

A large solar tower power plant with many heliostats reflecting sunlight. The heliostats are arranged in a grid pattern and are reflecting the sun's rays onto a central receiver tower. The sky is clear and blue.

# Energizar a Guatemala: propuesta de un plan de electricidad sostenible

Alex Koberle



# Energizar a Guatemala: propuesta de un plan de electricidad sostenible

Por: Alex Koberle

Queremos agradecer a las siguientes personas por sus contribuciones invaluableles: Chris Greacen, por compartir su conocimiento sobre la modelación energética y ayudar a crear el marco para el modelo analítico; a José Luis Ola y Roberto del Cid, por sus percepciones sobre la situación energética actual en Guatemala; a los ingenieros de la CNEE, Óscar Arriaga y Sergio Velázquez, por proveer datos y asistencia; y a Luis Solano por su percepción y asistencia en la revisión final de este informe. Agradecemos también a Juventino Gálvez y Simona Yagenova por proveer comentarios sobre los primeros borradores de este informe. Aviva Imhof proveyó asistencia editorial extensa y supervisión del informe. Monti Aguirre y Kate Ross también colaboraron con la edición y producción del informe.

**Corrección de estilo:** Luis Solano

**Traducción:** María Julia Lanza Suárez

**Diseño gráfico:** Comunicación Ilimitada

**Impresión:** Imprenta Mercurio

Copyright © 2012 International Rivers

International Rivers  
2150 Allston Way, Suite 300  
Berkeley, California USA 94704-1378  
[internationalrivers.org](http://internationalrivers.org)

El Observador  
3a. Avenida 0-80, zona 3  
Colonia Bran, Ciudad Guatemala.  
[www.elobservador.org.gt](http://www.elobservador.org.gt)

# Energizar a Guatemala: propuesta de un plan de electricidad sostenible

Por: Alex Koberle



# Tabla de Contenido

Reconocimientos.....	2
Resumen Ejecutivo .....	7
Introducción.....	11

## Parte 1

### **Evaluación de las Proyecciones de Demanda Actuales de Guatemala ..... 13**

Antecedentes: El Mercado Eléctrico de Guatemala .....	15
Potencia Instalada de Guatemala.....	16
Proyecciones del PIB y Predicciones de Demanda Eléctrica.....	17
Expansión de la Transmisión .....	23
Expansión de la Capacidad de Generación .....	25

## Parte 2

### **Potencial de Eficiencia Energética en Guatemala .....27**

El Poder de los Negavattios.....	29
La Curva de Carga Diaria.....	31
Un Nuevo Plan de Eficiencia Energética en Guatemala .....	32
Potencial de Mayores Ganancias por Eficiencia Energética.....	35
Alumbrado Público.....	36
Eficiencia de la Iluminación Residencial .....	37
Duchas Eléctricas.....	38
Eficiencia Institucional.....	39
Eficiencia Comercial .....	40
Eficiencia Industrial.....	40
Reformas de Políticas e Incentivos para Fomentar la Eficiencia Energética .....	42
Medidas de Eficiencia en la Etapa de la Generación .....	43
Medidas de Eficiencia en la Etapa de Distribución .....	44
Conclusiones.....	45

## Parte 3

### **Potencial de la Energía Renovable .....47**

Costos Nivelados de la Energía Renovable .....	50
Costos de Capital (Inmediatos) .....	50
Generación Distribuida .....	51
Viento .....	52
Biomasa.....	56

Basura .....	58
Potencia de Hidroeléctricas a Escala Pequeña y Micro.....	59
Energía Geotérmica .....	60
Energía Solar .....	63
Conclusiones.....	64

## Parte 4

<b>Plan de Desarrollo de Energía Alternativo para Guatemala .....</b>	<b>67</b>
---	-----------

<b>Anexo 1.....</b>	<b>73</b>
---------------------	-----------

Plan de desarrollo de energía alternativo para Guatemala utilizando eficiencia energética y fuentes renovables que no sean fuentes hidroeléctricas grandes

<b>Referencias .....</b>	<b>77</b>
--------------------------	-----------

## Tablas y Figuras

Tabla 1.1. Capacidad instalada de Guatemala en 2011 .....	18
Tabla 1.2. Tasa de crecimiento real histórica y proyectada del PIB.....	19
Tabla 1.3. Proyecciones para el crecimiento de la demanda de potencia y generación en Guatemala.....	20
Figura 1.1. Análisis de regresión de la demanda de potencia histórica y proyectada de Guatemala .....	22
Figura 1.2. Líneas de transmisión y subestaciones existentes y proyectadas a febrero de 2009.....	24
Tabla 1.4. Proyectos en construcción en Guatemala en 2010.....	26
Figura 2.1. Curva de la carga diaria de demanda de electricidad .....	31
Tabla 2.1. Programas de eficiencia energética planificados .....	33
Figura 2.2. Impacto de proyectos en curva de carga .....	35
Figura 2.3. Distribución de las luminarias de alumbrado público en Guatemala .....	36
Tabla 2.2. Cronograma de la implementación propuesta de medidas de eficiencia energética en Guatemala .....	46
Tabla 3.1. Costos de capital inmediatos para algunas de las tecnologías de generación de electricidad.....	51
Figura 3.1. Mapa eólico de SWERA para Guatemala .....	54
Tabla 3.2. Cronograma de implementación de potencia eólica.....	55
Tabla 3.3. Cronograma de implementación de potencia efectiva de la biomasa .....	58
Figura 3.2. Sitios geotérmicos en Guatemala.....	61
Tabla 3.4. Proyectos geotérmicos existentes y planificados en Guatemala .....	61
Tabla 3.5. Cronograma de implementación de la potencia geotérmica .....	62
Figura 3.3. Mapa de irradiación solar para Guatemala .....	63
Tabla 3.6. Cronograma propuesto para la implementación de energía renovable en el PDP modificado .....	65
Figura 4.1. Potencia propuesta y proyecciones de la demanda en Guatemala 2011-2022 .....	71



# Resumen Ejecutivo

En 2008, el gobierno del ex Presidente Álvaro Colom anunció los planes de someter al sector eléctrico del país a una revisión y de diversificar su suministro de energía, para romper con la dependencia de los derivados del petróleo y avanzar hacia la hidroelectricidad y el carbón. Los planes<sup>1</sup> para hacer esto, elaborados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), dependen mayormente en construir nueva potencia hidroeléctrica y en plantas a base de carbón para cubrir el crecimiento de la demanda futura y reemplazar las centrales de energía basadas en petróleo. Los planes no mencionan mejoras en la eficiencia energética para reducir la demanda futura, y el desarrollo de verdaderas energías renovables se limita a un ingenio azucarero de 50 MW de biomasa que ya está en construcción y a una posible central de energía geotérmica de 40 MW. Los planes también apuntan a modernizar la red de transmisión envejecidas y reducir las pérdidas de manera que se suministre electricidad más confiable y eficientemente, así como a expandir la red a las áreas rurales que actualmente carecen de electricidad.

Los planes han causado la preocupación de grupos comunitarios y ONG debido a que dependen de grandes proyectos hidroeléctricos y a base de carbón con alto potencial de causar conflictos sociales y degradación ambiental. Los proyectos propuestos han reavivado las memorias de violencia por la relocalización de comunidades mayas ocasionada por la construcción de la represa hidroeléctrica de Chixoy en la década de 1980.

El propósito de este estudio fue analizar críticamente los planes de desarrollo de electricidad del gobierno y determinar si existe una solución más sostenible y económicamente eficiente para satisfacer las necesidades futuras de electricidad del país. Determinamos que las necesidades energéticas de Guatemala hasta 2022 pueden ser satisfechas con una combinación de medidas de eficiencia energética y energía renovable, eliminando así la necesidad de nueva potencia hidroeléctrica o a base de carbón. Este enfoque garantizaría el suministro futuro de energía de Guatemala a un menor costo de lo que se está proponiendo actualmente, con el resultado final de electricidad más barata para el consumidor guatemalteco.

Para crear nuestro plan alternativo, primero examinamos las proyecciones de la demanda futura de electricidad del gobierno. En los planes del gobierno, las proyecciones de la demanda futura de electricidad se basaron mayormente en el crecimiento estimado del PIB, el que estaba progresando a un ritmo rápido cuando los planes fueron elaborados. En parte, debido a la recesión global, esas proyecciones resultaron ser sobreestimaciones. No obstante, análisis adicionales revelaron que el gobierno ha sobreestimado sistemáticamente el crecimiento de la demanda de electricidad cada año desde 2001. Esto sugiere una falla en la metodología utilizada para predecir la demanda de potencia pico. Por ejemplo, una actualización publicada en 2010 aún sobreestima la demanda de potencia pico para ese año en 20 MW. Otra actualización publicada en enero de 2012 también sobreestima la demanda de capacidad pico para 2011, en alrededor de 60 MW.

Para poder producir una proyección de la demanda más realista, en la Parte 1 de este informe, analizamos los valores reales de la demanda de capacidad pico que corresponden al periodo 2001-2009, que revelaban un crecimiento promedio histórico de 50 MW por año. En contraste, los planes de la CNEE estimaban un crecimiento anual de 70 a 90 MW. Como resultado, en nuestro plan de desarrollo de energía alternativa utilizamos una tasa de crecimiento proyectado de 50 MW por año para predecir la demanda futura. En el informe, también señalamos que utilizar el crecimiento del PIB para determinar el crecimiento de la demanda futura de electricidad no es confiable y debería ser reemplazada por un enfoque verticalmente ascendente que tome en cuenta cifras concretas del crecimiento por sectores y los ahorros por eficiencia energética para crear una predicción que esté más en línea con las cifras recientes de crecimiento realmente observadas.

<sup>1</sup> Los planes de expansión de la generación y transmisión fueron publicados en 2008 como un documento único titulado *Planes de Expansión - Sistema Eléctrico Guatemalteco*. El plan de expansión de la generación se llama *Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022* y el plan de expansión de la transmisión se denomina *Plan de Expansión Sistema de Transportes 2008-2022*. Las actualizaciones de estos planes fueron publicados en 2010 y 2012.

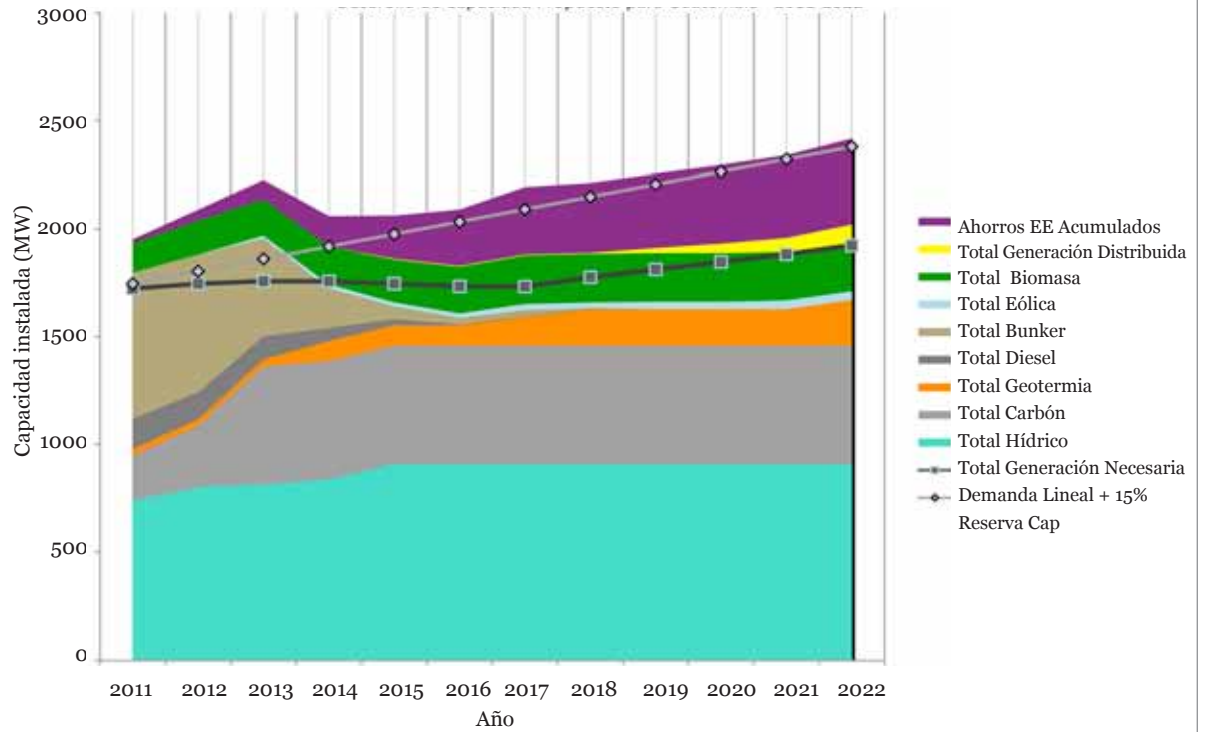
Nuestro siguiente paso fue evaluar el potencial de las mejoras en la eficiencia energética para reducir la necesidad de mayor inversión en generación. Es bien conocido que las medidas de eficiencia energética son más baratas y entran en operación con mayor rapidez que construir nuevas centrales de energía. Los planes del gobierno no incluyen mejoras en la eficiencia energética como un enfoque potencial para cubrir y/o reducir la demanda futura. No se incluyen las ganancias por eficiencia energética en la predicción de la demanda pese al hecho que la CNEE sostiene en su sitio Web que existe un potencial de ahorro de 250 MW en Guatemala, una cantidad comparable a la potencia de la central hidroeléctrica más grande del país. La Parte 2 de este informe explora la eficiencia energética en Guatemala y determina que existen amplios ahorros potenciales que pueden obtenerse de inversiones que representan una fracción de los costos de los proyectos de infraestructura de generación de electricidad propuestos. Se analizan tanto las medidas técnicas de eficiencia como las de regulación. Además de los 250 MW potenciales que sostiene la CNEE, encontramos otros 145.5 MW de ahorro potencial realista por la eficiencia energética. Nuestro plan alternativo de desarrollo de energía incluye ambas cifras, lo que da un ahorro potencial de 395.5 MW hasta 2022.

La Parte 3 analiza el potencial de Guatemala referente a la energía renovable que no sea la hidroelectricidad a gran escala. Aunque la versión original de los planes de expansión de la CNEE incluían sólo pequeñas cantidades de fuentes de energía renovable que no fueran de hidroelectricidad, la versión más reciente de 2012 (*PEG2 2012*) incluye hasta 300 MW de potencia geotérmica nueva que entrará en operación hasta 2017. La energía eólica es también una tecnología nueva prometedora. El primer parque eólico a escala de empresa de servicio público está actualmente en construcción y debería suministrar hasta 50 MW hasta 2015. Varios otros proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo. Nosotros incluimos tres proyectos eólicos que ya están siendo desarrollados en el PDP Alternativo, y proyectamos de manera conservadora que otros 75 MW entrarán en operación hasta 2022.

La biomasa de los ingenios azucareros ha sido utilizada en Guatemala para generar electricidad por décadas y nuestra investigación encontró planes para nuevas inversiones del sector privado que apuntan a incrementar la potencia generada a biomasa. Creemos que una potencia adicional de 152 MW de la biomasa es realista para el periodo hasta 2022. También proponemos que fuentes locales pequeñas de generación eólica, solar y a biomasa podrían reducir las pérdidas de transmisión y la necesidad de construir nueva infraestructura de transmisión y distribución. Guatemala recibe grandes cantidades de luz solar y existe un buen potencial para la generación de electricidad por instalaciones fotovoltaicas solares de tejado. A partir de 2017, proponemos añadir 20 MW de potencia fotovoltaica solar al año a la red. Nuestro análisis de la viabilidad económica de cada tecnología de energía renovable muestra que éstas son claras alternativas competitivas en cuanto a costos a más hidroelectricidad, carbón o gas para satisfacer una proyección realista de las necesidades futuras de electricidad en Guatemala en los siguientes diez a quince años.

Este informe combina proyecciones realistas de la demanda, las ganancias por eficiencia energética y las fuentes potenciales de energía renovable, para crear un Plan de Desarrollo de Potencia (PDP) Alternativo para Guatemala que no requiera que se construya nueva potencia hidroeléctrica o a carbón más allá de aquellas instalaciones que ya están en construcción. El PDP Alternativo se analiza en detalle en la Parte 4 de este informe y se ilustra en el gráfico a continuación. El análisis indica que existen alternativas viables a los planes de la CNEE que podrían lograr las mismas metas con menores costos económicos, sociales y ambientales. Los resultados sugieren que se priorizaran las medidas de eficiencia energética, y si se desarrollara algo del potencial renovable que no sea la hidroelectricidad, entonces los proyectos de infraestructura eléctrica que están actualmente en construcción añadirían suficiente a la potencia instalada de Guatemala para satisfacer el crecimiento de la demanda futura hasta 2022. Por lo tanto, este informe recomienda que se promulgue un congelamiento de los proyectos nuevos de combustible fósil e hidroelectricidad y al mismo tiempo se lance y lleve a cabo un programa agresivo de utilización de eficiencia energética.

## Potencia propuesta y proyecciones de la demanda en Guatemala 2011-2022



Fuentes de información: Ver el Anexo 1



# Introducción

En 2008, el ente regulador de electricidad de Guatemala, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), introdujo planes para la revisión de los sistemas de generación y transmisión del país, denominados *Planes de Expansión - Sistema Eléctrico Guatemalteco*. La primera parte del plan trata del sistema de generación de electricidad y se llama *Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022 (PEISG)*<sup>2</sup>. La segunda parte se llama *Plan de Expansión del Sistema de Transporte (PET)* y trata de la modernización del sistema de transmisión envejecido<sup>3</sup>. Por medio de modelos econométricos los planes hacen previsiones de la demanda futura basados principalmente en el crecimiento del PIB y de esa manera sugerir cuál debe ser la combinación de tecnologías en la generación para garantizar el suministro de electricidad.

Para dar razón del crecimiento reducido en el PIB ocasionado por la recesión global, en 2010, la CNEE publicó las *Perspectivas de Mediano Plazo (2010-2015) para el Suministro de Electricidad del Sistema Eléctrico Nacional* (en adelante, las *Perspectivas 2010*). Esta publicación modificaba las proyecciones de demanda hacia abajo para reflejar el lento crecimiento económico de 2008-2010. Sin embargo, aún predecía un escenario de caso bajo de demanda para 2010 que estaba en 18 MW por encima de la demanda pico real observada. También proveía una actualización sobre varios proyectos en construcción que debían entrar en funcionamiento para 2015. El Artículo 15bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, determina que el *Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación* deberá elaborarse cada dos años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez años (10 años).

En enero de 2012, se dio a conocer una nueva versión del plan titulado *PEG2 2012-2026*<sup>4</sup>, el cual cambió un poco las proyecciones de la capacidad de demanda futura. Las cifras provistas son similares al escenario de caso bajo de demanda de las *Perspectivas 2010* pero extienden el horizonte de estudio a 2026. El *PEISG* es el plan principal autorizado por el Congreso, mientras que las *Perspectivas 2010* son simplemente una actualización que utiliza las cifras reducidas del PIB resultantes de la recesión global. El *PEG2 2012-2026* amplía las *Perspectivas 2010* y actualiza algunos de los planes de infraestructura de generación para reflejar nuevas condiciones de mercado. Por lo tanto, se trata a todos los documentos como el mismo plan de expansión, excepto que, en lo que difieren, utilizaremos las *Perspectivas 2010* ó el *PEG2 2012-2006* actualizados.

El *PEISG* tiene dos objetivos principales: 1) reemplazar las envejecidas centrales termoeléctricas a base de diesel y búnker, reduciendo así la vulnerabilidad del país a la volatilidad de los precios del petróleo en su generación de electricidad; y 2) cumplir con la demanda futura proyectada de energía de Guatemala. El plan busca también la diversificación de la matriz energética, generación eficiente, reducción de costos, integración energética regional y la reducción de la huella de carbono del sector eléctrico<sup>5</sup>. El plan utiliza el crecimiento del PIB como el determinante principal para predecir la demanda futura. Busca reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en 2022 de una proyección de 32 tCO<sub>2</sub> per cápita a 25 tCO<sub>2</sub> per cápita por medio de la dependencia de energía hidroeléctrica para generar más de la mitad de la electricidad del país. También busca reducir los costos de producción de electricidad al eliminar la necesidad de importar 114 millones de barriles de combustible de búnker al año<sup>6</sup>. El *PEISG 2008* depende exclusivamente de la energía de grandes centrales hidroeléctricas y de la generación térmica utilizando combustibles fósiles para satisfacer la demanda futura; sin embargo, las *Perspectivas 2010* proponen algo de “generación renovable distribuida” en uno de sus cinco escenarios futuros para “eliminar la volatilidad de los precios durante la transición (mayo-junio) de la estación de lluvias a la seca”<sup>7</sup>. El *Plan de Expansión del Sistema de Transporte (PET)* propone la construcción de 1394 kilómetros de líneas nuevas de transmisión de alta tensión, y la modernización de las envejecidas estaciones de

2 CNEE 2008

3 CNEE 2008a

4 MEM 2012

5 CNEE 2008, p.3

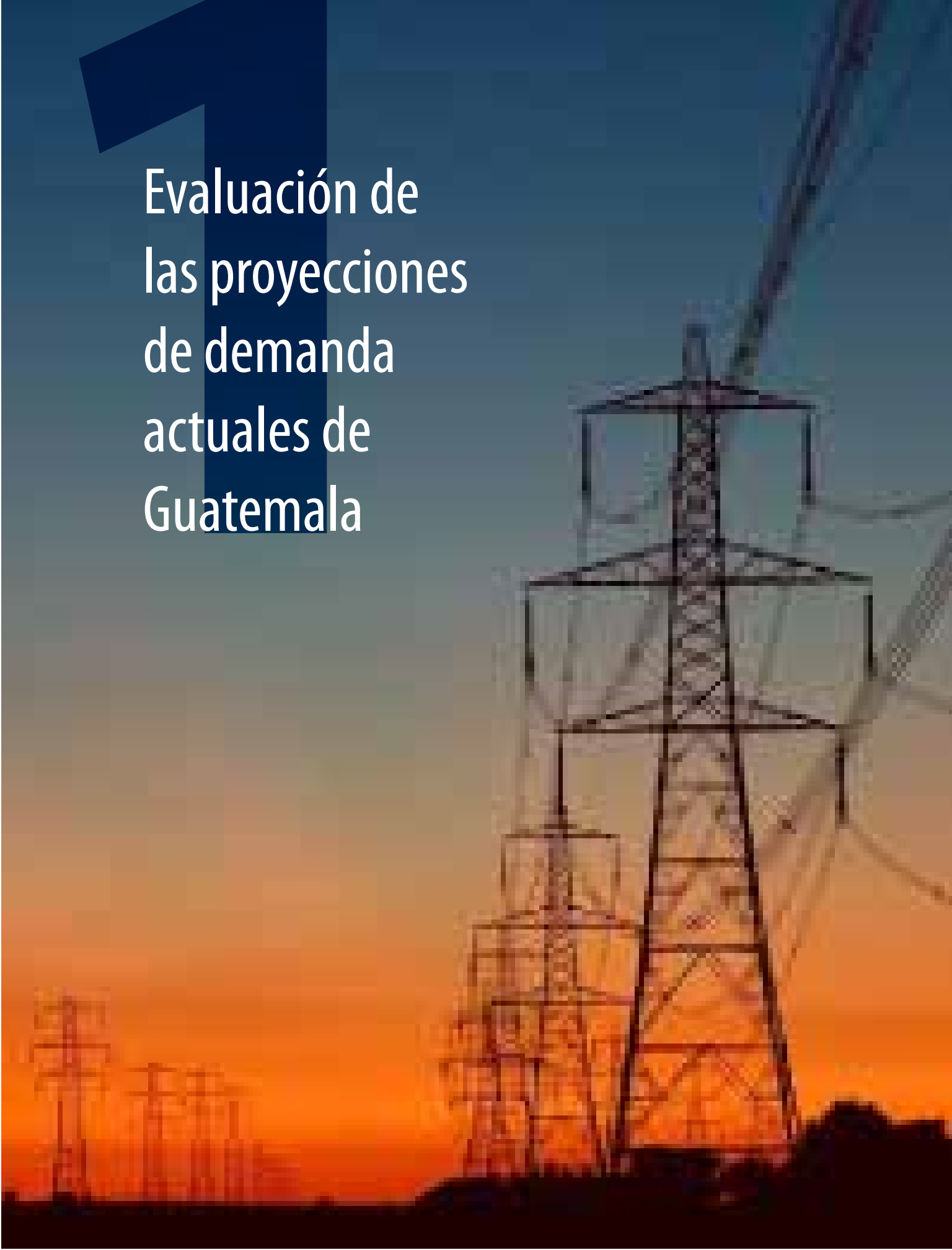
6 CNEE 2008, p. iii

7 CNEE 2010a, p 73

transformadores. Las metas son conectar al país en una serie de cinco redes (*anillos*) de transmisión que unirían a los sitios generadores (en su mayoría energía hidroeléctrica) y centros de carga, y reducir las pérdidas en la transmisión<sup>8</sup>. Todos los sitios generadores propuestos son proyectos de energía hidroeléctrica sin que se tomara en cuenta ningún sitio con energía renovable fuera de la hidroeléctrica.

Este informe propone que la predicción de la demanda basada en el PIB no es confiable y debería ser reemplazada con un enfoque que tome en cuenta a las cifras concretas de crecimiento por sectores y el ahorro por eficiencia energética para crear una predicción que esté más acorde con las cifras recientes de crecimiento realmente observadas. También analiza el potencial de eficiencia energética y muestra que existen claras alternativas competitivas en cuanto a costos a la energía hidroeléctrica, de carbón o gas para satisfacer de manera realista la proyección de las necesidades futuras de electricidad en Guatemala en los siguientes diez a quince años.

La Parte 1 de este informe analiza los métodos y supuestos del *PEISG* y ofrece una crítica de sus métodos de proyección basados en el PIB, y discute los planes de revisión de la red de transmisión teniendo en cuenta el potencial de la energía renovable. La Parte 2 analiza el potencial de las medidas de eficiencia energética en Guatemala, las cuales, de ser empleadas, constituyen una alternativa a la construcción de nueva capacidad de generación. La Parte 3 analizará el potencial de otras fuentes renovables que no sean la energía hidroeléctrica. En la Parte 4 de este informe, propondremos un Plan de Desarrollo de Potencia Alternativo (PDP) para el país que incorpore la capacidad existente, los proyectos actualmente en construcción, el potencial para la eficiencia energética, y otras fuentes renovables que no sean la energía hidroeléctrica.



# Evaluación de las proyecciones de demanda actuales de Guatemala

# Evaluación de las proyecciones de demanda actuales de Guatemala





# Antecedentes:

## El Mercado Eléctrico de Guatemala

La empresa de servicio público estatal de Guatemala, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), fue fundado en 1959 y se hizo responsable de todos los aspectos de la generación, transmisión y distribución de electricidad<sup>9</sup>. Para la década de 1980, se había vuelto incapaz de financiar los gastos de capital requeridos para el crecimiento y desarrollo del sector eléctrico. El Congreso trató de generar el interés en inversiones privadas a través de la Ley de Energía Renovable de 1986; sin embargo en 1990, el 92% de la electricidad en Guatemala todavía era generada por empresas de servicio público estatales. A principios de la década de 1990, la potencia instalada del sistema no podía mantener el ritmo de la demanda y los apagones diarios eran comunes. El INDE empezó a ofrecer acuerdos de compra de energía muy generosos para estimular la inversión privada, y entre 1993 y 1996, se suscribieron trece Acuerdos Privados de Compra de Energía (PPAs, por sus siglas en inglés) abriendo el mercado a las inversiones privadas<sup>10</sup>.

En el contexto de las privatizaciones de la infraestructura pública que se extendió por el mundo en vías de desarrollo en la década de 1990, el Congreso guatemalteco aprobó la Ley General de Electricidad en 1996. La legislación dividió y privatizó partes de la infraestructura estatal de electricidad y creó un mercado abierto para la electricidad (el mercado mayorista) y un Administrador del Mercado Mayorista (AMM). El AMM es encargado de supervisar los contratos y las transacciones, así como de hacer que la oferta coincida con la demanda en toda la red nacional (llamada Sistema Nacional Interconectado o *SNI*).

El INDE siguió siendo una empresa de propiedad estatal y continuó operando las centrales de generación, las líneas de transmisión y la distribución de electricidad a través de sus tres subsidiarias. La generación del INDE se encuentra bajo los auspicios de su subsidiaria, la Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE), que es propietaria de varias centrales hidroeléctricas (las que incluyen a Chixoy, Jurún Marinalá y Aguacapa) y termoeléctricas, y vende su electricidad directamente en el mercado abierto. Cuenta, por mucho, con la mayor capacidad de generación instalada del país y, en 2010, suministró más de 2,655 GWh de electricidad<sup>11</sup>. Las otras dos subsidiarias del

9 deGaute.com 2008

10 Estudio del Lawrence Berkeley National Laboratory - Murtishaw et al 2008

11 Administrador del Mercado Mayorista. *Informe Estadístico 2010* - AMM 2011b, p.3.



INDE son la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), que se ocupa de la transmisión de electricidad y la Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica (ECOE) de la comercialización y distribución. Éstas aún son de propiedad estatal.

Hoy, la regulación de la electricidad es el ámbito de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), que establece las tarifas y promueve el desarrollo de nueva energía y eficiencia energética. La CNEE también coordina las subastas y las licitaciones entre los distribuidores del país y el sector de la generación. Guatemala tiene tres empresas privadas principales que proporcionan servicios públicos de electricidad que cubren al grueso de los consumidores guatemaltecos: EEGSA, DEOCSA y DEORSA. Las tres cuentan con líneas de transmisión y distribución. EEGSA es la más grande y se ocupa del suministro a la capital y sus alrededores en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla; suministra más de 50% de la electricidad del país y distribuye 593 MW de energía a través de su red. Por otro lado, la DEOCSA atiende a unos 862,000 consumidores, la DEORSA a 504,000, y juntos, suministran a una demanda estable de 532 MW<sup>12</sup>. El suministro de la demanda restante proviene de las empresas de energía municipales y los grandes consumidores con los Acuerdos de Compra de Energía (PPA) directa con los generadores.

Guatemala fue afectada por precios de electricidad muy altos a principios de la década de 1990, que impulsó la construcción de nueva infraestructura para energía. Se construyeron centrales termoeléctricas a base de búnker o diésel en los 90, unas cuantas en los últimos 10 años, y una de ellas muy reciente, en 2008. Los ingenios azucareros producían 381 MW de energía que quema biomasa de caña de azúcar y bagazo y se aseguraron contratos de 20 años a precios muy altos. Estos contratos son también parcialmente culpables de los altos costos de la electricidad en Guatemala junto con la generación a base de derivados de petróleo. Muchos de estos contratos expiraron en 2011 y deberían ser renegociados a precios más bajos. Los planes actuales de eliminar gradualmente la generación basada en petróleo también deberían contribuir a tener precios de electricidad más bajos en Guatemala.

Los generadores privados representan una parte creciente de la potencia instalada del país y todos los proyectos actualmente en construcción son emprendimientos privados de entidades individuales o consorcios formados tanto por inversionistas nacionales como extranjeros. Toda la energía nueva en proyecto es financiada por empresas privadas y por lo tanto, la adopción de energía renovable que no sea la energía hidroeléctrica en Guatemala dependerá de la confianza del sector privado en retornos atractivos sobre la inversión.

## Potencia Instalada de Guatemala

A lo largo de la mayor parte del Siglo XX, Guatemala dependió de energía hidroeléctrica para satisfacer su demanda de electricidad y algunas de las centrales hidroeléctricas han estado en operación por más de 70 años: Santa María (5 MW) inició sus operaciones en 1927, y El Salto (2 MW) en 1938<sup>13</sup>. Algunas fueron construidas en la década de 1960 y 1970, y la más grande y

12 EEGSA 2010

13 AMM 2011a

notable del país, Chixoy (300 MW), entró en funcionamiento en 1983 luego de la sangrienta masacre de los pobladores mayas que se rehusaron a ser reubicados para abrir paso al embalse. Las desavenencias ocasionadas por esa historia aún perduran y fueron evidentes en la feroz oposición pública que desbarató la construcción de la Represa Xalalá en 2009. No se construyó ningún megaproyecto de energía hidroeléctrica en Guatemala por 20 años desde Chixoy, aunque se construyó un puñado de represas medianas en las décadas de 1990 y 2000. En 2003-2004 El Canadá (48 MW) y Renace (68 MW) entraron en funcionamiento y Xacbal (94 MW), la última represa hidroeléctrica que se introdujo, inició sus operaciones en agosto de 2010<sup>14</sup> en medio de controversia pública. En la actualidad, existen cinco proyectos hidroeléctricos en construcción programados para entrar en operación entre 2011-2015 con un total de 152 MW<sup>15</sup>.

La primera central a carbón entró en funcionamiento en 2000, la central de San José de 130 MW de propiedad de TECO Energy. En la actualidad existen tres nuevas centrales a carbón en construcción: Duke Energy (80 MW), ESI (80 MW) y Jaguar Energy (275 MW), de las cuales se espera que todas entren en funcionamiento hasta 2013<sup>16</sup>. El país tiene dos centrales de energía geotérmicas con un total de 49 MW<sup>17</sup>, y están programados 75 MW en 2014 y otros 88 MW en 2018<sup>18</sup>. Hasta ahora, Guatemala no tiene energía eólica o solar a escala de empresa de servicio público, sin embargo se han aprobado varios parques eólicos. Se conducen estudios para el parque eólico Viento Blanco (21 MW)<sup>19</sup>, y el parque eólico de San Antonio El Sitio de 48 MW está en construcción y debería entrar en funcionamiento hasta mayo de 2014<sup>20</sup>.

La Tabla 1.1 muestra la distribución actual de la potencia instalada de Guatemala por tipo de combustible y tecnología.

## Proyecciones del PIB y Predicciones de Demanda Eléctrica

El plan de expansión *PEISG 2008* depende de las proyecciones de demanda de potencia futura mayormente sobre la base de predicciones de crecimiento del PIB que suponen una relación normal o directa entre la demanda eléctrica y el crecimiento económico. Además de tomar en cuenta al PIB y al número de usuarios conectados como variables independientes, también se consideró la demanda de algunos proyectos industriales de corto plazo no revelados. Las cifras provistas incluyen a 50 MW para una fábrica de cemento en 2010, y 117 MW para la industria minera que entrará gradualmente en funcionamiento entre 2011 y 2014. Se calculó el escenario más bajo, llamado vegetativo, sin la inclusión de estos proyectos específicos (aunque no revelados)<sup>21</sup>.

Existen varios problemas con la dependencia del crecimiento del PIB para

14 AMM 2011a

15 *Perspectivas 2010*. CNEE 2010a, p.51.

16 *Perspectivas 2010*. CNEE 2010a, p.51.

17 AMM 2011a

18 Ingeniero Óscar Arriaga de CNEE, comunicación personal por e-mail de 1 de Junio de, 2011.

19 Álvarez 2011

20 Álvarez 2012

21 *PEISG 2008*. CNEE 2008, p.14

**Tabla 1.1. Capacidad Instalada de Guatemala en 2011**

Tipo de Combustible	Tecnología	Potencia Instalada (MW)	% de la Potencia Instalada	Observaciones
Carbón	Turbina a vapor	159.00	6.8%	Planta San José
Diésel	Turbina a Gas	260.90	11.1%	
Fuel Oil #6 (Bunker)	Motor de Combustión Interna	736.70	31.3%	
Bagazo	Turbina a vapor	371.50	15.8%	Temporada de cosecha
Geotermia	Turbina a vapor	49.20	2.1%	
Hídrico	Hidroeléctrica	774.10	32.9%	
	<b>Potencia Instalada Total:</b>	<b>2351.40</b>	<b>(Temporada de Cosecha)</b>	
Fuel Oil #6 (Bunker)	Turbina a vapor	206.70	8.7%	Temporada de no cosecha

Fuente: AMM 2011a Preparado por A. Koberle

predecir el crecimiento futuro de la demanda eléctrica. En general, el PIB puede ser difícil de precisar. Éste depende de cómo se lo calcula y, por lo tanto, su valor está sujeto a interpretación. La Tabla 1.2 muestra las proyecciones del PIB de la CNEE junto con cifras pasadas y proyectadas del PIB del FMI, el Banco Central de Guatemala, y de la Asociación Nacional de Generadores (ANG) de Guatemala. El hecho de que la CNEE, el Banco de Guatemala, y la ANG provean números diferentes es evidencia de la subjetividad del PIB. Es aún más difícil realizar proyecciones de largo plazo del crecimiento del PIB. Pese a que las proyecciones de demanda de potencia a menudo están vinculadas al crecimiento del PIB, existen otros factores en juego que son independientes del PIB, como las mejoras a la eficiencia energética y los precios del combustible primario. El modelo basado en el PIB de la CNEE supone que la demanda eléctrica seguirá creciendo en una relación de 1:1.1 en comparación con el PIB. La eficiencia energética puede desacoplar la relación y ayudar a reducir la relación a niveles por debajo de 1:1, de manera que el crecimiento del PIB no implique una demanda eléctrica incrementada.

Otra falencia de utilizar el PIB para predecir la demanda eléctrica es que la predicción de tendencias económicas es un esfuerzo incierto e inexacto. Como ejemplo de caso, las proyecciones de la CNEE se realizaron antes de 2007 y no se previó la crisis económica global de los últimos años. Como resultado, su pronóstico del crecimiento ya optimista probó ser una exageración en retrospectiva, como se puede ver para los años 2009-2010 cuando se los compara con los valores históricos reportados por el FMI (Tabla 1.2).

Se toma la Tabla 1.3 directamente del PEISG y muestra la energía pico proyectada y la demanda anual de generación resultante del análisis de la CNEE. Todas las anotaciones son valores proyectados creados antes de que golpeará la crisis económica. Según el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de Guatemala, la demanda pico fue de 1472 MW en 2009, y 1468 MW en 2010<sup>22</sup>. El escenario de caso bajo proyectado por la CNEE para 2010 es de

Tabla 1.2. Capacidad Instalada de Guatemala en 2011

Crecimiento Porcentual Real del PIB - Guatemala						
Fuente de datos	CNEE Crecimiento Porcentual del PIB (Bajo)	CNEE Crecimiento Porcentual del PIB (Medio)	CNEE Crecimiento Porcentual del PIB (Alto)	IMF Crecimiento Porcentual Real del PIB Histórico (p) = proyectado	Banco de Guatemala Crecimiento Porcentual Real del PIB Histórico	ANG Crecimiento Porcentual Real del PIB Histórico
	Proyectado	Proyectado	Proyectado			
	(en 2007)	(en 2007)	(en 2007)			
Año						
2001	n/a	n/a	n/a	2.4	2.3	n/a
2002	n/a	n/a	n/a	3.9	2.25	3.87
2003	n/a	n/a	n/a	2.5	2.13	2.53
2004	n/a	n/a	n/a	3.2	2.75	3.15
2005	3.3	3.3	3.3	3.3	3.16	3.26
2006	5.3	5.3	5.3	5.4	4.57	5.37
2007	5.7	5.7	5.7	6.3	n/a	6.27
2008	4.3	5.3	6.3	4.0	n/a	3.29
2009	4.4	5.4	6.4	0.4	n/a	0.58
2010	4.0	5.0	6.0	1.3 (p)	n/a	n/a
2011	4.0	5.0	6.0	3.5 (p)	n/a	n/a
2012	3.8	4.8	5.8	3.5 (p)	n/a	n/a
2013	3.6	4.6	5.6	3.5 (p)	n/a	n/a
2014	3.4	4.4	5.4	3.5 (p)	n/a	n/a
2015	3.2	4.2	5.2	n/a	n/a	n/a

Fuente de los Datos: CNEE – PEISG 2008, Sitio Web del FMI, Banco de Guatemala, Sitio Web de ANG.

231 MW totales por encima del valor actual observado. Incluso el escenario del llamado crecimiento vegetativo se encuentra 181 MW por encima de los valores observados. El AMM ha reportado cifras para la demanda de potencia pico actual consistentemente por debajo de las proyecciones de la CNEE para los años 2008, 2009 y 2010.

El documento de las *Perspectivas 2010* publicado en 2010 tenía el propósito de proveer una actualización del *PEISG 2008*, e incluye dos escenarios de proyección de la demanda basados en las cifras del PIB modificadas en decremento que ahora están disponibles. Pese a que las nuevas proyecciones de la demanda parecen ser más realistas, las *Perspectivas 2010* proyectaron que la demanda de potencia pico para 2010 sería 1488 MW como escenario de caso bajo y 1528 MW como escenario de caso alto<sup>23</sup>. El valor reportado por el AMM de 1468 MW significa que las *Perspectivas 2010* se equivocaron en la meta para el año de su publicación, exagerando la demanda pico de energía para 2010 por lo menos por 20 MW.

Conforme al mandato de dar a conocer un plan actualizado cada dos años, el

gobierno presentó el *PEG2 2012-2026*. Aunque lo publicó en 2012, esta nueva versión todavía muestra la capacidad de demanda pico para 2011 estimada en 1534 MW<sup>24</sup>. Este número presenta el escenario de demanda baja en *PEG2 2012*. Un otro escenario de alta demanda se presenta también que incluye demanda de proyectos de electrificación rural y proyectos industriales que elevan el crecimiento de la demanda de capacidad a un promedio de 124 MW por año para el periodo 2012-2026<sup>25</sup>. La actualización del plan de expansión de transmisión (llamado *PET2 2012*) establece una directiva para aumentar la tasa de electrificación rural de 82.7% hoy en día a 90.0% en 2021 y 95.0% en 2025<sup>26</sup>. No se incluyen detalles que ayuden a explicar cómo la electrificación rural y/o proyectos industriales aumentarían la demanda a tan altas tasas.

Investigación preliminar de informes semanales de la AMM indica que la capacidad de demanda pico para 2011 será de 1475 MW, un incremento de 7MW sobre la de 2010 y muy por debajo de cualquier de las proyecciones de CNEE. Esto apunta a problemas con la metodología y sugiere que cualquier proyección futura sobre la base de este modelo podría resultar inflada dentro del término de un año. Es entendible que los modelos se pasen de la marca cuando se trata con las complejidades de la demanda eléctrica y el PIB, pero el que exageren consistentemente los montos reales significa que algo está mal con el modelo subyacente y que éste debería ser modificado antes de ser utilizado para aprobar proyectos de miles de millones de dólares que estarán en funcionamiento por décadas venideras.

**Tabla 1.3. Escenarios de demanda**

Año	Demanda de Potencia MW				Demanda de energía G Wh			
	Vegetativo	Bajo	Medio	Alto	Vegetativo	Bajo	Medio	Alto
2008	1,505	1,505	1,505	1,505	8,172	8,172	8,172	8,172
2009	1,575	1,575	1,591	1,606	8,568	8,568	8,652	8,735
2010	1,649	1,699	1,732	1,763	8,984	9,422	9,601	9,774
2011	1,726	1,846	1,898	1,949	9,419	10,107	10,390	10,667
2012	1,807	1,958	2,031	2,103	9,876	11,147	11,545	11,937
2013	1,891	2,054	2,150	2,245	10,355	11,777	12,302	12,823
2014	1,969	2,137	2,251	2,363	10,800	12,267	12,891	13,509
2015	2,047	2,215	2,347	2,478	11,244	12,712	13,438	14,157
2016	2,125	2,292	2,444	2,593	11,689	13,157	13,989	14,813
2017	2,206	2,374	2,540	2,709	12,151	13,618	14,560	15,493
2018	2,287	2,454	2,644	2,833	12,630	14,097	15,154	16,199
2019	2,371	2,539	2,751	2,961	13,127	14,594	15,770	16,932
2020	2,461	2,628	2,862	3,094	13,644	15,111	16,411	17,694
2021	2,553	2,721	2,978	3,232	14,182	15,649	17,077	18,488
2022	2,650	2,818	3,099	3,376	14,741	16,209	17,772	19,315

24 MEM 2012, p.1

25 Calculado según tabla 1 del MEM 2012, p.1

26 MEM 2012a, p.1

Existen varias razones posibles del porqué las proyecciones han sido tan inexactas. Primero, es común que las agencias gubernamentales exageren las necesidades proyectadas<sup>27</sup>. Asimismo, la crisis económica tuvo un efecto profundo en el uso de electricidad a nivel mundial y Guatemala no fue la excepción. La demanda pico de energía se redujo en un 1% en 2008 en relación a 2007, pese a que la economía creció un 3.29%<sup>28</sup>. Esta desconexión entre el crecimiento económico y la demanda de potencia podría explicarse por el crecimiento económico a través del consumo de los excedentes del suministro industrial, lo que llevaría a una reducida demanda del sector de la manufactura, mientras que se absorben los bienes en existencias. Una tercera razón para la reducción en la demanda puede ser las ganancias en eficiencia energética impulsada en parte por los altos costos de la energía en 2005-2007 y las campañas públicas de conservación. Utilizar el crecimiento proyectado del PIB para pronosticar la demanda de potencia es un enfoque que no ha sido eficaz. En otros países, las predicciones sobre la base del PIB rutinariamente no han logrado materializarse y a menudo son exageradas<sup>29</sup>.

La reducción en la demanda pico de energía de 2009 a 2010 se hace aún más significativa con el hecho de que el consumo de electricidad subió en un 3.16% de 8014 a 8276 GWh<sup>30</sup>. Esto significa que se consumió más electricidad durante las horas fuera del pico, lo que sugiere una exitosa gestión de la demanda (*demand side management*). Alejar el consumo de electricidad de las horas pico, toda vez que sea posible, reduce la demanda pico de energía, el principal impulsor de la construcción de infraestructura de generación nueva. Significa que la potencia instalada actual está siendo utilizada de manera más eficiente y que se generó el mismo producto económico con menos potencia instalada.

La Figura 1.1 muestra una regresión lineal para la demanda histórica de energía observada en Guatemala entre 2001 y 2009, para la predicción del caso bajo de demanda de la CNEE de 2010 a 2022, como se reporta en el *PEISG*, y para los escenarios de caso bajo y alto propuestos por la CNEE en las *Perspectivas 2010*. Entre 2001 y 2010, la demanda de potencia aumentó en un promedio de 50 MW por año ( $R^2=0,97$ , lo que es muy adecuado). Sin embargo en 2008, la CNEE proyectó que aumentaría con mucha mayor rapidez: alrededor de 90 MW por año en el periodo 2010-2022. Tal como lo muestran las dos líneas para los escenarios de las *Perspectivas 2010*, las proyecciones modificadas se aproximan mucho más a las tendencias históricas. Sin embargo, pese a que comienzan alrededor del mismo punto que la potencia pico observada en 2010, tanto el escenario de caso bajo como el de caso alto muestran una demanda que aumenta mucho más rápido de lo que uno esperaría si continuara aumentando en 50 MW por año. De hecho, el escenario de caso alto en las *Perspectivas 2010* proyecta un crecimiento anual de 87 MW, comparable al escenario de caso bajo del *PEISG*. El escenario de caso bajo de las *Perspectivas* muestra una demanda que crece a una tasa más modesta de 70 MW por año, lo que aún es 40% más rápido que la tendencia histórica.

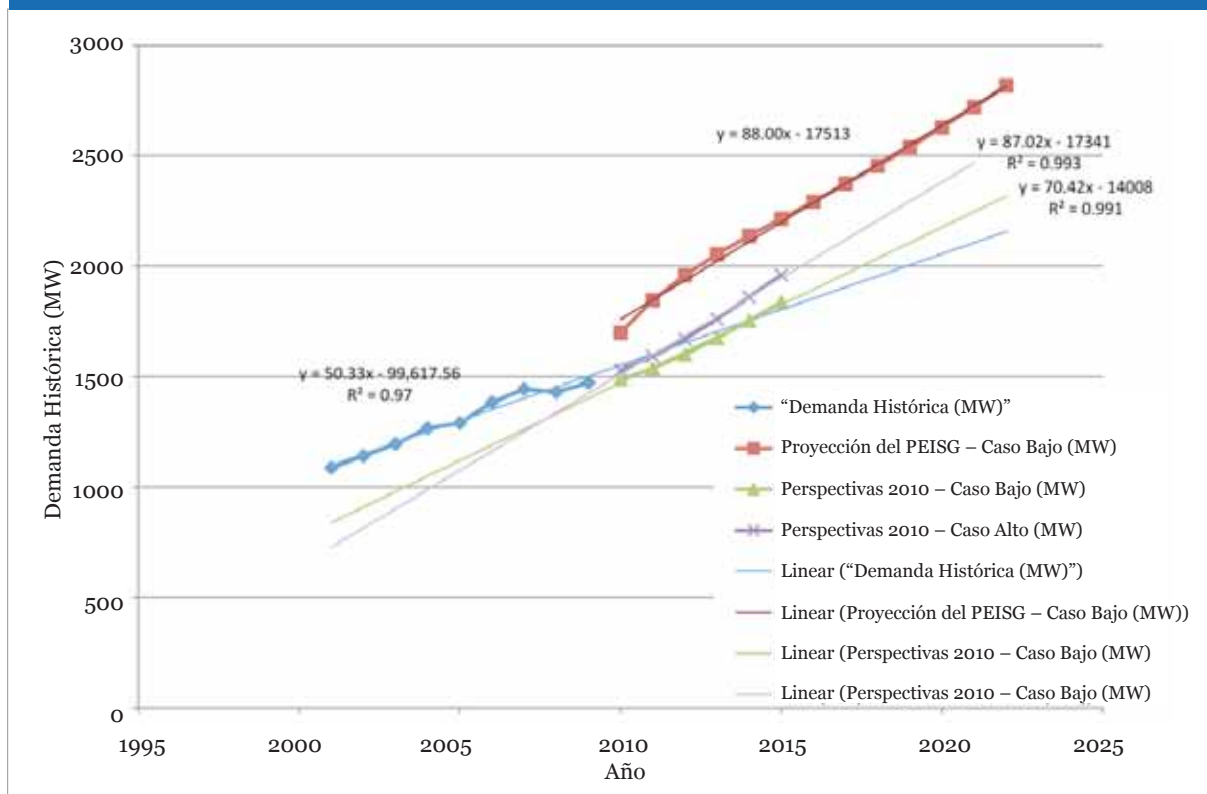
27 Ver el caso de Tailandia, por ejemplo, en Greacen 2004

28 ANG 2010

29 Ver por ejemplo a Greacen 2004

30 AMM 2011

**Figura 1.1. Demanda histórica y proyecciones de CNEE**



Fuente: Análisis de regresión de la demanda de potencia histórica y proyectada de Guatemala.<sup>31</sup>

Los planes de la CNEE no ofrecen mucho en forma de explicación de las razones detrás de estos incrementos tan dramáticos, con excepción de alusiones genéricas y vagas al crecimiento del PIB y proyectos industriales y mineros no divulgados. Tampoco consideran ningún ahorro potencial de las ganancias por la eficiencia energética. Si el crecimiento sostenido de la demanda de potencia de esta magnitud fuese real, se requeriría de considerables inversiones y la CNEE debería delinear claramente qué está ocasionando dicho incremento y proveer algunas opciones para cubrir el crecimiento de la demanda.

En este trabajo, presentamos los elementos de un nuevo enfoque para la planificación del sector eléctrico en Guatemala; un enfoque en el que 1) se identifica claramente la demanda nueva y se logra el suministro de la manera más eficiente posible con los menores impactos socio-ambientales; 2) se logran ganancias por eficiencia energética a través de medidas de regulación concretas que disminuyen la necesidad de infraestructura nueva; y 3) se considera seriamente a fuentes renovables potenciales que no sean la energía hidroeléctrica a gran escala. Pese a que va más allá del alcance de este trabajo el poder realizar análisis detallados de proyecciones de demanda futura sobre la base de datos reales para cada sector, utilizaremos

<sup>31</sup> En la última década, la demanda de potencia ha aumentado en un promedio de 50 MW por año ( $R^2=0.97$ , lo que es muy adecuado); sin embargo, la CNEE proyecta que seguirá aumentando a una tasa de alrededor de 80 MW por año en el periodo 2010-2022 (PEISG), y un caso bajo de 70 MW o caso alto de 87 MW por año, según las *Perspectivas 2010* de la CNEE.



las tasas de crecimiento de la demanda histórica de Guatemala como la base para la predicción del crecimiento futuro de la demanda. En los capítulos que siguen, analizaremos otros elementos de este nuevo enfoque.

## Expansión de la Transmisión

El *Plan de Expansión del Sistema de Transporte - PET*<sup>32</sup> de la CNEE, publicado en 2008, delinea la construcción propuesta de líneas de transmisión de alta tensión necesarias para reducir la presión sobre el ya abrumado sistema nacional interconectado y conectar a las regiones con capacidad de generación con los centros de carga. Se menciona específicamente a proyectos de energía hidroeléctrica, sin embargo otras fuentes renovables están conspicuamente ausentes. En diciembre de 2009, la Empresa de Energía de Bogotá, la empresa colombiana de servicio público, se adjudicó el contrato para iniciar la construcción de 1397 km de nuevas líneas de energía y subestaciones<sup>33</sup>. El proyecto costará un estimado de \$US422 millones, con \$US82 millones adicionales para la interconexión con México y la red de SIEPAC, una gran red interconectada centroamericana que se encuentra en desarrollo en este momento<sup>34</sup>. No queda claro si las líneas de transmisión nuevas serán construidas conectando a los sitios de energía renovable con el sistema interconectado. En una entrevista reciente, el ex Ministro del MEM, Luis Ortiz, dijo:

*El PET facilitaría la construcción de centrales de generación, especialmente represas hidroeléctricas cuyos recursos se encuentran en el norte, oeste y región central de Guatemala, ya que facilitaría el transporte de energía desde estas áreas al sistema nacional.*

*Prensa Libre 2010*

Había varios proyectos bajo construcción en 2007, cuando se publicó el *PET*, algunos de los cuales han sido concluidos. La interconexión con México de 400 kw y \$US55 millones fue inaugurada oficialmente en octubre de 2009 y con la aprobación de los reglamentos en marzo de 2010, Guatemala podría incrementar su compra de electricidad de México a 200 MW a lo largo de los próximos dos años. De esta cantidad, 120 MW ya están siendo distribuidos por el INDE<sup>35</sup> y los 80 MW restantes estarán disponibles en agosto de 2013<sup>36</sup>. En enero de 2012, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) publicó una actualización del *PET* titulada *Plan de Expansión de Transportes 2012-2026*<sup>37</sup>. Este documento determina que el plan de transmisión original de 2008 se está llevando a cabo puntualmente y establece metas de electrificación rural de 90% para 2015 y 95% para 2021, arriba del 82.7% de hoy.

32 CNEE 2008a

33 Álvarez 2009. *elPeriódico*. 12 de diciembre de 2009.

34 *Business News Americas*, Junio de 2009

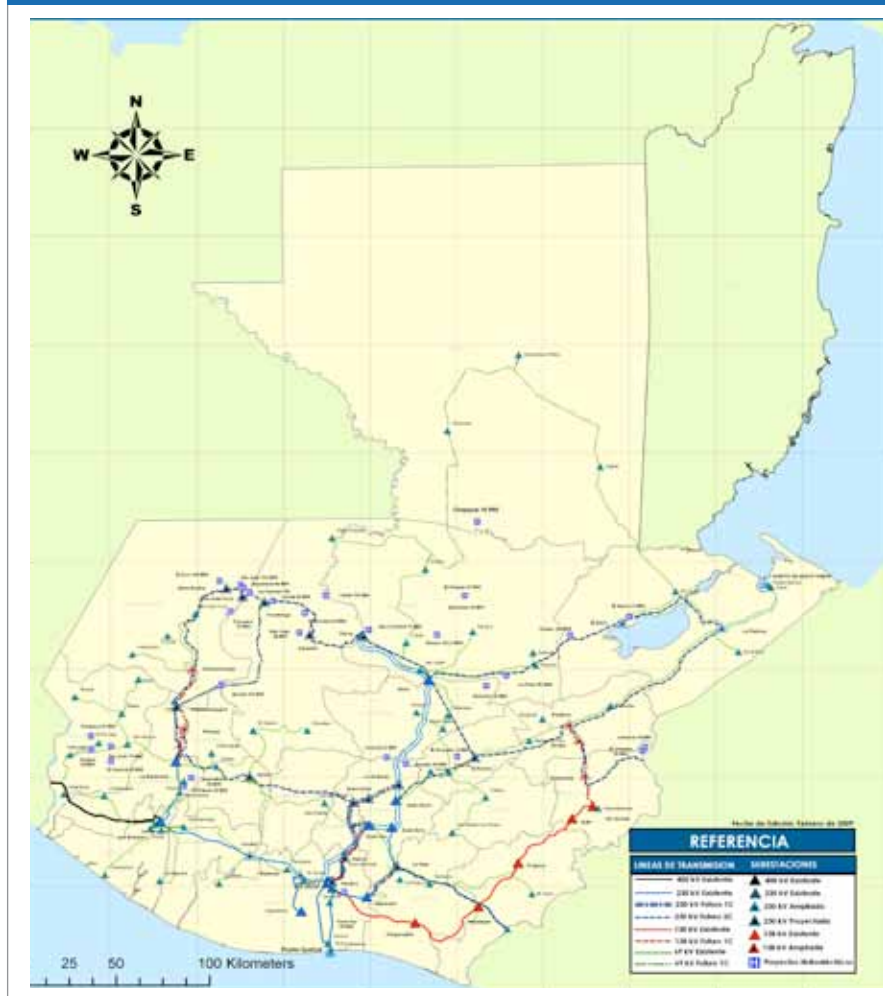
35 *Prensa Libre*, 12 de febrero de 2010

36 *Perspectivas 2010* - CNEE 2010a, p.51

37 MEM 2012a

A continuación se provee un mapa de las líneas de transmisión existentes y proyectadas a febrero de 2009:

**Figura 1.2. Líneas de transmisión y subestaciones existentes y proyectadas a febrero de 2009**



Fuente: CNEE – PET 2008

Guatemala tiene planeado depender parcialmente de las importaciones de energía de México hasta 2022 para compensar por la producción hidroeléctrica reducida durante la estación seca<sup>38</sup>. Esto es sorprendente en vista de que los planes de expansión de la generación parecen estar proponiendo infraestructura nueva que excede por mucho lo que se necesita para cubrir la demanda proyectada. Algunos<sup>39</sup> sostienen que la energía excedente será utilizada para exportaciones a otros sistemas interconectados latinoamericanos a través del SIEPAC. Sin embargo, la CNEE explica que aunque es más costosa que la electricidad nacional producida con energía hídrica o carbón, la electricidad mexicana aún es más barata que la electricidad guatemalteca producida con diesel o búnker<sup>40</sup>.

38 CNEE 2008, p.31

39 Por ejemplo, *El Observador* 2010

40 Perspectivas 2010 - CNEE 2010a, p.51

El PET busca conectar a todo el país con un sistema interconectado moderno y continuo que *pueda* ser utilizado para llevar electricidad eficientemente a diferentes regiones del país, muchas de las cuales todavía no cuentan con electricidad centralizada. Sin embargo, existe un reconocimiento creciente de que, para lugares más remotos, podría ser mejor tanto ambientalmente como en cuanto a costos, invertir en mini redes alimentadas con energía renovable u otros sistemas de generación independientes, tales como los sistemas solares domésticos en vez de conectar a todos al sistema interconectado principal.

El sistema interconectado también proveería electricidad a regiones ricas en potencial minero actual y sin explotar, que requieren de mucha electricidad. Estas regiones son ricas en recursos naturales, lo que incluye al potencial de energía hidroeléctrica, así como yacimientos mineros e hidrocarburos<sup>41</sup>. Muchos de los proyectos de energía hidroeléctrica en estas regiones (que incluyen a Xalalá) se han encontrado con una resistencia seria de las poblaciones locales.

La ubicación de estas líneas de transmisión puede tener impactos profundos en qué tipo de recursos energéticos son desarrollados. Al proponer la instalación de líneas de transmisión nuevas cerca de sitios planificados de generación de energía hidroeléctrica, pero dejar a otros lugares de energía renovable sin capacidad de transmisión, el plan resultaría en un subsidio de facto a los grandes proyectos de energía hidroeléctrica propuestos en el *Plan de Expansión del Sistema de Generación (PEISG)*. Esto se debe a que, para vender su electricidad al sistema interconectado, los proyectos renovables tendrían que incluir el costo de las líneas de transmisión o esperar a que se construyan líneas adicionales. De la manera en que se encuentra, el plan de transmisión reduce efectivamente el costo aparente de los proyectos de energía hidroeléctrica propuestos, pero deja aisladas a otras energías renovables, como la eólica, solar y geotérmica, incrementando más aún el costo aparente de desarrollarlas. Pese a que los sitios de energía renovable están generalmente cerca de los centros de carga y líneas de transmisión, en Guatemala, la necesidad incluso de una línea de transmisión corta (<50 km por ejemplo) puede ser un serio obstáculo financiero y/o burocrático.

## Expansión de la Capacidad de Generación

El plan de expansión de la generación delineado en el *PEISG 2008*, ha hecho un buen progreso. La meta de eliminar la generación a diesel será una realidad hasta 2015, y la generación con búnker también se reducirá significativamente<sup>42</sup>. Los planes de expansión de la CNEE implican en su mayoría a grandes proyectos hidroeléctricos, grandes proyectos a base de carbón, e importaciones de México. La Tabla 1.4 fue tomada de las

41 *Invierta en Guatemala 2010*

42 CNEE 2010a – Se realizará una licitación contratos de suministro de energía por un total de 800 MW a fines de 2011, y todas las propuestas debían entregarse hasta el 28 de octubre de 2011 (*elPeriódico* 2011). Desde entonces, el plazo ha sido cambiado al 6 de enero de 2012 (Bolaños 2011). De estos 800 MW, 60% tendrá que provenir de fuentes renovables (lo que incluye a los recursos hídricos) con contratos de 15 años y hasta 40% puede provenir de fuentes no renovables limitadas a carbón, búnker y gas natural licuado (GNL). Se espera que las propuestas ganadoras entren en operación el 1 de mayo de 2015 (EEGSA 2010). Se espera por lo menos una propuesta para un parque eólico de 50 MW (*elPeriódico* 2011).

*Perspectivas 2010* y muestra 769.6 MW de potencia nueva en construcción que deberán entrar en funcionamiento hasta 2013. Además, existen otros proyectos hidroeléctricos que están actualmente en construcción y otros que han empezado a obtener los permisos y aprobaciones requeridos<sup>43</sup>. En mayo de 2010, el ministro del MEM, Carlos Meany, dijo que los siguientes proyectos ya están en construcción: Panamá (6.9 MW), La Helvetia/SDMM (6.8 MW), los dos proyectos *Renace* (130 MW), Sulín (19 MW), Finca Lorena (23 MW), Las Ánimas (10 MW), Cueva María (9.3 MW) y El Volcán (26 MW)<sup>44</sup>.

También se hace referencia a gas natural licuado (GNL) como una fuente potencial de combustible pero no se provee ningún detalle específico<sup>45</sup> (Véase tabla 1.4).

En cuanto a otras fuentes renovables, la geotérmica y la “Generación Renovable Distribuida” no especificada, son caracterizadas en sólo uno de los cinco escenarios futuros de generación incluidos en las *Perspectivas 2010*<sup>46</sup>, pero *PEG2 2012-2026* incluye 300 MW provenientes de plantas de generación geotérmica a instalarse en 2017.<sup>47</sup> Aún no se menciona la eficiencia energética en ninguno de los planes de expansión y sigue ocupando un lugar secundario a la construcción de infraestructura de energía para satisfacer la demanda, pese que el *PEG2 2012-2026* incluye uno escenario de eficiencia energética. En las discusiones que vienen a continuación, analizaremos el potencial de la eficiencia energética (Parte 2) y de las fuentes renovables que no sean las fuentes hídricas a gran escala (Parte 3). Luego combinaremos estos análisis en un Plan de Desarrollo de Potencia Alternativo (PDP) para Guatemala, el que presentaremos en la Parte 4. En el PDP Alternativo, incluiremos la potencia instalada actual además de proyectos hidroeléctricos y a carbón nuevos sólo si están actualmente en construcción. No se incluirá a los proyectos que han sido aprobados pero cuya construcción no se ha iniciado.

**Tabla 1.4. Proyectos en construcción en Guatemala en 2010.**

Inicio de operación	Proyecto	Potencia (MW)
Jun – 10	Duke Fase 1	40
Jul – 10	Hidroeléctrica Xacbal	94
Ago – 10	Hidroeléctrica Santa Teresa	19.6
Ene – 11	Duke Fase 2	40
Jun – 11	Hidroeléctrica El Manantial	35
Dic – 11	Hidroeléctrica El Cóbano	7
Jun – 12	Hidroeléctrica Palo Viejo	80
Nov – 12	ESI	80
May – 13	Jaguar	275
Jun – 13	Hidroeléctrica San Cristóbal	10
Ago - 13	Interconexión México	80 3
	<b>Total</b>	<b>769.6</b>

Fuente: Perspectivas 2010 (CNEE 2010a, p.51)

43 En abril de 2011, por ejemplo, *elPeriódico* reportó que el proyecto hidroeléctrico *El Orégano* (120 MW) fue aprobado por el MEM y *Renace 2* (162.5 MW) ya estaba en construcción (Álvarez 2011).

44 Quiñónez, Mayo 2010

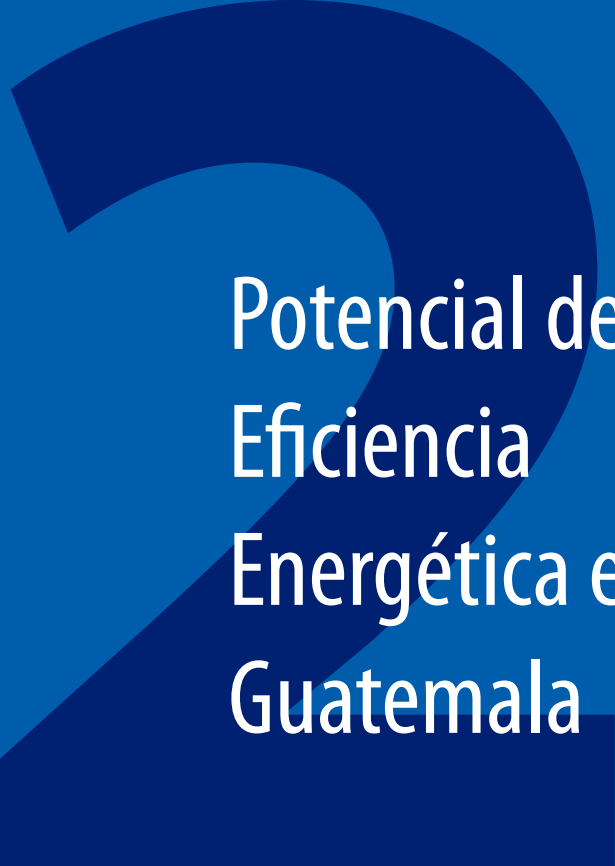
45 EEGSA 2011

46 CNEE 2010a, p.71

47 MEM 2012, p. 2

# Potencial de Eficiencia Energética en Guatemala



A large, stylized number '2' graphic in a dark blue color, positioned on the left side of the page. The number is composed of two thick, curved segments. The top segment curves from the top left towards the center, and the bottom segment curves from the center towards the bottom left, meeting the top segment at the top left. The background is a solid medium blue color.

# Potencial de Eficiencia Energética en Guatemala



*El manejo de la demanda y la conservación de energía pueden mejorar la rentabilidad de los proveedores de energía, crear nuevas industrias de servicios de eficiencia energética, y, lo más importante, ayudar a desacoplar el desarrollo económico del crecimiento de la demanda de energía.*

(Limaye et al, 2008)

## El Poder de los Negavattios<sup>48</sup>

Los planificadores del sector energético y los funcionarios de las empresas de servicios públicos en Europa, Norteamérica, y partes de Asia dependen cada vez más de incentivar la eficiencia energética como una herramienta para cubrir el crecimiento de la demanda de electricidad a un costo bajo. Tal como se analizará en este capítulo, el potencial de ganancias por eficiencia energética en Guatemala es significativo. Desafortunadamente, los planes de expansión de la CNEE (*PEISG 2008* y *Perspectivas 2010*) no mencionan para nada a la eficiencia energética y proponen satisfacer la demanda futura de electricidad solamente a través de nueva infraestructura de energía<sup>49</sup>. Las proyecciones de demanda de electricidad basadas en el PIB suponen que la producción económica por unidad de electricidad consumida permanece constante y, por lo tanto, es un enfoque incompleto que no toma en cuenta las ganancias resultantes de las medidas de eficiencia energética tanto tecnológicas como regulatorias.

Muchas naciones desarrolladas han disfrutado de un crecimiento económico saludable mientras que su uso de electricidad per cápita ha permanecido nivelado. Como buen ejemplo de esto, entre 1990 y 2007, el PIB de Alemania creció un 20% mientras que su consumo de energía primaria se redujo en 7%<sup>50</sup>. California, Dinamarca, y Holanda son también buenos ejemplos de una demanda de electricidad per cápita pese a sus PIB crecientes en las últimas décadas<sup>51</sup>.

Pese a que no se ha implementado un programa integral de eficiencia energética en Guatemala, se ha iniciado algunos planes nacionales y regionales con niveles diferentes de éxito. En respuesta a las sacudidas petroleras de la década de 1970, USAID ayudó a Guatemala, Costa Rica, El Salvador, Honduras

48 Negavattios, son los megavattios retirados de la demanda de un sistema eléctrico por la incorporación de medidas de: eficiencia energética y energías renovables (Instituto de Energía Eléctrica FING –Uruguay).

49 En vez de eso, se presentó un plan separado de eficiencia energética al Congreso guatemalteco, donde espera su aprobación. Vea los párrafos a continuación.

50 Piedrahita 2009

51 Vea por ejemplo a Kandel et al 2008, Banco Mundial 2011



y Nicaragua a establecer un Programa de Eficiencia Energética Industrial Regional (PEEIR) en 1982. Tenía como meta a usuarios grandes, como el sector de la manufactura, y proveía capacitación en manejo y auditorías de energía, ofrecía seminarios y demostraciones, y producía manuales técnicos. Hacía hincapié en medidas de conservación simples, tales como el arreglo de fugas y el aislamiento eléctrico. Para 1989, unas 2.000 compañías tenían un ahorro de alrededor de \$US7 millones por año en toda la región<sup>52</sup>. Sin embargo, el plan carecía de continuidad y una vez que el impulso original se acabó, las ganancias se perdieron por la inactividad. Según USAID, “a medida que los precios del combustible volvieron a niveles más estables, también declinaron los incentivos para la conservación de energía”<sup>53</sup>.

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) reporta que programas de eficiencia energética más recientes en Brasil, México, Costa Rica, Perú y Cuba han dado resultados notables en evitar la necesidad de nuevas centrales de energía costosas. Solamente en 2005, Brasil invirtió \$US52.7 millones en iniciativas de eficiencia energética que generaron ahorros de 2158 GWh<sup>54</sup> en electricidad y \$US960 millones en construcción de nueva infraestructura de energía pospuesta. Ese mismo año, México ahorró 1301 GWh, equivalente al consumo de ya sea el estado de Baja California Sur o Colima<sup>55</sup>. En México, se determinó que el costo de conservar 1 kW por medio de medidas de eficiencia energética era 75% menor que el costo de añadir 1 kW de energía mediante la construcción de infraestructura nueva<sup>56</sup>. Las medidas de eficiencia también resultaron en una reducción de 347 MW en la demanda de potencia y 1.962 GWh de energía<sup>57,58</sup>.

Vale destacar que los dos programas de eficiencia energética más exitosos en Latinoamérica – los de México y Costa Rica – han tratado a los ahorros resultantes de los programas de eficiencia energética como equivalentes a nuevas fuentes de energía y los han incluido en sus planes y predicciones para energía futura<sup>59</sup>. En febrero de 2011, la CNEE presentó el *Plan Integral de Eficiencia Energética (PIEE)* – sin embargo, hasta el momento de la elaboración de este trabajo, todavía permanecía estancado en el Congreso guatemalteco esperando su aprobación y financiamiento, junto con la Ley de Eficiencia Energética.

Las *Perspectivas 2010* de la CNEE no incluyen a la eficiencia energética y siguen dependiendo de la infraestructura de generación nueva para satisfacer la demanda proyectada. *El PEG2 2012-2026* incluye un escenario en el cual se consideran beneficios por medidas de eficiencia. En este escenario el total de nueva capacidad incluye 300 MW de capacidad geotérmica

52 USAID 1996

53 USAID 1996

54 Debido a que estamos principalmente interesados en reducir la demanda de potencia, intentaremos expresar los ahorros gracias a la eficiencia en MW o kW cuando sea posible; sin embargo, los ahorros en generación son igualmente deseables. Algunos informes sólo dan los ahorros en generación expresados en MWh o GWh y nosotros los reportaremos cuando no se reporte ahorros en potencia.

55 Poveda 2007, p.10

56 Dufour 2006

57 Poveda 2007, p.11

58 El programa de normas de México se implementó en 1995 empezando tan sólo con cuatro productos principales – refrigeradores, unidades de aire acondicionado, lavarropas y motores eléctricos. Para 2005, las normas sólo para estos cuatro productos resultaron en una reducción de la demanda nacional de electricidad de 9.6%, y redujo la necesidad de capacidad de generación en 6.4%. El rápido éxito del programa mexicano dependía de que una autoridad legislativa clara establezca las normas y de una aplicación estricta. Los fabricantes mexicanos sobrepasaron los requisitos de las normas, parcialmente por un deseo de volverse más competitivos en los mercados internacionales (MacNeil et al 2007).

59 Poveda 2007, p.13



mientras se reduce la capacidad hidroeléctrica nueva de 1110 MW a 650 MW proyectada en otro escenario que difiere sólo en la falta de beneficios por eficiencia de energía<sup>60</sup>. Esto representa arriba de 450 MW de potenciales beneficios de eficiencia de energía a 2026 y revela que incluso la CNEE cree que se pueden lograr beneficios significativos por eficiencia energética. Una de las recomendaciones centrales de este informe es que se promulgue un congelamiento temporal de los proyectos de infraestructura nueva en 2015-2022 y que se establezca como prioridad principal un programa de implementación de eficiencia energética.

## La Curva de Carga Diaria

La fuerza motriz detrás de la necesidad de nueva infraestructura de energía en Guatemala y en otras partes yace en la demanda diaria pico de potencia. La infraestructura de generación de un país debe suministrar suficiente capacidad para satisfacer la demanda de potencia más alta, incluso si sólo es por unas cuantas horas al día, unos cuantos días al año. De manera que, cualquier consumo que está impulsando el pico anual será el que determine qué potencia instalada se debe tener para suministrar la electricidad necesaria adecuadamente.

La Figura 2.1 muestra la curva de carga típica de Guatemala. Aunque la curva de carga cambia todos los días, su forma permanece relativamente constante con un pico nocturno a lo largo del año<sup>61</sup>. Por lo tanto, cualquier enfoque que reduzca el pico nocturno reducirá también la necesidad de nueva infraestructura de generación. El pico nocturno es impulsado principalmente por la iluminación comercial, residencial y pública, además de la refrigeración residencial<sup>62</sup>. Las medidas de eficiencia energética que abordan estos elementos reducirán por ende la demanda de potencia pico y eliminarán la necesidad de centrales generadoras adicionales (Véase figura 2.1).

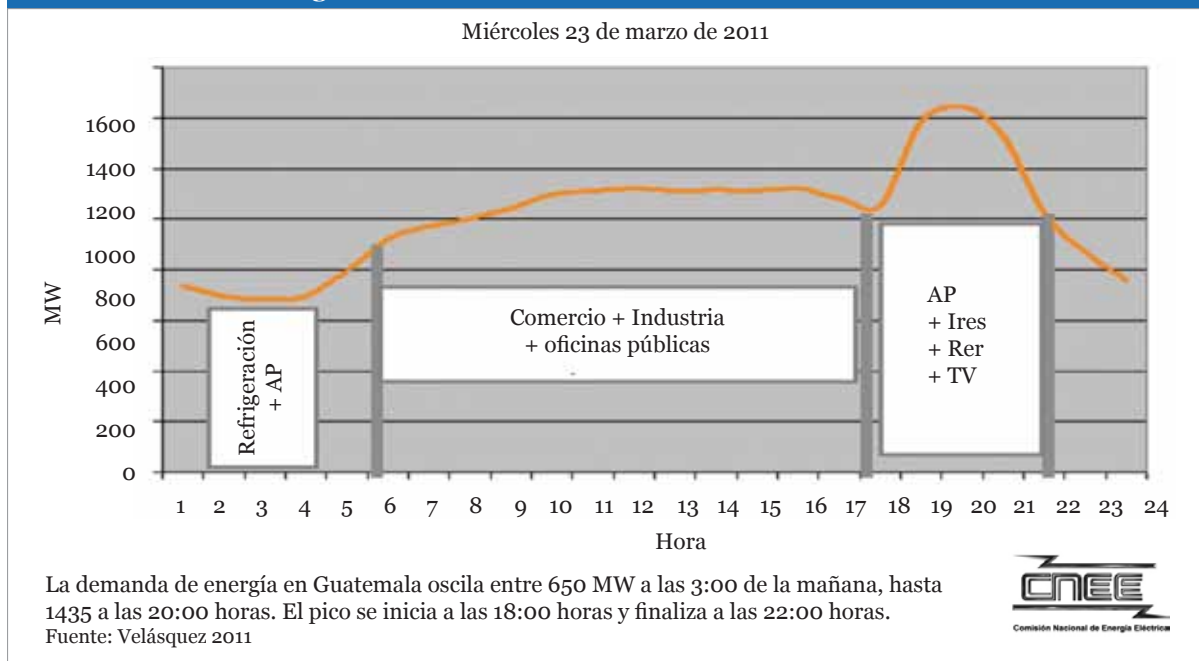
Además, las herramientas de gestión de demanda (DSM, por sus siglas en inglés - Demand Side Management) tal como la *demanda interrumpible* también pueden ayudar a reducir la demanda de potencia industrial subyacente durante las horas pico. Se podría enviar señales de precio durante las horas pico a las industrias que requieren de mucha electricidad, como ser las de cemento, minería y refrigeración, como aliciente para que reduzcan temporalmente sus cargas a los requisitos mínimos y bajen así la demanda a nivel de todo el sistema. Como veremos a continuación, el nuevo plan de eficiencia guatemalteco apunta a algunos de los impulsores de la potencia pico.

60 MEM 2012, p.12

61 AMM 2011

62 Velázquez 2011

Figura 2.1. Curva diaria de demanda de electricidad



Curva de la carga diaria de Guatemala.

Traducción de las claves: AP = Alumbrado público; Ires = Iluminación residencial; Ref = Refrigeración; TV = Aparatos de televisión

## Un Nuevo Plan de Eficiencia Energética en Guatemala

En 2008, la CNEE y el MEM desarrollaron un plan de eficiencia energética llamado *Plan Integral de Eficiencia Energética – PíEE*. El BID aprobó un financiamiento de \$US600,000 complementado por US\$150,000 de la CNEE, para desarrollar las instituciones necesarias para administrar el plan. En marzo de 2009, se dio un plazo para terminar los objetivos (mayormente burocráticos). Éstos eran<sup>63</sup>:

- Establecimiento de un departamento nacional de eficiencia energética (el Órgano Técnico Nacional de Eficiencia Energética), responsable de elaborar los planes y monitorear la ejecución de los programas de eficiencia energética que serán implementados en el país.
- Elaboración de una propuesta para establecer un fondo de financiamiento (el Fondo Nacional para Eficiencia Energética – FONAE) para proyectos de eficiencia energética específicos. Los préstamos serían repagados en un tiempo razonable con los ahorros en energía generados. Estos proyectos serían en efecto para todos los sectores de la economía: residencial, comercial e industrial; público y privado.
- Elaboración de propuestas específicas para incentivos a la eficiencia energética.

**Tabla 2.1. Programas de eficiencia energética planificados.**

Medida	Objetivo	Efecto esperado	Agencia	Fecha de inicio
Reemplazar lámparas de vapor de mercurio por lámparas de vapor de sodio (SAP) en el alumbrado público	Reemplazar 282.000 lámparas	- 34% de ahorro - 20 MW menos de demanda pico	CNEE/MEM Proyecto piloto	Mar 2010
Cambio de hora Programa de ahorro de energía (Luz del día)	Ahorro en energía menor energía	- 50 GWh de ahorro - 60 MW menos de demanda pico	Proyecto de ley	Abr 2010
Cambiar de refrigeradores antiguos	Reemplazar 80% de los refrigeradores antiguos	- Ahorrar un 25% en refrigeración doméstica	Financiamiento a través de FONAE	Ene 2011
Sustituir motores eléctricos industriales	Reemplazar 50% de los motores ineficientes	Reducir en 10% el uso en el sector industrial	Financiamiento a través de FONAE	Ene 2011
Mejores cocinas	Construir 100.000 cocinas	10% de reducción en el uso de leña	Financiamiento a través de FONAE	Ene 2011

Fuente: CNEE 2009

- El desarrollo de un programa para capacitar a técnicos guatemaltecos en eficiencia energética.

Los fondos del BID eran para la elaboración de un plan y la creación de las instituciones necesarias para supervisarla y no incluían financiamiento directo para el FONAE (o FODEE como ha sido denominado más recientemente). Los recursos para el fondo provendrán de otras partes, pero no hasta que el plan obtenga aprobación del Congreso<sup>64</sup>. Según su sitio Web, el BID financió un segundo proyecto a partir de febrero de 2010 para continuar con los procedimientos administrativos y de capacitación. Se sostuvo varias reuniones con sectores de la sociedad y se firmó acuerdos y se publicó un cronograma para la implementación inicial de medidas de eficiencia en agosto de 2009. Sin embargo, al momento de la redacción de este trabajo, la legislación respecto a la eficiencia energética que formalizaría los planes formulados por la CNEE - la Ley de Eficiencia Energética - todavía aguarda su aprobación por el Congreso guatemalteco<sup>65</sup>. Como resultado, todavía queda por implementar las medidas propuestas en la Tabla 2.1.

Una vez que el plan sea aprobado por el Congreso, se deberá obtener el financiamiento para la implementación en sí. Una línea de crédito de \$US100 millones está siendo preparada por el BID y se tiene programado que esté a disponibilidad del gobierno de Guatemala en 2012<sup>66</sup>. Según Velázquez (2011), una vez que el plan sea aprobado, las siguientes medidas serán implementadas:

- Distribución de 15 millones de lámparas fluorescentes

64 No obstante, algunos proyectos ya han sido financiados a través de fondos del BID. Ver por ejemplo Bolaños 2012.

65 Velázquez 2011

66 BID 2011

compactas (LFC de 20 vatios) a residencias en todo el país a un costo proyectado de \$US22 millones.

- Reemplazo de 282,000 lámparas de vapor de mercurio (175 vatios) del alumbrado público con lámparas de vapor de sodio de 100 vatios a un costo de \$US28 millones. Esto significaría una reducción en la demanda de energía pico de 21.15 MW (=282.000 \* 75). No obstante, debido a que el alumbrado público se encuentra bajo la jurisdicción de las municipalidades, el marco de tiempo para la implementación será de años en vez de meses, pese al hecho de que los planes del gobierno nacional disponen ayuda financiera para ayudar a las municipalidades a cubrir los costos iniciales<sup>67</sup>.
- Reemplazo de 50,000 refrigeradores de más de 10 años de antigüedad a un costo de \$US15 millones.
- Implementación del ahorro de energía (luz del día). En 2006, se promulgó un programa experimental de ahorro de energía/luz del día que reducía la demanda pico en 41 MW. Además, la demanda pico comenzó una hora más tarde, sin embargo el subsidio continuó en el mismo horario de manera que el consumo de electricidad se redujo en 28.8 GWh<sup>68</sup>. Sin embargo, el ahorro de energía/luz del día no será adoptado permanentemente debido a la oposición pública por el incremento en el crimen que la gente enfrenta en su camino al trabajo en la oscuridad. Además, los resultados proyectados fueron considerados como marginales de manera que la idea fue abandonada <sup>69</sup>.
- Capacitación de profesionales en eficiencia energética mediante seminarios y charlas.

La Figura 2.2 muestra los resultados proyectados de algunas medidas de eficiencia energética en el plan de eficiencia energética, *PIEE*, propuesto. Una reducción de aproximadamente 190 MW en la demanda de energía pico a un costo de \$US65 millones<sup>70</sup> significa un costo de \$US342/kW. Esto es mucho menos que el costo de construcción de nuevas centrales de generación de electricidad de cualquier tecnología.

El sitio Web de la CNEE dice que se podría obtener una reducción de 250 MW en la demanda de potencia, equivalente a la energía de Chixoy, la central hidroeléctrica más grande de Guatemala, que representa un 20% de la generación total en el país<sup>71</sup>. Según el ingeniero Sergio Velázquez de la CNEE<sup>72</sup>, este ahorro se materializaría mediante la ejecución completa de los proyectos propuestos en el *PIEE*, a saber, el reemplazo de la iluminación residencial y de refrigeradores ineficientes, así como las mejoras en la transmisión y distribución que reducirán las pérdidas y otras ineficiencias del sistema interconectado actual. El Sr. Velázquez manifiesta que éstas son

67 Ingeniero Óscar Arriaga de la CNEE e-mail de comunicación personal el 16 de junio de 2011.

68 Carpio 2010

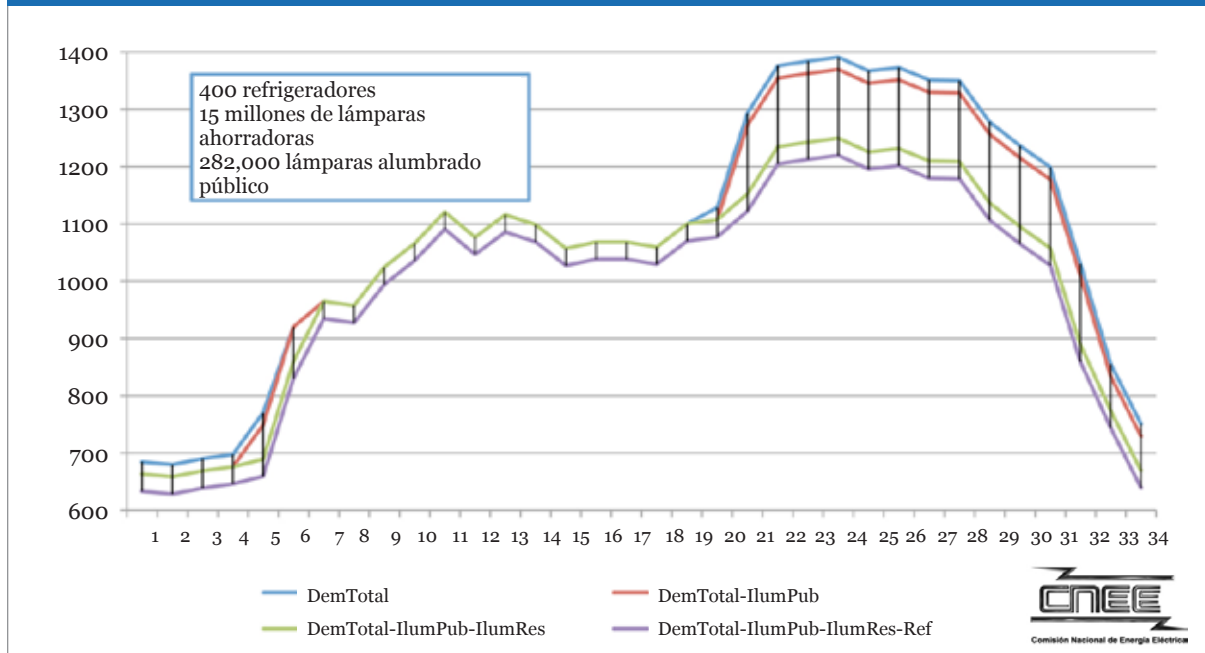
69 Ingeniero Sergio Velázquez de la CNEE, e-mail de comunicación personal del 20 de julio de 2011.

70 Velázquez 2011

71 <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/usuario/ahorro.html> - Acceso el 28 de julio de 2011.

72 E-mail de comunicación personal del 21 de julio de 2011.

**Figura 2.2. Impacto de 3 proyectos de eficiencia energética en la curva de la carga diaria de Guatemala.**



Fuente: Velázquez 2011

estimaciones conservadoras y que una vez que estén en funcionamiento, los ahorros observados serán aún mayores.

El Sr. Velázquez dice también que la mayor parte de la demanda pico proviene del alumbrado público y la iluminación residencial, y en menor grado de los aparatos electrodomésticos. La demanda comercial es baja ya que la mayoría de los establecimientos cierra a las 18:00, y la cantidad de actividad industrial durante la noche no es considerable<sup>73</sup>.

Utilizaremos la cifra de 250 MW de la CNEE en nuestro PDP Alternativo para Guatemala en la Parte 4. Estimaremos que se puede implementar estas medidas hasta el 2017, y que extenderá el ahorro de 250 MW a lo largo de los años 2011-2017. A continuación, analizaremos el potencial de medidas de eficiencia energética adicionales, más allá de las propuestas por la CNEE.

## Potencial de Mayores Ganancias por Eficiencia Energética

Tal como se señaló en la sección anterior, la necesidad de nueva infraestructura de energía es impulsada por el pico nocturno en la demanda, así que ahora analizaremos las medidas que contribuirían a reducir ese pico más allá de lo que propone el plan actual.

73 E-mail de comunicación personal del 20 de julio de 2011.

## Alumbrado Público

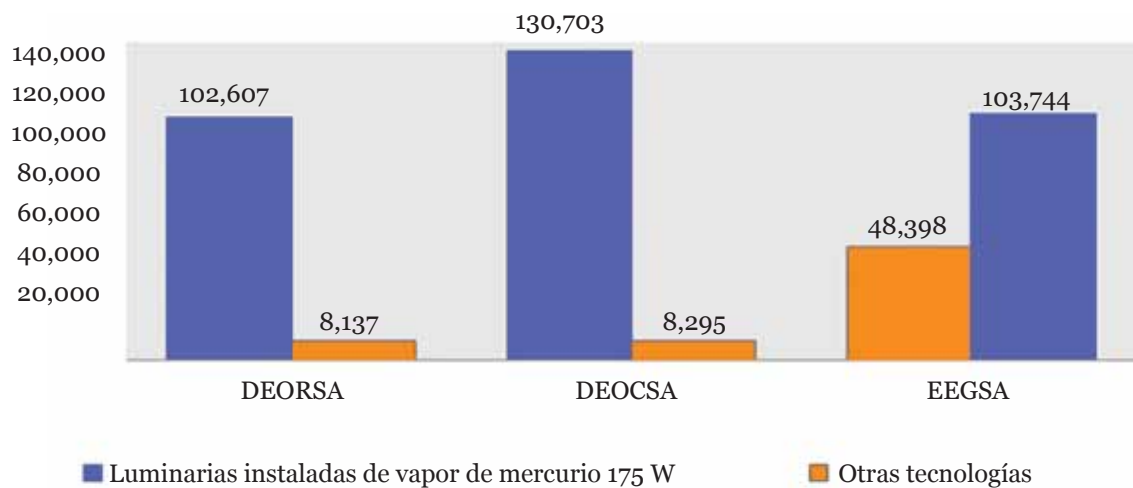
El alumbrado público es un candidato ideal para mejoras en eficiencia energética. Está bajo control del gobierno, y el costo inicial de reemplazo puede ser recuperado del ahorro en electricidad. El plan de eficiencia energética requiere que se reemplacen las lámparas de vapor de mercurio con lámparas de vapor de sodio, sin embargo la tecnología LED disponible actualmente es una solución aún más eficiente. No obstante, al final, la inversión necesaria tendrá que ser pagada por el consumidor, y el periodo de repago fue estimado demasiado largo debido a los precios actuales del alumbrado LED. Por lo tanto, en la primera etapa, la CNEE recomendó el uso de 282,000 lámparas de vapor de sodio, lo que requiere una inversión inicial más pequeña. Se dejó la introducción de LED para una etapa futura, cuando los precios sean más bajos y la tecnología más avanzada<sup>74</sup>.

La Figura 2.3 muestra la distribución actual de lámparas de alumbrado público en Guatemala, que muestra que 282,000 lámparas de mercurio de un total de 428,884 todavía se encuentran en operación. Se supone que hasta 2016 todas ellas son lámparas de vapor de sodio de 100 vatios, su reemplazo con LED de 58 vatios generaría un ahorro adicional de 18 MW en la demanda pico<sup>75</sup> (Véase figura 2.3).

Los beneficios añadidos de utilizar LED no sólo incluyen a facturas de electricidad y demanda de potencia pico reducidas, sino también a un espacio iluminado de una manera más pareja, lo que provee mayor seguridad en las calles y parques<sup>76</sup>.

**Figura 2.3. Distribución de las luminarias de alumbrado público en Guatemala.**

Luminarias instaladas de vapor mercurio vrs. otras tecnologías



Fuente: Velázquez 2011

74 Ingeniero Sergio Velázquez de la CNEE. E-mail de comunicación personal del 20 de julio de 2011.

75 18 MW = 428.884 lámparas x 42 vatios de ahorro/lámpara

76 Walmart reporta que la mejora de un sólo parqueo de lámparas de Haluro Metálico (HM) de 400 vatios a LED de 205 vatios de GE redujo su demanda de potencia de 16.8 kW a 5.6 kW (una reducción de 66.6%). También daba un parqueo iluminado de manera más pareja.

Aunque la LED es todavía costosa, los precios están bajando y el ahorro generado es significativo, a menudo reduciendo en la mitad los kWh consumidos. Un estudio realizado en 2008 por el Departamento de Energía de los Estados Unidos y Pacific Gas & Electric<sup>77</sup>, en el que se comparó LED de cuatro fabricantes diferentes lado a lado en pruebas en las calles para probar la calidad de la iluminación y el ahorro en energía, determinó que todos los LED salieron mejor paradas que las lámparas de Sodio a Alta Presión (SAP) de control en ambas categorías. Los LED probados redujeron la demanda de potencia entre 69.1% y 97% y proporcionaron 283 kWh y 398 kWh de ahorros anuales en generación suponiendo 4100 horas de operación al año. Estos ahorros compensaron los altos costos iniciales, y las dos lámparas con mejor luminosidad también resultaron ser las de mejor desempeño económico, con periodos de repago simple de 3.7 a 6.3 años para construcciones nuevas y 7.4 a 10.8 años para modernizaciones. Otra ventaja de los LED es su extendido periodo de vida, típicamente cinco veces más largo que el de las SAP<sup>78</sup>, lo que reduce los costos de operación y mantenimiento (O&M). El estudio llegaba a la conclusión de que, a las tarifas de PG&E para los LS-2 de \$US0.12/KWh, el ahorro de energía anual por lámpara variaba de \$US25 a \$US39 dependiendo de la marca.

Debido a que, en Guatemala, el alumbrado público es añadido a la cuenta de electricidad de quienes pagan las tarifas, los beneficios por la eficiencia se podrían traducir en facturas de electricidad más bajas para la población del país. Un estudio del BID (2009) también determinó que una cantidad significativa del alumbrado público estaba quemado y no proveía iluminación alguna, pero aún así consumía electricidad debido a que los balastos no se deshabilitan cuando los focos se queman. Esto significa que los consumidores estaban pagando por alumbrado que no estaba presente. El beneficio adicional de un sistema de alumbrado público más eficiente es que pondría el dinero en los bolsillos de los consumidores en vez de los de las empresas de servicio público.

En el PDP Alternativo en la Parte 4, incluimos el reemplazo de 282,000 lámparas de vapor de mercurio de 175 vatios con lámparas de vapor de sodio de 100 vatios ya dentro del ahorro de 250 MW planificado por la CNEE. Luego añadimos los 18 MW de entre 2018 y 2022 que representa el reemplazo de lámparas de vapor de sodio con LED.

## **Eficiencia de la Iluminación Residencial**

El plan de la CNEE<sup>79</sup> requiere del reemplazo de 15 millones de focos incandescentes con lámparas fluorescentes compactas (LFC). El ahorro generado contribuye al potencial total estimado de 250 MW. Sin embargo, el costo de los LED para uso residencial también está bajando de manera que proponemos el reemplazo eventual de los LFC con LED. El rendimiento en iluminación de una LED de 9 vatios es comparable a una LFC de 14 vatios.

77 PG&E 2008

78 El periodo de vida de las lámparas de SAP es usualmente menor a 10,000 horas. El periodo de vida de las luminarias LED es de 50,000 horas. Fuente: LED Lighting Watch. <http://www.ledlightsorient.com/watch/why-led-street-lights-are-better-than-hps-street-lights.html>. Se tuvo acceso el 7/1/11.

79 Plan Integral de Eficiencia Energética - CNEE 2009

Un estudio del Laboratorio Lawrence Berkeley sobre el programa Ilumex<sup>80</sup> de México utilizaba una fórmula para estimar la reducción en la demanda de potencia por el reemplazo de focos incandescentes con LFC, de la siguiente manera:

$$\text{Energía Evitada} = [\# \text{ LFC} * W \text{ ahorrados por LFC} * 0.8] / (1 - \text{pérdida T\&D}).$$

El coeficiente 0.8 es el *factor de coincidencia pico* que representa el porcentaje de luces que se anticipa que estarán encendidas durante las horas pico (0.8=80%); y la pérdida de la T&D representa a las pérdidas en energía debido a la transmisión y distribución. Sin perder la generalidad, podemos utilizar esta fórmula para calcular el ahorro que resulta del reemplazo de LFC con LED en Guatemala utilizando las pérdidas en la T&D del país. Utilizaremos el informe más reciente de la CNEE de 4.0% de pérdidas en la T&D<sup>81</sup>, y un ahorro de 5 vatios por lámpara. Entonces la fórmula se convierte en:

$$\text{Energía Evitada} = \# \text{ LFC} * 5 W \text{ ahorrados por LFC} * 0.8 \\ (\text{factor de coincidencia pico}) * 1/.96$$

Por lo tanto, el reemplazo de 15 millones de LFC con LED produciría una reducción adicional de 62.5 MW en la demanda pico. Esto se traduciría también en facturas de electricidad más bajas para los consumidores, de manera que un programa para reemplazar las LFC residenciales con LED no sólo contribuiría a tener una demanda pico nocturna más nivelada, sino que beneficiaría también al balance de todos los hogares guatemaltecos.

Es importante señalar que este ahorro es aún más significativo por el hecho de que el 10% de hogares más pobres en Guatemala gasta alrededor de 42% de sus ingresos en cuentas eléctricas y, para el siguiente 10% más pobre este valor es de 13%<sup>82</sup>. Por lo tanto, un programa que dona o subsidia LFC y/o LED en efecto incrementa el ingreso de los guatemaltecos más desfavorecidos además de reducir significativamente la demanda de electricidad.

En nuestro PDP Alternativo, incluimos el ahorro de 62.5 MW que resulta del reemplazo de 15 millones de LFC residenciales con LED entre 2018-2022. El reemplazo de focos incandescentes con LFC está incluido en el ahorro de 250 MW ya planificado por la CNEE.

## Duchas Eléctricas

Laine (2008) dice que las duchas eléctricas utilizadas extensamente en Guatemala oscilan de 3,400 a 5,000 Vatios. Un cálculo rápido para una ducha típica de 10 minutos da un consumo de electricidad de 0.700 kWh<sup>83</sup>. Con varias personas en el hogar, esta demanda de potencia puede sumarse cuando se la calcula para todo el país. Lo más probable es que la suma de miles de estas duchas encendiéndose al mismo tiempo contribuya al pico nocturno cuando

80 Sathaye et al 1993, p.16

81 CNEE 2010a, p.37

82 CEPAL 2008, p.70

83 Para una ducha de un promedio de 4,200 vatios.



la gente retorna a sus hogares. Sin estudios formales sobre el comportamiento y una encuesta del uso de duchas en los hogares en Guatemala, es imposible calcular con exactitud la contribución de las duchas eléctricas. Sin embargo, utilizando datos de Pérez (2006) respecto a los hogares, supongamos que justo en el momento del pico, una ducha está encendida en 5% de los 238.907 hogares, consumiendo más de 300 kWh al mes<sup>84</sup>. Esto significa que 11,945 duchas están demandando un mínimo de 3 kW de energía. Esto crearía una demanda de potencia de alrededor de 35.8 MW. Se podría utilizar duchas más eficientes, calentadores de agua solares o duchas a gas para reducir la demanda de potencia causada por las duchas eléctricas.

Debido a que no hay datos sobre la distribución y uso de duchas eléctricas, no incluiremos ninguna estimación de ahorro en el PDP Alternativo. Por lo tanto, cualquier medida para reducir la demanda de electricidad proveniente de las duchas eléctricas representa un ahorro potencial más allá de aquéllos incluidos en el modelo final.

## **Eficiencia Institucional**

Las instituciones, tales como las universidades, tienden a consumir grandes cantidades de electricidad a lo largo del día. Las clases nocturnas, en particular, significan que el aire acondicionado está en uso. Aunque existen pocos informes formales sobre las mejoras en eficiencia energética en Guatemala, las instituciones en todo Centroamérica han estado invirtiendo en eficiencia energética con excelentes resultados. BUN-CA ([www.bun-ca.org](http://www.bun-ca.org)), una ONG costarricense, tiene varios estudios de caso de la eficiencia en universidades, edificios gubernamentales y hoteles en varios países. Estos casos pueden usarse como ejemplo de lo que podría pasar en Guatemala si se hiciera un esfuerzo concertado.

Tomemos por ejemplo el caso de la Universidad Tecnológica de Panamá (UTP). BUN-CA reporta que en 2002, la administración de la UTP delineó un plan de eficiencia energética para manejar el creciente consumo de electricidad y nombró a un Supervisor de Ahorro Energético. Mediante el uso de sensores que determinaban si una habitación estaba en uso o no, la Universidad pudo automatizar el control de la luz y el aire acondicionado según fuera necesario. Se ofrecía clases de 7 AM a 11 PM. Un proyecto piloto en 20 aulas determinó que la Universidad podía ahorrar horas de uso de electricidad y reducir el uso de electricidad CA en un 20%. Esto suponía un ahorro anual de alrededor de \$US4,000 (a \$US0.12¢/kWh) respecto a las 20 aulas y una reducción de carga de 17,280 Vatios. La medida costó \$4,100 así que el periodo de repago fue un poco mayor a un año. En las siguientes 20 aulas, se utilizó sensores menos costosos así que sólo tomó 7 meses recuperar los \$US2,600 gastados<sup>85</sup>.

De manera similar, la Cámara de Industria nicaragüense reemplazó focos incandescentes con LFC y modernizó sus unidades de aire acondicionado con modelos más eficientes. La inversión de \$US223 en la iluminación resultó en un ahorro de \$US711 por año y una reducción de 1.87 kW en la demanda

84 Una ducha en uso en 5% de los hogares con alto uso de electricidad es una estimación conservadora. Por ejemplo, estos hogares probablemente tienen por lo menos tres personas que se dan duchas de 10 minutos, lo que significa 30 minutos por hogar. Si se extiende este periodo de ducha entre las 6pm y 9pm (3 horas) en promedio, entonces la probabilidad que una ducha esté en uso durante el periodo pico es de  $0.5/3 = 17\%$ .

85 BUN-CA 2008

de potencia debido a la iluminación. La inversión de \$US4,697 en aire acondicionado redujo la demanda de potencia en 5.60 kW<sup>86</sup>.

Debido a que no hay disponibilidad del uso institucional de electricidad, no incluiremos ninguna estimación de los ahorros en el PDP Alternativo. Por lo tanto, cualquier medida para reducir la demanda de electricidad por parte de las instituciones representa un ahorro potencial más allá de aquéllos incluidos en el modelo final.

## **Eficiencia Comercial**

Los establecimientos comerciales que permanecen abiertos luego de que ha oscurecido incluyen a los centros comerciales y tiendas en los distritos comerciales. Existe un amplio potencial para las mejoras en eficiencia energética, empezando con el cambio de la iluminación a una tecnología más eficiente, como se abordó anteriormente. Otras áreas en las que se puede hacer mejoras incluyen al aire acondicionado, refrigeración, calefacción, etc.

Los estudios de caso de BUN-CA describen a varios hoteles pequeños que han adoptado medidas de eficiencia energética simples. El Hotel del Mar en Costa Rica invirtió \$US2,136 en el reemplazo de unidades de aire acondicionado antiguas con otras nuevas y más eficientes, ahorrando 15.8 MWh al año en uso de energía, de manera que se recuperó el costo de inversión en unos 10 meses. El ahorro en energía representó una reducción de 18.4% en el consumo total de energía del año y un descenso de 22.6% en la demanda de potencia pico del hotel.

Éstos son números porcentuales altos que, si se los despliega a lo largo de toda la economía, podrían reducir el consumo de energía y la demanda de potencia significativamente. El ahorro inmediato debería ser incentivo suficiente para que los dueños de negocios inviertan, pero tendrían que ser educados y debería mostrárseles datos convincentes para apoyar el argumento. Las herramientas financieras para ayudar a administradores y propietarios a superar los costos iniciales de implementar medidas de eficiencia energética, también ayudarían a aumentar la adopción de políticas de eficiencia

Debido a que no hay disponibilidad del uso comercial de electricidad, no incluiremos ninguna estimación de los ahorros en el PDP Alternativo. Por lo tanto, cualquier medida para reducir la demanda de electricidad por parte de establecimientos comerciales representa un ahorro potencial más allá de aquéllos incluidos en el modelo final.

## **Eficiencia Industrial**

Pese a que la demanda nocturna pico es impulsada mayormente por la iluminación y el aire acondicionado residencial, público y comercial alguna actividad industrial continúa durante estas horas y las medidas de eficiencia energética ayudarían a tratar la demanda de potencia. Además, el consumo de electricidad por la industria representa alrededor de un cuarto del consumo total<sup>87</sup> de Guatemala así que las medidas para mejorar la eficiencia industrial contribuirían a una reducción general en el uso de energía.

86 BUN-CA 2009

87 Irungaray 2006

Debido a que la demanda pico ocurre entre las 6 y las 10 PM y las empresas de servicio público cobran un cargo por la electricidad consumida durante estas horas<sup>88</sup>, las industrias tienen un incentivo para apagar cualquier equipo que no es esencial para sus operaciones. Sin embargo, en tiempos de auge, cuando la demanda de productos fabricados es alta, las compañías pueden operar sus líneas de producción las 24 horas del día para cumplir con sus pedidos. En ese caso, cualquier medida de eficiencia ayudará a mantener baja la demanda pico. Además, un equipo más eficiente significa un menor consumo de energía (kWh), lo que se traduce en cuentas eléctricas más bajas y una mayor competitividad global.

Los motores eléctricos, compresores de aire y la refrigeración son los principales impulsores de la demanda de potencia en la industria. Según el Rocky Mountain Institute<sup>89</sup>, la práctica de instalar motores más potentes de lo que se requiere para realizar trabajos adecuadamente es común, pero el costo de sustituirlos evita su reemplazo por equipo de tamaño más apropiado. Los motores eléctricos también requieren mucha electricidad la primera vez que son encendidos, lo que se traduce en un pico transitorio en la demanda de potencia que dura menos de un segundo. Sin embargo, estos picos obligan a las compañías a comprar planes de energía grandes de las empresas de servicio público. Los motores de alta eficiencia con condensadores de capacidad o propulsores de frecuencia variable para reducir los picos transitorios de corriente al tiempo del arranque, tienen el potencial de reducir la demanda tanto de energía (kW) como de energía (kWh).

Cajas (2004) reporta ahorros potenciales en *Jumbo Sack de Polyproductos de Guatemala S.A.*, un fabricante de embalajes en Guatemala. Al reemplazar un motor eléctrico de 50 hp con un motor de alta eficiencia de 40 hp con un propulsor de frecuencia drive, la compañía podría ahorrar 168.5 kW por motor. Se reportó que el costo de un motor y propulsor nuevos es de \$US7,785. Este es un ahorro significativo a un costo muy bajo (\$US46/kW). Permitiría que la compañía renegocie su contrato con la empresa de servicio público para un nivel más bajo de demanda de potencia. Esto a su vez enviaría la señal a la empresa de servicio público de que la energía total que debe suministrar ha bajado, reduciendo la necesidad de mayor infraestructura de generación.

Amory Lovins del Rocky Mountain Institute reporta sobre una falla de diseño típica en sistemas de bombeo que no utilizan motores eléctricos y diámetros de tubería de tamaño apropiado, lo que resulta en bombas sobredimensionadas y conduce a un uso excesivo de electricidad<sup>90</sup>. Los rediseños a escala de todo el sistema que toman en cuenta la eficiencia en el uso de electricidad pueden reducir dramáticamente la demanda de potencia en la industria a un costo muy bajo. Por ejemplo, al reorganizar la ubicación del equipo de manera que las tuberías de enfriamiento corran en líneas derechas reduce la fricción de los codos de 90 grados y permite el uso de bombas mucho más pequeñas.

El calor residual de los procesos industriales también puede utilizarse para propulsar las turbinas a vapor para generar electricidad. Cementos Progreso es uno de los mayores consumidores de electricidad en Guatemala<sup>91</sup> y se

88 Cajas 2004

89 Veá por ejemplo a Lizardo et al 2011, p. 2 para una descripción de las prácticas ineficientes de ingeniería.

90 En una presentación en la Universidad de Stanford titulada *Advanced Energy Efficiency: Industry* [Eficiencia Energética Avanzada: Industria]. Disponible como video a través de <http://www.itunes.stanford.edu>

91 AMM 2010

está asociando con la compañía multinacional suiza Holcim Cement Ltd. para construir una nueva planta capaz de producir 2.2 millones de toneladas de cemento al año. Holcim será propietaria de 20% y Progreso de 80% de la planta<sup>92</sup>. En Vietnam, Holcim Vietnam Cement Ltd. utilizará calor residual de sus hornos para generar electricidad en su planta de cemento Hon Chong en el delta del Mekong. La construcción y mantenimiento de la instalación de 6.3 MW costará alrededor de \$US28 millones<sup>93</sup>. Pese a que el sitio Web de Cemento Progreso sostiene que la planta utilizará las prácticas de seguridad ambiental más recientes, no menciona el uso de su calor residual para generar electricidad. Se tiene programado que la planta entre en operación plena en 2012.

Desafortunadamente, la evaluación del potencial de la eficiencia industrial se encuentra más allá del alcance de este informe. Se requeriría de estudios en las plantas mismas para evaluar la eficiencia del equipo existente antes de hacer una estimación del potencial. Por lo tanto, sólo incluiremos 10 MW de la co-generación de la planta de Cementos Progreso en nuestro PDP Alternativo. Debido a que la planta de cemento en construcción en Guatemala es comparable en términos de tamaño, con la modernizada planta vietnamita, estimamos que se podría generar una cantidad comparable de electricidad en la nueva planta. Los 3.7 MW restantes provendrían de modernizaciones similares en plantas existentes de propiedad de Cementos Progreso y otros.

## **Reformas de Políticas e Incentivos para Fomentar la Eficiencia Energética**

Uno de los principales obstáculos para la adopción de medidas de eficiencia energética es encontrar el capital inicial para financiar la inversión inicial. En algunos estados de EE.UU., se añade un importe por eficiencia a la cuenta de electricidad y los fondos son luego utilizados para promover medidas de eficiencia energética. Por ejemplo, el *Oregon Energy Trust* [Fondo de Energía de Oregón] de Oregón es financiado por un importe de 3% sobre todas las facturas de electricidad dentro del Estado y luego lo utiliza para subsidiar medidas de eficiencia energética y energía renovable en todos los sectores de la economía ([www.energytrust.org](http://www.energytrust.org)). Aunque los mercados de Guatemala y de EE.UU. son diferentes, se puede implementar este método para ayudar a financiar la eficiencia energética en Guatemala.

Otros mecanismos de regulación que fomentan que las empresas de servicio público mejoren la eficiencia energética de sus consumidores, están limitados por la manera en que estas empresas ganan dinero y siguen operando. Por lo tanto, es vital abordar la manera en que se diseñan las tarifas para fomentar la eficiencia energética. Los entes reguladores estadounidenses han estado reformando la manera en que se recompensa a las empresas de servicio público por sus servicios desde las décadas de 1980 y 1990, con el propósito expreso de fomentar los programas de eficiencia energética a través de la administración basada en la demanda por parte de estas empresas. Una vez que se adopte una estructura tarifaria apropiada que recompense a las empresas de servicio público por implementar medidas de eficiencia, entonces será de interés de la empresa fomentar e incluso financiar medidas de eficiencia para sus clientes<sup>94</sup>.

92 CAD 2010

93 VBEN 2011

94 Raphals 2005

Una de las herramientas más exitosas utilizada para incentivar la administración basada en la demanda es lo que se conoce como *Desacoplamiento o Rentas Basadas en el Desempeño*. Esto se hace al desacoplar las rentas de la empresa de servicio público de la cantidad de electricidad que vende a sus consumidores. Bajo la regulación convencional, si las ventas reales de electricidad caen por debajo de lo previsto, la empresa de servicio público tendrá menores ganancias o incluso una pérdida, de manera que promover la eficiencia energética, edificios ecológicos o aparatos electrodomésticos eficientes va contra sus intereses. A través de mecanismos de ajuste de tarifas, el desacoplamiento separa las utilidades y rentas de la empresa de servicio público del volumen real de electricidad vendida, y las empresas son recompensadas por promover medidas de eficiencia energética.

El desacoplamiento funciona al permitir un incremento leve (2-3%) en las tarifas eléctricas si las medidas de eficiencia reducen el uso total en más de una meta especificada. También penaliza a las empresas de servicio público al reducir sus tarifas si el uso aumenta más allá del umbral<sup>95</sup>. Debido a que la CNEE es responsable de fijar las tarifas eléctricas, este es un escenario viable en Guatemala.

Desde el punto de vista regulatorio, se ha reducido recientemente la administración basada en la demanda en el mercado eléctrico guatemalteco. En 2009, la CNEE introdujo la práctica de la *demanda interruptible*, en la que los grandes usuarios acuerdan reducir su carga en caso de demanda excesiva o problemas de suministro. Los grandes usuarios aceptan reducir la demanda en bloques de 1 MW a solicitud de la empresa de servicio público o en respuesta a una señal de precio<sup>96</sup>.

Puede utilizarse a las empresas de servicio público estadounidenses como estudios de caso para sus contrapartes guatemaltecas. Southern California Edison, por ejemplo, tiene varios programas diferentes para sus clientes participantes, en particular los grandes usuarios industriales y agrícolas. Algunos de estos involucran medidas ya planificadas o adoptadas en Guatemala como eventos de interrupción temporal de la energía a solicitud de la empresa de servicio público. Sin embargo, se debería considerar otros enfoques exitosos tales como las reducciones de carga a valores acordados, cambio de carga a las horas fuera del pico, y mejoras de largo plazo en eficiencia<sup>97</sup>.

## **Medidas de Eficiencia en la Etapa de la Generación**

A nivel global, las pérdidas de la generación han sido históricamente mucho más altas de lo que debían ser. Las técnicas de diseño de centrales han incrementado la eficiencia de las centrales en las últimas décadas de manera que se requiere de menor cantidad de combustible primario para generar un kWh de electricidad. En el caso de Guatemala, las instalaciones existentes deben ser evaluadas respecto a su eficiencia y ser mejoradas toda vez sea posible antes de construir instalaciones nuevas desde cero. Una repotenciación de las centrales antiguas podría mejorar su eficiencia dramáticamente al reemplazar generadores viejos con turbinas a gas de

95 PSN 2010  
96 CNEE 2009a  
97 SEC 2010

ciclo combinado alojadas en las mismas instalaciones que el equipo antiguo. Sin embargo, el potencial de esta repotenciación debe ser evaluada por un estudio de las centrales eléctricas específicas. Hasta 2008, Guatemala tenía reservas probadas de gas de 2.96 mil millones de m<sup>3</sup>, nada de éstas había sido explotadas<sup>98</sup>.

La co-generación (abordada anteriormente en el caso de la industria del cemento) puede aumentar sólidamente las eficiencias generales al hacer un uso productivo del calor residual y vapor para procesos industriales, o incluso para sistemas de refrigeración en grandes edificios comerciales con necesidades de enfriamiento.

## **Medidas de Eficiencia en la Etapa de Distribución**

Existen varias maneras de controlar la demanda en la etapa de distribución por medio de mecanismos de respuesta que reducen la demanda durante las horas pico. Actualmente, se reserva un porcentaje significativo de la capacidad de generación de electricidad de Guatemala para el consumo pico. Si se puede reducir la demanda pico, esto resultaría en una menor necesidad de energía adicional.

Una manera de reducir la demanda pico es cobrar por electricidad según la hora en la que se la usa, algo denominado Tiempo de Uso (TOU) o Fijación de Precios en Tiempo Real (RTP, por sus siglas en inglés). Sólo se ha introducido recientemente la RTP en Guatemala<sup>99</sup>. La fijación de precios en tiempo real permite que las empresas de servicio público realmente nivelen los picos en la demanda en el curso del día al cobrar una tarifa de recargo durante las horas pico, fomentando así a los administradores de las instalaciones que reduzcan su carga durante esas horas y cambien sus cargas a horas de demanda baja, típicamente de 10 p.m. a 6 a.m.

Aunque la respuesta a la demanda alcanzará la madurez cuando los medidores inteligentes sean introducidos al mercado en gran escala, ya es una herramienta muy útil para controlar la demanda pico. Se está utilizando medidores inteligentes extensamente en los EE.UU. en este momento y éstos son el primer paso para crear un “sistema interconectado inteligente”, una red de distribución con controles automatizados incorporados que permitan el flujo de la información en ambos sentidos y que se supone que ayudará a emparejar mejor la demanda y la oferta. De manera que, a medida que el gobierno guatemalteco inicie la expansión de su sistema interconectado, un tema que se debe mantener en mente y un factor al que se debe prestar atención es *¿cuánto más inteligente se está volviendo el sistema interconectado?* Si se está haciendo la expansión por medio de la implementación de tecnología de transmisión de punta, esto podría ser algo bueno ya que sentaría las bases para que un futuro sistema interconectado inteligente entre en operación en Guatemala. Sin embargo, si se está haciendo toda la inversión utilizando el legado de tecnología obsoleta, tal vez esto debe repensarse.

El apalancamiento de la respuesta a la demanda permite la introducción de fuentes de energía renovables, como la solar y eólica – que no generan energía consistentemente. “Hoy, cuando el sol no brilla, la empresa de servicio

98 CIA 2010

99 CNEE 2008a

público puede tomar carga de una central a combustible fósil – lo que no es una estrategia muy ecológica. Sin embargo, con un sistema interconectado inteligente, si la central renovable no está disponible porque está nublado, la empresa de servicio público puede acudir a la respuesta a la demanda en vez de activar una central a combustible fósil<sup>100</sup>. Aunque esto no niega la necesidad de centrales de energía que estén listas para el despacho, bien podría reducir su uso, logrando una reducción en el uso de combustible y en la contaminación.

## Conclusiones

El análisis muestra que el potencial de los ahorros por eficiencia energética es significativo para todos los sectores de la economía. Además, sigue sin utilizarse muchas medidas con periodos de repago cortos. Un enfoque integral, que a los administradores y propietarios de mejoras potenciales en sus balances finales producidos por medidas de eficiencia energética, y mecanismos de financiamiento que contribuyan a recuperarse de los costos iniciales harían grandes logros en promover su adopción. El plan de eficiencia que actualmente aguarda su aprobación es solo un comienzo, sentando algunas de las metas iniciales junto con el plano burocrático para llevar a cabo las medidas reales que eventualmente producirán que la demanda de electricidad sea más plana. El BID está preparando un paquete de préstamo por un valor de \$US100 millones para Guatemala a ser utilizado en la financiación de medidas de eficiencia. La CNEE ha lanzado una campaña de sensibilización pública para lograr algunos cambios de comportamiento que impliquen ahorros significativos, tal como la adopción de LFC, la colocación apropiada de refrigeradores en los hogares, y apagar las luces sin utilizar. Sin embargo, un plan integral con financiamiento garantizado y metas a largo plazo puede asegurar la seguridad energética de Guatemala a un costo económico, social y ambiental más bajo que la construcción de nueva infraestructura de generación.

En el alumbrado público, se debe dar seria consideración a cambiar todo el sistema a lámparas LED. Los municipios cortos de efectivo deberían recibir asistencia en conseguir los fondos necesarios para financiar el alto costo de capital de las lámparas LED. Asimismo, se debería dar incentivos para la utilización de iluminación con LED en los hogares, edificios comerciales, tiendas, y hoteles junto con sus parques.

Modernizar la refrigeración y los sistemas HVAC (calefacción, ventilación, aire acondicionado) tanto para aplicaciones comerciales como industriales también pueden proveer ahorros amplios y poco costosos. Las líneas de crédito, junto con programas y campañas educativas con rótulo de eficiencia ayudarían a producir una implementación de aparatos más eficientes. Las actualizaciones en el diseño industrial que disminuirían la fricción en las tuberías de refrigeración, reducirían el tamaño de las bombas y los motores eléctricos requeridos, y utilizarían refrigeración y calefacción natural o de cogeneración, todas tienen un potencial inmenso para proveer soluciones poco costosas.

Es probable que todo lo anterior se sume a un porcentaje significativo de la potencia instalada actual de Guatemala, sin embargo, se requiere de un estudio de edificios, equipo y prácticas para evaluar el potencial real del ahorro. La Ley de Eficiencia Energética y el PíEE que actualmente esperan su aprobación por el Congreso podrían crear un entorno que haría posible a su vez la realización de dichos estudios y evaluaciones, y a favor de los intereses de las personas y negocios. Es de importancia fundamental que los planes sean aprobados y se ponga a disponibilidad recursos necesarios para realizar dichas evaluaciones e implementar medidas de eficiencia que reducirían la necesidad de mayor infraestructura de energía.

La Tabla 2.2 resume el ahorro potencial en eficiencia energética identificado en el análisis. Estos son valores conservadores incluidos en el Plan de Desarrollo (PDP) Alternativo propuestos en la Parte 4 de este informe, y *no* representa el potencial de la eficiencia energética total en el país. La primera línea representa las estimaciones de la CNEE de 250 MW respecto al ahorro potencial por eficiencia<sup>101</sup>.

**Tabla 2.2. Cronograma de la implementación propuesta de medidas de eficiencia energética en Guatemala.**

<b>Cronograma de Implementación de la Eficiencia Energética Propuesto para el PDP Modificado</b>												
<b>Eficiencia Energética</b>												
<b>Año 2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Plan de CNEE (250 MW)	20	30	40	50	50	60	50					
Lamparas de Sodio a LED								3	5	5	5	
LFCs residenciales a LED								8	12.5	14	14	14
Calentadores de Agua Solares						1	1	1	1	1		
Cogeneración (Cemento)					10							
<b>Ahorro Acumulado por EE</b>	<b>20</b>	<b>50</b>	<b>90</b>	<b>140</b>	<b>200</b>	<b>261</b>	<b>312</b>	<b>324</b>	<b>342.5</b>	<b>362.5</b>	<b>381.5</b>	<b>395.5</b>

Fuente: Vea el texto para las referencias. (Estos valores no representan el potencial total de la eficiencia en Guatemala)



# Potencial de la Energía Renovable



A large, dark blue, stylized number '3' is positioned on the left side of the page. The number is composed of three thick, curved segments. The text 'Potencial de la Energía Renovable' is centered within the middle segment of the '3'.

# Potencial de la Energía Renovable



Guatemala tiene un potencial significativo de energía renovable no explotado en la forma de fuentes eólicas, solares, geotérmicas, biomasa e pequeñas hidroeléctricas. Además, se ha realizado algunos cuantos estudios sobre el metano de los rellenos sanitarios como una fuente potencial para la generación de electricidad que también podría contribuir a aliviar el problema crónico de la basura. A nivel mundial, una de las principales barreras para la utilización de la energía renovable es que los lugares óptimos para la energía eólica, solar y geotérmica tienden a estar lejos de los centros de carga, lo que significa que se debe instalar nuevas líneas de transmisión, que incrementa el costo total de la electricidad producida. El caso de Guatemala es especial ya que las ubicaciones de la energía renovable están relativamente cerca de los principales centros de carga en la porción del sudoeste del país. Por ejemplo, los mapas eólicos de Evaluación de Recursos de Energía Solar y Eólica (SWERA, por sus siglas en inglés) muestran los sitios de mayor calidad están ubicados dentro de una distancia de 150 kilómetros de la capital.

Cada fuente de energía renovable tiene sus ventajas y desventajas. La naturaleza intermitente de la energía eólica y solar significa que deben ser parte de un sistema de suministro de electricidad que incluya energía despachable (generalmente la energía hidroeléctrica, turbinas a gas, u otras fuentes de energía térmica) para esos tiempos en los que el viento no sopla y el sol no brilla. La energía geotérmica y de biomasa, por otra parte, son fuentes despachables de las que se puede depender para la energía de carga base.

Guatemala tiene instaurado un incentivo para proyectos de energía renovable: el Decreto Ley 52-2003. Éste dispone incentivos en la forma de excepciones fiscales, que incluyen la exención del impuesto a las importaciones sobre equipo y servicios durante la fase de implementación, y una exención fiscal sobre los ingresos del proyecto los primeros 10 años de operación. El Decreto también dispone de 10 años de exención fiscal sobre inversiones en energía renovable para las empresas comerciales y agrícolas<sup>102</sup>. En noviembre de 2010, la CNEE promulgó la Resolución 268-2010 que permitía que los generadores pequeños obtuviesen contratos de largo plazo más allá del mercado spot<sup>103</sup>. Esto permite que los generadores pequeños celebren Acuerdos de Compra de Energía (PPA) con distribuidores y/o grandes consumidores bajo términos que garanticen un retorno constante a largo plazo.

En esta parte, evaluaremos primero el costo nivelado de la energía renovable

102 Guatemala 2003  
103 Prensa Libre 2010

en general, y luego analizaremos el potencial renovable del país en la forma de energía eólica, solar, de biomasa, geotérmica, hídrica pequeña y basura.

## Costos Nivelados de la Energía Renovable

Pese a que la tecnología renovable tiene costos de capital iniciales más altos en la construcción de infraestructura de generación, a lo largo de la vida de la central, las energías renovables pueden ser competitivas frente a los combustibles fósiles más eficaces en cuanto a costos, lo que incluye al carbón y el gas natural. El costo nivelado de la energía (LCOE, por su sigla en inglés) se calcula dividiendo los costos totales a lo largo del periodo de vida entre el total de electricidad generada, lo que da una relación de \$/MWh. Las energías renovables ofrecen la ventaja adicional de la estabilidad financiera en vista de los costos fluctuantes del combustible fósil, debido a que el costo de combustible generalmente es de cero o de cerca de cero. La biomasa tiene algunos costos de combustible asociados, pero éstos no se correlacionan exactamente con el combustible fósil y aún representan una cobertura contra la volatilidad del precio de los combustibles fósiles. Una vez que se ha construido la infraestructura, los costos de largo plazo ascienden a costos fijos y variables de O&M más el retorno sobre el capital, y éstos son predecibles<sup>104</sup>.

El precio actual por el que se vende la electricidad generada por el carbón en Guatemala es información privada negociada entre las partes de cada PPA, sin embargo se reporta que el precio promedio de la electricidad generada con carbón es de \$US0.09435/kWh<sup>105</sup>. Este es un promedio de los contratos de carga base de largo plazo y de las ventas de reservas durante horas pico de operación. Lo ofrecemos aquí como una base para la comparación de los precios de fuentes renovables con el potencial en Guatemala, descrito en las siguientes secciones.

Debido a que la investigación de campo está más allá del alcance de este estudio y no existe mucha información disponible para Guatemala, utilizaremos ejemplos de otros países toda vez que sea posible, incluyendo a Costa Rica y EE.UU., adaptando los costos al contexto guatemalteco cuando sea posible. Ahora pasaremos a un análisis de cada fuente de energía renovable de la manera que es aplicable a Guatemala. Este análisis puede ser utilizado posteriormente cuando presentemos un Plan de Desarrollo de Potencia Alternativo (PDP) en la Sección 4.

## Costos de Capital (Inmediatos)

Los costos de capital inmediatos representan el costo de construir una nueva central de cero hasta que entre totalmente en operación, lo que incluye todos los accesorios necesarios y catalizadores cargados. El National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio Nacional de Energía Renovable) y

104 Veá por ejemplo NREL 2011

105 Ingeniero Óscar Arriaga de la CNEE en un e-mail de comunicación personal el 27 de junio de 2011.

**Tabla 3.1. Costos de capital inmediatos para algunas de las tecnologías de generación de electricidad (en \$US/kW), (GNCC = Gas Natural Ciclo Combinado)**

<b>Costos de capital inmediatos (2007\$/kW)</b>						
<b>Fuente</b>	<b>Carbón</b>	<b>GNCC</b>	<b>Biomasa</b>	<b>Eólica</b>	<b>Hídrica</b>	<b>Geotérmica</b>
<b>NREL<sup>1</sup></b>						
Estimado Bajo	\$1,700	\$800	\$2,100	\$1,500	n/a	\$2,000
Estimado Alto	\$2,100	\$1,000	\$3,600	\$2,250	n/a	\$5,000
<b>NETL<sup>2</sup></b>						
Costos Promedio	\$2,010	\$718	n/a	n/a	n/a	n/a
<b>ETSAP-IEA<sup>3</sup></b>						
	<b>Hídrica</b>					
Estimado Bajo	\$1,750					
Estimado Alto	\$6,250					

Fuentes: 1) NREL 2010, pp 24-32. 2) NETL 2010, p.9. 3) ETSAP 2010

National Energy Technology Laboratory (Laboratorio Nacional de Tecnología Energética) de EE.UU. han publicado informes sobre los costos de la producción de energía. La Tabla 3.1 enumera algunos de los costos de capital reportados para diferentes tecnologías.

## Generación Distribuida

La generación distribuida es definida como la electricidad producida localmente donde es consumida. Podría ser grande o pequeña, conectada o no al sistema interconectado. Por ejemplo, un productor de azúcar a gran escala que utiliza sus residuos de biomasa para generar electricidad para impulsar sus instalaciones, podría vender su electricidad excedente al sistema interconectado cuando produzca más de lo que utiliza o comprar del sistema interconectado cuando necesite más de lo que su capacidad de generación puede suministrar. Asimismo, una comunidad aislada podría invertir en un sistema hidroeléctrico pequeño o solar fotovoltaico y construir su propio mini sistema centralizado completamente desconectado del sistema interconectado nacional.

La generación distribuida es uno de los segmentos de crecimiento más rápido de la industria de generación eléctrica. La generación distribuida tiene sentido en términos económicos al ubicar la generación cerca de las fuentes de combustible distribuido (por ejemplo, residuos de biomasa de la agroindustria) o cerca de lugares donde se necesita vapor o calefacción (o refrigeración producida con vapor). La generación distribuida conectada al sistema interconectado puede ayudar a reducir los costos de transmisión al producir electricidad en lugares cercanos a donde se la utiliza. Asimismo, la generación distribuida descentralizada a menudo puede ser efectiva en cuanto a costos comparado con la ampliación de líneas de transmisión y distribución a áreas remotas.

González (2008) reporta que, en el pasado, era deseable contar con una red de distribución radial (centralizada) debido a que había eficiencia incrementada con grandes generadores eléctricos. Sin embargo, los avances tecnológicos



de las pasadas décadas han mejorado la eficiencia de los generadores pequeños hasta el punto en que existe poca diferencia en la eficiencia entre generadores grandes y pequeños. Por lo tanto, en la actualidad la generación distribuida es una alternativa factible a las redes centralizadas, ya que ahorran dinero y energía al eliminar las inversiones de capital en líneas de transmisión y reducir las pérdidas en la distribución.

La Norma Técnica para la Generación Distribuida Renovable – *NTGDR* fue elevada a ley en 2008 con el propósito específico de permitir que los pequeños productores de energía guatemaltecos, de hasta 5 MW, vendan su electricidad excedente al sistema interconectado. La regla no especifica un precio para la electricidad vendida y no se menciona a ningún tipo de Tarifa de Suministro (Feed-In Tariff). Cualquier persona o negocio puede generar y vender electricidad al INDE, desde un sistema FV doméstico de una familia única, conectado al sistema interconectado hasta una turbina de caldera de un ingenio azucarero de 5 MW. Desde la aprobación de la ley, se ha conectado 7.61 MW de capacidad de generación distribuida al sistema interconectado<sup>106</sup>.

## Viento

La energía eólica no consume nada de combustible, no tiene emisiones, y la energía requerida para la construcción se recupera usualmente dentro de unos cuantos meses. La energía eólica es un buen complemento para la energía hidroeléctrica existente. La capacidad de despacho inmediato de la energía hidroeléctrica complementa la intermitencia de la energía eólica. Por otro lado, cuando el viento sopla, la electricidad generada en los parques eólicos sustituye a la energía hidroeléctrica, dejando a la valiosa agua detrás de la represa. En Guatemala, este es especialmente el caso durante la transición entre las estaciones secas y húmedas en mayo y junio<sup>107</sup> cuando los embalses de la energía hidroeléctrica están en sus niveles más bajos y los vientos tienen la mayor confiabilidad<sup>108</sup>.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) del país estima un potencial de energía eólica de hasta 7,000 MW<sup>109</sup>, sin embargo las estimaciones más conservadoras del potencial económicamente viable lo colocan entre 400 y 700 MW<sup>110</sup>. Al momento de la redacción de este trabajo, no existen parques eólicos a escala de empresa de servicio público en funcionamiento en Guatemala. Sin embargo, se están desarrollando unos pocos proyectos y podrían entrar en operación en un plazo corto. El primer proyecto que será concluido es **San Antonio El Sitio** (50 MW) en Santa Elena Barrillas, municipio de Villa Canales, departamento de Guatemala, estimado que inicie operaciones en mayo 2014<sup>111</sup>. El parque consiste en 16 turbinas ya en construcción y la operadora Centrans Energy reporta que su parque eólico propuesto puede construirse por \$US125 millones si es que se adjudica un contrato en la licitación PEG1-2010<sup>112</sup>. Eso le da a la energía eólica en Guatemala un costo inicial estimado de alrededor \$US2,250/kW.

106 CNEE 2010, p. 27

107 CNEE 2010a, p.73

108 Gallegos y York 2010

109 MEM 2007

110 Vea por ejemplo a Gallegos y York 2010; o Jacobs 2011

111 Álvarez 2012

112 *elPeriódico* 2011

Otro proyecto al que se le otorgó aprobación recientemente es **Viento Blanco** (21 MW), un proyecto ubicado cerca de los principales centros de carga, lo que incluye una subestación y una línea de transmisión de 1.2 km que la conectará al sistema interconectado en la sub-estación La Palín<sup>113</sup>. La CNEE aprobó la resolución 194-2010 que otorga los derechos de paso y autoriza el proyecto, fijando abril de 2011 como la fecha de inicio de operaciones. El proyecto se encuentra en etapa de estudios actualmente y es una de las empresas que está participando de la licitación de energía de 2012. No existen estimaciones de costo fácilmente disponibles respecto a este proyecto.

El parque eólico **Buenos Aires** de 15 MW ubicado a unos 35 km al sudoeste de la Ciudad de Guatemala, es un otro proyecto en consideración.

Se ha instalado torres de prueba eólica desde 2005 para medir la velocidad del viento en varios lugares con potencial prometedor de generación eólica según los mapas de Evaluación de Recursos de Energía Solar y Eólica (SWERA)<sup>114</sup>. Los mapas eólicos de SWERA (Figura 3.1) indican que la mayor parte del "excelente" potencial de generación eólico se encuentra en las estribaciones sudoccidentales entre Escuintla y Jutiapa. Esto se encuentra cerca de la ciudad capital, no sólo la concentración más grande de consumidores de electricidad del país, sino que también una región cruzada por líneas de transmisión y punteada por subestaciones de transformación. Muchas de las nuevas líneas de transmisión propuestas en el *PET 2008* pasarían por este territorio, facilitando así la transmisión de energía eólica generada en este lugar (Véase figura 3.1).

Otra área con amplio potencial de generación, según los mapas eólicos de SWERA, es la región oriental de Zacapa. El gobierno ha propuesto varios proyectos de infraestructura en esta región, a saber, expansiones portuarias en Puerto Barrios y un corredor de transporte que una a la costa oriental con los puertos de la costa del Pacífico, con el propósito de competir con el Canal de Panamá por el transporte de bienes entre los Océanos Atlántico y Pacífico. Este corredor incluiría un ferrocarril, una autopista de cuatro carriles, un gasoducto<sup>115</sup>, y se espera que también traiga parques industriales, operaciones mineras y fábricas de cemento. En su conjunto, se espera que los anteriores provean sinergias en la capacidad de transmisión, infraestructura de apoyo y demanda de electricidad que reduzcan los costos de la energía eólica en el lugar.

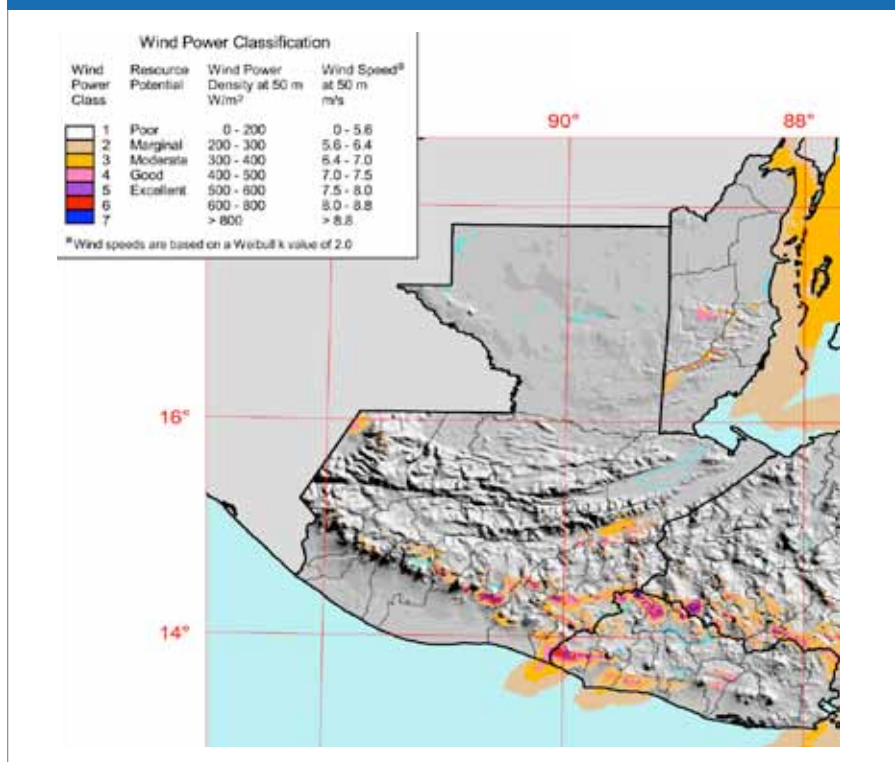
Los costos de capital de los parques eólicos han bajado significativamente en los últimos años, y en vista del costo cero de combustible y los costos de O&M relativamente bajos, la energía eólica a escala de empresa de servicio público es una opción viable para satisfacer la demanda creciente. Brenes (2010) reporta sobre los parques eólicos de Costa Rica: *Tejona* (20 MW) tuvo costos de capital de \$1250/kW y *PE Guanacaste* genera electricidad a un costo de alrededor de \$US0.09/kWh.

113 CNEE 2010, resolución 194-2010

114 MEM 2008

115 Álvarez 2009

Figura 3.1. Mapa eólico de SWERA para Guatemala.



Fuente: SWERA (2010)

Estos valores quedan bien parados cuando se los compara con estimaciones de costos estadounidenses provistos por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) [Laboratorio Nacional de Energía Renovable]. Según NREL, el costo de capital para la energía eólica en tierra en los EE.UU. varía entre \$1200 a \$2300 por kW, con la media en \$1,630 por kW<sup>116</sup>. El financiamiento tiende a ser costoso en Guatemala así que es probable que los costos de capital para construir parques eólicos a escala de empresa de servicio público allá sean comparables con los de EE.UU., con costos de financiamiento que contrarrestan los bajos costos potenciales de mano de obra para la construcción y los incentivos gubernamentales. Por lo tanto, en ausencia de algún parque eólico en funcionamiento, para estimar un costo nivelado de la energía eólica en Guatemala, utilizaremos el valor conservador de \$2,000/kW para los costos capitales de la energía eólica.

NREL (2011) reporta que en EE.UU., el factor de potencia de la energía eólica en tierra tiene un promedio de 39% (con una escala de 22% a 47%). Los parques eólicos costarricenses y hondureños tienen factores de energía entre 40-50%<sup>117</sup>. Debido a que los mejores lugares están todavía disponibles para utilizarse en Guatemala, con mapas de SWERA que muestran varios sitios con velocidades de viento muy por encima 7.0 m/s a 50m, suponemos conservadoramente un factor de potencia de 40% para la energía eólica en Guatemala en el futuro previsible. NREL reporta el promedio de los costos fijos de O&M de la energía eólica en EE.UU. en \$35/kW/año. Debido a que

<sup>116</sup> 2006\$, NREL 2011

<sup>117</sup> Veá por ejemplo a Borchgrevink 2004 o REVE 2009.



las tarifas de mano de obra en Guatemala son considerablemente más bajas que en EE.UU., utilizaremos \$30/kW/año como una estimación conservadora de los costos promedio de O&M para los parques eólicos en Guatemala. Nuevamente, estos valores quedan bien parados cuando se los correlaciona con aquéllos observados en Costa Rica.

Con estos valores, el *Calculador del Costo Nivelado de la Energía* de NREL da un costo nivelado de la energía eólica de \$US0.075/kWh<sup>118</sup>. Esto supone una tasa de descuento de 10% y un periodo de amortización del proyecto de 20 años. Aunque estos supuestos pueden no ajustarse perfectamente a Guatemala, muestran que los costos de la energía eólica han bajado a un nivel que hace que esta sea una alternativa competitiva<sup>119</sup>.

A escala de los hogares y pueblos, se puede utilizar energía eólica para la generación distribuida en áreas aisladas, tales como pueblos del altiplano o las regiones de Petén, Alta y Baja Verapaz, Huehuetenango y San Marcos. Varios pueblos pequeños que actualmente están desconectados del sistema interconectado podrían beneficiarse de pequeñas turbinas eólicas ya que la tecnología puede implementarse rápidamente y de una manera efectiva en cuanto a costos, evitando la necesidad de construir líneas de transmisión y distribución de larga distancia. En la China, por ejemplo, más de 200,000 turbinas eólicas pequeñas suministran electricidad a hogares remotos<sup>120</sup>. En Guatemala, Ingenieros Sin Fronteras y Catapult Designs, con base en San Francisco, California, se han asociado con el Grupo de Desarrollo de Infraestructura Apropiada basada en Quetzaltenango para desarrollar micro-turbinas eólicas de bajo costo que pueden construirse enteramente en Guatemala<sup>121</sup>.

El PDP Alternativo incluirá a los proyectos San Antonio (50 MW hasta 2013), Viento Blanco (20 MW hasta 2014) y Buenos Aires (15 MW hasta 2016). También incluirá los 75 MW de otra energía eólica, incluyendo recursos a escala de empresa pública, y distribuidos creemos que deberían entrar en funcionamiento con 25 MW hasta 2017, 25 MW hasta 2019 y 25 MW hasta 2021. Sin embargo, debido al bajo factor de potencia de los parques eólicos, la energía eólica total disponible en horas pico es menor que la capacidad estimada nominal. Por lo tanto, los proyectos eólicos sufrirán una reducción al 25% de su capacidad estimada nominal. Esto reduce los proyectados 160 MW totales de potencia en la capacidad estimada nominal a 40 MW efectivos *en horas de demanda pico*. Sin embargo, la implementación de parques eólicos no debería ser impedida por su bajo factor de potencia. Los parques eólicos costarricenses y hondureños operan en un rango de factor de potencia de 40-50% y un proyecto de 20 MW puede generar cerca de 100 GWh de electricidad por año<sup>122</sup>.

La Tabla 3.2 muestra un cronograma de implementación utilizado en el PDP Alternativo.

118 NREL 2011a

119 El ingeniero Óscar Arriaga de la CNEE (e-mail de comunicación personal) reporta que el costo promedio de la electricidad producida con carbón en Guatemala es de \$US94.35/MWh. Éste es un costo *promedio* e incluye la carga base y las tarifas pico pagadas a los generadores a carbón.

120 Zhang y Qi 2011

121 <http://catapultdesign.org/projects/wind-turbine>

122 Veá por ejemplo a Borchgrevink 2004 o REVE 2009.

**Tabla 3.2. Cronograma de Implementación de Potencia Eólica.**

Cronograma de Implementación de Potencia Eólica													
Viento	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	<b>Existente</b>	0	0	0	50	70	70	85	110	110	135	135	160
<b>Localización</b>													
Buenos Aires													
							15						
Viento Blanco													
					20								
Santo Antonio													
				50									
Alternativas Eólicas													
								25		25		25	
	<b>Capacidad Nominal Instalada</b>	0	0	50	70	70	85	110	110	135	135	160	160
Factor de Potencia	25%												
<b>Potencia Eólica Efectiva Total</b>													
		0	0	12.5	17.5	17.5	21.25	27.5	27.5	33.75	33.75	40	40

Preparado por A. Koberle - vea texto para las fuentes

## Biomasa

El potencial de la producción de electricidad de biomasa agrícola en Guatemala es grande ya que el país tiene un sector agroindustrial fuerte, con considerables productos residuales de biomasa. Los ingenios azucareros ya usan sus residuos de biomasa para generar electricidad en Guatemala con una potencia instalada efectiva de alrededor de 300 MW<sup>123</sup>. Durante la temporada de cosecha (noviembre-mayo), éstos pueden generar hasta 25% de la electricidad de Guatemala con la quema de bagazo de caña de azúcar y otros residuos<sup>124</sup>. Estos generadores a biomasa en los ingenios azucareros fueron construidos en las décadas de 1980 y 1990, cuando el precio de la electricidad en el país era mucho más alto de lo que es hoy. Varios contratos de largo plazo suscritos en ese tiempo expirarán en los siguientes 2 a 5 años y lo más probable es que sean renegociados a tarifas mucho más bajas.

Un estudio de CEPAL de 2009 reporta que la ACI<sup>125</sup> fijó una meta de llegar a los 500 MW de capacidad de generación a bagazo mediante la instalación de calderas más eficientes, el uso de turbinas de condensación tasadas y mejoras en el proceso de refinación de azúcar<sup>126</sup>. Un informe de Quiñónez de diciembre de 2010 (2010a) manifiesta que dos ingenios (Pantaleón y Magdalena) hicieron pedidos de equipo nuevo y que la meta de 500 MW se cumplirá hasta 2016.

123 AMM 2011

124 AMM 2010, CEPAL 2009

125 ACI = Asociación de Cogeneradores Independientes.

126 CEPAL 2009, p. 44

Los ingenios azucareros sólo pueden utilizar el bagazo durante la temporada de cosecha de noviembre a mayo. Varios de éstos han estado utilizando búnker para seguir generando electricidad durante el resto del año. Sin embargo, Quiñónez (2010) reporta que las modernizaciones listadas en CEPAL (2009) también permitirán que el sector se cambie a la generación a carbón durante la temporada baja. A manera de comentario de advertencia, existen informes de ingenios azucareros que también están talando árboles durante la temporada baja, causando una deforestación extendida y la degradación de ríos y humedales<sup>127</sup>.

Además de la biomasa de la caña de azúcar, el maíz representa un gran porcentaje de la producción agrícola y está concentrado en los departamentos norteros de Petén, Alta Verapaz, Quiché, Huehuetenango y San Marcos<sup>128</sup>. Estas áreas se pueden beneficiar de la generación distribuida de electricidad ya que son en general áreas rurales pobres, desconectadas del sistema interconectado. Las plantaciones de café cubren el área más extensa de la zona agrícola en Guatemala, con 273,000 ha<sup>129</sup>. Sin embargo, la mayor parte de sus residuos es utilizada como combustible para secar los granos de café luego de la cosecha, de manera que el potencial en esto probablemente será pequeño. Es necesario realizar estudios adicionales para evaluar el potencial de generación de electricidad con estos recursos de biomasa.

Existe también un potencial significativo para la generación a biomasa distribuida a pequeña escala. Mediante el uso de biodigestores de pequeña escala, en una granja experimental de leche y cerdos en Costa Rica, Lansing et al (2008) determinaron que se puede producir 27.5 m<sup>3</sup>/día de metano del estiércol de 5 vacas y alrededor de 6 m<sup>3</sup>/día de 40 cerdos. Se utilizó esta cantidad de biogas para cubrir 82% de la demanda de electricidad pico matutina de la granja de 12.9 kW. El sistema completo costó menos de \$US40,000 y redujo las descargas de materia orgánica en un 90%. Este tipo de sistemas podría representar una capacidad significativa si se la utiliza en programas de generación distribuida en todo Guatemala. Se requeriría de un estudio preciso de la distribución de granjas lecheras y de cerdos para determinar su verdadero potencial de generación de electricidad.

Para el potencial de la biomasa en el PDP Alternativo, utilizaremos la meta inicial de 400 MW hasta 2014 reportada por la ACI<sup>130</sup>, con un incremento a 500 MW hasta 2016 como lo reportó Quiñónez (2010a). El AMM (2011) reporta tanto la potencia instalada de la capacidad estimada (371.5 MW) y la efectiva (300.17 MW) de los ingenios azucareros. Las centrales térmicas de generación con biomasa funcionan de manera muy parecida a las centrales a carbón, de manera que cuando exista suficiente combustible disponible en la temporada de cosecha, éstas operarán continuamente. Sin embargo, debido a la falta de combustible durante la temporada en la que no se cosecha, el PDP Alternativo supone un factor de potencia de 45% para los ingenios azucareros. La capacidad de las centrales de los ingenios azucareros existentes y futuros se reducirá en esa cantidad, bajando los 500 MW a 226 MW efectivos. Es importante señalar que esta reducción de energía agresiva descuida las contribuciones de los ingenios azucareros al generar energía con su operación a carbón durante las temporadas en las que no se cosecha.

127 Casasola 2010

128 Fuentes López et al 2005

129 García 2004

130 En Ortiz 2008

**Tabla 3.3. Cronograma de Implementación de Potencia de Biomasa.**

<b>Cronograma de Implementación de Potencia de la Biomasa</b>													
<b>Biomasa</b>	<b>Año</b>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	<b>Existente</b>	300	300	350	372	392	442	482	502	502	502	502	502
<b>Localización</b>													
Ing Costa Sur			50										
Otros Ingenios				22	20	50	40	20					
	<b>Capacidad Nominal Instalada</b>		350	372	392	442	482	502	502	502	502	502	502
Factor de Potencia	45%												
	<b>Capacidad Efectiva al Sistema</b>	135	158	167	176	199	217	226	226	226	226	226	226

Preparado por A. Koberle - ver texto para fuentes

Por lo tanto, el PDP Alternativo no está incluyendo alrededor de 200 MW de electricidad producida a carbón que estará disponible una vez que los ingenios azucareros concluyan la modernización de sus equipos a carbón explicada anteriormente. Esta reducción de energía también cubre el hecho de que seis meses al año, los ingenios azucareros proveerán cerca de 500 MW de energía renovable.

Debido a la falta de datos disponibles sobre las granjas lecheras y de cerdos, es difícil estimar el potencial de la generación con biogás distribuida a escala pequeña. Por lo tanto, no incluimos la implementación de proyectos con biogás distribuidos en granjas lecheras y de cerdos a lo largo del país. Los proyectos con biogás distribuidos pueden ser implementados rápidamente; sin embargo, requieren de la educación de los productores agropecuarios para cosechar los beneficios potenciales.

La Tabla 3.3 resume el potencial de la capacidad de los ingenios azucareros a escala de empresa de servicio público.

## Basura

Se puede generar electricidad de los rellenos sanitarios mediante la recolección del biogás emitido por la descomposición de los desechos o de la incineración. Luego de ser recolectada, la basura de Guatemala va a parar a rellenos sanitarios. Un estudio de 2003 sobre manejo de residuos sólidos en Guatemala citó al Censo de 2002 que manifestaba que el país produce 8.203.123 toneladas métricas de residuos sólidos al año (equivalente a 22,474 toneladas métricas al día). Alrededor de 72% del total de esta basura residencial se recolecta en la ciudad capital, mientras que sólo se recolecta

23% en el resto del país<sup>131</sup>. De la basura NO recolectada, 36% es quemada, 17.5% es enterrada, casi 44% es descartada en cualquier parte y el restante tiene "otros" destinos<sup>132</sup>.

Los rellenos sanitarios producen una gran cantidad de metano que puede utilizarse para la generación de electricidad. El relleno sanitario de Villa Nueva recibe 300 toneladas métricas de basura al día, la descomposición de la cual crea suficiente gas metano para generar un estimado de 1 MW de electricidad. El relleno sanitario más grande de la Zona 3 en la Ciudad de Guatemala es siete veces mayor y recibe 3,500 toneladas métricas de basura cada día. El metano producido ahí es suficiente para generar un estimado 4 MW de electricidad<sup>133</sup>. Existe tanto metano en producción en el relleno sanitario que nubes de gas metano encima de éste se incendian varias veces al año, causando daños y víctimas<sup>134</sup>. Capturar el gas para producir electricidad ayudaría a reducir estos peligros.

Existen pocos rellenos sanitarios municipales que reciben grandes cantidades de basura diariamente que podrían ser los candidatos principales para proyectos de gas de rellenos sanitarios: Quetzaltenango (80 toneladas/día), Huehuetenango (15 toneladas/día) y Puerto Barrios (13 toneladas/día)<sup>135</sup>. Una central térmica a gas de relleno sanitario despachada como una central "de horas pico" podría imponer precios altos por su electricidad, proveyendo ingresos a municipalidades cortas de dinero.

El National Renewable Energy Laboratory (NREL) [Laboratorio Nacional de Energía Renovable], estima que las centrales a gas de relleno sanitario en EE.UU. tienen costos de capital de \$2,300/kW en promedio, un factor de potencia de alrededor de 83%, y costos de O&M fijos de alrededor de \$US111/kWh/año<sup>136</sup>. Si suponemos que la O&M en Guatemala es un poco menor que los EE.UU., por decir \$100/kWh/año, insertar los valores estadounidenses en el *Calculador de Costos Nivelados de Energía* de NREL produce un costo nivelado de la energía de \$0.045/kWh, una tarifa muy competitiva, particularmente si se la usa para producir electricidad durante las horas pico.

En el PDP Alternativo, incluiremos los 4 MW hasta 2017 de un proyecto a gas de relleno sanitario en los botaderos de la ciudad capital.

## Potencia de Hidroeléctricas a Escala Pequeña y Micro

Gran parte del daño de la energía hidroeléctrica es causada por grandes represas y embalses que impiden el paso de peces e inundan el hábitat y las tierras de la población. Los proyectos de micro energía hidroeléctrica pueden generar electricidad con menor destrucción ambiental. Existen oportunidades en Guatemala para la energía hidroeléctrica amistosa con el ambiente a una variedad de escalas, desde turbinas a escala doméstica

131 IIA 2003, p.4

132 IAA 2003, p.19

133 Benavante 2008

134 USAID 2011

135 IIA 2003, p. 20

136 2006, NREL 2011

(cientos de vatios), sistemas a escala comunitaria, de decenas de kilovatios, a proyectos interconectados con el sistema que generan megavatios.

La Fundación Solar reporta sobre la construcción de un proyecto de energía micro hidroeléctrica de 165 kW que suministra a 2,500 personas de Chel, Xesayi y Las Flores, ubicado a unos 300 km al noroeste de la Ciudad de Guatemala. El proyecto fue construido por la comunidad, donde cada familia aportó con 80 días de mano de obra entre 2003 y 2007 a cambio de una conexión al sistema. La disponibilidad de esta energía convirtió a Chel en un centro regional con pequeños negocios prósperos, lo que incluye a carniceros, fábricas de hielo, herreros y una biblioteca. Chel es ahora un centro de servicios sociales y económicos adyacente a los poblados<sup>137</sup>.

XelaTeco instaló un sistema micro hidroeléctrico de 16 kW para la distante Comunidad Nueva Alianza. El sistema terminado suministra a 40 familias (aprox. 200 personas) electricidad limpia y renovable. El mismo grupo ayudó a construir un sistema hidroeléctrico de 75 kW en La Fe y Chantel que propulsa la maquinaria agrícola, con planes de extender su mini-red a los hogares de las 100 familias de la comunidad.

Debido a que es difícil estimar el potencial de la hidroelectricidad micro y cualquier proyecto instalado en áreas distantes no sustituiría a la electricidad del sistema interconectado, el PDP Alternativo no incluye nada de la capacidad microhidroeléctrica. Sin embargo, la tecnología sigue siendo una solución de bajo impacto relativo tanto para áreas remotas como para las conectadas al sistema interconectado.

## Energía Geotérmica

Las estimaciones del potencial de la energía geotérmica en Guatemala varían entre 400 MW<sup>138</sup> y 4,000 MW<sup>139</sup>. El Ministerio de Energía y Minas sostiene que el potencial económicamente viable del país es de 1,000 MW<sup>140</sup>. Casi todo este potencial permanece sin explotar<sup>141</sup>.

La ilustración de la Figura 3.2 ha sido reproducida en varias publicaciones, sitios Web y presentaciones y parece haber sido aceptada como una indicación confiable del potencial geotérmico del país (Véase figura 3.2).

El interés en el desarrollo del potencial geotérmico guatemalteco ha estado aumentando. En abril de 2010, US Geothermal Inc. se adjudicó una concesión para construir la central *El Ceibillo* en Amatitlán. La central tendrá una potencia nominal de 25 MW y costará un estimado de \$US50 millones<sup>142</sup>. En sus *Perspectivas 2010*<sup>143</sup>, la CNEE reporta que un proyecto geotérmico de 50 MW debería entrar en operación hasta 2014. El *PEG 2 2012-2026* prevé un total 300 MW de capacidad geotérmica a instalarse entre 2017 y 2026<sup>144</sup>.

137 Programa de Energía de la Fundación Solar - <http://www.fundacionsolar.org.gt>

138 Jimenez 2010; INDE 2007

139 Geothermal Energy Association

140 MEM 2010

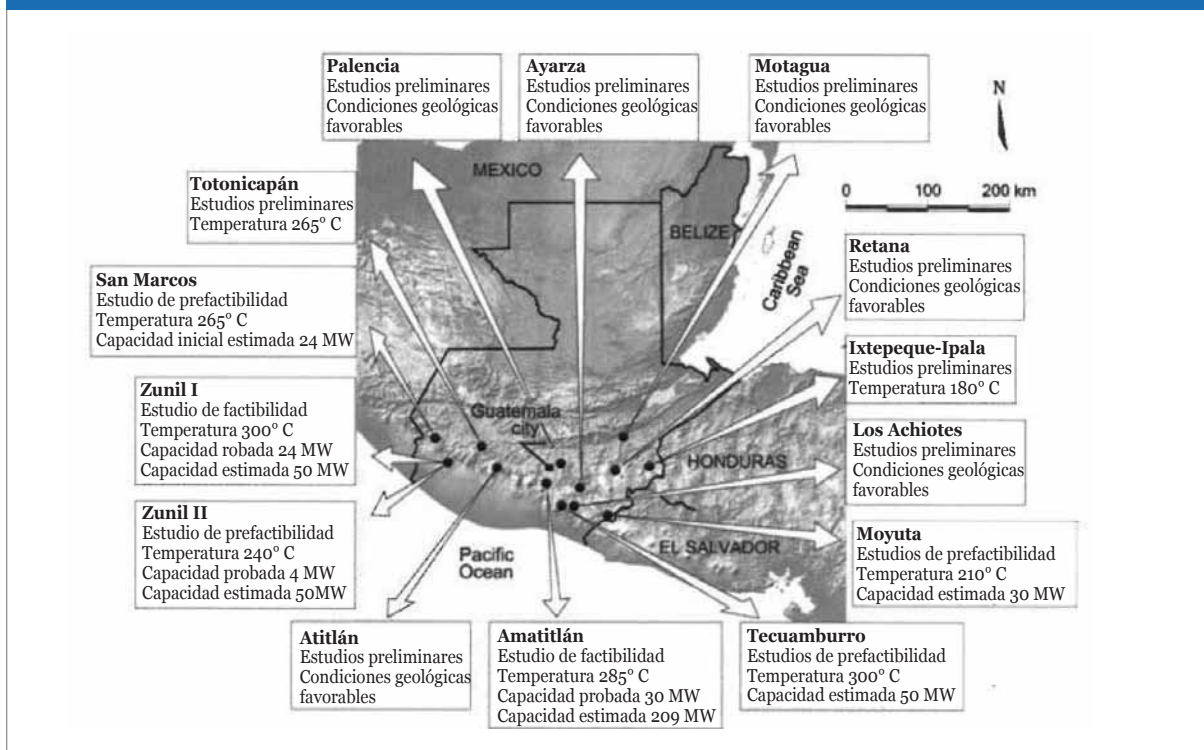
141 Meisen and Krumpel 2009, MEM 2007

142 *el Periódico* 2010

143 CNEE 2010, p. 73

144 MEM 2012, p.2

**Figura 3.2. Sitios geotérmicos en Guatemala. Fuente: García-Gutiérrez 2008**



La Tabla 3.4, que muestra los proyectos geotérmicos planificados por el sector privado, fue provista por el ingeniero Óscar Arriaga de la CNEE<sup>145</sup>.

**Centrales Geotérmicas Existentes**

- Proyecto: Zunil                      Potencia MW: 24
- Proyecto: Ortitlán                Potencia MW: 25.2

Actualmente la inversión privada pretende construir 4 proyectos:

Tabla 3.4. Proyectos geotérmicos existentes (arriba) y planificados en Guatemala.		
Proyecto	Potencia MW	Fecha de entrada en operación
Geotérmica El Ceibillo	25	01/07/2014
Geotérmica Moyuta	44	31/12/2018
Tecuamburro-Ortemala 1	50	01/09/2014
Geotérmico Tecuamburro	44	30/06/2017

Fuente: Provisto por el Ing. Óscar Arriaga de la CNEE en un e-mail de comunicación personal

Como fuente de energía renovable, las centrales de energía geotérmica tienen la ventaja de tener capacidad de carga base y, por lo tanto, pueden proveer potencia firme confiable. Contrario a las centrales eólicas y solares que son

145 Comunicación personal por e-mail.

**Tabla 3.5. Cronograma de Implementación de Potencia Geotérmica.**

<b>Cronograma de Implementacion de Potencia Geotérmica</b>													
<b>Geotermia</b>	<b>Año</b>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	<b>Existente</b>	36	36	36	36	111	111	111	155	199	199	199	199
<b>Nombre del Proyecto</b>													
Tecuamburro-Ortemala 1					50								
El Ceibillo					25								
Tecuamburro								44					
Moyuta									44				
Other alternatives													50
	<b>Capacidad Nominal Instalada</b>	36	36	36	111	111	111	155	199	199	199	199	249
Factor de Potencia	85%												
<b>Potencia Geotérmica Efectiva Total</b>		30.6	30.6	30.6	94.35	94.35	94.35	131.75	169.15	169.15	169.15	169.15	212

Fuente: Provisto por el Ing. Óscar Arriaga de la CNEE en un e-mail de comunicación personal Preparado por A. Koberle - Vea texto para las fuentes

de naturaleza intermitente, las centrales geotérmicas son una de las fuentes de electricidad más confiables, con factores de capacidad típicamente entre 80% y 90%<sup>146</sup>. Esto es mejor que la energía hidroeléctrica, que está sujeta a regímenes estacionales de flujo. Las centrales geotérmicas tienen de

hecho impactos sociales y ambientales y, por lo tanto, necesitan ser situadas apropiadamente, con evaluaciones exhaustivas de sus impactos, consultas con las comunidades potencialmente afectadas, y planes instaurados para garantizar que todos los impactos sean manejados apropiadamente.

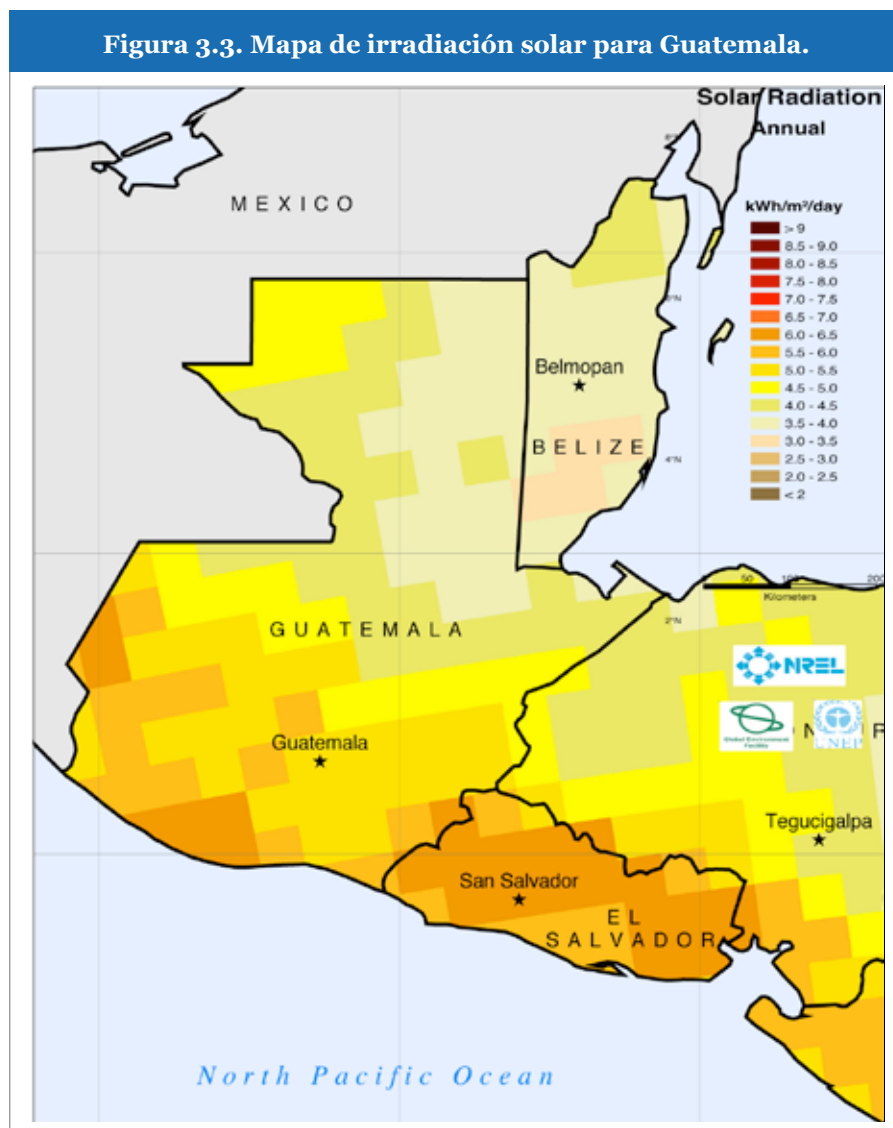
El tema principal con el desarrollo del potencial geotérmico son los costos iniciales de capital para explotar este recurso. Los altos costos de la perforación además de las primas de riesgo por la perforación de pozos “secos” hacen que sea difícil financiar los costos iniciales de explotar recursos geotérmicos. Sin embargo, una vez que se ha encontrado un pozo apropiado, el costo nivelado de la electricidad geotérmica es entonces comparable al de la energía hidroeléctrica, con costos bajos de O&M y ningún costo de combustible. Otros obstáculos potenciales al desarrollo de la energía geotérmica incluyen a las líneas de transmisión cercanas a los sitios geotérmicos, y la relativa falta de familiaridad con la tecnología en comparación con la energía térmica o hidroeléctrica.

En nuestro PDP Alternativo, incluiremos los cuatro proyectos planificados listados por el Ing. Arriaga, más 50 MW adicionales que deben entrar en operación entre 2018 y 2022. Las centrales geotérmicas operan con un factor de potencia promedio de 85% así que reducimos la capacidad estimada nominal de toda fuente geotérmica en ese monto. La Tabla 3.5 muestra el cronograma de implementación de la capacidad geotérmica utilizado en el PDP Alternativo (Véase tabla 3.5).



## Energía Solar

Según los mapas solares de la Evaluación de Recursos de Energía Solar y Eólica (SWERA), la irradiación promedio de Guatemala es de 5.3 kWh/m<sup>2</sup>/día<sup>147</sup> (Figura 3.3). La energía es en la actualidad más costosa que otras fuentes de energía renovable abordadas en este capítulo. Sin embargo, el incremento en las eficiencias y los costos de procesamiento más bajos están llevando a la disminución de los costos. Los costos de los módulos solares han disminuido de \$6.07 por watio en 1990 a \$1.85 por watio en 2010<sup>148</sup>. En 2011, existen módulos disponibles a precios tan bajos como \$1 por watio<sup>149</sup>.



Fuente: SWERA 2010a

147 MEM 2008a

148 <http://www.exposolar.org/2011/eng/center/contents.asp?idx=94&page=4&search=&searchstring=&exposolar=C>

149 A estos ritmos de disminución, no es improbable la paridad con los costos marginales de la energía del sistema interconectado en Guatemala hasta 2020.

Se ha utilizado sistemas fotovoltaicos (FV) pequeños exitosamente en áreas remotas de Guatemala que no tienen acceso a electricidad del sistema interconectado. La Fundación Solar y sus socios (principalmente ADIM) han provisto electricidad exitosamente a varios poblados pequeños distantes utilizando tecnología FV. En 2004, USAID se asoció con la Fundación Solar y varias otras ONG locales para inaugurar 180 sistemas fotovoltaicos en seis comunidades rurales de la región norteña guatemalteca de Quiché, para uso residencial, comercial y comunitario<sup>150</sup>.

Para el PDP Alternativo, estimamos la utilización de energía solar FV distribuida a un ritmo de 20 MW por año entre 2019 y 2022. Estas cifras son agresivas de acuerdo con los estándares actuales, pero a medida que el costo de la energía solar FV siga disminuyendo, se volverá cada vez más atractiva para apalancar los niveles altos de irradiación solar en Guatemala. Este es particularmente el caso si el gobierno lanza programas de incentivo para que las personas y negocios instalen paneles solares en los techos. La energía solar generada en el día se traduce en una menor cantidad de agua que se libera para la generación de energía hidroeléctrica, que a su vez estaría disponible para satisfacer los picos nocturnos por más días al año.

## Conclusiones

El anterior análisis muestra que el potencial de las fuentes renovables para la generación de electricidad que no sea energía hidroeléctrica a gran escala son abundantes en Guatemala y un plan de energía integral debería tomar en cuenta y buscar explotar ese potencial. Los beneficios incluyen tanto ganancias económicas como ambientales, y garantizan aún más la seguridad energética del país.

La Tabla 3.6 resume el potencial de cada categoría de energía renovable que se incluirá en el PDP Alternativo presentado en la siguiente sección. Los totales listados incluyen la potencia instalada actual que ya está en operación.

**Tabla 3.6. Cronograma de Implementación de Energía Renovable Propuesto para el PDP Alternativo**

<b>Geotérmica</b>	<b>Año</b>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	<b>Existente</b>	36	36	36	36	111	111	111	155	199	199	199	199
<b>Nombre del Proyecto</b>													
Tecuamburro-Ortemala 1													
El Ceibillo													
Tecuamburro													
Moyuta													
Otras alternativas													
	<b>Capacidad Nominal Instalada</b>	36	36	36	111	111	111	155	199	199	199	199	249
Factor de Potencia	85%												
<b>Potencia Geotérmica Efectiva Total</b>		30.6	30.6	30.6	94.35	94.35	94.35	131.75	169.15	169.15	169.15	169.15	212
<b>Viento</b>	<b>Año</b>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	<b>Existente</b>	0	0	0	50	70	70	85	110	110	135	135	160
<b>Localización</b>													
Buenos Aires													
Viento Blanco													
Santo Antonio													
Alternativas Eólicas													
	<b>Capacidad Nominal Instalada</b>	0	0	50	70	70	85	110	110	135	135	160	160
Factor de Potencia	25%												
<b>Potencia Eólica Efectiva Total</b>		0	0	12.5	17.5	17.5	21.25	27.5	27.5	33.75	33.75	40	40
<b>Biomasa</b>	<b>Año</b>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	<b>Existente</b>	300	300	350	372	392	442	482	502	502	502	502	502
<b>Localización</b>													
Ing Costa Sur													
Otros Ingenios													
	<b>Capacidad Nominal Instalada</b>		350	372	392	442	482	502	502	502	502	502	502
Factor de Potencia	45%												
	<b>Capacidad Efectiva al Sistema</b>	135	158	167	176	199	217	226	226	226	226	226	226



**Tabla 3.6. Cronograma de Implementación de Energía Renovable Propuesto para el PDP Alternativo**

<b>Generación Distribuida</b>	<b>Año</b>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	<b>Existente</b>	0	0	0	0	0	4	4	4	4	24	44	64
<b>Tipo</b>	<b>Localización</b>												
Rellenos Sanitarios	Ciudad de Guatemala					4							
Solar Fotovoltaico	Distribuido									20	20	20	20
<b>Generación Distribuida Efectiva Total</b>		0	0	0	0	4	4	4	4	24	44	64	84
<b>Energía Renovable Total (MW Efectivos al Sistema)</b>		<b>166</b>	<b>188</b>	<b>211</b>	<b>288</b>	<b>315</b>	<b>337</b>	<b>389</b>	<b>427</b>	<b>453</b>	<b>473</b>	<b>499</b>	<b>562</b>

# Plan de Desarrollo de Energía Alternativo para Guatemala



A large, stylized number '4' graphic in a dark blue color, positioned on the left side of the page. The number is composed of several overlapping rectangular shapes, creating a modern, geometric look. The background of the entire page is a solid, medium blue color.

# Plan de Desarrollo de Energía Alternativo para Guatemala



La Parte 1 de este informe abordaba los escollos de depender de los pronósticos de crecimiento del PIB para realizar proyecciones de la demanda futura de electricidad al mismo tiempo de restar importancia a las medidas de eficiencia energética en limitar la necesidad de nueva infraestructura de energía. La Parte 2 abordaba el potencial de las ganancias de eficiencia energética en Guatemala por medidas técnicas, de regulación y de políticas, así como de medidas basadas en la oferta y la demanda. La Parte 3 analizaba el potencial existente de las fuentes renovables que no sean las represas hidroeléctricas grandes. Ahora combinaremos los resultados en un Plan de Desarrollo de Potencia (PDP) Alternativo para Guatemala.

Como se explicó en la Parte 1, la demanda de potencia eléctrica de Guatemala aumentó en un promedio de 50 MW al año entre 2001 y 2010. El análisis de la Parte 1 también mostró que las proyecciones de la CNEE sobreestiman consistentemente el crecimiento de la demanda de electricidad. Las proyecciones de la demanda de potencia basadas en el PIB en el *PEISG 2008* estaban tan infladas que incluso se vio que el escenario del caso más bajo era 11% más alto que los valores observados hasta 2010. Incluso se vio que las proyecciones modificadas ofrecidas en la publicación *Perspectivas 2010* estaban sobreestimadas a fines del año que fueron publicadas. Para nuestro PDP Alternativo, utilizamos la cifra de crecimiento de 50 MW por año como el escenario de la situación de costumbre. Entonces sustraemos el ahorro potencial de la eficiencia energética y añadimos un margen de reserva de 15% para llegar a la cifra de *generación requerida* para cada año entre 2011-2022.

Para producir un plan de desarrollo de energía alternativo, utilizamos las siguientes premisas:

- La demanda de potencia en Guatemala ha aumentado de manera lineal a razón constante de 50 MW al año desde 2001 y utilizamos este número como una estimación del crecimiento en la situación de costumbre proyectado para el periodo de 2011-2022, de lo cual sustrajimos el ahorro potencial de la eficiencia energética.
- Recién se ha empezado a explotar el potencial del ahorro de la eficiencia energética y éste permanece alto, particularmente con medidas que abordan el pico nocturno diario inducido en gran parte por la iluminación residencial, comercial y pública. Estas medidas incluyen la implementación de lámparas de iluminación eficiente (LFC, LED) e instrumentos de regulación, tal como la *demanda interrumpible*. La CNEE estima que el potencial del ahorro de la eficiencia energética es de 250 MW. Este valor es alcanzable a través de diferentes medidas y nuestro modelo supone que éstas serán implementadas a lo largo del periodo

2011-2016 como se describe en la Parte 2. El ahorro de estas medidas, sumado a otro potencial adicional serán tratados como equivalentes a potencia nueva.

- Se incluyó a cualquier central actualmente en construcción como potencia disponible a partir de la fecha en la que entrarán en operación<sup>151</sup>.
- Se incluyó de manera conservadora la introducción gradual de fuentes renovables que no sea de energía hidroeléctrica, reflejando los intereses que circulan actualmente en el país.
- Otros tipos de Generación Renovable Distribuida (GRD) incluyen al gas de rellenos sanitarios, biogás de granjas lecheras y de cerdos y solar FV distribuida. No se incluirá a la energía solar FV hasta 2019, año en que se espera que los precios FV se vuelvan competitivos. Sugerimos la introducción de 20 MW de energía solar FV distribuida por año entre 2019-2022, sin embargo, la probabilidad de una implementación de ese tipo dependerá en gran medida de la introducción de incentivos financieros y/o regulatorios como son las Tarifas de Suministro (Feed-In Tariffs), créditos fiscales, etc. para ayudar a superar las barreras a la inversión.
  - Se utilizó un proyecto geotérmico de 50 MW que debe entrar en operación hasta 2014 en uno de los escenarios de generación en las *Perspectivas 2010*<sup>152</sup> de la CNEE y se lo incluyó en este trabajo, junto con otros cuatro proyectos enumerados por el ingeniero Óscar Arriaga de la CNEE, que deben entrar en operación entre 2014 y 2018. Éstos son Tecuamburro-Ortemala 1 (50 MW hasta 2014), El Ceibillo (25 MW hasta 2014), Tecuamburro (44 MW hasta 2017) y Moyuta (44 MW hasta 2018). Se incluyó también 50 MW más en 2022 de proyectos todavía no identificados.
- Se redujo la potencia en capacidad estimada nominal de todos los proyectos de energía (renovables y a combustible fósil) en la medida de sus factores de potencia estimados de manera que el PDP resultante refleje la potencia efectiva que se despacha al sistema interconectado. Se estimó los factores de los proyectos hidroeléctricos grandes (45%), a carbón (96%), geotérmicos (85%), eólicos (25%) y de biomasa (45%)<sup>153</sup>.
- No se redujo la potencia de la energía solar FV o del gas de relleno sanitario. Se supone que se implementará el valor de la capacidad estimada nominal requerida para satisfacer los megavatios efectivos incluidos en este trabajo. Esto hace que nuestras estimaciones para estas tecnologías sean más agresivas; sin embargo, debido a las pequeñas cantidades involucradas y el largo cronograma de implementación sugerido, creemos que éstos son alcanzables con los

151 Como se enumera en CNEE 2010a y Álvarez 2011

152 CNEE 2010a, p.73

153 Reducir la potencia instalada de la biomasa en un 45%, reduce la capacidad estimada nominal de 2015 de 500 MW a 226 MW efectivos. Es importante señalar que esta reducción agresiva pasa por alto las contribuciones de los ingenios azucareros de generar potencia al funcionar con carbón durante la temporada en que no se cosecha, así como el hecho de que operan con biomasa con un factor de potencia de alrededor de 85% durante la temporada de cosecha. Por lo tanto, el PDP Alternativo no está incluyendo a unos 200 MW de electricidad generada con biomasa/carbón que estará disponible una vez que los ingenios azucareros terminen sus modernizaciones para generar con carbón, como se explica en la Parte 3. A pesar de esto, los resultados muestran que incluso sin considerar la potencia disponible, se puede satisfacer la demanda pico en Guatemala con las centrales de generación existentes y en construcción con la implementación del potencial de 250 MW de la eficiencia energética manifestado por la CNEE.



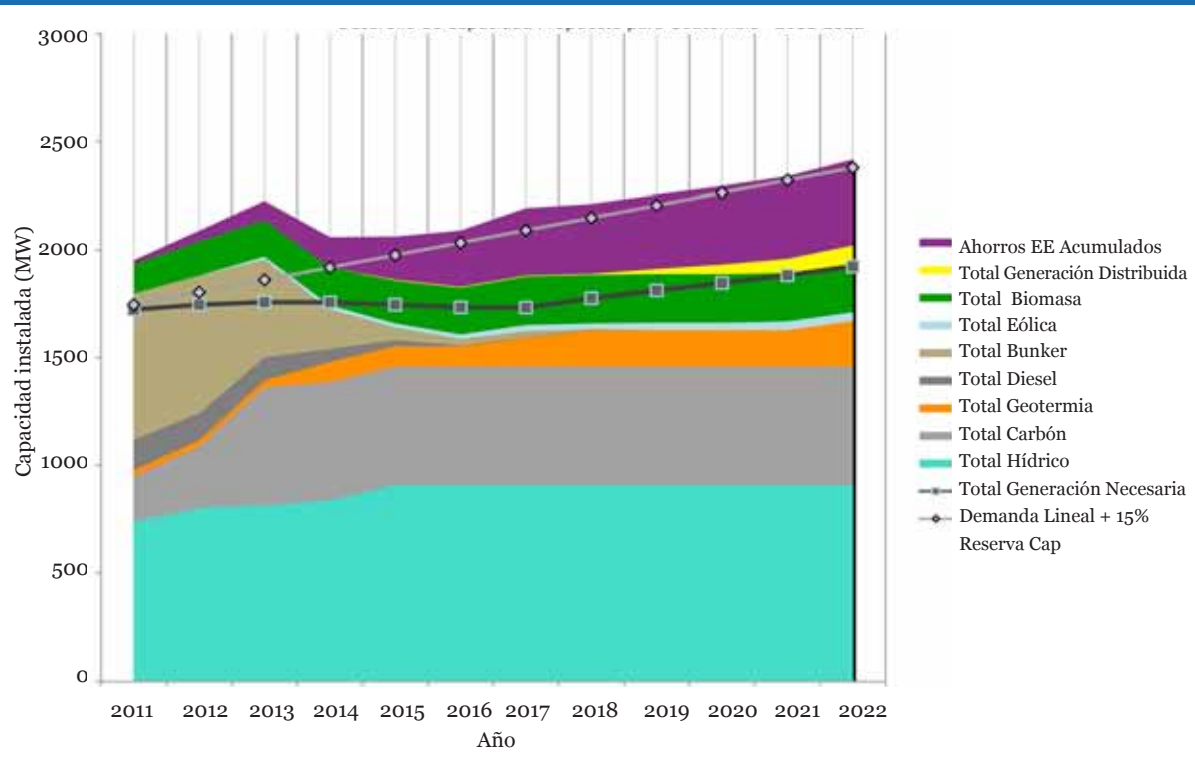
incentivos apropiados de los administradores públicos.

- No se incluye los 200 MW disponibles por la importación de México en el modelo, pero se puede emplear su disponibilidad para equilibrar cargas y cubrir los picos cuando sea necesario.

La Figura 4.1 muestra los resultados graficados del PDP Alternativo. La línea gris es el escenario del crecimiento lineal con la situación de costumbre a un ritmo de 50 MW al año. La línea negra es la generación requerida para cubrir el crecimiento de la demanda de potencia menos las ganancias de la eficiencia energética, más la suma de un margen de reserva de 15%. El área violeta representa el ahorro acumulado de la eficiencia energética descrito en la Parte 2. Por lo tanto, para cada año, la línea negra es igual a la línea gris menos el área violeta más 15%.

El gráfico muestra que con un esfuerzo concertado para implementar medidas de eficiencia energética y fuentes renovables que no sean hidroeléctricas grandes, Guatemala tendrá suficiente potencia instalada para cubrir su demanda además de un margen de reserva de 15%. Los proyectos de generación hidroeléctrica y a carbón ya en construcción y programados para concluirse hasta 2015 deberían proveer una amplia potencia firme a bajo costo para permitir una generación más confiable, electricidad a menor costo y una eliminación gradual de las centrales a diesel y búnker. Con la cantidad de potencia de carga base incrementada de esta manera, podría seguirle el desarrollo de otras fuentes renovables tales como la geotérmica, eólica y FV

**Figura 4.1. Potencia propuesta y proyecciones de la demanda en Guatemala 2011-2022**



Fuentes de información: Ver el Anexo 1

distribuida. La disponibilidad de 200 MW de los ingenios cuando operados con carbón, y de los 200 MW disponibles de la importación de México significa que existe aún más potencia disponible de lo que se sugiere en el gráfico y esto contribuye aún más a reforzar el argumento de la congelación de nuevos proyectos de infraestructura.

El ahorro propuesto de la eficiencia energética y la utilización de fuentes renovables sugeridos en este trabajo son estimaciones conservadoras del potencial total. En particular, los programas de eficiencia energética podrían reducir la electricidad en todos los sectores de la economía a costos mucho más bajos que construir infraestructura de generación nueva, ya sea renovable o a combustible fósil. Los programas integrales de eficiencia industrial que diseñan fábricas con un enfoque sistémico que minimiza el tamaño de las bombas y motores eléctricos pueden reducir la demanda de potencia pico por una fracción del precio necesario para construir centrales de generación nuevas. Las modernizaciones del alumbrado público y la iluminación residencial y comercial y el reemplazo de refrigeradores también pueden producir ahorros significativos. Se debería proveer medidas de regulación y mecanismos de financiamiento para ayudar a los negocios y personas a superar el alto costo de capital inicial que de otra manera podría evitar que inviertan en eficiencia energética.

Antes de aprobar proyectos de generación nuevos, se debería prestar atención seria a medidas de eficiencia energética más obvias y con precios más realistas. Debería lanzarse una licitación con el propósito de llevar a cabo las modernizaciones de edificios, la conversión de lámparas de alumbrado público a LED, y los programas de reemplazo de refrigeradores, sólo para nombrar unas cuantas posibilidades. A medida que proyectos nuevos de energía hidroeléctrica y a carbón entren en funcionamiento, el gobierno y la CNEE pueden empezar a eliminar gradualmente las centrales térmicas a diesel y búnker que son costosos y tener la confianza de que estará disponible energía más económica y confiable para satisfacer la demanda de plazo medio. Se debería prestar atención inmediata a programas de eficiencia energética agresivos, junto con maneras de financiarlos y verlos llegar a su concreción. Sugerimos congelar las aprobaciones de nuevos proyectos de infraestructura por cinco años mientras se explore programas de eficiencia energética en serio. Sólo se debe considerar proyectos de generación nuevos después de que se haya implementado programas de eficiencia energética. Para entonces, podría haber disponibilidad de nuevas tecnologías de generación y almacenamiento y los costos para las fuentes renovables serán más bajos, lo que significa una cancha de juego diferente que probablemente estará mejor alineada con las realidades de la generación de electricidad en el Siglo XXI.

# Anexo 1

## Plan de desarrollo de potencia alternativo para Guatemala utilizando eficiencia energética y fuentes renovables que no sean grandes hidroeléctricas

Toda vez que se dé un listado de factores de capacidad, los valores reflejan la capacidad efectiva que va hacia el sistema interconectado.

Guatemala - Nueva Capacidad + Eficiencia Energética = Demanda Disminuida y Exceso de Capacidad													
Hidroeléctricas	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Factor de Potencia = 45%	Existente	701	738	801	814	836	909	909	909	909	909	909	909
	Localización												
Santa Teresa	Alta Verapaz	19.6											
Palo Viejo	Quiché		80										
La Helvetia/SDMM			6.8										
Sulin	Alta Verapaz		3										
Panam			6.9										
El Cobano			7										
El Manantial			35										
Finca Lorena					23								
El Renace 2						162.5							
Las Ánimas				10									
Cuevamaría				9.3									
El Volcan													
San Cristóbal				10		26							
Bellavista 2		63											
<b>Total Hídrico</b>		738	801	814	836	909	909	909	909	909	909	909	909



Guatemala - Nueva Capacidad + Eficiencia Energética = Demanda Disminuida y Exceso de Capacidad														
<b>Eólica</b>	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Alternativas Eólicas								25		25		25		
Factor de Potencia	25%													
<b>Total Eólica</b>		0	0	12.5	17.5	17.5	21.25	27.5	27.5	33.75	33.75	40	40	
<b>Biomasa</b>	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Factor de Potencia = 45%	Existente	300												
	<u>Localización</u>													
Ing Costa Sur			50											
Otros Ingenios				22	20	50	40	20						
Factor de Potencia	45%													
<b>Total Biomasa</b>		135	158	167	176	199	217	226	226	226	226	226	226	
<b>Generación Distribuida</b>	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
	Existente	0	0	0	0	0	4	4	4	4	24	44	64	
	<u>Localización</u>													
Rellenos Sanitarios						4								
Solar PV										20	20	20	20	
<b>Total Generación Distribuida</b>		0	0	0	0	4	4	4	4	24	44	64	84	
<b>Total Diésel</b>	181	141	124	107	60	28	3	3	3	0	0	0	0	
<b>Total Bunker</b>	700	678	640	455	185	60	30	30	0	0	0	0	0	
<b>Capacidad Instalada Total</b>		1932.05	2038.765	2136.35	1919.15	1861.775	1828.525	1881.175	1888.575	1911.825	1931.825	1958.075	2020.575	
Demanda Lineal	1468	1518	1568	1618	1668	1718	1768	1818	1868	1918	1968	2018	2068	
<b>Eficiencia Energética</b>														
	Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Plan PTEE/CNEE (250 MW)		20	30	40	50	50	60	50	50					



Guatemala - Nueva Capacidad + Eficiencia Energética = Demanda Disminuida y Exceso de Capacidad													
<u>Eficiencia Energética</u>													
Alumbrado Público Sodio a LED													
Residencial CFL a LED													
Calentadores de Agua Solar													
Cogeneración (Cemento)													
<b>Ahorros EE Acumulados</b>													
	Year	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Demanda Lineal - EE</b>		1498	1518	1528	1528	1518	1507	1506	1544	1575.5	1605.5	1636.5	1672.5
<b>Demanda Lineal + 15% Reserva Cap</b>		1746	1803	1861	1918	1976	2033	2091	2148	2206	2263	2321	2378
<b>Generación Necesaria</b>		<b>1723</b>	<b>1746</b>	<b>1757</b>	<b>1757</b>	<b>1746</b>	<b>1733</b>	<b>1732</b>	<b>1776</b>	<b>1812</b>	<b>1846</b>	<b>1882</b>	<b>1923</b>
Año		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Capacidad en Exceso</b>		209	293	379	162	116	95	149	113	100	86	76	97



## Referencias

Alternative Energy 2006. Disponible en <http://www.alternative-energy-news.info/micro-hydro-power-pros-and-cons/> - Acceso en mayo de 2010.

Álvarez, L. Instalarán planta eólica en Santa Elena Barillas. *elPeriódico*. 20 de Febrero de 2007. Acceso por Internet en <http://www.elperiodico.com.gt/es/20070220/actualidad/36961/>

Álvarez, L. Firmas colombianas presentaron ofertas. *elPeriódico*. 12 de diciembre de 2009. Acceso por Internet en <http://www.elperiodico.com.gt/es/20091212/economia/128344>

Álvarez, L. Licitarán nuevas luminarias para alumbrado público. *elPeriódico*. 22 de enero de 2010. Acceso por Internet en <http://www.elperiodico.com.gt/es/20100122/economia/134013/>

Álvarez, L. Factura de Energía Inicia el Año con Fuerte Incremento. *elPeriódico*. 30 de enero de 2010. Acceso por Internet en <http://www.elperiodico.com.gt/es/20100130/economia/135466/>

Álvarez, L. MEM autoriza proyecto hidroeléctrico de 120 MW. *elPeriódico*. 20 de abril de 2011. Acceso por Internet en <http://www.elperiodico.com.gt/es/20110420/economia/194423/>

Álvarez, L. La CNEE da visto bueno a centrales hidroeléctricas. *elPeriódico*. 20 de septiembre de 2011. Acceso por Internet en <http://www.elperiodico.com.gt/es/20110920/economia/201236/>

Álvarez, L. Licitación atrae a 33 generadoras. *elPeriódico*. 27 de enero de 2012. Acceso por Internet en <http://elperiodico.com.gt/es/20120127/economia/207086/>

AMM 2009 – *Administrador del Mercado Mayorista* – precio spot promedio para 2009. Recurso de Internet accedido en <http://www.amm.org.gt/> en Diciembre de 2010.

AMM 2011. *Administrador del Mercado Mayorista. Informes Post-Operativos Semanales* accedidos en [http://www.amm.org.gt/pdfs/2010/ipo/nov10\\_28a104dic10.pdf](http://www.amm.org.gt/pdfs/2010/ipo/nov10_28a104dic10.pdf) on Jan 15, 2011.

AMM 2011a. *Administrador del Mercado Mayorista. AMM-Capacidad-Instalada*. Acceso por Internet en [http://www.amm.org.gt/pdfs/capacidad\\_instalada.pdf](http://www.amm.org.gt/pdfs/capacidad_instalada.pdf)

AMM 2011b. *Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2010*. Acceso por Internet en [http://www.amm.org.gt/pdfs/informes/2010/InfEst2010\\_01.pdf](http://www.amm.org.gt/pdfs/informes/2010/InfEst2010_01.pdf)

American Wind Energy Association – AWEA 2010. Recurso de Internet accedido el 10 de junio de 2010 en [http://www.awea.org/faq/wwt\\_costs.html](http://www.awea.org/faq/wwt_costs.html)

ANG 2010 – *Asociación Nacional de Generadores*. Crecimiento Histórico de la Electricidad de la Demanda. Acceso en agosto de 2010 en [http://www.ang-guate.org/public\\_ang/index.cfm?mainsection=electrico&seccion=crecimientohistorico](http://www.ang-guate.org/public_ang/index.cfm?mainsection=electrico&seccion=crecimientohistorico)

Arimura T, Newell, R and Palmer K. "Cost-Effectiveness of Electricity Energy Efficiency Programs." *Resources for The Future* report. [www.rff.org](http://www.rff.org). Noviembre de 2009.

Bhandari, R and Stadler, I. Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves. *Solar Energy* 83 (2009) 1634–1644.

Blanco, J.M., *Entorno Financiero para la Eficiencia Energética*, Septiembre de 2009. BUN-CA Costa Rica. Disponible en <http://www.bun-ca.org>

BN Americas. Naranjo Energy to Ink Deal for 40 MW wind project. *Business News Americas*. 7 de enero de 2010.

Bolaños, R.M., Expansión eléctrica iniciará en marzo, *Prensa Libre*, 10 de enero de 2010

Bolaños, R.M., País está listo para comprar hasta 200MW de México, *Prensa Libre*, 12 de febrero de 2010

Bolaños, R.M. Proyecto pretende ahorro energético. *Prensa Libre*. 04 de febrero de 2012. Accessed online at [http://www.prensalibre.com/economia/Adoptan-tecnologia\\_0\\_640135984.html](http://www.prensalibre.com/economia/Adoptan-tecnologia_0_640135984.html)

Bolaños, R.M. Cambian bases para compra de energía. *Prensa Libre*. 4 de agosto de 2011. Acceso por Internet en [http://www.prensalibre.com/economia/Cambian-bases-compra-energia\\_0\\_529747031.html](http://www.prensalibre.com/economia/Cambian-bases-compra-energia_0_529747031.html)

Benavante, C. Convertirán la basura en energía y bonos de carbono. *el Periódico*. 25 de febrero de 2008. Acceso por Internet en enero de 2011 en <http://www.elperiodico.com.gt/es/20080225/economia/49050>

Borchgrevink, J. *La Experiencia del PE Tejona - Lecciones Aprendidas*. Presentación con fecha de Octubre de 2004, accedido en Abril de 2011 en [http://www.eep-ca.org/forums/documents/foro%20IV/tejona\\_borchgrevink.pdf](http://www.eep-ca.org/forums/documents/foro%20IV/tejona_borchgrevink.pdf)

Brenes, R. *Desarrollo de Energía Eólica en Costa Rica*. Presentación al XIII Congreso de Energía Eléctrica, Mecánica y la Industria. Recurso de Internet accedido en abril de 2011 en <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:69tkC8oOR7AJ:congresociemi2010.com/pdf/presentación%2520Desarrollo%2520Eólico.pdf+eolica+tejona+costo+de+operacion&cd=3&hl=en&ct=clnk&gl=us&client=safari&source=www.google.com>

BUN-CA. *Estrategia Regional en Eficiencia Energética - Estudio de Caso Universidad Tecnológica de Panamá*. 2008. Acceso por Internet el 20 de febrero de 2011 en <http://bun-ca.org/publicaciones/EstudiodeCasoUTP.pdf>

BUN-CA. *Estrategia Regional en Eficiencia Energética - Estudio Caso Cámara de Industrias de Nicaragua (CADIN)*. 2009. Acceso por Internet el 18 de mayo de 2011 en <http://www.bun-ca.org/publicaciones/EstudioCasoCADIN.pdf>



*Business News Americas*, *Transmission Plan Works to begin in March, Nine Express Interest – Guatemala*, 17 de junio de 2009.

*Business News America*, *Regulator: Demand could grow 6.4% a year through 2020 – Guatemala*, 23 de abril de 2007.

CAD 2008. "Cementos Progreso Invests \$690 million in Guatemala". *Central American Data*. Diciembre de 2008. Acceso por Internet el 24 de febrero de 2011 en [http://en.centralamericadata.com/en/article/home/Cementos\\_Progreso\\_invests\\_690\\_million\\_in\\_Guatemala](http://en.centralamericadata.com/en/article/home/Cementos_Progreso_invests_690_million_in_Guatemala)

Cajas, L.F.C. *Eficiente Uso de la Energía Eléctrica en la Planta Jumbo Sack de Polyproductos de Guatemala S.A.* Tesis de Grado para el Departamento de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala. Mayo de 2004.

Carpio, C. *Energy Efficiency in Latin America and the Caribbean: situation and outlook*. Economic Commission for Latin America and the Caribbean – ECLAC. Abril de 2010.

Casasola, M. Ingenios Devastan Impunemente la Costa Sur. *Revista Y Qué?* Mayo de 2010. Acceso por Internet en <http://www.revistayque.com/v1/candentes/haciendo-eco/679-ingenios-devastan-impunemente-la-costa-sur>

CEPAL 2009. *Evaluación del Potencial de Cogeneración No Desarrollada en Ingenios Azucareros de Centroamérica (Informe Preliminar)*.

CNEE 2008 – *Planes de Expansión Indicativo del Sistema de Generación (PESG) 2008-2022*. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt>.

CNEE 2008a - *Plan de Expansión del Sistema de Transportes – PET 2008*. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt/>

CNEE 2009 - *Plan Integral de Eficiencia Energética – PíEE*. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt/>

CNEE 2009 – *Informe Anual del Departamento de Monitoreo y Vigilancia – Cap XII*. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt/>

CNEE 2009a – *Memoria de Labores Período Mayo 2008 – Abril 2009*. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt>. Acceso en mayo de 2010.

CNEE 2009a. *Demanda Interrumpible*. Presentación en Seminario a Grandes Usuarios el 3 de diciembre de 2009. Acceso por Internet en febrero 2011 en <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/informacion/grandes-usuarios/2009/5%20Demanda%20interrumpible.pdf>

CNEE 2010. *Memoria de Labores 2009-2010*. Abril de 2010. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt>. Acceso en julio de 2010.

CNEE 2010a. *Perspectivas Mediano Plazo (2010-2015) para el Suministro de Electricidad del Sistema Eléctrico Nacional*. Acceso por Internet en mayo de 2011 en <http://www.cnee.gob.gt/PEG/Docs/Perspectivas%20PEG.pdf>

CNEE 2011. *Eficiencia Energética - Un tema Conveniente para Todos*. Recurso de Internet, acceso por internet el 29 de febrero de 2011 en <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/usuario/ahorro.html>

CIA 2010 - Central Intelligence Agency *World Fact Book*. Acceso por Internet en <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/gt.html> el 18 de agosto de 2010.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). *La Energía y las Metas del Milenio en Guatemala, Honduras y Nicaragua*. LC/MEX/L.843/Rev.1. Febrero 2008. [In Spanish]

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) - *Istmo Centroamericano: Las fuentes renovables de energía y el cumplimiento de la estrategia 2020*. 2009.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) - *La Crisis de los Precios del Petróleo y su Impacto En los Países Centroamericanos*. 2009a.

Doig, S., Bell, M. and Mims, M, Conference Proceedings, *Industrial Electric Productivity: Myths, Barriers and Solutions*, Rocky Mountain Institute, 2009.

Dufour, J.A.U. *Iluminación Eficiente en el Sector Doméstico - Beneficios Energéticos, Económicos, Sociales y Ambientales*. Presentación el PowerPoint al Primer Taller sobre Iniciativas de Iluminación Eficiente en Latinoamérica. Campinas, Brasil. Noviembre de 2006. Acceso por Internet en [www.efficient-lighting.net/doc/20070105\(6\).pdf](http://www.efficient-lighting.net/doc/20070105(6).pdf)

Energy Commission for Latin America and the Caribbean - ECLAC. *Energía y metas del Milenio en Guatemala, Honduras y Nicaragua*. Febrero de 2008.

E source (Platts Research & Consulting). (2002). "Drivepower Technology Atlas" and "Electronic Encyclopedia." E source, Boulder, Colorado. [Disponible a través de su sitio Web en [www.esource.com](http://www.esource.com).]

ECLAC 2010 - *Latin America and the Caribbean: Total Gross Domestic Product Variation rates 2007-2010*

*elPeriódico* 2008. Telectro desarrollará una central de energía eólica. *elPeriódico*. 24 de marzo de 2008.

*elPeriódico* 2010. Ministerio de Energía autoriza instalar geotérmica en Amatitlán. 14 de abril de 2010. Acceso por Internet en diciembre de 2010 en <http://www.elperiodico.com.gt/es/20100414/economia/145995/>

*elPeriódico* 2011. Licitación atrae a generadores. *elPeriódico*. 28 de abril de 2011. Acceso por Internet en <http://www.elperiodico.com.gt/es/20110428/economia/194630/>

EcoSeed.org. *New Zealand group sees immense renewable potential in Guatemala*. 05 November, 2009. Accessed at <http://www.ecoseed.org/en/general-green-news/renewable-energy/water-power/small-hydro/5024-New-Zealand-group-sees-immense-renewable-potential-in-Guatemala>

energyworld.com 2010. *US Geothermal Awarded Guatemala Rights*. 16 de abril de 2010. Acceso el 13 de mayo de 2010 en <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/04/u-s-geothermal-awarded-guatemala-rights>.

ETSAP - Energy Technology Systems Analysis Programme. International Energy Agency. *Technology Brief E12: Hydropower*. Mayo de 2010. Acceso por Internet en August 2011 en <http://www.etsap.org/E-techDS/PDF/E07-hydropower-GS-gct.pdf>

Fuentes López, M.R., J. van Etten, A. Ortega Aparicio & J.L.Vivero Pol (2005). Maíz para Guatemala: Propuesta para la Reactivación de la Cadena Agroalimentaria del Maíz Blanco y Amarillo, SERIE "PESA Investigación", n°1, FAO Guatemala, Guatemala, C.A.

Fundación Solar Energy Program. Disponible en [http://fundacionsolar.org.gt/ene\\_proyectos\\_exitosos.html](http://fundacionsolar.org.gt/ene_proyectos_exitosos.html)

Gallegos, J and York, P. *Desarrollo de la Energía Eólica en Centroamérica*. Acceso por Internet en [http://www.iamericas.org/presentations/energy/Honduras\\_2010/Jay%20Gallegos%20&%20Paul%20York.pdf](http://www.iamericas.org/presentations/energy/Honduras_2010/Jay%20Gallegos%20&%20Paul%20York.pdf)

García, O.L. *Bioenergía en Centroamérica – Un Diagnóstico*. Presentación en PowerPoint. Alianza con Energía y Ambiente con Centroamérica. 2004. Acceso en <http://www.eep-ca.org/forums/documents/foroIII/Diagnostico.pdf>

García-Gutierrez, A. *Geothermal Energy in Central America – An Overview*. Presentación a ICS UNIDO, Trieste, Italia, 10-12 de diciembre de 2008.

García Prado, R.A. *Caracterización Eléctrica de Guatemala*. Tesis de Maestría en Ingeniería. Universidad de San Carlos de Guatemala. Julio de 2008.

González, H.V.E. *Generación Distribuida por Medio de Energías Alternas Renovables y su Influencia en la Evolución del Sistema Eléctrico Secundario de Distribución Tradicional*. Tesis de Grado. Universidad de San Carlos de Guatemala. Noviembre de 2008.

Greacen, C.S. and Thai, P. *Energy Sector Development in the Mekong Region: current plans, key concerns and alternative*. Presentación en Powerpoint. Taller sobre el Ambiente y Medios de Subsistencia del Mekong. Febrero de 2010.

Guatemala 2003. Congreso de la República de Guatemala. *Decreto Número 52-2003*. Acceso por Internet en <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/Ley%20de%20incentivos%20Recursos%20Renovables%20Decreto-52-03.pdf>

Hansen, L. and Lovins, A., *Keeping the Lights on While Transforming Electric Utilities*, *Solutions Journal* 2010, Rocky Mountain Institute, 2010.

IAA - Instituto de Incidencia Ambiental. *Generación y Manejo de Desechos Sólidos en Guatemala*. Informe Técnico No 4. Universidad Rafael Landívar. Agosto de 2003. Acceso por Internet en [http://www.infoiarna.org.gt/media/file/areas/desechos/documentos/nac/\(11\)%20desechos%20solidos%20en%20guatemala.pdf](http://www.infoiarna.org.gt/media/file/areas/desechos/documentos/nac/(11)%20desechos%20solidos%20en%20guatemala.pdf)

IDB 2008. *How to save US\$36 billion on electricity (without turning off the lights). A map of energy productivity in the Americas*.

IDB 2009. Plan de Ahorro y Eficiencia Energética en el Sector Eléctrico: "Plan Piloto de Sustitución de Lámparas de Alumbrado Público en el Departamento de Totonicapán, Guatemala". Acceso por Internet el 19 de febrero de 2011 en <http://www.gobernandoconlagente.gob.gt/componentes/consejos/descarga.aspx?operacion=4&C=449&tipo=5>

IDB 2011. Recurso de Internet, con acceso el 22 de febrero de 2011 en <http://www.iadb.org/en/projects/project,1303.html?id=GU-L1046>

Illinois Climate Change Advisory Group (ICCAG). *Decoupling of utility rates and profits*. 2009.

International Energy Agency (IEA) Statistics Division. 2006. Energy Balances of OECD Countries (2006 edition) and Energy Balances of Non-OECD Countries (2006 edition). Paris: IEA. Disponible en <http://data.iea.org/ieastore/default.asp>.

International Monetary Fund – IMF. Visualizador de Datos en Internet, acceso en [www.imf.org/datacenter](http://www.imf.org/datacenter) in March 2010.

Jacobs, R. *Matriz Eléctrica Deseable y Requisitos para Alcanzarla*. Presentación a la Cámara Guatemalteca de la Construcción. 19 de mayo de 2011. Acceso por Internet en <http://www.construguate.com/publicaciones/docs/Presentaciones/Rudolf%20Jacobs%20-%20AGER.pptx>

Kandel, A., Sheridan, M., and McAuliffe, P. *A Comparison of Per Capita Electricity Consumption in the United States and California*. Agosto de 2008. Acceso por Internet en <http://www.energy.ca.gov/2009publications/CEC-200-2009-015/CEC-200-2009-015.PDF>

Kaundinya, D.P., Balachandra, P. and Ravindranath, N.H. Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power – A review of literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009. 13: 2041-2050.

Laine, C. *Low cost solar water heater for Guatemala: AIDG and UC Berkeley research team partner up*. AIDG website. 16 de septiembre de 2008. Acceso en [http://www.aidg.org/component/option,com\\_jd-wp/Itemid,34/p,1257/](http://www.aidg.org/component/option,com_jd-wp/Itemid,34/p,1257/)

Lansing, S., Viquez, J, Martinez, H., Botero R., and Martin, J.F. Quantifying electricity generation and waste transformations in a low-cost, plug-flow anaerobic digestion system. *Ecological Engineering*. 34 (2008) p. 332–348.

Larios, R. Teco invierte en limpiar Escuintla. *Siglo XXI*. May 11, 2010 Acceso por Internet en <http://www.sigloxxi.com/pulsoeconomico.php?id=10580>

LDSN. Ingenios generarán 12.9% Más de Electricidad. *Latin Daily Financial News*. Nov 09, 2009. Acceso por Internet en enero de 2011 en <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:X2CskuUUzKoJ:www.latindailyfinancialnews.com/index.php/es/negocio/guatemala/3422-engineers-generate-129-more-electricity-pulso-13.html+ingenios%2Bguatemala%2Belectricidad&cd=4&hl=en&ct=clnk&gl=us&client=firefox-a>

Limaye, D.R., Heffner, G.C. and Sarkar, A. – *An Analytical Compendium of Institutional Frameworks for Energy Efficiency Implementation* – ESMAP World Bank Report 331/08 – 2008

Lizardo, CL, Lindsey, D, Elliott, H and Carey, J. *Big Pipes, Small Pumps: Interface, Inc. Factor 10 Engineering Case Study*. Rocky Mountain Institute. Febrero de 2011. Acceso por Internet en [http://www.rmi.org/cms/Download.aspx?id=2799&file=2011-04\\_BigPipesSmallPumps.pdf&title=Big+Pipes%2c+Small+Pumps%3a+Interface%2c+Inc.+Factor+Ten+Engineering+Case+Study](http://www.rmi.org/cms/Download.aspx?id=2799&file=2011-04_BigPipesSmallPumps.pdf&title=Big+Pipes%2c+Small+Pumps%3a+Interface%2c+Inc.+Factor+Ten+Engineering+Case+Study)

Lobato, L.E.M. Geothermal Guatemala. *International Geothermal Development*, Junio de 2003.

Lovins, A.B. "Energy Efficiency, Taxonomic Overview," *Encyclopedia of Energy* 2:383-401 (2004), 6 vols., San Diego and Oxford (UK): Elsevier, [www.elsevier.com/locate/encycofenergy](http://www.elsevier.com/locate/encycofenergy) (copia dura) and [www.sciencedirect.com/science/referenceworks/012176480X](http://www.sciencedirect.com/science/referenceworks/012176480X) (disponible para descargar por Internet)

Lorenz, B., *Real-Time Pricing and Demand Response*, [Facilitiesnet.com](http://Facilitiesnet.com), Diciembre de 2009

McNeil, M., Cava, M. Blanco, J.M. and Quiros, K. *Reference Document for Energy Efficiency Standards & Labeling in Central America*. Mayo de 2007. BUN-CA Costa Rica. Acceso por Internet en [www.bun-ca.org/publicaciones/](http://www.bun-ca.org/publicaciones/)

ReferenceDocument%2024oct07.pdf

McKully, P. The Next Wave. A Bright Future for Hydro – Without Dams. *World Rivers Review*. vol 25 (1). Marzo de 2010.

Meisen, P. and Krumpel, S. *Renewable Energy Potential of Latin America*. Global Energy Network Institute. 2009.

Microhydropower.net. Disponible en <http://www.microhydropower.net/> - Acceso en mayo de 2010.

MEM 2007 - *Ley General de la Electricidad* – Acceso por Internet en <http://www.mem.gob.gt>

MEM – Ministerio de Minas y Energía 2007. *La Energía en Guatemala*. Marzo de 2007.

MEM – Ministerio de Minas y Energía 2008. *La Energía Eólica en Guatemala*. Marzo de 2008.

MEM – Ministerio de Minas y Energía 2008a. *Energías Renovables en Guatemala*. Septiembre de 2008. Acceso en <http://www.mem.gob.gt> en junio de 2010.

MEM – Ministerio de Energía y Minas 2008b. Portal de Internet: *Listado de Proyectos Calificados al amparo del Decreto 52-2003 y su Reglamento*. Acceso en <http://www.mem.gob.gt> en mayo de 2010.

MEM 2010 – *Política Energética*. Ministerio de Energía y Minas. Abril de 2010. Acceso por Internet en <http://www.mem.gob.gt/portal/memdocuments/informatica/politica%20energetica%20AUTORIZADA.pdf>

MEM 2012 - *Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026*. Released January 12, 2012. Accessed online at [mem.gob.gt/portal/memdocuments/dga/2.pdf](http://mem.gob.gt/portal/memdocuments/dga/2.pdf)

MEM 2012a - *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2012-2021*. Released January 12, 2012. Accessed online at [mem.gob.gt/portal/memdocuments/dga/3.pdf](http://mem.gob.gt/portal/memdocuments/dga/3.pdf)

mt-online 2010. Acceso en <http://www.mt-online.com/component/content/article/235-2006um/1256-utilities-manager-invest-in-energy-management-with-intelligent-motor-control-solutions-.html?directory=90>

MEM – Ministerio de Energía y Minas 2010 – *Política Energética*. Ministerio de Energía y Minas. Abril de 2010. Acceso por Internet en <http://www.mem.gob.gt/portal/memdocuments/informatica/politica%20energetica%20AUTORIZADA.pdf>

Murtishaw, S; Sathaye, J; Galitsky, C; and Dorion, K. *Methodological and Practical Considerations for Developing Multiproject Baselines for Electric Power and Cement Industry Projects in Central America*. Lawrence Berkeley National Laboratory. Paper LBNL-63258. 2008.

Nagayama, H. "Electric power sector reform liberalization models and electric power prices in developing countries An empirical analysis using international panel data." *Energy Economics*, 31 (2009) 463-472.

NREL 2010 - National Renewable Energy Laboratory. *Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies*. Noviembre de 2010. Acceso por Internet en agosto de 2011 en <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48595.pdf>

NREL 2011 - National Renewable Energy Laboratory. *Supporting Data for Energy Technology Costs*. Acceso por Internet en abril de 2011 en [http://www.nrel.gov/analysis/docs/re\\_costs\\_20100618.xls](http://www.nrel.gov/analysis/docs/re_costs_20100618.xls)

NREL 2011a - National Renewable Energy Laboratory. *Simple Levelized Cost of Energy Calculator*. Recurso de Internet accedido en abril de 2011 en [http://www.nrel.gov/analysis/tech\\_lcoe.html](http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe.html)

Ola, J.L. Utilice Lámparas Fluorescentes y Ahorre en su Factura de Energía Eléctrica. *Revista Ingeniería Primero*. Junio de 2010 (17) pp 52-63. Acceso por Internet en [www.tec.url.edu.gt/boletin/URL\\_17\\_MEC01\\_LAMPARAS.pdf](http://www.tec.url.edu.gt/boletin/URL_17_MEC01_LAMPARAS.pdf)

OLADE – Organización Latinoamericana de Energía. *Manejo de la Demanda y Uso Eficiente de la Energía Eléctrica en el Istmo Centroamericano (PIER Fase III)*. 2000.

Ortiz, A. Generarán más energía con el bagazo de caña. *el Periódico*. 19 de mayo de 2008. Acceso por Internet en <http://www.elperiodico.com.gt/20080519/economia/55313/>

Perez, Gerónimo E. 2006; *Aspectos Importantes sobre la Electricidad en Guatemala*, IARNA/Universidad Rafael Landívar

Piedrahita, C.A., *Discusión de combustibles alternativos, energía renovable y eficiencia energética*, una presentación en la XVIII Conferencia Anual de Energía en América Latina. Planeación del Futuro de la Energía en el Hemisferio durante la crisis económica en San Diego, CA en mayo de 2009.

PG&E 2008. *LED Street Lighting*. San Francisco, CA. Application Assessment Report #0727. Emerging Technologies Program. Pacific Gas & Electric Company. Diciembre de 2008. Acceso por Internet en mayo de 2011 en [http://apps1.eere.energy.gov/buildings/publications/pdfs/ssl/gateway\\_sf-street-lighting.pdf](http://apps1.eere.energy.gov/buildings/publications/pdfs/ssl/gateway_sf-street-lighting.pdf)

Poveda, M. *Eficiencia Energética: Recurso no Aprovechado*. OLADE – Organización Latinoamericana de Energía – Artículo Técnico. Agosto de 2007. *Prensa Libre* 2009. "Elaboran en Guatemala plan para ahorro energético", 29 de noviembre de 2009

*Prensa Libre* 2010. "Expansión eléctrica iniciará en marzo." 14 de enero de 2010.

Progressive States Network – PSN. Website: <http://www.progressivestates.org/content/671/utility-decoupling-giving-utilities-incentives-to-promote-energy-efficiency>. Consultado el 11 de junio de, 2010.

PRONACOM 2010. *Proyectos de Inversión – Guatemala*. Disponible a través de *Invest in Guatemala*. <http://www.investinguatemala.com>

Quiñónez, F. Usarán Menos Bunker en Generar Luz. *Siglo XXI*. 15 de mayo de 2010. Acceso por Internet en <http://www.s21.com.gt/node/10972>

Quiñónez, F. Azucareros estudian generar luz con carbón. *Siglo XXI*. 29 de agosto de 2010. Acceso por Internet en <http://www.s21.com.gt/node/18146>

Quiñónez, F. Piden primeras calderas para generar con carbón. *Siglo XXI*. 12 de diciembre de 2010 (a). Acceso por Internet en <http://www.s21.com.gt/node/25193>

Raphals, P. *The Evolution of Competitive Energy Markets in North America*. Helios Centre/ OLADE. April 2005.

REEEP – Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership. *Guatemala 2009*. 2009. Acceso en <http://www.reeep.org/index.php?id=9353&text=policy&special=viewitem&cid=22>

REVE 2009. Wind Power in Honduras: Mesoamérica develop a 100-MW windfarm. *Regulación Eólica con Vehículos Eléctricos*. 16 de octubre de 2009. Acceso por Internet en [http://www.evwind.es/noticias.php?id\\_not=1801](http://www.evwind.es/noticias.php?id_not=1801)

Rüther, R. and Zilles, R. Making the Case for Grid-Connected Photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*. Volumen 39, Número 3, Marzo de 2011, Páginas 1027-1030

J. Sathaye, R. Friedmann, S. Meyers, O. de Buen, A. Gadgil, E. Vargas, and R. Saucedo. *Economic Analysis of Ilumex, A Project to Promote Energy-Efficient Residential Lighting in Mexico*. Lawrence Berkeley Laboratory Energy & Environment Division. Manuscrito presentado a *Energy Policy*. Vol 22 (2) pp. 163-171. 1994.

SCE 2010 – Southern California Edison *Demand Response Programs*. Acceso por Internet en [http://www.sce.com/NR/rdonlyres/3426D90C-7749-48AD-BA5C-AB238DF94E93/0/100818\\_Demand\\_Response\\_Program\\_Guide.pdf](http://www.sce.com/NR/rdonlyres/3426D90C-7749-48AD-BA5C-AB238DF94E93/0/100818_Demand_Response_Program_Guide.pdf) el 18 de agosto de 2010.

*Siglo XXI* 2010. "Alza en consumo de energía por mayor producción", 8 de febrero de 2010.

*Siglo XXI* 2010a, "Aumenta 6% demanda energética en Guatemala", 1 de julio de 2010. Acceso por Internet en <http://www.sigloxxi.com/pulso.php?id=14104>

Solano, L., *La política energética y el negocio de la electricidad*; *El Observador*, Febrero de 2010.

Sims, B. Sustainable Power Corp. demonstrates biocrude technology, establishes Central American subsidiary. *Biomass Magazine*. April 23, 2008. Acceso en [http://www.biomassmagazine.com/article.jsp?article\\_id=1607](http://www.biomassmagazine.com/article.jsp?article_id=1607)

The Solar Guide. Acceso en <http://www.thesolarguide.com/solar-power-uses/cost-faq.aspx> el 13 de mayo de 2010

Solar and Wind Resource Assessment Project – SWERA 2010. Acceso el 10 de junio de 2010 en [http://swera.unep.net/index.php?id=userinfo&file=camwindmaps\\_71.zip](http://swera.unep.net/index.php?id=userinfo&file=camwindmaps_71.zip)

Solar and Wind Resource Assessment Project – SWERA 2010a. Acceso el 10 de junio de 2010 en [http://swera.unep.net/index.php?id=userinfo&file=camdirann\\_46.pdf](http://swera.unep.net/index.php?id=userinfo&file=camdirann_46.pdf)

UNEP – United Nations Environment Programme. *Thousands of Megawatts of New Renewable Energy Potential*. UNEP News Centre Press Release. 14 de abril de 2005. Acceso en <http://www.unep.org/Documents.Multilingual/Default.asp?DocumentID=430&ArticleID=4771&l=en>

United Nations, World Bank, Joint UNDP World Bank Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), *Power Sector Reform and the Poor in Central America* (Julio de 2003).

USAID, *Saving Energy in Guatemala*, 1996.

USAID 2010. Website. Recurso de Internet. Acceso en marzo de 2010 en <http://www.usaid.gov>

USAID *Estudio de Caso: La Basura se Convierte en Electricidad*. Acceso por Internet en [http://www.usaid.gov/stories/guatemala/cs\\_guatemala\\_landfill\\_s.html](http://www.usaid.gov/stories/guatemala/cs_guatemala_landfill_s.html) in Jan 2011.

USDOE 2010. Acceso en <http://www.energetics.com> en marzo de 2010.

USEIA 2010. *Independent Statistics and Analysis*. Disponible por Internet en <http://eia.doe.gov/emeu/international/contents.html>

Velazquez, S.O. El Sector Eléctrico en Guatemala y la Eficiencia Energética. Capítulo 9 de *Energía: Desarrollos Regulatorios en Iberoamérica*. Editado por J.L.G Delgado. 1º Edición. Thompson-Reuters Ltd. 2009.

VBN 2011. "Waste Energy to be Used for Cement Production". *Vietnam Business and Economy News*. January 10, 2011. Acceso por Internet en <http://www.vneconomynews.com/2011/01/waste-energy-to-be-used-for-cement.html>

Walmart 2009. *Everyday Sustainability. SSL Market Demonstration Workshop. Walmart LED Site Lighting Demonstrations*. Acceso por Internet en [http://apps1.eere.energy.gov/buildings/publications/pdfs/ssl/williams\\_chicago09.pdf](http://apps1.eere.energy.gov/buildings/publications/pdfs/ssl/williams_chicago09.pdf)

World Bank Data Visualizer 2010. Acceso por Internet en agosto de 2010 en <http://devdata.worldbank.org/DataVisualizer/>

World Bank 2011. Acceso por Internet en <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC>

Zhang, S and Qi, J. Small Wind Power in China: Current Status and Future Potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 15, Número 5, Junio de 2011. Páginas 2457-2460.





International Rivers trabaja para proteger los ríos y defender los derechos de las comunidades que dependen de ellos. Los ríos son vitales para el mantenimiento de toda la vida en la tierra. Buscamos un mundo donde los ríos saludables y los derechos de las comunidades locales sean valorados y protegidos. Tenemos la visión de un mundo donde las necesidades de agua y la energía se cumplan, sin carácter degradante o aumento de la pobreza, y en donde las personas tienen derecho a participar en las decisiones que afectan sus vidas.

El Observador. Análisis alternativo sobre política y economía, es una iniciativa que genera y sistematiza información así como análisis estratégico sobre el modelo de acumulación en Guatemala, los actores que lo personifican, sus intereses y dinámicas. Con ello se pretende contribuir en el proceso de construcción de una sociedad más justa y democrática a través de fortalecer la capacidad para el debate y discusión, el planteamiento, la propuesta y la incidencia política de expresiones sociales diversas, medios de comunicación alternativos y todas aquellas personas que actúan en los diferentes niveles locales, regionales y nacionales.



2012