

Impactos económicos, ambientales y sociales del desarrollo geotérmico y del ahorro y uso eficiente de la electricidad en Baja California, México

Héctor E. Campbell R.¹, Gisela Montero A.¹, y Alejandro A. Lambert A.²

¹Instituto de Ingeniería, UABC, ²Facultad de Ingeniería Mexicali, UABC. Correo:

hecr@iing.mx1.uabc.mx

Resumen

Se presenta un ensayo de Planeación Eléctrica para Baja California, México, que incluye el diagnóstico de producción y consumo eléctrico 1994-2005, la prospectiva al año 2025 manteniendo las tendencias históricas, y la planeación sistémica al incidir en la prospectiva mediante acciones de ahorro y uso eficiente de la electricidad y el incremento de la participación de la geotermia. El diagnóstico indica que en 1998 la capacidad geotermoeléctrica representaba el 57%, y para el 2004 el 73% estaba basado en gas natural, aumentando la dependencia energética. La generación cambió de una relación de 2 a 1 de vapor geotérmico a combustóleo hacia 1 a 1 de geotermia a gas natural. El costo unitario de energía del gas natural con una eficiencia de 50% es 24 veces el costo de la misma unidad de vapor geotérmico con 16% de eficiencia. Generar con combustóleo o gas natural en turbinas simples cuesta el doble que con gas natural en ciclo combinado, mientras que con vapor geotérmico cuesta tres veces menos. Al disminuir la participación geotérmica los costos de producción de electricidad se incrementaron para llegar en el 2005 a 122.80 USD/MWh. La salida del combustóleo disminuyó las emisiones de SO_x de 4.16 kg/MWh a 0.19 kg/MWh. Los ciclos combinados con gas natural abatieron las emisiones relativas de NO_x y CO₂ en 30%, pero las 2.6 millones de toneladas anuales de CO_x no variaron significativamente. La geotermia evita que se quemen anualmente 20 millones de barriles equivalentes de petróleo. La Prospectiva 2005-2025 implica para Baja California instalar 4,500 MW adicionales para alcanzar 7,200 MW. La matriz energética se transformará dependiendo más del gas natural que incrementará su participación del 60% al 86%. La geotermia disminuirá su participación en la capacidad instalada al 10%, eliminando su efecto amortiguador en el costo de producción. Las emisiones de SO_x se mantendrán en 2,200 toneladas por año (t/a) emitiéndose principalmente por la geotermoeléctrica, las de NO_x aumentarán de 6,000 t/a en el 2005 a 24,000 t/a en el 2025, y las de CO_x se incrementarán de 3.4 millones de t/a en 2005 a 12.7 millones de t/a en 2025. El costo de generación será afectado por los cambios en la matriz energética al predominar el uso del gas natural. En términos absolutos aumentará de 648 millones de dólares en 2005 a 2,273 millones de dólares en 2025. El costo de generación dependerá en 70% del uso de gas natural. En la Planeación Sistémica las metas planteadas se orientaron a: a) reducir los usos propios en los procesos de generación, b) reducir los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución, c) reducir la tasa de crecimiento del consumo del sector industrial, y d) incrementar la participación de la geotermia. Comparando la Planeación Sistémica con la Prospectiva, incrementar la geotermia en 500 MW aumenta las inversiones pero el balance por las exportaciones netas, bonos de carbono y disminución del consumo de gas natural indica un ahorro total de 11,000 millones de dólares y una disminución de 2.3 millones de toneladas de CO_x. Este crecimiento geotérmico combinado con las acciones de ahorro y uso eficiente de la electricidad resultó el plan mejor evaluado, con un ahorro total de 13,500 millones de dólares y una disminución de emisiones de 8.5 millones de toneladas de CO_x.

Economic, environmental and social impacts of geothermal development, and energy savings and efficient use of power in Baja California, Mexico

Abstract

This paper presents an essay of Electrical Planning for Baja California, Mexico, which includes the diagnosis of power production and consumption 1994-2005, the prospective to 2025 by maintaining the historical trends, and a systemic planning and its impact on the prospective through actions of energy savings and energy efficient use, combined with an increase of geothermal energy participation. The diagnosis indicates that geothermal capacity in 1998 accounted for 57%, and by 2004, 73% was based on natural gas and it increased the energy dependence. The generation was changed from a ratio of 2 to 1 of geothermal steam to fuel oil into 1 to 1 of geothermal to natural gas. The unit cost of natural gas energy with an efficiency of 50% is 24 times the cost of the same unit of geothermal steam with 16% efficiency. Power generation, with fuel oil or simple cycle turbines firing natural gas, costs twice that combined cycle turbines, while the costs are three times less with geothermal steam. In 2005, as a consequence of a minor contribution of geothermics in total power generation, production costs were increased to reach 122.80 USD/MWh. The replacement of fuel oil, as power fuel, decreased SO_x emissions from 4.16 kg/MWh to 0.19 kg/MWh. The combined cycle firing natural gas diminished the relative emissions of NO_x and CO₂ by 30%, but the 2.6 million tons of CO_x that give off each year no vary significantly. Geothermal energy utilization avoids burning 20 million barrels of oil equivalent annually. The Prospective 2005-2025 indicates that Baja California requires install 4,500 MW more to reach 7,200 MW. The energy portfolio will become more dependent on natural gas that will increase its share from 60% to 86%. Geothermal energy will decrease their participation in installed capacity to 10%, eliminating the damping effect on the cost of production. SO_x emissions will remain at 2,200 tons per year (t/a) emitted mainly from geothermal-electric units, NO_x emissions will increase from 6,000 t/a in 2005 to 24,000 t/a in 2025, and CO_x will rise from 3.4 million t/a in 2005 to 12.7 million t/a in 2025. The cost of generation will be affected by changes in the energy matrix, and the use of natural gas will be predominant. In absolute terms it will increase from 648 million USD in 2005 to 2,273 million USD in 2025. The cost will depend up to 70% on natural gas usage. The proposed goals of the Systemic Planning are focused on: a) reduce the own uses in the processes of generation, b) reduce the own uses and losses in transmission and distribution processes, c) reducing the rate of growth of consumption industrial sector, and d) increasing the participation of geothermal energy. Comparing the Systemic Planning System with the Prospective, increasing by 500 MW the geothermal installed capacity will increase the investment, but the balance of net exports, carbon credits and reducing consumption of natural gas indicates a total savings of 11,000 million USD (11 billion USD) and a decrease of 2.3 million tons of CO_x. This geothermal growth combined with the actions of saving and efficient use of electricity was rated the best plan, with a total savings of 13,500 million USD (13.5 billion USD) and a decrease in emissions of 8.5 million tons of CO_x.

Introducción

En México la Secretaría de Energía (SENER) elabora anualmente prospectivas energéticas para períodos de 10 años relativas al sector eléctrico, petrolíferos, al mercado de gas natural y para el mercado de gas licuado de petróleo (SENER, 2004a, 2004b). En ellas realiza un pronóstico de las condiciones futuras sustentando las estimaciones en supuestos económicos elaboradas con base a modelos econométricos sectoriales y estimaciones regionales donde las tendencias de cada sector productivo se estiman de acuerdo a las observaciones históricas registradas.

Algunas empresas de Estados Unidos utilizan metodologías integrales para desarrollar escenarios mediante una serie de ciclos anidados. Básicamente consisten en alimentar los resultados de la planeación del lado de la demanda a un proceso de diagnóstico de cargas, y este último recibe la información de análisis de precios para realizar la planeación de la capacidad a instalar y la planeación financiera. De la planeación del lado de la demanda se generan los programas del lado de la demanda, los cuales junto con la planeación del lado de la oferta cierran el ciclo con la planeación integrada de recursos (Dan Merilatt, 2004).

El Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California (UABC) ha adaptado diferentes enfoques de planeación estratégica y planeación energética para desarrollar una metodología sistémica, que incluye los impactos de las emisiones sobre el medio ambiente, del ahorro y uso eficiente de la energía así como el uso de fuentes renovables como la geotermia (Campbell, 2009).

Para el presente caso que analiza los impactos económicos, ambientales y sociales del desarrollo geotérmico y del ahorro y uso eficiente de la electricidad en Baja California, México, se trabaja con esta metodología utilizando referencias de estudios previos realizados (UABC/CFE, 1996; Campbell y Pérez, 2003).

Se establecen escenarios de referencia que reflejan la inercia de los comportamientos históricos actualizando las tendencias de variables como crecimiento de la población, número de usuarios, consumo por usuario, entre otras. Se busca estimar las ventas o consumos de electricidad esperados, realizando regresiones sobre la evolución histórica de cada sector en cada región geográfica definida para obtener la proyección a los próximos 10, 15 ó 20 años. Los resultados se comparan con los consumos por habitante incidiendo o regulando los crecimientos sobre todo en los sectores doméstico e industrial que son los que más impactan en el sistema.

Se evalúan los consumos anuales de la energía eléctrica, añadiendo los usos propios e internos del sistema eléctrico, así como las pérdidas de energía para obtener la energía eléctrica requerida. La relación de ésta con las horas del año permite estimar una demanda media de electricidad, y con el comportamiento histórico se determina la relación de la demanda media a la demanda máxima del sistema. La capacidad de generación eléctrica requerida se calcula considerando un porcentaje adicional sobre la demanda máxima para incluir los efectos del mantenimiento y de las fallas de unidades, comparando con la capacidad instalada para determinar la necesidad de instalar nuevas plantas y/o el intercambiar energía con otros sistemas.

Las emisiones de gases contaminantes atribuidas a la generación de electricidad se evalúan utilizando factores de emisión, adaptando en este caso los reportados en el documento de trabajo de la Comisión para la Cooperación Ambiental (Millar *et al.*, 2001) mismos que se basan en datos de la EPA-AP-42, el Instituto Nacional de Ecología, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y PEMEX. Con estos factores de emisión y los consumos de combustibles calculados para la generación de energía eléctrica, se estima la emisión de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y óxidos de carbono, considerados como los principales contaminantes en la planificación eléctrica.

El costo de generación de electricidad está asociado al costo de los combustibles, a la eficiencia de conversión de su energía en electricidad y a la participación de los costos no asociados a estos

combustibles. El costo de generación medio del sistema depende de la forma en que participe cada combustible y cada tecnología en la generación eléctrica total anual. Los precios medios en cada tarifa y en el sistema se calculan relacionando los ingresos anuales (\$/año) obtenidos al volumen de ventas correspondiente (kWh/año).

Para realizar la prospectiva de Baja California al año 2025, si se mantienen las tendencias de los últimos 10 años, se hizo uso de regresiones con datos históricos, ya que la información requerida por los modelos econométricos y la existente disgregada por entidad, municipio, ciudad, y sector usuario, posee gran incertidumbre y no ha sido validada con trabajo de campo. Los estudios previos realizados con este procedimiento en 1996 y 2002 (UABC/CFE, 1996; Campbell y Pérez, 2003) no han diferido significativamente de los resultados de SENER reportados en las prospectivas nacionales.

La metodología sistémica utilizada para el desarrollo de la planificación eléctrica, enfoca la planificación eléctrica hacia la demanda, considerando los resultados de la prospectiva basada en la oferta como un marco de referencia si las condiciones actuales se mantienen. Sobre esta base se plantean metas, estrategias y mecanismos factibles y realizables para modular el crecimiento de la demanda y del consumo de energéticos. Se modula el crecimiento de la demanda y del consumo incidiendo selectivamente sobre usuarios clave en función de su impacto sobre el sector energético y sobre el desarrollo económico regional, mediante estrategias de ahorro y uso eficiente de la energía combinadas con la participación en los servicios del sector energético como cogeneración y autoabastecimiento, y ampliando las fuentes de financiamiento, por ejemplo bonos de carbón e innovación tecnológica, de tal forma que la planeación eléctrica y su implementación sea sistémica y participativa.

Propuestos los escenarios de referencia, en la planeación orientada a la demanda se evalúan los efectos técnicos, económicos y ambientales al introducir una serie de acciones de ahorro y uso eficiente de la electricidad tanto del lado de la oferta como del lado de la demanda y al diversificar las fuentes. Se evalúan las inversiones y costos asociados a las medidas propuestas, la factibilidad técnica y normativa, así como la económica considerando como fuentes de financiamiento los potenciales de ahorro, la disminución y/o el efecto de diferir inversiones, la disminución de emisiones al medio ambiente y la generación de recursos financieros adicionales en un mercado eléctrico más liberado.

Diagnóstico

La metodología descrita se aplicó para el desarrollo del diagnóstico, la prospectiva y los escenarios de la planeación sistémica, utilizando una serie de datos de referencia, de los cuales los más relevantes se reportan en la Tabla 1.

El costo del gas natural en el año 2000 fue de 4.96 USD/1000 pie³ (20.69 USD/Gcal) y en 2005 alcanzó un valor de 11.39 USD/1000 pie³ (47.55 USD/Gcal). Para la prospectiva y la planeación sistémica se tomó el valor de referencia que aparece en la Tabla 2 de 6.97 USD/1000 pie³ (29.09 USD/Gcal). El diagnóstico situacional de la producción y consumo de electricidad en Baja California, México, durante el período 1994-2005 está sustentado en datos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2005).

Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo
Eficiencia	0.1623	0.5	0.1657	0.418	0.315
Unidades	Gcal/ton	Gcal/m ³	Gcal/m ³	Gcal/m ³	Gcal/m ³
Poder Calorífico	0.66	0.00846	9.24	0.00846	9.96
Unidades	USD/Ton	USD/1000 pie ³	USD/bbl	USD/1000 pie ³	USD/bbl
Costo Unitario de Combustible	1.29	6.97	74.42	6.97	64.24
Costo Unitario de Combustible USD/Gcal	1.95	29.09	47	29.09	40.57
Costo No Asociado al combustible	0.614	0.15	0.86	0.392	0.3973
Unidades	kg/ton	kg/m ³	kg/m ³	kg/m ³	kg/m ³
Factor Emisión SO ₂	0.051	0.0000096	8.52	0.0000096	37.68
Factor Emisión NO _x	0	0.00376	2.88	0.00376	5.64
Factor Emisión CO ₂	8.46	1.92	2659	1.92	2910

Tabla 1. Datos base utilizados para el Diagnóstico, la Prospectiva y la Planeación Sistémica.

Se estimó que en 2004, de 2,652 MW instalados en Baja California sólo el 75% era capacidad efectiva (2,000 MW), lo cual debería permitir enfrentar la demanda pico en un sistema aislado de la red nacional, pero, con una demanda creciendo entre el 6% y 7% anual, en 10 de los 15 años analizados, fue necesario importar energía de los Estados Unidos.

Al crecer la demanda se requirió más capacidad instalada, esto combinado con las limitaciones del recurso geotérmico modificó significativamente la matriz energética, de tal forma que si en 1998 la capacidad instalada en geotermia representaba el 57%, para 2004 el 73% del sistema estaba basado en gas natural. Como consecuencia aumentó la dependencia energética de Baja California. En 1990 la geotermia contribuía con el 75% de la generación bruta y el combustóleo con el 25 %, para 1995 la geotermia disminuyó su participación al 63% y para 2005 la geotermia participó con el 40% y el gas natural con el 60% (ver Tabla 2).

Con el incremento del uso de gas natural y ciclos combinados se pasó de una eficiencia en la generación bruta de 18.4% en 1990 a 27% en 2005. Esto significa que en 2005 por cada unidad de energía producida como electricidad en la generación bruta, se alimentaban 4 unidades de energía como combustible.

A nivel mundial en el período 2000-2005 la eficiencia promedio de conversión a partir de combustibles fósiles fue de 36% y los promedios fueron 34% para carbón, 40% para gas natural y 37% para derivados del petróleo. Los países que usaron más derivados del petróleo para la generación de electricidad fueron Estados Unidos, Japón, México, China e Italia, que contabilizaron el 36% de la producción de electricidad a partir de estos combustibles. Para el caso de México la eficiencia promedio global a partir de combustibles fósiles fue de 38% considerando 44% para gas natural, 34% para combustóleo y 36% para carbón (OECD/IEA, 2008a).

En el caso de Baja California la baja eficiencia de conversión de los sistemas geotérmicos (16%) abate la eficiencia promedio mientras que sus sistemas con gas natural de ciclo simple y combinado son del orden de 42% y 50%, respectivamente.

Año 2000						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Generación Bruta MWh	5,063,032	0	11,000	577,161	2,551,064	8,202,257
% de Contribución	62%	0%	0%	7%	31%	100%
Consumo Combustible Gcal	26,828,142	0	57,091	1,187,460	6,964,810	35,037,504
Costo del combustible USD	52,314,878	0	2,683,283	24,568,556	282,562,328	362,129,045
Costo unitario de generación USD/MWh	\$ 26.77	\$ 41.87	\$ 1,742.39	\$ 70.01	\$ 183.78	\$ 80.95
Costo de Generación Total USD	135,530,771	0	19,166,307	40,408,810	468,827,489	663,933,377
% de Contribución	20%	0%	3%	6%	71%	100%
Costo de Gcal Eléctrica USD/Gcal	\$ 31.13		\$ 2,026.04	\$ 81.41	\$ 213.69	\$ 94.12
Año 2005						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Generación Bruta MWh	5,108,832	6,598,733	11,000	1,051,200	0	12,769,765
% de Contribución	40%	52%	0%	8%	0%	100%
Consumo Combustible Gcal	27,070,829	11,349,820	57,091	2,162,756	0	40,640,496
Costo del combustible USD	52,788,116	539,683,961	2,683,283	102,839,047	0	697,994,407
Costo unitario de generación USD/MWh	\$ 26.77	\$ 96.22	\$ 1,742.39	\$ 160.90	\$ 183.78	\$ 75.18
Costo de Generación Total USD	136,756,778	634,922,307	19,166,307	169,143,169	0	959,988,561
% de Contribución	14%	66%	2%	18%	0%	100%
Costo de Gcal Eléctrica USD/Gcal	\$ 31.13	\$ 111.88	\$ 2,026.04	\$ 187.10		\$ 87.41

Tabla 2. Diagnóstico: Comparación del comportamiento del sistema en 2000 y 2005.

La geotermia, con una extracción anual de 40 millones de toneladas de vapor geotérmico, evita que se quemen anualmente 20 millones de barriles equivalentes de petróleo (bep). El consumo de combustibles se incrementó de 24.7 millones de bep (Mbep) en 1995 a 30.8 Mbep en 2005.

La salida del combustóleo disminuyó las emisiones de SO₂ de 4.06 kg/MWh generado en 1995 a 0.169 kg/MWh en 2005. La eficiencia de los ciclos combinados con gas natural permitió abatir las emisiones relativas de NO_x y CO₂, pero en 2000 se descargaron 2.7 millones de toneladas de CO₂ y en 2005 se descargaron 3.4 millones de toneladas, tendencia que continuará en la medida que se consuma más electricidad y se consuman más energéticos (ver Tabla 3).

Año 2000						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Emisión SO ₂ kg	2,073,084	0	52,642	1,347	26,348,798	28,475,872
Emisión NO _x kg	0	0	17,795	527,760	3,943,928	4,489,483
Emisión CO ₂ kg	343,888,008	0	16,429,146	269,494,566	2,034,899,205	2,664,710,925
% de Contribución	13%	0%	1%	10%	76%	100%
Emisión CO ₂ kg/kWh	0.068		1.494		0.798	0.325
Año 2005						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Emisión SO ₂ kg	2,091,837	12,879	52,642	2,454	0	2,159,813
Emisión NO _x kg	0	5,044,365	17,795	961,225	0	6,023,384
Emisión CO ₂ kg	346,998,806	2,575,845,768	16,429,146	490,838,237	0	3,430,111,957
% de Contribución	10%	75%	0%	14%	0%	100%
Emisión CO ₂ kg/kWh	0.068	0.390	1.494	0.467		0.269

Tabla 3. Diagnóstico: Comparación de emisiones en el sistema en 2000 y 2005

A nivel mundial la producción de electricidad representa el 32% del consumo total de combustibles fósiles y el 41% de las emisiones de CO₂ relacionadas a la energía. Mejorar la eficiencia con que se genera la electricidad es una de las formas principales de reducir la dependencia de los combustibles fósiles, combatir el cambio climático y mejorar la seguridad energética (OECD/IEA, 2008a).

En 2005 el costo de la unidad de energía de gas natural que permite generar con una eficiencia de 50% fue de 24 veces el costo de la misma unidad de vapor geotérmico que genera con 16% de eficiencia. Además de la eficiencia y del costo del combustible, se tienen los costos no asociados al combustible de tal forma que generar con combustóleo o con gas natural en turbinas simples, costó el doble que generar con gas natural en ciclo combinado, y generar con geotermia costó tres veces menos que generar con gas natural en ciclo combinado.

Al disminuir la participación de la geotermia en la generación, los costos de producción de electricidad del sistema (generación, transmisión y distribución) se incrementaron con una tasa anual de 3.7% para llegar en 2005 a 122.80 USD/MWh. Por su parte, el precio medio en Baja California (100 USD/Gcal, u 86 USD/MWh en 2004) estaba controlado por los del sector doméstico y de la mediana industria y en valores corrientes se incrementó con una tasa anual de 8.3%.

En 2008 los precios promedio del sector industrial reportados en dólares por MWh por la OCDE y la Agencia Internacional de Energía (IEA) fueron 255 para Italia, 134 para Inglaterra, 112 para México, 90 para España, 68 para Corea del Sur, 63 para Estados Unidos, 61 para Francia y 56 para China (OECD/IEA, 2008b). Las estadísticas de CFE reportan que, en 2008, para Baja California en tarifas horarias de Media Tensión el precio medio fue 137 USD/MWh (CFE, 2009).

En el caso del sector doméstico, para ese mismo año la OCDE y la IEA reportaron en USD/MWh precios promedios de 272 para Italia, de 227 para Inglaterra, 187 para España, 173 para Francia, 108

para México, 103 para EUA, 96 para Corea del Sur y 74 para China (OECD/IEA, 2008b). La CFE reporta para 2008, 113 USD/MWh para Baja California y 89 USD/MWh para Mexicali (CFE, 2009).

El consumo anual residencial en Baja California se incrementó de 917 kWh/hab en 1996 a 1,057 kWh/hab en 2003. El gobierno federal disminuyó los subsidios y en 2004 el consumo residencial bajó a 953 kWh/hab, respuesta lógica de elasticidad al precio. Aun así, la relación del consumo total anual de electricidad a la población en Baja California creció de 2,682 kWh/hab en 1996 a 3,199 kWh/hab en 2004.

Prospectiva

Para la prospectiva 2005-2025 se considera que no se modificarán las tendencias del diagnóstico y se seleccionaron como valores de referencia: 4% de usos propios en la generación, 10.15% de las ventas sectoriales como pérdidas en transmisión y distribución, 2.8% de las ventas sectoriales para usos propios en transmisión y distribución y 5% como tasa de crecimiento anual en el consumo del sector industrial.

Se establecieron además las siguientes restricciones: la capacidad geotérmica instalada no se incrementará, el crecimiento será con centrales de ciclo combinado operando con gas natural, y el precio del gas natural se mantendrá constante en 7 dólares por millar de pies cúbicos (dólares de 2005). Los precios reportados en Estados Unidos para gas natural (*Henry Hub*) en dólares por millón de BTU (USD/MBTU, equivalentes a 0.97 dólares por millar de pies cúbicos) fueron para 2004 de 5.85, para 2005 de 8.79, para 2006 de 6.76 y para 2007 de 6.95 USD/MBTU (BP, 2008). Sin embargo, los precios de largo plazo contratados por la CFE con el Sur de California en Estados Unidos estuvieron por arriba de estos valores.

La prospectiva indica que la demanda de electricidad en la División Baja California crecerá con una tasa de 6% en el período analizado, valor consistente con el reportado por SENER en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013 (SENER, 2004a). Esto implica instalar del orden de 4,500 MW en el período 2005-2025 para alcanzar unos 7,200 MW, es decir prácticamente triplicar la capacidad que existía en 2004. Las plantas geotermoeléctricas disminuirán su participación en la capacidad instalada al 10% y parte de las termoeléctricas convencionales operadas con combustóleo saldrán de operación o serán modificadas para operar con gas natural. La generación neta se incrementará en más de dos veces al crecer con una tasa anual del 5%. La matriz energética se transformará haciéndose más dependiente del gas natural al incrementarse su participación del 60% al 86%, principalmente con tecnologías de ciclo combinado. Obviamente la geotermia dejará de ser un elemento regulador en el mercado local de energéticos destinados a la generación eléctrica.

La geotermia mantendrá estática su participación mientras que el uso de energía en el sistema crecerá casi dos veces, lo cual implica que la eficiencia de conversión a electricidad del sistema se incrementará de 27% a 38% y que se tendrá una mayor dependencia del gas natural importado, eliminando el efecto amortiguador de la geotermia en el costo total de producción.

La proyección de emisión de contaminantes de acuerdo al consumo esperado de combustibles indica que para el caso de óxidos de azufre (SO₂) las emisiones se mantendrán del orden de 2,200 toneladas por año (t/a) y serán emitidas principalmente por el sistema geotermoeléctrico. La emisión de óxidos de

nitrógeno (NO_x) se cuadruplicará al pasar de casi 6,000 t/a en 2005 a 24,000 t/a en 2025. El 70% de este contaminante se producirá en la zona Costa y la emisión de óxidos de carbono (CO_2) se incrementará de 3.4 millones de t/a en 2005 a 12.7 millones de t/a, generándose el 70% en la zona Costa.

Para 2006 las estadísticas de la OCDE y de la Agencia Internacional de Energía (OECD/IEA, 2008b) reportan las emisiones de CO_2 en toneladas por habitante (tCO_2/hab) por combustión únicamente, para cualquier uso. Estas emisiones son, para el mundo, del orden de 4.3 tCO_2/hab , y para países como Australia y Estados Unidos tenían un valor del orden de 19, para Canadá de 16.5, Rusia de 11, Alemania y Corea del Sur de 10, Japón de 9.5, Inglaterra de 9, Italia y España de 7.5, Francia de 6, Suecia de 5, China de 4.3, México, Argentina y Chile del orden de 4, Cuba de 2.4, Brasil de 1.8, Costa Rica y Colombia de 1.3 y la India de 1.13 tCO_2/hab . Para el estado de Baja California en 2006 se obtuvo un valor de 1.12 tCO_2/hab sólo para la generación de electricidad, por lo que se puede estimar que el indicador para la combustión total es del orden de 2 tCO_2/hab .

El costo de generación anual a precios de combustibles de 2005 será afectado por los incrementos de producción de electricidad y los cambios en la matriz energética al predominar cada vez más el uso del gas natural. En términos absolutos, ese costo aumentará en 3.5 veces al pasar de 648 millones de dólares en 2005 a 2,273 millones de dólares en 2025. El costo por uso de gas natural se cuadruplicará al pasar de 387 millones de dólares a 1,584 millones de dólares, incrementándose su participación en el costo de generación del 60% al 70% para el mismo período.

La distribución de costos de los procesos de producción de electricidad en los escenarios de referencia se estiman en: 60% como costo de generación, 14% como costo de transmisión, transformación y control, y 26% como costo de distribución y comercialización. Con este esquema, el costo de producción anual crecerá para aumentar de 1,080 millones de dólares en 2005 a 3,789 millones de dólares en 2025, la participación del costo del gas natural pasará del 36% al 42% y el costo medio de producción se incrementará de 88 USD/MWh en 2005 a 111 USD/MWh en 2025.

En lo que se refiere a inversiones, los valores de referencia son de 1,100 dólares por kW (USD/kW) instalado para unidades geotermoelectricas, 400 USD/kW instalado para unidades de ciclo combinado operando con gas natural y de 150 USD/kW instalado para unidades de ciclo simple operando con gas natural. La instalación de la planta representa el 44.5% de la inversión total, los sistemas de transmisión el 19.7%, los de distribución el 20%, las obras de mantenimiento el 13.9% y otras inversiones el 1.8% (CFE, 2004). Con este esquema, se requerirá invertir del orden de 2,865 millones de dólares en los próximos 20 años.

Se estimó que la población de Baja California crecerá con una tasa del orden de 2.4% para pasar de 2.8 millones de habitantes en 2005 a 4.5 millones de habitantes en 2025, lo cual concuerda con las proyecciones reportadas por CONAPO (CONAPO, 2000).

El estado de Baja California aumentará en 90% su consumo de electricidad por habitante, la ciudad de Mexicali lo aumentará en 2.6 veces, mientras que en Tecate y Ensenada el consumo por habitante aumentará 3.7 y 3 veces, respectivamente. Tijuana y Rosarito no presentarán cambios significativos en este parámetro.

En las estadísticas de CFE se reportan para 2006 (CFE,2009) ventas totales de 145.7 Terawatt-hora (TWh) y ventas en el sector residencial de 38 TWh. Sin embargo, además de CFE está la otra empresa gubernamental Luz y Fuerza del Centro (LFC), de tal forma que SENER en su Prospectiva 2008-2017 (SENER, 2008) para el mismo año reporta un consumo nacional de 197 TWh, ventas internas por 175 TWh y ventas residenciales por 44 TWh. Con estos últimos valores y una población de 104.75 millones de habitantes, el indicador de consumo total nacional por habitante se ubicaba en 1,885 kWh/habitante-año y el indicador de consumo residencial nacional por habitante en 424 kWh/habitante-año.

En ese mismo año (2006) el indicador de consumo total por habitante en kWh/habitante-año fue para Baja California de 3,191, para Mexicali de 5,279, para Tecate de 2,510, para Tijuana de 2,369, para Playas de Rosarito de 2,369 y para Ensenada de 2,231 kWh/habitante-año. Esto significa que este indicador para Baja California es 1.7 veces el nacional, el de Mexicali es 2.8 veces, para Tijuana, Tecate y Ensenada es del orden de 1.3 veces y para Playas de Rosarito de 0.5 veces.

Por su parte, el indicador de consumo residencial por habitante para el año 2006, en kWh/habitante-año, fue para Baja California de 971, para Mexicali de 2,126, para Tecate de 520, para Tijuana de 485, para Playas de Rosarito de 794 y para Ensenada de 518 kWh/habitante-año. Comparando el indicador nacional, resulta que el consumo residencial por habitante en el estado de Baja California es 2.3 veces el nacional, el de Mexicali es 5 veces, para Tijuana, Tecate y Ensenada es del orden de 1.2 veces y para Playas de Rosarito de 2 veces.

En ese mismo año de 2006 las estadísticas internacionales (OECD/IEA, 2008b) reportan un promedio mundial de consumo total anual per cápita de 2,650 kWh/hab. México estaba a un 75% de ese valor, Baja California 20% arriba y en Mexicali el indicador se duplicaba. Países que presentan consumos totales per cápita superiores al promedio mundial son: Canadá 6.3 veces, Suecia 5.7 veces, Estados Unidos 5 veces, Australia 4 veces, Japón, Corea del Sur, Francia y Alemania de 2.5 a 3 veces. La ciudad de Mexicali se compara con España, Inglaterra, Rusia e Italia que presentan valores de 2 a 2.3 veces el promedio mundial, mientras Chile es igual que Baja California, con 1.2 veces el promedio internacional. Argentina tiene un promedio similar al mundial, China y Brasil de 77%, similar a México, Costa Rica tiene un promedio de 67%, Cuba de 46%, Colombia de 35% y la India de 19% del promedio mundial.

Estudios anteriores de la UABC (Campbell y Pérez, 2003) han ubicado el consumo mínimo por usuario (vivienda) del sector doméstico en temporada de invierno en 180 kWh/mes y el consumo intermedio en 360 kWh/mes, mientras que en Mexicali en verano el consumo mínimo se recomendó en 1,250 kWh/mes y el intermedio en 2,250 kWh/mes. Se espera que Mexicali logre estos valores propuestos, pero es evidente en los promedios mensuales que en la zona Costa los valores estarán por abajo del mínimo recomendado produciendo un efecto regresivo en el desarrollo social y económico de la población.

Planeación Sistémica

Las metas planteadas para una planificación orientada a la demanda fueron: 1) Reducir en 50% los usos propios en los procesos de generación, para pasar del 4% al 2% de la generación bruta, 2) Reducir en 30% los usos propios y las pérdidas en los procesos de transmisión y distribución para alcanzar 7% en pérdidas y 2% en usos propios, referidos ambos a las ventas sectoriales, 3) Reducir en 20% la tasa de

crecimiento del consumo en tarifas de media tensión horaria y alta tensión para ubicarla en 4% anual (Sector industrial), 4) Incrementar la participación de la geotermia, sustituyendo al año 2010 el crecimiento de 500 MW de ciclo combinado con gas natural por generación geotermoeléctrica, 5) Reducir los impactos del precio del gas natural en el equivalente de una disminución de precio del 15%, y 6) Disminuir el consumo energético del sector público en 15% para 2008 y hasta un 30% para 2010 mediante la aplicación gradual de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía en los subsectores hidráulico, educación y alumbrado público.

Entre los resultados de las metas 1 a 6 y las combinaciones de metas 1, 2 y 3; 1, 2, 3 y 4; así como 1, 2, 3 y 5, contrastados con la Prospectiva de una planeación del lado de la oferta, se observó que todos los escenarios se caracterizan por incrementar la exportación neta, disminuir la demanda máxima, disminuir el consumo de gas natural, disminuir las emisiones, evitar instalar un porcentaje de capacidad, abatir el costo medio de producción y el costo de combustibles, y lograr un ahorro en inversiones.

Un enfoque fundamental es la gestión de recursos financieros nacionales e internacionales sustentados en los rubros de evitar capacidad instalada, ahorrar en el consumo de gas natural, incrementar los ingresos por exportación y disminuir las emisiones con base en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y en la Reducción Certificada de Emisiones de Gases de Invernadero (CER's). La Tabla 4 muestra el potencial por meta para apoyar estas gestiones con base en los recursos liberados.

Meta	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	86	288	9	9380	9763	1548
2	111	486	12	9439	10049	2012
3	171	661	19	9578	10429	3096
4	-713	1948	14	9975	11224	2336
5	0	0	0	11953	11954	0
6	43	90	5	9281	9418	774

Tabla 4. Metas, gestión de financiamiento y disminución de emisiones.

Se observa que analizando metas aisladas, la meta 5 (Disminución del precio del gas natural) es la más atractiva por los recursos liberados pero no abate el impacto ambiental y su logro depende más del mercado internacional del gas natural que del control de una planeación regional. Desde el punto de vista ambiental, es más atractiva la meta 3 (Reducción de la tasa de crecimiento del consumo del sector industrial), la cual tiene el mejor balance con la liberación de recursos, reforzando el criterio de las ventajas del ahorro y uso eficiente de energía, mientras que en la meta 4 (Incrementar la participación de la geotermia), que también es atractiva en ambos aspectos, se observa el efecto del uso de fuentes renovables sobre los requerimientos de inversión.

En la Tabla 5 se compara la prospectiva al año 2010 con la planeación sistémica en el mismo año, al incorporar 500 MW de plantas geotermoeléctricas en sustitución de plantas de ciclo combinado a base de gas natural.

Año 2010 Prospectiva						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Generación Bruta MWh	5,108,832	9,103,655	11,000	2,838,240	0	17,061,727
% de Contribución	30%	53%	0%	17%	0%	100%
Consumo Combustible Gcal	27,070,829	15,658,286	57,091	5,839,441	0	48,625,647
Costo del combustible USD	52,788,116	455,499,547	2,683,283	169,869,343	0	680,840,289
Costo unitario de generación USD/MWh	\$ 26.77	\$ 58.86	\$1,742.39	\$ 98.44	\$ 183.78	\$ 56.92
Costo de Generación Total USD	136,756,778	535,881,820	19,166,307	279,390,367	0	971,195,272
% de Contribución	14%	55%	2%	29%	0%	100%
Costo de Gcal Eléctrica USD/Gcal	\$ 31.13	\$ 68.45	\$2,026.04	\$ 114.46		\$ 66.19
Año 2010 Meta 8						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Generación Bruta MWh	8,656,632	9,871,206	11,000	1,051,200	0	19,590,038
% de Contribución	44%	50%	0%	5%	0%	100%
Consumo Combustible Gcal	45,870,016	16,978,474	57,091	2,162,756	0	65,068,337
Costo del combustible USD	89,446,530	493,903,818	2,683,283	62,914,571	0	648,948,203
Costo unitario de generación USD/MWh	\$ 26.77	\$ 58.86	\$1,742.39	\$ 98.44	\$ 183.78	\$ 47.75
Costo de Generación Total USD	231,726,762	581,063,315	19,166,307	103,477,914	0	935,434,299
% de Contribución	25%	62%	2%	11%	0%	100%
Costo de Gcal Eléctrica USD/Gcal	\$ 31.13	\$ 68.45	\$2,026.04	\$ 114.46		\$ 55.52

Tabla 5. Efecto en el sistema al incrementar el uso de la geotermia comparando el 2010 de la prospectiva y la planeación sistémica.

Se observa que se incrementa la generación bruta para mantener el factor de planta de los sistemas geotérmicos, lo cual se traduce en incrementar la exportación neta de energía generando ingresos adicionales. La contribución de la geotermia se incrementa a 44%, disminuyendo el costo del combustible y el costo unitario de generación.

La Tabla 6 presenta esta comparación entre prospectiva y planeación sistémica sobre el efecto en las emisiones, donde se observa cómo se reduce el factor de emisión de kg de CO₂ por kWh generado, de 0.307 a 0.253 gracias al incremento en la participación de la geotermia.

La Tabla 7 presenta el potencial para apoyar las gestiones con base en los recursos liberados al combinar las metas en planes, y se observa que el plan 9 (combinación de metas 1, 2, 3 y 4) es el que ofrece un mejor balance entre los recursos económicos liberados y la disminución de emisiones.

Año 2010 Prospectiva						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Emisión SO ₂ kg	2,091,837	17,768	52,642	6,626	0	2,168,874
Emisión NO _x kg	0	6,959,238	17,795	2,595,307	0	9,572,340
Emisión CO ₂ kg	346,998,806	3,553,653,618	16,429,146	1,325,263,239	0	5,242,344,810
% de Contribución	7%	68%	0%	25%	0%	100%
Emisión CO ₂ kg/kWh	0.068		1.494			0.307
Año 2010 Meta 8						
Tecnología	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogás Diesel	Ciclo Simple GN	Combustóleo	Total
Emisión SO ₂ kg	3,544,501	19,266	52,642	2,454	0	3,618,864
Emisión NO _x kg	0	7,545,989	17,795	961,225	0	8,525,008
Emisión CO ₂ kg	587,970,199	3,853,270,768	16,429,146	490,838,237	0	4,948,508,350
% de Contribución	12%	78%	0%	10%	0%	100%
Emisión CO ₂ kg/kWh	0.068	0.390	1.494	0.467		0.253

Tabla 6. Impacto en las emisiones al incrementar el uso de la geotermia, comparando el año 2010 de la prospectiva y la planeación sistémica.

Metas	Millones de dólares						Miles de toneladas
	Plan	Ahorro por Inversión	Ingreso por Exportación neta	Ingreso por Bonos de carbón	Ahorro en gas natural	Total	Disminución de emisiones de CO _x
1+2	3	171	828	19	9578	10596	3096
1+2+3	5	227	1445	37	9975	11683	6192
1+2+3+4	9	-717	3433	51	10769	13536	8528
1+2+3+5	7	227	1445	37	12636	14344	6192

Tabla 7. Planes, gestión de financiamiento y disminución de emisiones.

Estas metas y planes no son limitantes ni excluyentes. Lo que se pretende demostrar es cómo la planeación sistémica apoya la toma de decisiones hacia dónde dirigir los recursos financieros limitados para obtener los mejores resultados en los ámbitos económico, ambiental, social y político.

Conclusiones

La planeación sistémica permite simular diferentes condiciones, analiza la sensibilidad de los diferentes parámetros y optimiza la planeación. Los resultados en el tiempo real pueden ser contrastados facilitando la toma de decisiones para corregir las desviaciones, lo cual no se está consiguiendo utilizando planeaciones del lado de la oferta y metodologías clásicas.

Al contrastar los resultados de la planeación sistémica con la orientada a la oferta, proponer estrategias y mecanismos para unir los medios con las metas, señalando los recursos financieros potenciales liberados, se fortalece la gestión de recursos financieros nacionales e internacionales en función de la innovación tecnológica y la reducción de emisiones al ambiente.

De continuar con un tipo de planeación sólo del lado de la oferta, los sistemas eléctricos no lograrán satisfacer los requerimientos de demanda, consumo y calidad de los sectores usuarios, provocarán una elevación de precios de la electricidad y una pérdida de autosuficiencia energética. Las tasas de crecimiento se ajustarán más por la falta de capacidad y por la política de precios que por la precisión del pronóstico de un escenario esperado.

El futuro de la generación eléctrica en los países en desarrollo estará cada vez más dominado por el gas natural. De ahí la importancia de lograr un abastecimiento a precios accesibles, establecer planes y programas intensivos en el ahorro y uso eficiente de la energía e intensificar el uso de la geotermia en las zonas que cuentan con este recurso, como el estado de Baja California en el que se localiza el campo geotérmico de Cerro Prieto.

Referencias

BP, 2008. *Statistical Review of World Energy*. British Petroleum, June 2008.

Campbell R., H.E., 2009. Planificación eléctrica orientada a la demanda. Caso de estudio: Baja California, México. Tesis de Doctorado, UABC. Inédito.

Campbell R., H.E. y C. Pérez T., 2003. *Identificación y Definición del Impacto Social y Económico de la Problemática del Servicio Eléctrico y sus Alternativas de Solución*. Reporte de la UABC para el Consejo de Desarrollo Económico de Mexicali, A.C.

CFE, 2004. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2004-2013*. En: <http://www.cfe.gob.mx>.

CFE, 2005. *Estadísticas de la Comisión Federal de Electricidad, 2005*. Capacidad Instalada. Histórico 1996 -2004. En: <http://www.cfe.gob.mx>.

CFE, 2009. *Estadísticas de la Comisión Federal de Electricidad, 2009*. Estadísticas de Ventas. En: <http://www.cfe.gob.mx>.

CONAPO, 2000. *La situación demográfica en México en evaluación prospectiva. La región ante tres escenarios de crecimiento, 2000-2020*. Publicación del Consejo Nacional de Población, México, 2000.

Dan Merilatt, V.P., 2004. *Program Services*. GoodCents Solutions, 2004.

Millar, P.J, Z. Patterson and S. Vaughan, 2001. *Estimating Future Air Pollution from New Electric Power Generation*. Ed. by Paul J. Millar, Commission for Environmental Cooperation.

OECD/IEA, 2008a. Energy Efficiency Indicators for Public Electricity Production from Fossil Fuels. IEA Information paper. In: *Support of the G8 Plan of Action*, Ed. by Peter Taylor, with Olivier Lavagne d'Ortigue, Nathalie Trudeau and Michel Francoeur. International Energy Agency, July 2008.

OECD/IEA, 2008b. *Key World Energy Statistics*. Publication of the International Energy Agency.

SENER, 2004a. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2004-2013*. Dirección General de Planeación Energética, Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México.

SENER, 2004b. *Prospectiva del mercado de gas natural 2004-2013*. Dirección General de Planeación Energética, Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México.

SENER, 2008. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017*. Dirección General de Planeación Energética, Secretaría de Energía, México.

UABC/CFE, 1996. Análisis de las diferentes alternativas para la generación de energía eléctrica incluyendo sus costos. Informe de la UABC, en convenio con la CFE, el Gobierno del Estado de Baja California y el Gobierno Municipal de Mexicali. Inédito.