% de la electricidad, la región de Tijuana, Rosarito y Tecate consume el 41% y Ensenada el 10% restante.

Cuadro 19. Número de usuarios por sector 1990-2010

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Mediana industria	Gran Industria	Total
1990	384,961	45,852	1,741	1,523	1,893	16	435,986
1991	413,083	47,315	1,784	1,560	2,045	16	465,803
1992	443,553	48,193	1,916	1,538	2,200	17	497,417
1993	458,729	48,077	1,998	1,465	2,314	19	512,602
1994	490,387	50,252	2,135	1,557	2,506	22	546,859
1995	522,179	52,813	2,313	1,597	2,692	25	581,619
1996	544,207	56,237	2,375	1,667	2,946	28	607,460
1997	566,179	59,120	2,507	1,717	3,307	35	632,865
1998	599,882	62,802	2,655	1,845	3,667	42	670,893
1999	623,295	65,430	2,777	1,943	4,315	43	697,803
2000	652,289	68,218	2,805	2,001	5,003	47	730,363
2001	680,146	71,051	2,850	2,058	5,715	50	761,870
2002	705,278	74,778	2,961	2,116	6,513	50	791,696
2003	744,582	78,178	3,075	2,187	7,379	55	835,456
2004	778,500	80,608	3,166	2,130	8,342	60	872,806
2005	818,465	84,109	3,268	2,249	9,535	66	917,692
2006	860,016	86,926	3,381	2,305	10,512	69	963,209
2007	899,337	90,214	3,418	2,379	11,563	76	1,006,987
2008	939,899	90,866	3,236	2,433	12,251	84	1,048,769

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

2009	952,992	90,500	3,318	2,473	12,799	87	1,062,169
------	---------	--------	-------	-------	--------	----	-----------

Fuente: Este estudio con datos de CFE

Por otro lado, el consumo por sectores de servicios e industrial en el período 1996-2004 en BC se comportó de la siguiente manera: en Mexicali se consume el 46% de la electricidad destinada al sector de servicios en la entidad y el 44% de la que se consume en el sector industrial, mientras que la participación de Tijuana en estos mismos sectores es de 42% y 48%, respectivamente. Por su parte Ensenada participa con el 12% de las ventas para el sector servicios y con el 8% de las dedicadas al sector industrial.

El considerable consumo eléctrico en el sector industrial refleja el hecho de que las actividades manufactureras y ensamblado constituyen una porción importante de la economía de Mexicali y Tijuana. Además de que en Mexicali existen algunas industrias de gran demanda de energía eléctrica como las de producción de vidrio y de acero.

2.2.3. Ventas

2.2.3.1. Gas Natural

El Cuadro 20 presenta la evolución del consumo por sectores en Baja California en el período 1997-2010; se observa que el sector eléctrico es el actual principal consumidor, usando cerca de un 90 % de gas natural importado. El rápido desarrollo comenzó con un proceso de sustitución de combustóleo por gas natural en algunas de las plantas termoeléctricas de CFE a partir de 1999. Antes de ese evento, el sector industrial solía ser el mayor consumidor seguido por el doméstico. En la actualidad el sector industrial es el segundo consumidor después del eléctrico con un consumo del casi 10 % restante.

Cuadro 20. Consumo de gas natural en Baja California (Gigajoules)

Año	Sector Eléctrico Público	Sector Eléctrico Particulares	PGPB Particulares	Mexicali Particulares	Total
1999	0	0	0	4,027,006	4,027,006
2000	9,518,378	0	0	4,027,006	13,545,385
2001	20,867,214	0	0	2,196,549	23,063,763
2002	31,483,867	0	1,464,366	3,660,915	36,609,148
2003	36,243,056	19,036,757	7,687,921	2,928,732	65,896,466
2004	42,100,520	32,582,141	4,393,098	4,027,006	83,102,765
2005	41,368,337	42,832,703	2,562,640	4,027,006	90,790,686
2006	43,564,886	49,422,349	5,125,281	5,125,281	103,237,796
2007	43,564,886	45,029,251	3,660,915	5,125,281	97,380,332
2008	43,564,886	53,815,447	4,393,098	5,491,372	107,264,802

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

2009	40,270,062	49,788,441	3,660,915	5,857,464	99,576,881
------	------------	------------	-----------	-----------	------------

Fuente: Este estudio con datos de SENER, Prospectiva de Gas Natural 2009-2024.

Se identifica el sector eléctrico clasificado en sector público (CFE que incluye un productor independiente) y sector privado que corresponde a centrales que están exportando energía a Estados Unidos.

En lo que se refiere a PGPB y Mexicali atiende a los sectores de industria, residencial, comercial y público, siendo su participación mínima comparada con las del sector eléctrico.

Cuadro 21. Consumo de gasolinas en Baja California (Gigajoules)

Año	Nova	Pemex Magna	Pemex Premium	Otras gasolinas	Total
1990	24,035,335	5,708,431	0	35,193	29,778,959
1991	30,405,583	16,918,345	0	171,587	47,495,515
1992	27,739,632	21,327,339	0	322,954	49,389,925
1993	19,925,488	27,422,341	0	158,122	47,505,952
1994	7,967,403	39,935,770	0	202,850	48,106,023
1995	3,150,072	45,352,405	0	345,833	48,848,309
1996	1,320,767	49,314,808	662,771	52,896	51,351,241
1997	0	48,317,794	2,841,002	70,110	51,228,906
1998	0	46,778,693	4,573,447	0	51,352,140
1999	0	43,446,306	7,207,476	0	50,653,782
2000	0	42,605,402	10,211,046	0	52,816,448
2001	0	40,633,816	12,043,775	0	52,677,591
2002	0	37,177,554	12,284,028	35,417	49,496,999
2003	0	42,360,088	10,359,355	123,126	52,842,570
2004	0	50,107,524	13,729,193	211,925	64,048,642
2005	0	49,910,188	13,368,995	261,542	63,540,725
2006	0	51,811,209	15,043,342	259,301	67,113,852
2007	0	57,644,012	15,094,018	266,780	73,004,810
2008	0	69,228,684	15,413,189	323,556	84,965,429
2009	0	64,039,351	8,843,208	8,847	72,891,406
2010	0	49,618,140	5,657,563	0	55,275,704

Fuente: Este estudio con datos de PEMEX, Sistema de Información Energética y SENER, Prospectiva de petrolíferos 2010-2025

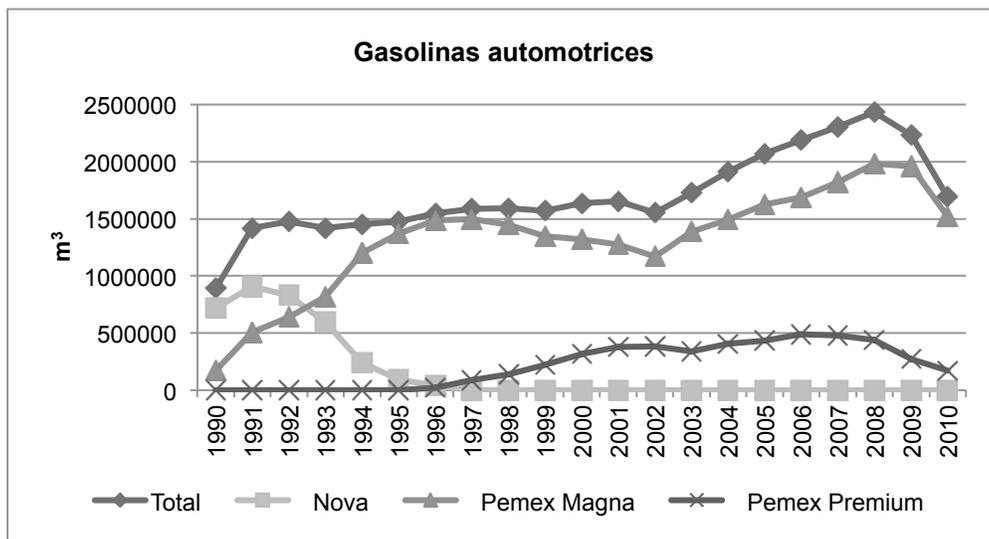
2.2.3.2. Productos petrolíferos

Las ventas de gasolinas en el período 1990-2010 para el sector transporte se muestran en el Cuadro 21. Como se observa de 1990 a 1996 gasolina nova fue suministrada hasta 1991 cuando fue substituida por gasolina premium. El abastecimiento de magna ha sido continuo durante el período analizado. A partir de 1993, la magna se vuelve la gasolina suministrada más abundantemente. La mayor participación de la gasolina premium en la demanda se registró en 2006.

Del comportamiento general de ventas en el período estudiado puede verse que de 1990 a 1991 hubo un crecimiento de 37 % del consumo de gasolinas, desde entonces y hasta 2001 se observan bajas tasas de crecimiento. En los seis años posteriores se registran tasas entre 10 y 5.6 para encontrar una caída en el 2008. Se observa que la demanda de gasolinas automotrices fluctuó a lo largo del período de estudio, con una predominante participación de la gasolina pemex magna (ver Figura 5).

La distribución del parque vehicular y calidad de la flota explican en gran medida el nivel de demanda de gasolinas por municipio. Hacia 2008, Mexicali consumió 38% de magna y 34% de premium, suministrado a la región. La región de Tijuana consumió 48% y 55%, en tanto que Ensenada usó 15 y 10.9% de magna y premium, respectivamente. Así, la Zona Costa consume alrededor del 60% de gasolinas y diesel suministrados.

Figura 5. Evolución de la demanda anual de gasolinas en el sector transporte, 1990-2010, m³



Fuente: elaboración propia con datos de SENER, Prospectiva de petrolíferos 2010-2025

Las ventas de diesel en el período 1990-2010 para el sector transporte se muestran en el Cuadro 22 y Figura 6. Como se observa de 1990 a 1996 las ventas de diesel

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

presentaron ligeros cambios, para el segundo período, comprendido entre 1996 y 2002 se tuvieron tasas de crecimiento entre 4 y 8%.

De 2002 a 2008 hay un crecimiento del consumo de diesel, probablemente causado por la expansión del parque vehicular a diesel, de casi 8% en promedio anual; aunque hay que considerar asimismo dos factores igualmente relevantes, 1) que durante ese periodo se da auge económico con una tasa del PIB que llega a 5.8% en el 2006, y 2) un precio relativo inferior al de Estados Unidos en los últimos años.

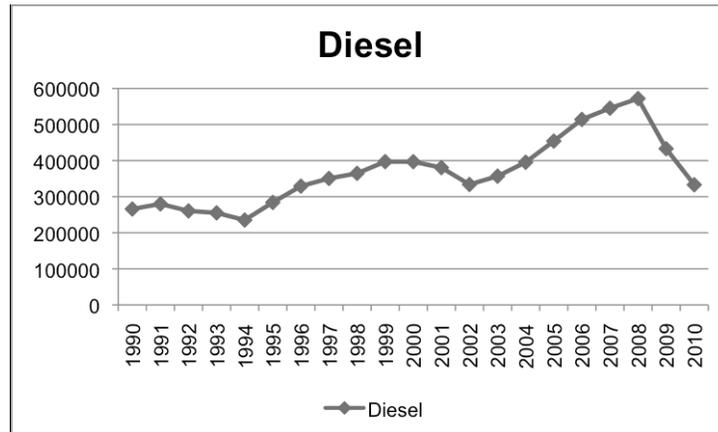
A partir de 2008 se registra una reducción a raíz de la contracción de la economía derivada de la crisis financiera mundial en 2008, los efectos sobre la demanda de combustible en el sector transporte se presentaron en 2009. Hacia 2008, Mexicali consumió 26 % de diesel para transporte y 3 % de diesel industrial suministrados a la región. La región de Tijuana consumió 20 % y 4 %, en tanto que Ensenada usó 24 % y 1.8 % de diesel para transporte y diesel industrial, respectivamente. Así la Zona Costa representa alrededor del 45% del consumo de diesel para transporte.

Cuadro 22. Consumo de diesel en Baja California (Gigajoules)

Año	Total	Transporte	Otros Sectores	Sector Eléctrico
1990	17,474,154	10,283,212	6,864,994	325,949
1991	18,062,875	10,828,607	6,897,237	337,031
1992	16,757,067	10,080,071	6,397,766	279,229
1993	15,770,894	9,870,083	5,607,457	293,354
1994	14,049,132	9,100,502	4,781,940	166,690
1995	16,634,328	10,990,818	5,498,181	145,330
1996	20,050,150	12,738,072	7,023,939	288,139
1997	21,646,863	13,563,439	7,869,146	214,279
1998	22,411,236	14,107,210	8,053,459	250,568
1999	23,206,359	15,363,616	7,436,937	405,806
2000	23,334,696	15,360,173	7,735,494	239,029
2001	23,657,231	14,719,107	8,699,095	239,029
2002	21,144,731	12,913,049	7,992,653	239,029
2003	22,532,895	13,805,072	8,488,794	239,029
2004	25,151,080	15,301,331	9,718,076	131,672
2005	28,815,018	17,567,521	11,132,947	114,550
2006	32,333,350	19,892,087	12,184,465	256,798
2007	33,789,041	21,094,139	12,475,522	219,380
2008	36,146,642	22,130,693	13,912,342	103,607
2009	28,641,699	16,750,201	11,823,879	67,619
2010	29,660,194	12,883,377	16,722,152	54,665

Fuente: Este estudio con datos de PEMEX, Sistema de Información Energética y SENER, Prospectiva de petrolíferos 2010-2025

Figura 6. Evolución de la demanda anual de diesel en el sector transporte, 1990-2010, m³



Fuente: elaboración propia con datos de SENER, Prospectiva de petrolíferos 2010-2025

Las ventas de combustóleo y turbosina en el período 1990-2010 se muestran en los Cuadros 23 y 24, respectivamente y la Figura 7.

Como se observa de 1990 a 1999 las ventas de combustóleo presentaron ligeros cambios, hasta la introducción del gas natural en 1999 en la zona costa y 2003 en la zona valle. Por su parte la turbosina muestra un comportamiento bastante estable hasta 2007 donde se registra una reducción posiblemente por la contracción de la economía derivada de la crisis financiera mundial en 2008. En la actualidad ambos petrolíferos se usan en la zona costa, el combustóleo en la planta de Rosarito y la turbosina en el aeropuerto internacional de Tijuana.

2.2.3.2.1 Mercado de gasolinas en Baja California

El mercado de gasolinas en Baja California y en general en la frontera norte presenta los problemas derivados de un proceso de integración económica con Estados Unidos, en donde el mercado de hidrocarburos ha permanecido al margen de ese proceso. Los grandes diferenciales entre los niveles de precios en los dos países que ha venido disminuyendo progresivamente en los años recientes, y las diferencias en la lógica de formación de precios en las gasolinas en particular, en el sur de Estados Unidos son precios competitivos en un mercado oligopólico mientras que en México se trata de precios administrados por el gobierno, llevan a que ocurra una importante fuga de consumidores en la región binacional llevando a problemas de exceso de oferta o excesos de demanda dependiendo de a que lado favorezca el desequilibrio de precios entre los dos países (Ver Figura 8).

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 23. Consumo de combustóleo en Baja California (Gigajoules)

Año	Combustóleo	CFE	Otros Sectores
1990	22,502,856	18,369,378	4,133,478
1991	24,062,039	18,369,378	5,692,661
1992	29,009,806	22,869,538	6,140,269
1993	25,402,419	20,575,959	4,826,460
1994	34,360,901	28,585,157	5,775,745
1995	35,563,711	31,784,593	3,779,119
1996	38,068,245	32,091,308	5,976,937
1997	32,349,894	26,608,722	5,741,171
1998	29,183,072	23,549,290	5,633,782
1999	35,408,252	30,853,455	4,554,797
2000	30,594,718	26,617,405	3,977,313
2001	28,268,871	24,593,918	3,674,953
2002	14,986,211	11,839,106	3,147,104
2003	7,245,717	4,564,802	2,680,915
2004	3,473,988	1,254,442	2,219,545
2005	5,060,317	2,217,521	2,842,797
2006	4,774,043	1,391,497	3,382,547
2007	2,659,701	257,675	2,402,026
2008	1,696,086	0	1,696,086
2009	1,361,689	0	1,361,689
2010	922,082	58,925	863,157

Fuente: Este estudio con datos de PEMEX, Sistema de Información Energética y SENER, Prospectiva de petrolíferos 2010-2025

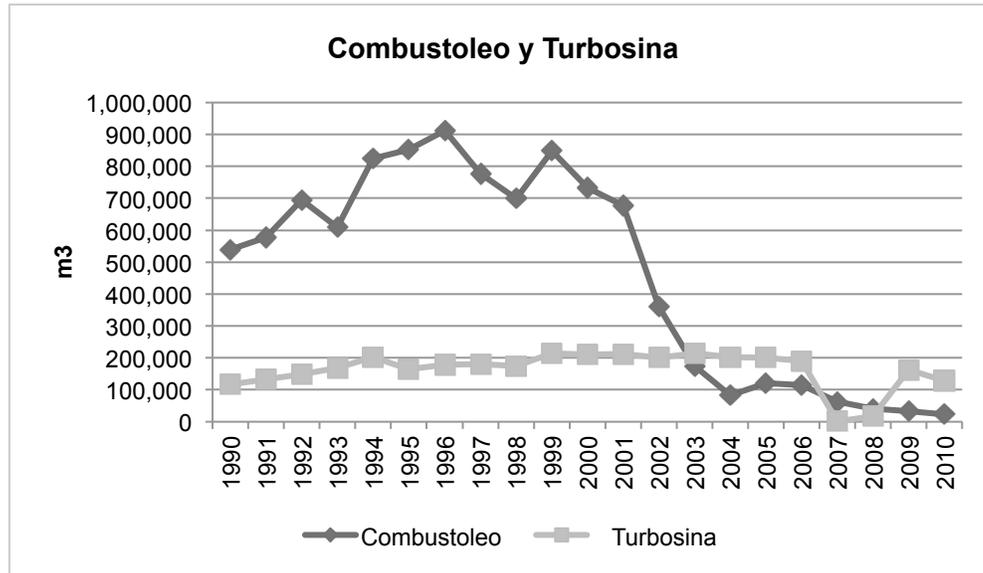
Cuadro 24. Consumo de turbosina en Baja California (Gigajoules)

Año	Total	Año	Total
1990	4,031,416	2000	7,330,435
1991	4,609,642	2001	7,398,585
1992	5,146,110	2002	6,980,613
1993	5,849,195	2003	7,445,489
1994	7,027,936	2004	7,021,364
1995	5,729,134	2005	6,985,412
1996	6,193,628	2006	6,630,757
1997	6,261,881	2007	24,061
1998	6,104,095	2008	596,307
1999	7,461,345	2009	5,632,578
2000	7,330,435	2010	4,476,786

Fuente: Este estudio con datos de PEMEX, Sistema de Información Energética y SENER, Prospectiva de petrolíferos 2010-2025

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Figura 7. Evolución de la demanda anual de combustóleo y turbosina en el sector transporte, 1990-2010, m³



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, Prospectiva de petrolíferos 2010-2025

Figura 8. Indicadores del mercado de gasolinas en Baja California 1990-2009

Indicadores del mercado de gasolinas en Baja California, 1990-2009

Periodo	Oferta interna de gasolinas 1/	Precios de gasolinas MX 2/	Planta vehicular 3/	PIB 4/
1990-1995	10.6%	-	3.2%	0.5%
1996-2000	1.4%	17.5%	2.3%	8.9%
2000-2005	4.8%	5.3%	9.5%	2.1%
2006-2009	0.7%	4.1%	4.8%	-2.4%

Notas:

1/ Incluye gasolina magna y premium de las tres superintendencias que forman la red de distribución en Baja California.

2/ Promedio simple de la variación en el precio de cada tipo de gasolina en el estado

3/ Incluye automóviles, camiones para pasajeros, camiones y camionetas, y motocicletas registrados

4/ Periodo 1993-1995. Estimados con valores constantes año base 1993.

Fuente: Elaborado con datos de Sener e Inegi (Simbad).

A principios de los noventa la oferta interna de gasolinas crecía en forma desproporcionada respecto al aumento del parque vehicular y el crecimiento económico del estado. En la segunda mitad de esa década, mientras en el estado la economía se expandía y el número de vehículos registrados aumentaba moderadamente, la venta del combustible presentó también un comportamiento positivo pero moderado. En la primera mitad del 2000 la economía estatal enfrenta las recesiones del 2001 y 2003, por lo que el periodo registra un bajo crecimiento. No obstante, la combinación de un

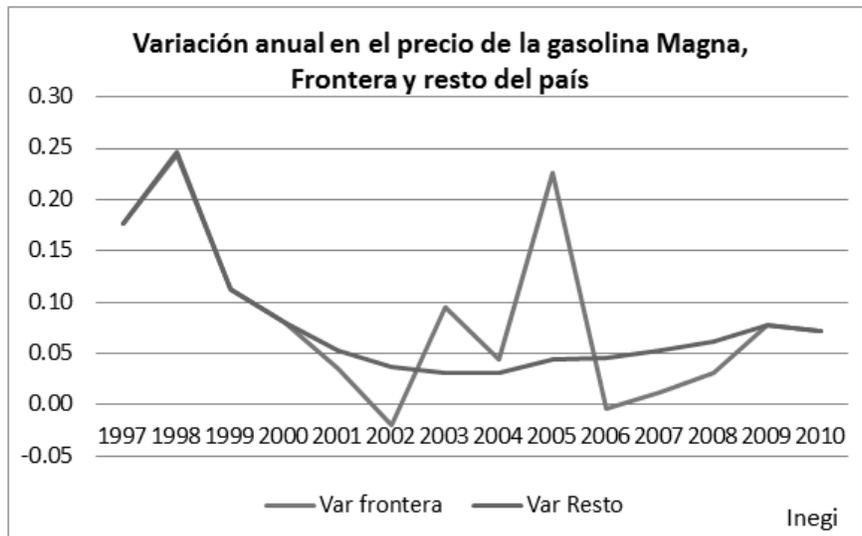
menor ritmo de incremento en los precios de los combustibles y una planta vehicular que experimenta su crecimiento más acelerado, posiblemente a causa de la facilitación de los procedimientos de importación de vehículos usados, provocaron que la demanda de gasolinas aumentara respecto al periodo anterior.

Este lento ajuste de precios en México y la tendencia al alza en el mercado internacional del petróleo provocaron un subida importante en la brecha del precio de la gasolina respecto a Estados Unidos. Hasta entonces, los precios de la gasolina en la frontera estaban regidos por un mecanismo que seguía la cotización del combustible en ese país, de esa manera, el efecto de los precios se transmitía en forma directa al mercado de la frontera encareciendo el producto para los consumidores locales.

En el 2005 por ejemplo, la gasolina magna aumentó más del 20% en la frontera norte mientras que en el resto del país el precio aumentaba por debajo del 5% (ver Figura 9).

Las perturbaciones en el mercado internacional de hidrocarburos que acompañó al auge económico internacional que precedió a la crisis financiera internacional del 2008 provocaron primero alzas de precios en las gasolinas en la frontera norte y en particular en Baja California, después volatilidad de los precios cuando se modifica el arreglo de fijación de precios en esta región. La recesión económica en el estado en 2009, más la inestabilidad de los precios en la entidad debido a las razones mencionadas, puede ser la causa que provocó una caída en la oferta de gasolinas en 2009-2010, a pesar de que los precios del combustible se ajustaron al ritmo de la inflación general de precios y de que la planta vehicular en la entidad continuó aumentando aunque en forma moderada.

Figura 9. Variación anual en el precio de la gasolina Magna, Frontera y resto del país



2.2.3.3. Vapor geotérmico

Como una fuente de energía nativa se tiene el recurso geotérmico que se ha dedicado prácticamente en forma exclusiva para la generación eléctrica en el Valle de Mexicali. El Cuadro 25 muestra la evolución de su consumo.

Cuadro 25. Consumo de vapor geotérmico en Baja California (Gigajoules)

Año	Toneladas	Gigacalorías	Gigajoules
1990	39,090,909	25,800,000	108,019,440
1991	39,090,154	25,799,502	108,017,355
1992	38,445,211	25,373,839	106,235,190
1993	38,560,119	25,449,678	106,552,713
1994	38,640,661	25,502,836	106,775,275
1995	38,042,544	25,108,079	105,122,505
1996	37,317,166	24,629,330	103,118,077
1997	37,217,339	24,563,444	102,842,227
1998	38,897,405	25,672,288	107,484,734
1999	37,530,966	24,770,437	103,708,868
2000	40,983,073	27,048,828	113,248,033
2001	40,210,969	26,539,240	111,114,489
2002	40,210,969	26,539,240	111,114,489
2003	41,039,433	27,086,026	113,403,773
2004	39,468,250	26,049,045	109,062,142
2005	44,325,510	29,254,837	122,484,150
2006	38,883,211	25,662,919	107,445,510
2007	44,897,182	29,632,140	124,063,843
2008	41,556,623	27,427,371	114,832,918
2009	39,179,560	25,858,510	108,264,408
2010	40,142,646	26,494,147	110,925,693

Fuente: Elaboración propia con datos de UABC, 2006

2.2.3.4. Electricidad

Las ventas de electricidad en MWh por municipio en el período 1990-2010 se muestran en el Cuadro 26. Mexicali en este período incrementó su consumo desde el 40% hasta el 49% por el efecto de su clima semidesértico, la región de Tijuana actualmente consume el 33.5%, Rosarito 0.8%, Tecate 1.1% y Ensenada el 8.1%. La Zona Valle representa el 56.5% del consumo.

El consumo de electricidad en Baja California está creciendo a una tasa anual compuesta con base a 1990 de 4.9%. Mexicali presenta una tasa de 6% y Tijuana crece con una tasa de 4.4%, entre los dos municipios constituyen el 82% de las ventas del estado. En todos los casos se observa una tendencia de disminución en las tasas de crecimiento a partir de 2006.

El Cuadro 27 presenta la evolución del consumo por sectores en Baja California en el período 1990-2010; se observa que el consumo principal es en las tarifas de media y alta tensión (mediana y gran industria) con 54%. El sector doméstico representa el 34% y el comercial el 7%. Los sectores de servicios y agrícola contribuyen con el 4.5% restante. El sector industrial con el 1% de los usuarios consume el 54% de las ventas internas de electricidad.

Cuadro 26. Ventas de electricidad (MWh) por municipio en el período 1990-2010

Año	División	San Luis	Baja California	Mexicali	Ensenada	Tijuana	Rosarito	Tecate
1990	3,773,802	236,287	3,537,515	1,533,270	441,332	1,414,801	54,000	94,112
1991	3,815,867	249,275	3,566,592	1,621,831	423,515	1,380,032	50,159	91,055
1992	4,055,157	261,840	3,793,317	1,726,321	439,980	1,474,971	55,282	96,763
1993	4,127,878	272,743	3,855,135	1,822,511	420,391	1,465,422	51,720	95,091
1994	4,593,718	300,311	4,293,407	2,047,204	466,559	1,621,981	53,664	103,998
1995	4,885,710	325,719	4,559,992	2,248,836	470,735	1,682,004	51,751	106,666
1996	5,613,724	369,140	5,244,584	2,615,500	505,670	1,930,540	61,243	131,631
1997	6,207,267	386,358	5,820,909	2,918,628	585,316	2,115,969	65,881	135,115
1998	6,347,641	373,018	5,974,623	2,830,770	596,122	2,332,955	72,510	142,266
1999	7,066,243	415,890	6,650,354	3,157,646	701,947	2,563,802	68,074	158,884
2000	7,969,617	447,322	7,522,295	3,791,155	697,094	2,871,177	68,154	94,715
2001	8,230,919	460,855	7,770,064	3,908,613	703,277	2,985,661	76,087	96,426
2002	8,136,769	458,939	7,677,831	3,851,826	724,995	2,934,234	72,407	94,369
2003	8,534,089	484,307	8,049,781	4,103,360	746,456	3,034,740	70,698	94,528
2004	8,869,073	478,543	8,390,530	4,185,080	782,021	3,250,037	72,805	100,587
2005	9,065,606	569,264	8,496,342	4,205,268	800,684	3,320,415	71,296	98,680
2006	9,711,433	606,234	9,105,198	4,538,409	861,748	3,522,902	74,261	107,879
2007	9,870,270	645,991	9,224,279	4,622,806	889,077	3,524,507	77,611	110,278
2008	10,076,285	688,771	9,387,514	4,759,708	862,371	3,576,933	75,878	112,624
2009	9,847,788	734,835	9,112,952	4,758,817	810,002	3,359,777	74,776	109,580
2010	10,005,825	784,467	9,221,358	4,871,590	814,564	3,347,778	76,670	110,756

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

El consumo industrial en media y alta tensión está creciendo con una tasa del orden de 2 veces mayor que el consumo residencial, mientras que los sectores comercial, de servicios y agrícola crecen a tasas más bajas que el sector doméstico. Esto se atribuye a la instalación de empresas más intensivas en el uso de la energía asociado con precios más altos en las tarifas domésticas, comerciales y de servicios. Sin embargo, se observa una tendencia a la disminución en la tasa de crecimiento del consumo a partir de 2002, excepto en el sector agrícola, lo cual evidentemente es el efecto de la elasticidad al precio, mayor costo de la electricidad menor consumo.

En Mexicali se consume el 45% de la electricidad destinada al sector industrial, mientras que la participación de Tijuana es de 42%. Por su parte Ensenada participa con el 7% de las ventas.

Cuadro 27. Ventas de electricidad por sector, 1990-2010 (Gigajoules).

Año	Baja California	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial
1990	12,737,345	4,704,863	1,836,304	399,902	558,517	5,237,759
1991	12,842,043	4,751,855	1,802,262	397,011	523,540	5,367,375
1992	13,658,401	5,318,359	1,884,638	334,468	450,556	5,670,380
1993	13,880,986	5,384,860	1,860,498	351,402	356,735	5,927,491
1994	15,459,048	5,737,122	1,872,370	356,867	455,618	7,037,070
1995	16,418,925	5,972,860	1,884,147	390,660	486,372	7,684,887
1996	18,883,901	6,454,532	1,954,698	384,092	608,931	9,481,648
1997	20,959,044	6,814,266	2,048,441	419,072	594,096	11,083,169
1998	21,512,514	7,018,279	2,065,760	449,220	510,539	11,468,716
1999	23,945,583	7,585,849	2,277,142	451,395	610,808	13,020,389
2000	27,085,136	8,266,980	2,489,715	529,065	620,435	15,178,942
2001	27,977,265	8,890,122	2,652,281	495,831	576,388	15,362,644
2002	27,645,165	8,347,851	2,442,182	492,877	691,834	15,670,422
2003	28,984,430	8,853,204	2,424,276	517,904	689,550	16,499,496
2004	30,211,345	8,900,390	2,372,375	519,715	718,461	17,700,403
2005	30,592,338	9,312,175	2,294,396	493,665	688,610	17,803,493
2006	32,784,614	10,159,351	2,381,448	547,642	767,965	18,928,208
2007	33,213,383	10,306,469	2,394,620	559,159	857,680	19,095,456
2008	33,801,132	10,712,889	2,382,093	590,261	794,084	19,321,804
2009	32,812,534	10,833,659	2,234,967	612,257	833,710	18,297,942
2010	33,202,864	11,417,238	2,285,342	635,173	875,318	17,989,794

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE

2.2.3.5. Consumos energéticos totales durante 1990 - 2010

La versión consolidada de las entradas de energéticos y las fuentes nativas en Baja California se presenta en el Cuadro 28. Se observa que el ingreso de gas natural que inicia en 1999 para el 2000 representaba el 5.2% y para el 2009 representa el 30%, el vapor geotérmico ha perdido terreno y en 1990 representaba el 59% del recurso energético situándose en 32% para el 2009, mientras que las gasolinas prácticamente se mantienen en una proporción del 20%, el Diesel en el 9%, el GLP en el 5% y la Turbosina en el 2%. El combustóleo después de alcanzar el 16% en 1995 ha caído al 0.4%. La electricidad que ingresa como importación contribuye con menos del 1% (Ver Cuadro 29).

Cuadro 28. Consumos de energéticos en Baja California 1990-2010 (Gigajoules)

Año	Gas Natural	GLP	Gasolinas	Diesel	Combustóleo	Turbosina	Vapor Geot.	Electricidad	Total
1990	0	0	29,778,959	17,474,154	22,502,856	4,031,416	108,019,440	106,219	181,913,044
1991	0	0	47,495,515	18,062,875	24,062,039	4,609,642	108,017,355	110,900	202,358,326
1992	0	0	49,389,925	16,757,067	29,009,806	5,146,110	106,235,190	178,232	206,716,330
1993	0	0	47,505,952	15,770,894	25,402,419	5,849,195	106,552,713	158,429	201,239,601
1994	0	0	48,106,023	14,049,132	34,360,901	7,027,936	106,775,275	597,708	210,916,975
1995	0	12,195,593	48,848,309	16,634,328	35,563,711	5,729,134	105,122,505	820,948	224,914,529
1996	0	13,290,070	51,351,241	20,050,150	38,068,245	6,193,628	103,118,077	1,278,230	233,349,642
1997	0	13,759,131	51,228,906	21,646,863	32,349,894	6,261,881	102,842,227	1,461,863	229,550,765
1998	0	15,166,315	51,352,140	22,411,236	29,183,072	6,104,095	107,484,734	1,728,311	233,429,903
1999	4,027,006	16,260,791	50,653,782	23,206,359	35,408,252	7,461,345	103,708,868	2,326,019	243,052,421
2000	13,545,385	16,104,437	52,816,448	23,334,696	30,594,718	7,330,435	113,248,033	3,337,801	260,311,953
2001	23,063,763	16,104,437	52,677,591	23,657,231	28,268,871	7,398,585	111,114,489	295,253	262,580,220
2002	36,609,148	16,417,145	49,496,999	21,144,731	14,986,211	6,980,613	111,114,489	111,620	256,860,955
2003	65,896,466	16,417,145	52,842,570	22,532,895	7,245,717	7,445,489	113,403,773	162,029	285,946,084
2004	83,102,765	17,511,621	64,048,642	25,151,080	3,473,988	7,021,364	109,062,142	140,425	309,512,026
2005	90,790,686	17,355,267	63,540,725	28,815,018	5,060,317	6,985,412	122,484,150	270,049	335,301,624
2006	103,237,796	17,355,267	67,113,852	32,333,350	4,774,043	6,630,757	107,445,510	1,850,733	340,741,310
2007	97,380,332	17,667,975	73,004,810	33,789,041	2,659,701	24,061	124,063,843	957,772	349,547,536
2008	107,264,802	16,886,206	84,965,429	36,146,642	1,696,086	596,307	114,832,918	1,224,220	363,612,609
2009	99,576,881	16,260,791	72,891,406	28,641,699	1,361,689	5,632,578	108,264,408	1,008,181	333,637,634

Fuente: Elaboración propia con base en información estadística de CFE

Cuadro 29. Participación de la Geotermia y las importaciones de energéticos en Baja California 1990-2010 (Gigajoules)

Año	Gas Natural	GLP	Gasolinas	Diesel	Combustóleo	Turbosina	Vapor Geotérmico	Electricidad
1990	0.0%	0.0%	16.4%	9.6%	12.4%	2.2%	59.4%	0.1%
1995	0.0%	5.4%	21.7%	7.4%	15.8%	2.5%	46.7%	0.4%
2000	5.2%	6.2%	20.3%	9.0%	11.8%	2.8%	43.5%	1.3%
2005	27.1%	5.2%	19.0%	8.6%	1.5%	2.1%	36.5%	0.1%
2009	29.8%	4.9%	21.8%	8.6%	0.4%	1.7%	32.4%	0.3%

Fuente: Este estudio con base a UABC, 2006

2.2.4. Balances de Energía.

Los balances de energía indican las entradas y salidas de la misma a un sistema dado, su generación o consumo interno, según sea caso; los balances también pueden servir de base comparativa para identificar variaciones al sistema respecto a inventarios.

El balance de energía eléctrica para la División Baja California para el período 1990 a 2010 se elaboró a partir de la información estadística disponible de CFE realizándose los ajustes necesarios para la consistencia del mismo (ver cuadro 30).

De toda la energía que generan las centrales en Baja California (generación bruta), aproximadamente se entrega en forma real el 80% a los usuarios. En 1990 por cada MWh consumido en la División Baja California era necesario generar 1.72 MWh, este valor descendió en el 2010 a 1.24 MWh de generación bruta por cada MWh de venta sectorial.

El 4% de la generación bruta es utilizada por las mismas centrales y se estimó en este estudio que el 2% es utilizada por los procesos de transmisión y distribución (usos propios) y el 6.4% son pérdidas técnicas del sistema.

Las centrales geotermoeléctricas tienen eficiencias de 16%, las plantas turbogas operando con diesel 17%, las termoeléctricas convencionales de Rosarito usando combustóleo 28% y 33%, las turbinas de ciclo simple con gas natural 42% y las de ciclo combinado con gas natural generan con una eficiencia de 51%.

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 30. Balance General de Electricidad para Baja California 1990-2010 (Gigajoules)

Año	Generación Bruta	Usos Propios en generación	Generación Neta	Importación	Exportación	Energía necesaria	Usos propios y Pérdidas	Ventas sectoriales	Ventas sectoriales B.C	Ventas sectoriales San Luís
1990	23,318,344	1,042,851	22,275,492	106,219	7,024,864	15,356,847	1,768,714	13,588,133	12,737,345	850,788
1991	23,319,842	1,153,532	22,166,309	110,900	7,618,971	14,658,238	918,643	13,739,595	12,842,043	897,551
1992	24,425,444	1,232,232	23,193,212	178,232	7,280,510	16,090,934	1,489,740	14,601,194	13,658,401	942,794
1993	26,034,078	1,377,671	24,656,408	158,429	7,183,293	17,631,544	2,768,507	14,863,036	13,880,986	982,051
1994	26,278,202	1,322,536	24,955,666	597,708	7,010,462	18,542,912	2,002,551	16,540,361	15,459,048	1,081,313
1995	27,024,458	1,227,508	25,796,951	820,948	6,913,244	19,704,654	3,838,440	15,866,214	14,693,416	1,172,798
1996	26,798,975	1,185,873	25,613,102	1,278,230	4,529,615	22,361,716	2,148,671	20,213,046	18,883,901	1,329,145
1997	25,030,942	1,452,246	23,578,696	1,461,863	61,211	24,979,348	2,629,164	22,350,184	20,959,044	1,391,140
1998	24,835,635	1,155,149	23,680,486	1,728,311	162,029	25,246,768	2,391,147	22,855,621	21,512,514	1,343,107
1999	26,938,767	1,534,176	25,404,591	2,326,019	111,620	27,618,989	2,175,934	25,443,055	23,945,583	1,497,472
2000	29,704,662	1,593,071	28,111,591	3,337,801	237,643	31,211,749	2,515,963	28,695,786	27,085,136	1,610,649
2001	34,003,368	1,774,994	32,228,374	295,253	403,273	32,120,354	2,483,711	29,636,643	27,977,265	1,659,378
2002	34,003,440	1,675,304	32,328,135	111,620	590,506	31,849,249	2,551,607	29,297,642	27,645,165	1,652,477
2003	38,030,044	1,671,611	36,358,434	162,029	2,754,496	33,765,967	3,037,718	30,728,249	28,984,430	1,743,819
2004	39,545,917	1,668,205	37,877,712	140,425	2,772,499	35,245,638	3,311,228	31,934,410	30,211,345	1,723,065
2005	41,148,205	1,729,144	39,419,061	270,049	3,733,872	35,955,238	3,313,180	32,642,057	30,592,338	2,049,719
2006	41,933,147	1,727,820	40,205,327	1,850,733	3,859,895	38,196,165	3,228,715	34,967,450	32,784,614	2,182,836
2007	43,988,090	1,485,933	42,502,157	957,772	4,360,385	39,099,545	3,560,177	35,539,368	33,213,383	2,325,985
2008	44,202,189	1,751,030	42,451,159	1,224,220	4,309,976	39,365,403	3,084,248	36,281,155	33,801,132	2,480,023
2009	44,641,604	1,785,664	42,855,940	1,008,181	3,543,038	40,321,084	4,862,667	35,458,417	32,812,534	2,645,883
2010	44,725,096	1,789,004	42,936,092	1,224,220	4,320,778	39,839,535	3,812,082	36,027,453	33,202,864	2,824,589

Fuente: Este estudio con datos de CFE

Al descontar la exportación de energía a los Estados Unidos y agregar la importación para obtener la energía neta necesaria en la División Baja California; se nota que la importación de energía está asociada a que la demanda máxima del sistema no permite mantener la capacidad mínima de reserva para enfrentar situaciones contingentes, mientras que la exportación cuando las condiciones de mercado son favorables permite elevar los factores de planta y abatir los costos fijos del sistema mejorando la economía del mismo.

La generación neta está soportada en las centrales ubicadas en Mexicali (centrales base) y que Rosarito sigue operando como una central reguladora. Las variaciones en la participación de las centrales en la generación total se atribuyen principalmente a la relación entre el costo del combustible y la eficiencia de conversión, es decir, se opera la combinación de unidades por tecnología, combustible y eficiencia que representen la mejor opción económica y este criterio se aplica también a la programación de la disponibilidad de las mismas (mantenimiento, reparación, arranque de nuevas unidades).

En 1990 el 76% de la generación neta estaba suministrada por vapor geotérmico y el 24% por combustóleo, al 2010 la geotermia contribuye con el 40%, el combustóleo el 6%, y el 54% restante se produce con gas natural. El vapor geotérmico sigue siendo la opción más económica para generar y los precios del gas natural son menos competitivos. Aun así el futuro de la generación en Baja California cada vez estará más dominada por el gas natural y por ello la importancia de lograr el abastecimiento de este combustible a precios accesibles.

Finalmente en los cuadros 31, 32 y 33 se presenta el destino de la energía en Baja California para los años 1990, 2000 y 2009, respectivamente.

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 31. Destino de la energía en Baja California 1990 (Gigajoules)

Energético	Eléctrico Público	Eléctrico Privado	Residencial	Residencial +Otros	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial
Electricidad	2,811,566	0	4,704,863	0	1,836,304	399,902	558,517	5,237,759
Vapor geotérmico	108,019,440	0	0	0	0	0	0	0
Combustóleo	18,369,378	0	0	0	0	0	0	4,133,478
Diesel	325,949	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas LP	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasolina	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbosina	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	129,526,332	0	4,704,863	0	1,836,304	399,902	558,517	9,371,237
Participación	71.20%	0.00%	2.59%	0.00%	1.01%	0.22%	0.31%	5.15%
Energético	Industrial +Otros	Transporte	Importación	Exportación	Exp. SLRC	Ventas Internas	Entrada	Salidas
Electricidad	0	0	106,219	7,024,864	850,788	12,737,345	106,219	7,875,652
Vapor geotérmico	0	0	0	0	0	0	108,019,440	0
Combustóleo	0	0	0	0	0	4,133,478	22,502,856	0
Diesel	6,864,994	10,283,212	0	0	0	17,148,206	17,474,154	0
Gas Natural	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas LP	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasolina	0	29,778,959	0	0	0	29,778,959	29,778,959	0
Turbosina	0	4,031,416	0	0	0	4,031,416	4,031,416	0
Total	6,864,994	44,093,586	106,219	7,024,864	850,788	67,829,404	181,913,044	7,875,652
Participación	3.77%	24.24%	0.06%	3.86%	0.47%	37.29%	100.00%	4.33%

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 32. Destino de la energía en Baja California 2000 (Gigajoules)

Energético	Eléctrico Público	Eléctrico Privado	Residencial	Residencial+Otros	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial
Electricidad	4,109,034	0	8,266,980	0	2,489,715	529,065	620,435	15,178,942
Vapor geotérmico	113,248,033	0	0	0	0	0	0	0
Combustóleo	26,617,405	0	0	0	0	0	0	3,977,313
Diesel	239,029	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	9,518,378	0	0	4,027,006	0	0	0	0
Gas LP	0	0	10,139,831	0	0	1,952,053	542,237	1,355,592
Gasolina	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbosina	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	153,731,880	0	18,406,811	4,027,006	2,489,715	2,481,118	1,162,672	20,511,848
Participación	59.06%	0.00%	7.07%	1.55%	0.96%	0.95%	0.45%	7.88%
Energético	Industrial+Otros	Transporte	Importación	Exportación	Exp. SLRC	Ventas Internas	Entrada	Salidas
Electricidad	0	0	3,337,801	237,643	1,610,649	27,085,136	3,337,801	1,848,292
Vapor geotérmico	0	0	0	0	0	0	113,248,033	0
Combustóleo	0	0	0	0	0	3,977,313	30,594,718	0
Diesel	7,735,494	15,360,173	0	0	0	23,095,667	23,334,696	0
Gas Natural	0	0	0	0	0	4,027,006	13,545,385	0
Gas LP	0	2,114,724	0	0	0	16,104,437	16,104,437	0
Gasolina	0	52,816,448	0	0	0	52,816,448	52,816,448	0
Turbosina	0	7,330,435	0	0	0	7,330,435	7,330,435	0
Total	7,735,494	77,621,780	3,337,801	237,643	1,610,649	134,436,443	260,311,953	1,848,292
Participación	2.97%	29.82%	1.28%	0.09%	0.62%	51.64%	100.00%	0.71%

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 33. Destino de la energía en Baja California 2009 (Gigajoules)

Energético	Eléctrico Público	Eléctrico Privado	Residencial	Residencial+Otros	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial
Electricidad	6,648,331	0	10,833,659	0	2,234,967	612,257	833,710	18,297,942
Vapor geotérmico	108,264,408	0	0	0	0	0	0	0
Combustóleo	0	0	0	0	0	0	0	1,361,689
Diesel	67,619	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	40,270,062	49,788,441	0	5,857,464	0	0	0	0
Gas LP	0	0	9,184,966	0	0	2,789,508	340,184	2,449,324
Gasolina	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbosina	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	155,250,420	49,788,441	20,018,624	5,857,464	2,234,967	3,401,765	1,173,894	22,108,955
Participación	46.53%	14.92%	6.00%	1.76%	0.67%	1.02%	0.35%	6.63%
Energético	Industrial+Otros	Transporte	Importación	Exportación	Exp. SLRC	Ventas Internas	Entrada	Salidas
Electricidad	0	0	1,008,181	3,543,038	2,645,883	32,812,534	1,008,181	6,188,921
Vapor geotérmico	0	0	0	0	0	0	108,264,408	0
Combustóleo	0	0	0	0	0	1,361,689	1,361,689	0
Diesel	11,823,879	16,750,201	0	0	0	28,574,080	28,641,699	0
Gas Natural	3,660,915	0	0	0	0	9,518,378	99,576,881	49,788,441
Gas LP	0	1,496,809	0	0	0	16,260,791	16,260,791	0
Gasolina	0	72,891,406	0	0	0	72,891,406	72,891,406	0
Turbosina	0	5,632,578	0	0	0	5,632,578	5,632,578	0
Total	15,484,794	96,770,994	1,008,181	3,543,038	2,645,883	167,051,456	333,637,634	55,977,362
Participación	4.64%	29.00%	0.30%	1.06%	0.79%	50.07%	100.00%	16.78%

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE

2.2.5. Impactos Ambientales

Los impactos ambientales asociados al sector energético en Baja California se dan primordialmente en la forma de emisiones atmosféricas por consumo de combustibles, así es de esperarse que los sectores que emiten grandes volúmenes de emisiones atmosféricas sean aquellos que consuman mas combustibles sobretodo si tienen alto contenido de carbono.

Los principales consumos se presentan en la generación de electricidad con el 48%, seguida del sector transporte con el 43%. Los sectores residencial y servicios e industrial participan con el 5.2 y 3.6%, respectivamente, en tanto que el sector agrícola representa tan solo el 0.21%. (CMM, 2006).

En esta sección las emisiones atmosféricas se enfocan en los Gases de Efecto Invernadero (GEIs), otras emisiones al aire asociadas al sector energético se detallan en el capítulo 3, particularmente bajo la sección ENV3.

Aparte de la contaminación del aire por uso de combustibles en el sector energético, otros impactos ambientales asociados específicamente al sector eléctrico son: 1) el uso de considerables volúmenes de agua, 2) la generación de residuos; y en menor grado 3) la emisión de calor residual, ruido, vibraciones y hundimientos (en campos geotérmicos).

Los impactos ambientales asociados con el GNL se reconocen regularmente como los provocados por la generación de emisiones al aire, incluidos gases de efecto invernadero. Aparte de la combustión, se pueden presentar impactos ambientales durante la descarga y transporte de GNL, debido a que este combustible esta compuesto hasta en un 95 % de metano, un gas de efecto invernadero, que puede fugarse en forma de nubes de vapor –inflamable- o fugas en ductos y tanques de almacenamiento.

2.2.5.1. Electricidad

Generación de Gases de Efecto Invernadero

Las emisiones GEI, específicamente óxidos de carbono (como CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) se calcularon usando los factores de emisión para combustión estacionaria en plantas de generación de electricidad del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, 2006a), excepto para la planta geotérmica de Cerro Prieto donde se usó el factor de emisión de CO₂ derivado de la UABC en estudios previos. Ver cuadros 34 al 36.

Como se observa en el Cuadro 34, para 1990 se estimó que las emisiones de CO₂ alcanzaron 1.8 millones de toneladas, de las cuales el 78% fueron producidas por el uso de combustóleo en Rosarito. La substitución gradual de combustóleo por gas natural - de menor contenido de carbono-, supondría una disminución de emisiones en el Estado. Si bien la substitución de combustible tuvo un efecto positivo en términos de reducción de emisiones, tal efecto se vio opacado por el incremento de generación de electricidad y por ende mayor consumo de combustible; así, se observa para el 2010 una emisión de 3.7 millones de toneladas de CO₂, es importante observar, sin embargo, que la participación de la Zona Costa en la generación de emisiones disminuyó a 57%. Las emisiones relativas a la generación de electricidad se incrementaron en el periodo estudiado al pasar de 274 kg/MWh en 1990 a 295 kg/MWh en el 2010.

Las emisiones estimadas de CH₄, como se nota en el Cuadro 35, mostraron un incremento acelerado de 1990 a 1996 cuando ascienden de 56 a 96 toneladas anuales (valor máximo en el período analizado), esta alza correspondió al consumo incremental de combustóleo en la zona costa; a partir de 1997 las emisiones de metano mostraron un descenso, mismo que se mantiene por los siguientes dos años, este fenómeno deriva de la introducción de gas natural y remplazo gradual del combustóleo en la zona costa; sin embargo las emisiones de CH₄ remontan nuevamente en el 2000 manteniendo una meseta en las 95 toneladas anuales por los siguientes tres años, reflejando la mayor generación de electricidad basada ahora en una matriz combinada de combustóleo y gas natural en la zona costa; así como la entrada de gas natural para generación de electricidad en la zona valle lugar donde se usaba solamente vapor geotérmico y diesel. Posteriores reducciones de uso de combustóleo en la zona costa y diesel en la zona valle, provocaron una reducción en las emisiones de metano, que en la actualidad oscilan por las 74 toneladas. Las emisiones relativas a la generación de electricidad en el periodo estudiado disminuyeron de 8.7 g/MWh en 1990 a 5.9 g/MWh en el 2010.

La evolución estimada de las emisiones de N₂O mostradas en el Cuadro 36, sigue un patrón muy similar a las de metano anteriormente descrito. Así las emisiones de N₂O muestran un incremento de 11.2 a 19.4 toneladas anuales de 1990 a 1996 por consumo incremental de combustóleo en la zona costa; las emisiones descienden por dos años consecutivos a partir de 1997 en respuesta a la introducción de gas natural y remplazo del combustóleo en la Zona Costa; sin embargo remontan nuevamente en el 2000 manteniendo una meseta en las 17 toneladas anuales por los siguientes tres años, reflejando el efecto combinado de combustóleo y gas natural en la Zona Costa y la introducción de gas natural en la zona valle. Reducciones de uso de combustóleo en la zona costa y de diesel en la zona valle, provocaron una reducción en las emisiones de óxido nitroso, que en la actualidad oscilan por las 10 toneladas. Las emisiones relativas a la generación de electricidad disminuyeron de 0.17 g/MWh en 1990 a 0.08 g/MWh en el 2010.

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 34. Emisiones de CO₂ a la atmósfera, 1990-2010, kg

Año	Vapor geotérmico	Zona Valle		Zona Costa			Total
		Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas Natural	
1990	330,709,090	8,467,075	0	1,421,789,676	15,685,875	0	1,776,651,717
1991	330,702,703	8,754,945	0	1,421,789,676	16,218,906	0	1,777,466,230
1992	325,246,485	7,253,411	0	1,770,102,141	13,437,551	0	2,116,039,588
1993	326,218,607	7,620,172	0	2,155,699,136	14,117,236	0	2,503,655,150
1994	326,899,992	4,329,861	0	2,212,491,005	8,021,799	0	2,551,742,657
1995	321,839,922	597,016	0	2,460,127,623	10,171,789	0	2,792,736,351
1996	315,703,224	7,484,916	0	2,483,867,164	13,866,240	0	2,820,921,544
1997	314,858,688	5,566,161	0	2,059,515,062	1,0312,018	0	2,390,251,929
1998	329,072,046	6,508,880	0	1,822,714,954	12,058,166	0	2,170,354,046
1999	317,511,972	18,567,057	0	2,388,057,377	11,503,137	55,123,161	2,790,762,704
2000	346,716,798	6,208,947	0	2,259,617,510	11,503,072	291,764,002	2,915,810,328
2001	340,184,798	6,208,947	0	2,017,204,063	11,503,072	926,899,490	3,302,000,370
2002	340,184,798	6,208,947	0	2,017,194,990	11,503,072	926,911,234	3,302,003,040
2003	347,193,603	6,208,947	638,186,729	895,946,721	11,503,072	1,109,943,965	3,008,983,038
2004	333,901,395	6,208,947	925,301,321	537,872,000	11,503,072	1,225,040,988	3,039,827,723
2005	374,993,815	6,208,947	843,680,957	576,550,952	11,503,072	1,225,986,827	3,038,924,570
2006	328,951,965	6,208,947	1,171,322,081	768,948,266	11,503,072	1,169,873,193	3,456,807,524
2007	379,830,160	10,120,027	1,093,087,636	524,739,860	11,503,212	1,290,551,300	3,309,832,194
2008	351,569,031	4,175,138	1,235,375,670	666,322,885	11,503,246	1,280,294,658	3,549,240,628
2009	331,459,078	3,265,384	1,227,811,707	675,612,340	11,503,371	1,438,932,399	3,688,584,278
2010	339,606,785	8,466,375	1,188,245,017	675,612,340	11,503,274	1,438,892,067	3,662,325,858

Fuente: Elaboración propia con base en datos de CFE

Cuadro 35. Emisiones de CH₄ a la atmósfera, 1990-2010, kg

Año	Zona Valle		Zona Costa			Total
	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas Natural	
1990	343	0	55,108	635	0	56,086
1991	354	0	55,108	657	0	56,119
1992	294	0	68,609	544	0	69,446
1993	309	0	83,554	572	0	84,434
1994	175	0	85,755	325	0	86,256
1995	24	0	95,354	412	0	95,790
1996	303	0	96,274	561	0	97,138
1997	225	0	79,826	417	0	80,469
1998	264	0	70,648	488	0	71,400
1999	752	0	92,560	466	983	94,760
2000	251	0	87,582	466	5,201	93,500
2001	251	0	78,186	466	16,522	95,426
2002	251	0	78,186	466	16,522	95,425
2003	251	11,376	34,727	466	19,785	66,605
2004	251	16,494	20,848	466	21,837	59,895
2005	251	15,039	22,347	466	21,854	59,956
2006	251	20,879	29,804	466	20,853	72,254
2007	410	19,485	20,339	466	23,004	63,703
2008	169	22,021	25,826	466	22,822	71,304
2009	132	21,886	26,187	466	25,649	74,320
2010	343	21,181	26,187	466	25,649	73,825

Fuente: elaboración propia con base en datos de CFE

Como se nota el uso de gas natural es menos dañino en comparación con los otros combustibles fósiles históricamente usados, tal como el combustóleo. Sin embargo, la combustión de gas natural dista de ser inocua, ésta produce cantidades grandes de contaminantes atmosféricos, tales como NO_x, CO y PM₁₀, estos y otro tipo de emisiones se exploran en mas detalle en la sección ENV3.

Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 36. Emisiones de N₂O a la atmósfera, 1990-2010, kg

Año	Zona Valle		Zona Costa			Total
	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas Natural	
1990	69	0	11,022	127	0	11,217
1991	71	0	11,022	131	0	11,224
1992	59	0	13,722	109	0	13,889
1993	62	0	16,711	114	0	16,887
1994	35	0	17,151	65	0	17,251
1995	5	0	19,071	82	0	19,158
1996	61	0	19,255	112	0	19,428
1997	45	0	15,965	83	0	16,094
1998	53	0	14,130	98	0	14,280
1999	150	0	18,512	93	98	18,854
2000	50	0	17,516	93	520	18,180
2001	50	0	15,637	93	1,652	17,433
2002	50	0	15,637	93	1,652	17,433
2003	50	1,138	6,945	93	1,979	10,205
2004	50	1,649	4,170	93	2,184	8,146
2005	50	1,504	4,469	93	2,185	8,302
2006	0	2,088	5,961	93	2,085	10,227
2007	0	1,948	4,068	0	2,300	8,317
2008	0	2,202	5,165	0	2,282	9,650
2009	0	2,189	5,237	0	2,565	9,991
2010	0	2,118	5,237	0	2,565	9,920

Fuente: Elaboración propia con base en datos de CFE

Generación de residuos líquidos y sólidos por producción de electricidad

La generación de electricidad por geotermia, como se mencionó antes, genera salmuera residual, esta se presenta cuando el fluido geotérmico de dos fases llega a la superficie desde el fondo del pozo, tal fluido se separa en dos componentes principales: el vapor geotérmico y la salmuera residual. Este último es un contaminante significativo (GPG, 1994).

Por su lado las plantas de ciclo combinado y las termoeléctricas producen escorias, cenizas y residuos de la depuración de gases, éstos residuos no están cuantificados. Caso contrario con el volumen generado de desechos sólidos peligrosos, que se debe reportar a la autoridad ambiental responsable.

En relación a los residuos líquidos no peligrosos el estudio de impacto ambiental de la termoeléctrica de Rosarito reporta que se generan 5.18 litros por segundo (lps) de efluente de fosa de neutralización y 0.5 lps de efluente de STAR, provenientes de drenes y servicios de la central; respectivamente. Ambos efluentes se disponen en el mar.

Uso de agua

Las plantas generadoras de electricidad que usan turbinas movidas por vapor, usan grandes cantidades de agua de enfriamiento particularmente durante sus procesos de condensación. El agua de enfriamiento saliente del proceso se descarga a un cuerpo de agua cercano o bien es enfriada en una torre o laguna de enfriamiento para ser reusada (EPRI, 2002). En cualquier caso; una fracción de agua de enfriamiento se pierde por evaporación. Al respecto el cuadro 37 presenta combinaciones de tipos de plantas generadoras y sus sistemas de enfriamiento; así como el consumo típico de agua por cada combinación.

Con los factores de consumo típico de agua mostrados en el cuadro 37 y los datos de tecnologías usadas en las plantas de generación de electricidad en Baja California, se procedió a estimar el consumo de agua en las plantas generadoras de electricidad en el Estado para el período 1990-2010, los resultados se presentan en el cuadro 38.

Como se observa, el consumo promedio de agua de enfriamiento durante el periodo analizado fue de alrededor de 4.7 millones de m³. En 1990 el consumo de agua era menor a esa cifra, sin embargo se elevó hasta alcanzar el valor promedio después de tres años, el aumento refleja la demanda de agua de enfriamiento en las nuevas unidades de termoeléctrica convencional en Rosarito. El consumo de agua de enfriamiento se mantuvo sin importantes cambios hasta el año 2000 cuando empezó a aumentar rápidamente para alcanzar un máximo de 6.2 millones de m³ en 2002, fenómeno que sin duda precedió a los cambios de transformación de tecnología y generación en el sector. Después de dos años el consumo se estabilizó nuevamente en el valor promedio.

Cuadro 37. Consumo de agua (perdido por evaporación) en plantas generadoras de electricidad comunes y sus sistemas de enfriamiento

Planta generadora/sistema de enfriamiento	Consumo típico de agua (l/MWh)
Combustible fósil convencional/ circuito abierto	1135.6
Combustible fósil convencional/ torre de enfriamiento	1817.0
Gas natural ciclo combinado/circuito abierto	378.5
Gas natural ciclo combinado/ torre de enfriamiento	681.4
Geotermia-flash/torre de enfriamiento ¹	37.9

Referencia: EPRI, 2002; a excepción de 1 (Adee & Moore, 2010)

Si bien el consumo promedio de agua de enfriamiento se ha mantenido durante el periodo 1990 – 2010, no así la fuente de agua de enfriamiento; misma que ha cambiado de agua marina a agua dulce, como se muestra en la figura 10. Este cambio fue el resultado de la conversión a gas natural en las plantas generadoras de electricidad.

La Figura 10 muestra que durante la década de los noventa, la aportación de agua de mar cubría más del 95% de la contribución al agua de enfriamiento usada en el sector eléctrico en Baja California, debido primordialmente a la intensidad energética de las plantas en la zona costa. Es a partir del 2000 donde la contribución del agua marina empieza a declinar primero a 70% y luego a 50% de participación, para finalmente ser rebasada por la contribución de agua dulce como agua de enfriamiento en el 2005. Es a partir de esa fecha donde la participación del agua dulce remonta desde un 70 % al actual 80%.

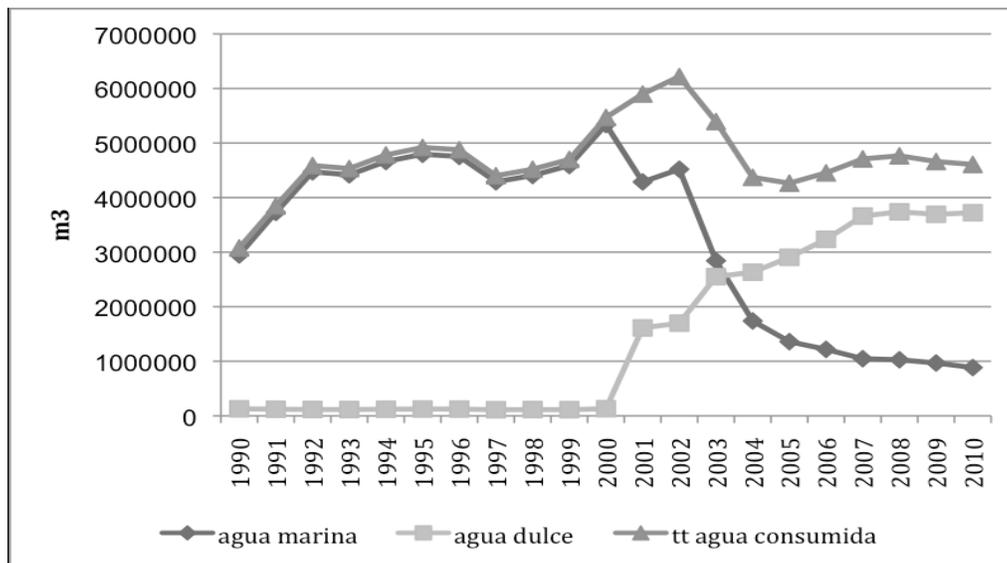
Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Cuadro 38. Consumo de agua (perdido por evaporación) en plantas generadoras de electricidad, m³

Año	Zona Costa				Zona Valle			Gran total de gasto de agua
	Térmica combustóleo	TG GN	TG diesel	Total toma de agua de mar	Geotérmica	Ciclo combinado GN	total toma agua dulce con o sin tratar	
1990	1,854,951	0	1,094,421	2,949,373	127,943	0	127,943	3,077,316
1991	2,691,670	0	1,035,708	3,727,378	121,079	0	121,079	3,848,457
1992	3,478,622	0	993,091	4,471,713	116,097	0	116,097	4,587,810
1993	3,436,239	0	980,991	4,417,230	114,683	0	114,683	4,531,912
1994	3,626,294	0	1,035,248	4,661,542	121,025	0	121,025	4,782,568
1995	3,729,246	0	1,064,640	4,793,886	124,461	0	124,461	4,918,347
1996	3,698,614	0	1,054,815	4,753,429	123,439	0	123,439	4,876,869
1997	3,337,638	0	951,868	4,289,506	111,392	0	111,392	4,400,897
1998	3,427,683	0	977,548	4,405,231	114,397	0	114,397	4,519,628
1999	3,358,673	270,741	958,287	4,587,702	112,094	0	112,094	4,699,795
2000	3,908,237	315,041	1,115,087	5,338,365	130,435	0	130,435	5,468,800
2001	3,139,139	253,044	894,957	4,287,141	104,767	1,506,374	1,611,141	5,898,281
2002	3,309,322	266,763	943,476	4,519,560	110,447	1,588,039	1,698,486	6,218,046
2003	1,852,032	218,366	772,066	2,842,463	142,937	2,408,014	2,550,951	5,393,414
2004	877,120	212,616	649,297	1,739,033	171,078	2,460,637	2,631,715	4,370,748
2005	438,222	227,206	693,851	1,359,279	195,005	2,709,831	2,904,836	4,264,116
2006	379,561	213,379	625,011	1,217,951	198,460	3,036,668	3,235,127	4,453,078
2007	401,854	212,964	432,663	1,047,480	205,645	3,456,146	3,661,791	4,709,271
2008	267,967	223,286	535,934	1,027,188	201,223	3,537,375	3,738,598	4,765,786
2009	195,533	217,240	555,315	968,088	193,599	3,499,469	3,693,069	4,661,156
2010	129,405	237,222	517,621	84,248	190,028	3,532,969	3,722,997	4,607,245

Fuente: elaboración propia considerando tipos de plantas y su generación

Figura 10. Evolución del origen de agua de enfriamiento en la industria eléctrica, 1990-2010, m³



Fuente: elaboración propia con base en este estudio

El impacto ambiental de los sistemas energéticos en relación al agua no se limita al consumo de la misma en la industria eléctrica, sino se extiende a la descarga del agua de enfriamiento, ya que puede ocasionar dos potenciales problemas: 1) impactos al ecosistema circundante por formación de un puente o zona térmica; y 2) salinización. Los impactos al ecosistema se pueden dar debido a las descargas de agua caliente, mismas que pueden tanto elevar la temperatura como contaminar el agua ambiental, alterando radicalmente las comunidades de plantas y animales acuáticos. Por otro lado, la salinización puede darse por descarga de la salmuera generada durante el proceso de evaporación del agua de enfriamiento, este mecanismo se presenta indistintamente del tipo y origen del agua.

2.2.5.2. Transporte

Emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones de gases de efecto invernadero: CO₂, CH₄ y N₂O, atribuidas al uso de combustible (gasolina, diesel, gas LP y turbosina) en el sector transporte durante el período 1990 a 2010 se muestran en los cuadros 39, 40 y 41.

Los cálculos se basaron en las ventas de combustibles reportadas para el estado, estas cifras se transformaron a unidades de peso multiplicándolas por la densidad reportada por PEMEX para los combustibles en cuestión. Después se estimó el calor calorífico neto (en TJ) a partir de los datos de consumo en peso. Finalmente se estimaron las emisiones de gases de efecto invernadero (kg) usando los valores de defecto para transporte reportados en la guía para el cálculo de inventarios nacionales del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, 2006b). Las estimaciones no consideran las características de la flota vehicular ni las contribuciones debidas a los tiempos de espera en las garitas internacionales.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Las estimaciones revelan que CO₂ es el principal GEI emitido; hasta 98% del volumen de emisiones son bióxido de carbono. En relación al combustible emisor se encontró que la gasolina es la principal fuente, la relación con el segundo emisor (diesel) es de 8:2, gasolina a diesel.

Cuadro 39. Emisiones de CO₂ por tipo de combustible generadas por el sector transporte, 1990-2010, kg

Año	Gasolina	Diesel	Gas LP	Turbosina	Total
1990	2,351,314,634	565,972,896	0	297,200,851	3,214,488,381
1991	3,750,196,869	595,989,840	0	339,828,393	4,686,015,102
1992	3,899,777,527	554,792,267	0	379,379,750	4,833,949,544
1993	3,745,372,518	543,234,830	0	431,211,044	4,719,818,392
1994	3,829,441,452	500,876,992	0	518,110,866	4,848,429,310
1995	3,893,708,974	604,917,817	0	422,360,384	4,920,987,175
1996	4,086,220,359	701,085,162	0	456,604,103	5,243,909,624
1997	4,186,233,866	746,511,724	10,333,088	461,634,402	5,404,713,080
1998	4,196,299,213	776,440,408	29,276,517	450,002,984	5,452,019,122
1999	4,139,235,052	845,589,640	89,946,452	550,060,457	5,624,831,601
2000	4,315,957,898	845,400,418	141,823,297	540,410,465	5,843,592,078
2001	4,368,528,843	810,117,156	144,757,572	545,434,488	5,868,838,059
2002	4,104,765,662	710,715,212	169,104,988	514,621,965	5,499,207,826
2003	4,556,306,785	759,811,181	192,509,382	548,892,012	6,057,519,359
2004	5,032,548,369	842,162,481	206,551,242	517,625,585	6,598,887,676
2005	5,463,007,103	966,890,124	171,080,100	514,973,640	7,115,950,966
2006	5,770,207,973	1,094,829,662	117,304,031	488,828,500	7,471,170,166
2007	6,085,581,919	1,160,988,947	117,638,300	1,774,763	7,365,983,928
2008	6,421,882,123	1,218,040,553	125,905,737	43,959,626	7,809,788,039
2009	5,892,039,480	921,904,721	99,628,189	415,241,985	7,328,814,376
2010	4,468,106,276	709,080,634	106,218,291	330,035,411	5,613,440,612

Fuente: Elaboración propia con base en ventas estatales de combustibles

El comportamiento de la generación de emisiones sigue la misma tendencia del consumo de combustibles, así en 1991 aumenta para mantenerse sin mayores fluctuaciones hasta 2002, año en que muestra un crecimiento rápido hasta alcanzar un máximo de 8132 millones de toneladas de CO₂ eq. en el 2008, para caer por los siguientes dos años, mostrando el efecto de la crisis económica, en la reducción de combustible adquiridos y por lo tanto no usados.

De acuerdo al consumo regional, se estima que más de un 60 % de las emisiones GEI reportadas para el periodo 1990-2010 se concentraron en la Zona Costa, se anota que dicha área es donde concentra un mayo de combustibles abastecido, porque abastece a tres ciudades importantes: Tijuana, Rosarito y Tecate.

Cuadro 40. Emisiones de CH₄ por tipo de combustible, generadas por el sector transporte, 1990-2010, kg

Año	Gasolina	Diesel	Gas LP	Turbosina	Total
1990	1,119,674	29,788	0	2,078	1,151,540
1991	1,785,808	31,368	0	2,376	1,819,552
1992	1,857,037	29,200	0	2,653	1,888,890
1993	1,783,511	28,591	0	3,015	1,815,117
1994	1,823,544	26,362	0	3,623	1,853,529
1995	1,854,147	31,838	0	2,954	1,888,938
1996	1,945,819	36,899	0	3,193	1,985,911
1997	1,993,445	39,290	9,245	3,228	2,045,208
1998	1,998,238	40,865	26,193	3,147	2,068,442
1999	1,971,064	44,505	80,472	3,847	2,099,887
2000	2,055,218	44,495	126,884	3,779	2,230,376
2001	2,080,252	42,638	129,509	3,814	2,256,213
2002	1,954,650	37,406	151,292	3,599	2,146,947
2003	2,169,670	39,990	172,231	3,838	2,385,729
2004	2,396,452	44,324	184,793	3,620	2,629,189
2005	2,601,432	50,889	153,059	3,601	2,808,981
2006	2,747,718	57,623	104,947	3,418	2,913,706
2007	2,897,896	61,105	105,246	12	3,064,260
2008	3,058,039	64,107	112,643	307	3,235,097
2009	2,805,733	48,521	89,133	2,904	2,946,292
2010	2,127,670	37,320	95,029	2,308	2,262,327

Fuente: elaboración propia con base en ventas estatales de combustibles

2.2.5.3. Otros sectores

Emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones de gases de efecto invernadero: CO₂, CH₄ y N₂O, atribuidas al uso de combustible (diesel, gas LP, gas natural, querosenos, lubricantes y coque de petróleo) en los sectores industrial, agrícola, comercial y servicios y residencial durante el período 1990 a 2010 se muestran en los cuadros 42, 43 y 44. Las emisiones mostradas explican cerca del 12 % restantes de emisiones GEIs generadas en el estado, como se observó en las dos secciones anteriores la mayor contribución de este tipo de emisiones se dan en los sectores transporte (~ 59 %) y electricidad (~ 29 %).

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Cuadro 41. Emisiones de N₂O por tipo de combustible, generadas por el sector transporte, 1990-2010, kg

Año	Gasolina	Diesel	Gas LP	Turbosina	Total
1990	108,574	29,788	0	8,313	146,676
1991	173,169	31,368	0	9,506	214,043
1992	180,076	29,200	0	10,612	219,888
1993	172,946	28,591	0	12,062	213,600
1994	176,828	26,362	0	14,493	217,683
1995	179,796	31,838	0	11,814	223,448
1996	188,685	36,899	0	12,772	238,357
1997	193,304	39,290	30	12,913	245,536
1998	193,769	40,865	84	12,587	247,306
1999	191,134	44,505	260	15,386	251,284
2000	199,294	44,495	409	15,116	259,314
2001	201,721	42,638	418	15,257	260,034
2002	189,542	37,406	488	14,395	241,831
2003	210,392	39,990	556	15,354	266,291
2004	232,383	44,324	596	14,479	291,783
2005	252,260	50,889	494	14,405	318,048
2006	266,445	57,623	339	13,674	338,080
2007	281,008	61,105	340	50	342,502
2008	296,537	64,107	363	1,230	362,238
2009	272,071	48,521	288	11,615	332,495
2010	206,319	37,320	307	9,232	253,178

Fuente: elaboración propia con base en ventas estatales de combustibles

Cuadro 42. Emisiones de CO₂ por sectores en Baja California, 1990-2010, kg

Año	Industrial	Agrícola	Comercial y de servicios	Residencial	Total
1990	110,207,022	120,937,063	43,776,361	415,916,427	690,836,873
1991	105,378,715	127,105,147	45,483,245	431,611,387	709,578,493
1992	99,547,640	120,078,662	46,738,260	447,306,346	713,670,909
1993	90,517,800	118,543,878	48,181,347	463,001,306	720,244,332
1994	96,123,411	116,761,537	63,076,791	619,950,901	895,912,641
1995	102,248,898	136,947,990	66,011,581	643,493,340	948,701,809
1996	110,708,150	155,675,650	68,896,411	667,035,779	1,002,315,991
1997	155,797,503	197,901,056	128,878,646	564,517,612	1,047,094,818
1998	242,870,132	170,515,510	103,716,310	696,420,957	1,213,522,907
1999	332,902,931	180,557,456	127,125,684	699,556,478	1,340,142,548
2000	296,431,764	189,746,621	134,446,317	619,185,390	1,239,810,092
2001	240,800,526	177,135,116	120,888,232	635,375,780	1,174,199,654
2002	302,858,010	159,054,217	127,854,780	615,903,302	1,205,670,309
2003	378,011,381	165,317,283	150,693,203	581,950,582	1,275,972,451
2004	554,867,753	181,848,972	176,750,526	597,404,892	1,510,872,143
2005	523,160,647	205,740,217	186,255,545	607,899,443	1,523,055,852
2006	727,660,027	230,540,450	217,367,142	585,473,190	1,761,040,809
2007	678,638,813	235,705,870	191,374,926	622,083,186	1,727,802,795
2008	1,058,392,272	246,149,251	182,480,658	577,301,554	2,064,323,736
2009	910,408,133	191,426,768	185,887,615	556,659,270	1,844,381,787
2010	785,744,393	155,556,723	214,659,080	681,843,259	1,837,803,456

Fuente: elaboración propia con base en ventas estatales de combustibles

Los cálculos se basaron en las ventas sectoriales de combustibles reportadas para el estado, estas cifras se transformaron a unidades de peso multiplicándolas por la densidad reportada por PEMEX para los combustibles en cuestión. Después se estimó el calor calorífico neto (en TJ) a partir de los datos de consumo en peso. Finalmente se estimaron las emisiones de gases de efecto invernadero (kg) usando los valores por defecto para combustión estacionaria para los sectores específicos reportados en la guía para el cálculo de inventarios nacionales del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, 2006a).

Cuadro 43. Emisiones de CH₄ por sectores en Baja California, kg

Año	Industrial	Agrícola	Comercial y de servicios	Residencial	Total
1990	3,626	15,425	3,330	32,957	55,338
1991	3,399	16,224	3,458	34,201	57,281
1992	3,131	15,242	3,567	35,444	57,384
1993	2,729	15,001	3,684	36,688	58,102
1994	2,637	14,422	4,875	49,124	71,059
1995	2,838	17,096	5,082	50,990	76,005
1996	3,132	19,573	5,287	52,855	80,847
1997	3,925	23,387	10,047	44,732	82,092
1998	5,540	21,526	8,082	55,184	90,332
1999	7,276	23,036	9,956	55,432	95,700
2000	6,603	23,762	10,543	49,064	89,972
2001	5,553	22,399	9,488	50,347	87,787
2002	6,476	19,940	10,059	48,804	85,279
2003	9,370	20,943	11,844	46,113	88,271
2004	13,958	23,103	13,889	47,338	98,287
2005	12,920	26,283	14,611	48,170	101,985
2006	17,169	29,569	17,080	46,392	110,210
2007	16,283	30,662	14,987	49,293	111,225
2008	22,980	32,078	14,269	45,745	115,071
2009	19,646	24,685	14,611	44,109	103,052
2010	14,887	19,646	16,953	54,029	105,514

Fuente: elaboración propia con base en ventas estatales de combustibles

Las estimaciones manifiestan que las emisiones de CO₂ se han incrementaron a un ritmo constante en el período estudiado, se observa que las emisiones fueron de 690 a 1837 toneladas anuales de 1990 a 2010. El sector que contribuyó de manera significativa fue el residencial con un participación porcentual de entre 60 y 46 % entre 1990 a 2003; mas a partir de ese año la contribución del sector industrial se comienza a hacer relevante para pasar actualmente a ser el primer emisor entre estos sectores con un 43 %.

Cuadro 44. Emisiones de N₂O por sectores en Baja California, kg

Año	Industrial	Agrícola	Comercial y de servicios	Residencial	Total
1990	671	875	93	659	2,298
1991	624	921	97	684	2,325
1992	568	860	97	709	2,234
1993	485	843	99	734	2,161
1994	447	789	121	982	2,339
1995	484	947	130	1,020	2,580
1996	540	1,093	138	1,057	2,828
1997	627	1,214	235	895	2,971
1998	797	1,207	198	1,104	3,306
1999	993	1,306	238	1,109	3,646
2000	925	1,321	250	981	3,477
2001	809	1,258	227	1,007	3,302
2002	870	1,110	234	976	3,190
2003	1,520	1,179	272	922	3,893
2004	2,319	1,304	317	947	4,886
2005	2,091	1,493	337	963	4,884
2006	2,670	1,686	392	928	5,677
2007	2,575	1,774	353	986	5,688
2008	3,221	1,860	342	915	6,337
2009	2,751	1,416	335	882	5,384
2010	1,711	1,102	372	1,081	4,265

Fuente: elaboración propia con base en ventas estatales de combustibles

La evolución de las estimaciones de CH₄ presentan un comportamiento similar al de las de CO₂, incrementándose constantemente desde 1990 a la actualidad, así lo evidencia la escalada de valores de 55 a 105 toneladas anuales. El sector residencial fue el que contribuyó mayoritariamente a las emisiones, seguido del agrícola, comercio y servicios e industria, con contribuciones porcentuales de 55, 25, 11 y 9 %; respectivamente.

Las emisiones de N₂O presentan un comportamiento similar al de las de CO₂ y CH₄ incrementándose constantemente de 2.2 a 4.3 toneladas anuales de 1990 a la actualidad. El sector más contaminante fue el agrícola seguido del industrial, residencial y comercio y servicios, con contribuciones porcentuales de 34, 32, 28 y 6 %; respectivamente.

2.2.6. Fuentes alternativas de energía en el área

Como puede verse, la tendencia creciente a la importación total de hidrocarburos para el sector energético en la región responde a un intento de satisfacer la creciente demanda, sin embargo, la tentativa sigue siendo insuficiente y comprometedor desde el punto de vista económico.

La entrada de fuentes alternas nativas de energía podrían servir de aporte presente y futuro para cubrir las demandas de energía en Baja California, esto sin embargo debe ir precedido de una fase de reestructuración de los sistemas energéticos que sea inclusiva de acciones operacionales, de infraestructura, de innovación y desarrollo tecnológico así como de reformas novedosas e instrumentos de gestión con una fuerte componente ambiental (manejo de recursos) y adaptativas ante el cambio climático (Muñoz *et al*, 2012b).

Las fuentes alternas nativas de energía en Baja California lo comprenden la geotermia (ya en explotación), el biogas, la eólica, la solar y lagunas solares, las mareas y los biocombustibles.

2.2.6.1 Fuentes alternas para la generación de electricidad

La capacidad geotérmica actual instalada en Cerro Prieto es de 720 megawatts. De acuerdo a los estudios realizados en el pasado (Alonso, 1988), el campo geotérmico de Cerro Prieto tiene una reserva estimada de 1,200 megawatts, con reservas comprobadas de 840 megawatts. Aunque todo depende de que su explotación sea racional y no se sobreexplota, de lo contrario el recurso se podría terminar antes de lo estimado.

Asociada a la capacidad geotérmica se encuentra la salmuera residual geotérmica que en Cerro Prieto un 40 % se desecha en la laguna de evaporación y el 60 % se reinyecta por gravedad. El desecho bien podría transformarse en recurso para generar electricidad utilizando el proceso de ciclo binario, con la implementación de tecnología similar a la usada en la actualidad en el vecino Valle Imperial, CA.

La energía maremotriz se ha estimado tener un potencial de 800 MW de electricidad basado en la energía de la marea en el Golfo de California. Hay que agregar que oficialmente no se han cuantificado los recursos mareomotrices (SENER & GTZ, 2006) y que la explotación de las mareas y otras fuentes de energías oceánicas se encuentran en etapas conceptuales o en modelos experimentales (SENER, 2010a).

El potencial de plantas micro-hidráulicas, por su parte no ha sido explotado, a pesar de que en el Valle de Mexicali existe un gran número de canales de riego, el estudio de Quintero and Rivas (1995) que explora la posibilidad de explotar este recurso para producir electricidad mostró que la posible instalación de una serie de plantas micro-hidroeléctricas produciría cinco megawatts de energía eléctrica.

La energía eólica, por su parte, ya se encuentra en explotación, el campo eólico en la Rumorosa, Baja California de 10 MW de capacidad fue inaugurado en 2010; aunque La Comisión Estatal de Energía reporta energía de pruebas desde Octubre del 2009. La electricidad generada en la Rumorosa servirá para subsidiar el consumo de energía eléctrica de cierta parte de la población de Mexicali.

En Baja California, las mejores zonas de potencial eólico están en las sierras de La Rumorosa y San Pedro Mártir (274 MW) (SENER & GTZ, 2006). Así el parque actual de la Rumorosa es apenas el principio de la explotación del recurso. El cuadro 45 lista los proyectos eólicos potenciales en el Estado, de éstos los proyectos de Fuerza eólica cuentan ya con el permiso de generación eléctrica de la Comisión Reguladora de Energía (SENER, 2010a).

Cuadro 45. Proyectos Eólicos Potenciales en Baja California

Proyecto	Desarrollador	Modalidad	MW	Fecha estimada de entrada en operación
Fuerza Eólica de Baja California	Fuerza Eólica	Exportación	300	N.D.
Mexico Wind ND	Unión Fenosa/Geobat	Exportación	500	N.D.
Baja Wind	Cannon Power	Exportación	200	N.D.
Baja California	Sempra Energy	Exportación	250	2011
	Fuerza Eólica	Autoabasto	10	N.D.

Fuente: Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables; nota: N.D. No Disponible

Biogás ó emisiones (mayoritariamente) de metano generadas en rellenos sanitarios (o biodigestores) bajo condiciones anaeróbicas, puede ser capturado y cumpliendo las condiciones necesarias ser quemado para producir energía; esta es una fuente de enorme potencial en la región debido al cuantioso volumen de desechos sólidos generados en Ensenada, Tijuana y Mexicali, adicionalmente de los desechos agrícolas en Mexicali y el Valle de San Quintin y los desechos - excretas y residuos animales - de granjas de ganado porcino provenientes de establos en Tijuana y Mexicali. La explotación de biogás, si bien tiene el beneficio adicional de reducir las emisiones de biogás a la atmósfera, conlleva el riesgo de una potencial contaminación de mantos acuíferos cercanos al confinamiento.

La explotación de biogás ya establecida ocurre en la establera Jersey del Noroeste, S.A. y los establos Lecheros No. 2 al 5 donde se aplica tecnología de captura y uso interno de biogás, a tal grado que se han certificado la reducción de emisiones bajo un esquema de Mecanismo de Desarrollo Limpio (UNFCCC,2005).

Una futura explotación la estudió la SEMARNAT mediante asistencia técnica del Programa Landfill Methane Outreach de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos a través del programa “Mercado de Metano”, quienes asesoraron al municipio

de Ensenada para realizar la estimación de la recuperación y utilización de biogás en el ex relleno sanitario de Ensenada, con el fin de generar energía eléctrica (<http://www.semarnat.gob.mx/estados/bajacalifornia/temas/Paginas/biogas.aspx> , última visita el 9 de Septiembre de 2009).

En el mes de junio de 2007 se presentaron los resultados del estudio arrojando que se produce suficiente biogás para uso directo o para la generación de energía eléctrica. La opción más viable para el municipio es la generación de energía, con el objetivo de bajar sus costos en el alumbrado público, se están estudiando las opciones de la segunda parte del proyecto que podría ser financiado con recursos del Banco de Desarrollo de América del Norte y la Comisión Ecológica Fronteriza.

El Cuadro 46 detalla el potencial de desarrollo de la energía renovable en Baja California (Huacuz, 1995). Como se señaló anteriormente, la electricidad geotérmica está muy desarrollada. A pesar de que Baja California tiene un alto nivel de energía solar incidente, que se estima en el rango de 3.3 a 6.9 kilowatts hora por metro cuadrado, no existen instalaciones solares de magnitud considerable en el estado.

Cuadro 46. Fuentes potenciales de energía en Baja California

Fuente de energía	Potencial
Geotérmica	1,000 MW reservas comprobadas (Mexicali)
Solar	3.3–6.9 kWh/m ²
Eólica	100–250 W/m ²
Biomasa	
Desperdicio agrícola	3,600 m ³ NGE/día (Mexicali)
Desperdicios sólidos urbanos	25–30 MWe + calor
Algas marinas	~75,000 BOE/año
Leña combustible	Insignificante
Micro-hidroeléctrica	~80 MWe (Mexicali) ~20 MWe (Tecate)
Mareas	~1,200 MWe (Golfo de Cortéz)

Referencia: Huacuz 1995

2.2.6.2 Potencial de biocombustibles para el transporte

El 1 de febrero de 2008 se decretó la Ley de promoción y desarrollo de los bioenergéticos, cuyos objetivos pretenden impulsar la generación de biocombustibles sin comprometer la seguridad alimentaria. A lo largo de 3 años después de promulgada esta ley, se han consolidado programas de apoyo y créditos para incentivar la producción a partir de cultivos tradicionales, o de cultivos innovadores. También se ha impulsado la investigación y los desarrollo tecnológicos en este tema. Sin embargo, hasta mediados del año 2011, existen pocos proyectos exitosos en México, y la producción no es a gran escala.

En Baja California se han realizado algunos estudios que demuestran el potencial de biocombustibles para el estado. El gobierno federal en 2006 (SENER, 2006) señaló el interés en la producción agrícola del estado para la producción de bioetanol a partir de trigo (*Triticum vulgare L.*) y de la remolacha azucarera (*Beta vulgaris L.*). Sin embargo, no existe ninguna planta en operación para la producción de bioetanol o biodiesel.

Avances de la Investigación de Biocombustibles en Baja California

Los avances en la investigación se enfocan a los residuos agrícolas, los desechos de los rastos y a otras fuentes innovadoras pero de menor escala.

El principal potencial bioenergético a través de los residuos agrícolas se encuentra en Mexicali, con los residuos del trigo, el algodón y el sorgo. Valdez-Vázquez *et al.* (2010) evaluaron el potencial de conversión de los residuos de cultivos en bioenergía a través de la combustión y la fermentación. El potencial para Baja California es Muy alto (280320 tonMS/año) para el municipio de Mexicali, usando como insumo el rastrojo de trigo. El potencial de los residuos de algodón es Alto (140160-280320 tonMS/año). El potencial del rastrojo de maíz y de sorgo es de bajo a muy bajo (140-28000 tonMS/año).

De los residuos en los rastos en el estado es posible obtener biodiesel. Toscano *et al.* (2011) evaluaron la disponibilidad de los desechos grasos de la industria cárnica y su potencial para la generación de biodiesel. La cantidad de residuos en el estado alcanza para generar 1.3 kton por año de biodiesel. La energía obtenida de ésta es de 51197 GJ por año, lo que representa el 0.27% de energía usada a través de diesel en el estado.

Existen otras materias primas que están siendo estudiadas para la producción de biocombustibles, sin embargo, las investigaciones no han sido publicadas formalmente. Las materias primas estudiadas son las microalgas marinas y la higuera (*Ricinus communis L.*).

Avances de la Producción de Biocombustibles en Baja California

En Baja California en 2009 fue reportado un proyecto para la producción de bioetanol a partir de sorgo, sin embargo, el proyecto no se ha concretado.

Otro proyecto recientemente financiado es el de la empresa LiveCom, y pretende iniciar sus operaciones el próximo año. La materia prima para este proyecto es la *Jatropha curcas*, ampliamente investigada como alimento para animales y para la generación de biodiesel. Hasta el cierre de la producción de 2010, no se reportó superficie sembrada de *Jatropha* en el estado de Baja California. El único estado que cuenta con una superficie cultivada es Yucatán, cuya superficie total fue de 1800 ha. Asumiendo que este valor fuera la superficie inicial de cultivo en el estado de Baja California, la generación total de biodiesel sería de 3 millones de litros al año, equivalente a 100 mil GJ por año.

Existen otros cultivos en Baja California que pueden ser usados como biocombustibles. El cuadro 47 describe el potencial energético de cada uno de ellos. El gobierno federal está interesado principalmente en el trigo y el sorgo, la limitante es su valor alimenticio.

Cuadro 47. Potencial bioenergético de los principales cultivos de Baja California

Cultivo	Biocombustible	Superficie Sembrada (ha)	Producción Ton/año	Litros de biocombustible (miles)	Potencial energético Gj/año
Algodón (semilla)	Diesel	19,630.0	82,528.0	5,930.9	197,676
Alfalfa verde (tallo)	Etanol	30,627.5	2,249,056.8	32,946.2	1,098,095
Avena forrajera	Diesel	7,401.5	81,936.7	1,523.1	50,766
Sorgo	Etanol	5,671.0	273,720.0	2,035.9	67,856
Trigo	Etanol	10,1161.0	535,201.1	36,620.3	1,220,554
Ryegrass		3,477.5	139930.7		104,325
TOTAL					2,739,272

Referencia: Elaboración propia con base en este estudio

2.3. Diagnóstico Contextual

El cuadro 48 presenta y analiza tanto en sus impactos positivos como negativos, los factores que influyen en el sector energético en Baja California.

Como se observa, se detectan 11 impactos positivos y 11 negativos con un grado de interacción muy similar entre ambos tipos de impactos. Esto refleja un equilibrio muy precario del sector energético y sumamente sensible a los cambios externos entre los cuales se consideran preocupantes:

- a) Condiciones climáticas
- b) Disponibilidad de agua
- c) Crecimiento de la población
- d) Tasa de inflación
- e) Estabilidad política y económica
- f) Políticas nacionales
- g) Desarrollo tecnológico
- h) Competencia internacional

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

- i) Precio de los energéticos
- j) Oferta de combustibles convencionales
- k) Capacidad de almacenamiento de energéticos

Cuadro 48. Factores que influyen al sector de la energía en Baja California

Factor	Impactos	
	Positivo	Negativo
Condición de frontera	Oportunidad de un mercado atractivo de energía en el sur de los Estados Unidos. Acceso a tecnologías energéticas avanzadas.	Flujo de electrodomésticos, equipos y maquinaria industrial de tecnología obsoleta, y vehículos usados e ineficientes y contaminantes.
Condiciones climáticas		Temperaturas extremas en el valle de Mexicali, con alta permanencia en el verano obliga al uso de sistemas de acondicionamiento ambiental en viviendas, edificios, industrias y vehículos provocando un uso intensivo de los energéticos.
Disponibilidad de agua		La extracción de los acuíferos, el transporte a la zona costa, la potabilización, y el tratamiento de aguas residuales son operaciones consumidoras de energía. La extracción y uso de agua de enfriamiento para el sector eléctrico
Crecimiento de la población	Contribución al desarrollo regional por consumo por habitante	Presión sobre el sector no sólo para satisfacer la demanda y crecer la infraestructura de distribución sino también para proporcionar el servicio a precios accesibles
Tasa de inflación		La volatilidad de precios del mercado internacional de energéticos en especial del crudo y el gas ejerce presiones sobre la electricidad.
Estabilidad política y económica		Cambios estructurales en materia energética y fiscal.
Políticas nacionales		Establecimiento de políticas normativas y administrativas ajenas a la condiciones imperantes en la región.
Políticas estatales	Atracción de inversiones de alta tecnología y estrategias de agrupamientos empresariales	
Inversión extranjera	Requerimiento de infraestructura de alta tecnología, que implica uso eficiente de energía y mitigación de impactos al medio ambiente.	
Desarrollo tecnológico	Mejoras en los procesos de generación la presencia de ciclos combinados asociados a la instalación de regasificadoras y sistemas de gasoductos	Estancación tecnológica de los procesos de transmisión y distribución; así como la explotación de la geotermia. Uso de instalaciones de energéticamente ineficiencia en industriales, comerciales, de servicios y domésticos.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Cuadro 48. Factores que influyen al sector de la energía en Baja California (continuación...)

Factor	Impactos	
	Positivo	Negativo
Tratado de libre comercio	Provisión de disposiciones especiales (anexo 602.3) donde pueden ubicarse el comercio internacional de energéticos, las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente de energía eléctrica.	
Competencia internacional		Ausencia de alianzas estratégicas de empresas nacionales con extranjeras repercutirá en una menor participación en la toma de decisiones energéticas.
Precio de los energéticos		Dependencia en combustibles fósiles.
Capacidad instalada		Instalaciones de capacidad limitada, con baja eficiencia y frecuentemente obsoletas
Oferta de combustibles convencionales		Suministro externo (incluso internacional en algunos casos).
Oferta de energías alternas	Alto potencial de energías renovables.	Falta de planeación estratégica para su explotación apoyada en la innovación tecnológica y en una exploración y evaluación sistémica del potencial.
Desarrollo de capacidades empresariales en el estado	Demanda de un suministro competitivo y seguro de los energéticos.	
Rediseño de las prioridades estatales de apoyo a la industria	Apoyo a infraestructuras para agua y energía y en la protección del medio ambiente.	
Emisión de contaminantes	Disminución de la participación del combustóleo en la matriz energética para la generación de electricidad	La presencia de subsidios a la gasolina en un parque vehicular obsoleto y no controlado
Consumo de energéticos	Incremento de la eficiencia global de conversión	
Producción energética (usos propios y pérdidas)		Desempeño por debajo de indicadores internacionales correspondientes
Capacidad de almacenamiento de energéticos		Capacidad limitada de almacenamiento

Referencia: Elaboración propia con base en este estudio

3. Perfiles energéticos para Baja California

En este capítulo se presentan, detalla la construcción e interpretan las estimaciones de 20 indicadores de sustentabilidad energética estimados para el Estado, estos cubren tres dimensiones: social (3), económica (12) y ambiental (5). La estimación de los indicadores siguió las directrices y metodologías establecidas por el Organismo Internacional de Energía Atómica, el Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas, la Agencia Internacional de la Energía, EUROSTAT, y la Agencia Europea del Medio Ambiente (OIEA *et al*, 2008).

3.1. Indicadores sociales

3.1.1. Accesibilidad física

SOC1: Proporción de viviendas sin electricidad o energía comercial o fuertemente dependiente de energía no comercial.

Componentes: (a) Proporción de vivienda o población sin electricidad o fuertemente dependiente de energía no comercial. (b) Número total de viviendas o población total.

Tendencia: El crecimiento en el total de hogares sin electricidad a nivel nacional y en Baja California se puede apreciar en el cuadro 49 y la Figura 11. En el Estado, la proporción fue constante para 1998 y 2000, sin embargo la cifra parece aumentar desmesuradamente en 2002, el efecto puede ser debido a que en ese año ENIGH modificó su forma de registro. Entre 2004 y 2006 el indicador de viviendas sin servicio eléctrico parece disminuir pero en 2008 de nuevo el porcentaje de hogares sin servicio aumenta. De cualquier forma, en este último año el porcentaje de viviendas sin electricidad es casi diez veces superior al que predominaba a fines de los noventa. En este sentido, es de señalar que el total de hogares en el Estado representan el 2.52% con respecto al total de hogares a nivel nacional para el año de 1998; este porcentaje es creciente hasta el año 2002 con un 2.78% de participación porcentual, para caer en el año de la siguiente encuesta (2004) a un 2.74% y retomar el ascenso en las próximas dos encuestas (2006 y 2008).

Finalmente, es importante resaltar que el comportamiento de la proporción de viviendas sin electricidad en el Estado mantiene un pauta propia no siguiendo exactamente el pulso nacional en el mismo rubro, esto refleja el acelerado crecimiento poblacional por migración interna al Estado, población con una demanda igualmente creciente de servicios – tales como electricidad- sin un desarrollo planeado. La migración interna que ha experimentado Baja California es debido a su condición de Frontera; por lo que se le percibe como una zona próspera, con oferta de trabajo y salarios mejor remunerados que el resto del país, o bien como una puerta de entrada a los Estados Unidos (González, 2009; Muñoz *et al*, 2012a).

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Cuadro 49. Construcción del indicador SOC1. Proporción de viviendas sin electricidad en Baja California

Años	Total de viviendas		Total de viviendas sin electricidad		Proporción de viviendas sin electricidad	
	Nacional	Baja California	Nacional	Baja California	Nacional	Baja California
1998 ¹	22,205,926	559,354	801,092	1,279	3.61	0.23
2000	23,667,479	623,265	468,891	2,018	1.98	0.32
2002 ²	24,531,631	681,089	515,770	25,298	2.10	3.71
2004 ³	25,561,447	701,088	1,380,916	13,988	5.40	2.00
2006	26,541,327	757,421	1,003,616	13,876	3.78	1.83
2008	26,732,594	798,598	1,095,937	22,645	4.10	2.84

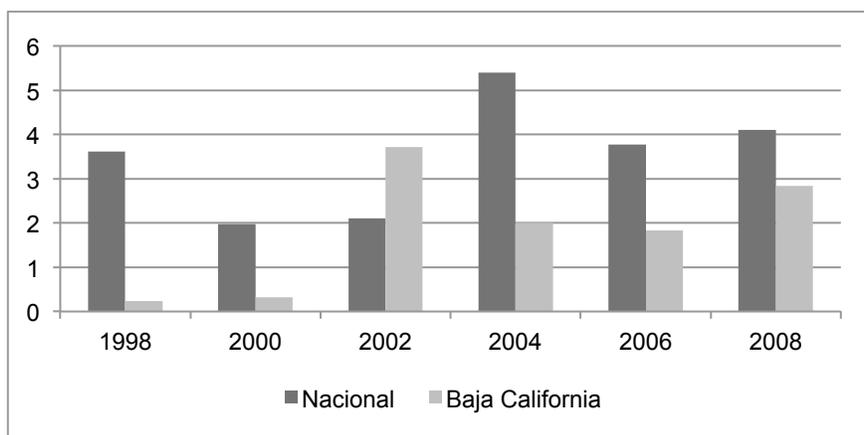
Fuente: Elaboración propia con base en datos de la ENIGH

² De acuerdo con la descripción de variables, el tipo de hogar que se maneja en estos resultados corresponde a los hogares principales y no a los hogares adicionales

² A partir del año 2002 de acuerdo con el catálogo de la ENIGH, (el total de hogares sin luz eléctrica incluye a los que declararon que no tienen luz eléctrica y son dependientes de energía comercial)

³ A partir del año 2004 los registros y descripciones de la ENIGH ya no contabilizan a los hogares de acuerdo a si cuentan con contratos de luz o no

Figura 11. SOC1. Proporción de viviendas sin electricidad en México y Baja California



Fuente: Elaboración propia con base en el cuadro 49

3.1.2. Accesibilidad financiera

SOC2: Proporción del ingreso de las viviendas que se gasta en combustibles y electricidad

Componentes: (a) Ingreso de las viviendas que se gasta en combustibles y electricidad; (b) Ingresos de las viviendas (total y del 20% más pobre).

Tendencia: Como se observa en el cuadro 50, el peso del consumo energético de las familias en Baja California mantuvo una tendencia al crecimiento entre 1998 y 2006, años en que se incremento de 11.02% del ingreso promedio al 12.91%; respectivamente.

Cuadro 50. SOC2. Porcentaje del gasto total destinado a Energía en Baja California

Deciles de ingreso	1998	2000	2002	2004	2006	2008
I	15.02	17.81	15.56	17.42	16.11	26.14
II	14.02	14.59	13.73	13.93	12.97	15.93
III	10.91	14.86	15.62	13.11	15.87	12.40
IV	13.34	12.79	14.35	13.18	15.26	11.81
V	10.91	14.13	12.91	12.00	13.99	11.31
VI	11.88	14.20	11.80	13.78	12.31	12.08
VII	10.98	14.07	13.13	10.21	10.18	11.12
VIII	13.78	10.09	9.86	10.03	15.08	7.57
IX	8.22	10.06	8.48	8.45	11.08	9.19
X	7.21	5.72	7.45	7.73	6.47	2.21
Promedio	11.02	11.67	12.27	11.96	12.91	10.89

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la ENIGH

Los deciles del ingreso monetario per cápita de los hogares captados por el XII Censo General de Población y Vivienda 2000, se definieron en tres grupos de hogares: i) los que integran el cuarenta por ciento con los menores ingresos (deciles de I a IV); ii) los hogares vulnerables, es decir aquellos que pertenecen al quinto decil y están en riesgo ante una eventual reducción de los niveles de ingreso; y iii) los hogares con los ingresos más altos (deciles VI a X)

Esta mayor proporción del presupuesto destinado a energía impactó de manera equivalente a los diferentes grupos de ingreso en la sociedad, ya que prácticamente todos los grupos de ingreso, a excepción del nivel VII, vieron incrementado sus gastos en energía. Para el 2008 sin embargo, la proporción del gasto energético en el presupuesto de las familias disminuyó al nivel más bajo observado en este periodo, pero contrario a la tendencia descrita anteriormente, en este año los grupos de menor ingreso –los deciles I y II en la tabla—incrementaron sustantivamente la parte de sus ingresos destinado a gasto energético. Este es el cambio más importante que se aprecia en la microeconomía energética de la región.

El otro aspecto que debe resaltarse es que el consumo energético total en el estado es significativamente superior al observado en el nivel nacional. Se estima que, en promedio, el gasto en energía en Baja California fue casi 50% superior al nacional en el periodo 1998-2008.

Considerando cada grupo de ingreso, el sacrificio económico que hacen las familias para su consumo energético es mayor en los grupos de menor ingreso en el caso de Baja California comparado con el resto del país, esa diferencia en el caso del decil más pobre superó el 60% en el periodo indicado. Se pueden identificar dos causas que explican el hecho de que las familias en Baja California destinen mayor parte de su ingreso a energía en comparación al resto del país.

En primer término un mayor índice de motorización en Baja California y escasez e ineficiencia en el transporte público, comparado al resto del país, provoca que el consumo de gasolinas, diesel y aceites para motores sea mayor en la entidad en cualquier nivel de ingreso. Partiendo de las cifras sobre parque vehicular publicadas por el INEGI, si se utiliza un índice de motorización vehicular recurriendo al indicador de número de automóviles registrados por cada 10,000 habitantes, se observa que Baja California tiene índices tres veces superiores a la media nacional. En 2005 sólo fue superado por Baja California Sur, un estado con baja población. Baja California ha mantenido históricamente un promedio de automotores registrados que fluctúa alrededor de la planta de automóviles del Distrito Federal (D.F.). Tanto en el 1990 como en el 2005 superó al D.F. en este indicador, en 2005 fue 6% superior al promedio del D.F. tan solo en vehículos.

En segundo término, un mayor consumo de electricidad se da por causas de las altas temperaturas durante verano en importantes fracciones del territorio estatal, en especial en el Valle de Mexicali. La mayor demanda de energía eléctrica además, se traduce en mayor gasto debido a las tarifas más altas que aplican la empresa eléctrica en esta región.

En breve, la tendencia creciente en el gasto energético de las familias en el estado ha sido provocado por la actualización de las tarifas eléctricas y a partir de 2006 a causa del cambio en la política de precios de las gasolinas seguida por PEMEX y que ha significado incrementos sustantivos en el precio de venta de los carburantes.

Dos características particulares en la elasticidad precio de la demanda de estos bienes pueden estar generando estos efectos. En primer término, la demanda de electricidad que es inelástica respecto al precio, en gran parte porque los programas de ahorro de energía suponen cambios en la conducta de los agentes y cambios culturales que tardan tiempo en adaptarse, además de que muchas veces suponen gastos en activos de capital que las familias no siempre están en condiciones de emprender. En este caso, un aumento de precios se convierte en mayor gasto porque los consumidores no ajustan proporcionalmente su nivel de consumo al incremento en el precio.

En segundo término, la elevada elasticidad precio en la demanda de gasolinas en el estado que hace que ante un incremento de precios los consumidores disminuyan la demanda del combustible, incluso lo sustituyan con gasolinas que se venden en las ciudades fronterizas norteamericanas. Sin embargo, esta elevada elasticidad precio de la demanda solo opera en determinados segmentos de la estructura de ingresos en la sociedad. En los niveles de bajos ingresos, las gasolinas al igual que la energía eléctrica, también tiene una demanda inelástica.

Esta explicación ayuda a entender el comportamiento que sigue el consumo energético en Baja California en el 2008. El gasto destinado a energéticos se redujo en los grupos de mayor ingreso, y en consecuencia en el conjunto del estado, se piensa que por un efecto de elasticidad precio de la demanda. Pero en los grupos de menores ingresos el gasto en energía aumentó como proporción del ingreso de las familias, es posible que a causa de que la demanda del principal energético, los derivados de combustibles fósiles, es inelástica. En ese año el grupo con menor ingreso destinó más de una cuarta parte de su presupuesto al gasto en energía, el nivel más alto alcanzado en ese periodo.

A nivel nacional, la proporción del ingreso de las viviendas que se gasta en combustibles y electricidad se ha reportado para el 20% de población más pobre para el periodo 1989 a 2002 (UN & IAEA, 2007). En 1989, el 20% más pobre de la población pudo adquirir 11 kWh/día per capita, hacia 1994 esta cantidad aumentó a 16 kWh/ día per capita. En 1996 y 1998, por la crisis económica que se precipitó a finales de 1994, y debido a que el precio de kWh/día aumentó de 0.15 pesos en 1994 a 0.43 pesos en 1998; el poder adquisitivo de la población más pobre declinó; sin embargo, se recupera en 2000, a 15.46 kWh/día, y disminuye de nuevo en 2002 a 12.78 kWh/día.

El consumo de electricidad promedio en un hogar típico fue de 5 a 6 kWh/día, extrapolando este valor a la población de más bajo ingreso en 1989, se nota que los hogares más pobres pudieron adquirir electricidad por un periodo de aproximadamente 45 días; 13 años después, en 2002, la cantidad de electricidad adquirida fue por un periodo mayor a los 50 días. Un factor relevante que puede explicar este aumento en poder adquisitivo de la población más pobres, es el subsidio gubernamental en existencia por ya un considerable tiempo sin aparentes restricciones sino hasta 2001 cuando se aplica sólo a los hogares pobres que no excedan el consumo básico de electricidad.

En el caso de gas LP, hubo una reducción en la accesibilidad financiera. En 1989, la población más pobre pudo adquirir 0.15 Gj/día per capita, en 2002 la cifra se redujo a 0.09 Gj/ día per capita. La cantidad del tipo de combustibles comprado por el 20 % de la población más pobre en México ha disminuido en parte por el incremento constante del precio de combustibles, que va de 7.41 pesos en 1989 a 106.19 en 2002. A diferencia del sector eléctrico, no existe una política de subsidios para gas LP.

3.1.3. Disparidades

SOC3: Uso de la energía en la vivienda para cada grupo de ingreso y su correspondiente mezcla de combustibles.

Componentes: (a) Uso de la energía por vivienda para cada grupo de ingreso (deciles); (b) Ingreso de la vivienda para cada grupo de ingreso (deciles); (c) Mezcla de combustibles correspondientes para cada grupo de ingresos.

Para la construcción de este indicador se analizó la evolución en el tiempo del consumo de los hogares para los tres principales productos energéticos que son utilizados en la casa, es decir el consumo de gasolinas para el transporte privado, el consumo de electricidad y de gas licuado de petróleo (LP) (ver cuadros 51 al 53). Sumados, estos tres componentes energéticos representaron alrededor del 96% del gasto total en energía de las familias en Baja California en el 2008.

Cuadro 51. SOC3a. Porcentaje del gasto total de los hogares destinado a consumo de gasolinas

Deciles de ingreso	1998	2000	2002	2004	2006	2008
I	5.245	7.084	5.674	7.596	7.210	9.233
II	6.008	7.407	6.678	8.246	5.927	6.493
III	5.271	7.513	8.887	7.395	9.286	5.667
IV	6.463	7.593	7.905	7.436	9.419	6.246
V	4.732	7.714	7.099	6.562	8.498	5.309
VI	5.930	6.185	6.266	8.671	7.028	6.275
VII	6.098	7.188	6.723	7.428	6.536	7.119
VIII	7.425	5.823	4.795	5.777	9.891	3.769
IX	4.256	5.368	5.906	5.314	7.180	4.702
X	3.634	3.420	4.477	4.117	3.104	1.057
Gasto promedio	5.293	6.067	6.438	6.840	7.393	5.205

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la ENIGH

Tendencia en el consumo de gasolinas: El consumo de gasolinas representa cerca del 50% del gasto energético de las familias en Baja California de acuerdo a los datos del 2008, pero si consideramos la estructura de ingresos en la sociedad la importancia del consumo de este carburante varía ampliamente entre los diferentes grupos sociales. Es en los grupos de ingresos medios donde el consumo de gasolinas absorbe la mayor parte del presupuesto destinado al gasto energético.

Pero las evidencias estadísticas tanto a nivel de microdatos como la información de PEMEX confirman que el consumo de este combustible descendió en forma significativa en los últimos años tanto en Baja California como en el conjunto del país, de hecho en la entidad el gasto en gasolinas como proporción del gasto total de los hogares presentó en el 2008 el menor porcentaje de la última década (5.2%), como se aprecia en el cuadro 51.

Esto no ha ocurrido con los sectores de medios y bajos ingresos donde el gasto en gasolina, si bien ha sido menor al registrado en 2002-2004, continúa siendo alto con relación a 1998. Esto permite concluir que en Baja California la mayor racionalización en el consumo de hidrocarburos derivado del aumento de precios de las gasolinas ha sido mayor en los grupos sociales de mayor ingreso y que, en los grupos de ingreso en donde el consumo de gasolinas compromete una mayor parte del presupuesto de los hogares que son los grupos de ingresos medios y bajos, el alza de precios no ha disuadido la demanda del combustible.

Cuadro 52. SOC3b. Porcentaje del gasto total de los hogares destinado a consumo de electricidad

Deciles de ingreso	1998	2000	2002	2004	2006	2008
I	5.676	6.667	6.505	6.284	5.895	11.972
II	5.059	4.734	4.562	3.169	4.621	6.616
III	3.212	3.853	4.461	3.414	4.380	5.160
IV	4.058	3.083	4.534	4.036	3.961	3.794
V	4.110	3.853	3.808	3.691	4.465	4.202
VI	3.588	5.841	3.998	3.083	3.977	3.869
VII	3.655	5.022	4.588	1.384	2.275	2.783
VIII	4.883	2.474	4.023	2.769	3.775	2.730
IX	2.959	3.192	1.563	2.368	2.791	3.840
X	2.258	1.599	2.366	2.461	2.323	0.823
Gasto promedio	3.722	3.609	4.029	3.261	3.840	4.060

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la ENIGH

Tendencia en el consumo de electricidad: Se estima que, en promedio, las familias en la entidad destinan alrededor del 37% del gasto energético solo al consumo de electricidad, una cifra significativamente menor a la que se destina al consumo de gasolinas. Si se describe gráficamente el consumo de ambos energéticos se diría que la demanda de gasolinas por grupos de ingreso presenta la forma de una U invertida, mientras que la demanda de electricidad presenta simplemente una forma de U. Esto significa que la incidencia del consumo de electricidad es mayor en las familias de bajos y altos ingreso, y es menor en los grupos de ingresos medios.

A diferencia de la demanda de gasolina, el consumo de electricidad mantuvo una tendencia de crecimiento moderado durante 1998-2006, pero en 2008 aumentó en forma drástica la parte del presupuesto familiar destinado al pago de este energético. En esto se fundamenta la idea de la inelastividad del precio de la demanda de electricidad, un factor que junto con la caída en los ingresos de las familias en el 2008 a causa de la recesión económica que afectó a Baja California en particular, explicaría el aumento en el presupuesto destinado al consumo eléctrico. En el caso del grupo de menor ingreso en la tabla de distribución del ingreso de la entidad, el pago del consumo eléctrico representó más del 11 % del ingreso de estas familias, el doble de lo que destinaban en años anteriores.

El consumo de electricidad presenta una tendencia creciente entre 1998 y 2008 y la incidencia de este gasto total de los hogares muestra grandes variaciones si consideramos la estructura de ingresos predominante en la sociedad. Considerando cuanto representa el costo del consumo eléctrico en los hogares organizados de acuerdo a una estructura de ingresos por deciles, vemos que el gasto en electricidad es una función inversa de los ingresos. Cuanto más ingreso tiene un hogar menos destina de su gasto al pago del recibo de consumo eléctrico, y a la inversa, en cuanto menor ingreso se tiene es mayor el porcentaje que se destina al consumo de electricidad.

Es por esto que, considerando al conjunto de las familias, pese a que es el gasto en gasolinas es el principal renglón del consumo energético total, en el caso particular de los grupos de menores ingresos, el consumo de electricidad representa la principal fracción del gasto en energía. Para Baja California, sobre un porcentaje del presupuesto de las familias dedicado a consumo energético que se estima en 11.8% del ingreso familiar para 1998-2008, 6.2 puntos porcentuales van a consumo de gasolinas y 3.8 puntos van a consumo de electricidad. De esta forma, son de los grupos más pobres de la población los que gastan más en electricidad que en gasolinas.

Cuadro 53. SOC3c. Porcentaje del gasto total de los hogares destinado a consumo de gas LP

Deciles de ingreso	1998	2000	2002	2004	2006	2008
I	3.45	3.80	3.07	3.17	2.41	3.37
II	2.61	2.19	2.29	2.24	2.05	2.08
III	2.13	3.26	1.94	2.00	1.77	1.31
IV	2.55	1.72	1.63	1.16	1.40	1.37
V	1.66	2.34	1.69	1.23	0.85	1.26
VI	1.86	2.11	1.15	1.55	1.19	1.62
VII	0.94	1.72	1.64	1.00	0.93	0.79
VIII	0.99	1.63	0.88	1.33	1.09	0.40
IX	0.73	1.07	0.94	0.68	0.96	0.49
X	0.75	0.54	0.54	0.95	0.85	0.25
Promedio	1.60	1.76	1.57	1.53	1.35	1.16

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la ENIGH

Tendencia en el consumo de gas LP: En el caso de gas LP que es el principal combustible utilizado en el hogar y que representa una proporción menor en el consumo energético de las familias comparado con el consumo de gasolina y electricidad, mantiene una proporción estable en los grupos de medios y bajos ingresos en donde significa alrededor de 12% del gasto total en energía, pero disminuye en las familias de ingreso mayores.

Sin embargo, viendo su evolución al paso del tiempo el consumo de gas LP tiende a disminuir como proporción el gasto en energía de las familias. Se observa que mantiene una tendencia estable a lo largo del tiempo pero tiende a absorber cada vez menos del presupuesto de las familias.

Sin duda hay un efecto sustitución en el consumo de gas LP en el hogar resultante de la disposición de nuevos aparatos eléctricos para uso en el hogar que han sustituido el uso de gas. Sin embargo, el análisis de las series de tiempo de precios del gas LP en comparación con el precio de las gasolinas o las tarifas eléctricas, muestra que el menor gasto de los hogares refleje más la disminución en el valor monetario del gasto antes que la reducción en el número de unidades físicas consumidas. Es decir podría ser más una consecuencia de estabilidad de los precios del gas, que mantiene un importante subsidio estatal, antes que una disminución en el consumo.

Por otra parte, el consumo doméstico de gas natural es prácticamente inexistente en el estado. El sector eléctrico consume cerca del 93% del gas natural disponible en la entidad y, aunque no existen estadísticas al respecto, se sabe que el restante debe estar siendo utilizado por algunas empresas industriales en el estado. La terminal de Costa Azul de gas natural, que desde 2008 distribuye este producto en Baja California, ofreció en su proyecto abastecer a la industria del estado, y así lo confirman en algunos reportes sin cuantificar la cantidad suministrada.

A nivel nacional, el gasto en combustibles y electricidad creció aceleradamente para la población con menor ingreso del promedio. El gasto conjunto promedio en México para la compra de electricidad y gas LP entre 1984 y 2002, creció anualmente a un tasa de 4%, en tanto que para la población en los quintiles de menor ingreso la tasa fue de 6% (UN&IAEA, 2007).

Un factor que pudiese explicar este comportamiento es el incremento en los precios de la energía; por ejemplo el precio de un kWh aumentó de \$0.10 en 1989 a \$0.77 en 2002, esta variación representa un incremento de 670%. Por otro lado, el precio de gas aumentó en 1,433% (de \$7.41 a \$106) en el mismo periodo. Otro factor a considerar es sin duda el poder adquisitivo que en la población promedio es mayor que para los quintiles de menor ingreso.

Las tendencias observadas entre el promedio de la población y los grupos de menor ingreso son las siguientes: en el caso de los quintiles de menor ingreso, el consumo de gas y electricidad en 1989 fue de 1.8 GJ per capita y 120.77 kWh per capita, respectivamente; en 2002 el consumo per capita fue de 1.04 GJ para gas LP y 209.9

kWh para electricidad; así se observa una reducción de 11.9%, como resultado del aumento de precios del gas; en tanto que la electricidad registró un aumento del 73%. En el caso de promedio de la población, el consumo de gas y electricidad pasó de 2.89 GJ y 368.2 kWh por habitante en 1989 a 3.09 GJ y 702.7 kWh por habitante en 2002.

Las diferencias entre las proporciones entre ambos grupos pueden resumirse así: para el consumo de electricidad, la diferencia era cercana a 200% en 1989 y 250% en 2002; para gas, las cifras en ambos años fueron, respectivamente, 150% y 200%.

Las variaciones anteriormente descritas podría verse influidas por la cancelación de subsidios de electricidad en 2001 para casas habitación rebasando el límite de consumo, dicha medida pudo impactar a la población en promedio pero no a los grupos mas desprotegidos. Otro factor relevante pero no diferenciado por ingreso fue el gas, para el que no hay subsidios; así es de esperarse que las variaciones en el precio de este combustible afectaron igualmente a ambos grupos de la población.

3.2. Indicadores económicos

3.2.1. Uso Global

ECO1: Uso de energía per cápita

Componentes: (a) Uso de Energía (suministro total de energía primaria, consumo total final y uso de electricidad), (b) Población total.

Este indicador se desarrolló usando tanto datos energéticos reportados para el Estado en las prospectivas de petrolíferos, gas natural, gas LP y electricidad (SENER, 2007; SENER 2010b, SENER 2010c, SENER 2010d) como datos poblacionales tomados de los Censos y conteos de población y vivienda para los años 1990, 1995, 2000, 2005 y 2010 del INEGI.

Los datos colectados fueron analizados y en todos los casos se hicieron estimaciones a fin de preparar este indicador que mide el nivel de utilización de la energía sobre una base per cápita y refleja las pautas de uso de la energía y la intensidad energética agregada de la sociedad baja californiana.

En el cuadro 54 se presenta el indicador ECO1 en sus dos componentes: energía per capita expresado en toneladas equivalentes de petróleo (tep) y electricidad expresado en kilovatios por hora (KWh), para el período 1990 a 2010.

El componente de energía –combustible, en particular- per capita considera la matriz de petrolíferos suministrada a la región excluyendo aquellos combustibles que se usaron para generar electricidad; los petrolíferos incluidos son: gasolina, diesel, turbosina, (otros) querosenos, lubricantes, gas LP, gas natural para usos residencial, de servicios e industrial, y coque de petróleo. Por su parte el componente de electricidad per cápita incluye la demanda en los sectores doméstico, comercial, servicios, agrícola e industrial.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Tendencia de electricidad consumida: El promedio de electricidad consumida por una persona en Baja California en el periodo 1990 a 2010 fue de 2716 KWh/hab. Sin embargo, el consumo de electricidad en el Estado está creciendo a una tasa anual compuesta con base a 1990 de 4.9% (ver Figura 12a). Al inicio del periodo la cifra era de 2129.94 KWh per cápita, valor que fue en aumento hasta alcanzar un máximo de 3300 KWh per cápita en 2006, para tener una desaceleración menor desde entonces; probablemente reflejando una tendencia de disminución en las tasas de crecimiento.

Cuadro 54. ECO1. Uso de energía per cápita, 1990-2010

Año	Electricidad, KWh per cápita	Energía, tep per cápita
1990	2129.94	0.81
1991	2046.56	1.07
1992	2075.12	1.05
1993	2014.64	0.98
1994	2145.15	0.99
1995	2158.94	0.96
1996	2396.71	0.99
1997	2569.98	1.00
1998	2551.95	0.99
1999	2754.65	0.96
2000	3024.20	0.91
2001	3071.72	0.96
2002	2989.37	0.91
2003	3093.01	0.97
2004	3190.03	1.06
2005	3173.27	1.11
2006	3300.30	1.15
2007	3247.29	1.10
2008	3211.94	1.17
2009	3032.33	1.06
2010	2864.27	0.82

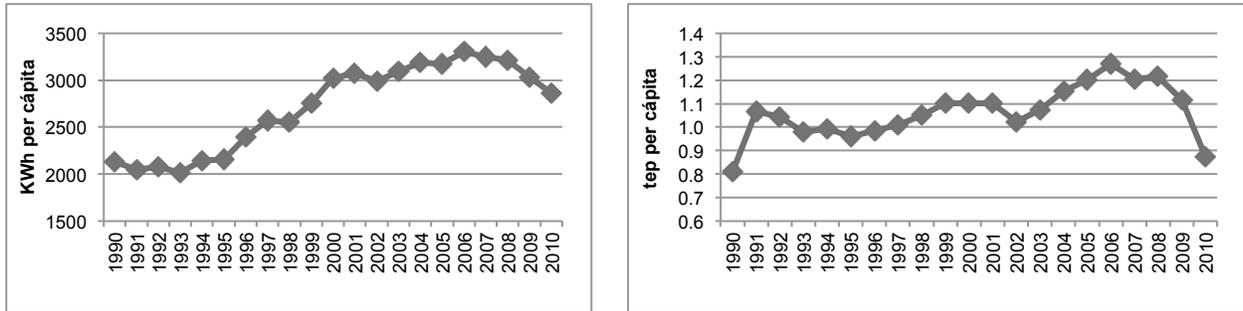
Fuente: Elaboración propia con base en SENER, 2007; SENER 2010b, SENER 2010c, SENER 2010d, INEGI1990,1995, 2000, 2005 y 2010.

De 1990 a 2002 el consumo nacional promedio de electricidad per cápita fue de 1295 kWh/habitante (UN & IAEA, 2007) en contraste en ese mismo período en Baja California fue de 2456 KWh/habitante, es decir 1.9 veces mayor. Hacia 2008, el consumo total nacional de electricidad se ubicaba en 1885 kWh/habitante (SENER, 2008) en tanto que el consumo total por habitante en Baja California fue 3211.94 kWh/habitante; es decir 1.7 veces el nacional. Es importante observar que este indicador es 5 veces superior en la Zona Valle que en la Zona Costa.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Tendencia de combustibles consumidos: El promedio de energía como combustibles consumida por una persona en Baja California en el periodo 1990 a 2010 fue de 1.01 tep. Como se observa, éste componente aunque con caídas mantuvo una tendencia a la alza. Recientemente presentó una caída; probablemente como una repercusión de la crisis económica global, ver la figura 12b.

Figura 12. ECO1. Uso de energía per cápita en Baja California, 1990-2010



Fuente: Elaboración propia con base en el cuadro 54

a) electricidad, KWh per cápita

b) energía, tep per cápita

Durante el periodo comprendido entre 1990 y 2002 el consumo nacional promedio de combustibles per cápita fue de 0.79 tep /habitante (UN & IAEA, 2007) en tanto que para Baja California fue de 0.97 tep/habitante, es decir 1.24 veces mas.

3.2.2. Productividad Global

ECO2: Uso de energía por unidad del PIBE

Componentes: (a) Uso de Energía (suministro total de energía primaria, consumo total final y uso de electricidad), (b) PIBE.

Este indicador se desarrolló usando los mismos datos energéticos para el cálculo del indicador ECO1, por su parte los datos del producto interno bruto (PIB) para Baja California se tomaron de la Dirección General de Estadísticas Económicas del INEGI. Los datos colectados fueron analizados y en todos los casos se hicieron estimaciones a fin de calcular este indicador que refleja las tendencias en el uso total de energía con respecto al PIB estatal y expresa la relación general entre la utilización de la energía y el desarrollo económico.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

En el cuadro 55 se presenta el indicador ECO2 en sus dos componentes: energía y electricidad por PIBE, expresados en kilovatios hora y toneladas equivalentes de petróleo, respectivamente, por pesos constantes para el período 1993-2009 (base 1993).

Cuadro 55. ECO2. Uso de energía por unidad del PIBE, 1993-2009

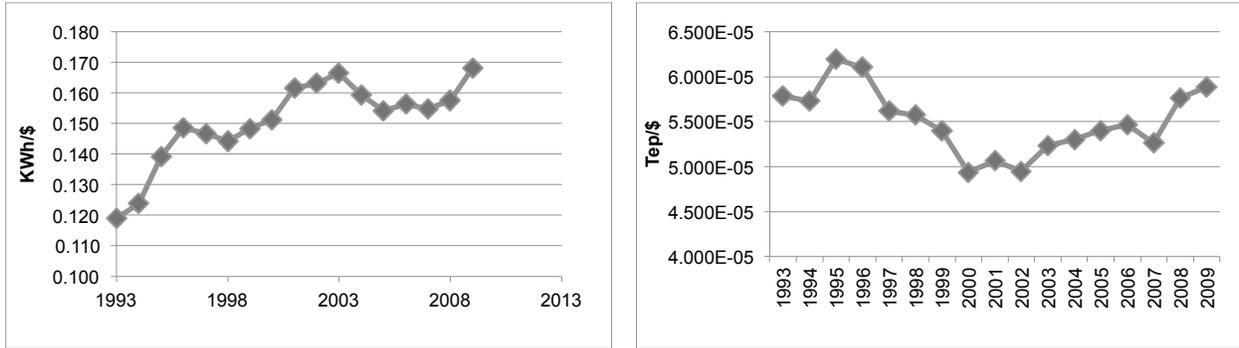
Año	Electricidad, KWh/\$	Energía, tep/\$, x10 ⁻⁵
1993	0.119	5.787E-05
1994	0.124	5.728E-05
1995	0.139	6.195E-05
1996	0.149	6.104E-05
1997	0.147	5.616E-05
1998	0.144	5.573E-05
1999	0.148	5.392E-05
2000	0.151	4.937E-05
2001	0.161	5.062E-05
2002	0.163	4.949E-05
2003	0.167	5.231E-05
2004	0.159	5.301E-05
2005	0.154	5.403E-05
2006	0.156	5.467E-05
2007	0.155	5.260E-05
2008	0.158	5.762E-05
2009	0.168	5.886E-05

Fuente: Elaboración propia con base en SENER, 2007; SENER 2010b, SENER 2010c, SENER 2010d y Dirección General de Estadísticas Económicas del INEGI

Tendencia del consumo de electricidad: La productividad global del Estado en relación al consumo de electricidad se ha intensificado paulatinamente al aumentar el indicador (kWh/\$) de 0.12 en 1993 a 0.17 en 1999, como se muestra en la Figura 13a. La tendencia indica que se está empleando cada vez más electricidad para apoyar a los sectores económico y social.

Tendencia del consumo de combustible: Por otro lado la productividad global del Estado en relación al consumo de energía mostró una alza a principios de los 90tas, para reducirse a partir de 1996 y disminuir hasta alcanzar un meseta de valor mínimo de 4.9×10^{-5} tep/\$ entre 2000 y 2003, desde entonces el indicador ha mostrado un incremento más modesto pero constante, a excepción de una caída durante el 2008. El valor actual es de 5.9×10^{-5} tep/\$, como se muestra en la figura 13b. Este comportamiento revela que el uso de petrolíferos ha incrementado su contribución al desarrollo de sectores socioeconómicos en el Estado.

Figura 13. ECO2. Uso de energía por unidad del PIB en Baja California, 1993-2009



Fuente: Elaboración propia con base en el cuadro 55

a) electricidad, KWh/\$

b) energía, tep/\$

Aunque existen estimaciones de este indicador a nivel nacional (UN & IAEA, 2007) para el periodo 1980-2002, se consideró que no existían las condiciones necesarias para hacer una comparación puntual con el indicador símil para Baja California debido a que aparte de las diferencias en las series de tiempo, en el caso nacional se expresaron los indicadores en dólares reales, base 1990. Lo que si se incluye en esta ocasión es lo que el indicador nacional indicó en el estudio citado, lo cual puede resumirse en que el uso de energía por unidad de PIB permaneció más o menos constante de 1980 a mediados de los 90tas, y a partir de entonces se desplomó debido a la mayor participación de sectores no intensivos en el uso energético (por ejemplo servicios). El indicador nacional también mostró alzas y bajas que pueden explicarse debido a crisis económicas recurrentes, algunas asociadas a cambios políticos. Finalmente, se reportó que el consumo de electricidad por PIB en México aumentó constantemente en el periodo considerado (particularmente después de la crisis económica de 1994-1995), al 2002 no se reportaban signos de mejora.

3.2.3. Eficiencia de suministro

ECO3: Eficiencia de conversión y distribución de energía

Componentes: (a) Pérdidas en sistemas de transformación incluyendo pérdidas en generación, transmisión y distribución de electricidad.

Para la elaboración de este indicador se recurrió al balance de energía eléctrica (ver cuadros 28, 29 y 30 en el capítulo 2), ya que la electricidad es la única que realmente se produce en el Estado y sobre la que se tiene control en la eficiencia de conversión y distribución. En la preparación del balance, los usos propios y las pérdidas del sistema en el proceso de transmisión, transformación y control y en el proceso de distribución y comercialización se contabilizaron globalmente como la diferencia entre la energía neta necesaria y las ventas sectoriales. En conjunto las pérdidas asociadas al sistema eléctrico representan en promedio el 8.4% de la generación bruta y se estima que los

usos propios son del orden de 2% y el restante 6.4% corresponde a las pérdidas en los procesos mencionados.

El balance de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional en el periodo 1999 a 2009 (SENER, 2010b), reporta un valor promedio de 16 % de pérdidas respecto a la generación total. Las pérdidas de energía eléctrica incluyen las pérdidas técnicas y no técnicas en la red de transmisión y distribución. Este rubro en 2009 representó 17.9% de la energía disponible. Las pérdidas no técnicas se derivan principalmente de los usos ilícitos del servicio público de energía eléctrica, los cuales tienen varias vertientes: crecimiento del sector comercial informal, asentamientos humanos irregulares, evasión del pago, etc.

Al contrastar ambas pérdidas, se observa el sistema aislado de electricidad en Baja California es más eficiente que el nacional, de hecho se acerca a niveles comparables a estándares internacionales de 8% (SENER, 2010b).

3.2.4. Uso final

ECO6: Intensidad energética industrial

Componentes: (a) Uso de energía en el sector industrial y por rama de manufactura (b) Valor añadido correspondiente.

En el cuadro 56 se presenta el indicador ECO6 en sus dos componentes: energía y electricidad por la contribución total de la industria (incluidas pequeña, mediana y grande) al PIBE, expresados en kilovatios hora y toneladas equivalentes de petróleo, respectivamente, por pesos constantes para el período 1993-2009. El componente energía considera a los petrolíferos reportados como de uso industrial, específicamente: diesel, querosenos, lubricante, gas LP, gas natural y coque de petróleo

Tendencia en el consumo eléctrico: La industria con un indicador de intensidad energética con respecto a la electricidad de 0.29 kWh/\$ en 1993 mantuvo una tendencia al alza hasta el 2002 donde alcanza un valor máximo de 0.47 kWh/\$, es a partir de tal año que se nota un descenso moderado a una cifra de 0.42 kWh/\$ durante 2006 y 2007; sin embargo ya en 2008 se observa un incremento hasta el valor actual de 0.45 kWh/\$ (ver figura 14a).

Cuadro 56. ECO6. Intensidad energética industrial, 1993-2009

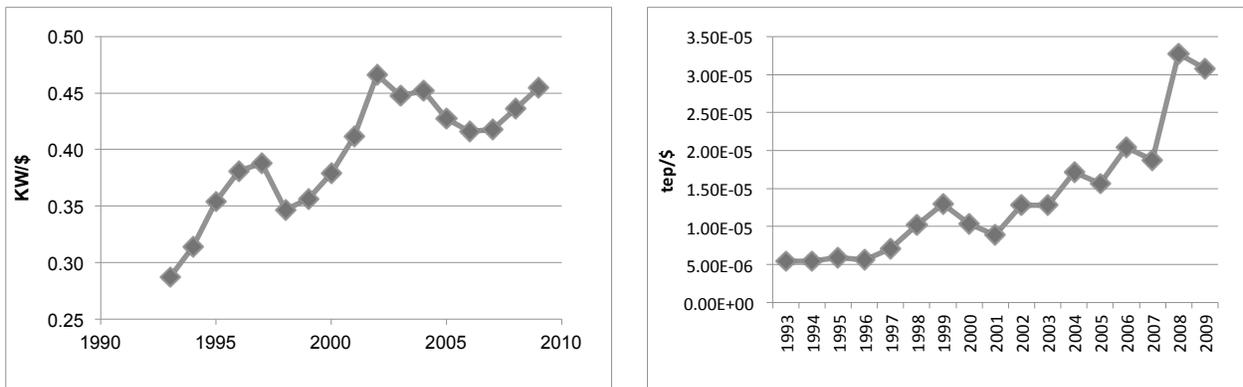
Año	Uso de electricidad, KWh/\$	Uso de energía, tep/\$
1993	0.29	5.46E-06
1994	0.31	5.44E-06
1995	0.35	5.97E-06
1996	0.38	5.61E-06
1997	0.39	7.12E-06
1998	0.35	1.02E-05
1999	0.36	1.30E-05
2000	0.38	1.04E-05
2001	0.41	8.89E-06
2002	0.47	1.28E-05
2003	0.45	1.28E-05
2004	0.45	1.71E-05
2005	0.43	1.57E-05
2006	0.42	2.04E-05
2007	0.42	1.88E-05
2008	0.44	3.27E-05
2009	0.45	3.08E-05

Fuente: Elaboración propia SENER, 2007; SENER 2010b, SENER 2010c, SENER 2010d

Si la intensidad energética industrial es desglosada en pequeña, mediana y gran industria se observa que la pequeña fue la que demandó más electricidad seguida de la mediana y la gran industrial, en ese orden. Esto devela que fue la pequeña industria la que usó mas electricidad para apoyar sus procesos, en promedio hasta 2 veces mas que la mediana industria, este resultado podría sugerir un uso considerablemente ineficiente de energía eléctrica en tal sector.

El comportamiento del indicador de intensidad energética industrial se muestra en la Figura 14b; donde se observa igualmente un tendencia a la alza lo que evidencia una utilización intensa en los años más recientes de combustibles petrolíferos, particularmente gas natural lo que ocasionó también una dependencia de ése combustible y las fluctuaciones de sus costos (ver cuadro 8).

Figura 14. ECO6. Intensidad energética industrial en Baja California, 1993-2009



Fuente: Elaboración propia con base en el cuadro 56

a) electricidad, KWh/\$

b) energía, tep/\$

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

La intensidad energética industrial de alrededor de 5.5×10^{-6} tep/\$ característica del periodo 1993 a 1996, se vio modificada con la entrada del uso de gas natural en la industria en 1997, año en que inició un aumento de intensidad energética, misma que alcanzó un máximo de 1.3×10^{-5} tep/\$ en 1999. Para después presentar fluctuaciones durante los siguientes siete años aunque siempre a la alza; en 2007 nuevamente se da un incremento vertiginoso de la intensidad energética industrial, alcanzando un máximo de 3.7×10^{-5} tep/\$ en 2008, para presentar un ligero retroceso.

Si bien la definición anterior del indicador de intensidad energética industrial presenta un pulso estatal del uso de energía por unidad de valor agregado en el sector industrial, es deseable que el indicador de intensidad energética sea desglosado mas allá de los rubros pequeña, mediana y gran industria. Así, se recurrió a compilar datos de la intensidad energética industrial (unidades adimensionales) por municipio y por industrias manufactureras por municipio en los años 1999, 2004 y 2009, los resultados se muestran en los cuadros 57 y 58.

Cuadro 57. ECO6. Intensidad energética industrial (SCIAN 21-23)

	1999	2004	2009
Baja California	28.4	43.9	18.3
Ensenada	7.3	12.4	4.3
Mexicali	43.0	60.2	30.7
Tijuana	8.7	5.0	15.1
Tecate	9.4	7.1	12.3
Playas de Rosarito	12.0	13.4	10.8

Fuente: Censos Económicos, INEGI años seleccionados

Del cuadro 58 se observa que Mexicali es el municipio con la mayor intensidad energética industrial, ocasionado en gran medida por su industria metálica básica. Rosarito solía ser el segundo municipio de mayor intensidad energética industrial hasta el 2004; en ese municipio la intensidad industrial se dio en el giro químico en 1990 y en el maderero en el 2004. Rosarito fue rebasado en intensidad energética por la industria química de Tijuana en 2009.

La construcción y sobretodo la desagregación de la industria manufacturera usada en este estudio, hace imposible la comparación directa del indicador de intensidad energética en Baja California con el indicador nacional. Mas describiendo de manera resumida el desempeño del indicador de intensidad energética industrial en el país, se observa que el comportamiento del indicador de intensidad energética nacional en el período 1980-2002 disminuyó su consumo total de energía. Desde 1990 la industria del papel y la celulosa disminuyeron su intensidad en 6%, por su parte la industria del aluminio decreció su intensidad energética en 5%, y la industria del azúcar en 3.7%. En este mismo período la industria del tabaco aumentó su intensidad en 1%. Es sector de la transformación (en particular las refinerías) aumentaron operaciones, y por ende demanda energética (UN & IAEA, 2007).

ECO7: Intensidad energética agrícola

Componentes: (a) Uso de energía en el sector agrícola (b) Valor añadido correspondiente.

En el cuadro 59 se presenta el indicador ECO7 en sus dos componentes: energía y electricidad por la contribución total del sector agrícola (agricultura, ganadería, aprovechamiento forestal, pesca y caza) al PIB, expresados en kilovatios hora y toneladas equivalentes de petróleo, respectivamente, por pesos constantes para el período 1993-2009. El componente de energía contempla el uso de diesel (mayoritariamente) y gas LP en el sector.

Cuadro 58. ECO6. Intensidad energética industrial por sección manufacturera, 2009 (SCIAN 31-23)

Sección manufacturera	Baja California	Ensenada	Mexicali	Tijuana	Tecate	Playas de Rosarito
ECO6b: Industrias manufactureras (SCIAN 31-33)	4.3	11.4	4.8	2.9	2.7	3.4
311 Industria alimentaria	7.8	6.5	3.3	5.8	32.3	9.6
312 Industria de las bebidas y del tabaco	3.2	21.2	8.5	3.2	1.8	0.1
313 Fabricación de insumos textiles	2.9	n.d.	0.7	n.d.	0.3	n.d.
314 Confección de productos textiles, excepto prendas de vestir	1.8	1.2	3.4	2.5	1.1	n.d.
315 Fabricación de prendas de vestir	3.1	2.0	2.6	1.3	2.7	8.3
316 Fabricación de productos de cuero, piel y materiales sucedáneos, excepto prendas de vestir	2.8	0.3	n.d.	3.1	6.5	n.d.
321 Industria de la madera	4.9	6.1	6.1	3.4	70.4	4.8
322 Industria del papel	3.3	0.2	12.6	0.3	4.7	6.6
323 Impresión e industrias conexas	3.3	7.0	5.4	0.9	6.6	5.7
324 Fabricación de productos derivados del petróleo y del carbón	-0.1	-0.5	0.0	n.d.	n.d.	n.d.
325 Industria química	1.9	138.5	1.3	13.5	10.6	n.d.
326 Industria del plástico y del hule	4.0	13.7	3.7	3.1	11.6	0.4
327 Fabricación de productos a base de minerales no metálicos	21.9	33.7	52.6	1.1	67.4	0.6
331 Industrias metálicas básicas	154.5	1.6	284.2	3.6	21.1	n.d.
332 Fabricación de productos metálicos	2.8	8.6	1.4	2.4	4.2	72.2
333 Fabricación de maquinaria y equipo	1.7	0.3	3.2	0.2	25.4	19.0
334 Fabricación de equipo de computación, comunicación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos	2.8	2.0	3.5	4.1	1.8	n.d.
335 Fabricación de equipo de generación eléctrica y aparatos y accesorios eléctricos	2.7	0.6	3.6	4.9	3.1	22.9
336 Fabricación de equipo de transporte	3.1	35.6	1.2	5.1	25.5	n.d.
337 Fabricación de muebles y productos relacionados	3.3	15.9	5.5	3.4	1.7	5.9
339 Otras industrias manufactureras	2.8	2.9	1.3	9.5	1.6	94.7

Fuente: Censos Económicos, INEGI años seleccionados

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Tendencia en el consumo de combustibles: La intensidad energética del sector agropecuario muestra en el uso tanto de electricidad como de petrolíferos, un crecimiento acelerado de 1990 al 2001/2 donde el valor del indicador se duplicó, es sin embargo a partir de ese periodo se da una caída pronunciada que muestra signos de recuperación a partir del 2005.

La intensidad energética agrícola por municipio es mostrada en el cuadro 60 donde se observa que la mayor intensidad energética se da en Rosarito, a excepción del 2004 cuando fue mayor en Mexicali.

Cuadro 59. ECO7. Intensidad energética agrícola, 1993-2009

Año	Uso eléctrico, kWh/\$	uso energético, tep/\$
1993	0.083	3.293E-05
1994	0.116	3.585E-05
1995	0.131	4.405E-05
1996	0.155	4.717E-05
1997	0.134	5.460E-05
1998	0.154	6.142E-05
1999	0.192	6.754E-05
2000	0.224	8.187E-05
2001	0.232	8.506E-05
2002	0.271	7.446E-05
2003	0.109	3.101E-05
2004	0.088	2.652E-05
2005	0.107	3.802E-05
2006	0.119	4.225E-05
2007	0.151	4.895E-05
2008	0.127	4.646E-05
2009	0.125	3.398E-05

Fuente: Elaboración propia basada en datos de SENER 2010c y SENER 2010d

Cuadro 60. ECO7. Intensidad energética agrícola (SCIAN 11)

	1999	2004	2009
Baja California	14.6	19.6	10.8
Ensenada	14.7	18.6	11.6
Mexicali	16.1	31.0	8.4
Tijuana	3.5	n.d.	n.d.
Tecate	n.d.	n.d.	n.d.
Playas de Rosarito	36.9	11.1	122.2

Fuente: Censos Económicos, INEGI años seleccionados

Si bien existen estimaciones de la intensidad energética agrícola a nivel nacional para el periodo 1980 a 2002 (UN & IAEA, 2007), se recomienda ejercer cautela al comprar el desempeño del indicador nacional contra el estatal, porque la producción agrícola varía profundamente de región a región, ya que las actividades agrícolas depende fuertemente de las condiciones climáticas locales y el acceso a insumo para la producción, sólo por listar dos de los factores más importantes que determinan variaciones.

Sin embargo, se puede agregar que la intensidad energética agrícola nacional necesita de ser mejorada al observar el desempeño que el indicador tuvo entre 1980 y 2002. La intensidad energética total cayó durante los 80tas, a excepción del año 1982, por la crisis económica y política en México. De 1990 a 2002, la intensidad energética agrícola nacional creció, debido a un aumento en el consumo aunado con un decaimiento del crecimiento del sector agrícola. En 1995 se observó una alza considerable que reflejó la crisis durante tal año. La intensidad energética en función del consumo de electricidad se duplicó durante el periodo reportado, básicamente debido a los precios bajos de la electricidad. Por otro lado, el precio del combustible, consumido en grandes cantidades en el sector agrícola, incrementó como un reflejo de la tendencial internacional.

ECO8: Intensidad energética servicios y comercial

Componentes: (a) Uso de energía en los sectores comercial y de servicios (b) Valor añadido correspondiente.

En el cuadro 61 se presenta el indicador ECO8 conformado por usos tanto de energía como de electricidad, por su contribución total de los sectores comercial y de servicios (incluido Turismo) al PIB, expresados en kilovatios hora y toneladas equivalentes de petróleo, respectivamente, por pesos constantes para el período 1993-2009. El componente de energía contempla el uso de diesel, gas LP y gas natural, en ambos sectores.

Cuadro 61. ECO8. Intensidad energética en los sectores comercial y de servicios, 1993-2009

Año	uso eléctrico, KWh/\$	uso energético, tep/\$
1993	0.030	7.921E-07
1994	0.028	7.676E-07
1995	0.028	8.000E-07
1996	0.027	8.075E-07
1997	0.025	9.693E-07
1998	0.025	9.906E-07
1999	0.024	9.637E-07
2000	0.023	1.595E-06
2001	0.023	1.239E-06
2002	0.025	1.495E-06
2003	0.032	1.819E-06
2004	0.032	1.503E-06
2005	0.028	1.519E-06
2006	0.027	1.752E-06
2007	0.026	2.022E-06
2008	0.025	2.126E-06
2009	0.028	2.642E-06

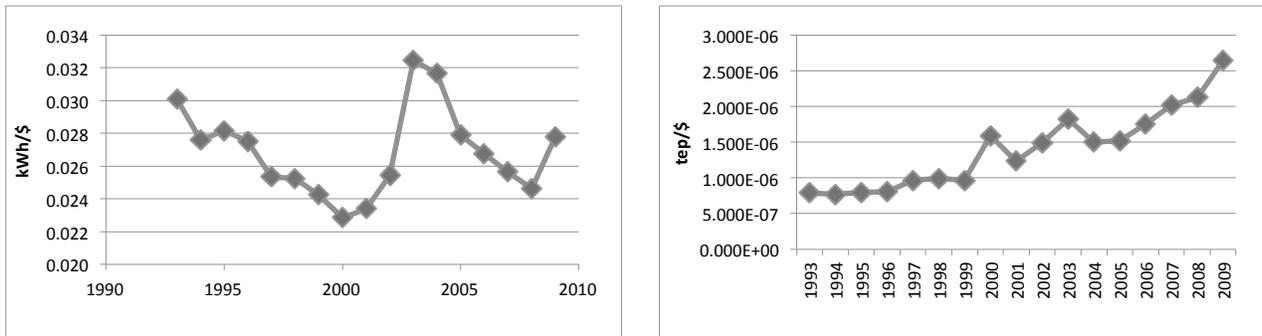
Fuente: Elaboración propia con base en datos de SENER, 2010b, SENER 2010c y SENER 2010d

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Tendencia del consumo eléctrico: El indicador de intensidad energética por uso de electricidad en los sectores comercial y de servicios mostró una tendencia a la mejora desde un valor de 0.030 kWh/\$ en 1993 hasta llegar a la cifra de 0.023 kWh/\$ en 2001, sin embargo por los siguientes dos años se observa un aumento en la intensidad energética eléctrica hasta alcanzar un máximo de 0.032 kWh/\$, para en 2006 descender hasta 2008; en 2009 se observa un ligera alza. Ver figura 15a.

El comportamiento del indicador de intensidad energética por uso de petrolíferos en el sector mostró una constante alza que equivale a un factor de 2 desde 1993 hasta 2009, cuando pasa de 7.92×10^{-7} a 2.64×10^{-6} tep/\$. Ver Figura 15b.

Figura 15. ECO8. Intensidad energética en los sectores comercial y de servicios en Baja California, 1993-2009



Fuente: Elaboración propia con base al cuadro 61

a) electricidad, kWh/\$

b) energía, tep/\$

Por otro parte el indicador de intensidad energética en los sectores comercial y de servicios se desglosa por municipio en el cuadro 62. Se nota que el municipio con la mayor intensidad en tales sectores ha sido Tecate; a excepción del 2004 cuando fue mayor en Mexicali.

Cuadro 62. ECO8. Intensidad energética en Servicios y Comercios (SCIAN 43-81)

	1999	2004	2009
Baja California	6.0	7.9	4.5
Ensenada	8.0	9.0	7.0
Mexicali	9.5	9.9	9.2
Tijuana	4.2	7.5	2.3
Tecate	10.9	6.9	17.4
Playas de Rosarito	6.5	6.7	6.3

Fuente: Censos Económicos, INEGI años seleccionados

A nivel nacional se observa que el sector de Servicios y Comercio es un gran consumidor de electricidad. Por la tendencia alcista que tuvo el indicador de intensidad energética en servicios y comercio entre 1980 y 2002, se observa que el sector precisa incrementar la eficiencia energética para reducir su uso total. La intensidad energética y eléctrica del sector aumentó en 1995, en parte como resultado de la caída del PIB, no obstante los altos niveles de intensidad energética permanecieron aun cuando el PIB mostró signos de recuperación (UN&IAEA, 2007).

ECO9: Intensidad energética residencial

Componentes: (a) Uso de energía en viviendas y por uso final clave, (b) Número de viviendas, área de piso, personas por vivienda, propiedad de electrodomésticos.

En el cuadro 63 se presenta el indicador ECO9 conformado por usos domésticos de electricidad (en KWh) y usos residenciales de gas LP (en tep), ambos expresados per cápita para el período 1990-2010.

Tendencia del consumo eléctrico: Se observa que el uso doméstico de la electricidad por habitante en Baja California, ha aumentado a un ritmo constante en los últimos veinte años de 787 KWh a 985 KWh per cápita. Esto significa que los principales usos finales residenciales de la electricidad tales como calefacción, refrigeración e iluminación han aumentado por habitante en el Estado, es probable que el consumo también haya sido afectado por usos de aparatos electrodomésticos ineficientes (ver Figura 16a).

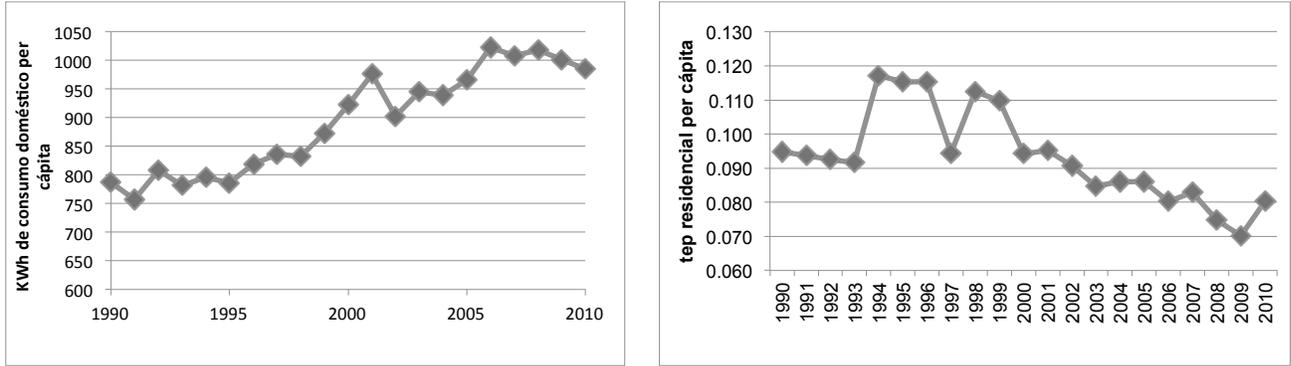
Cuadro 63. ECO9. Uso residencial de energía per cápita, 1990-2010

Año	uso doméstico de electricidad, KWh per cápita	uso residencial de petrolíferos (gas LP), tep per cápita
1990	787	0.095
1991	757	0.094
1992	808	0.093
1993	782	0.092
1994	796	0.117
1995	785	0.115
1996	819	0.115
1997	836	0.094
1998	833	0.113
1999	873	0.110
2000	923	0.094
2001	976	0.095
2002	903	0.091
2003	945	0.085
2004	940	0.086
2005	966	0.086
2006	1,023	0.080
2007	1,008	0.083
2008	1,018	0.075
2009	1,001	0.070
2010	985	0.080

Fuente: Elaboración propia con base en SENER 2010b, SENER 2010c y SENER 2010d

Por otro lado, el uso residencial de gas LP por habitante ha mejorado paulatinamente, en los últimos siete años el indicador ha fluctuado alrededor de 0.8 tep per cápita, esto significa que un uso más eficiente de gas LP para preparación de alimentos y calentamiento de agua (ver Figura 16b).

Figura 16. ECO11. Intensidad de uso energético doméstico en Baja California, 1990-2010



Fuente: Elaboración propia con base en el cuadro 63

a) Electricidad, KWh per cápita

b) energía, tep per cápita

El índice de intensidad energética (combustible y electricidad) residencial nacional se ha estimado para el periodo 1993 - 2000 (UN&IAEA, 2007), y se observa que en general la tendencia en el periodo reportado es a la baja en un promedio de 8% desde 1995, con las caídas más pronunciadas a mediados de los 90tas (debidas a la crisis económica de 1994). Se observa, por otro lado, que el consumo energético residencial va de la mano del incremento del número de viviendas; así, ante un escenario de crecimiento poblacional y por tanto de viviendas aunado a urbanización de zonas rurales, es esencial mejorar la eficiencia energética en los hogares en México.

ECO10: Intensidad energética transporte

Componentes: (a) Uso de energía por pasajero-viaje y en el transporte por modalidad (b) km-pasajero viaje y km-ton transporte por modalidad.

En el cuadro 64 se presenta el indicador ECO10. Este se preparó dividiendo la matriz petrolífera base del sector transporte conformada en promedio por 85% de gasolinas, 14 % de diesel y 1 % de gas LP, entre los km-vehículo totales por año en el periodo 2001 a 2009. Los vehículos considerados fueron automóviles, camiones de pasajeros, camiones de carga y motocicletas (UABC, 1996; UABC, 1999, parque vehicular INEGI).

Se observa que la intensidad energética de 1.85×10^{-4} tep/km en el transporte empezó a mejorar después del 2001, para alcanzar una comportamiento estable alrededor de 1.4×10^{-4} tep/km por los siguientes años, a excepción de 2009 donde se intensificó el uso energético en el sector a 2.5×10^{-4} tep/km.

Cuadro 64. ECO10. Uso de energía en transporte, 2001-2009, tep/km

Año	Uso de energía en transporte, tep/km
2001	2.036E-04
2002	1.453E-04
2003	1.187E-04
2004	1.572E-04
2005	1.534E-04
2006	1.475E-04
2007	1.372E-04
2008	1.365E-04
2009	2.639E-04

Fuente: Elaboración propia con base en UABC, 1996; UABC, 1999, parque vehicular INEGI

El indicador de intensidad energética en transporte a nivel nacional aumentó dramáticamente de 1990 al 2000, debido principalmente al crecimiento poblacional y la insuficiencia de sistemas de transporte público. Es decir, el crecimiento de la población en zonas urbanas no ha sido acompañado por la introducción de sistemas eficientes de transporte público. Los resultados muestran que México necesita de más transporte público y una cultura de menor uso personal de vehículos, así como planeación urbana y diseño de calles y demás vías públicas. Hasta que cambios profundos no ocurran en los sistemas de transporte público, la intensidad energética en el sector continuará incrementándose e impactando negativamente al ambiente y la salud humana (UN&IAEA, 2007).

3.2.5. Diversificación (Mezcla de combustibles)

ECO11: Porcentajes de combustibles en la energía y electricidad

Componentes: (a) Suministro de energía primaria y consumo final, generación de electricidad y capacidad de generación por tipo de combustible. (b) Suministro total de energía primaria generación total de electricidad y capacidad total de generación.

Electricidad

Las centrales de generación de electricidad instaladas en Baja California utilizan como combustibles vapor geotérmico, combustóleo, diesel y gas natural. El vapor geotérmico sólo se emplea en la zona Valle mientras que el combustóleo sólo se utiliza en la zona Costa. La participación porcentual de combustibles por tecnologías se muestran en el cuadro 65.

Hasta antes de 1998 la producción de electricidad fue en base a vapor geotérmico (75% a 70%) auxiliándose con el uso de combustóleo. En 1999 entra a la matriz energética el gas natural y para el 2010 el 54% de la producción de energía eléctrica fue con este combustible y prácticamente el resto con vapor geotérmico. El combustóleo representa el 6% mientras que el diesel siempre ha tenido una participación mínima en el sistema.

La zona Costa prácticamente opera sólo con gas natural y participa con el 36% de la generación bruta total del sistema.

Cuadro 65. ECO11a. Porcentaje de participación de combustibles por tecnología en la generación de electricidad, 1990-2010

Año	Geotérmica	TC Comb.	CCC GN	TG Diesel	TG Gas
1990	75.56%	24.22%	0.00%	0.23%	0.00%
1991	75.69%	24.07%	0.00%	0.24%	0.00%
1992	71.21%	28.60%	0.00%	0.18%	0.00%
1993	67.13%	32.69%	0.00%	0.18%	0.00%
1994	66.39%	33.52%	0.00%	0.09%	0.00%
1995	63.29%	36.63%	0.00%	0.09%	0.00%
1996	62.65%	37.16%	0.00%	0.19%	0.00%
1997	66.70%	33.15%	0.00%	0.15%	0.00%
1998	70.66%	29.17%	0.00%	0.17%	0.00%
1999	63.11%	35.09%	0.00%	0.25%	1.55%
2000	62.18%	30.03%	0.00%	0.14%	7.65%
2001	53.06%	23.18%	14.87%	0.12%	8.77%
2002	53.12%	23.19%	14.83%	0.12%	8.74%
2003	48.29%	9.40%	40.63%	0.11%	1.57%
2004	44.42%	5.38%	49.67%	0.10%	0.43%
2005	47.94%	5.60%	45.87%	0.10%	0.50%
2006	41.21%	7.34%	50.17%	0.10%	1.19%
2007	45.07%	4.75%	48.99%	0.11%	1.08%
2008	41.75%	6.06%	50.20%	0.08%	1.91%
2009	39.36%	6.45%	53.23%	0.07%	0.88%
2010	40.25%	6.44%	52.33%	0.10%	0.88%

Fuente: Elaboración propia con base en SENER, 2010b

El uso de diferentes combustibles y tecnologías produce eficiencias globales en el sistema que en 1990 se ubicaban en 18.4% y que con la participación del gas natural se han elevado en el 2010 a 26.8 %. Esta eficiencia global significa que actualmente por cada gigacaloría que se obtiene como electricidad en la generación bruta hay que alimentar del orden de 4 Gcal en forma de combustibles.

A nivel nacional (SENER, 2010b), al cierre de 2009, 51.8% de la electricidad generada para servicio público se obtuvo a partir de la combustión del gas natural, 16.7% a partir de combustóleo, 11.2% de centrales hidroeléctricas, 12.4% del carbón, 4.5% de la energía nuclear, 3.0% a partir de geotermia y viento, mientras que el restante 0.5% proviene del diesel. Esta composición en la generación eléctrica resulta de la sustitución de combustóleo por gas natural a través de la repotenciación de unidades de vapor convencional y la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado bajo el esquema de contratación de productores independientes. El combustible con mayor dinamismo para la generación eléctrica, el gas natural, destaca notoriamente. En 1999 la generación basada en dicho combustible representaba 15.0%, y 10 años después aumentó al 51.8% de la generación total, lo que representa un crecimiento promedio anual de 16.2%. Por otra parte, la participación del combustóleo en la generación de electricidad disminuyó de 47.6% a 16.7%, es decir, un decremento promedio anual de 7.6%.

Petrolíferos

Los combustibles suministrados a Baja California destinados a otros usos aparte de la generación de electricidad son: gasolinas, diesel, turbosina, otros querosenos, lubricantes, gas LP, gas natural y coque de petróleo, ver cuadro 66.

Como se aprecia la gasolina es el petrolífero mas abundantemente suministrado a la región, compone alrededor del 60 % de la matriz de petrolíferos; aunque hay que hacer notar que su contribución ha disminuido desde 1998. Después de la gasolina, los otros petrolíferos más importantes son diesel (12.5 %) y gas LP (13 %). Es importante anotar que el gas natural está cobrando importancia desde 1999, al momento ya forma 15 % de la matriz energética. En tanto que la turbosina ha disminuido su participación de 6 a 3 %. Los querosenos, coque de petróleo y lubricantes han sido suministrados de manera intermitente.

Cuadro 66. ECO11b. Porcentaje de participación de combustibles destinados a otros usos aparte de generación de electricidad, 1990-2010

Año	Gasolina	Diesel	Turbosina	Otros querosenos	Lubricantes	GasLP	Gas natural	Coque de petróleo
1990	60.33%	17.23%	7.39%	0.45%	0.32%	14.27%	0.00%	0.00%
1991	69.62%	13.13%	6.11%	0.19%	0.22%	10.71%	0.00%	0.00%
1992	70.36%	11.88%	6.63%	0.13%	0.21%	10.79%	0.00%	0.00%
1993	68.89%	11.86%	7.69%	0.15%	0.03%	11.39%	0.00%	0.00%
1994	66.47%	10.32%	8.72%	0.10%	0.00%	14.39%	0.00%	0.00%
1995	66.18%	12.20%	6.96%	0.04%	0.00%	14.62%	0.00%	0.00%
1996	65.34%	13.30%	7.08%	0.02%	0.00%	14.26%	0.00%	0.00%
1997	63.15%	13.36%	6.75%	0.00%	0.00%	13.87%	2.87%	0.00%
1998	58.82%	12.92%	6.11%	0.00%	0.00%	14.16%	7.99%	0.00%
1999	53.67%	13.01%	6.91%	0.00%	0.00%	14.09%	12.31%	0.00%
2000	54.30%	12.62%	6.59%	0.00%	0.00%	13.59%	12.90%	0.00%
2001	54.10%	11.91%	6.55%	0.00%	0.00%	13.33%	14.11%	0.00%
2002	53.85%	11.06%	6.54%	0.00%	0.00%	14.34%	14.20%	0.00%
2003	56.16%	11.12%	6.56%	0.00%	0.00%	13.48%	11.71%	0.98%
2004	57.15%	11.35%	5.70%	0.00%	0.00%	13.29%	10.78%	1.73%
2005	58.53%	12.29%	5.35%	0.00%	0.00%	12.43%	10.17%	1.23%
2006	56.77%	12.78%	4.66%	0.00%	0.00%	11.50%	12.89%	1.39%
2007	61.34%	13.89%	0.02%	0.00%	0.00%	11.90%	11.49%	1.36%
2008	62.33%	14.03%	0.41%	0.00%	0.00%	10.95%	11.06%	1.21%
2009	60.58%	11.25%	4.14%	0.00%	0.00%	11.13%	11.72%	1.18%
2010	54.72%	10.31%	3.92%	0.00%	0.00%	15.94%	15.12%	0.00%

Fuente: Elaboración propia con base en SENER, 2010c

En México hacia 2009 (SENER, 2010c), como consecuencia de los cambios en la economía mundial se presentó una contracción en la demanda de los productos petrolíferos, con excepción de las gasolinas, que debido a las políticas de precios existentes en el país, el consumo nacional en base anual al final del período de esta familia de combustibles, no se ha visto mayormente afectado. Con relación a los demás combustibles, el cambio en la demanda de productos energéticos se vio afectada en una mayor proporción por el sector industrial y de transporte. En el caso de la demanda industrial, se comenzó 2009 con claros signos de debilidad, y en el caso de la demanda doméstica de combustibles se registró una importante reducción.

En la comparación de cifras trimestrales en 2009 respecto a las mismas del año anterior, el impacto de la crisis económica se presentó con mayor intensidad en el segundo trimestre sobre la demanda de petrolíferos. El primer trimestre, continuando con la tendencia de 2008, registró una contracción en el consumo, principalmente en los combustibles industriales, ya que la gasolina presentó un ligero incremento para después disminuir. Para el segundo trimestre, la caída de la demanda alcanzó niveles históricos para combustóleo, turbosina y gasolina. El diesel y el coque de petróleo también registraron decrementos que continuaron hasta el cuarto trimestre. En el tercer trimestre el combustóleo presenta un incremento de demanda con origen en la generación de electricidad, tendencia que continuó hasta el cierre del año. Aún con estos aumentos el sector eléctrico logró reducir su consumo de combustóleo, por lo que los excedentes de este combustible encontraron destino en las exportaciones (SENER, 2010c).

ECO12: Porcentaje de energía no basada en el carbono en la energía y la electricidad

ECO13: Porcentaje de energías renovables en la energía y la electricidad

Componentes: Porcentaje de fuentes de energía no basadas en el carbono y renovables en a) el suministro de energía primaria (STEP) y en b) la generación de electricidad y c) la capacidad de generación.

Los porcentajes de fuentes de energía no basadas en el carbono y de energías renovables se combinaron en un único indicador debido a que en Baja California los porcentajes de las citadas fuentes son las mismas; esto es geotermia y eólica. El presente indicador guarda dos características importantes; 1) es aplicable únicamente en los rubros de la capacidad de generación y generación de electricidad, y 2) se concentra en el Valle de Mexicali.

Como se describió en la sección 2.2.1.3 y se mostró en el cuadro 16 de este estudio, la actual la capacidad instalada de generación eléctrica en la entidad es de 2,651.86 MW, con 720 MW de geotermia; que representa un 27.15 % del total en Baja California. A partir de último trimestre de 2009, la puesta en marcha del campo eólico de la Rumorosa incrementó en 10 MW la capacidad instalada de electricidad, esto representa una contribución de 0.4%. Llevando el porcentaje de energía no basadas en el carbono y renovables en Baja California a un 27.55%.

Si en lugar del Estado en su totalidad, el porcentaje de fuentes de energía no basadas en el carbono y de energías renovables, se expresara en términos de la capacidad instalada de generación de electricidad en la zona Valle (1281 MW). Entonces la contribución se eleva a 57%, de los cuales 0.8% provienen del campo eólico de La Rumorosa y el resto se debe a los pozos geotérmicos de Cerro Prieto.

En cuanto a la generación de electricidad, en 2008, el Estado produjo 9,156.6 GWh, de los cuales 5,176.1 GWh fueron proporcionados por geotermia; esta contribución representó un 56.53 %. Suponiendo que los valores de generación de electricidad se mantuvieron constantes para 2010 y que la entrada en operación de La Rumorosa trajo consigo una aportación anual de 31.5 GWh (datos reportados por la Comisión Estatal de Energía en 2011), entonces el porcentaje de fuentes de energía no basadas en el carbono y renovables en el Estado alcanza un 57.14%, de los cuales 0.61% fueron contribuidos por el campo eólico de la Rumorosa.

Actualmente, México cuenta con alrededor de 1,924.8 MW de capacidad instalada de generación eléctrica con base en energías renovables, que incluye la capacidad destinada al servicio público, cogeneración y autoabastecimiento, representando el 3.3% de la capacidad instalada en el servicio público del país (SENER, 2010a).

3.2.6. Precios

ECO14: Precios de uso final de la energía por combustible y por sector

Componentes: (a) Precios de la energía (con y sin subsidios).

Electricidad

El costo de la generación eléctrica está asociado a dos rubros: 1) costo de los energéticos, los cuales han presentado gran volatilidad en los últimos años pero siempre con una tendencia a la alza; y 2) eficiencia de conversión de la energía del combustible la cual depende de la tecnología utilizada y de la participación de los costos no asociados al combustible como mano de obra, otros insumos, otros gastos, el aprovechamiento, etcétera.

Considerando éstos dos rubros se observa que los costos de generación eléctrica no han variado significativamente en los últimos años; es evidente que las tasas compuestas de incremento en los costos de generación es la misma en cada combustible en cada tecnología que las tasas compuestas de incremento de los combustibles. Sin embargo, hay una diferencia muy significativa entre los costos de generación al usar diferentes combustibles y tecnologías, así actualmente el costo de generar con combustóleo importado en las termoeléctricas convencionales (TE) de Rosarito (305 USD/MWh) es 2.5 veces al costo de hacerlo con gas natural en una turbina simple (121 USD/MWh) y 4 veces el hacerlo con gas natural en un ciclo combinado (73 USD/MWh). Generar con vapor geotérmico (28 USD/MWh) es 2.7 veces menos que con ciclo combinado.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Dicho lo anterior se observa que el costo de generación promedio del sistema eléctrico depende de la forma en que participe cada combustible y cada tecnología en la generación total anual. Relacionando esta participación con los costos de generación por combustible y tecnología se determinó la participación de cada una de ellas en el costo medio de generación del sistema el cual representa el 60% del costo de producción. Los resultados se presentan en el cuadro 67 donde se incluyen el porcentaje de participación de la geotermia y el precio del gas natural considerando que estos dos factores son los que controlan actualmente los costos medios de producción del sistema.

El Cuadro 68 presenta la evolución de precios de la electricidad en Baja California en las diferentes tarifas relacionadas con los sectores correspondientes expresados en USD/MWh. Se observa que el precio medio está controlado por los precios medios del sector doméstico y de la mediana industria (tarifas de media tensión), las tarifas para los sectores comercial y de servicios están por arriba del precio medio, mientras que las tarifas de la gran industria (alta tensión) y agrícola están por abajo del precio medio. El precio medio de la tarifa agrícola es la única realmente subsidiada. El resto de las tarifas por los efectos del aprovechamiento y de los subsidios cruzados carecen de un subsidio real.

La relación de precio medio a costo medio de producción de 1991 a 1994 fue ligeramente superior a la unidad (expresados ambos en USD/MWh), de 1995 a 2000 disminuyó desde la unidad hasta 0.79, para incrementarse desde 2001 al 2007 a 1.24 y disminuir al 2009 a 0.92.

Cuadro 67. Participación de los energéticos y las tecnologías en el costo medio de generación y producción, 1990-2010, USD/MWh

Año	Geotérmica	TC Comb.	CCC GN	TG Gas	Costo Medio Generación	Costo Medio Producción	Geotermia % Generación	Gas Natural USD/1000ft3
1990	29.40	8.21	0.00	0.00	37.61	62.68	76	2.24
1991	29.62	8.21	0.00	0.00	37.83	63.05	76	2.06
1992	28.81	10.08	0.00	0.00	38.89	64.82	71	2.23
1993	28.61	12.14	0.00	0.00	40.75	67.92	67	2.46
1994	23.49	10.33	0.00	0.00	33.82	56.37	66	2.15
1995	12.07	13.01	0.00	0.00	25.08	41.80	63	1.91
1996	13.52	21.28	0.00	0.00	34.80	58.00	63	2.53
1997	15.61	19.59	0.00	0.00	35.20	58.67	67	2.83
1998	17.41	13.61	0.00	0.00	31.01	51.69	71	2.31
1999	16.33	26.38	0.00	0.75	43.46	72.44	63	3.40
2000	16.35	28.70	0.00	5.36	50.40	84.00	62	4.96
2001	14.32	15.66	4.12	4.06	38.16	63.60	53	3.28
2002	15.55	23.86	6.49	6.39	52.29	87.16	53	5.18
2003	12.74	9.00	18.50	1.19	41.44	69.06	48	5.39
2004	11.23	6.55	29.24	0.42	47.44	79.06	44	6.97
2005	12.84	10.28	30.00	0.54	53.67	89.44	48	7.74
2006	10.24	13.39	29.61	1.17	54.41	90.69	41	6.99
2007	11.51	9.54	28.91	1.06	51.03	85.05	45	6.99
2008	10.96	13.37	29.63	1.89	55.85	93.08	42	6.99
2009	10.63	15.67	31.42	0.87	58.58	97.64	39	6.99
2010	11.17	17.20	30.88	0.87	60.13	100.21	40	6.99

Fuente: UABC, 2006

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

En general a nivel nacional, los precios de todos los combustibles incluidos aquellos usados para generar electricidad, han aumentado entre 1980 and 2001. Las diferencias en los precios por consumo final se ve reflejado en las tarifas, mismas que estan influenciada por una política de subsidios; siendo las del sector agrícola las más altas, en contraste con aquellas recibidas por los servicios públicos (por ejemplo en los municipios) que reciben los menores subsidios (UN&IAEA, 2007).

Cuadro 68. Precio medio de la electricidad en diferentes tarifas, 1988-2009, USD/WWh

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Mediana ind.	Gran Industria	Total
1988	37.04	67.09	41.22	9.22	39.39	31.43	41.09
1989	35.28	79.00	46.28	7.99	44.98	33.72	43.31
1990	54.10	91.81	61.82	11.77	52.06	36.89	55.43
1991	61.14	110.29	75.86	21.86	60.23	46.42	65.18
1992	71.74	130.46	97.30	30.40	67.76	52.37	76.10
1993	76.49	141.26	109.50	38.49	69.63	50.33	80.57
1994	63.17	118.91	88.20	30.66	54.52	33.10	63.04
1995	35.08	79.29	55.35	16.67	45.86	20.59	41.56
1996	43.72	94.93	69.61	20.27	41.48	27.94	45.69
1997	50.41	111.43	77.59	22.95	49.89	38.03	53.78
1998	48.55	103.12	80.59	21.56	44.98	32.04	49.75
1999	57.88	120.09	98.86	25.05	54.81	39.70	59.57
2000	62.85	124.56	111.24	28.71	63.39	48.46	66.10
2001	67.73	125.16	116.97	31.49	62.81	49.01	68.05
2002	91.00	146.10	130.60	35.53	73.48	54.80	81.69
2003	84.21	154.52	123.16	36.18	77.95	57.64	82.22
2004	85.55	168.67	121.62	34.10	84.20	63.13	86.51
2005	90.66	190.44	131.31	37.91	94.20	67.49	94.72
2006	96.22	216.00	144.15	38.44	102.71	75.61	103.39
2007	100.44	218.18	146.12	40.04	103.64	77.69	105.58
2008	81.70	182.76	119.33	32.89	102.15	85.50	97.09
2009	84.21	180.68	137.40	34.85	89.69	71.13	90.01

Fuente: UABC, 2006

Petrolíferos

Los precios de la gasolina en México son fijados por el gobierno federal a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). La política de precios que ha mantenido esta dependencia se ha fundamentado en tres aspectos: 1) su carácter eminentemente fiscal; 2) la política de precio uniforme por unidad de volumen en toda la república mexicana; y, 3) la consideración de políticas diferenciales de precios en las regiones fronterizas del norte y sur del país.

Ibarra Salazar y Sotres Cervantes (2008) describen la fijación de precios de la siguiente manera: en el período de 1991 a 1995, se ligó la evolución de los precios de la gasolina en la región de la frontera norte a los precios en el sur de Estados Unidos. Para tal efecto se definieron seis precios diferentes, dependiendo de la zona. Ante la depreciación de la moneda mexicana hacia finales de 1994, a partir de febrero de 1995 se estableció una política de precios uniformes en todo el territorio nacional. La única diferencia fue la tasa de IVA en la región fronteriza (10%) y la no fronteriza (15%). La

reducción en el precio de la gasolina en Estados Unidos, contrastada con el aumento continuo de los precios en México, trajo como consecuencia que, en 1997, las estaciones de servicio ubicadas en las zonas fronterizas III (Chihuahua), IV (Coahuila) y V (Tamaulipas) observaran notables reducciones en sus ventas por el aumento en el precio relativo de la gasolina mexicana.

En 1999, el margen de las estaciones de servicio fronterizas fue incrementado y, a partir del 29 de noviembre de 2002, el gobierno Federal decidió homologar los precios en la frontera norte con los de su similar en Estados Unidos. Esta medida fue rechazada por los gobernadores de los estados fronterizos en abril de 2006, ya que, por el aumento en el precio internacional del petróleo, resultaba que la gasolina en la región fronteriza tenía un precio mayor que en el interior del país. En abril y mayo de 2006, el gobierno federal mexicano decidió que los precios en la frontera norte se fijarían en el nivel mínimo que registraron durante la semana del 11 al 17 de abril de 2006 y se mantendrían de esa forma hasta que las referencias internacionales se situaran por debajo de este nivel. En tal caso, los precios se volverían a fijar de acuerdo con las referencias del sur de Estados Unidos.

Dentro de este contexto la demanda de gasolina es más sensible a cambios en el precio en la región de la frontera norte que en la región no fronteriza, con excepción de Baja California (Ayala y Gutiérrez, 2004).

El cuadro 69 presenta los precios en pesos por litro para las gasolinas magna y premium; así como para el diesel Pemex durante el período 1997-2010. Como se observa los precios muestran una tendencia generalizada a la alza, con la gasolina premium con el mayor precio y el diesel – hasta 2009- con el más económico. Se nota que la gasolina magna es la mayormente consumida.

Cuadro 69. Precio de las gasolinas Magna y Premium; y el diesel Pemex, 1997-2010, pesos/l

Año	Gasolina		Diesel
	Magna	Premium	
1997	2.97	3.31	2.42
1998	3.49	3.84	2.87
1999	4.34	4.78	3.76
2000	4.83	5.36	4.18
2001	5.22	5.85	4.52
2002	5.40	6.16	4.76
2003	5.27	6.38	4.94
2004	5.81	6.86	5.09
2005	6.14	7.15	5.24
2006	7.41	7.52	5.45
2007	7.40	8.14	5.85
2008	7.50	8.73	6.39
2009	7.73	9.18	7.86
2010	8.36	9.49	8.68

Fuente: Petróleos Mexicanos. Indicadores petroleros.; a través del Banco de Información Económica del Instituto Nacional de Estadística y Geografía

3.2.7. Seguridad

ECO15: Dependencia de importaciones netas de energía

Componentes: (a) Importaciones de energía (b) Suministro total de energía primaria.

El crecimiento de la capacidad instalada para la generación de electricidad ha sido basado en el uso de gas natural como combustible crucial. La geotermia, una fuente energética nativa de Baja California, que representaba históricamente el 57% de la capacidad instalada, actualmente representa el 27%. La geotermia ha perdido terreno ante el gas natural usado en las unidades de ciclo combinado que gradualmente se han instalado en la región en un periodo de 9 años. El gas natural ya representa el 48% del combustible abasteciendo la tecnología instalada.

Las demandas máximas coincidentes se refieren a la demanda que ocurre en cada localidad en el momento en que la suma de las demandas provoca un máximo en todo el sistema y normalmente difieren de las demandas máximas que se presentan en cada localidad. A las demandas que ocurren en cada localidad hay que añadir las demandas por usos propios del sistema para obtener la demanda de la entidad. En este caso hay que considerar además la demanda de San Luís R. C., Sonora y las demandas por exportación e importación de energía con los Estados Unidos. La demanda máxima en Baja California creció a tasas anuales compuestas de 3% a 4% (Base 1990) en el período 1990 a 2010.

La demanda máxima para Baja California ocurre normalmente en una hora de un día del mes de agosto. El sistema debe tener la capacidad de satisfacer esa demanda máxima y además mantener una capacidad de reserva para mantenimientos programados y salidas no programadas de unidades. Esta reserva para el Sistema de Baja California debe ser como mínimo el valor que sea mayor de la capacidad de la unidad más grande en operación (160 MW) o del 15% de la demanda máxima.

La diferencia entre la capacidad total instalada y la demanda máxima se conoce como reserva total del sistema, la cual se compara con la columna de reserva mínima (en este caso 15% de la demanda máxima) la cual para garantizar la confiabilidad del sistema siempre debe ser menor o igual a la reserva total. En los últimos 20 años esto sólo ha ocurrido en 1993, 2002, 2003, 2004, 2005, 2009 y 2010. En el resto de los años, Baja California estuvo obligada a importar energía de los Estados Unidos. Ver cuadro 70.

Si se descuenta la operación de las unidades turbogas (188 MW) que están de respaldo para casos de emergencia o como un elemento de negociación comercial en la alternativa de operarlas o importar energía, se observa que el sistema sólo tuvo superávit en 2002, 2004 y 2005 con las centrales base y reguladoras. Esta es la razón principal que aduce CFE para los altos costos de la energía en las horas de punta y de la demanda en el verano, buscando desincentivar la demanda y el consumo en estas situaciones para evitar importar energía u operar con centrales turbogas, ambas alternativas de alto costo.

Cuadro 70. Evolución del Margen de Reserva en Baja California 1990-2010 (MW)

Año	Demanda Máxima	Capacidad Instalada	Reserva Total	Reserva Mínima (15%)	Superávit Déficit
1990	1,136	1,096.86	-39	165	-204
1991	1,122	1,256.86	135	189	-54
1992	1,228	1,416.86	189	213	-24
1993	1,194	1,416.86	223	213	10
1994	1,318	1,416.86	99	213	-114
1995	1,388	1,416.86	29	213	-184
1996	1,458	1,416.86	-41	213	-254
1997	1,329	1,416.86	88	213	-125
1998	1,393	1,416.86	24	213	-189
1999	1,491	1,437.60	-53	216	-269
2000	1,695	1,587.60	-107	238	-346
2001	1,698	1,730.90	33	260	-227
2002	1,699	2,271.90	573	341	232
2003	1,823	2,228.60	406	334	71
2004	1,856	2,734.60	879	410	468
2005	1,909	2,707.20	798	406	392
2006	2,095	2,400.20	305	360	-55
2007	2,208	2,425.20	217	364	-147
2008	2,092	2,425.20	333	364	-31
2009	2,129	2,702.20	573	405	168
2010	2,132	2,702.20	570	405	165

Fuente: Elaboración propia basado en SENER, 2010b

México exporta más del 50% de su producción de crudo, y es auto-suficiente en electricidad. Las importaciones de carbón, gas LP, gas natural y gasolina han incrementado en los últimos años. Esto se debe a la falta de inversión en el sector sobretodo en infraestructura de refinación, mas que a la falta de reservas de petróleo y gas en el territorio nacional. La demanda de gas para sectores eléctrico y privada se ha visto significativamente incrementada en los años recientes (UN&IAEA, 2007).

3.3. Indicadores ambientales

3.3.1. Cambio climático

ENV1: Emisiones de gases de invernadero (GHG) por la producción y uso de la energía per cápita y por unidad de PIB

Componentes: a) Emisiones de gases de invernadero por la producción y uso de energía. (b) Población total y PIB.

Este indicador se construyó se construyó de la siguiente manera

1. Calculando las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI): particularmente dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O); procedentes de la generación de electricidad y el uso de combustibles en transporte y los sectores residencial, comercial y de servicios, industrial y agropecuario, usando factores de emisión por combustible correspondiente (IPCC, 2006 a y b). Los resultados se expresaron en toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂eq.)
2. Expresando las emisiones en tCO₂eq. per cápita y por unidad de producto interno bruto (PIB) para Baja California, en el periodo 1990 a 2010 (cuadro 71) y 1993 a 2009 (cuadro 72), respectivamente.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Las contribuciones porcentuales de emisiones GEIs por fuentes fueron: 59.1% por transporte (en particular la combustión de gasolinas), 28.61% debidas a generación de electricidad (combustóleo hasta 2003 y gas natural desde entonces), 3.39% causadas por el sector industrial (diesel y gas LP hasta 1998, cuando gas natural entra a la matriz energética), 1.71% por el sector agrícola (diesel), 1.19% por el sector comercio y de servicios y 6.01% por el sector residencial (en los últimos dos casos por uso de gas LP) (Muñoz y Vázquez, 2012).

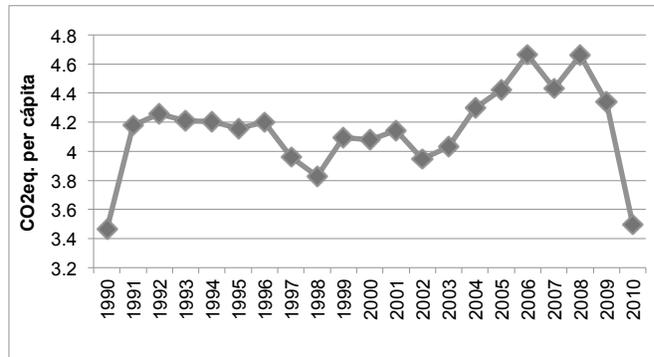
Como se observa en el cuadro 71 y se muestra en la figura 17, el promedio de las emisiones de GEIs per cápita en los últimos 20 años ha sido de 4.1 tCO₂eq. per cápita, en contraste en México el valor fue de 3.97 tCO₂eq. per cápita en 2006. Como se aprecia en la gráfica hay un incremento importante de emisiones GEIs por habitante en 1991. Es a partir de ese año y hasta 2005 que el valor fluctúa alrededor de 4.0 tCO₂eq. per cápita. Se observa una moderada disminución después de 1994 y hasta 1998, el efecto puede reflejar la reducción de consumo de electricidad y combustibles debido a la crisis económica de esa temporada. De 1999 y hasta 2002 las emisiones se mantienen estables alrededor del valor promedio para el periodo. Por un par de años hay una ligera caída en la emisiones. Sin embargo a partir del 2005 se incrementa el valor a 4.6 tCO₂eq. per cápita para mantenerse alrededor de esa cifra por los siguientes tres años y tener una caída en 2010, posiblemente debido a la disminución de consumo energético por la crisis económica.

Cuadro 71. ENV1a. Emisiones GEI per cápita, 1990-2010, tCO₂eq./hab.

Año	Tonelada de CO ₂ eq.per cápita
1990	3.47
1991	4.18
1992	4.26
1993	4.21
1994	4.20
1995	4.16
1996	4.20
1997	3.96
1998	3.83
1999	4.10
2000	4.08
2001	4.15
2002	3.95
2003	4.03
2004	4.30
2005	4.42
2006	4.66
2007	4.43
2008	4.66
2009	4.34
2010	3.49

Fuente: Elaboración propia basado en SENER, 2010b, 2010c, 2010d

Figura 17. ENV1. Emisiones GEI per cápita, 1990-2010, tCO₂eq./hab.



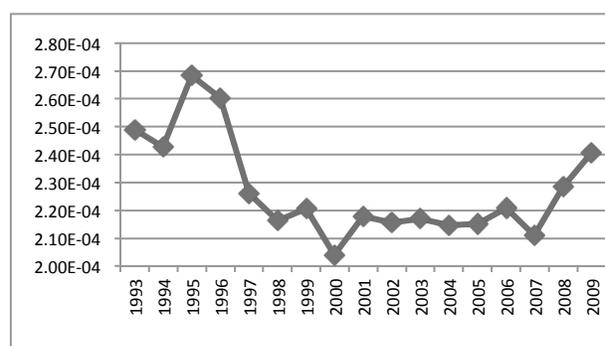
Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Cuadro 72. ENV1b. Emisiones GEI por PIBE, 1993-2009, tCO₂eq./\$.

Año	Tonelada de CO ₂ eq./\$
1993	2.49E-04
1994	2.43E-04
1995	2.68E-04
1996	2.60E-04
1997	2.26E-04
1998	2.16E-04
1999	2.21E-04
2000	2.04E-04
2001	2.18E-04
2002	2.16E-04
2003	2.17E-04
2004	2.15E-04
2005	2.15E-04
2006	2.21E-04
2007	2.11E-04
2008	2.28E-04
2009	2.41E-04

Fuente: Elaboración propia basado en SENER, 2010b, 2010c, 2010d

Figura 18. ENV1b. Emisiones GEI/\$, 1993-2009, tCO₂eq./\$.



Por otro lado, las emisiones GEIs por unidad monetaria en el periodo 1993 a 2009 muestra una tendencia a la baja, este resultado sugiere que aunque las emisiones (por consumo de combustibles y electricidad) y el precio de los energéticos –especialmente de los petrolíferos- aumentaron, fueron los precios los que se incrementaron de manera mas acelerada. La Figura 18 muestra tal comportamiento, como puede apreciarse en los últimos 10 años el indicador se ha mantenido alrededor de 2.4×10^{-4} tCO₂eq./\$.

De acuerdo al informe Galindo (2009), la energía es un insumo fundamental en cualquier economía, sin embargo, representa también una de las principales fuentes de emisiones de los distintos gases de efecto invernadero (GEI). En este sentido, se observa que existe una fuerte asociación entre el nivel de ingreso de una economía y su consumo de energía. No obstante ello, se observa en los últimos años, una tasa de desacoplamiento energético y de descarbonización reciente en la economía mexicana que en todo caso debe de profundizarse.

3.3.2. Calidad del aire

ENV2: Concentraciones ambientales de contaminantes atmosféricos en zonas urbanas

Componentes: a) Concentraciones de emisiones atmosféricas.

Tijuana y Rosarito

La información para la áreas urbanas de las ciudades de Tijuana y Rosarito aquí resumida fue tomada del Inventario de emisiones de Tijuana–Playas de Rosarito (LT Consulting, 2010).

El cuadro 73 muestra el inventario de emisiones generadas por tipo de fuente y por contaminante atmosférico para el año base 2005. Se estimó que el contaminante que se emite en mayor cantidad es el CO, con 77,216 tons/año, les siguen las PM₁₀ con 33,783, y luego los COV, 29,777.70; los NO_x, 22,980.10; las PM_{2.5}, 5,930.10; el SO₂, 5,204.40; el CH₄, 4,578.90 y finalmente el NH₃ con 1,575.70 tons/año.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Cuadro 73. ENV2a. Inventario de emisiones en Tijuana-Rosarito 2005 (ton/año).

Fuente de emisión	PM ₁₀	SO ₂	CO	NO _x	COV	NH ₃	PM _{2.5}	CH ₄
Puntuales	293.30	47,703.00	1,505.10	3,851.90	43,374.00	48.90	237.50	NA
Área	32,721.20	4.10	1,887.00	413.40	15,261.20	1,171.40	5,107.90	4,578.90
Móviles carreteras	168.20	335.40	7,410.00	11,500.60	7,366.50	355.00	NE	NE
Móviles carreteras	609.40	94.70	3,413.90	6,542.30	628.00	0.40	584.90	NE
Biogénicas	NA	NA	NA	672.00	2,148.00	NA	NA	NA
TOTAL	33,783.10	5,204.40	77,216.00	22,980.10	29,777.70	1,575.70	5,930.10	4,578.90

Fuente: LT Consulting 2010
 Notas: NA= No aplica, NE= No estimado

Hay que agregar que algunos de estos contaminantes, específicamente los óxidos de nitrógeno reaccionan con compuestos orgánicos volátiles (COV) ante la presencia de la luz del sol, concretamente de la radiación ultravioleta (Molina y Molina, 2002) generando O₃, que es uno de los contaminantes secundarios mas dañinos para la salud pública y los sistemas ambientales.

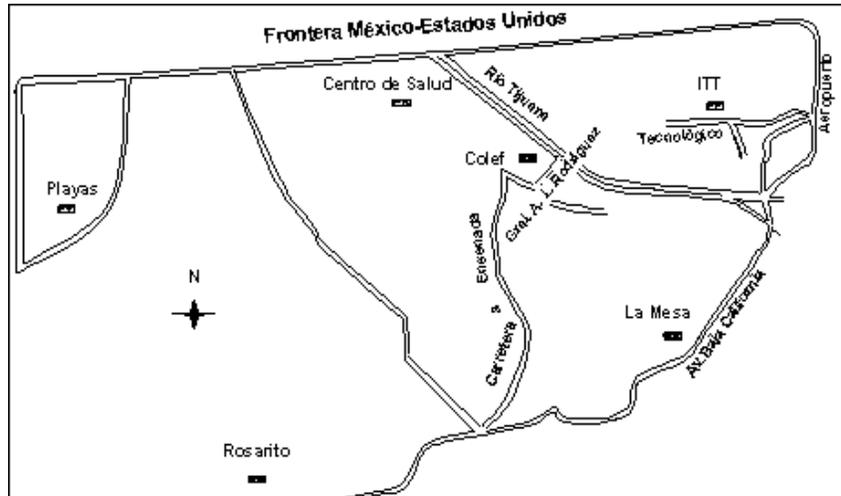
Respecto a las contribuciones de las fuentes, se nota que el principal emisor del CH₄ fueron las contribuciones de las fuentes de área que igualmente contribuye significativamente a las emisiones de NH₃ y COV, de igual manera con la mayoría de las emisiones de las PM₁₀ y PM_{2.5}. Sucede lo mismo con las fuentes móviles de carreteras para CO y NO_x. En lo relacionado a las fuentes fijas las principales emisoras resaltan los SO₂. Finalmente, mencionar las fuentes móviles que no circulan por carreteras cuya emisión de PM₁₀, PM_{2.5}, CO, NO_x y NH₃ no son muy relevantes, pero no por eso deben ser ignorados.

En resumen, la información de 11 años de datos acumulados desde el inicio de la operación de los monitores de calidad del aire, cuya distribución se muestra en la Figura 19 (base de datos de AQS de la US EPA y SPA del Gobierno del estado de Baja California), arrojan las siguientes tendencias en la calidad del aire de Tijuana-Rosarito:

- El SO₂ excedió su norma durante casi todo el período bajo estudio para todas las estaciones con excepción de una (localizada en La Mesa, Tijuana). En el caso de tres estaciones (una en Rosarito, y dos en Tijuana:ITT y Playas) se observa una disminución de la tendencia desde el 2002. Esto se puede explicar en parte a la reducción del contenido de azufre en el combustóleo y en la substitución de este último por gas natural en la operación de la termoeléctricas convencionales y de ciclo combinado.

- Las partículas finas PM₁₀ excedieron la norma todo el período bajo análisis en las estaciones de monitoreo de Rosarito y La Mesa, Tijuana. La estación Playas de Tijuana tuvo nada más un pico en el 2003.

Figura 19. Localización de la red de monitoreo de la calidad del aire de Tijuana-Rosarito



Mexicali

El cuadro 74 muestra el inventario de emisiones generadas por tipo de fuente y por contaminante para el valle de Mexicali durante 2005. Como se puede ver, el contaminante que se emite en mayor cantidad es el CO con 78,727 Ton/año, y le siguen las PM₁₀ con 48,827; las emisiones de los NO_x y COV se dieron en 25,979 y en 23,183, respectivamente. Las que se dieron en menores cantidades fueron CH₄ (11,030), NH₃ (8,408), PM_{2.5} (7,331) y SO₂ en 4522 Ton/año.

Cuadro 74. ENV2b. Inventario preliminar de emisiones de Mexicali 2005 (ton/año).

Sector	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	CO	NO _x	COV	NH ₃	CH ₄
Fijas	1,476	116	4,195	3,734	13,041	665	0	0
Área	46,157	6,127	119	17,104	1,094	13,882	8,179	10,899
Móviles	694	604	153	54,979	7,775	8,144	229	131
Móviles no carreteras	499	484	55	2,909	4,069	493	0	0
TOTAL	48,827	7,331	4,522	78,727	25,979	23,183	8,408	11,030

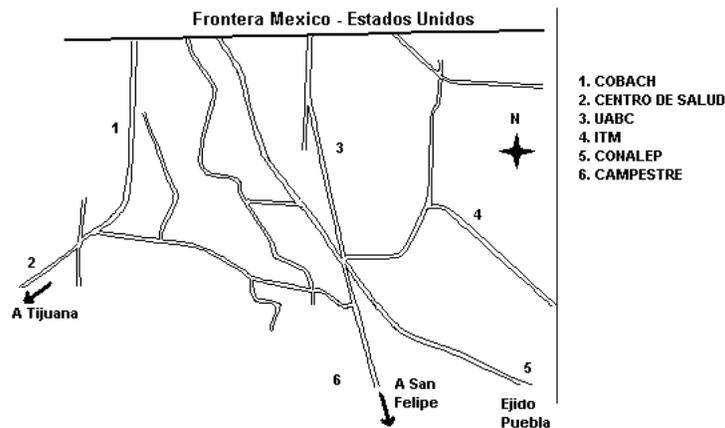
Fuente: ERG, ICAR y TransEngineering el Paso Texas, 2009

En resumen, la información de 12 años de datos acumulados desde el inicio de la operación de los monitores de calidad del aire mostrado en la Figura 20 (base de datos de AQS de la US EPA), arrojan las siguientes tendencias en la calidad del aire de Mexicali:

- Las violaciones a la norma de O₃ (1 hr) han ido disminuyendo desde 1997 como una tendencia general.

- En cuanto al comportamiento de las violaciones a la norma de NO_2 se dieron en un rango de 2 a 3 de 1998 a 2004, respectivamente. Del 2005 al 2008 no se dio ninguna violación.
- El registro del promedio anual de concentraciones de CO muestra una tendencia hacia la baja en todas las estaciones, con excepción del COBACH que muestra un episodio aislado en el 2007. Es el contaminante que registra las mayores violaciones durante el período y a su vez el mayor contraste: 144 violaciones en 1999 y 0 violaciones en el 2008.
- El SO_2 no excedió su norma en el período de análisis. Por esa razón se dejó de hacer un seguimiento al SO_2 en todas las estaciones automáticas (en el ITM y COBACH 2002, y en el CBTIS en el 2001), con excepción de la UABC que es la única que a la fecha le hace un seguimiento.
- Las partículas finas PM_{10} excedieron la norma principalmente durante la época de invierno en los meses sin lluvia. La estación Progreso es la que registró el mayor promedio anual horario, seguida por COBACH, lo cual se explica por su posición geográfica.
- Las partículas $\text{PM}_{2.5}$ han estado excediendo la norma desde el inicio de su medición. El 2008 ha sido el año con más violaciones con 80 en el año. El 2005 fue el año con registros más dispersos.

Figura 20. Distribución de los monitores de calidad del aire en la ciudad de Mexicali



En la Ciudad de México se estimó que si las medidas del PROAIRE se instrumentaran como está planificado, se obtendría como beneficio adicional significativo una reducción del 3.1% respecto de las emisiones de CO_2 proyectadas en 2010, así como una disminución importante de emisiones de contaminantes locales. Estas reducciones de CO_2 están distribuidas de manera desigual entre las medidas, con algunas que causan un incremento neto de CO_2 . En total, cerca de la mitad de las reducciones de CO_2 se originan del uso de vehículos nuevos, y la otra mitad de las medidas para mejorar la

infraestructura de transporte. Por otro lado, se calculó que las medidas para mitigar las emisiones de GEI reducen el 8.7% de las emisiones de CO₂ proyectadas en total, pero se obtiene una reducción menor de emisiones de contaminantes locales (3.2% HC, 1.4% NO_x, y 1.3% PM₁₀). Se estima que las reducciones de dichos contaminantes locales serán pequeñas en el caso de las medidas de eficiencia eléctrica, dado que la mayor parte de la electricidad generada para el consumo de la ciudad de México proviene de afuera de la zona metropolitana – bajo otros supuestos o lugares, las reducciones pueden ser mayores. Se observó también que muchas de las medidas de GEI tienen un Valor Presente Neto negativo, lo cual indica que hay un ahorro neto de dinero debido a la disminución de los gastos para combustibles, aunque dichas medidas requieren comúnmente de costos elevados de inversión (West *et al.*, 2003).

ENV3: Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de los sistemas energéticos

Componentes: a) Concentraciones de emisiones atmosféricas.

Emisiones de gases a la atmósfera por generación de electricidad.

Las emisiones de óxidos de azufre (contabilizados como SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) atribuidas a la generación de electricidad se evaluaron utilizando los factores de emisión reportados principalmente en el documento de trabajo “Estimating Future Air Pollution from New Electric Power Generation”, preparado por Paul J. Millar, Zachary Patterson y Scott Vaughan de la Comisión para la Cooperación Ambiental (noviembre de 2001) mismos que se basan en datos de EPA-AP-42, Instituto Nacional de Ecología, CFE y PEMEX. Ver cuadros 75 y 76.

Cuadro 75. Emisiones de SO₂ a la atmósfera, 1990-2010, kg

Año	Zona Valle			Zona Costa			Sistema
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Total
1990	1,993,636	25,165	0	16,598,307	46,620	0	18,663,728
1991	1,993,598	26,021	0	16,598,307	48,205	0	18,666,130
1992	1,960,706	21,558	0	20,664,587	39,938	0	22,686,789
1993	1,966,566	22,648	0	25,166,135	41,958	0	27,197,308
1994	1,970,674	12,869	0	25,829,138	23,842	0	27,836,523
1995	1,940,170	11,220	0	28,720,103	20,786	0	30,692,279
1996	1,903,175	22,246	0	28,997,246	41,212	0	30,963,880
1997	1,898,084	16,543	0	24,043,260	30,648	0	25,988,536
1998	1,983,768	19,345	0	21,278,801	35,838	0	23,317,752
1999	1,914,079	55,184	0	27,878,740	34,189	266	29,882,458
2000	2,090,137	18,454	0	26,379,301	34,189	1,410	28,523,490
2001	2,050,759	18,454	0	23,549,310	34,189	4,478	25,657,190
2002	2,050,759	18,454	0	23,549,205	34,189	4,478	25,657,085
2003	2,093,011	18,454	3,083	10,459,490	34,189	5,362	12,613,589
2004	2,012,881	18,454	4,470	6,279,243	34,189	5,918	8,355,155
2005	2,260,601	18,454	4,076	6,730,789	34,189	5,923	9,054,031
2006	1,983,044	18,454	5,659	8,976,883	34,189	5,652	11,023,880
2007	2,289,756	30,078	5,281	6,125,935	34,189	6,235	8,491,474
2008	2,119,388	12,409	5,968	7,778,808	34,189	6,185	9,956,948
2009	1,998,158	9,705	5,932	7,887,258	34,189	6,952	9,942,194
2010	2,047,275	25,163	5,741	7,887,258	34,189	6,952	10,006,577

Fuente: Elaboración propia con datos de EPA-AP-42, Instituto Nacional de Ecología, CFE y PEMEX

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

En el cuadro 75 se observa que en 1990 se emitieron 19,000 toneladas de SO₂ generándose el 94% del mismo por la combustión del combustóleo en la zona Costa. A partir de 2001 se reduce la participación de este combustible al sustituirse con gas natural y las emisiones de SO₂ disminuyen ubicándose en 8300 toneladas para el 2004. Las emisiones relativas de SO₂ han disminuido de 2.88 kg por MWh de electricidad generada (kg/MWh) en 1990, 0.80 kg/MWh en el 2010.

El cuadro 76 presenta las emisiones de NO_x, mismas que se estimaron en 6000 toneladas correspondiendo el 63% de estas emisiones a la zona Costa al 2010. Las emisiones relativas se incrementaron de 0.39 kg/MWh en 1990 a 0.49 kg/MWh en el 2010.

Cuadro 76. Emisiones de NO_x a la atmósfera, 1990-2010, kg

Año	Zona Valle			Zona Costa			Sistema Total
	Vapor Geotérmico	Diesel	Gas Natural	Combustóleo	Diesel	Gas natural	
1990	0	8,506	0	2,484,460	15,759	0	2,508,725
1991	0	8,796	0	2,484,460	16,295	0	2,509,550
1992	0	7,287	0	3,093,107	13,500	0	3,113,894
1993	0	7,656	0	3,766,906	14,183	0	3,788,744
1994	0	4,350	0	3,866,145	8,059	0	3,878,554
1995	0	3,793	0	4,298,869	7,026	0	4,309,688
1996	0	7,520	0	4,340,352	13,931	0	4,361,803
1997	0	5,592	0	3,598,832	10,360	0	3,614,784
1998	0	6,539	0	3,185,043	12,114	0	3,203,697
1999	0	18,654	0	4,172,932	11,557	104,306	4,307,448
2000	0	6,238	0	3,948,494	11,557	552,083	4,518,371
2001	0	6,238	0	3,524,897	11,557	1,753,901	5,296,592
2002	0	6,238	0	3,524,881	11,557	1,753,923	5,296,599
2003	0	6,238	1,207,687	1,565,592	11,557	2,100,166	4,891,241
2004	0	6,238	1,750,878	939,887	11,557	2,318,051	5,026,610
2005	0	6,238	1,596,265	1,007,475	11,557	2,320,009	4,941,543
2006	0	6,238	2,216,522	1,343,674	11,557	2,213,543	5,791,533
2007	0	10,167	2,068,403	916,939	11,557	2,441,974	5,449,041
2008	0	4,195	2,337,594	1,164,344	11,557	2,422,616	5,940,306
2009	0	3,281	2,323,312	1,180,577	11,557	2,722,764	6,241,490
2010	0	8,506	2,248,366	1,180,577	11,557	2,722,764	6,171,770

Fuente: Elaboración propia con datos de EPA-AP-42, Instituto Nacional de Ecología, CFE y PEMEX

A nivel nacional y de acuerdo con el Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012, publicado en el DOF en su versión vespertina el 28 de agosto de 2009, los procesos de generación y uso de la energía constituyen el principal emisor de gases de efecto invernadero (GEI), con el 60.1% de las emisiones totales, que en 2006 se ubicaron en 715.3 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MtCO₂e). Dichas emisiones incluyen bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), expresados en términos de CO₂ equivalente. En particular, en los procesos de generación de energía eléctrica se emitieron 112.5 MtCO₂e, lo que representa casi 16% del total nacional. Esto como resultado principalmente de la composición del parque de generación en México, en la que los combustibles fósiles aportan más de 75% de la generación de electricidad para servicio público (SENER, 2010b).

3.3.3. Calidad del agua

ENV4: Descarga de contaminantes en efluentes líquidos desde los sistemas energéticos, incluyendo descargas de aceites

Componentes: a) Descarga de contaminantes en efluentes líquidos desde los sistemas energéticos, incluyendo descargas de aceites.

La calidad del efluente líquido de las torres de enfriamiento de las plantas termoeléctricas convencionales está en función de la composición química del agua de enfriamiento, del sistema de enfriamiento mismo, la razón de descarga y los ciclos de concentración, este último parámetro junto con el flujo de circulación determinan la cantidad de descarga del efluente.

Ante la ausencia de tal información técnica por planta generadora de electricidad, o la información detallada de cantidad y calidad de efluentes líquidos de las centrales termoeléctricas, de ciclo combinado y de turbina; se ha optado por buscar información sobre la calidad “típica” de los efluentes líquidos de plantas generadoras de electricidad, como se muestra en el cuadro 77 y 78.

Por su parte, la cantidad de efluentes líquidos generados en las plantas termoeléctricas convencionales durante la fase de operación, podría ser de 94.651 m³/h.

Al momento se han detallado los efluentes de centrales termoeléctricas convencionales, de ciclo combinado y de turbina de gas natural/diesel; mismos que difieren con efluentes provenientes de la planta geotérmica, específicamente las salmueras geotérmicas residuales, que se presentan en la Planta de Cerro Prieto en Mexicali.

Al respecto debe añadirse que la profundidad del reservorio, la composición química de la roca huésped, el origen de la recarga, las condiciones físicas de la interacción de las rocas con los fluidos y la dominancia de la fase vapor o líquida definen las variaciones en la composición química de los fluidos geotérmicos.

Cuadro 77. Composición típica del efluente de la torre de enfriamiento en las centrales termoeléctricas, de ciclo combinado y de turbina

Compuesto	Cantidad
Sólidos disueltos totales	350-880 mg/l
pH	7.8 – 8.8
Sólidos suspendidos	100 mg/l
Aceites y grasas	5 mg/l
Cloruro libre	0.3 mg/l
Temperatura	> 10 ° C

Fuente: Shandilya *et al.*, 2006

Sin dilución las salmueras de fluidos geotérmicos representan un peligro para el consumo humano y para el uso en la agricultura, debido a que:

1. La alta concentración de sales, especialmente de NaCl, impide su uso para el riego. Los derrames de salmuera en suelos producen la precipitación de sales una vez que la fase líquida se ha evaporado; esto causa incrustaciones e infertilidad de los suelos para uso agrícola o pecuario.
2. La infiltración de los fluidos geotérmicos a los escurrimientos y los acuíferos puede causar el deterioro de la calidad química de estos últimos, especialmente por la adición de metales y de minerales no metales como el arsénico.

Cuadro 78. Composición típica del efluente de la caldera de una unidad de 250 MW

Compuesto	Cantidad
Sólidos suspendidos	166 mg/l
pH	8.9
Sólidos disueltos totales	100 mg/l
Aceites y grasas	0.2 mg/l
Silica	0.2 mg/l como Si ₂ O
Temperatura	> 10 ° C

Fuente: Shandilya *et al*, 2006

En cuadro 79 se lista la composición química del agua geotérmica de Cerro Prieto. Las operaciones del campo geotérmico producen alrededor de 6,400 toneladas por hora de salmuera residual geotérmica, la cual es transportada y se dispone en una laguna de evaporación que cubre un área de 7.2 millas cuadradas (18.6 kilómetros cuadrados). En la misma se desechan un promedio anual del 88 % de todas las salmueras residuales, contaminando así el suelo y potencialmente el acuífero de esta región. Se practica la reinyección de la salmuera residual geotérmica por gravedad en algunos de los pozos muertos (60% de la salmuera residual geotérmica es reinyectada).

El indicador de la calidad del agua en función de la descarga de contaminantes en efluentes líquidos desde los sistemas energéticos, incluyendo descargas de aceites se ha calculado a nivel nacional para el periodo 1999 a 2005, sin embargo el indicador se hizo en relación a los hidrocarburos, incluyendo los procesos de exploración, producción, refinación, embarques, almacenamiento y accidentes (UN&IAEA, 2007). Así una comparación directa con el indicador estimado en esta sección no es recomendable.

Cuadro 79. Composición química del aguas geotérmicas de Cerro Prieto

Compuesto	Cantidad, mg/l
Na ⁺	7350
K ⁺	1520
Ca ²⁺	528
B ⁻	174
Si ₂ O	650
HCO ₃ ⁻	11
Cl ⁻	14200

Fuente: Hiriart y Del Río, 1995

La composición química se basa en los valores promedio de los pozos
El tipo agua se clasifica como clorurada sódica

Para la construcción del indicador nacional se contempló a las áreas principales de hidrocarburos en México; estas se localizan en el Golfo de México y las plataformas continentales en Campeche, Veracruz, Macuspana, Chiapas-Tabasco, Sabinas, y Salina. Hay depósitos importantes de gas natural en Burgos. En dichos sitios se usó la información provista por PEMEX en relación a accidentes. Se concluyó que entre Enero y Febrero de 2004, la bahía de Campeche incrementó su contribución de crudo en 2.7%, en comparación a los mismos meses en 2003. Esta cantidad, que representó 83.6% de la producción nacional tota. Considerando los altos volúmenes de crudo, es importante notar que el número de derrames así como la cantidad derramada han disminuido considerablemente.

3.3.4. Generación y manejo de residuos sólidos

ENV7: Relación de generación de residuos sólidos a unidades de energía producida

Componentes: (a) Cantidad de residuos sólidos (b)Energía producida

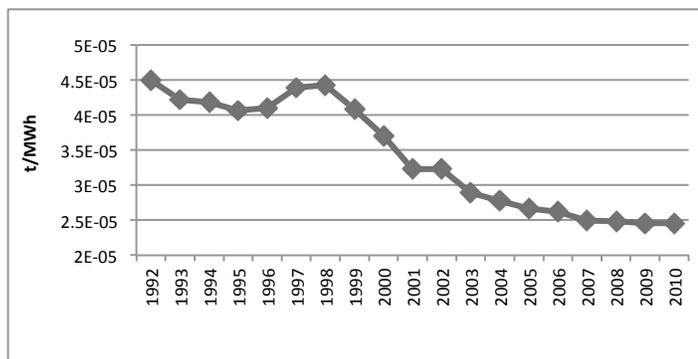
El volumen de residuos sólidos generados está en función de los procesos industriales, el combustible y las prácticas de manejo; parámetros que varían de planta a planta. Como ejemplo se toma el manifiesto de impacto ambiental de las 3 unidades de 245 MW turbo gas en las instalaciones de la termoeléctrica "Presidente Juárez" de Rosarito en la zona costa. En dicho documento se reportó que la nueva planta generaría 1 m³/mes de desechos tóxicos e inflamables en la forma de trapos impregnados con aceites y solventes, mismos que se reportaron dispuesto en la forma adecuada. Así considerando una emisión constante de residuos divididos entre la generación de la planta de turbogas se tienen los resultados mostrados en el cuadro 80 y Figura 21.

Como se observa para este ejemplo, de mantenerse constante la generación de residuos sólidos en la planta turbo gas de Rosarito, el indicador muestra una mejora conforme transcurre el tiempo, es decir una menor cantidad de residuos generados por unidad de electricidad generada, al ir de 4.5×10^{-5} a 2.5×10^{-5} t/MWh, de 1992 a 2010, esta disminución, sin duda estaría en función de la buena práctica de manejo de residuos.

Cuadro 80. ENV7. Relación de residuos sólidos a unidades de electricidad producida en la planta turbogas de Rosarito, 2002-2010, t/MWh

Año	Tonelada/MWh, $\times 10^{-5}$
1992	4.5
1994	4.2
1995	4.2
1996	4.1
1997	4.1
1998	4.4
1999	4.4
2000	4.1
2001	3.7
2002	3.2
2003	3.2
2004	2.9
2005	2.8
2006	2.7
2007	2.6
2008	2.5
2009	2.5
2010	2.5

Figura 21. Evolución de 1992-2010, t/MWh



Fuente: Elaboración propia con base en datos descritos el manifiesto de impacto ambiental de las 3 unidades de 245 MW turbo gas en las instalaciones de la termoeléctrica "Presidente Juárez" de Rosarito

Es importante mencionar que la generación de residuos puede darse a lo largo del ciclo de vida de los sistemas energéticos, es decir durante la extracción de combustibles usados para generar energía, el transporte de dichos combustibles, la producción de energía y la clausura del sistema energético. El indicador de esta sección se concentró en la generación de residuos durante la operación del sistema energético, por la naturaleza de los propios sistemas energéticos en Baja California. En contraste el indicador nacional que se ha estimado para este indicador se basó en la etapa de extracción de combustibles usados para generar energía. Así nuevamente una comparación directa no es posible.

Para la construcción del indicador nacional se usó la información del inventario 1999-2003 de residuos peligrosos reportada por los cuatro subsidiarios de PEMEX en sus reportes de desarrollo sostenible.

Se observa que la cantidad reportada en el inventario de residuos peligrosos disminuyó en un 57%, de 223,799 tons en 1999 a 96,087 en 2000; en 2001, la disposición de la cantidad remanente se había reducido substancialmente, hacia el final del periodo se reportó una cantidad de residuos de 95,745 tons. A partir del 2002 la cantidad se incrementó 13.6%, de 75,919 a 86,221 tons en 2003 como consecuencia del aumento de producción. Este incremento en generación de residuos se debió principalmente a 1) cortes y lodos provenientes de perforaciones realizadas por Pemex Exploración y Producción, dado el aumento de actividades en los campos de perforación; 2) aumento de lodos aceitosos en las refinerías debido al mantenimiento y limpieza de tanques de almacenamiento, y 3) el acrecentamiento de aceites gastados por cambios de lubricantes en los equipos de operación (UN&IAEA, 2007).

4. Prospectivas energéticas al 2025 para Baja California

La economía de Baja California desde 2006 ha pasado por una etapa de desaceleración del crecimiento y en 2008-2009 experimentó una fase recesiva que se extendió hasta principios de 2010. Esto ocasionó que la demanda energética se haya detenido si la comparamos con respecto al comportamiento observado en las etapas de expansión económica que vivió la entidad, por ejemplo en la segunda mitad de los años noventa y la primera de la década del 2000. Incluso, se dan situaciones de disminución en el consumo de electricidad como ocurre con el sector comercial, en donde la demanda disminuyó en 2010 respecto al nivel observada en 2003.

Esto hace que en una perspectiva del comportamiento del sector energético de más largo plazo, por ejemplo desde 2003 al 2010, el crecimiento agregado de las actividades económicas y la industria manufactura haya presentado un perfil moderado. Tomando en cuenta lo anterior, las proyecciones de la demanda y oferta energética en el Estado se basan en dos posibles escenarios en un horizonte prospectivo de 15 años:

1) Inercial (o Business as Usual: BAU), que identifica la trayectoria más probable, dadas ciertas determinaciones oficiales de política económica y con base en las estrategias gubernamentales en el sector eléctrico. En este escenario la economía crecerá en 3.5% promedio anual en el futuro. Es decir, sigue una tendencial inercial pero sin tener presente el impacto de una recesión internacional como la ocurrida en 2008-2009.

2) Factible, que incorpora medidas o intervenciones de política pública para mitigar tanto al consumo energético como sus consecuencias hacia el futuro tomando como referencia la prospectiva inercial para el periodo 2011-2025, independientemente de la variación en el comportamiento de la economía estatal.

Los dos escenarios listados antes se construyeron tomando en cuenta las tendencias estatales observados y presentados en capítulo segundo del presente documento, específicamente bajo el apartado “2.2. Diagnóstico situacional”. De igual manera se consideraron las “Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2010-2025” (SENER, 2010c), “Primer reporte de avances de la mesa de Transporte Terrestre del Plan Estatal de Acción Climática de Baja California (Galindo *et al*, 2010) ” y “Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025” (SENER, 2010b).

Una vez presentados, los escenarios son comparados en base al desempeño de los indicadores sustentable de energía apropiados. Partiendo de los resultados producto del análisis de la comparación, se listan una serie de recomendaciones para el desarrollo del sector energético en Baja California para el periodo 2010-2025.

4.1. Escenario inercial

4.1.1. Condiciones energéticas

4.1.1.1. Gas Natural

La expectativa original para la terminal de regasificación de Ensenada es que incrementará sus importaciones de GNL y abastecerá las plantas generadoras de electricidad y diversas industrias del estado, así como algunas exportaciones hacia Estados Unidos. La terminal está interconectada con los sistemas ya existentes en el área (Gasoducto Bajanorte), por lo que se prevé que por razones económicas, el comercializador abastecerá a los contratos regionales con gas importado en el corto plazo. La expectativa en la terminal es que llegará a importar más de la cuarta parte de su capacidad hasta 2015, y después de 2018 que la regasificación superará los 1,000 mmpcd (SENER, 2010c).

Se estima que en los próximos años, la demanda estatal de gas natural experimentará un crecimiento promedio anual de 2.4%, teniendo a los sectores eléctrico (usando tecnología de ciclo combinado) e industrial como principales consumidores al pasar de 289.2 Mpcd en 2009 a 425.7 Mpcd en el 2025; como se aprecia en el cuadro 81.

Cuadro 81. Demanda de gas natural en Baja California, 2009-2025 (millones de pies cúbicos diarios)

	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021	2023	2025
Total	289.2	299.6	319.6	350.7	357.8	393.7	383.5	408.6	425.7
- Sectores industrial y autogeneración de electricidad	18.8	15.9	16.1	17.3	17.2	18.2	19.2	19.7	20.3
- Sectores residencial, servicios y transporte	0.5	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
- Sector eléctrico	269.8	283.2	303.0	332.9	340.2	375.1	363.8	388.4	404.9

Fuente: Elaboración propia con base en datos del IMP con base en información de CFE, CRE, Pemex, Sener y empresas privadas

4.1.1.2. Productos petrolíferos

Gasolinas

Como se mencionó en el segundo capítulo de éste documento, el sector transporte es el principal usuario de combustibles en Baja California; considerando que alrededor de 95.6% de la flota vehicular usa gasolina, 4.2 % diesel y 0.2% gas LP, es posible elucidar el comportamiento de consumo de combustibles en el Estado, usando el patron de consumo de la gasolina como un indicador. Bajo el escenario de no promover cambios en nuestra actitud hacia el uso del transporte terrestre, y los siguientes supuestos (Galindo *et al*, 2010):

1. Población: de acuerdo a las proyecciones del Consejo Nacional de Población, se espera un crecimiento sostenido de la misma en los próximos 30 años (2.07%) un poco menor al registrado en los 30 años anteriores (3.28%). Para Baja California se esperan los siguientes incrementos; en período 2010-2020: 2.51% y período 2020-2030: 2.06%, para las diferentes ciudades del estado los incrementos son diferenciados, aunque similares y con la misma tendencia a la baja.
2. Índice de motorización: dadas las condiciones actuales, se observa que seguirá aumentando la relación de vehículos por habitante, pero a un ritmo menor ya que dadas las condiciones actuales seguirá siendo cada vez más fuerte la dependencia del vehículo para obtener movilidad. El índice pasará de 0.443 a 0.55 vehículos en operación por habitante para 2010 y 2025; respectivamente.
3. Vehículos en operación: se espera que siga aumentando la cantidad de vehículos en operación en los próximos 30 años con un incremento promedio anual del 3.59%, tasa mucho menor a la que se dio en los últimos 30 años, pero mayor que el incremento de población esperado.
4. Vehículos de nuevas tecnologías de baja emisión: dada la tendencia exponencial que puedan presentar estas tecnologías se puede esperar que en los próximos 30 años pasen de representar del 3% al 12% del total de vehículos, cifra que se espera muy variable dada la incertidumbre y aceptación de estos desarrollos.
5. Ocupación: se espera continúe la tendencia a los viajes individuales pero con un crecimiento menos acelerado, ya que de 2010 a 2025 pasará de 1.76 a 1.6 pasajeros en promedio por vehículo.
6. Demanda: prácticamente se seguirán manteniendo la cantidad de viajes promedio que realizan los usuarios dado que se espera conservarán los hábitos de motivos de viaje (en relación a la cantidad de viajes diarios).
7. Longitud de viajes: dado que las manchas urbanas seguirán creciendo, las distancias a los objetivos de viaje aumentarán, por lo que se espera que de 2010 a 2025 la longitud de viaje pase de 7.8 a 8.5 Km. en promedio, dado que se espera que no se siga dando importancia relevante a cumplir con el objetivo de viaje evitando distancias mayores.
8. Recorridos por vehículo: se espera que en los próximos 15 años la longitud promedio de recorridos anuales pase de 25,286 a 55,000 km. dado que las longitudes de viaje aumentarán y la ocupación disminuirá.
9. Recorridos: esta variable seguirá teniendo un aumento exponencial en los próximos 15 años (4.17% anual, contra 7.8% que se presentó en los pasados 30 años), debido al aumento que se espera en la cantidad de vehículos y sus recorridos unitarios.

10. Potencia de vehículos: se espera que la industria automotriz continúe con la tendencia de cubrir la demanda de vehículos con unidades provistas de motores de menor tamaño de motor y se espera una disminución de la potencia de vehículos en los siguientes 15 años al pasar de un promedio de 3.05 en 2010 a 2.75 litros en 2025, aún cuando las limitaciones para adquirir vehículos de alta potencia seguirán siendo mínimas.

11. Edad de vehículos: se espera que siga disminuyendo la edad promedio de los vehículos en operación dado que se espera que continúen las facilidades de crédito y las dificultades de importación, dado que el promedio de edad disminuirá de 8.91 a 8.00 años en los próximos 15 años.

12. Condiciones Mecánicas: se espera que continúe la mejora gradual en las condiciones mecánicas en relación a la generación de emisiones dado que seguirá la tendencia a tener vehículos más nuevos, con mayor rendimiento y con tecnología antiemisiones cada vez más eficiente, se considera que su factor correspondiente aumentará a 1.51 en los próximos 15 años.

13. Rendimiento: se espera que continúe el incremento en el rendimiento de los vehículos, aunque levemente, pudiendo pasar de un rendimiento ponderado de 6.12 a 7.2 Km/lt en los próximos 15 años, representando un incremento de 1.06% anual.

Se espera que continúe el incremento exponencial en el consumo de gasolinas en el transporte terrestre de Baja California, dado que continuará incrementándose el parque vehicular y los recorridos individuales de los vehículos y no será contrarrestado con las mejoras en los rendimientos de los vehículos. Así, se espera que el consumo por transporte terrestre pase de 4,273 en 2010 a 6,649 millones de litros por año en 2020, lo que representa un incremento anual de 5.56%.

4.1.1.3. Electricidad

Los supuestos utilizados por la SENER (2010b) en la proyecciones oficiales sirven de base para el planteamiento de tres posibles escenarios para la evolución del PIB en un horizonte prospectivo de 15 años:

* Planeación, Alto y Bajo. El escenario de planeación se identifica como la trayectoria más probable, dadas ciertas determinaciones oficiales de política económica y con base en las estrategias gubernamentales en el sector. El escenario bajo recoge la visión tendencial, la cual no incorpora ninguna medida o intervención de política pública hacia el futuro y sólo considera la evolución inercial durante los años recientes. Mientras que, en el escenario alto, se proyecta la evolución del sector eléctrico ante mayores cambios estructurales de la economía.

* En el orden demográfico se supone una sola trayectoria, tanto de la población como de la vivienda. En el caso de los combustibles que se utilizan para generar electricidad, también se suponen tres trayectorias de precios, normalmente identificados por las

trayectorias de los tres referentes: crudo WTI, gas natural Henry Hub y carbón entregado en el noreste de Europa (cif ARA). Estas trayectorias son la base para estimar la evolución futura de los precios de electricidad.

* En el ámbito del cambio técnico y de los programas orientados hacia un uso más eficiente de la electricidad, se diseñaron dos estimaciones para cada uno de los tres escenarios. Una con base en la variable tiempo utilizada en los modelos, que recoge el impacto futuro de la evolución tecnológica y del horario de verano y supone que el efecto de los otros programas previos de ahorro permanece constante. Y otra estimación, que recoge el impacto del Pronase en el uso final de energía eléctrica, por el cambio de las normas en la eficiencia de lámparas, de refrigeradores, de equipos de aire acondicionado, de motores, o por acciones como la sustitución acelerada de focos en los diversos sectores, principalmente el doméstico.

* Para el caso de las proyecciones regionales se aplican modelos de estimación que consideran principalmente cuatro aspectos:

- 1) Análisis de tendencias y del comportamiento de los sectores económicos a escala regional;
- 2) Estudio de algunas cargas específicas de importancia regional y nacional;
- 3) Actualización anual de las solicitudes formales de servicio e investigaciones particulares del mercado regional;
- 4) Estimaciones regionales sobre los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración con mayor probabilidad de realización.

De acuerdo a las suposiciones descritas arriba, la SENER (2010b) reporta que el consumo bruto de Baja California (considerando las ventas de energía, el autoabastecimiento remoto, las pérdidas y usos propios) aumentará a una tasa media de crecimiento anual de 3.7 pasando de 12,280 GW en 2009 a 21,649 GW en 2025, como se indica en el cuadro 82.

Cuadro 82. Consumo bruto de electricidad en Baja California, 2009-2025 (GWh)

2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021	2023	2025
12,084	12,280	12,803	13,850	15,095	16,418	17,977	19,719	21,649

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Por otro lado, la demanda bruta Estatal (entendida como la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica en un instante dado), integrada por la demanda del servicio público, así como por la atendida por centrales de autoabastecimiento y cogeneración que requieren servicios de transmisión y respaldo, se muestra en el cuadro 83 para tres condiciones categorías: demanda máxima anual, demanda media y demanda base, con tasas medias de crecimiento anual de 4.0, 3.9 y 3.7%, respectivamente.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Cuadro 83. Demanda bruta estimada por tipo de carga en Baja California, 2009-2025 (MWh/h)

	2011	2013	2015	2017	2019	2021	2023	2025
P	2,237	2,321	2,506	2,729	2,981	3,282	3,619	3,992
M	1,298	1,358	1,478	1,622	1,774	1,954	2,154	2,376
B	1,081	1,122	1,211	1,319	1,440	1,586	1,749	1,929

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

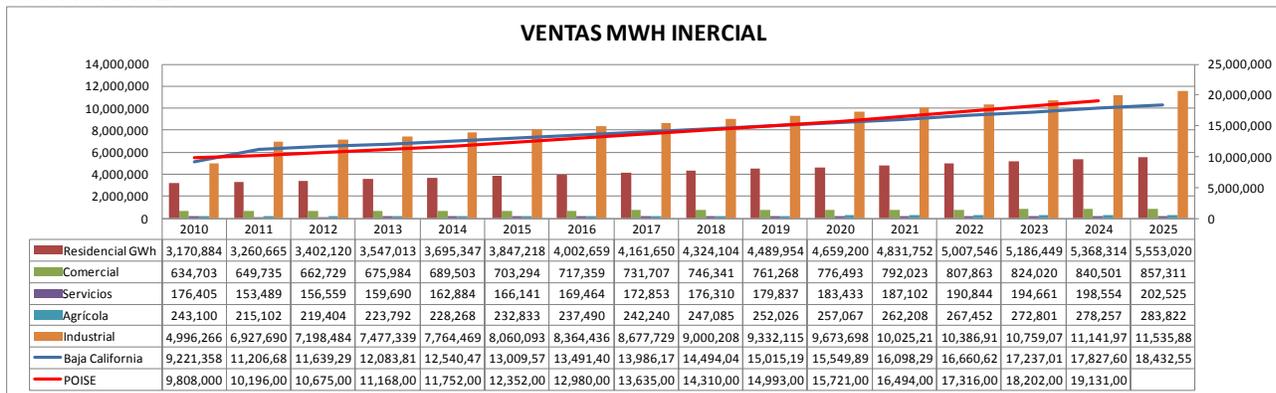
En cuanto a los usuarios de electricidad, la Figura 22 presenta las ventas de electricidad (MWh) en Baja California en el escenario inercial de referencia, y compara los totales con el escenario presentado en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE 2009-2024), la diferencia entre ambos oscila alrededor de un $\pm 10\%$.

Bajo el escenario inercial o de referencia mostrado en la Figura 22, se desarrollo el balance del sistema eléctrico para Baja California, mismo que se presenta en el cuadro 84.

Conexión del sistema electrico de Baja California al Sistema Eléctrico Nacional

En el periodo 2010-2025, específicamente para el año 2014 se tiene el proyecto de la interconexión del área Baja California al SEN. Dicha interconexión se realizará con un enlace asíncrono de 300 MW de capacidad como primera etapa, aunque aún está pendiente verificar si se trata de un enlace en corriente alterna o directa, con lo que la capacidad de transmisión podría modificarse.

Figura 22. Ventas sectoriales en Baja California, 2009-2025 - incluye ahorro de energía por las acciones del PRONASE



Fuente: Elaboración propia en base a datos presentados en la sección las tendencias estatales observados y presentados en capítulo Segundo del presente documento.

Esta integración permitirá ahorros en generación de energía eléctrica, así como beneficios locales al evitar afectaciones de carga, compartir recursos de generación en el sistema durante las 24 horas de cada día en prácticamente todo el país, así como efectuar transacciones de potencia y energía entre el SIN y el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (WECC, por sus siglas en inglés).

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Cuadro 84. Balance de Energía de referencia (MWh) para Baja California, 2010-2025

Año	Generación Bruta	Usos Propios en generación	Generación Neta	Importación	Exportación	Energía neta necesaria	Usos propios y Pérdidas en transmisión y distribución	Ventas sectoriales	Ventas sectoriales Baja California	Ventas sectoriales San Luis
2010	12,421,402	496,856	11,924,546	340,000	1,200,000	11,064,546	1,058,721	10,005,825	9,221,358	784,467
2011	13,113,822	524,553	12,589,269	657,000		13,246,269	1,202,138	12,044,131	11,206,680	837,451
2012	13,938,868	557,555	13,381,313	402,960		13,784,273	1,250,964	12,533,310	11,639,296	894,014
2013	14,544,681	581,787	13,962,894	376,680		14,339,574	1,301,359	13,038,215	12,083,818	954,397
2014	15,534,064	621,363	14,912,701	0		14,912,701	1,353,372	13,559,329	12,540,470	1,018,859
2015	14,763,329	590,533	14,172,796	1,331,520		15,504,316	1,407,063	14,097,254	13,009,579	1,087,674
2016	14,194,992	567,800	13,627,193	2,487,840		16,115,033	1,462,487	14,652,546	13,491,408	1,161,138
2017	18,428,667	737,147	17,691,520		946,080	16,745,440	1,519,698	15,225,742	13,986,179	1,239,563
2018	17,783,289	711,332	17,071,958	324,120		17,396,078	1,578,745	15,817,332	14,494,047	1,323,285
2019	17,196,108	687,844	16,508,264	1,559,280		18,067,544	1,639,683	16,427,861	15,015,199	1,412,662
2020	20,171,856	806,874	19,364,982		604,440	18,760,542	1,702,575	17,057,967	15,549,891	1,508,076
2021	19,475,071	779,003	18,696,068	779,640		19,475,708	1,767,478	17,708,230	16,098,297	1,609,934
2022	18,619,615	744,785	17,874,831	2,338,920		20,213,751	1,834,458	18,379,293	16,660,622	1,718,671
2023	20,097,310	803,892	19,293,418	1,681,920		20,975,338	1,903,574	19,071,764	17,237,010	1,834,753
2024	18,981,381	759,255	18,222,126	3,539,040		21,761,166	1,974,890	19,786,276	17,827,600	1,958,676
2025	22,983,253	919,330	22,063,923	508,080		22,572,003	2,048,476	20,523,527	18,432,559	2,090,968

Fuente: Elaboración propia en base a datos presentados en la sección las tendencias estatales observados y presentados en capítulo Segundo del presente documento.

La conexión de Baja California ocasionará cambios en el antes sistema aislado, mismo que se reflejarán en el margen de reserva (determinada en función de sus curvas de carga y demandas máximas); los probables cambios antes y después de la conexión se listan en el cuadro 85. En el sistema Baja California se admite como valor mínimo de capacidad de reserva (después de descontar la capacidad no disponible por mantenimiento) lo que resulte mayor de: a) La capacidad de la unidad mayor o, b) 15% de la demanda máxima.

Cuadro 85. Margen de reserva del Sistema Baja California, 2010-2025

	2011	2013	2014	2015	2017	2019	2021	2023	2025
Capacidad instalada (MW)	2,402	2,518	3,041	3,046	3,057	3,541	3,737	4,268	4,266
Interconexión al SIN (MW)			-277	-165	81	-113	37	-106	271
Importación de EUA (MW)	171	151	0	0	0	0	0	0	54
Capacidad total (MW) ¹	2,573	2,669	2,764	2,882	3,139	3,428	3,775	4,162	4,591
Demanda (MW) ²	2,237	2,321	2,404	2,506	2,729	2,981	3,282	3,619	3,992
Reserva de capacidad (MW)	336	348	361	376	409	447	492	543	599
Margen de reserva (%) ³	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0

¹ Considera importación de energía en periodos de verano, así como degradaciones estacionales.

² No incluye exportación. La demanda de 2010 corresponde a la real.

³ Criterio de reserva: 15% de la demanda máxima.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Infraestructura de generación para el periodo 2010-2025

En el periodo 2010-2025, específicamente para el año 2014 se tiene planeado el inicio de operaciones del proyecto (actualmente en vías de licitación de acuerdo a SENER 2010b) de Baja California III (La Jovita) con capacidades esperadas 294 MW, usando tecnología de Ciclo Combinado y operado por Productores Independientes.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Por otro lado, la capacidad adicional para Baja California, es decir los proyectos del plan de expansión que no han sido licitados, y esperan responder a convocatorias en el periodo 2012-2025, se listan en el cuadro 86.

Cuadro 86. Requerimientos de capacidad adicional, 2012-2025 (proyectos con esquema financiero por definirse). Capacidad bruta en MW

Proyecto	Tecnología	2013	2014	2015	2017	2019	2021	2023	2025
Baja California II TG Fase I	TG	214							
Baja California II (Mexicali)	CC		276						
Rumorosa I y II	EOL		220						
Rumorosa III	EOL			100					
Mexicali	GEO				100				
Baja California IV (Ensenada)	CC					565			
Baja California VI (Mexicali)	CC/NTG							554	

TG: Turbina de Gas

CC: Ciclo Combinado

EOL: Eólica

GEO: Geotermia

CC/NTG: Ciclo combinado/Nueva tecnología de generación

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

El programa de retiros de capacidad (basada en los costos de operación y en la vida útil de las unidades generadoras, la conveniencia de mantener o retirar de operación algunas centrales, la eficiencia y los niveles de emisiones de las centrales de mayor antigüedad) para el Estado durante el periodo 2010-2025 se detalla en el cuadro 87.

Como se observa, la capacidad bruta programada para ser retirada podría alcanzar 584.5 MW al 2025.

Cuadro 87. Programa de retiros, 2010-2025 (capacidad bruta) (MW)

Central	Unidades	Tecnología	2010	2012	2013	2017	2021	2025
Cerro Prieto	I y II	GEO	75					
Cerro Prieto	III	GEO		37.5				
Mexicali	1	DTG			26			
Mexicali	3	DTG			18			
Mexicali	2	DTG			18			
Tijuana I y II	1	TG				60		
Presidente Juárez	5	TC					160	
Presidente Juárez	6	TC					160	
Cerro Prieto	5	GEO						30

DTG: Turbogás diesel.

TG: Turbina de Gas

TC: Termoeléctrica convencional

GEO: Geotermia

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Finalmente, en el cuadro 88 se presenta un resumen de la expansión programada de la capacidad de transmisión de los principales enlaces internos en Baja California, durante el periodo 2010-2014. Se esperan que éstos enlaces incrementarán la capacidad de transmisión entre las regiones conectadas y la confiabilidad de suministro hacia los principales centros de consumo.

Cuadro 88. Expansión de la capacidad de transmisión 2010-2014 (MW) para Baja California

Enlace			Capacidad inicial 2010, MW	Aumento de capacidad, MW	Capacidad total 2014, MW
Región Tijuana	Región Ensenada	Tensión 230, 115, 69	230	120	350
Mexicali	S. Luis R. Colorado	230,161	250	140	390

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

4.1.2. Condiciones ambientales esperadas

Es reconocido que los contaminantes atmosféricos son resultado -en gran parte- de las actividades humanas; y que un aumento en su volumen generalmente conlleva un impacto negativo en la calidad del aire. Esto es particularmente relevante para la región fronteriza que experimenta un rápido crecimiento industrial, drásticos cambios en el patrón del uso de la tierra y crecimientos acelerados en la población y el transporte (incluido el transporte internacional); actividades todas que son importantes contribuyentes de contaminación del aire. Si bien es cierto, es sólo justo admitir que las regulaciones ambientales están jugando un papel importante en pos de la mejora de la calidad del aire en la región. Así, las condiciones probables en el rubro ambiental que contribuirán a la mejora en la calidad del aire para el Estado en Baja California durante el periodo 2010-2025, podrían ser las siguientes:

4.1.2.1. Aumento en el número de calles pavimentadas.

En el estado se cuenta con un programa de pavimentación que se conoce como Programa Integral de Pavimentación y Calidad del aire (PIPICA), que es independiente de las políticas municipales de pavimentación. Se puede esperar que la contaminación via material particulado disminuya a través del PIPICA ya que debido a éste ejercicio se redujo la emisión de material particulado en un 24% desde el inicio del programa (IIS-UABC, 2004). Se estima que la reducción de emisiones PM_{10} alcanzó 7,552 ton/año por la pavimentación de nuevas avenidas en los 5 municipios del Estado a través del programa PIPICA, es decir 9.57% de las emisiones de PM_{10} por fuentes de área en el Estado según los inventarios de Mexicali y Tijuana-Rosarito para el 2005. Si se mantiene el mismo ritmo de pavimentación por año, se podrían abatir las emisiones de PM_{10} por fuentes de área en el estado en 68339.2 toneladas al 2025, eso sin considerar la contribución de reducción por las calles pavimentadas por lo municipios.

4.1.2.2. Instalación del sistema de verificación vehicular

En México una gran mayoría de la población fronteriza posee carros viejos, muchos de ellos importados de los Estados Unidos, esta es una costumbre muy añeja que se practica desde que se estableció la zona libre en la zona fronteriza al norte de México; por esta razón, a la fecha, una proporción muy grande de la flota vehicular Mexicana es pre-1994 y especialmente pre-2004. Desafortunadamente hasta muy recientemente, la importación de tales vehículos no incluía el cumplimiento de la norma de la verificación

vehicular que ellos observaban cuando circulaban en los E.U. Tal medida representaba la importación de un problema de contaminación ambiental muy importante para los estados fronterizos, como Baja California, ya que entre más lotes de carros de segunda sean importados a través de la frontera para la reventa, el efecto en las emisiones totales será muy significativo a futuro. En base al seguimiento actual a la calidad del aire a través de los monitores ambientales se puede afirmar que la flota vehicular del estado es en parte la gran generadora de los contaminantes CO, NO₂, COV's, O₃.

Tomando en cuenta lo anterior, el 18 de diciembre de 2009 se aprueba en el pleno del Congreso del Estado, por unanimidad la iniciativa para que entre otras atribuciones la Secretaría de Protección al Ambiente (SPA) establezca y opere Centros de Verificación Vehicular. El 5 de enero del 2010 se publicó la reforma citada, en el Periódico Oficial del Estado de B.C., y entró en vigor al siguiente día de su publicación. La SPA arrancó oficialmente su programa de verificación vehicular el 16 de enero de 2012; con una primera etapa de socialización que consta de 6 meses de servicio gratuito del 16 de enero al 15 de julio de 2012 en los 5 municipios, por un periodo anual a todo vehículo registrado en el estado; a partir del 16 de Julio la aplicación del programa será obligatorio; el costo será 5 o 6 salarios mínimos. Con esta medida, Baja California es el primer estado fronterizo que cuenta con un programa de verificación vehicular ambiental. 16 estados de la República lo tienen ya en operación.

Adicionalmente, a partir del noviembre de 2011 se publica el Nuevo Decreto de Importación de Vehículos Usados por la Secretaría de Economía que condiciona la entrada de vehículos a México a la verificación vehicular. La introducción de la legislación anterior tendrá impacto en la actual generación de emisiones atmosféricas, se espera reducciones de 23.92 %, 20.7 %, 11.61 %, 17.93 % y 24.26 % en CO, VOC, NO_x, PM y CH₄; respectivamente. Las reducciones, respecto a la línea base al año de entrada del programa, se muestran en la Figura 23.

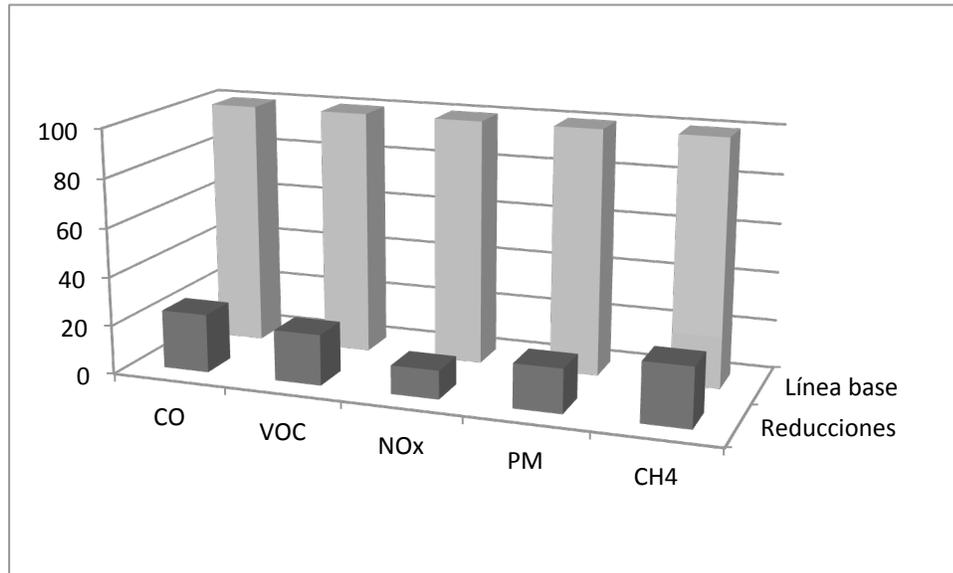
La reducción de emisiones (CO, NO_x, COV, PM y CH₄) mediante el programa de verificación vehicular sería de 17,571 tons/anuales en Mexicali y de 21,487 en el caso de Tijuana-Rosarito serían (SPA, 2012). El total de la reducción de la contaminación para las tres ciudades sería de 39,058 Tons/año. Si se considera un incremento de las emisiones vehiculares de 5.68% por año de la flota vehicular estatal calculado por Galindo (2012), para CO₂ equivalente, el total de emisiones evitadas para el 2020 sería de 89,455.4 Tons/año.

4.1.2.3. Uso de fuentes alternas de energía

Actualmente en Baja California se cuenta con la generación de energía eléctrica basada en fuentes renovables como la energía geotérmica y la eólica. La capacidad de la actual geotermoeléctrica de Cerro Prieto (CP) se ha visto menguada por la antigüedad de algunas de sus instalaciones como la Planta CP I, de ahí que su capacidad de placa de 720 MW esté disminuía a 490 MW actualmente y sigue su declinación por el agotamiento del yacimiento y la falta de nuevas exploraciones que amplíen potencialmente la explotación del recurso. Dado este escenario se está planeando usar el espacio de Cerro Prieto para instalar sistemas de generación eléctrica via solar; se

habla de llevar a cabo un proyecto "piloto" de 5MW cuyo inicio supuesto habría sido Marzo del 2012 pero está aplazado indefinidamente.

Figura 23. Expectativas de reducción de contaminantes a mediano plazo por la entrada del Programa de Verificación Vehicular



Fuente: SPA (2012)

En 2009 se instaló un parque eólico de 10 MW de electricidad en la Rumorosa, de parte del gobierno del estado de Baja California, lo que constituye el inicio de un esfuerzo por abrazar el recurso viento en el estado en beneficio de las clases sociales mas depauperadas en Mexicali.

La puesta en marcha del parque eólico de “La Rumorosa” podría constituir el arranque de la instalación de más aerogeneradores en esa zona y ya se han hecho propuestas para la instalación de 1260 MW (SENER, 2010a) o 320 MW (SENER, 2010b) de nuevos parques eólicos (para exportación), lo que significaría el crecimiento de la generación de electricidad pero sin incrementar la emisión de gases efecto invernadero ni otros contaminantes característicos en la generación con combustibles convencionales; suponiendo que se desplace el uso de gas natural para la producción de electricidad, se estarían evitando emitir 2231.24 tCO₂eq. para la instalación de 1260 MW y 566.67 tCO₂eq para 320 MW.

4.1.2.4. Clasificación de Mexicali como zona crítica

Dentro de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente de la SEMARNAT, existe la clasificación de zona crítica para la región en donde se tengan problemas de contaminación del aire relevantes para la salud o para el turismo; tal clasificación ha sido dada a la región Tijuana-Rosarito; a raíz de esta consideración

Pemex provee a la zona un combustible de bajo contenido de azufre y una gasolina de alto octanaje para disminuir la contaminación atmosférica provocada por la combustión.

Es probable de que en futuro se clasifique a Mexicali como zona crítica, ya que tiene problemas de contaminación muy importantes por CO, O₃ y material particulado; el establecimiento de éste tipo de política podría disminuir a futuro la contaminación vehicular de la ciudad. Sin las especificaciones de las acciones bajo un probable programa de implementación de zona crítica, es casi imposible cuantificar el volumen de combustibles ahorrados y la cantidad de emisiones atmosféricas evitadas. Lo que si se puede esperar es una mejora en la calidad del aire.

4.1.2.5. Establecimiento de una norma oficial para disminuir la contaminación provocada por el ácido sulfhídrico (H₂S)

Han sido muchas las denuncias de la ciudadanía en contra de la geotermoeléctrica de Cerro Prieto por el impacto ambiental que esta planta ha generado dentro y en la periferia de su zona de trabajo. El impacto está relacionado con la descarga de gases incondensables a la atmósfera, mayormente H₂S y CO₂. La influencia del H₂S se manifiesta desde el olor a huevos podridos característico hasta su efecto en los materiales del complejo generador de energía y asimismo en la flora de la cercanía a la geotermoeléctrica. En tanto CO₂ es un gas de efecto invernadero.

Si se contara con una norma obligatoria que regulara la descarga del H₂S al ambiente de parte de la CFE se podría pensar en una disminución de la contaminación por ese compuesto a futuro. Cabe advertir que en México no existe una norma oficial que establezca límites máximos de emisión de H₂S a la atmósfera. Sin embargo, pueden tomarse como referencia los valores establecidos por el Departamento de Salud de Nueva Zelanda para campos geotérmicos, que permiten como límite máximo concentraciones de 0.05 y 0.005 ppm como promedios horario y diario, respectivamente (Mendoza-Rangel E. y Hernández-Ayala C., 2004).

Las emisiones de H₂S proveniente de plantas geotérmicas varían de 0.03 a 6.4 g/kWh, de pozo a pozo en un mismo campo y entre campos, dependiendo de la cantidad de ácido sulfhídrico en el fluido geotérmico y el tipo de planta usado para explotar la reserva. En la actualidad, la remoción de H₂S del vapor geotérmico mediante del proceso más común (Stretford) es capaz de reducir emisiones en más de 90%.

Por otro lado, el proceso también genera salmuera residual, después de la separación del vapor del fluido geotérmico, agua de desecho de las torres de enfriamiento y sílice (Ocampo, 2011). Existe la sospecha de un avance de la mancha salina sobre el acuífero superficial de Mexicali, provocada por la transminación de la salmuera residual al subsuelo (Ramirez, 2000).

4.1.2.6. Gases efecto invernadero (GEI) en el estado de Baja California

De acuerdo a las proyecciones reportadas en el “Inventario de Gases Efecto Invernadero del Estado de Baja California” (Muñoz y Vázquez, 2012), la generación futura de emisiones GEI asociada al sector energético – desglosada por subsectores - de Baja California será la listada en el cuadro 89.

Cuadro 89. Emisiones de dióxido de carbono equivalente sector de energía y sus subsectores. Valores esperados para el periodo 2010-2025. Las unidades son gigagramos anuales.

Año	Transporte	Industria generadora de electricidad
2010	5740.41	3667.01
2015	6617.65	4060.48
2020	7640.95	4805.54
2025	8833.09	5805.69

Fuente: Muñoz y Vázquez (2012)

Es importante remarcar que las emisiones GEI proyectadas para la industria generadora de electricidad, no consideran el impacto que tendría la interconexión del sistema de Baja California al Sistema Eléctrico Nacional. En principio se espera que las emisiones se modifiquen debido a que la electricidad después del 2014 será generada por una mezcla más diversa de fuentes que podrían incluir carbón e hidroelectricidad.

4.1.3. Resumen del escenario inercial

Las condiciones del sector energético para Baja California bajo un escenario inercial para 2011-2025, se muestran en el cuadro 90. En breve, se espera que el sector eléctrico en Baja California incremente su capacidad instalada de 2,402 MW en 2011 a 4,266 MW en 2025, es decir a una tasa anual de 5.17%. La capacidad para el Estado se verá influida por la interconexión de 300 MW al Sistema Eléctrico Nacional programada para el 2014. La capacidad instalada aumentará debido principalmente a la instalación de ciclos combinados de mayor eficiencia (1,689 MW o 73 %) y centrales eoloeléctricas (320 MW o 14%). Así, el combustible de mayor participación para la generación de electricidad será el gas natural que crecerá a una tasa de 3.33 % al pasar de 269.0 en 2011 a 404.9 millones pies cúbicos en 2025. La demanda de electricidad también aumentará, a una tasa anual de 5.2 % a pasar de 2,237 MW a 3,992 MW en 2011 y 2025, respectivamente. El principal usuario de electricidad será el sector industrial.

Por su parte, para el sector transporte se espera que continúe el incremento exponencial en el consumo de gasolinas, dado que continuará incrementándose el parque vehicular y los recorridos individuales de los vehículos y no será contrarrestado con las mejoras en los rendimientos de los vehículos. Así, se espera que el consumo de gasolinas por el transporte terrestre pase de 4,273 en 2010 a 6,649 millones de litros por año en 2020, lo que representa un incremento anual de 5.56% (ver cuadro 90).

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

En términos ambientales, se espera que el aumento gradual en el deterioro ambiental provocado por las emisiones producto del transporte terrestre será de 123% mayor al actual y más de 7 veces mayor al de 1990 (Galindo *et al*, 2010). Sin embargo, acciones ya en marcha tendientes a controlar las emisiones atmosféricas tanto en fuentes móviles como de área reducirán las emisiones tal como se listan en el cuadro 91.

Cuadro 90. Resumen de las condiciones del sector energético para Baja California bajo un escenario inercial para 2011-2025.

Rubro donde se presenta aumento	Cantidad
Consumo total de gas natural,TJ	48,934
destinado a la generación de electricidad,TJ (96.5% del total)	47,227
Consumo de gasolinas, millones de litros	2,376
Capacidad instalada para generación de electricidad, MW	1,864
Ventas totales de electricidad, MWh	9,211,201
en el sector residencial,MWh (25.9% del total)	2,382,136
en el sector Industrial,MWh (71 % del total)	6,539,615

Fuente: Elaboración propia basada en datos descritos en este capítulo

Resumiendo las mejoras ambientales, se estima que si se mantiene el actual ritmo de pavimentación del programa PIPCA, se podrían evitar emitir al aire 68,339.2 tons de PM para el 2025, eso sin considerar la contribución de reducción por las calles pavimentadas por los municipios (ver cuadro 91). Por otro lado, la legislación que vuelve obligatoria la verificación vehicular -incluidos aquellos autos usados que se importan- tendrá impacto en la actual generación de emisiones atmosféricas, se espera reducciones de 209 ton. CO, 181 ton VOC, 159 ton NO_x y 4 ton PM para la región Tijuana-Rosarito en el periodo 2013 – 2025. En tanto la reducción en el mismo periodo para Mexicali sería de 20 ton. CO, 200 ton. COV, 108 ton. NO_x, 8 ton. PM y 4 CH₄ (ver cuadro 91).

Cuadro 91. Resumen de las mejoras ambientales para Baja California bajo un escenario inercial para 2011-2025

Reducciones debidas a	Cantidad, toneladas
Pavimentación	
PM ₁₀	68,339
Verificación vehicular	
CO	7,856
COV	15,098
NO _x	18,987
PM	849
CH ₄	127

Fuente: Elaboración propia basada en datos descritos en éste capítulo

Concentrándose específicamente en las emisiones de CO_{2eq}, se nota que las emisiones proyectadas en el inventario estatal de gases de efecto invernadero (Muñoz y Vázquez, 2012) para el sector energético, se verían reducidas tanto por la entrada del programa de verificación vehicular - en 89,455.40 ton. CO_{2eq} (Galindo *et al*, 2012)- como por la introducción de sistemas eléctricos usando fuentes de energía renovable mismas que evitarían la emisión de 2,231.2 tCO_{2eq} en la instalación de 1260 MW de capacidad instalada usando energía eólica en lugar de gas natural. Por su parte, en caso de la instalación de 320 MW usando energía eólica en lugar de gas natural, la reducción sería de 566.7 tCO_{2eq}. Ver cuadro 92.

Cuadro 92. Resumen de las emisiones de CO₂ eq. asociadas al sector energético en Baja California bajo un escenario inercial en el periodo 2011-2025

Toneladas de CO ₂ eq debidas al Transporte	Toneladas de CO ₂ eq asociadas a la Industria generadora de electricidad	Total ton. CO ₂ eq	Total GgCO ₂ eq	
3003224.6	2136448.8	5139673.4	5139.7	para 1206 MW
	2138113.3	5141337.9	5141.3	para 553MW

Fuente: Elaboración propia basada en datos descritos en este capítulo, Muñoz y Vázquez (2012) y Galindo et al (2012)

4.2. Escenario factible

Tomando el escenario inercial como la base de referencia hacia donde se dirigen acciones de mejora, se desarrollaron los posibles escenarios para modificar las tendencias históricas a través del uso eficiente y ahorro de la energía.

A lo largo de esta sección, las medidas sugeridas se detallan minuciosamente mas que para su implementación inmediata e inmodificable, para mostrar el nivel necesario de caracterización que las propuestas deben tener, ya que formarán una base referencial para la toma de desiciones. Así las medidas recomendadas, deben entenderse como un medio para cuantificar el impacto esperado del logro de cada una de ellas, o en su conjunto bajo escenarios agrupándolas en planes.

Para lograr estas medidas o metas se requieren establecer estrategias, cuya finalidad principal es la gestión de recursos financieros, apoyados por los ahorros logrados en la solución de problemas actuales, tales como evitar la nueva capacidad instalada, el ahorro en el consumo de gas natural, el aumento de los ingresos de exportación y reducir las emisiones en base en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y la emisión de certificados reducción (CERs) de gases de efecto invernadero.

Bajo el escenario factible las acciones adicionales de mejora para el sector energético en Baja California al 2025, se prepararon y agruparon para los subsectores de electricidad y transporte, en base a:

1. Nivel de relevancia social, ambiental y económica
2. Programación diferida o suspendida de acciones gubernamentales
3. Factibilidad económica de implementación

Debe remarcarse que éstas medidas no son limitantes, únicas, ni excluyentes; lo que se pretende demostrar es como el uso de los indicadores energéticos apoya la toma de decisiones respecto a dónde dirigir los recursos financieros limitados para lograr los mejores resultados económicos, ambientales, sociales y políticos.

4.2.1. Transporte

Bajo condiciones de crecimiento económico se espera que el incremento exponencial en el consumo de gasolinas sea más pronunciado que en el escenario inercial, en tanto que para condiciones de recesión es probable que la flota vehicular aumente en edad y que las medidas de verificación vehicular no sean implementadas o vigiladas en su aplicación. Ante cualquiera de las dos condiciones posibles se vislumbra que será necesaria una medida de mitigación adicional para moderar el consumo de combustible y deterioro ambiental en el Estado; aparte de la continuidad y reforzamiento del programa de verificación vehicular. La medida adicional identificada como óptima sería la introducción de transporte colectivo masivo en al menos las dos ciudades principales de Baja California: Mexicali y Tijuana.

4.2.1.1. Instalación de sistemas de transporte colectivo en el Estado

Se ha mencionado en el pasado la construcción de un tren ligero en Tijuana y de la entrada en operación de un metrobús en Mexicali, dichas obras se estiman que tomarían un año en realizarse.

El proyecto de la instalación de un tren ligero para Tijuana y metrobús en Mexicali está estimado en 5 mil quinientos millones de pesos. La inversión se amortizaría en 30 años y reduciría en 16% el número de usuarios de automóvil. Tal desplazamiento de autos se traduciría en la disminución de quema de combustibles fósiles, en particular la reducción de 380.16 millones de litros de gasolinas durante 2010-2020; esto evitaría la emisión de 679.8 Gg de CO₂e al año base 2010 en el mismo periodo; ver cuadro 93.

Cuadro 93. Propuesta de mitigación en el subsector transporte

Descripción:	Instalación de sistemas de transporte colectivo en el Estado; específicamente la instalación del tren ligero en Tijuana y de metrobús en Mexicali
Emisión a reducir o modificar	Disminución de la quema de combustibles por el transporte
Reducción CO ₂ eq.	679.8 mil toneladas
Costo:	5 mil quinientos millones de pesos
Amortización:	30 años
Programas asociados	Programa de verificación vehicular
Beneficios económicos y sociales:	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción del pago de subsidios a los combustibles - Población saludable - Transporte eficiente

Fuente: Muñoz *et al* (2010)

Es importante resaltar que la medida debe ir acompañada de:

- La implementación de un programa gubernamental para desalentar el uso de automóviles
- El reforzamiento del Programa de Verificación Vehicular en particular al flujo de autos provenientes de los Estados Unidos
- El retiro gradual de subsidios a la gasolina

4.2.2. Electricidad

Los valores de referencia para el sector eléctrico de los escenarios inerciales (ver cuadro 90), teniendo en cuenta todo el período de 2010 a 2025, alcanzan una inversión de 1634 millones de dólares, los gastos de gas natural importado de E.U. asciende a \$12.7 mil millones de dólares, no hay ingresos por bonos de carbono y tampoco hay ingresos por la exportación de E.U. al considerar la interconexión con el sistema de red nacional. Para mitigar el aumento en el consumo eléctrico se identifican siete acciones adicionales, cinco en la generación de electricidad y dos en el uso final de electricidad:

4.2.2.1. Generación de electricidad

Las siguientes medidas están dirigidas a las plantas generadoras de electricidad existentes en el Estado, y se encuadran dentro de los actuales programas federales de eficiencia energética:

1. Disminuir 50% los usos propios en los procesos de generación para pasar del 4% al 2% de la generación bruta al 2015
2. Abatir 30% los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución; actualmente del orden de 0.03 kWh/PIB al 2017
3. Amortiguar la participación del gas natural sustituyendo al 2019 el crecimiento de 500 MW de ciclo combinado con este combustible por generación con energías renovables
4. Reducir los impactos del precio del gas natural en el equivalente de una disminución de precio del 15% al 2014

El cuadro 94 muestra el potencial económico de cada medida para apoyar estos esfuerzos en base a los recursos liberados y la reducción de las emisiones. Del cuadro 94, se observa que reducir el costo del gas natural en 15% es el más atractivo por los recursos liberados, pero no disminuyen el impacto ambiental y por otra parte el logro de esto depende más del mercado internacional que de la planeación de la región. Desde el punto de vista de reducción de emisiones de CO₂, la medida 3 tiene el mejor equilibrio con la liberación de los recursos y refuerza las ventajas de inducir el uso de energías renovables considerando la condición favorable de la reserva geotérmica para continuar su explotación; en caso de que las condiciones de la reserva geotérmica disminuyan y las expectativas de crecimiento sean bajas, es probable que el espacio que ahora usa Cerro Prieto sea destinado a la instalación de sistemas de generación eléctrica via solar.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Cuadro 94. Potencial económico de las medidas dirigidas a la generación de electricidad

Medida	Millones de dólares					Miles de toneladas
	Ahorro por Inversión	Ingreso por Exportación neta	Ingreso por Bonos de carbón	Ahorro en gas natural	Total	Disminución de emisiones de CO ₂
1	\$ 31	\$ -	\$ 6	\$ 130	\$ 168	990
2	\$ 40	\$ -	\$ 8	\$ 169	\$ 217	1,286
3	\$ (259)	\$ -	\$ 9	\$ 513	\$ 263	1,494
4	\$ 0	\$ -	\$ -	\$ 1,784	\$ 1,785	0

Por otra parte la combinación de las acciones 1 y 2 manifiesta las ventajas del ahorro y uso eficiente de la energía.

Por otra parte, si consideramos la interconexión con el sistema nacional, el balance de capacidad instalada y el margen de reserva operativo sería en función de la misma y no de la capacidad instalada como sistema aislado y un esquema de importación-exportación con los E.U., el cual continuaría, pero en función de los productores privados. De no ocurrir éste enlace con el sistema nacional, éste esquema se presenta en el cuadro 95.

La acción de interconexión puede tener ventajas y desventajas tanto desde el punto de vista de tarifas (Horarios punta y costo de la demanda), como desde el punto de vista de tener un sistema con más opciones de intercambio, esto último enfatizando las energías renovables. Sin embargo esto tiene que ser analizado bajo una estrategia de cómo mitigar los impactos negativos y potenciar los positivos, sin dejar de lado que los energéticos son un factor importante en el desarrollo económico y social de una región cuidando no poner en riesgo la sustentabilidad de la misma.

Cuadro 95. Esquema de Importación y Exportación con E.U.

Medida	Millones de dólares					Miles de toneladas
	Ahorro por Inversión	Ingreso por Exportación neta	Ingreso por Bonos de carbón	Ahorro en gas natural	Total	Disminución de emisiones de CO _x
1	\$ 31	\$ 167	\$ 6	\$ 130	\$ 335	990
2	\$ 40	\$ 287	\$ 8	\$ 169	\$ 504	1,286
3	\$ (259)	\$ 1,473	\$ 9	\$ 513	\$ 1,736	1,494
4	\$ 0	\$ -	\$ -	\$ 1,784	\$ 1,785	0

Explotación de Biogas

Un biodigestor transformaría la basura en energía limpia, en éste caso biogás generado por desechos sólidos. La medida evitaría la emisión de 294.4 miles de toneladas de CO_{2eq.}; proveyendo electricidad a más de 10 mil hogares y generando un ahorro de más de 5 millones de pesos mensualmente, lo que llevaría a recuperar la inversión en un plazo de 5 años. De usar esa electricidad en el alumbrado público, se podrían encender 12 mil 200 luminarias que significan el 30% de la red municipal, ahorrando 33 millones de pesos del presupuesto anual asignado a dicho rubro. El costo de la instalación de un biodigestor para cada ciudad es de 20 millones por ciudad (ver cuadro 96). Es posible impulsar éste proyecto mediante recursos adicionales, incluidos mercados de bonos de carbono voluntarios y bajo el protocolo de Kioto.

Cuadro 96. Propuesta de mitigación en el subsector electricidad: Explotación de biogas

Descripción:	Instalación de biodigestor con capacidad de 7 MW para transformar los desechos sólidos en energía limpia
Emisión a reducir o modificar	Disminución de la generación de emisiones GEI por disposición inadecuada de desechos sólidos
Reducción CO _{2eq.}	294.4 miles de toneladas anuales
Costo:	60 millones de pesos
Amortización:	20 años
Programas asociados	Programa integral de gestión de residuos sólidos
Beneficios económicos y sociales:	- Energía limpia - Población ambientalmente educada

Fuente: Muñoz *et al* (2010)

Al mismo tiempo, se propone el uso de desechos orgánicos sólidos recolectados por los sistemas de basura municipal, para que se abonen y fertilicen tierras urbanas inhabitadas. Diariamente se recuperarían 3 mil 562 toneladas de residuos sólidos de los cuales 50% corresponde a desechos de jardines y comida. Si se usa una combinación de estos para crear capas de un espesor mínimo de 50 centímetros que cubran las tierras urbanas abandonadas se estará optando por emitir CO₂ en vez de metano. Además que se prepararía la tierra para la conservación y la captación de agua. Los municipios cuentan ya con incineradores y sistemas de colecta de basura. Además el bando municipal señala a los trabajadores de limpia como los indicados para rehabilitar estos baldíos, por lo que no hay costos extras al gasto corriente. Si se incorpora esta propuesta, y se usa el 10% de los desechos de jardinería y comida para el abono de la tierra, se estaría impidiendo adicionalmente la emisión de 1000 toneladas anuales de CO₂.

4.2.2.2 Uso final de electricidad

Industrial

Reducir en 20% la tasa de crecimiento del consumo del sector industrial de tal forma de lograr que la Intensidad Energética de la Mediana Industria (Media Tensión) actualmente en 0.31 kWh/PIB alcance valores similares a los de la Gran Industria (Alta Tensión) actualmente del orden de 0.03 kWh/PIB (ver cuadro 97).

Cuadro 97. Propuesta de mitigación en el subsector electricidad: Uso final en la industria

Descripción:	Diseños de producción limpia, incorporación de programas de ahorro eléctrico, verificación de eficiencia de equipos y máquinas
Reducción CO _{2eq.}	7 mil 344 Toneladas mensuales
Costo:	18 a 27 mil dólares por empresa
Tiempo de cobertura:	Entre 6 meses y dos años por empresa
Amortización:	Alrededor de 18 meses
Programas asociados:	Programa de industria limpia
Beneficios sociales:	Disminución en las afectaciones físicas por manejo de residuos, mayor empleo relacionado a un incremento en la eficiencia por pieza
Beneficios económicos:	616 mil 896 anuales

Fuente: Muñoz *et al* (2010)

Residencial

Disminuir el consumo energético del sector residencial es posible en tanto la aplicación estricta de los programas federales en aislamiento térmico de la CFE, particularmente en Mexicali.

En esa ciudad, 20% de la población gana el salario mínimo; y son particularmente impactados por la adquisición de energía al punto que cerca del 50 % se destina al pago de electricidad. Hacia 2005, ésta población habitaba 43,782 viviendas, cada una consumiendo 659 KWh por mes; dando un total de 28,852 MWh mensual; esta genera 12,464 tCO₂ eq. anuales.

El consumo promedio de electricidad se divide de la siguiente manera: 54% es para enfriamiento, 12.9% es para refrigeración, 6.6% es para alumbrado; el 26% restante es para otros usos (Suastegui, 2011). Cómo se observa el mayor consumo de electricidad se destina a hacer funcionar aires acondicionados para enfriar las viviendas. Entre 50 a 75% de la temperatura en la vivienda es absorbida por el techo; el resto es absorbida por paredes, puertas y ventanas (CAEMM, 1991).

Así, se reconoce que para evitar pérdidas de temperatura el techo debe ser aislado térmicamente, tal medida repercutiría en la reducción de hasta 30% del consumo de electricidad destinada a hacer funcionar aires acondicionados (De Buen, 2006).

Considerando las cifras anteriores, el total de consumo de electricidad por mes destinada al enfriamiento es 15,580.26 MWh. Si cada una de las 43,000 viviendas reduce en 30% su consumo de electricidad, 4,674.07 MW podrían ahorrarse mensualmente. Si éste valor se multiplica por el factor de emisión para generación de electricidad en Baja (0.432 tCO₂e por MW producida). 12,115.18 tCO₂e se mitigarían durante los meses de verano. Esta medida requeriría de una inversión inicial de 10,000 pesos por vivienda, misma que podría recuperarse en 10 años. Por otro lado, la reducción de emisiones podría certificarse y venderse tanto en mercados regulados (MDL) como no-regulados. Considerando un escenario donde 20 % es vendida en mercados regulados y 80 % en mercados no-regulados a US\$15 y US\$5, respectivamente; entonces se recaudarían US\$84,806.17 (Muñoz y Lejano, 2012).

Tomando en cuenta el precio oficial para la tarifa residencial de 0.74 pesos por KWh, 20,752,870 pesos se ahorrarían por la reducción de electricidad por aislamiento térmico de techos; esta medida, sin duda sería en beneficio de la población más necesitada en la Ciudad de Mexicali.

4.2.3. Resumen del escenario factible

Las condiciones del sector energético para Baja California bajo un escenario factible para 2011-2025, se muestran en el cuadro 98. En breve, se espera que la participación de Ciclo Combinado aunque aún mayoritaria se reducirá a un 55% (1,268 MW); la participación de una mezcla de fuentes renovables bajo éste escenario aumenta a 36 % (820 MW), con una participación de eoloelectrica de al menos 14% (320 MW). Un cambio menor en términos de contribución a la capacidad instalada (1%) pero significativo en términos ambientales; es la participación del biogas para la generación de electricidad; y quizás la formalización de sistemas eléctricos fotovoltaicos aunque sea a nivel piloto.

Con todo, el combustible de mayor participación para la generación de electricidad seguirá siendo el gas natural aunque bajo el escenario factible crecerá moderadamente al pasar de 269 en 2011 a 305 millones pies cúbicos en 2025. La demanda de electricidad también aumentará en el escenario factible, aunque con una reducción de 54% en todo el periodo debido a eficiencia energética en la industria y en menor grado en viviendas por aislamiento térmico.

En el sector transporte se espera que continúe el incremento exponencial en el consumo de gasolinas en Baja California, aunque debido a la implementación de transporte masivo colectivo en Tijuana y Mexicali, se espera una reducción de 1063.8 millones de litros de gasolinas durante el periodo 2010-2020 (ver cuadro 98).

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

Cuadro 98. Resumen de las condiciones del sector energético para Baja California bajo un escenario factible para 2011-2025.

Rubro donde se presenta aumento	Cantidad
Consumo total de gas natural,TJ	31,586
destinado a la generación de electricidad,TJ (96.5% del total)	29,980
Consumo de gasolinas, millones de litros	1,995.8
Capacidad instalada para generación de electricidad, MW	1,878
Ventas totales de electricidad, MWh	4,214,922
en el sector residencial,MWh (25.9% del total)	2,382,122
en el sector Industrial,MWh (71 % del total)	1,543,349

Fuente: Elaboración propia basada en datos descritos en este capítulo

En términos ambientales, el escenario factible supone que los programas de verificación vehicular y de pavimentación continuarán y que las condiciones ambientales mostradas en el cuadro 91, se repiten para el escenario factible. Si bien los contaminantes atmosféricos no varían, si lo hacen notablemente las emisiones GEIs por las medidas discutidas a la largo de esta sección, como se muestra en el cuadro 99.

Cuadro 99. Resumen de las emisiones de CO₂ eq. asociadas al sector energético en Baja California bajo un escenario factible en el periodo 2011-2025.

Toneladas de CO ₂ eq debidas al Transporte	Toneladas de CO ₂ eq asociadas a la Industria generadora de electricidad	Total ton. CO ₂ eq	Total GgCO ₂ eq
2,323,384.6	1,358,849	3682234	3,682 para 1206 MW
	1,360,514	3683898	3,684 para 553MW

Fuente: Elaboración propia basada en datos descritos en este capítulo, Muñoz y Vázquez (2012), Galindo et al (2012), Muñoz et al (2011)

4.3. Comparación entre escenarios inercial y factible

Los escenarios descritos anteriormente suponen una base socioeconómica común, respetando en cada caso las proyecciones federales al periodo 2010-2025 y usando los resultados encontrados en este estudio. Las diferencias entre estos se dan en tres rubros:

1. Porcentaje de energía no basada en el carbono en la generación de la electricidad. En el escenario inercial hay una contribución de 73% de gas natural y 14% eólico ambos mayoritariamente desarrollados por PIE; en tanto que el escenario factible la contribución de gas natural se modera a 55 % conservándose la contribución por aerogeneración ambos manejados por PIE; en este caso se considera una contribución de 22% de fuentes renovables distintas a la energía eólica, 1% de biogas y una entrada de energía solar aun en fase de planta piloto, en manos del sector público.

2. Reducción de la demanda energética. El escenario inercial considera la continuidad de programas federales de eficiencia energética en el subsector electricidad y un programa estatal de verificación vehicular; que aunque en la dirección adecuada no serán suficientes para impactar visiblemente la demanda energética en el Estado debido al crecimiento poblacional. Por otro lado, el escenario factible considera una mayor reforzamiento de la aplicación de las medidas de eficiencia energética para

reducir el consumo de electricidad (para uso de aire acondicionado en Mexicali) y la introducción de sistemas de transporte masivo, la última acción disminuirá en 16% el consumo de gasolinas.

3. Reducción de las emisiones GEIs. El escenario inercial muestra una mejora en la calidad del aire debido a la existencia y continuidad de programas tanto en el subsector eléctrico como el de transporte; mientras que el escenario factible con las medidas adicionales descritas probablemente se reduzcan en 28% las emisiones de CO_{2eq}.

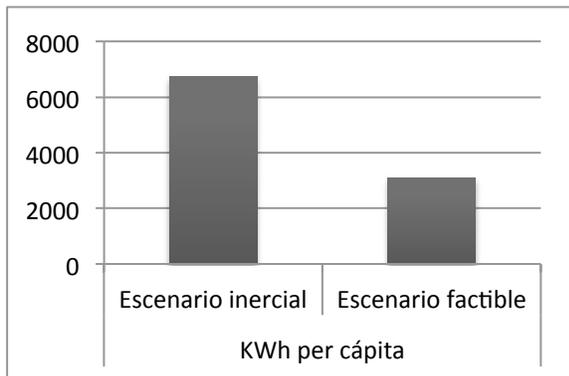
Dadas estas diferencias, es posible comparar los escenarios usando los siguientes indicadores de sustentabilidad energética:

- Uso Global
- Eficiencia de suministro
- Uso final
- Diversificación (Mezcla de combustibles)
- Cambio climático

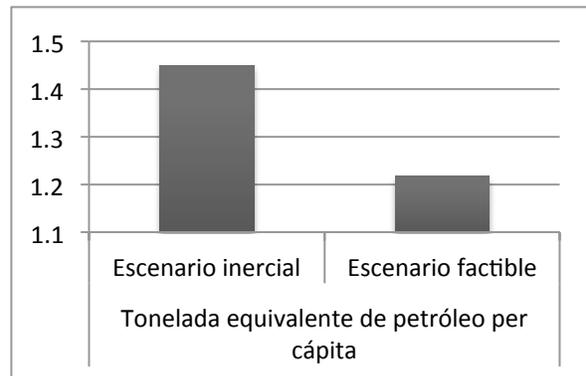
4.3.1. Uso Global

Como se aprecia en la Figura 24, el escenario factible presenta un mejor desempeño en el consumo tanto de electricidad como de gasolina por habitante; considerando que el crecimiento poblacional en el periodo de 2010-2025 aumentó en 1,363,287 habitantes.

Figura 24. ECO1. Comparación del indicador "Uso de energía per cápita" en Baja California, 2010-2025 para escenarios inercial y factible



Fuente: elaboración propia en base a datos presentados en este capítulo



a) electricidad, KWh per cápita

b) energía, tep per cápita

4.3.2. Eficiencia de suministro

El escenario factible presenta un mejor desempeño en el indicador “ECO3: Eficiencia de conversión y distribución de energía” al abatir 30% los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución; actualmente del orden de 0.03 kWh/PIB. La medida trae otros beneficios tales como el ahorro de consumo de gas natural y disminución de la generación de gases de efecto invernadero (ver cuadros 94 y 95).

4.3.3. Uso final

El escenario factible presenta un mejor desempeño en el indicador “ECO6: Intensidad energética industrial” particularmente al reducir en 20% la tasa de crecimiento del consumo del sector industrial de tal forma de lograr que la Intensidad Energética de la Mediana Industria (Media Tensión) actualmente en 0.31 kWh/PIB alcance valores similares a los de la Gran Industria (Alta Tensión) actualmente del orden de 0.03 kWh/PIB; para el período 2010-2025.

4.3.4. Diversificación (Mezcla de combustibles)

El escenario factible presenta un mejor desempeño en los indicadores “ECO11: Porcentajes de combustibles en la energía y electricidad”, “ECO12: Porcentaje de energía no basada en el carbono en la energía y la electricidad” y “ECO13: Porcentaje de energías renovables en la energía y la electricidad”, debido a que en el escenario inercial hay una contribución de 73% de gas natural y 14% eólico; en tanto que el escenario factible la contribución de gas natural se modera a 55 % conservándose la contribución por aerogeneración; en este caso se considera una contribución de 22% de otras fuentes renovables y 1% de biogas.

4.3.5. Cambio climático

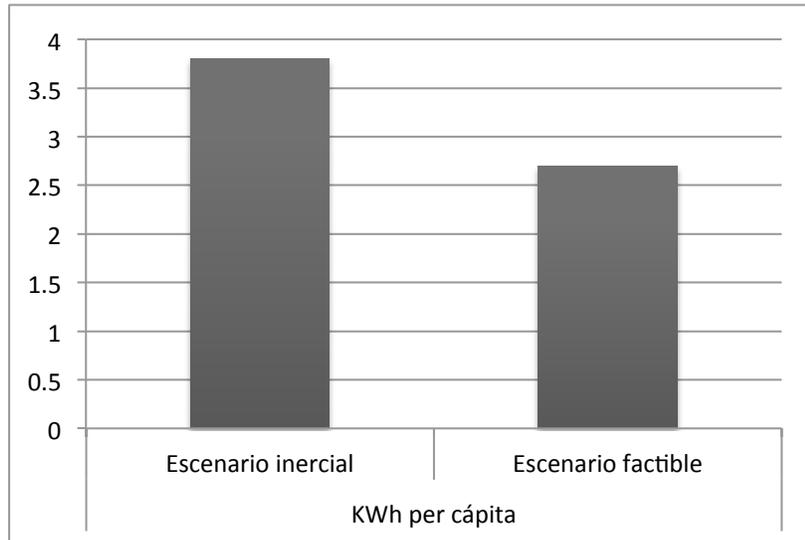
El escenario factible presenta un mejor desempeño en el indicador “ENV1: Emisiones de gases de invernadero (GHG) por la producción y uso de la energía per cápita”, como se muestra en la Figura 25.

4.4. Conclusiones

Como puede apreciarse a lo largo de éste trabajo, el desarrollo del sector energético en Baja California es posible bajo un escenario diferente al dictado por la tendencia histórica.

Bajo un escenario alternativo es posible el crecimiento sustentable al mismo tiempo que se mantiene y potencian las actividades económicas; y se provee suministro a la población respetando al medio ambiente. El escenario aquí denominado factible es probable dentro del contexto actual, con el reforzamiento de programas gubernamentales existentes y puesta en marcha de planes aplazados.

Figura 25. ENV1. Comparación del indicador "Emisiones GEI per cápita" en Baja California, 2010-2025 para escenarios inercial y factible



Fuente: Elaboración propia con datos presentados en este capítulo

Se recomienda llevar a cabo las siguientes actividades -todas factibles de alcanzar en el periodo 2010-2025-:

Respecto a la flota vehicular:

Considerando el incremento exponencial del consumo de gasolinas en el transporte terrestre de Baja California, y el aumento del parque vehicular, así como los recorridos individuales de los vehículos y que no sea contrarrestado con las mejoras en los rendimientos de los vehículos; se espera que el consumo por transporte terrestre alcance 6,649 millones de litros por año en 2020; tomando en cuenta adicionalmente que el transporte es responsable del 59% de las emisiones GEIs, es crucial que se diseñen programas integrales que incluyan el transporte masivo, la aplicación cabal de la verificación vehicular, planeación del desarrollo urbano con un enfoque de densificación, estableciendo metas anuales en base al desempeño de indicadores energéticos.

Respecto a la electricidad

- En la generación es recomendable disminuir los usos propios en el proceso de generación y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución fijando metas anuales; amortiguando la participación del gas natural sustituyendo las plantas programadas de 2015 al 2025 con Gas Natural por sistemas de Energías Renovables con probabilidad de cobeneficios
- En el consumo es aconsejable reducir la tasa de crecimiento del consumo del sector industrial en particular la Intensidad Energética de la Mediana Industria (Media Tensión) de manera que se asemeje a la de la Gran Industria. De igual manera hay que moderar el uso final de electricidad en las viviendas, y del sector público mediante la aplicación gradual de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía en los subsectores hidráulico, educación y alumbrado público, estableciendo metas específicas en los planes de desarrollo sexenales.

Perfil Energético 2010-2020 para Baja California.

5. Referencias

- Adee, Sally and Samuel K. Moore. 2010. "The Power of Water In the American Southwest, the energy problem is water." IEEE Spectrum 47 (6):30-39.
- Alnatheer O. 2005. The potential contribution of renewable energy to electricity supply in Saudi Arabia, Energy Policy 33, 2298-2312.
- Alonso, E.H. 1988. "Cerro Prieto: una alternativa en el desarrollo energético", Memoria de la Reunión Nacional Sobre la Energía y el Confort, Instituto de Ingeniería, Universidad Autónoma de Baja California (UABC), Mexicali, B.C., México: 314-319 .
- Ayala Gaytán, E. y L. Gutiérrez González. 2004. "Distorsiones de la política de precios de la gasolina en la frontera", Frontera Norte, Vol. 54, núm. 8, pp. 704-711.
- Castañeda, Alejandro y Georgina Kessel. 2003. Autonomía de gestión de PEMEX y CFE. Gestión y Política Pública, primer semestre, año/vol. XII, número 001. Centro de Investigación y Docencia Económica, A. C. México. Pp. 81-92
- Centro Mario Molina. 2007. Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Estado de Baja California 2005. Secretaría de Protección al Ambiente de Baja California
- CFE (Comisión Federal de Electricidad). s/a. Estadísticas por Entidad Federativa (sector eléctrico nacional) 2008. México, 43 páginas.
- CFE (Comisión Federal de Electricidad). 1993. Interview with the author (27 September).
- Comisión para el ahorro de energía del municipio de Mexicali (CAEMM), 1991. Alternativas de adecuación ambiental en la vivienda, para el ahorro de energía en la ciudad de Mexicali, Centro de estudios para el desarrollo de la administración municipal, A.C., Mexicali, Baja California. Marzo 1991
- CONUEE (Comisión Nacional para el uso Eficiente de la Energía). 2009. Portal de la Comisión Nacional para el uso Eficiente de la Energía, en <http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/Que_es_conae>, consultado el 24 de Marzo de 2009.
- De Buen, Odón. 2006. "Alternativas energéticas para combatir el cambio ambiental global", en Más allá del cambio climático: las dimensiones psicosociales del cambio ambiental global. Compilador: Urbina S., Javier y Julia Martínez, Secretaría de medio ambiente y recursos naturales, Instituto nacional de ecología, UNAM: Facultad de psicología, México. 2006
- D'Sa, A. 2005. Integrated resource planning (IRP) and power sector reform in developing countries Energy Policy 33, 1271–1285.

- Energía Costa Azul. 2005. Presentación “Proyecto Energía Costa Azul”, noviembre de 2005. Disponible en <http://www.energiacostaazul.com.mx/Spanish/videos.htm>, consultado el 19 de agosto de 2011.
- EPRI (Electric Power Research Institute). 2002. Water & Sustainability (Volume 3): U.S. Water Consumption for Power Production—The Next Half Century, EPRI, Palo Alto, CA: 2002. 1006786.
- ERG, ICAR y TransEngineering el Paso Texas. 2009. 2005 Mexicali Emissions Inventory.
- Galindo Duarte M., Santos Gómez Ma. A. y Benites Zamora J. L. 2010. “Primer reporte de avances de la mesa de Transporte Terrestre del Plan Estatal de Acción Climática de Baja California”. Secretaría de Protección al Ambiente del Gobierno del Estado de Baja California
- Galindo Duarte M., Santos G. Ma. de los A. y Benites Z. J. L., 2012. Emisiones de Gases Efecto Invernadero del Transporte en Baja California, una muestra de la contribución al cambio climático, en El Embate del Cambio Climático en Baja California, en proceso de edición
- Galindo L. M. (coord.) 2009. La Economía del Cambio Climático en México. Gobierno Federal, SHCP y SEMARNAT.
- Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG). 1994. Panfleto publicitario sobre el campo geotermoeléctrico Cerro Prieto. Residencia General de Cerro Prieto Mexicali, Compañía Federal de Electricidad, Baja California, México.
- Gonzalez R. S. 2009. Aspectos sociodemográficos de la Frontera Norte in Rangel G. and Hernandez M. (coordinators). Condiciones de salud en la frontera norte de México. Secretaría de Salud, Comisión de Salud Fronteriza México-Estados Unidos, Instituto Nacional de Salud Pública, El Colegio de la Frontera Norte. 17-38.
- Gutierrez, P. T., 2008. Seminario sobre calidad del aire organizado por CENICA. Director del Instituto de Meteorología de la República de Cuba. comentario personal, México, D.F.
- Hiriart, G. & Del Río, L. 1995. Mexican experience in geothermal power generation. Proceedings of the World Geothermal Congress, Florence, Italy, 18.-31.5.1995, 2025-2030.
- Huacuz, J., 1995. “Non-Fossil Fuel Based Energy Sources.” in Energy and Environment in the California-Baja California Border Region, A. Sweedler, P. Ganster, and P. Bennett, eds. San Diego: IRSC, SDSU Press: 133–40.
- Ibarra Salazar J. y Sotres Cervantes L. 2008. “La demanda de gasolina en México. El efecto en la frontera norte”. Frontera Norte, Vol. 20, Núm. 39, Enero-Junio.

- International Energy Agency (IEA). 2009. World Energy Outlook. ISBN 978-92-64-04560-6. 578 páginas. En <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/weo2008.pdf>. Consultado en julio de 2011.
- International Energy Agency (IEA). 2008. World Energy Outlook. ISBN 978-92-64-06130-9. 698 páginas. En <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/weo2009.pdf>. Consultado en julio de 2011.
- IPCC, 2006a. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 2: Stationary combustion.
- IPCC, 2006b. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 3: Mobile combustion.
- IIS-UABC, 2004. Estudio para la Evaluación de Impacto del Programa Integral de Mejoramiento de Calidad de Vida. Convenio de Colaboración Específico. Reporte Final. 22 de noviembre del 2004
- LT Consulting, 2010, Inventario de emisiones a la atmósfera de los municipios de Tijuana y Playas de Rosarito, financiado por BECC, COCEF, CARB, Tijuana, Baja Cfa., México.
- Martínez Fernández, Manuel. 2010. Planeación energética en México y sus futuros. Revista Digital Universitaria. Volumen 11 número 10, ISSN 1067-6079. 24 páginas. Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM. México. <http://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art94/art94.pdf>
- Mendoza-Rangel Ernesto y Hernández-Ayala Cuauhtémoc, 2004. La protección ambiental en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Geotermia, Vol. 17, No. 1, Julio-Diciembre de 2004. Pg. 2 – 9
- Miller J. and Awad M. 2002. Assessment of the Ability of the CFE System to Support the San Diego Area During Outages of the Southwest Power Link. California ISO. Available at <http://www.caiso.com/docs/2002/05/07/200205070831108929.pdf>
- Muñoz Meléndez G. 2011. “Capítulo IV. El sector eléctrico mexicano ante el protocolo de Kioto y el cambio climático global” en Gonzales Ávila M., Muñoz Meléndez G y Ortega A (eds.). “Hacia la sustentabilidad ambiental de la producción de Energía en México”. El Colegio de la Frontera Norte/CIBNOR.
- Muñoz Meléndez G. y Lejano R. 2012. “Scenario-Building for CDM and AB 32 Carbon Trading in the California-Baja Region”. El Colegio de la Frontera Norte and University of California at Irvine. Final report for UCMexus.
- Muñoz Meléndez G., Quintero-Nuñez M., and Pumfrey R. 2012a. “ Chapter IX. Air quality at the U.S.-Mexican border; current state and future considerations

towards sustainability” in Lee E. & Ganster P (eds.) The U.S.-Mexican border environment: Progress and Challenges for Sustainability. SCERP Monograph Series, no. 16. San Diego State University press. U.S.A. pg. 219-266.

Muñoz-Meléndez G., Quintero-Nuñez M., Sweedler A. 2012b. “Chapter XI. Energy for a Sustainable Border Region in 2030” in Lee E. & Ganster P (eds.) The U.S.-Mexican border environment: Progress and Challenges for Sustainability. SCERP Monograph Series, no. 16. San Diego State University press. U.S.A. pg. 289-326.

Muñoz Meléndez Gabriela y Vázquez Betania, 2012. Inventario de Gases Efecto Invernadero del Estado de Baja California para el periodo 1990-2005, con proyecciones a 2050. El Colegio de la Frontera Norte

Muñoz Meléndez G., Vázquez González B. y Castillo Benítez F. 2010. Propuestas de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático para Baja California preparado por El Colegio de la Frontera Norte para Secretaría de Protección al Ambiente del Gobierno del Estado de Baja California; como parte del Programa de Acción contra el Cambio Climático.

Ocampo, D.J. de D., 2011. Extracción de minerales de salmueras geotérmicas. Memoria del XX Congreso Int. en Metalurgia Extractiva, 8-20 mayo, Hermosillo, Sonora, Mexico.

Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas (UNDESA), Agencia Internacional de la Energía, EUROSTAT, y la Agencia Europea del Medio Ambiente, 2008. Indicadores Energéticos del Desarrollo Sostenible: Directrices y Metodologías. OIEA.

Olivieri, F., Quiñónez, L.P. and Uribe, J. 2001. "Proyecto Gasoducto Baja Norte"

PEMEX (2010). Memoria de labores. 2009. Dirección Corporativa de Finanzas, México. 314 páginas.

Quintero, N.M., and Rivas L.M.. 1995. “Microhydroelectric Plants in the Valley of Mexicali.” In Energy and Environment in the California-Baja California Border Region, A. Sweedler, P. Ganster, and P. Bennet, eds. San Diego: IRSC and SDSU Press:129-32.

Quintero N. Margarito. 2005. R. S. Baja 051805, Chapter 6, Renewables in Baja California.

Ramírez H. J., 1997. Estudio de las relaciones hidrogeológicas del acuífero superior del valle de Mexicali con aguas geotérmicas superficiales. Tesis doctoral. Universidad de Alcalá de Henares, España.

- Rosas J. José Antonio y Rodríguez M. Nicolás (S/A), Gasolinas. IV Evolución de los requerimientos de calidad de los productos petrolíferos (tercera parte). Revista Octanaje 13 Gasolinas. <http://www.ref.pemex.com/octanaje/13gas.htm>
- SDE (Secretaría de Desarrollo Económico) Gobierno del Estado de Baja California,. 1999. "Estudio sobre el Análisis de las tarifas industriales eléctricas de Baja California". Agosto, Mexicali, Baja California, México.
- SEDECO (Secretaría de Desarrollo Económico). 2008. Guía del inversionista para Baja California 2008. Gobierno del Estado de Baja California.
- SENER (Secretaría de Energía). 2007. Programa Sectorial de Energía. México. Disponible: http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub.
- SENER (Secretaría de Energía). 2008. Estudio sobre tarifas eléctricas y costos de suministro, Junio de 2008.
- SENER (Secretaría de Energía). 2010a. Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables. Primera edición, México
- SENER (Secretaría de Energía). 2010b. Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025, Primera Edición, México. Disponible: http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub.
- SENER (Secretaría de Energía). 2010c. Prospectiva del mercado de gas natural 2010-2025, Primera Edición. Disponible: http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/
- SENER (Secretaría de Energía). 2010d. Prospectiva de Petrolíferos 2010-2025
- SENER (Secretaría de Energía). 2002. Perfil energético de América del Norte. Primera edición. México. Disponible en línea en www.energia.gob.mx.
- SENER (Secretaría de Energía). 2007. Prospectiva del mercado de gas licuado de petróleo 2007-2016.
- SENER (Secretaría de Energía). 2008. Estudio sobre tarifas eléctricas y costos de suministro, Junio de 2008.
- SENER (Secretaría de Energía). 2010a. Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.
- SENER (Secretaría de Energía) & GTZ (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH). 2006. Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. pp. 27.

- Shandilya P., S.S. Phogat, G.S. Mahal, S. Balaji and Sudhir Bhartiya. 2006. Collection, handling and treatment of liquid effluents in thermal power plant. BHEL Journal. Vol. 27, número 2. Pág. 45-55.
- SPA, 2012. Presentación del Programa de Verificación Vehicular. Reunión del Equipo de Trabajo de Calidad del Aire de Mexicali y Valle Imperial, Mexicali, B.C. 9 febrero.
- Suastegui, Jose A., et al. [Ponencia], 2011, Impacto familiar del uso eficiente de energía: El caso del Programa ahorro sistemático integral en Mexicali, Baja California, México. Universidad Autónoma de Baja California, The institute for bussines & finance reseach, Las Vegas, Nevada. Enero, 2011
- Toscano, L., Montero, G., Stoytcheva, M., Campbell, H. y Lambert, A. 2011. Preliminary assesment of biodiesel generation from meat industry residues in Baja California, Mexico. Biomass and Bioenergy. 35: 26-31.
- UABC. 2006. Actualización de la planificación energética de las ciudades de Mexicali y Tijuana Baja California. Reporte final.
- UNFCCC. 2005. AWMS Methane Recovery Project MX05-S-11, Baja California, México.
- United Nations (UN) & International Atomic Energy Agency (IAEA). 2007. Energy Indicators for Sustainable Development: Country Studies on Brazil, Cuba, Lithuania Mexico, Russian Federation, Slovakia and Thailand.
- U.S. Energy Information Administration, Prices of the U. S. Natural Gas Exports. Disponible en <http://tonto.eia.gov/dnav/ng/hist/n9130us3a.htm>, consultado en julio de 2011.
- United States, Securities and Exchange Commission. 2011. Washington DC 20549. Form 10-Q Quarterly Report Pursuant to Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934 for the quarterly period ended June 30, 2011. <http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/86521/000008652111000069/sre63011q2.pdf> Consultado el 20 de agosto de 2011.
- Valdez-Vázquez, I. Acevedo-Benítez, J.A., Hernández-Santiago, C. 2010. Distribution and potencial of bioenergy resources from agricultural activities in Mexico. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 14: 2147-2153.
- West J. Jason, Osnaya Patricia, Laguna Israel, Martínez Julia, and Fernández Adrián. 2003. Co-control of Urban Air Pollutants and Greenhouse Gases in Mexico City. Instituto Nacional de Ecología, México.
- WB (The International Bank for Reconstruction and Development/ The World Bank Group). 2006. World Bank Group Progress on Renewable Energy and Energy Efficiency Fiscal Year 2006, Washington.