

ISSN 1680-8800

S E R I E

# ESTUDIOS Y PERSPECTIVAS

SEDE SUBREGIONAL  
DE LA CEPAL  
EN MÉXICO

## **Estrategia de autoabastecimiento de energía eléctrica en empresas de la cadena de fibras sintéticas- ropa deportiva de El Salvador**

Jennifer Alvarado

ESTUDIOS  
Y  
PERSPECTIVAS



NACIONES UNIDAS

CEPAL

# **Estrategia de autoabastecimiento de energía eléctrica en empresas de la cadena de fibras sintéticas- ropa deportiva de El Salvador**

Jennifer Alvarado



NACIONES UNIDAS



Este documento fue preparado por Jennifer Alvarado, funcionaria de la Unidad de Comercio Internacional e Industria de la Sede Subregional de la CEPAL en México. La supervisión del estudio estuvo a cargo de Jorge Mario Martínez Piva, Jefe, y Ramón Padilla, Oficial de Asuntos Económicos, ambos de la Unidad de Comercio Internacional e Industria de la Sede Subregional de la CEPAL en México. Se agradecen los valiosos comentarios e insumos aportados por Víctor Hugo Ventura, Manuel Eugenio Rojas, Eugenio Torijano y Luis Fernández, jefe, funcionarios y consultor de la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Sede Subregional de la CEPAL en México, respectivamente.

La información fue recabada de los principales actores de la cadena fibras sintéticas-ropa deportiva, específicamente del Ministerio de Economía (MINEC), de la Cámara de la Industria Textil, Confección y Zonas Francas (CAMTEX), de empresarios de hilado, tejido y confección, del Consejo Nacional de Energía (CNE), de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), y de la empresa distribuidora AES El Salvador.

La autora agradece a las instituciones mencionadas por las facilidades brindadas para la realización del estudio, así como la contribución con insumos y comentarios para cumplir con el objetivo planteado. En particular, se agradece la colaboración de la Viceministra de Comercio e Industria, Merlin Alejandrina Barrera L. y de Jorge Seaman y María Elena Solórzano, funcionarios del MINEC. También se reconocen los aportes del Subsecretario Ejecutivo del CNE, José Andrés Márquez R., y del Director de Desarrollo de Recursos Renovables del mismo organismo, Carlos Alberto Nájera. En el mismo sentido, se agradece a Mirna Menéndez, Enrique Rosales, Napoleón Alfaro y Jesús Cruz Olmedo, funcionarios de la SIGET, y a Mauricio Bernal y Luis Montesinos, funcionarios de AES El Salvador. Asimismo, se aprecia el apoyo de Rodrigo Rivas, Mauricio Rodríguez y Laura Artiga, funcionarios de la CAMTEX. De igual manera, se agradecen los comentarios de Laura Rivera Marinero, funcionaria del PNUD en El Salvador. Por último, este trabajo no hubiese sido posible sin la información brindada por los representantes de las empresas seleccionadas para el análisis, de quienes se omite el nombre respetando la confidencialidad de los datos.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de la autora y pueden no coincidir con las de la Organización.

---

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN 1680-8800

LC/L.4018

LC/MEX/L.1181

Copyright © Naciones Unidas, mayo de 2015. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, México, D. F.

S.15-00507

---

Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

# Índice

---

<b>Resumen</b> .....	7
<b>Introducción</b> .....	9
<b>I. El sector textil y confección de El Salvador</b> .....	11
A. La cadena de valor fibras sintéticas-ropa deportiva.....	14
1. Empresas seleccionadas para el estudio.....	19
<b>II. El mercado eléctrico de El Salvador</b> .....	21
A. Estructura institucional.....	22
1. Ministerio de Economía (MINEC).....	22
2. Consejo Nacional de Energía (CNE).....	23
3. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).....	23
4. Superintendencia de Competencia (SC).....	24
5. Unidad de Transacciones (UT).....	24
6. Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET).....	24
7. Generadores.....	24
8. Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL).....	24
9. Distribuidores y comercializadores.....	24
10. Usuarios finales.....	25
B. Funcionamiento.....	28
C. Estadísticas.....	29
D. Tarifas eléctricas para consumo industrial.....	32
<b>III. Marco legal y regulatorio del sector eléctrico de El Salvador</b> .....	35
A. Ley General de Electricidad (LGE) y sus reformas.....	37
B. Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE) y sus reformas.....	38
C. Ley de Medio Ambiente (LMA) y sus reformas, su reglamento y sus reformas.....	40

D.	Ley de Incentivos Fiscales para Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (LIFERGE) y su reglamento .....	42
E.	Ley de impuestos a la actividad económica de municipios.....	43
F.	Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) y sus modificaciones.....	43
G.	Anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética (LEE) .....	44
<b>IV.</b>	<b>Evaluación de la prefactibilidad de un proyecto de autoabastecimiento de energía eléctrica en empresas pertenecientes a la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva.....</b>	<b>49</b>
A.	Proceso de implementación de un proyecto energético .....	49
B.	Metodología .....	50
1.	La herramienta RETScreen .....	51
C.	Estrategias de autoabastecimiento evaluadas.....	52
1.	Sistemas fotovoltaicos.....	53
2.	Sistemas de cogeneración .....	54
D.	Resultados.....	54
1.	Proyectos de paneles fotovoltaicos .....	55
2.	Proyectos de cogeneración.....	57
<b>V.</b>	<b>Conclusiones.....</b>	<b>61</b>
	<b>Bibliografía.....</b>	<b>65</b>
	<b>Anexo:</b> Cuestionario estudio de viabilidad para la empresa.....	<b>73</b>
	Serie Estudios y Perspectivas – México: Números publicados.....	84
<b>Cuadros</b>		
Cuadro 1	El Salvador: Procesos productivos de los principales eslabones de la cadena fibras sintéticas-ropa deportiva.....	16
Cuadro 2	El Salvador: Personal ocupado en los principales eslabones y proveeduría de insumos productivos en la cadena de valor de fibras sintéticas-ropa deportiva, 2011.....	19
Cuadro 3	El Salvador: Características de las empresas participantes en el estudio, 2014 .....	20
Cuadro 4	El Salvador: Empresas eléctricas generadoras en operación, 2013 .....	26
Cuadro 5-A	El Salvador: Oferta y demanda de potencia y suministro de energía eléctrica, 1990-2013 (En megawatts).....	30
Cuadro 5-B	El Salvador: Oferta y demanda de potencia y suministro de energía eléctrica, 1990-2013 (En gigawatts/hora).....	30
Cuadro 6	Centroamérica: Evolución de las tarifas eléctricas industriales vigentes al 30 de junio de cada año, 2007-2014 .....	33
Cuadro 7	El Salvador: Marco legal del sector eléctrico.....	36
Cuadro 8	El Salvador: Proceso de libre competencia para contratos de largo plazo de 15 MW de energías renovables no convencionales .....	39
Cuadro 9	El Salvador: Proceso de libre competencia para contratos de largo plazo de 100 MW de energías renovables no convencionales.....	39
Cuadro 10	El Salvador: Categorización de actividad, obra o proyecto según el RLMA.....	41
Cuadro 11	El Salvador: Categorización de actividad, obra o proyectos de generación de energía eléctrica con base en el aprovechamiento de la energía solar.....	41

Cuadro 12	El Salvador: Incentivos fiscales contenidos en la LIFERGE .....	42
Cuadro 13	El Salvador: Barreras y propuestas del marco institucional del sector energético en la generación de energía eléctrica con base en fuentes renovables.....	46
Cuadro 14	Eficiencias de los módulos fotovoltaicos .....	53
Cuadro 15	Principales características de tecnologías de cogeneración seleccionadas .....	54
Cuadro 16	El Salvador: Intensidad en el uso de energía eléctrica por eslabón productivo en las empresas participantes en el estudio, 2013.....	55
Cuadro 17-A	El Salvador: Análisis de prefactibilidad de la implementación de proyectos fotovoltaicos, 2014: Escenario sin modificaciones significativas en el techo .....	59
Cuadro 17-B	El Salvador: Análisis de prefactibilidad de la implementación de proyectos fotovoltaicos, 2014: Escenario con modificaciones significativas en el techo.....	60

### Gráficos

Gráfico 1	El Salvador: Participación de las exportaciones del sector textil y confección en el mercado de los Estados Unidos, 1990-2013 .....	13
Gráfico 2	El Salvador: Exportaciones del sector textil y confección, 2005-2013 .....	13
Gráfico 3	El Salvador: Empleo directo promedio, 2007-2013 .....	14
Gráfico 4	El Salvador: Ventas de los principales eslabones productivos de fibras sintéticas, 2009-2011 .....	18
Gráfico 5	El Salvador: Generación de electricidad por tipo de fuente, 1990-2013 .....	30
Gráfico 6	Evolución del precio internacional del petróleo WTI, 2003-2014 .....	31
Gráfico 7	El Salvador: Capacidad instalada y generación de energía eléctrica por tipo de tecnología, 2013 y 2018.....	32
Gráfico 8	Centroamérica: Tarifas industriales vigentes al 30 de junio de 2014 .....	34
Gráfico 9	El Salvador: Porcentajes de abastecimiento y consumo de energía eléctrica en empresas seleccionadas, 2014 .....	56

### Figuras

Figura 1	El Salvador: Principales eslabones de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva .....	15
Figura 2	El Salvador: Trayectoria del proceso de reforma en el sistema eléctrico .....	21
Figura 3	El Salvador: Estructura organizativa del sector eléctrico .....	22
Figura 4	El Salvador: Grandes áreas en el mercado eléctrico.....	28
Figura 5	El Salvador: Ciclo de un proyecto fotovoltaico.....	45
Figura 6	Proceso de implementación de un proyecto energético.....	50
Figura 7	El Salvador: Esquema de la orientación óptima de los sistemas fotovoltaicos .....	55

### Mapas

Mapa 1	El Salvador: Mapa de radiación solar promedio anual.....	53
--------	--	----



## Resumen

---

En el diagnóstico de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva, realizado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en 2013, se identificó como una de las principales restricciones sistémicas al precio de la energía eléctrica. Para enfrentar dicha restricción, la CEPAL propuso como estrategia la implementación de proyectos de autoabastecimiento de energía eléctrica. De esta manera, en el presente estudio se realizó un análisis de la prefactibilidad para la puesta en marcha de este tipo de proyectos en nueve empresas que integran los eslabones de hilado, tejido y confección de la cadena.

El análisis de prefactibilidad se abordó tanto desde la perspectiva económica como de la regulatoria. En lo que respecta al primer punto, se realizó la simulación de proyectos de autoabastecimiento de energía eléctrica con la tecnología de paneles fotovoltaicos, utilizando el *software* RETScreen, desarrollado por el Gobierno de Canadá, y un modelo de evaluación de la rentabilidad del capital propio después de impuestos. En lo referente al marco regulatorio, se analizó la normativa vigente aplicable al sector eléctrico y a las energías renovables, y se realizaron entrevistas a la institución rectora de la política energética (CNE), a la institución reguladora del sector eléctrico (SIGET) y a representantes del corporativo AES que agrupa a cuatro empresas distribuidoras.

El análisis integral desde la perspectiva económica y legal concluye que la implementación de proyectos fotovoltaicos para generación de energía es factible en todas las empresas participantes en el estudio. No obstante, no existe una legislación adecuada para los autoprodutores industriales que lleven a cabo proyectos con capacidad menor a 5 MW y quieran inyectar a la red sus excedentes de energía eléctrica. Para solventar este vacío en la legislación, se propone la creación de una ley específica para las energías renovables no convencionales, que incluya las disposiciones para este tipo de autoprodutores.



## Introducción

---

En 2013, la CEPAL colaboró con el Gobierno de El Salvador en el diseño de estrategias participativas para el fortalecimiento de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva, en línea con tres meta-objetivos definidos por el gobierno y el sector privado: aumentar las exportaciones, incrementar el valor agregado y generar mayor empleo.

El diagnóstico inicial de la cadena <sup>1</sup> permitió identificar tres eslabones principales integrados verticalmente: la producción de hilado, la producción de tejido y la confección de prendas. <sup>2</sup> Esta estructura ha hecho posible una diferenciación del producto, aumentar el valor agregado y posicionar favorablemente al país a nivel mundial.

El estudio de los principales actores y productos asociados a la cadena representa el punto de partida de una metodología enfocada en identificar las restricciones y oportunidades, tanto a nivel del eslabón como a nivel sistémico, es decir, las relacionadas con la cadena en su conjunto. Una de las principales restricciones sistémicas identificadas en el diagnóstico de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva de El Salvador se refiere al alto costo de la energía eléctrica, principalmente en el primer eslabón caracterizado por actividades de producción intensivas en capital.

De acuerdo con la información recabada mediante entrevistas a las empresas, en el año 2012 el consumo de energía representó 60% de los costos totales en el eslabón de la producción de hilado, 11% a partir de la texturización, 14% en el eslabón de la producción de tejido y 12% en el de la confección (Antunes y Monge, 2013).

El peso significativo de la energía eléctrica en la estructura de costos de las empresas responde a dos aspectos principales: la maquinaria y equipo necesarios en el proceso de producción, y el aumento del precio de la energía eléctrica en el país (20% por encima del observado en 2009) (Antunes y Monge, 2013).

Para enfrentar las restricciones relacionadas con el elevado peso de la energía eléctrica en la estructura de costos, el informe realizado por la CEPAL identificó seis estrategias: a) diversificación de

---

<sup>1</sup> Para mayores detalles sobre la metodología, véase Padilla (ed.) (2014).

<sup>2</sup> La producción de hilado y tejido pertenece al sector textil, que se caracteriza por ser intensivo en capital, mientras que el eslabón de la confección pertenece al sector prendas de vestir, intensivo en mano de obra.

la matriz energética; b) tarifas sensibles al horario; c) compra coordinada de energía eléctrica por medio de un comercializador; d) invertir en transformación para conectarse a la red de alta tensión; e) autoabastecimiento, y f) eficiencia energética (Antunes y Monge, 2014).

En este contexto, el objetivo de este documento es realizar un análisis de prefactibilidad de la implementación de una estrategia de autoabastecimiento de energía eléctrica por parte de nueve empresas que integran los eslabones de producción de hilado, tejido y de confección de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva en El Salvador.

La selección de las empresas participantes en el estudio fue producto de la colaboración entre la CEPAL, el Ministerio de Economía de El Salvador (MINEC) y la Cámara de la Industria Textil y Zonas Francas (CAMTEX). El criterio de selección estuvo centrado en el potencial de autoabastecimiento de energía eléctrica de cada empresa. La información necesaria para el análisis de prefactibilidad fue recabada por medio de entrevistas y el envío de un cuestionario a las empresas seleccionadas. Finalmente, la información fue sistematizada y modelada con el *software* RETScreen desarrollado por el Gobierno de Canadá y un modelo de evaluación de la rentabilidad de capital propio después de impuestos.

Este documento está dividido en cinco capítulos, después del resumen y esta introducción. En el primer capítulo se analiza el desarrollo reciente del sector textil y confección en El Salvador, con especial énfasis en la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva. En el capítulo II se describe la estructura y funcionamiento del sector eléctrico y se analizan las principales estadísticas del sector. En el tercer capítulo se examina el marco legal y regulatorio aplicable a la implementación de proyectos de energías renovables y eficiencia energética. En el capítulo IV se describe la metodología y se presentan los resultados del análisis de prefactibilidad de la implementación de proyectos fotovoltaicos en empresas pertenecientes a la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva. Y por último, en el capítulo V se exponen las conclusiones.

## I. El sector textil y confección de El Salvador

---

El sector textil y confección se ha ubicado en las últimas décadas como uno de los sectores de mayor importancia para la economía de El Salvador en términos de producción, valor agregado, exportaciones y generación de empleo. De acuerdo con las estadísticas del censo económico de 2005, los sectores textil y de prendas de vestir representan 25% del valor agregado industrial y emplean a más de la mitad de los trabajadores de la industria del país (Antunes y Monge, 2013).

El sector textil y confección comprende dos categorías: productos textiles y prendas de vestir. La primera categoría está integrada por la hilatura, tejeduría y el acabado de productos textiles, actividades que corresponden a los capítulos 50 a 60 del Sistema Arancelario Centroamericano (SAC), mientras que la segunda categoría está constituida por la confección de prendas de vestir, clasificada en los capítulos 61, 62 y 63 del SAC (ANEP, 2013).

El desarrollo de la industria textil y de confección en El Salvador se ha favorecido por la puesta en marcha de esquemas de promoción de exportaciones mediante incentivos fiscales y exención de impuestos, y los programas de producción compartida implementados por los Estados Unidos (Padilla y otros, 2008).

En lo que respecta a los esquemas de promoción de exportaciones, en 1974 se promulgó la Ley de Promoción de Exportaciones con la que se creó la primera Zona Franca estatal (Máttar y Hernández, 2000). Posteriormente, en 1990 se emitió la Ley de Reactivación de las Exportaciones,<sup>3</sup> que establecía incentivos a la exportación extrarregional de productos. En el mismo año se promulgó la Ley de Zonas Francas y Recintos Fiscales, la cual fue derogada en 2008 con la creación de la Ley de Zonas Francas Industriales y de Comercialización.<sup>4</sup> Mediante esta ley se regula el funcionamiento de las zonas francas y depósitos de perfeccionamiento y se establecen los beneficios y responsabilidades de los propietarios de empresas.<sup>5</sup> En 2007 se creó la Ley de Servicios Internacionales<sup>6</sup> para regular el establecimiento y

---

<sup>3</sup> La Ley fue derogada en 2010.

<sup>4</sup> La última actualización de la Ley fue en 2013.

<sup>5</sup> Dentro de sus principales beneficios se encuentran la exoneración de los impuestos municipales, del impuesto sobre la renta y del impuesto al valor agregado, y la libre internación en la importación de materia prima, maquinaria, herramientas e insumos.

<sup>6</sup> Modificada en 2013.

funcionamiento de parques y centros de servicios, así como para establecer los beneficios y responsabilidades de los titulares de las empresas que operen en ellos (CAMTEX, 2014a).

Con relación a los programas preferenciales, en el marco de la Ley para la Recuperación Económica de la Cuenca del Caribe de 1983, el 1 de enero de 1984 entró en vigor la Iniciativa de la Cuenca del Caribe (ICC), programa que permitía la libre entrada a los Estados Unidos de productos provenientes de los países de la región bajo el cumplimiento de las condiciones establecidas en el mismo. A pesar de que la ICC no contemplaba a los productos del sector textil y vestido, éstos contaban con un programa especial que garantizaba el acceso de ropa confeccionada con textiles cortados y formados en los Estados Unidos, pagando el derecho arancelario sobre el valor agregado, es decir, sobre la mano de obra (Hernández y otros, 2006).

En 2000, el programa de la ICC se amplió bajo la Ley sobre Asociación Comercial de la Cuenca del Caribe (CBTPA, por sus siglas en inglés). El nuevo programa incrementó los beneficios a los productos del sector vestido manufacturados en los países beneficiarios, al otorgarles libre acceso de aranceles y de cuotas al mercado estadounidense, siempre y cuando se cumplieran los requisitos de reglas de origen establecidos (OTEXA, 2014).

El 1 de marzo de 2006 entró en vigor en El Salvador el Tratado de Libre Comercio entre Centroamérica, la República Dominicana y los Estados Unidos (DR-CAFTA, por sus siglas en inglés), por medio del cual los países de la región buscaban integrar en mayor medida su comercio con los Estados Unidos. En lo que refiere al sector textil y prendas de vestir, además de establecer las reglas de origen que garantizan el libre acceso al mercado, se incorporó una lista de escaso abasto que permitía incluir como originarios a los insumos importados de los países pertenecientes al Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), a la Ley de Crecimiento y Oportunidad del África (AGOA) y a la Ley de Preferencias Arancelarias Andinas (ATPA)<sup>7</sup> (Hernández y otros, 2006).

Tanto la CBTPA como el DR-CAFTA han mitigado en cierta medida los efectos de desviación de comercio de la producción de textiles y prendas de vestir provenientes de la región centroamericana, derivados de la entrada en vigor del TLCAN<sup>8</sup> y del fin del Acuerdo sobre los Textiles y el Vestido (ATV).<sup>9</sup>

En el gráfico 1 se muestra la evolución de la participación de mercado de los productos textiles y de prendas de vestir provenientes de El Salvador en el total de las importaciones pertenecientes al sector realizadas por los Estados Unidos. Se puede apreciar el efecto positivo de la CBTPA en las prendas de vestir (año 2000) y la recuperación tanto de los textiles como de las prendas de vestir a partir de la entrada en vigor del DR-CAFTA (año 2006). En 2013, el 2% de las importaciones de los Estados Unidos de prendas de vestir y el 0,1% de los productos textiles provinieron de El Salvador. La participación del sector en su conjunto fue de 1,8%.

De acuerdo con datos del Banco Central de Reserva, de 2005 a 2013 las exportaciones del sector textil y confección crecieron a una tasa promedio anual (tcpa) de 3,6%, al pasar de 1.801,2 millones de dólares a 2.394,4 millones de dólares. De éstas, las de confección fueron las más dinámicas al presentar una tcpa casi seis veces mayor a la de los productos textiles (16% y 2,7%, respectivamente) (véase el gráfico 2). En 2013, las exportaciones del sector textil y confección salvadoreño representaron el 43,6% de las exportaciones totales del país, de las cuales 38,9% correspondieron a la confección y el restante 4,7% a los textiles. Entre los principales productos exportados se encuentran camisas y camisetas,

<sup>7</sup> Para un análisis minucioso del sector textil y prendas de vestir en el marco del DR-CAFTA, véase Hernández y otros, 2006.

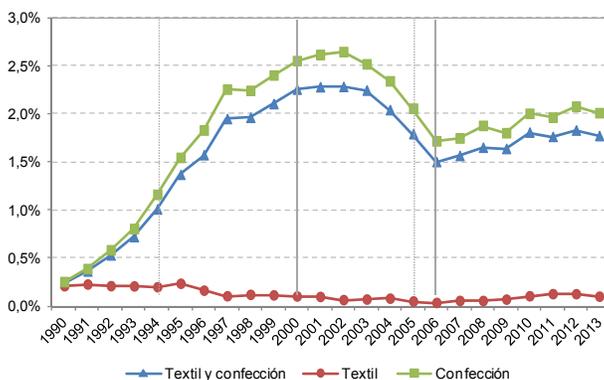
<sup>8</sup> El 1 de enero de 1994 entró en vigor el Tratado de Libre Comercio en América del Norte (TLCAN) entre México, Estados Unidos y Canadá. El tratado concede a México acceso preferencial al mercado de sus socios y la posibilidad de utilizar insumos nacionales, lo que se tradujo en un aumento de sus exportaciones de confección en detrimento de la producción de estos bienes en los países centroamericanos (Padilla y otros, 2008).

<sup>9</sup> De 1974 a 1994 el comercio de los productos textiles estaba regido por el Acuerdo Multifibras, el cual fue sustituido en 1995 por el Acuerdo sobre los Textiles y el Vestido. El ATV establecía un plazo de 10 años para la eliminación gradual de las restricciones cuantitativas (cuotas) existentes contra la importación de estos productos (OMC, 2014). Con la finalización del ATV en 2005, los países asiáticos, principalmente China e India, aumentaron su participación en el mercado mundial de productos textiles y prendas de vestir (Hernández y otros, 2006).

pantalones largos y cortos, suéteres y artículos similares, calcetines, calzas y pantimedias, y calzoncillos y calzones (CAMTEX, 2014d).

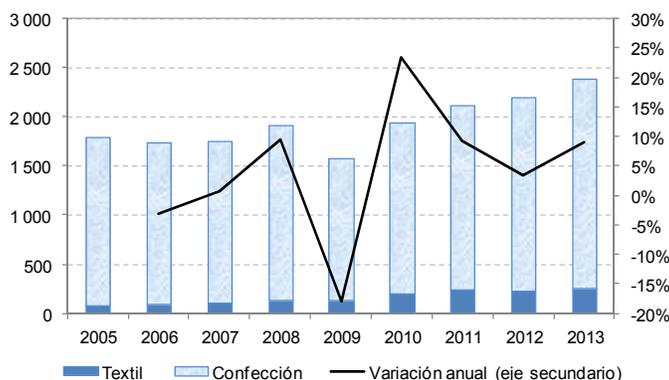
Como consecuencia de los ya mencionados programas de producción compartida, los Estados Unidos han sido el principal destino de las exportaciones del sector. Por lo anterior, el comportamiento de las exportaciones de textiles y confección realizadas por El Salvador está relacionado con el desempeño económico de los Estados Unidos, factor que explica la caída de 2009 y la desaceleración de 2011 debido al comportamiento económico al interior de ese país (véase el gráfico 2). En 2013, el 77,4% de las exportaciones del sector se dirigió al mercado de los Estados Unidos, mientras que los demás socios comerciales pertenecientes al DR-CAFTA concentraron el 19,4%; destacando Honduras con un porcentaje de 13,5%. De esta forma, el 96,8% de las exportaciones de textiles y confección se realiza en el marco del DR-CAFTA.

**Gráfico 1**  
**El Salvador: Participación de las exportaciones del sector textil y confección en el mercado de los Estados Unidos, 1990-2013**  
 (En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de MAGIC PLUS.  
 Nota: Año 1994: Entrada en vigor del TLCAN. Año 2000: Entrada en vigor de la CBTPA. Año 2005: Fin del ATV. Año 2006: Entrada en vigor del DR- CAFTA.

**Gráfico 2**  
**El Salvador: Exportaciones del sector textil y confección, 2005-2013**  
 (En millones de dólares y porcentajes)



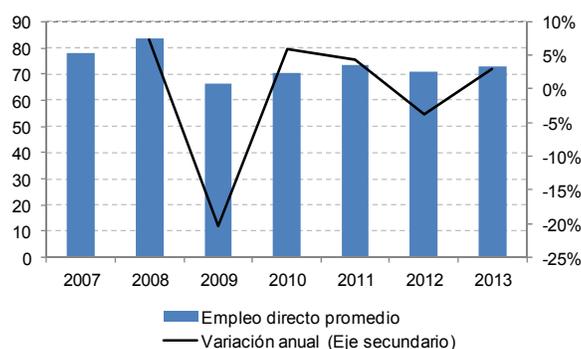
Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras del BCR.

La desagregación por subsectores muestra que los Estados Unidos concentran el 85,3% de las exportaciones de prendas de vestir de El Salvador, pero son sólo destino del 5,3% de las exportaciones

de productos textiles, mientras que al resto de Centroamérica y la República Dominicana se dirigen el 12% y 88,1% de las exportaciones, respectivamente. Cabe destacar que el 10,1% de los productos de confección y el 40,8% de los textiles son vendidos a Honduras, lo que sugiere una integración productiva regional en el sector textil.

En términos de empleo, la CAMTEX reporta que el sector textil y confección ha generado un promedio de 73.546 empleos directos anuales en los últimos siete años, no obstante, al igual que las exportaciones, éste ha tenido un comportamiento cíclico con caídas en 2009, 2011 y 2012 (véase el gráfico 3). En 2013, el sector empleó en promedio 72.744 personas y el salario promedio mensual fue de 344 dólares (CAMTEX 2014b).

**Gráfico 3**  
**El Salvador: Empleo directo promedio, 2007-2013**  
(En miles de empleos y porcentajes)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la CAMTEX (2014b).

Un estudio de la CEPAL realizado en 2008 destaca que entre las ventajas comparativas de este sector en El Salvador, al igual que para los demás países de la región centroamericana y México, se encuentran la ubicación geográfica, la mano de obra abundante con salarios bajos y el acceso preferencial a terceros países, a las que se unen regímenes fiscales de promoción. No obstante, existen factores que repercuten negativamente en la competitividad del sector como la falta de proveedores nacionales y los altos costos, así como la falta de calidad en el suministro de energía eléctrica (véase Padilla y otros, 2008).

## A. La cadena de valor fibras sintéticas-ropa deportiva

Los dos primeros eslabones de la cadena fibras sintéticas-ropa deportiva, producción de hilado y de tejido, se insertan en el sector textil, intensivo en capital, y el último, en el de la confección, que es intensivo en mano de obra (véase la figura 1).

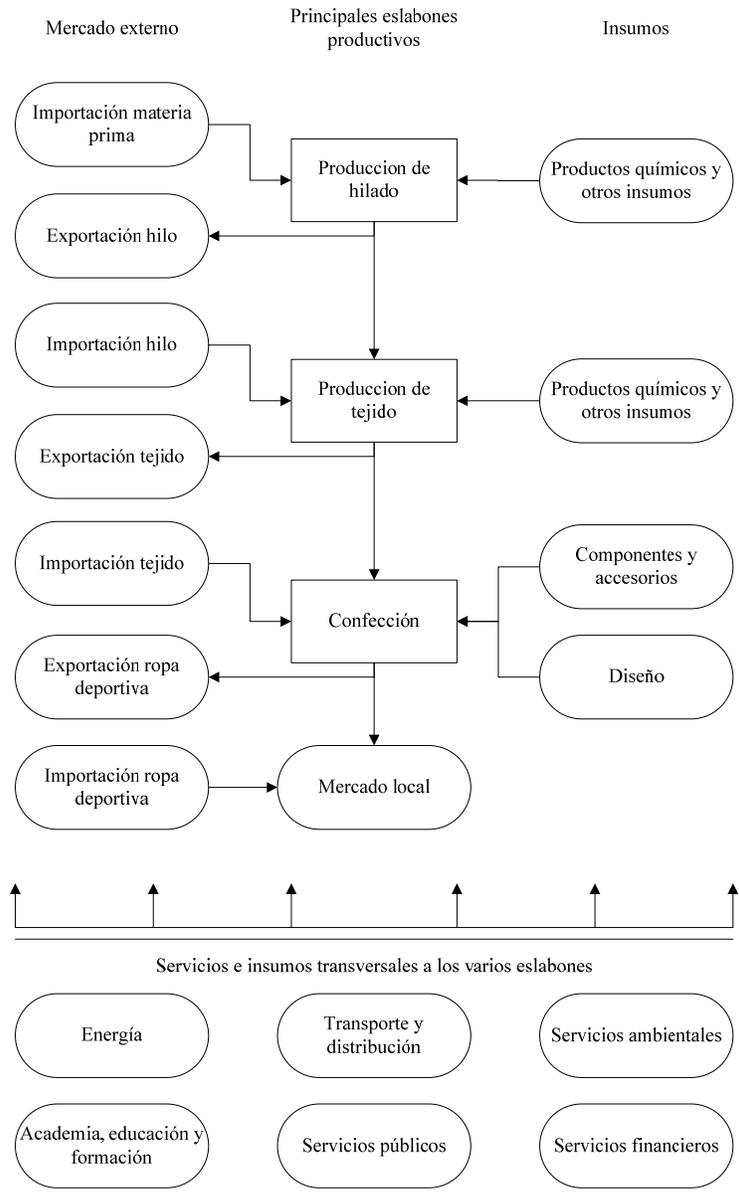
La adopción de la estrategia de “paquete completo”,<sup>10</sup> en combinación con prácticas como “justo a tiempo”<sup>11</sup> y “*speed to market*”,<sup>12</sup> entre otras, han permitido la producción de bienes diferenciados y de alto valor agregado en los tres eslabones de la cadena. El hilo y el tejido tienen como destino el mercado nacional y la exportación, mientras que un alto porcentaje de las prendas de vestir es vendido al mercado internacional, siendo el principal importador los Estados Unidos (Antunes y Monge, 2013). En el cuadro 1 se presenta una descripción detallada de los procesos productivos de cada eslabón.

<sup>10</sup> El término “paquete completo” se refiere a la integración productiva que da inicio con el hilado y termina con la confección de prendas (Antunes y Monge, 2013).

<sup>11</sup> “El término “justo a tiempo” se refiere a la estrategia de satisfacción de la demanda real de los clientes, y no demanda estimada, reduciendo costos en inventario” (Antunes y Monge, 2013:14).

<sup>12</sup> “El término “*speed to market*” se refiere al tiempo transcurrido desde el pedido al proveedor hasta la llegada al cliente y, en los casos que aplique, a la llegada a la superficie de venta minorista” (Antunes y Monge, 2013:14).

**Figura 1**  
**El Salvador: Principales eslabones de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva**



Fuente: Antunes y Monge (2013:16).

**Cuadro 1**  
**El Salvador: Procesos productivos de los principales eslabones de la cadena**  
**fibras sintéticas-ropa deportiva**

Eslabón	Descripción del proceso productivo
	<p>La hiladuría comprende la producción y texturización de poliéster y nailon para la fabricación de filamentos textiles.</p>
a)	<p><u>Proceso de extrusión</u></p> <p>En términos generales, en el caso de los termoplásticos, como los poliésteres y las poliamidas, la transformación se realiza por medio de la extrusión, un proceso industrial automatizado que funde al polímero por medio de calentamiento, fusión y bombeo. De estas etapas se obtiene un hilo continuo denominado hilo multifilamento preorientado (POY), para su posterior texturización.</p> <p>En el proceso de extrusión, la resina PET se somete a través de una serie de boquillas con finos agujeros (cabezal hilador, hilera o dado), que permite hacer filamentos continuos. Mientras el polímero aún está fundido, ocurre el alargamiento y adelgazamiento de los filamentos. Los filamentos fundidos son enfriados por medio de un flujo de aire para lograr la densidad del hilo deseada, y luego atraviesa una zona de relajación antes de llegar al área de embobinado. Después del embobinado, el hilo es estirado en una serie de rodillos para desarrollar propiedades como tenacidad (grado de resistencia a la tensión) y elongación (estiramiento menor). De este proceso se obtiene el hilo multifilamento POY (grado preorientado) utilizado posteriormente en los procesos de texturización.</p> <p>Esta fase de la producción de hilado conlleva una serie de procesos físico-químicos que permiten darle a las fibras las propiedades deseadas. Requiere la utilización de aditivos químicos, principalmente importados, y demanda un consumo importante de energía eléctrica. Son procesos que necesitan aplicaciones de altas temperaturas para fijar sus propiedades (termoconducción) y eliminar las tensiones generadas en la producción de hilado y estiraje, evitando así la contracción posterior de la fibra. Algunos de los aditivos utilizados en la fase de extrusión incluyen antioxidantes (fenólico, amina fosfito, tiósteres), agentes antiestáticos (aminas, fosfatos orgánicos, ésteres de polietilenglicol) y agentes de curado (peróxidos de benzolilo y metil cetona).</p>
Hilado	
b)	<p><u>Proceso de texturización</u></p> <p>El hilo POY resultante de los procesamientos anteriores es sometido luego a un proceso de texturización, en el que recibe tratamientos térmicos y mecánicos de falsa torsión. El texturizado es un tratamiento dado a los hilos de filamento continuo, destinado a modificar su estructura superficial para obtener un aspecto de rizado, mediante el cual se aportan características como volumen, tacto, suavidad y maleabilidad.</p> <p>El proceso de texturizado requiere una importante inversión en equipos y maquinaria, mano de obra especializada, químicos, así como la transferencia de conocimiento desde las matrices a las fábricas establecidas en el país.</p>
c)	<p><u>Proceso de tintura, acabado y empaque</u></p> <p>Luego de la texturización, el hilo obtenido puede ser vendido como producto final (hilo crudo) o pasar a las siguientes etapas de producción, teñido y acabado funcional del hilo.</p> <p>En El Salvador, el procedimiento para dar color al hilado es mediante la adición de granzas <i>masterbatch</i>, una mezcla concentrada de pigmentos o aditivos dispersados dentro de una resina portadora que se enfría y se corta en forma granular (<i>pelets</i>). Estos pigmentos son partículas sumamente pequeñas, las cuales son adicionadas al hilado a través del proceso de extrusión. Los pigmentos son de alta calidad y de alto poder tintóreo.</p>

Cuadro 1 (conclusión)

Eslabón	Descripción del proceso productivo
Hilado	<p>Son pocos los fabricantes internacionales que pueden garantizar este nivel de calidad, por lo que es un insumo importado. A este grado de <i>masterbach</i> utilizado se le conoce como "grado fibra".</p> <p>Una de las dos fábricas hilanderas del país importa los <i>pellets</i> de pigmentos de color y ofrece, entre sus productos finales, hilos de poliéster blancos, negros, colores básicos y otras mezclas a solicitud. Mientras que la otra utiliza la tintura como método de control de calidad para comprobar, con base en coloración de muestras confeccionadas de tejidos de punto (medias), determinadas irregularidades del hilo texturizado producido, que a simple vista son imposibles de apreciar directamente sobre el hilo.</p> <p>Finalmente, el proceso de acabado busca proporcionar lubricidad a la superficie y dar cohesión al hilado. El acabado generalmente es una emulsión o una mezcla soluble en agua de uno o más lubricantes y un agente antiestático. Este agente evita la carga estática que podría provocar la repulsión entre los filamentos, generando un hilado de pobre cohesión.</p> <p>De esta manera, la lubricación es esencial para mantener la forma de la fibra y prevenir el daño durante su procesamiento. La aplicación del lubricante debe utilizarse desde la formación de los filamentos hasta que éstos llegan al producto final.</p> <p>En el caso de las hilanderas en El Salvador, además de proporcionar al hilado propiedades que aporten mayor fortaleza, resistencia a la abrasión y lubricación del hilo, también incluyen requisitos funcionales específicos. Estos incluyen los terminados anti absorbencia, anti microbial, retardante de fuego, protección UV, repelente al agua y antiestático. Dado los elevados desarrollos tecnológicos (nanotecnologías) y de inversión en investigación que requiere la fabricación de estos químicos aditivos, el suministro proviene totalmente del exterior.</p> <p>Como último paso, se encona el hilo y se empaca en bolsas plásticas de polietileno para su posterior almacenamiento o transporte.</p>
Tejido	<p>La fabricación de telas se especializa en los tejidos circulares sintéticos y la tela elástica en tejido de punto por urdimbre con mezclas de <i>spandex</i>, nailon y poliéster. Entre los productos que son fabricados con estas telas se encuentran: ropa interior, atlética de compresión, deportiva, trajes de baño, prendas y accesorios ortopédicos y médicos, uniformes industriales y militares, y prendas de invierno.</p> <p>En general, el procesamiento de tejeduría responde a las características de los hilos empleados, a los procesos y la maquinaria utilizados, así como a los requerimientos y las características de aplicación y acabado del producto final. Los procesos relacionados a la fabricación de tejido sintético en El Salvador incluyen tejeduría, preparación de tejidos crudos, tintorería, acabados, control de calidad, laboratorio, despacho y tratamiento de aguas.</p>
Confección	<p>La confección de prendas es intensiva en mano de obra. Las exigencias de mercados altamente competitivos y los requerimientos de clientes internacionales han estimulado el incremento del valor agregado nacional mediante la innovación, la creatividad en el diseño, la diferenciación de productos, las mejoras en procesos y el aumento en capacidad instalada al interior de las empresas.</p> <p>Las iniciativas empresariales implementadas han permitido la reducción en los ciclos de producción, aportando flexibilidad y rapidez, capacidades que han renovado el interés de las grandes marcas internacionales para confeccionar sus prendas en el país, entre las que se encuentran: <i>Nike, Adidas, Under Armour, Levi's, GAP, Reebok, Soffe, Dallas Cowboys, Dick's Sporting Goods, Academy Sport, Patagonia, Timberland, Dillars y The North Face</i>.</p> <p>Los procesos relacionados a la confección de prendas sintéticas de ropa deportiva en el país, incluyen: a) preproducción (desarrollo de productos); b) producción (planificación, corte con patrón de <i>software</i>); c) laboratorio (control de calidad); d) estampado (serigrafía); e) preensamble y ensamble; f) acabados (accesorios, otros); g) control de calidad (puntos críticos); h) empaquetado y etiquetado, e i) almacenamiento/despacho.</p>

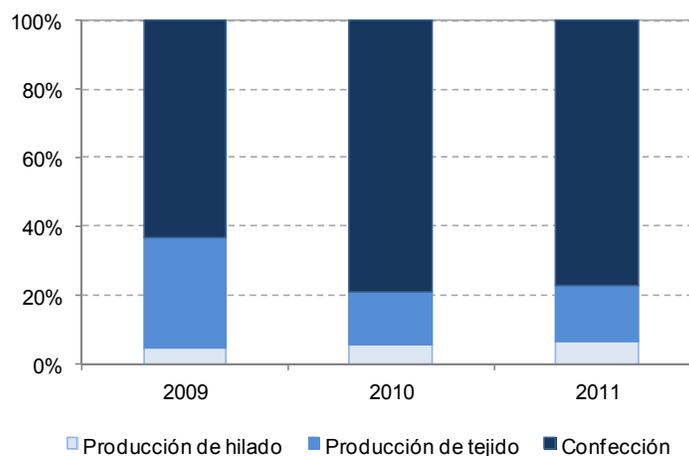
Fuente: Elaboración propia sobre la base de Antunes y Monge (2013, 59-77).

La información estadística disponible en el Directorio de Unidades Económicas 2011-2012 de la Dirección General de Estadísticas y Censos (DIGESTYC) permite hacer el análisis de indicadores económicos a nivel del clúster de fibras sintéticas, el cual además comprende empresas que elaboran otros productos textiles y de confección con el mismo tipo de fibra, por ejemplo uniformes y ropa de invierno.

El clúster de fibras sintéticas está integrado por 26 empresas: 54% realizan actividades de confección, 19% se ubican en el eslabón de tejido, 12% se dedican a la fabricación de hilo y el 15% restante a la producción de accesorios, entre los que se encuentran zíperes, botones, cintas rígidas y elásticas, etiquetas y artículos de costurería en general (Antunes y Monge, 2013).

La información sobre las ventas de los principales eslabones productivos del clúster de fibras sintéticas muestra no sólo que la confección es el eslabón con mayor peso en la cadena, sino también que su participación ha aumentado considerablemente al pasar de 63% en 2007 a 77% en 2009. En contraste, la participación de las ventas de tejido ha disminuido de 32% al 16% en el mismo período, mientras que las de hilado se han mantenido cuasi-constantes (de 4% al 6%, en el mismo período) (véase el gráfico 4).

**Gráfico 4**  
**EL Salvador: Ventas de los principales eslabones productivos de fibras sintéticas, 2009-2011**  
(En porcentajes de ventas totales)



Fuente: Antunes y Monge (2013:17).

En lo que respecta al empleo, existe una relación directa entre el tipo de factores productivos utilizados por cada eslabón y el número de empleos generados. De tal manera que, como ya se comentó, la confección tiene el mayor impacto en la generación de empleo al ser intensiva en mano de obra, mientras que las empresas con actividades de hilado y tejido, que son intensivas en maquinaria y equipo, contratan a un menor número de personas. La comparación entre el empleo generado en la cadena de valor de fibras sintéticas-ropa deportiva con respecto al empleo a nivel nacional en el mismo eslabón muestra que la cadena genera 48,5% de los empleos directos e indirectos en la hilatura a nivel nacional, 69,5% en el tejido, 19,7% en la confección y 72,7% en la fabricación de accesorios (véase el cuadro 2).

**Cuadro 2**  
**El Salvador: Personal ocupado en los principales eslabones y proveeduría de insumos productivos en la cadena de valor de fibras sintéticas-ropa deportiva, 2011**  
*(Número de trabajadores y porcentajes del total nacional)*

Eslabón productivo/proveduría	Empleo en la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva (número de trabajadores) (1)	Empleo a nivel nacional en la misma categoría de actividad económica (número de trabajadores) (2)	Participación de la cadena en el total nacional (porcentajes) (1/2)
1. Hilatura	1 189	2 450	48,5
Fábricas (empleo directo)	921	1 525	60,4
Proveedoras de insumos productivos (empleo indirecto)	268	925	29,0
2. Tejidos	7 015	10 095	69,5
Fábricas (empleo directo)	5 852	8 080	72,4
Proveedoras de insumos productivos (empleo indirecto)	1 163	2 015	57,7
3. Confección	12 206	61 895	19,7
Fábricas (empleo directo)	10 838	55 421	19,6
Proveedoras de insumos productivos (empleo indirecto)	1 368	6 474	21,1
4. Accesorios			
Fábricas (empleo directo)	798	1 098	72,7

Fuente: Antunes y Monge (2013:20).

## 1. Empresas seleccionadas para el estudio

La selección de las empresas participantes en el estudio fue producto de la colaboración entre la CEPAL, el MINEC y la CAMTEX. En una reunión público-privada, en la que estuvieron presentes la Viceministra de Comercio e Industria, el Director Ejecutivo y el Coordinador Técnico de CAMTEX, el Subsecretario Ejecutivo del Consejo Nacional de Energía (CNE), el Asesor de Inversiones de la Agencia de Promoción de Exportaciones e Inversiones (PROESA) y los representantes de las empresas pertenecientes al clúster de fibras sintéticas, la CEPAL expuso la propuesta del trabajo de investigación.

En primer lugar, se presentó el objetivo: determinar la viabilidad de la implementación de una estrategia de autoabastecimiento de energía eléctrica por parte de las empresas presentes que, como se indicó, surgió del diagnóstico previo de la cadena, en el que se identificó que los costos de la energía eléctrica representan un porcentaje importante en la estructura de costos totales de las empresas del primer eslabón de la cadena.

La evaluación de proyectos de generación de energía eléctrica requiere de información cuantitativa de variables clave, como el consumo de energía eléctrica, la descripción del proceso productivo y la demanda térmica, por lo que en dicha reunión se les entregó a los empresarios un cuestionario cuya finalidad era recabar información necesaria para la simulación de los proyectos (véase el anexo).

Una vez que los actores relevantes en el estudio conocieron la propuesta, la CAMTEX y el MINEC facilitaron el contacto con los empresarios, y en conjunto con la CEPAL, se seleccionaron 12 empresas representantes de los tres eslabones principales de la cadena fibras sintéticas-ropa deportiva con potencial para la implementación de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración de energía eléctrica. De las empresas seleccionadas, nueve contestaron el cuestionario, el cual fue validado por medio de la visita a cada una de ellas.

En conjunto las empresas que participaron en el estudio emplean a 7.610 personas, 41,3% del empleo total de la cadena, siendo más intensivas en mano de obra las empresas pertenecientes al eslabón de la confección. En este sentido, las empresas de hilado, intensivas en maquinaria, son las que reportan mayor impacto del precio de la energía eléctrica en la estructura de costos de producción, con

porcentajes que van del 40% al 64%, mientras que en las empresas de tejido y confección este porcentaje oscila entre 1% y 16% (véase el cuadro 3).

**Cuadro 3**  
**El Salvador: Características de las empresas participantes en el estudio, 2014**

Característica	Hilado	Tejido	Confección
Número de empleados	155	1.405	6.050
Producción	18,4 millones de libras	5,7 millones de yardas y 18,8 millones de libras	16,2 millones de unidades físicas
Porcentaje del costo de la energía eléctrica en la estructura total de costos de producción (%)	40-64	5-16	1-15

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de entrevistas realizadas.

El análisis completo de la factibilidad de implementación de proyectos de generación de electricidad requiere de la consideración de todas las variables clave relacionadas con este tipo de proyectos. En este sentido, además de la evaluación cuantitativa, es importante conocer el funcionamiento del mercado eléctrico, así como el marco legal y regulatorio asociado, con el objetivo de contar con la mayor información disponible para la toma de decisiones. Con este propósito, en el capítulo II se describe la estructura institucional, los mecanismos de funcionamiento y los hechos estilizados de mayor relevancia para el estudio, mientras que en el capítulo III se revisa el marco legal y regulatorio con el fin de identificar cuellos de botella que representen una barrera para la puesta en marcha de estrategias de autoabastecimiento por parte de los empresarios industriales.

## II. El mercado eléctrico de El Salvador

El diseño del actual modelo del mercado eléctrico salvadoreño forma parte de las reformas a los sistemas energéticos latinoamericanos de la década de los noventa. En el caso de El Salvador, dichas reformas implicaron cambios en la modalidad de coordinación del sistema energético, la cual pasó de una modalidad de control central, caracterizada por la toma de decisiones por parte del Estado y una planificación centralizada de carácter normativo apuntalada por las empresas estatales, a una modalidad de mercado, que busca beneficiarse de los efectos de la competencia (CEPAL y otros, 2003).

En la misma línea que el sistema energético en su conjunto, el sistema eléctrico del país transitó de la modalidad de control central con presencia exclusiva de empresas públicas a una de mercado abierto con presencia preponderante de actores privados y con integración vertical permitida (véase la figura 2).

**Figura 2**  
**El Salvador: Trayectoria del proceso de reforma en el sistema eléctrico**

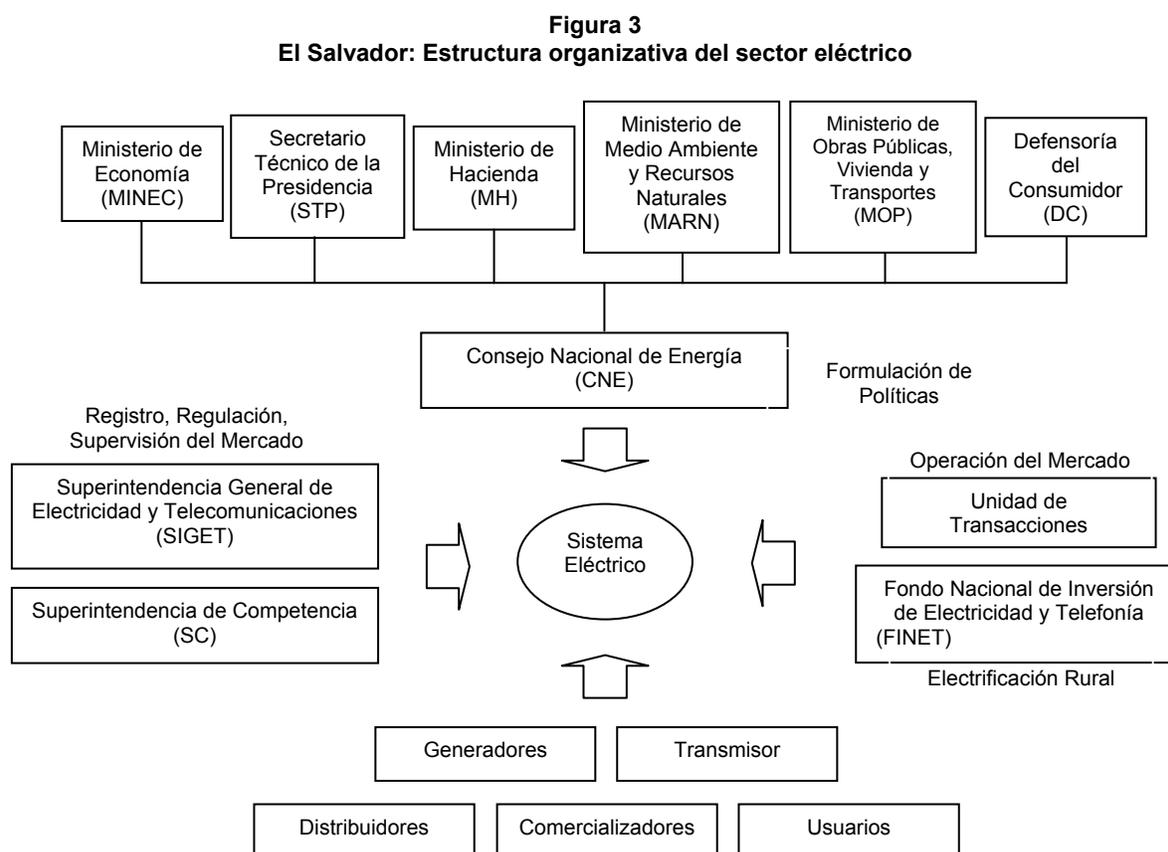
Propiedad privada	Segmentación vertical con incompatibilidad de funciones				
	Integración vertical permitida				
Propiedad mixta o participación privada parcial					
Propiedad estatal exclusiva					
		Control central	Integrada regulada	Comprador único	Mercado abierto

Fuente: CEPAL y otros (2003:84).

Actualmente, el sector eléctrico salvadoreño presenta un nivel de apertura alto. El modelo de mercado está basado en costos de producción y en el pago del costo marginal de operación a cada uno de los generadores; además, se permite la participación de capital privado en todas las etapas del mercado eléctrico (CNE, 2014a).

## A. Estructura institucional

La estructura organizativa del sector eléctrico salvadoreño está compuesta por el Ministerio de Economía (MINEC), el Consejo Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la Superintendencia de Competencia (SC), la Unidad de Transacciones (UT), el Fondo Nacional de Inversión de Electricidad y Telefonía (FINET) y los operadores, integrados por los Generadores, Distribuidores, Transmisor, Comercializadores y Usuarios Finales (véase la figura 3). A continuación se describen las principales funciones de cada uno.



Fuente: Cruz (2014:8).

### 1. Ministerio de Economía (MINEC)

El MINEC, por conducto de la Dirección de Energía Eléctrica (DEE), creada en 2001, es el órgano rector de la política del sector eléctrico encargado de la elaboración y ejecución de todos los planes relacionados con el sector (MINEC, 2014).

A partir del diagnóstico de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva, el MINEC solicitó apoyo técnico a la CEPAL para analizar la implementación de proyectos de autoabastecimiento de energía eléctrica que permitan resolver el cuello de botella que representa su precio.

## 2. Consejo Nacional de Energía (CNE)

El CNE, creado en 2007 por la Asamblea Legislativa de El Salvador, es la institución rectora y normativa de la Política Energética Nacional. A partir de enero de 2010, fecha de inicio oficial de operación, el CNE diseña la política energética bajo una perspectiva interdisciplinaria a través de la Junta Directiva, la cual está integrada por el Ministro de Economía; el Secretario Técnico de la Presidencia; el Ministro de Hacienda; el Ministro de Obras Públicas, Transporte, Vivienda y Desarrollo Urbano; el Ministro de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y el Presidente de la Defensoría del Consumidor (CNE, 2010).

Dentro de sus principales objetivos se encuentran los siguientes (CNE, 2013a:4):

- a) “Elaborar la Política Energética Nacional y la planificación energética de corto, mediano y largo plazo;
- b) Propiciar la existencia de marcos regulatorios para incentivar la inversión y el desarrollo del sector energético, así como para vigilar el buen funcionamiento de los mercados energéticos;
- c) Promover el uso racional de la energía;
- d) Desarrollar y expandir los recursos de energías renovables, y
- e) Impulsar la integración de mercados energéticos regionales de libre competencia y el trato no discriminatorio de los actores”.

En los últimos años, el CNE ha impulsado medidas orientadas al fomento de proyectos de generación eléctrica con base en fuentes renovables de energía con el propósito de diversificar la matriz energética. Las medidas, dentro de las cuales se encuentran las licitaciones de energía renovable, abren una ventana de oportunidad para el desarrollo de proyectos de autoabastecimiento a partir de energías renovables no convencionales como la solar.

## 3. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

La SIGET, creada por decreto el 12 de septiembre de 1996, es una institución pública autónoma encargada de aplicar y velar por el cumplimiento de las normas, leyes y reglamentos que rigen los sectores de electricidad y telecomunicaciones, así como de garantizar los derechos de los usuarios y de todos los operadores (generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores), partícipes en el sector, con el fin de generar certidumbre jurídica, inversión, desarrollo y competencia (SIGET, 2014a).

La SIGET cuenta con cinco dependencias, dentro de las que se encuentra la Gerencia de Electricidad que tiene entre sus principales funciones las siguientes (SIGET, 2014a):

- a) Establecer y controlar normas y estándares técnicos;
- b) Autorizar las concesiones de explotación de los recursos hidráulicos y geotérmicos para la generación de energía eléctrica;
- c) Auditar el proceso de facturación de las empresas distribuidoras, y
- d) Revisar y aprobar los pliegos tarifarios a todos los servicios de electricidad.

Los interesados en desarrollar proyectos de generación de energía eléctrica deben acudir a la SIGET para inscribirse en el registro de generadores, y en caso de que la producción se realice a partir de fuentes renovables, obtener el certificado para ser acreedor a los incentivos fiscales correspondientes (véase el capítulo III sobre el marco legal y regulatorio).

#### **4. Superintendencia de Competencia (SC)**

La SC, creada en 2004, es una institución estatal autónoma encargada de promover la competencia (SC, 2014). En lo que respecta al mercado eléctrico, verifica el cumplimiento de la competencia y opina sobre las bases de licitación de los contratos de largo plazo mediante procesos de libre competencia (Cruz, 2014).

#### **5. Unidad de Transacciones (UT)**

La UT es el ente administrador del mercado mayorista de energía eléctrica y operador del sistema de transmisión (UT, 2014).

El generador de energía eléctrica que desee participar en el mercado mayorista debe tener una capacidad igual o mayor a 5 megawatts (MW) e inscribirse ante la UT.

#### **6. Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET)**

El FINET, administrado por el Fondo de Inversión Social para el Desarrollo Local (FISDL), es el encargado de facilitar el acceso a los servicios de electricidad y telefonía a los usuarios de bajos recursos por medio de la administración y asignación de subsidios (FISDL, 2014).

#### **7. Generadores**

La generación de energía eléctrica en El Salvador es realizada con recursos hidráulicos, geotérmicos y térmicos. A diciembre de 2013, el mercado eléctrico de El Salvador estaba constituido por 18 empresas generadoras, 14 en el mercado mayorista y 6 en el mercado minorista. De las empresas pertenecientes al mercado mayorista, sólo el generador hidroeléctrico CEL es estatal (véase el cuadro 4).

Como se indicó, todo generador de energía eléctrica debe inscribirse ante la SIGET, y aquellos con capacidad igual o mayor a 5 MW lo deben hacer también ante la UT.

#### **8. Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL)**

La ETESAL es la empresa propietaria y responsable del sistema de transmisión, el cual está conformado por toda la red de transmisión y las interconexiones con Guatemala y Honduras. De acuerdo con el CNE, hasta el año 2013, el sistema de transmisión contaba con 38 líneas de 115 kilovoltios (kV), con una longitud de 1.072,48 km, y dos líneas de 230 kV de interconexión con Guatemala y Honduras, con longitudes de 14,6 km y 92,9 km, respectivamente (CNE, 2014a).

Los generadores de energía eléctrica deben solicitar interconexión con el sistema eléctrico. En el caso de la interconexión física a la red de alto voltaje (tensión superior a 115 kilovoltios), los procedimientos como la factibilidad de acceso, solicitud de interconexión y el contrato de interconexión, deben gestionarse con la ETESAL.

#### **9. Distribuidores y comercializadores**

Desde 1998 la distribución de energía eléctrica en redes de bajo voltaje (tensión menor a 115 kilovoltios) a usuarios finales es realizada por empresas de capital privado. De esta manera, si un generador quiere interconectarse en este tipo de redes, los trámites serán gestionados con la empresa distribuidora.

De acuerdo con información del CNE, actualmente existen ocho empresas distribuidoras:

- a) Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S. A. de C. V. (CAESS)
- b) Empresa Eléctrica de Oriente, S. A. de C. V. (EEO)
- c) AES CLESA & Cía., S. en C. de C. V. (AES-CLESA)
- d) Distribuidora Eléctrica de Usulután, S. A. de C. V. (DEUSEM)
- e) Distribuidora de Electricidad del Sur, S. A. de C.V. (DEL SUR)

- f) Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S. A. de C. V. (EDESAL)
- g) B&D Servicios Técnicos S. A. de C. V. (B&D)
- h) Abruzzo S. A. de C. V. (ABRUZZO)

Las cuatro primeras pertenecen al corporativo AES, que en conjunto cubren al 77% del 1,5 millones de usuarios finales, le sigue DEL SUR con el 22% y EDESAL, B&D y ABRUZZO con el 1% restante (CNE, 2014a).

Los generadores que no cumplen con el requisito de 5 MW para participar en el mercado mayorista han optado por celebrar contratos bilaterales con las empresas distribuidoras para la venta de energía eléctrica. No obstante, esta práctica es cada vez menor debido a que el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece como obligación de las empresas distribuidoras la suscripción de contratos de largo plazo por un porcentaje mínimo del 80% de la demanda máxima y su energía asociada (véase el capítulo III sobre el marco legal y regulatorio).

En lo que respecta a la comercialización, existen 15 empresas comercializadoras en el país:

- a) Excelergy, S. A. de C. V. (EXCELERGY)
- b) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa-COM (CEL)
- c) LaGeo, S. A. de C. V. (LaGeo)
- d) Compañía de Energía de Centroamérica S. A. de C. V. (Cenérgica)
- e) Mercados Eléctrico, S. A. de C. V. (ME)
- f) ORIGEM, S. A. de C. V. (ORIGEM)
- g) DEI Comercializadora de El Salvador, S. A. de C. V. (Duke Energy International)
- h) Lynx, S. A. de C. V. (Lynx)
- i) Textufil, S. A. de C. V. (TEXTUFIL)
- j) Abruzzo, S. A. de C. V. (ABRUZZO)
- k) Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S. A. de C. V.-COM (EDESAL)
- l) Inversiones Energéticas, S. A. de C. V.
- m) Energía Borealis, Ltda. de C. V.
- n) Generadora Eléctrica Central, S. A. de C. V. (GECSA)
- o) Energía y Servicios del Istmo Centroamericano (ENERSICA)

## 10. Usuarios finales

De acuerdo con las categorías específicas de consumo final de energía eléctrica por sector, los principales usuarios finales son los sectores residencial e industrial. El residencial usa la energía para satisfacer necesidades de iluminación, cocción, calefacción, ventilación y refrigeración de ambientes, conservación de alimentos, y otros artefactos electrodomésticos. El sector industrial, por su parte, requiere energía eléctrica para iluminación, vapor, calor directo, frío de proceso, fuerza motriz y usos electrónicos y electroquímicos.

**Cuadro 4**  
**El Salvador: Empresas eléctricas generadoras en operación, 2013**

	Empresa	Central	Unidades	Capacidad instalada (kW)	Generación (MWh)	Factor de planta
Total			125	156 2641,2	5895500	
Mayorista			112	153 6541,2	5 812 000	
Pública			11	472 600	1 784 900	
Hidro			11	472 600	1 784 900	
	CEL		11	472 600	1 784 900	
		15 de Septiembre	2	180 000	637 400	0,40
		5 de Noviembre	6	100 000	555 900	0,63
		Cerrón Grande	2	172 800	528 400	0,35
		Guajoyo	1	19 800	63 200	0,36
Privada			101	1063941,2	4 027 100	
Geotérmica			7	204 400	1 442 300	
	Lageo		7	204 400	1 442 300	
		Ahuachapán	3	95 000	618 300	0,74
		Berlín	4	109 400	824 000	0,86
Cogeneración			12	104 500	229 500	
	CASSA		6	61 000	138 800	
		Chaparrastique	4	16 000	18 700	0,13
		Izalco	2	45 000	120 100	0,30
	Ing. Ángel		2	22 500	73 600	0,37
	Ing. La Cabaña		4	21 000	17 100	0,09
Térmica			82	755 041,2	2 355 300	
	Borealis		8	13 600	3 900	0,03
	Duke Energy		16	338 300	810 500	
		Acajutla Fiat-U4	1	27 000		
		Acajutla gas	1	82 100		
		Acajutla motores	9	150 000	791 800	0,60
		Acajutla vapor	2	63 000		
		Soyapango	3	16 200	18 700	0,13

Cuadro 4 (conclusión)

	Empresa	Central	Unidades	Capacidad instalada (kW)	Generación (MWh)	Factor de planta
	GECSA	GECSA	3	11 611,2	5 000	0,05
	Holcim	Holcim	4	25 900	0	
	Inm. Apopa	Hilcasa	4	6 800	4 800	0,08
	Inversiones Energéticas	Ine	9	100 200	584 900	0,67
	Nejapa Power	Nejapa Power	27	143 910	457 700	0,36
	Termopuerto	Termopuerto	4	70 600	301 700	0,49
	Textufil	Textufil	7	44 120	186 800	0,48
Minoristas						
Hidro			13	26 100	83 500	
			11	14 200	63 500	
	CECSA		8	7 900	36 500	
		Bululú	1	700	4 000	0,65
		Cucumacayán	1	2 300	14 000	0,69
		Cutumay Camones	1	400	800	0,23
		Milingo	1	800	3 000	0,43
		Río Sucio	1	2 100	6 500	0,35
		San Luis I	1	600	3 200	0,61
		San Luis II	1	800	4 000	0,57
		Sonsonate	1	200	1 000	0,57
	De Matheu	De Matheu	1	1 500	5 000	0,38
	Papaloate	Papaloate	1	2 000	10 000	0,57
	Sensunapán	Sensunapán	1	2 800	12 000	0,49
Biogás			1	6 400	20 000	0,36
	AES Nejapa	AES Nejapa	1	6 400	20 000	0,36
Cogeneración			1	5 500		
	EGI Holdco	EGI Holdco	1	5 500		

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Cifras preliminares.

En la generación del mercado mayorista se usa la inyección por planta en forma preliminar.

La información del mercado minorista es estimada.

No se tiene información desagregada de generación de la central Acajutla.

## B. Funcionamiento

El mercado de energía eléctrica de El Salvador está regido por la Ley de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL); la Ley General de Electricidad y sus reformas; el Reglamento de la Ley General de Electricidad y sus reformas; la Ley de creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y su reglamento; el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su reglamento; la Ley de Medio Ambiente; la Ley del Fondo Nacional de Inversión en Electricidad y Telefonía (FINET) y su reglamento; la Ley de creación del Consejo Nacional de Energía (CNE) y su reglamento, la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (LIFERGE) y su reglamento; el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP); la Ley Reguladora para el Otorgamiento de Concesiones de Proyectos de Generación Eléctrica en Pequeña Escala, y la Ley de Impuestos a la Actividad Económica de Municipios (véase el cuadro 7).

**Figura 4**  
**El Salvador: Grandes áreas en el mercado eléctrico**



Fuente: CNE (2013a:7).

El mercado eléctrico salvadoreño está constituido por dos segmentos: el mercado mayorista y el mercado minorista. El primero es el espacio competitivo administrado por la Unidad de Transacciones, en el que los operadores (generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores) y usuarios realizan transacciones de energía eléctrica a través del Sistema Nacional de Transmisión (BCIE y otros, 2009). El mercado minorista, por su parte, está constituido actualmente por las pequeñas centrales de generación hidroeléctrica con conexión directa al sistema de distribución (SIGET, 2013a).

El mercado mayorista puede ser dividido, a su vez, en dos mercados: el de contratos y el regulador del sistema o mercado *spot*.

El mercado de contratos funciona mediante procesos de licitación de libre competencia, en los que el precio techo de la energía eléctrica es establecido por la SIGET, con una variación mensual. Con el fin de incentivar la estabilidad de precios, las distribuidoras deben informar anualmente sus proyecciones de energía y la capacidad para los próximos 5 años, así como el porcentaje que se prevé será cubierto por contratos de largo plazo. Además, deben diversificar el volumen y los plazos de vencimiento de los contratos (BCIE y otros, 2009).

La importancia del mercado de contratos radica en que, además de incentivar la estabilización de precios, promueve la inversión de los generadores al garantizar la compra de su energía, y al mismo tiempo se convierte en un respaldo para las solicitudes de financiamiento de los mismos (CNE, 2013a).

En el mercado regulador del sistema, la curva de oferta se construye con base en los costos de producción de la energía eléctrica. En este sentido, el precio pagado es igual al costo marginal de cada hora. El uso de esta metodología premia la eficiencia, y de esta manera se busca disminuir los precios de forma sostenible.

El mercado *spot* desempeña un papel central en el funcionamiento del mercado mayorista debido a que en él los generadores pueden comprar energía eléctrica para honrar sus contratos en caso de algún faltante o vender sus excedentes (CNE, 2013a).

De acuerdo con cifras del CNE (2013a), el mercado regulador del sistema representa aproximadamente el 30% de todas las transacciones realizadas en el mercado mayorista, y el mercado de contratos el 70% restante.

Finalmente, en el mercado eléctrico el precio de la energía está determinado por tres componentes: el de la energía, el de cargos del sistema y el de capacidad o potencia (CNE, 2013a).

El primer componente constituye aproximadamente el 85% del precio y se refiere al pago de la energía consumida hora a hora. Este rubro paga al generador los costos variables de producción, formados a su vez por los costos variables combustibles (consumo de combustible) y los costos variables no combustibles (operación y mantenimiento). El despacho económico de cada hora se realiza de acuerdo con una lista de mérito que contiene los costos variables de todas las unidades generadoras.

El segundo componente se refiere al pago de servicios auxiliares, pérdidas del sistema y el pago a la UT y a la SIGET; este rubro representa aproximadamente el 7% del precio de la electricidad.

Por último, el restante 8% del precio de la energía está conformado por el pago al generador de la disponibilidad de potencia instalada para enfrentar condiciones críticas de abastecimiento. Dicho pago incluye los costos de inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento.

Como se verá en el siguiente capítulo, el esquema de mercado actual limita la participación de los autoprodutores que no cuenten con una capacidad de generación de energía eléctrica mayor a 5 MW, ya que no pueden participar en el mercado mayorista. De esta manera, las dos alternativas para vender excedentes de electricidad son a través de los bloques reservados para autoprodutores en los procesos de libre competencia, y por medio de acuerdos bilaterales con las empresas distribuidoras. Por una parte, hasta la fecha la primera alternativa sólo ha contemplado a los autoprodutores residenciales, mientras que, por otra, la normativa actual ha desincentivado la práctica de acuerdos bilaterales entre este tipo de autoprodutores y las empresas distribuidoras.

## C. Estadísticas

De 1990 a 2013, la capacidad instalada y la demanda máxima de energía eléctrica en El Salvador crecieron a una tasa promedio anual de 3,9%, al pasar de 650,4 MW a 1.562,6 MW y de 412 MW a 1.004 MW, respectivamente. La generación, por su parte, presentó un crecimiento promedio anual de 4,5% en el mismo período, pasando de 2.164,3 gigawatts hora (GWh) a 5.895,5 GWh.

En el período de estudio dos aspectos de la evolución de la generación de energía eléctrica cobran relevancia. El primero se refiere a la propiedad, ya que en 1990 el total de la generación era pública, y a partir de las reformas al sector la participación de ésta fue bajando. Actualmente representa solamente el 30,3% de la generación neta total (véanse los cuadros 5-A y 5-B). Mientras que el segundo aspecto versa sobre el tipo de fuentes de energía, en 1990 el 96,3% de la generación era a base de fuentes renovables y en 2013 este porcentaje representaba el 60,1% (véase el gráfico 5).

En lo que se refiere a las ventas de electricidad, durante 1990-2013 éstas crecieron a una tasa media anual mayor que la generación disponible, 4,9% y 4,7%, respectivamente, lo que indica una balanza comercial exterior negativa y creciente en los últimos años (véanse los cuadros 5-A y 5-B).

**Cuadro 5-A**  
**El Salvador: Oferta y demanda de potencia y suministro de energía eléctrica, 1990-2013**  
*(En megawatts)*

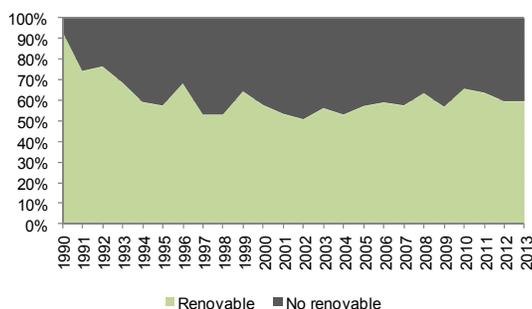
Año	MW	
	Capacidad instalada	Demanda máxima
1990	650,4	412
1995	908,5	592
2000	1 113,8	758,0
2005	1 231,8	829,0
2010	1 481,1	948,0
2011	1 503,5	962,0
2012	1 492,1	975,0
2013	1 583,5	1 004,0

**Cuadro 5-B**  
**El Salvador: Oferta y demanda de potencia y suministro de energía eléctrica, 1990-2013**  
*(En gigawatts/hora)*

Generación neta		Exportaciones	Importaciones	Disponible	Autoproducción	Energía no servida	Ventas
Pública	Privada						
2 164,3		9,4	10,8	2 165,7		81,3	1 828,2
3 071,0	199,7	64,9	29,7	3 235,5		15,1	2 832,7
1 909,3	1 480,9	111,7	807,7	4 086,2	0,0	7,1	3 637,8
1 664,4	3 278,9	37,8	322,1	5 177,7	49,9	8,8	4 502,0
2 079,0	3 798,6	89,0	174,2	5 859,7	103,1	5,0	5 138,2
2 006,1	3 985,2	101,6	215,8	5 991,5	114,0	4,5	5 267,5
1 841,9	4 146,5	78,0	163,4	6 073,7	167,7	3,2	5 306,4
1 784,9	4 182,8	90,8	373,8	6 250,7	173,7	4,2	5 491,8

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de CEPAL, 2000 y CEPAL, 2014b.

**Gráfico 5**  
**El Salvador: Generación de electricidad por tipo de fuente, 1990-2013**  
*(En Porcentajes)*

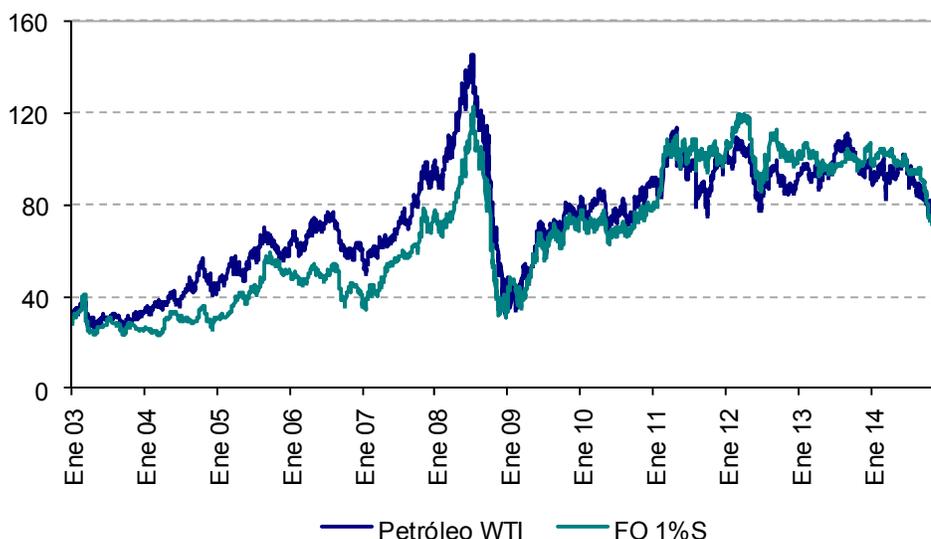


Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de CEPAL, 2014a.

El decremento de la participación de las fuentes renovables en la potencia instalada y la producción de energía de El Salvador han aumentado la dependencia del país en los hidrocarburos, haciéndolo

susceptible a los vaivenes del precio internacional del petróleo. El alza en los precios del petróleo y sus derivados de los últimos años, así como la eliminación de subsidios han impactado las tarifas del sector eléctrico debido a que, como se expuso en el capítulo sobre el funcionamiento del mercado eléctrico, el mayor porcentaje del precio de la energía eléctrica está constituido por el costo del combustible. En el mismo sentido, la caída del precio del petróleo internacional y sus derivados a partir de septiembre de 2014 influyó en la reducción de la tarifa eléctrica en 11,8%, la cual será aplicada a partir del 15 de enero de 2015 de acuerdo con lo anunciado por la SIGET (SIGET, 2015) (véase el gráfico 6).

**Gráfico 6**  
**Evolución del precio internacional del petróleo WTI, 2003-2014**  
(En dólares por barril)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y la Energy Information Administration del Department of Energy de los Estados Unidos.

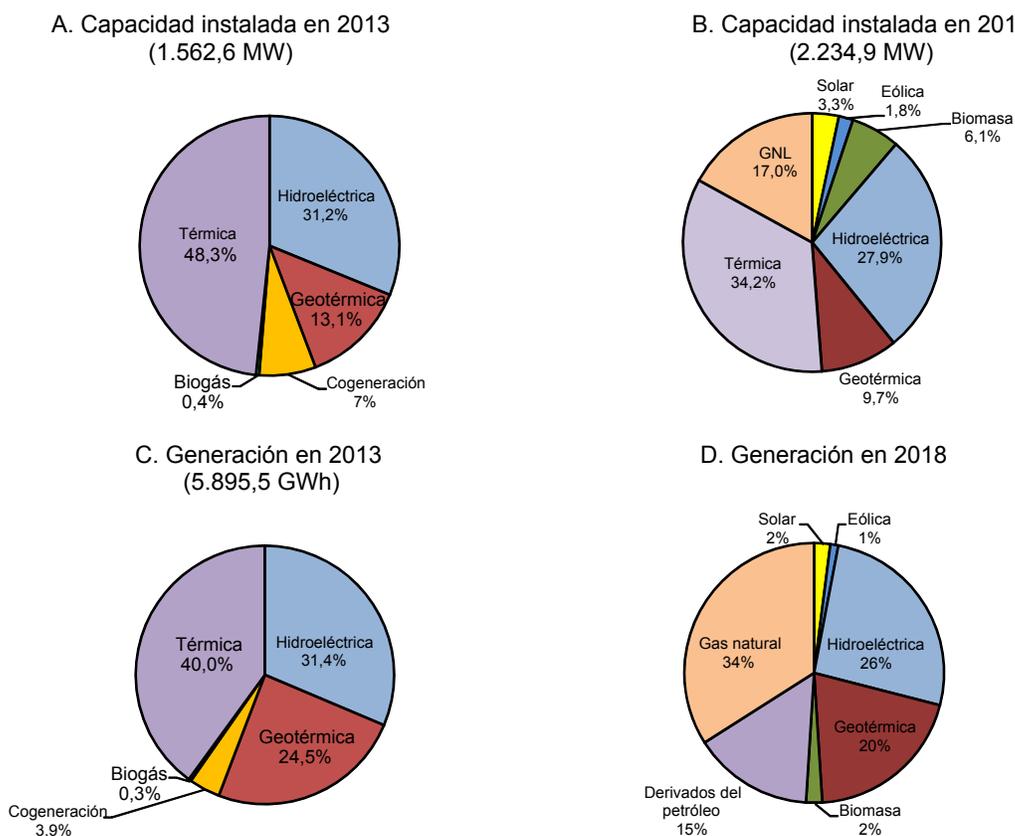
Nota: Precios del mercado de referencia de la Costa del Golfo. Precios hasta diciembre de 2014.

Ante la situación anterior, uno de los objetivos de la política energética para el período 2010-2024 de El Salvador es el fomento a las energías renovables con el propósito de aminorar la dependencia del petróleo y sus derivados (CNE, 2010). Para cumplir dicho fin, se han realizado procesos de licitación para nueva generación de energía eléctrica a partir de energías renovables y gas natural (véase el capítulo III sobre el marco legal y regulatorio), con lo que se espera diversificar la matriz y disminuir las tarifas eléctricas (véase el gráfico 7).

De acuerdo con estimaciones del CNE (2014b), en los próximos cinco años la capacidad instalada de electricidad de El Salvador pasará de una estructura en la que las plantas termoeléctricas a base de combustibles fósiles representan el 48,3% y las fuentes renovables de energía, el 51,7% restante, a una en la que estas últimas en conjunto con el gas natural licuado (GNL) constituyan el 65,8%, mientras que la participación de los derivados del petróleo en la producción de energía eléctrica disminuirá del 40% al 15% (véase de nuevo el gráfico 7).

Gráfico 7

## El Salvador: Capacidad instalada y generación de energía eléctrica por tipo de tecnología, 2013 y 2018



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de la CEPAL (2014b) y del CNE (2014b).

## D. Tarifas eléctricas para consumo industrial

En los últimos años, las tarifas eléctricas para consumo industrial de los países centroamericanos han crecido debido, principalmente, al alto nivel alcanzado en los precios internacionales del petróleo y sus derivados, especialmente en el *fuel oil* (véase el gráfico 6). En el caso de El Salvador, el alza estuvo relacionada también con la eliminación del subsidio aplicado a las empresas a partir de 2008.<sup>13</sup> Durante el período 2007-2014, las tarifas industriales salvadoreñas crecieron en promedio 8,5% anualmente, desde valores que rondaban los 11 centavos de dólar/kWh a valores próximos a los 20 centavos de dólar/kWh, sólo por debajo de Costa Rica, que pasó de una tarifa promedio de 8,1 centavos de dólar/kWh a 19,1 centavos de dólar/kWh. Guatemala, por su parte, presentó el menor incremento (3,3% promedio anual), seguido de Panamá (4,3% promedio anual), Nicaragua (6,4% promedio anual) y Honduras (8,3% promedio anual) (véase el cuadro 6).

Como se indicó anteriormente, todos los países de Centroamérica, con excepción de El Salvador que tuvo un rezago de un año por el subsidio, presentaron el mayor incremento de sus tarifas en 2008,

<sup>13</sup> El Gobierno de El Salvador y el sector privado acordaron eliminar el subsidio de manera gradual. En una primera etapa, que comenzó el 12 de agosto de 2008, se eliminó el 40% del subsidio; las etapas subsiguientes contemplaban que a partir del 12 de mayo de 2009 se eliminaría un 30% y, finalmente, que el 30% restante se eliminaría a partir del 12 de octubre de 2009. No obstante, en marzo de 2009 el gobierno anunció que era insostenible mantener el subsidio y, por tanto, se cobraría la tarifa plena (CentralAmericaData, 2009).

año en el que el precio promedio nominal del petróleo *West Texas Intermediate* (WTI) <sup>14</sup> alcanzó su máximo histórico de 99,67 dólares por barril (CEPAL, 2012).

**Cuadro 6**  
**Centroamérica: Evolución de las tarifas eléctricas industriales vigentes**  
**al 30 de junio de cada año, 2007-2014**  
(En centavos de dólar/kWh)

	Costa Rica ICE	El Salvador CAESS	Guatemala EEGSA	Honduras ENEE	Nicaragua DN y DS	Panamá Elektra
<b>2007</b>						
15 000 kWh, 41 kW	10,29	10,83	17,72	13,28	16,33	17,95
50 000 kWh, 137 kW	9,35	11,10	14,71	13,28	16,34	14,13
100 000 kWh, 274 kW	9,35	11,10	14,62	10,74	16,37	14,12
930 000 kWh, 2500kW	5,77	11,07	14,47	9,59	13,88	11,89
1488 000 kWh, 4000kW	5,77	11,07	14,47	9,59	13,88	11,89
Tipo de cambio 2007	518,77	1,00	7,68	19,03	18,45	1,00
<b>2010</b>						
15 000 kWh, 41 kW	16,40	16,17	27,41	20,86	20,79	21,24
50 000 kWh, 137 kW	16,41	16,66	21,48	20,85	20,80	16,98
100 000 kWh, 274 kW	16,41	16,65	21,39	14,82	20,85	16,98
930 000 kWh, 2500kW	12,85	16,62	21,27	14,43	18,60	15,67
1488 000 kWh, 4000kW	12,85	16,62	21,27	14,43	18,60	15,67
Tipo de cambio 2010	581,45	1,00	8,08	19,03	21,36	1,00
<b>2013</b>						
15 000 kWh, 41 kW	23,90	20,16	26,92	24,14	25,08	23,22
50 000 kWh, 137 kW	23,92	20,28	20,58	24,14	25,09	18,68
100 000 kWh, 274 kW	23,92	20,27	20,48	17,16	25,15	18,67
930 000 kWh, 2 500 kW	20,17	20,23	20,35	16,70	22,44	16,76
1 488 000 kWh, 4 000 kW	20,17	20,23	20,35	16,70	22,44	16,77
Tipo de cambio 2013	504,43	1,00	7,82	20,52	24,67	1,00
<b>2014</b>						
15 000 kWh, 41 kW	20,36	19,43	22,65	24,09	25,65	23,22
50 000 kWh, 137 kW	20,38	19,62	18,37	24,09	25,35	18,68
100 000 kWh, 274 kW	20,38	19,61	18,27	17,12	22,76	18,67
930 000 kWh, 2 500 kW	17,16	19,57	18,14	16,67	22,56	16,76
1 488 000 kWh, 4 000 kW	17,16	19,57	18,13	16,67	22,55	16,77
Tipo de cambio 2014	556,47	1,00	7,81	21,07	25,90	1,00

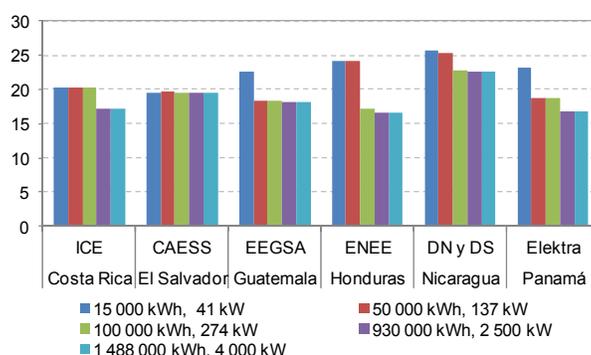
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales de los países.

<sup>14</sup> El precio del petróleo WTI de la costa de los Estados Unidos es referencia para los países de Centroamérica.

El análisis comparado a nivel regional de los cinco consumos típicos en categorías tarifarias, aplicadas al consumo industrial, muestra que en 2014 El Salvador tiene la tarifa más barata de la región para un consumo de 15.000 kWh (41 kW), el tercer lugar para un consumo de 50.000 kWh (137 kW), la cuarta posición en un consumo de 100.000 kWh (274 kW), y la quinta para consumos de 930.000 kWh (2.500 kW) y 1.488.000 kWh (4.000 kW) (véase el cuadro 6 y el gráfico 8).

Como se puede observar en el gráfico 8, los cinco consumos típicos industriales en El Salvador presentan un precio similar, mientras que en el resto de los países centroamericanos, a medida que el consumo (kWh) y la potencia (kW) suben, el precio disminuye. Esto último puede estar asociado a que los grandes consumidores reciben la energía a mayor tensión, por lo que la empresa eléctrica evita costos de inversión en infraestructura de transformación (para reducir voltaje) y de distribución, así como las pérdidas asociadas a dicha infraestructura.

**Gráfico 8**  
**Centroamérica: Tarifas industriales vigentes al 30 de junio de 2014**  
(En centavos de dólar/kWh)



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de CEPAL, 2014a.

En las entrevistas realizadas, los empresarios mencionaron que el alza de los precios de la energía eléctrica en los últimos años ha impactado la estructura de costos de toda la cadena de producción en dos formas distintas. En las empresas dedicadas a la hilatura, el incremento de las tarifas eléctricas tiene un efecto directo en el porcentaje que representa la factura eléctrica en el total de costos debido a que su proceso productivo es altamente intensivo en electricidad. Por su parte, en las empresas de fabricación de telas y maquilado de prendas de vestir, el aumento de los precios de la electricidad se ve reflejado en la factura de costos a través del aumento del precio de los insumos. A causa de lo anterior, los actores de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva perciben a las actuales tarifas de consumo industrial como un factor clave adverso a la competitividad del sector. En este punto cabe destacar que la mayor parte de los entrevistados declaró que las decisiones de inversión en el país fueron realizadas tomando en consideración escenarios con precios de energía eléctrica que oscilaban alrededor de los 11 centavos de dólar.

### III. Marco legal y regulatorio del sector eléctrico de El Salvador

---

En este capítulo se presenta una descripción del marco legal que rige al sector eléctrico de El Salvador, con el propósito de identificar las barreras que enfrentan las empresas para poner en marcha proyectos de autoabastecimiento de energía eléctrica, así como para elaborar estrategias orientadas a subsanar dichas barreras.

El marco legal del sector eléctrico refleja el proceso de transformación del sector iniciado en la década de los años noventa, que transita de una modalidad de control central con presencia exclusiva de empresas públicas, a una de mercado abierto con presencia preponderante de actores privados. En este sentido, la Ley General de Electricidad (LGE) y la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), promulgadas en 1996, establecieron las condiciones jurídicas e institucionales para el ingreso de la inversión privada, redefiniendo el papel del Estado, el cual dejó de ser el regulador del sector energético (Giménez y Perrone, 2011; CNE, 2013a). Las reformas legislativas posteriores procuraban resolver temas relacionados con el funcionamiento del mercado, la volatilidad de precios y la prevención de prácticas anticompetitivas. Así, por ejemplo, en 2003 se fortaleció a la SIGET en la regulación de tarifas, en 2006 se creó la Superintendencia de Competencia y en 2007 se estableció la obligatoriedad por parte de las distribuidoras de firmar contratos de largo plazo mediante procesos de libre competencia por un porcentaje mínimo de 80% de la demanda de potencia máxima y su energía asociada (Giménez y Perrone, 2011; Cruz, 2014; Presidencia de la Republica de El Salvador, 1997).

De acuerdo con su jerarquía, procedimientos de operación y estatus legal, el marco legal y regulatorio del sector eléctrico en El Salvador está integrado por los siguientes cuatro instrumentos (Giménez y Perrone, 2011):

- a) Leyes aprobadas por la Asamblea Legislativa. Debido a la complejidad del proceso y al número de actores involucrados, el proceso de formulación y aprobación de este tipo de normas suele ser de al menos dos años.

- b) Decretos reglamentarios del Órgano Ejecutivo (Reglamentos). Los reglamentos son discutidos y revisados por funcionarios de alto nivel para su aprobación, por lo que una situación en la que no se logre un acuerdo representa una dificultad.
- c) Normas aprobadas por la SIGET. Se trata de acuerdos aprobados por la Junta de Directores de la institución y comprenden dos tipos: i) las normas de competencia directa de la SIGET, que al ser un proceso interno tiene un mecanismo de aprobación simple, y ii) las normas elaboradas por otras instituciones que tienen que ser aprobadas por la SIGET, en cuyo caso deben pasar por un proceso interno de aprobación en cada institución.
- d) Normas técnicas y procedimientos aprobados por acuerdos ministeriales o de unidades internas de estos organismos integrantes del Órgano Ejecutivo. El proceso de aprobación puede ser relativamente rápido a mayor jerarquía del funcionario responsable y menor involucramiento de tomadores de decisiones.

En el cuadro 7 se resumen las principales leyes y reglamentos que integran el marco legal del sector eléctrico de El Salvador, y a continuación se desarrollan los aspectos más relevantes de la legislación aplicable a los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración para el caso de los autoproducidos industriales. Finalmente, se identifican las barreras a las que se enfrentan los actores interesados en la implementación de este tipo de proyectos y las propuestas identificadas para eliminar los cuellos de botella.

**Cuadro 7**  
**El Salvador: Marco legal del sector eléctrico**

Tratado/Ley/Reglamento	Creación	Propósito
Ley de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)	Decreto Legislativo 137, año 1948	Creación de la CEL con carácter de institución autónoma de servicio público sin fin lucrativo.
Ley General de Electricidad (LGE)	Decreto Legislativo 843, año 1996	Regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
Ley de creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y su reglamento	Decreto Legislativo 808, año 1996	Creación de la SIGET con carácter de institución autónoma de servicios públicos sin fines de lucro.
Reglamento de la LGE y sus reformas	Decreto Ejecutivo 70, año 1997	Desarrollar los procedimientos necesarios para el cumplimiento de lo dispuesto en la LGE.
Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá) y su reglamento	Suscripción: 30 de diciembre de 1996. Ratificación: Decreto Legislativo 207, año 1998	Desarrollar un mercado eléctrico regional competitivo a través de líneas de transmisión que interconecten las redes nacionales y la promoción de proyectos de generación regionales.
Ley de Medio Ambiente	Decreto Legislativo 233, año 1998	Proteger, conservar y recuperar el medio ambiente y el uso sostenible de los recursos naturales.
Ley del Fondo Nacional de Inversión en Electricidad y Telefonía (FINET) y su reglamento	Decreto Legislativo 354, año 1998	Creación del FINET con personalidad jurídica y patrimonio propio. El fondo es administrado por el Fondo de Inversión Social para el Desarrollo Local de El Salvador.
Ley de creación del Consejo Nacional de Energía (CNE) y su reglamento	Decreto Legislativo 404 año 2007	Creación del CNE como una institución de derecho público, con personalidad jurídica y patrimonio propio, y con autonomía administrativa, presupuestaria y técnica para el ejercicio de sus atribuciones y deberes.
Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (LIFERGE) y su reglamento	Decreto Legislativo 462, año 2007	Promover la realización de inversiones en proyectos de uso de fuentes renovables de energía, mediante el aprovechamiento de recursos hidráulicos, geotérmicos, eólico y solar.
Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)	Acuerdo No. 2032-E-2008	Normar la operación del sistema de transmisión y la administración de las transacciones del mercado mayorista de energía eléctrica y con el mercado eléctrico regional
Ley Reguladora para el Otorgamiento de Concesiones de Proyectos de Generación Eléctrica en Pequeña Escala (LROCPGEPE)	Decreto Legislativo 460, año 2013	Establecer un mecanismo para el otorgamiento de concesiones a personas naturales o jurídicas que operen plantas generadoras de energía eléctrica de pequeña escala.
Ley de impuestos a la actividad económica de municipios.	Ley general tributaria municipal. Decreto Legislativo 86, año 1991	Establecer el marco normativo y los procedimientos legales para que los municipios ejerzan su potestad tributaria.

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de documentos de la Asamblea Legislativa de El Salvador (1948, 1991, 1996a, 1996b, 1998a, 1998b, 1998c, 2007a, 2007b, 2013) y Presidencia de la República de El Salvador (1997).

## A. Ley General de Electricidad (LGE) y sus reformas <sup>15</sup>

La LGE, emitida el 10 de octubre de 1996 mediante el Decreto Legislativo 843, es la ley que regula la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Sus objetivos son: a) el desarrollo de un mercado competitivo; b) el libre acceso de generadores a las instalaciones de transmisión y distribución; c) el uso racional y eficiente de los recursos; d) el fomento del acceso al suministro de energía eléctrica para la población, y e) la protección de los derechos de los usuarios y de todos los partícipes en el sector.

La LGE establece que la SIGET es responsable del cumplimiento de las disposiciones contenidas en dicha ley y la facultad para velar por la competencia, resolver conflictos y aplicar sanciones, así como para requerir información para el cumplimiento de sus tareas.

Además, decreta la inscripción en el registro de operadores del sector electricidad para la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y establece que una misma entidad puede desarrollar diferentes actividades, siempre y cuando cada una cuente con su propio sistema de contabilidad. En este punto, los interesados en implementar proyectos de autoabastecimiento y cogeneración de energía eléctrica deben acudir a la SIGET y presentar la documentación requerida para obtener la inscripción del proyecto en el registro. De acuerdo con la Unidad de Registro, la gestión del trámite tiene una duración de entre 15 y 18 días hábiles (CNE, 2014c).

En el capítulo II, sección III, sobre interconexión, la LGE determina que los transmisores y distribuidores deben permitir la interconexión de sus instalaciones, así como su uso para transporte de energía eléctrica, exceptuando el caso en que esto represente un peligro para el sistema, las instalaciones o las personas. Los interesados deben acudir a alguna de las distribuidoras de energía eléctrica en el país para solicitar un estudio de factibilidad de acceso a sus instalaciones, en el cual se describa la información relevante del proyecto, como su ubicación, la potencia a inyectar y el inicio de operación (véase el capítulo II sobre la estructura institucional del mercado eléctrico). El siguiente paso es solicitar la interconexión a sus instalaciones; para ello, el generador y el distribuidor acordarán los estudios a realizar para medir el impacto en la red que ocasionaría el nuevo proyecto. Se estima que el primer paso sea gestionado en 30 días hábiles, mientras que para el segundo no se establece una duración máxima en su conjunto; únicamente se menciona que el procedimiento será cancelado en los siguientes casos: a) si la solicitud presenta deficiencias y éstas no son corregidas y presentadas en un período de 15 días; b) si el distribuidor solicita información adicional y ésta no se presenta en un plazo máximo de 10 días; c) en caso de una resolución favorable de interconexión si el programa de ejecución de obras presenta deficiencias y éstas no son corregidas y presentadas en un plazo de 20 días; d) si no se suscribe el contrato de interconexión dentro de los 60 días posteriores a la aprobación del acceso al sistema de distribución, y e) si no se inician las obras de interconexión en el plazo concedido por el distribuidor (CNE, 2014c).

En el capítulo IV se establece lo relacionado a los contratos de transmisión y distribución y se indica que el método para determinar los cargos de estos últimos debe considerar los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de la red; y en el caso de la mediana y gran demanda, los cargos se calcularán con base en la potencia entregada por nivel de tensión. De este modo, a los industriales, usuarios conectados en media tensión, el cobro por distribución se realiza de acuerdo con su potencia, lo que representa un desincentivo para las distribuidoras que ven en los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración de energía eléctrica en empresas del sector una amenaza en el cobro por distribución y la pérdida del usuario más eficiente.

En cuanto a la adquisición de energía en procedimientos de libre competencia, la LGE obliga a las distribuidoras a suscribir contratos de largo plazo (CLP) por un porcentaje mínimo de 80% de la demanda de potencia máxima y su energía asociada. Hasta la fecha se han realizado cinco procesos de

<sup>15</sup> Decreto Legislativo 355 año 1998; Decreto Legislativo 1216 año 2003; Decreto Legislativo 1018 año 2006; Decreto Legislativo 528 año 2004. Creación de la Ley de Competencia (Derogación del Art. 3 literales b), d) y g); 105-bis y 106 inciso 2° de la Ley General de Electricidad; Decreto Legislativo 405 año 2007; Decreto Legislativo 732 año 2008.

libre concurrencia, en los que se han efectuado 31 CLP, por medio de los cuales se ha adjudicado una potencia de 1705.2 MW.

## **B. Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE) y sus reformas**<sup>16</sup>

El RGLE establece los procedimientos para el cumplimiento de la LGE. En su artículo 2 enuncia que la SIGET formulará acuerdos para el cumplimiento de las disposiciones de carácter general aplicables al sector eléctrico, dentro de las cuales se encuentran la propia LGE y su reglamento.

En lo que respecta a las concesiones, menciona que serán otorgadas a proyectos de generación de energía eléctrica, producto del aprovechamiento de recursos hidráulicos y geotérmicos.

En el tema del despacho de las unidades generadoras de energía eléctrica, establece que se hará de acuerdo con su costo variable de operación, y que a las centrales a base de fuente renovable de energía no convencional, como la solar, se les considerarán con costo variable igual a cero, es decir, se les adjudica el estatus de prioritarias.

Por otra parte, en cuanto a la capacidad firme, es decir, la potencia que con alta probabilidad una central generadora puede inyectar al sistema, el RLGE establece que la asignada a un generador de energía eléctrica a partir de energías renovables no convencionales (ERNC) dependerá de la aleatoriedad de su recurso primario, y el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) indica que esta será determinada por la energía generable en el año de menor disponibilidad del insumo primario. Así, el cálculo de la capacidad firme será el resultado de la potencia media generable en el período crítico por la tasa de disponibilidad. En el caso de los autoprodutores y cogeneradores, éstos deben demostrar que pueden inyectar al sistema los excedentes resultantes de la diferencia entre la capacidad instalada y su demanda; de esta manera, su capacidad firme es igual a la potencia máxima de los excedentes por la disponibilidad.<sup>17</sup>

En el capítulo V sobre la adquisición de energía por parte de las distribuidoras en procedimientos de libre concurrencia se establecen los procedimientos para la participación de las ERNC en el mercado mayorista mediante licitaciones para suscribir contratos de largo plazo no estandarizados sin potencia firme comprometida, por lo que el distribuidor contratará el suministro con base en potencia instalada o a instalar y la energía anual ofertada. Además, se establece que en las licitaciones se reservará un bloque para los autoprodutores que presenten excedentes, quienes tendrán las mismas condiciones de precios de la licitación. Por último, el RGLE decreta que para este tipo de licitaciones no se aplicará un cargo por capacidad, por lo que el precio que oferten los participantes deberá estar integrado por los costos eficientes y la rentabilidad esperada.

Los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración de energía eléctrica, con base en ERNC por parte de las empresas del sector industrial intensivas en su uso, son beneficiarios de las disposiciones anteriormente descritas, lo que significa una oportunidad para el desarrollo de este tipo de proyectos. No obstante, hasta la fecha no han sido considerados en las licitaciones que se han llevado a cabo, como se verá a continuación, y no existe un proyecto orientado a este tipo de autoprodutor en el corto plazo.

Bajo el mecanismo establecido en el RLGE se han realizado en el país dos licitaciones para proyectos nuevos de generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales, la primera por 15 MW de potencia y la segunda por 100 MW.

La licitación de 15 MW, ofertada en 2013, se destinó a pequeños proyectos fotovoltaicos, hidráulicos y biogás sin opción a participar en el mercado mayorista, dentro de los cuales se reservó un bloque de 1 MW para autoprodutores residenciales con tecnología fotovoltaica, que tuvieran una

<sup>16</sup> Decreto Ejecutivo 52, año 2000; Decreto Ejecutivo 7, año 2001; Decreto Ejecutivo 36, año 2003; Decreto Ejecutivo 46, año 2004; Decreto Ejecutivo 57, año 2006; Decreto Ejecutivo 100, año 2006; Decreto Ejecutivo 47, año 2007; Decreto Ejecutivo 11, año 2008; Decreto Ejecutivo 88, año 2010; Decreto Ejecutivo 160, año 2010; Decreto Ejecutivo 76, año 2011; Decreto Ejecutivo 80, año 2012.

<sup>17</sup> Véase el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (UT, 2011).

capacidad máxima de 5 kW (véase el cuadro 8). Como resultado, de acuerdo con el CNE (2014c), actualmente se están desarrollando 32 proyectos que en conjunto representan 12 MW.

**Cuadro 8**  
**El Salvador: Proceso de libre competencia para contratos de largo plazo de 15 MW de energías renovables no convencionales**

Potencia por tecnología	Máxima capacidad por proyecto	Precio promedio (\$/MWh)	Precio máximo (\$/MWh)	Precio mínimo (\$/MWh)	Precio techo (\$/MWh)	Duración del contrato
6 MW fotovoltaico	Menor o igual a 400 kW	181,79	249,88	125,00	335,14	15 años
4 MW pequeñas centrales hidroeléctricas	Menor o igual a 500 kW	161,75	162,00	161,50	372,51	15 años
4MW Biodigestores	Menor o igual a 1 MW	214,25	219,00	209,50	220,59	15 años
1MW autoprodutores residenciales con tecnología fotovoltaica	Menor o igual a 5 kW					

Fuente: Elaboración propia, sobre la base del CNE (2014b).

La segunda oferta de licitación se llevó a cabo en junio del año en curso para 100 MW de energías renovables no convencionales con participación en el mercado mayorista, de los cuales 60 MW correspondieron a proyectos de generación solar fotovoltaica y 40 MW a generación eólica. No obstante, las dos ofertas eólicas superaron el precio techo establecido (123,41 \$/MWh), por lo que fueron descalificadas. Lo anterior llevó a que la licitación fuera en su totalidad adjudicada a cuatro proyectos fotovoltaicos (véase el cuadro 9).

**Cuadro 9**  
**El Salvador: Proceso de libre competencia para contratos de largo plazo de 100 MW de energías renovables no convencionales**

Empresa	Precio (\$/MWh)	Potencia (MW)	Precio techo (\$/MWh)	Precio máximo (\$/MWh)	Precio mínimo (\$/MWh)
1	101,90	60	165,53	185,90	101,90
2	125,37	20	165,53	185,90	101,90
3	123,88	8	165,53	185,90	101,90
4	123,98	6	165,53	185,90	101,90

Fuente: Elaboración propia, sobre la base del CNE (2014b).

El CNE estima que con la adjudicación de estas licitaciones, en conjunto con la de 355 MW de gas natural, que iniciará su operación en 2018, la matriz energética del país se diversificará en el mediano plazo, de tal manera que para dicho año el 34% de la energía eléctrica será generada con base en gas natural, 26% por centrales hidroeléctricas, 20% por centrales geotérmicas, 15% con base en derivados del petróleo, 2% con tecnología fotovoltaica y 1% con eólica (véase de nuevo el gráfico 7).

## C. Ley de Medio Ambiente (LMA) y sus reformas,<sup>18</sup> su reglamento<sup>19</sup> y sus reformas<sup>20</sup>

La LMA, emitida en 1998 mediante el Decreto Legislativo No. 233-1998, establece las disposiciones orientadas a la protección, conservación y recuperación del medio ambiente y el uso sostenible de los recursos naturales.

En el caso de la generación de energía eléctrica, la LMA establece en su artículo 21 que la generación de electricidad con base en energía nuclear, térmica, geotérmica, hidráulica, eólica y maremotriz, así como las líneas de transmisión de energía eléctrica, son actividades que requieren de un estudio de impacto ambiental.<sup>21</sup> De ser aprobado el estudio de impacto ambiental,<sup>22</sup> el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN) emitirá un permiso ambiental de ubicación y construcción y, posteriormente, un permiso ambiental de funcionamiento durante su vida útil.

En el capítulo VI “Incentivos ambientales y desincentivos económicos” del Título III sobre instrumentos de la política del medio ambiente, se establece que el MANR, en conjunto con el Ministerio de Economía y el Ministerio de Hacienda, creará programas de incentivos y desincentivos ambientales, orientados a la reconversión de procesos y actividades contaminantes o que usen ineficientemente los recursos naturales. Para este fin, el Banco Multisectorial de Inversiones otorgará crédito a las micro, pequeñas y medianas empresas (mipymes). En esta línea, por medio de los programas de incentivos y desincentivos y el apoyo de la cooperación financiera y técnica nacional e internacional, el MARN estimulará a los empresarios a incorporar en su proceso productivo técnicas y tecnologías ambientalmente adecuadas.

En el Reglamento General de la LMA se establece que es competencia del MARN la categorización de las actividades, obras o proyectos de acuerdo con su importancia y con su potencial impacto en el medioambiente, con el fin de determinar la necesidad o no de elaborar un estudio de impacto ambiental. En el cuadro 10 se muestra la categorización.

Debido a que la clasificación realizada en el año 2000 era muy genérica (véase el cuadro 10) y no incluía explícitamente a los proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC), dentro de los cuales se encuentran los proyectos fotovoltaicos y de cogeneración a partir de la biomasa, en 2012 el MARN acordó modificar el acuerdo No. 39 sobre la categorización de actividades, obras y proyectos según la LMA,<sup>23</sup> incorporando tres nuevas: a) generación de calor o electricidad a partir del aprovechamiento de energía solar; b) generación de electricidad a partir del aprovechamiento del recurso hídrico, y c) generación de electricidad a partir del aprovechamiento del recurso geotérmico.

En el caso de la generación de electricidad a partir del aprovechamiento de energía solar, de especial interés para el presente estudio, las actividades, obras o proyectos que contemplen la instalación de paneles fotovoltaicos con capacidad de generación de hasta 100 kW se clasifican en el Grupo A y, por lo tanto, no requieren de la elaboración de un estudio de impacto ambiental, mientras que la categorización dentro del Grupo B se realiza de acuerdo con los ocho parámetros mostrados en el cuadro 11.

<sup>18</sup> Decreto Legislativo No. 1045, 12 de abril de 2012 y Decreto Legislativo No. 158, 11 de octubre de 2012.

<sup>19</sup> El Reglamento General, Decreto No. 17, 21 de marzo de 2000, es el instrumento ejecutorio de la LMA.

<sup>20</sup> Decreto Ejecutivo No. 17, 2 de marzo de 2007 y Decreto Ejecutivo No. 39, 28 de abril de 2009.

<sup>21</sup> En la LMA el Estudio de Impacto Ambiental se define como un “instrumento de diagnóstico, evaluación, planificación y control, constituido por un conjunto de actividades técnicas y científicas realizadas por un equipo multidisciplinario, destinadas a la identificación, predicción y control de los impactos ambientales, positivos y negativos, de una actividad, obra o proyecto, durante todo su ciclo vital, y sus alternativas, presentado en un informe técnico y realizado según los criterios establecidos legalmente” (Asamblea Legislativa de El Salvador, 1998b:7).

<sup>22</sup> El artículo 25 de la LMA establece que, previo a aprobación, los estudios de impacto ambiental se harán públicos con el propósito de permitir que las personas que se consideren afectadas expresen opiniones y realicen observaciones por escrito. Además, los estudios que determinen la posible afectación de la calidad de vida de la población o representen riesgos para la salud y bienestar humano y del medio ambiente tendrán que ser sujetos a una consulta pública en la población afectada. Finalmente, el MARN ponderará las opiniones vertidas en el proceso (Asamblea Legislativa de El Salvador, 1998b).

<sup>23</sup> Para mayor información, véase MARN (2012).

**Cuadro 10**  
**El Salvador: Categorización de actividad, obra o proyecto según el RLMA**

Grupos	Tipo	Documentación ambiental
Grupo A	Actividades, obras o proyectos con potencial impacto ambiental bajo	No deben presentar documentación ambiental al MARN
Grupo B	Actividad, obra o proyecto, con potencial impacto ambiental leve, moderado o alto	Deben presentar documentación ambiental al MARN para una evaluación inicial, de lo que se desprenden dos posibles escenarios (categorías 1 y 2, descritas a continuación)
	<u>Categoría 1.</u> Actividades, obras o proyectos con potencial impacto ambiental leve	Como resultado de la evaluación de la documentación ambiental, el MARN determina que no se requiere el estudio de impacto ambiental
	<u>Categoría 2.</u> Actividades, obras o proyectos con potencial impacto ambiental moderado o alto	Como resultado de la evaluación de la documentación ambiental, el MARN emite los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de la Presidencia de la República (2000b).

**Cuadro 11**  
**El Salvador: Categorización de actividad, obra o proyectos de generación de energía eléctrica con base en el aprovechamiento de la energía solar**

Categoría	Descripción		
Grupo A	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aprovechamiento térmico de la energía solar para intercambio de calor en edificaciones existentes</li> <li>- Instalación de paneles solares fotovoltaicos u otros dispositivos para captar la energía solar hasta 100 kW en edificaciones existentes</li> <li>- Instalación de paneles u otros dispositivos solares fotovoltaicos, con capacidades de hasta 100 kW en viviendas unifamiliares, condominios multifamiliares horizontales o en altura, centros comerciales, educativos y naves industriales u otras instalaciones ya existentes, ya sea para autoconsumo y/o conectado a la red.</li> </ul>		
	Criterio	Categoría 1	Categoría 2
	a) Área a utilizar	Hasta 5 Hectáreas (Ha).	Mayor de 5 Hectáreas (Ha).
Grupo B	b) Cobertura vegetal	Pastizales, cañales y otras áreas abiertas con cobertura vegetal arbustiva y/o arbórea, hasta 10 árboles/ha, con DAP igual o mayor de 20 cm	Cobertura vegetal arbórea, mayor de 10 árboles/ha con DAP igual o mayor de 20 cm
	c) Clase de generación	Fotovoltaica o termo solar	Fotovoltaica, termo solar, térmica concentrada
	d) Topografía	Pendiente promedio hasta del 15%	Pendiente promedio mayor del 15%.
	e) Localización	Fuera de áreas naturales protegidas, sus zonas de amortiguamiento y áreas de recarga acuífera	Dentro de áreas naturales protegidas, sus zonas de amortiguamiento, áreas de recarga acuífera y zona costero marina
	f) Capacidad de generación	De más de 100 kW hasta 5 MW	Mayor de 5 MW
	g) Generación de desechos	Si se conectan a la red, no hay generación de desechos. Si hay almacenamiento de energía, se utilizan acumuladores, requiriendo un manejo ambiental adecuado	
	h) Amenaza natural	Las amenazas naturales se han valorado con un Grado de Amenazas Moderado (A2)	Las amenazas se han valorado por un Grado Alto (A3) o Muy Alto (A4), por lo que es necesario un análisis detallado y presentar medidas de prevención, preparación y/o atención a la emergencia, en caso de producirse el evento esperado

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de MARN (2012:3-5).

Como se comentó anteriormente, dadas las características de las empresas de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva, los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración de energía eléctrica a implementarse pertenecerían al grupo B. Se estima que los proyectos de las empresas menos intensivas en el uso de la energía eléctrica, como las pertenecientes al eslabón de la confección, sean menores a

5 MW, por lo que se situarían en la categoría 1, mientras que las empresas de hilado y tejido pueden llevar a cabo proyectos mayores a 5 MW, con lo que estarían en la categoría 2, y por tanto se requeriría un estudio de impacto ambiental.

## D. Ley de Incentivos Fiscales para Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (LIFERGE) y su reglamento <sup>24</sup>

La LIFERGE fue creada en 2007 por el Decreto Legislativo No. 442 para promover inversiones en proyectos de generación de electricidad basados en el uso de fuentes renovables de energía. De esta manera, a partir del 28 de diciembre de 2007 los generadores de electricidad que realicen nuevas inversiones en nuevos proyectos para aprovechar recursos hidráulico, geotérmico, eólico, solar y biomasa gozan de los beneficios detallados en el cuadro 12.

**Cuadro 12**  
**El Salvador: Incentivos fiscales contenidos en la LIFERGE**

Proyectos	Beneficios	Plazo
Proyectos de generación de energía eléctrica con base en fuentes renovables con capacidad no mayor a 20 MW	Exención del pago de derechos arancelarios de importación. maquinaria, equipos, materiales e insumos utilizados en la etapa de preinversión e inversión de proyectos	Primeros 10 años
Proyectos de generación de energía eléctrica con base en fuentes renovables con capacidad de 10 MW a 20 MW	Exención del pago del impuesto sobre la renta a partir de la entrada en operación comercial del proyecto	5 años
Proyectos de generación de energía eléctrica con base en fuentes renovables con capacidad menor a 10MW	Exención del pago del impuesto sobre la renta a partir de la entrada en operación comercial del proyecto	10 años
Proyectos de generación de energía eléctrica con base en fuentes renovables	Exención del pago de impuestos sobre los ingresos derivados de la venta de las "Reducciones Certificadas de Emisiones" en mercados de carbono	
Proyectos de generación de energía eléctrica con base en fuentes renovables con capacidad mayor a 20 MW	Deducción del impuesto sobre la renta de gastos o costo para la investigación, exploración y preparación de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y de proyectos de reinyección total del recurso geotérmico	Máximo 10 años
Proyectos de generación de energía eléctrica con base en fuentes renovables	Deducción de créditos fiscales referidos en el artículo 65 de la Ley de Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y a la Prestación de Servicios, sobre labores de preinversión e inversión en la construcción de obras necesarias e integrantes del proceso de generación de energía eléctrica	

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Asamblea Legislativa de El Salvador (2007a).

Los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración de energía eléctrica, con base en fuentes renovables que implementen las empresas de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva, tendrían una capacidad menor a 10 MW debido a la características de su consumo y a que la generación de energía eléctrica sería una actividad secundaria con respecto a su proceso productivo. De esta manera, estarían exentos del pago de impuestos de importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos utilizados hasta la etapa de inversión del proyecto y del pago del impuesto sobre la renta a partir de su operación, ambos por 10 años. Además, se les condonaría el pago de los impuestos de los ingresos generados a partir de la venta de los certificados de reducción de emisiones y se les descontarían los créditos fiscales estipulados en el artículo 65 de la Ley de Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y a la Prestación de Servicios (véase el cuadro 12). Es importante resaltar que, aparte de la condonación de impuestos, los

<sup>24</sup> Decreto Ejecutivo No. 4. Publicación en el Diario Oficial del 6 de marzo de 2009. El reglamento desarrolla y facilita la aplicación de la LIFERGE.

incentivos descritos aumentan la posibilidad de que las instituciones financieras aprueben el financiamiento con alta relación deuda/capital para este tipo de proyectos.

Para ser beneficiario de los incentivos fiscales, el interesado debe presentar su solicitud a la SIGET, institución que deberá certificar el proyecto. Una vez que se haya obtenido la certificación, el generador debe solicitar a las Direcciones Generales de Impuestos Internos y Aduanas del Ministerio de Hacienda la calificación del proyecto que le autorice el goce de beneficios e incentivos fiscales. El Ministerio de Hacienda emitirá su resolución en un plazo máximo de 10 días hábiles. Por otra parte, en lo que respecta a las “Reducciones Certificadas de Emisiones”, la solicitud de exención de los impuestos generados por su venta deberá presentarse a la Dirección General de Impuestos Internos del Ministerio de Hacienda, mientras que la constancia sobre la cantidad expedida se deberá solicitar al Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN).<sup>25</sup>

## **E. Ley de impuestos a la actividad económica de municipios**

La Constitución de la República establece que los Municipios son autónomos en materia de impuestos en el ámbito de sus competencias. Para ello, los Concejos Municipales propondrán la tarifa impositiva y elaborarán un proyecto de ley que tendrá que ser sometido a la Asamblea Legislativa para su aprobación. Además, con el fin de fortalecer la autonomía municipal en materia de impuestos, en 1991 se emitió la Ley General Tributaria Municipal, que establece la normativa para que los Municipios puedan ejercer su potestad tributaria.

Con base en las dos normativas anteriores, los municipios establecen impuestos a las actividades económicas como la textil y la generación de electricidad que pueden representar una barrera para el desarrollo de proyectos de energías renovables, dentro de las que se encuentra la solar, a pesar de los incentivos fiscales para el fomento de este tipo de fuentes establecidos en la LIFERGE (véase el apartado anterior).

## **F. Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)<sup>26</sup> y sus modificaciones<sup>27</sup>**

El ROBCP, elaborado por la Unidad de Transacciones y aprobado por la SIGET en 2008, integra la normativa y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para las transacciones realizadas en el mercado mayorista de electricidad nacional y en el mercado eléctrico regional.

El ROBCP establece que un generador de energía eléctrica debe tener una capacidad mínima de 5 MW para participar en el mercado mayorista, y define a un autoprodutor como aquel que produce electricidad para consumo propio y eventualmente vende sus excedentes de energía y potencia, percibiendo una remuneración por la inyección de cada megawatt y su capacidad firme.

En lo que respecta al cálculo de la capacidad firme, es decir, la potencia que la central puede proveer al sistema con alta probabilidad, establece que para los generadores con base en energía no convencional, como la solar y la cogeneración, ésta depende de la aleatoriedad del recurso primario, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado. En cuanto a capacidad firme inicial, determina que la de los autoprodutores y cogeneradores debe ser calculada multiplicando la potencia

<sup>25</sup> Para una descripción detallada del procedimiento, véase el Reglamento de la LIFERGE (Presidencia de la República de El Salvador, 2000a).

<sup>26</sup> Acuerdo No. 232-E-2008.

<sup>27</sup> Acuerdos: No. 222-E-2009 del 31 de julio de 2009; No. 106-E-2010 del 24 de mayo de 2010; No. 141-E-2010 del 17 de junio de 2010; No. 156-E-2010 del 1 de julio de 2010; No. 167-E-2010 del 13 de julio de 2010; No. 274-E-2010 del 1 de octubre de 2010; No. 083-E-2011 del 3 de febrero de 2011; No. 170-E-2011 del 10 de marzo de 2011; No. 370-E-2011 del 29 de julio de 2011; No. 471-E-2011 del 29 de septiembre de 2011; No. 572-E-2011 del 31 de octubre de 2011; No. 734-E-2011 del 28 de diciembre de 2011; No. 446-E-2012-A del 18 de junio de 2012; No. 484-E-2012 del 5 de julio de 2012, y No. 494-E-2013 del 30 de abril de 2013.

máxima por la disponibilidad, mientras que la de generadores no convencionales se calcula como la potencia media generable en el período de menor generación multiplicada por la tasa de disponibilidad.

Como se ha comentado anteriormente, la restricción de la capacidad de 5 MW limita la participación de aquellos autoprodutores que no cumplen con dicho requisito, lo que representa un cuello de botella para el desarrollo de proyectos menores de autoabastecimiento y cogeneración.

## **G. Anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética (LEE) <sup>28</sup>**

El 31 de marzo del 2014, el Ministerio de Economía (MINEC) y el Consejo Nacional de Energía (CNE) presentaron a la Asamblea Legislativa el Anteproyecto de la LEE para su discusión. El propósito de la LEE es promover el uso eficiente de energía que permita un desarrollo económico sostenible del país, con las siguientes siete finalidades: a) establecer objetivos nacionales de ahorro y eficiencia energética (AEE); b) instituir mecanismos de cooperación y coordinación entre sectores para fomentar el AEE; c) regular el cumplimiento de los planes de AEE; d) garantizar que las instituciones públicas sean líderes en el impulso e implementación de políticas de AEE; e) eliminar las barreras culturales que representen un obstáculo para la eficiencia energética; f) incentivar la participación de inversores en nuevas tecnologías de AEE y la creación de empresas consultoras especialistas en estos temas, y g) estimular la participación del sistema financiero en proyectos de eficiencia energética.

El cumplimiento de los objetivos descritos requerirá de la creación de un plan nacional que establezca las acciones y metas para el uso eficiente de la energía en todas las actividades. Para ello, se podrán establecer instrumentos técnicos, jurídicos y económicos que incentiven las acciones de ahorro y eficiencia energética. En este sentido, la implantación de proyectos de eficiencia energética, como la cogeneración, serían candidatos a los beneficios que emanen de la aprobación de esta ley.

Los requisitos derivados de las normativas anteriores para los proyectos fotovoltaicos se muestran en la figura 5. Como se puede observar, en el ciclo de la implementación de este tipo de proyectos, desde la etapa de preinversión hasta el cierre de operaciones, 11 instituciones están involucradas en los 36 trámites que constituyen el ciclo completo: 22 corresponden a la etapa de preinversión, 7 a la etapa de inversión (construcción), 3 a la etapa de operación y 4 al cierre de operaciones.

Las reformas legislativas recientes en materia de generación de energía eléctrica, a partir del aprovechamiento de energías renovables no convencionales, han permitido eliminar algunas barreras que enfrentaban este tipo de proyectos, como el requisito de los Estudios de Impacto Ambiental. No obstante, persisten barreras importantes que desincentivan su implementación como las detalladas en el cuadro 13.

Estudios recientes (Cruz, 2014; Giménez y Perrone, 2011; Proyecto ARECA, 2011) que analizan el marco institucional y regulatorio del sector eléctrico del país aplicado a las fuentes renovables de energía, han categorizado las restricciones en: políticas, institucionales, legales, de mercado, regulatorias y operacionales; y con base en experiencias internacionales han clasificado las propuestas de reformas de acuerdo al impacto esperado y el tiempo que tomaría su aprobación. Algunas de las propuestas del marco regulatorio para la promoción de energías renovables realizadas en el marco de la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (Giménez y Perrone, 2011) ya fueron implementadas. Empero, el análisis reciente del marco institucional del sector energético (Cruz, 2014) enumera diversas barreras que aún se mantienen (véase el cuadro 13).

---

<sup>28</sup> Iniciativa de Ley Proyecto de Decreto Legislativo que comprende la Ley de Eficiencia Energética (Presidencia de la República, 2014).

**Figura 5**  
**El Salvador: Ciclo de un proyecto fotovoltaico**

Institución	Estudio de prefactibilidad			Estudio de factibilidad			Diseño final		
	Etapa de preinversión			Etapa de inversión (construcción)			Etapa de operación		
Distribuidora	Factibilidad de acceso	Solicitud de interconexión	Contrato de interconexión	Pruebas	Planos de construcción	Pruebas	Trámite de Desconexión	Termino Contrato	
Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL)	Factibilidad de acceso	Solicitud de interconexión	Acta compromiso						
Unidad de Transacciones (UT)		Solicitud de inscripción	Firmar contrato						
Alcaldía	Factibilidad de construcción		Permiso de construcción	Inscripción del inmueble					
Viceministerio de Vivienda y Desarrollo Urbano (VMVDU)	Factibilidad de construcción		Permiso de construcción	Recepción de obra					
Ministerio de Salud (MINSAL)		Autorización Inst. y Func. Star							
Secretaría de Cultura (SECULTURA)		Solicitud de inspección técnica							
Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados (ANANDA)		Facilidad AN y AP							
		Carta no afectación							
Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN)	Permiso ambiental de construcción			Libерación de la fianza de cumplimiento ambiental			Informe de operación anual y auditoría ambiental	Plan de Abandono	
Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)		Certificación para el incentivo fiscal							
Ministerio de Hacienda (MH)	Inscripción en el registro		Autorización de incentivo fiscal				Renovar la inscripción	Retirar registro de generador	
Sistema financiero			Solicitar financiamiento	Desembolso de crédito y supervisión			Seguimiento del crédito		

Fuente: CNE (2014c: Ciclo fotovoltaico).

**Cuadro 13**  
**El Salvador: Barreras y propuestas del marco institucional del sector energético en la generación de energía eléctrica con base en fuentes renovables**

Barreras	Propuestas
<b>Barreras políticas e institucionales</b>	
1. Debilidad del sector eléctrico para la aplicación de políticas	1. Preparar proyecto de ley para la transformación del CNE en un organismo de energía que sirva de enlace entre el sector energía y el Presidente de la República, donde las decisiones del sector de energía sean de obligatorio cumplimiento.
2. Necesidad de fortalecimiento del ente rector de la política (CNE)	2. Modificar la normativa interna del CNE para reforzar el área de energías renovables, incluyendo las no convencionales.
3. Alto involucramiento de la Asamblea Legislativa en el proceso de las alianzas público-privadas (APP).	3. Aclarar en la ley de las APP, o en su reglamento, que solamente el contrato de asociación pase por la Asamblea Legislativa para ser ratificado.
4. Asignación inadecuada de riesgos en las APP para los proyectos del sector eléctrico.	4. En el reglamento de la ley de APP establecer los lineamientos de los proyectos del sector eléctrico y la asignación de riesgos de los proyectos. Ratificar que la SIGET es el regulador del sector.
5. Posible duplicidad de reguladores en las APP del sector eléctrico.	
<b>Barreras legales</b>	
6. Falta de seguridad jurídica y reglas claras para los actores participantes en el sector	5. Incluir en las bases de licitación con participación de inversionistas privados que la modificación a las leyes o normativas no será retroactiva y se mantendrán las reglas acordadas para no producir incertidumbre al inversionista.
7. Falta de un marco legal y regulatorio adecuado que legisle y regule las ERNC	6. Revisar la LGE para modificar y aclarar las reglas del sector eléctrico, y conservarla como un marco general para el sector, incluyendo las energías renovables.
8. Fluctuación de los ingresos obtenidos por las ERNC	Las ERNC serán reguladas mediante la creación de una nueva ley específica que contenga todo lo referente a estas energías.
9. Incentivos fiscales para ERNC discriminantes e incompletos	7. Modificar la ley de incentivos fiscales para que los incentivos citados en ella cubran las tecnologías con capacidad de generación mayor a 20 MW
<b>Barreras de mercado</b>	
10. Elevados costos conexos para la participación en el sector	8. Incluir en la modificación del reglamento de operación del sistema (ROBCP) un capítulo aclarando los requerimientos para que las ERNC puedan participar en el mercado. Revisar el reforzamiento del sistema y de la red de distribución, así como el mecanismo de pago diferido a los generadores con el fin de facilitar la participación de las ER.
11. Falta de claridad en las exigencias a las ERNC para participar en subastas	9. Indicar claramente en las bases de licitación los requisitos legales necesarios para presentar las ofertas y los que se deben presentar una vez adjudicado el contrato.
<b>Barreras ambientales</b>	
12. Ambigüedades en los requisitos de los estudios ambientales a las ERNC	10. Modificar la categorización del Acuerdo No. 39 para incluir la tecnología eólica.
<b>Barreras regulatorias</b>	
13. Debilidad regulatoria sobre el control del sector eléctrico	11. Modificar la ley y normas internas de la SIGET para reforzar su capacidad regulatoria en el sector eléctrico y agregarle la regulación de hidrocarburos.
14. Debilidad del regulador en el tema de ERNC	12. Modificar la normativa interna de la SIGET para reforzar su capacidad técnica en ERNC y darle la responsabilidad del control y verificación de la operación del sistema en temas relacionados con las ERNC.
<b>Barreras operacionales y de despacho</b>	
15. Debilidad del regulador en el tema de las ERNC	8. (continuación). En la modificación del ROBCP, incluir las normas de operación y despacho aplicables a las ERNC.
16. Desconexión entre normativas regulatorias y operativas para la ERNC	Realizar por la UT, con el apoyo del CNE y la SIGET, estudios para definir la reserva rodante asociada a las ERNC y la manera en cómo serán remuneradas las unidades que estén disponibles en el sistema para suplir esa reserva.
17. Conflicto de interés al tomar decisiones operativas (como elaborar el ROBCP y realizar las auditorías sobre costos declarados)	13. Analizar la opción de reformar la LGE, y toda la normativa derivada que se vea afectada, para evitar la toma de decisiones que puedan perjudicar o disminuir la competencia del mercado.

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de Cruz (2014:87-89).

Nota: Las barreras y propuestas sombreadas corresponden específicamente a las energías renovables no convencionales (ERNC).

Además de las barreras sobre energías renovables no convencionales referidas en el estudio de Cruz (2014), sombreadas en el cuadro 13 anterior, en el caso específico de proyectos fotovoltaicos y cogeneración para autoabastecimiento e inyección a la red, se identificaron cuellos de botella relevantes a partir de una revisión de la legislación aplicable a este tipo de proyectos y de entrevistas realizadas a empresarios de la cadena fibras sintéticas-ropa deportiva, al CNE, a la SIGET y a una empresa distribuidora.

A continuación se presentan dos cuellos de botella identificados, así como propuestas de solución. Es importante resaltar que si las propuestas requirieran alguna modificación de las normativas, debe tomarse en cuenta que el tiempo de los procesos de formulación y aprobación están íntimamente ligados con la jerarquía y el estatus legal de la normativa, como se expuso al inicio de esta sección.

**Cuello de botella 1:** No existe un marco legal y regulatorio adecuado para la figura de autoprodutor del sector industrial que no participe en el mercado mayorista y desee inyectar a la red.

La implementación de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración de energía eléctrica, con base en fuentes renovables en las empresas de la cadena fibras sintéticas-ropa deportiva, convertiría a dichas empresas en autoprodutores, cuya generación de electricidad sería un proceso secundario a su proceso productivo. Dependiendo de las características de la empresa, la capacidad de dichos proyectos podría estar en un rango que va de 10 kW a 6 MW. Bajo este supuesto, la mayoría de las empresas no podrían participar en el mercado mayorista,<sup>29</sup> que tiene como requisito tener una capacidad mayor a 5 MW, por lo que de acuerdo con la legislación actual, podrían vender sus excedentes de energía a través de dos medios: a) el bloque de los procesos de libre competencia reservados para autoprodutores, y b) acuerdos bilaterales con las empresas distribuidoras.

El RGLE, en su artículo 86-B, a la letra dice: “En los procesos de licitación destinados a generación de fuente renovable, sin compromiso de capacidad firme, conectada a la red de una distribuidora, se reservará un bloque de demanda de energía y potencia asociada para ser adjudicado, luego de concluida la licitación del distribuidor, el cual será destinado a usuarios autoprodutores de fuente renovable en red de distribución, que tengan excedentes de energía con respecto a su propia demanda, y podrán acceder a iguales condiciones de precios a las surgidas de dicha licitación, que deberá ser tratado como un contrato adjudicado en licitación a los fines de su traslado a tarifa de los usuarios finales, de acuerdo con los requisitos técnicos y normativos establecidos en la Ley General de Electricidad, en el presente Reglamento, así como en los establecidos mediante acuerdos de la SIGET”.

**Cuello de botella 1.1:** Hasta la fecha, sólo la licitación de 15 MW, enfocada a pequeños proyectos de energía renovable, reservó un bloque de 1 MW para autoprodutores con tecnología fotovoltaica con capacidad máxima de 5 kW (véase el cuadro 8), por lo que claramente el bloque se dirige a autoprodutores residenciales. En el corto plazo no se tiene algún indicio de un bloque orientado a autoprodutores medianos con mayor capacidad, según las características de las empresas textiles.

De acuerdo con las “Normas sobre procesos de libre competencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable”,<sup>30</sup> un autoprodutor renovable (APR) es un usuario final que produce energía para su propio consumo a partir de unidades de generación de energía basada en una fuente renovable no convencional ubicada en sus instalaciones, y que eventualmente inyecta excedentes de energía a la red de distribución con la que se encuentra conectado, percibiendo una remuneración por cada kWh de inyección neta. Será usuario autoprodutor aquel que consume al menos el 70% de su producción de energía eléctrica. [...] Para los fines de su remuneración, en ningún caso la

<sup>29</sup> Sólo uno de los proyectos de paneles fotovoltaicos simulados en el estudio presenta una capacidad igual o mayor a 5 MW.

<sup>30</sup> Véase SIGET (2013b).

inyección neta de energía podrá exceder el treinta por ciento (30%) de la producción máxima estimada para una determinada unidad en el contrato de suministro respectivo.<sup>31</sup>

**Cuello de botella 1.2:** La existencia de un porcentaje mínimo de autoconsumo, y por lo tanto de un porcentaje máximo de venta, puede representar un límite a la rentabilidad de los sistemas.

Con respecto a los contratos bilaterales con las distribuidoras, el artículo 86-A del RGLE dice: “De acuerdo con lo establecido en el Art. 79, letra a) de la Ley General de Electricidad, las distribuidoras estarán obligadas a suscribir contratos de largo plazo a través de procesos de libre competencia, por no menos del ochenta por ciento de la demanda de potencia máxima y su energía asociada”.

**Cuello de botella 1.3:** La obligación por parte de las empresas distribuidoras de suscribir contratos de largo plazo mediante licitaciones por un porcentaje mínimo de 80% de la demanda máxima y su energía asociada, podría desincentivar la puesta en marcha de acuerdos bilaterales entre autoprodutores que no participan en el mercado mayorista y la empresa distribuidora, puesto que estas últimas prefieren acudir al mercado mayorista para cumplir con el porcentaje requerido. Como consecuencia, las opciones de venta de los autoprodutores industriales con capacidades menores a 5 MW se ven limitadas.

**Propuesta 1:** En el marco de la creación de una ley específica para las ERNC, se deben incluir las disposiciones específicas para los autoprodutores medianos y grandes que no participen en el mercado mayorista y deseen inyectar sus excedentes a la red, la cual regule su actividad y todos los aspectos relacionados con ella; como por ejemplo, la comercialización de sus excedentes, el cobro por distribución<sup>32</sup> y el sistema tarifario.<sup>33</sup> En caso de que la creación de una ley no sea factible en el corto plazo, se debe explorar la posibilidad de elaborar un reglamento que contenga dichas disposiciones.

En este tema, funcionarios de la SIGET comentaron que actualmente se está preparando un documento que integra todas las normativas referentes a los autoprodutores; no obstante, más allá de esta iniciativa, se necesita incluir la figura del autoprodutor mediano y grande que incentive la implementación de este tipo de proyectos en empresas del sector industrial como las textiles.

**Cuello de botella 2:** Fallas de información.

Los empresarios de la industria textil coinciden en la necesidad de conocer las opciones que establece la normativa sobre los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración de energía eléctrica. En este sentido, el CNE debe redoblar esfuerzos para la divulgación de los incentivos orientados a proyectos de energía renovable a fin de que la información llegue a todos los actores relevantes para su implementación, en este caso al sector privado, los que perciben un proceso complicado y trámites complejos. De esta manera, el desconocimiento de medidas representa una gran barrera al impulso de este tipo de proyectos.

**Propuesta 2:** Desarrollar una política pública para la promoción de la autoproducción de energía eléctrica que dé a conocer los incentivos con los que cuenta la normativa vigente para la implantación de proyectos de energía renovable y eficiencia energética. Aunado a lo anterior, se podría capacitar a diversos profesionales para realizar análisis de factibilidad de la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

<sup>31</sup> En el transcurso de la elaboración del presente estudio se reformó el artículo 4 sobre el bloque especial para usuarios autoprodutores renovables de las “Normas sobre procesos de libre competencia para contratos de largo plazo, respaldados con generación distribuida renovable”. La nueva normativa elimina el porcentaje mínimo de consumo de la producción de energía eléctrica y, por consiguiente, el porcentaje máximo de inyección neta de energía, determinando que serán definidos en las bases de cada licitación (SIGET, 2014b).

<sup>32</sup> Para Media Tensión, el cobro se realiza por potencia.

<sup>33</sup> Las empresas distribuidoras argumentan que debido a que el sistema tarifario es de costo promedio si el usuario industrial, que es el más eficiente al tener menos pérdidas de energía se retira o reduce su consumo de energía, ellos cubrirían el costo de los usuarios menos eficientes.

## **IV. Evaluación de la prefactibilidad de un proyecto de autoabastecimiento de energía eléctrica en empresas pertenecientes a la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva**

---

La implementación o no de un proyecto representa un reto para los tomadores de decisiones debido a la incertidumbre sobre las ventajas y desventajas de su puesta en marcha, lo que ha incentivado el desarrollo de diversas metodologías auxiliares en la toma de decisiones. En este sentido, en el presente apartado se presentan los resultados de los análisis de prefactibilidad de proyectos de autoabastecimiento de energía eléctrica en nueve empresas pertenecientes a la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva con el propósito de conocer su potencial de implementación.

El capítulo está dividido en cuatro secciones. En la primera se describe el proceso de implementación de un proyecto energético, mientras que en la segunda se describe la metodología. En la tercera sección se especifica el tipo de proyectos evaluados y, por último, en la cuarta se presentan los resultados.

### **A. Proceso de implementación de un proyecto energético**

Con el propósito de solventar la incertidumbre sobre las ventajas y desventajas de implementar un proyecto, se han desarrollado metodologías auxiliares en la toma de decisiones. En el caso de los proyectos energéticos, de acuerdo con el Ministerio de Recursos Naturales de Canadá (2005), el proceso de implementación está conformado por cuatro pasos que incorporan información fundamental para el cálculo de los costos y beneficios esperados (véase la figura 6).

El primer paso es el análisis de prefactibilidad, que, como su nombre lo indica, se trata de un examen inicial para determinar si el proyecto cumplirá con los requerimientos establecidos por los proponentes. En general, la información requerida en este paso se caracteriza por cálculos simples con datos fácilmente disponibles.

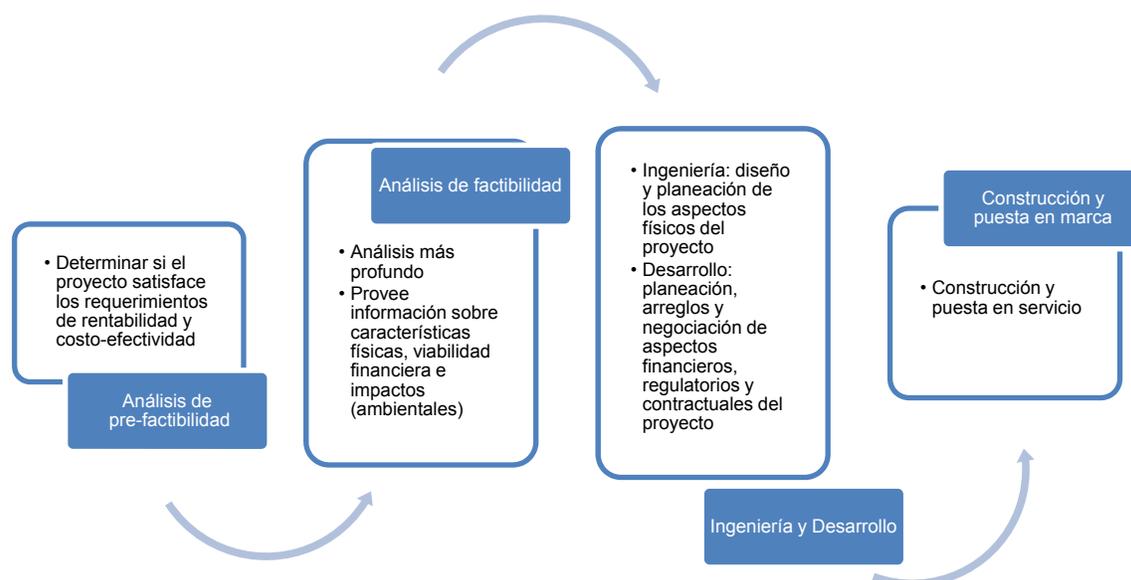
El segundo paso es el análisis de factibilidad, el cual se refiere a un análisis más profundo de la perspectiva del proyecto. El estudio de factibilidad brinda información sobre las características físicas, la viabilidad financiera y otros impactos del proyecto, como los ambientales y sociales. Este paso requiere datos más específicos de costo, equipos y precios para una simulación detallada.

La ingeniería y desarrollo, el tercer paso, parte de los resultados del estudio de factibilidad. La ingeniería comprende el diseño y planeación de los aspectos físicos del proyecto, mientras que el desarrollo incluye los aspectos no físicos, entre los que se encuentran aquellos relacionados con la negociación financiera y los aspectos regulatorios y contractuales.

Por último, el cuarto paso es la construcción y puesta en marcha del proyecto.

Es importante destacar que, en la medida en que el proceso de implementación de un proyecto transita de un paso a otro, la incertidumbre de los costos y beneficios disminuye, por lo que resulta de vital importancia que los análisis realizados sean lo más completos posibles para reflejar datos reales.

**Figura 6**  
**Proceso de implementación de un proyecto energético**



Fuente: Elaboración propia, sobre la base del Ministerio de Recursos Naturales (2005).

## B. Metodología

El análisis de prefactibilidad de la implementación de estrategias de autoabastecimiento de energía eléctrica se realizó con el *software* internacional “Análisis de Proyectos de Energía Limpia” (*RETSscreen*, por sus siglas en inglés), ya que permite la evaluación de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de diferentes tecnologías y a distintos niveles de desagregación (prefactibilidad o factibilidad), dependiendo de la cantidad y el detalle de información con la que se cuenta. Además, es un *software* de fácil acceso al público en general y cuenta con diversos estudios de caso de proyectos de energía a nivel mundial.<sup>34</sup>

Con el fin realizar un análisis financiero más completo, se utilizó un modelo de evaluación de la rentabilidad del capital propio después de impuestos, que incorpora los incentivos fiscales plasmados en la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (LIFERGE), en la que se establece la exención del impuesto sobre la renta (ISR) para

<sup>34</sup> Para mayor detalle consulte la página web <<http://www.retscreen.net/es/home.php>>.

proyectos de generación de energía eléctrica con base en fuentes renovables con capacidad menor a 10 MW (véase la sección sobre el marco regulatorio). Así, el modelo calcula la base gravable del ISR con las deducciones permitidas, como son la depreciación de activos fijos (5% anual para maquinaria y equipo) y el pago de intereses.

La información requerida para la modelación fue recopilada a partir de un cuestionario <sup>35</sup> enviado a las empresas, el cual fue llenado y posteriormente cotejado en entrevistas presenciales con cada uno de los representantes de las mismas.

## 1. La herramienta RETScreen <sup>36</sup>

El RETScreen es una herramienta informática basada en Excel, desarrollada por el Gobierno de Canadá en conjunto con expertos de la industria y académicos para determinar la viabilidad técnica y financiera de proyectos potenciales de energía renovable, eficiencia energética y cogeneración.

La herramienta evalúa la producción de energía, el ciclo de vida de los costos y las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) evitados por la implementación de proyectos de eficiencia energética y energía renovable. Para la modelación, el *software* incluye bases de datos de productos, costos y clima.

RETScreen realiza un comparación entre un “caso base” que se refiere a una tecnología convencional y un “caso propuesto” que contempla la introducción de una tecnología de energía limpia o la implementación de medidas de eficiencia energética. A partir de dicha comparación, la herramienta calcula el balance de costos y ahorros de la vida del proyecto, lo que auxilia a los tomadores de decisiones en determinar la viabilidad financiera de su implementación.

El análisis estándar de RETScreen se compone de cinco pasos: a) modelo de energía; b) análisis de costos; c) análisis de GEI; d) resumen financiero, y e) análisis de sensibilidad y riesgo, de los cuales el tercero y quinto son opcionales, dependiendo de la cantidad de información disponible. A continuación se describe de forma breve cada uno de ellos.

a) En el modelo de energía, el programa calcula la producción de energía o los ahorros energéticos a partir de la información proporcionada por el usuario referente a la localización geográfica del proyecto, el tipo de sistema utilizado en el caso base, el tipo de tecnología para el caso propuesto, las cargas (si aplica) y la fuente de energía renovable.

b) En el análisis de costos, el programa evalúa los costos incrementales del caso propuesto con respecto al caso base mediante alguno de los dos métodos posibles: i) la introducción directa del costo incremental, y ii) el registro de los costos iniciales, anuales y periódicos para el caso del sistema propuesto, así como los créditos por cualquier costo del caso base evitado en el caso propuesto.

En este módulo se puede optar por un análisis de prefactibilidad o factibilidad, dependiendo del tipo de información con la que se cuente.

c) En el análisis de GEI, el *software* determina la reducción anual de emisiones derivadas de la implementación del nuevo proyecto, contrastándola con la opción de continuar utilizando la tecnología del caso base. Derivado de lo anterior, este módulo permite identificar si un proyecto es candidato potencial para proyectos de reducción de emisiones.

d) En el resumen financiero, el *software* calcula indicadores financieros para evaluar la viabilidad del proyecto a partir de la especificación de diversos parámetros, como son los costos de energía evitados, los créditos de producción, los créditos de reducción de emisiones de GEI, los incentivos, la inflación, la tasa de descuento, la deuda y los impuestos relacionados con el proyecto.

<sup>35</sup> Para conocer la viabilidad de proyectos fotovoltaicos y de cogeneración, se envió el cuestionario básico para identificar las oportunidades de cogeneración en el sector industrial preparado por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía de México. Para mayores detalles, véase CONUEE (2010) y el anexo.

<sup>36</sup> Esta sección se basa en información del Ministerio de Recursos Naturales de Canadá sobre la herramienta RETScreen. Para mayores detalles, consultar: Ministerio de Recursos Naturales de Canadá (2014 y 2005).

e) El análisis de sensibilidad y riesgo permite determinar la manera en que la incertidumbre en la estimación de parámetros clave puede afectar la viabilidad financiera del proyecto.

El nivel de desagregación de la información recopilada a través de los cuestionarios y las visitas a las nueve empresas participantes en el estudio permitió realizar un análisis de prefactibilidad de tres pasos:<sup>37</sup> i) modelo de energía; ii) análisis de emisiones de GEI, y iii) análisis financiero. Lo anterior debido a que no se contó con un informe detallado de los costos involucrados en el estudio de factibilidad,<sup>38</sup> en el desarrollo,<sup>39</sup> en la ingeniería,<sup>40</sup> en el sistema eléctrico de potencia,<sup>41</sup> y en el balance del sistema de manejo de combustible,<sup>42</sup> necesarios para un análisis financiero con mayor precisión. En las siguientes secciones se presenta el tipo de proyectos evaluados y los resultados obtenidos.

### C. Estrategias de autoabastecimiento evaluadas

El autoabastecimiento se refiere a la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo a partir de cualquier fuente primaria de energía. La cogeneración, por su parte, se define como la producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica (vapor o calor) a partir de una misma fuente de energía primaria (combustible) (Fernández y otros, 2006).

En un contexto en el que las tarifas eléctricas de los últimos años se explican en gran medida por la volatilidad del precio del petróleo y sus derivados, aunado a la caída de los costos de la tecnología asociada al uso de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica, así como de los resultados de estudios del potencial de energías renovables en El Salvador (CNE, 2012 y Ayala y otros, 2005), se estima que la mejor opción para los proyectos de autoabastecimiento en empresas de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva son aquellos que aprovechan este tipo de energía para la generación de electricidad.

El estudio “Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador”, realizado en 2005 por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) y la Universidad Centroamérica (UCA), concluyó que en el país, principalmente en la región central del área metropolitana, la irradiación solar<sup>43</sup> es alta, con valores entre 4,20 KWh/m<sup>2</sup>/día y 5,40 KWh/m<sup>2</sup>/día (véase el mapa 1).

Debido al alto potencial de la energía solar fotovoltaica en El Salvador, en comparación con energías alternativas como la eólica, se propuso evaluar la estrategia de autoabastecimiento basada en la instalación de sistemas fotovoltaicos. Para esto, se utiliza información suministrada por nueve empresas pertenecientes a la cadena de valor fibras sintéticas-ropa deportiva.

Previendo la volatilidad de precios del petróleo y sus derivados, y por consiguiente su efecto en las tarifas eléctricas del país, se simularon escenarios con tres precios de la energía eléctrica: el promedio reportado por las empresas en el período que va del segundo semestre de 2013 al primer semestre de 2014; un precio base que refiere a una reducción del precio en 11% de acuerdo con lo anunciado por la SIGET en enero de 2015 y, por último, una reducción del 10% con relación al precio base (véase la sección de resultados).

<sup>37</sup> Es importante resaltar que un porcentaje de la información solicitada en los cuestionarios no fue proporcionada por las empresas por considerarla de alta confidencialidad.

<sup>38</sup> Por ejemplo: inspección del sitio, evaluación de recursos, estudio de impacto ambiental.

<sup>39</sup> Por ejemplo: negociaciones del contrato, permisos y autorizaciones, topografía, legal y contabilidad.

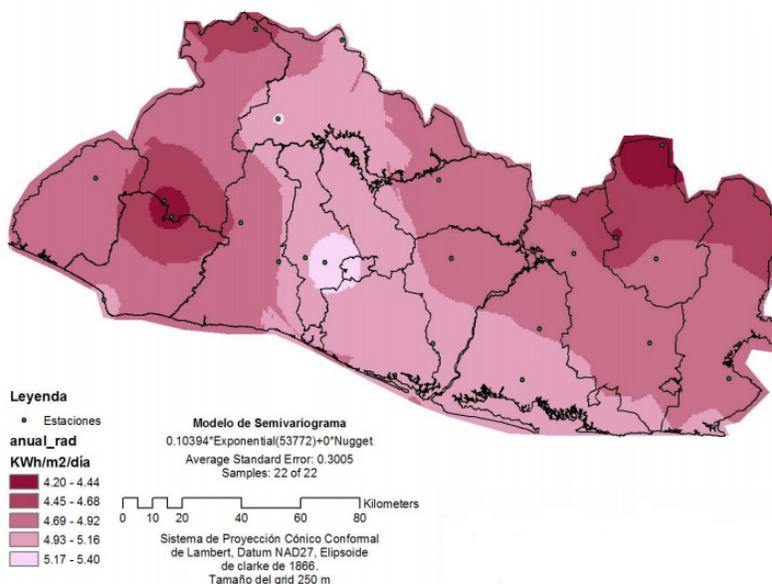
<sup>40</sup> Por ejemplo: el sitio y edificios, diseño mecánico, diseño eléctrico, diseño civil, licitaciones.

<sup>41</sup> Por ejemplo: la longitud de los caminos y accesos, y la longitud de la línea de transmisión.

<sup>42</sup> Por ejemplo: equipos de entrega, equipos de preparación, equipos de almacenamiento, equipos de distribución y transporte.

<sup>43</sup> La irradiación es la cantidad de energía proveniente del sol que se recibe en un punto determinado del planeta sobre una superficie de un metro cuadrado durante un período determinado (Figuerola, 2013).

**Mapa 1**  
**El Salvador: Mapa de radiación solar promedio anual**  
 (En KWh/m<sup>2</sup>/día)



Fuente: Ayala y otros (2005:50).

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

## 1. Sistemas fotovoltaicos

De manera simplificada, un sistema fotovoltaico está integrado por paneles fotovoltaicos, baterías, inversores, medidores de energía y la red eléctrica.

Un panel o módulo fotovoltaico está constituido por celdas solares interconectadas, conocidas también como fotoceldas, que convierten la radiación electromagnética en energía eléctrica. En el cuadro 14 se muestran las eficiencias del panel fotovoltaico de acuerdo con el tipo de celda.

**Cuadro 14**  
**Eficiencias de los módulos fotovoltaicos**

Tipo de celda	Construcción	Eficiencia de la celda (%)	Eficiencia del módulo (%)	Área requerida (m <sup>2</sup> /kWp)
Silicio monocristalino	Estructura uniforme cristalina-un solo cristal	24	14-20	~ 7
Silicio policristalino (policristalino)	Estructura multicristalina-visiblemente distintos cristales	18	13-15	~ 8
Diselenuro de Indio-Cobre (CIS)	Tecnología de película delgada, varios métodos de deposición	18	10-12	~ 10
Teluro de cadmio (CdTE y otros)	Tecnología de película delgada	17	9 -11	~ 11
Silicio amorfo	Átomos irregularmente acomodados. Tecnología de película delgada	11-12	5-7	~ 16

Fuente: Figueroa, 2013.

Las baterías permiten almacenar la energía eléctrica generada para usarla en el momento que se necesite. Su importancia radica en el cumplimiento de tres funciones que permiten el correcto desempeño del sistema en su conjunto: almacenar energía en periodos de abundante radiación solar y

bajo consumo de energía eléctrica, proveer energía almacenada en periodos de poca o nula radiación solar y garantizar el suministro estable de energía eléctrica (BUN-CA, 2002).

Los inversores transforman la corriente directa generada por los paneles fotovoltaicos ( $W_p$ ) en corriente alterna ( $W_{AC}$ ), que es la usualmente utilizada por los aparatos de uso final. Además, son los responsables de controlar el voltaje y la corriente para que el sistema opere a máxima potencia (CNE, s/f). Actualmente, la eficiencia de los inversores es superior a 90% (Figueroa, 2013).

## 2. Sistemas de cogeneración

Los sistemas de cogeneración son una alternativa más eficiente de conversión de energía primaria a energía útil que los sistemas convencionales puesto que aprovechan el calor de deshecho no utilizado y reducen las pérdidas innecesarias de energía, lo que representa un ahorro considerable.

Los procesos productivos que requieren energía eléctrica y térmica son candidatos ideales para la implementación de sistemas de cogeneración. Bajo este criterio, las empresas del sector industrial, en el que la electricidad y la energía térmica son insumos indispensables en su proceso productivo, son potencialmente beneficiarias.

Como se mencionó anteriormente, si bien el principal beneficio de la cogeneración es el incremento de la eficiencia de generación en comparación con la generación convencional debido a la recuperación térmica, existen beneficios adicionales que se derivan de este tipo de sistemas y que podrían contribuir a una mejora en la competitividad de la empresa, tales como: mayor disponibilidad y confiabilidad del suministro eléctrico; acceso a energía de mejor calidad; y reducción de la factura energética. Además, en el plano ambiental el país se vería beneficiado por la disminución de la emisión de gases efecto invernadero (CONUEE y otros, 2009).

Las opciones tecnológicas más empleadas para satisfacer demandas de calor y electricidad son: los motores de combustión interna, las turbinas de vapor y las turbinas de gas. El cuadro 15 muestra un análisis comparativo de las principales características de las tecnologías de cogeneración antes mencionadas.

**Cuadro 15**  
**Principales características de tecnologías de cogeneración seleccionadas**

	Motores de combustión interna	Turbina de vapor	Turbina de gas
Rango (MW eléctrico)	0,001-15	0,4-300	0,5-300
Eficiencia eléctrica (%)	25-45	10-45	25-40
Eficiencia global (%)	65-85	< 80	65-90
Combustibles	Gas natural, biomasa, combustibles líquidos, biogás, propano	Amplia variedad de combustibles pueden ser utilizados	Gas natural, combustibles líquidos, biogás, propano
Ventajas	Elevada eficiencia global, opera con gases a baja presión	Flexibilidad de combustibles, confiables, satisfacen una amplia variedad de requerimiento térmicos	Confiables, baja generación de emisiones, satisfacen una amplia variedad de requerimientos térmicos
Desventajas	Se limita a aplicaciones que requieren baja temperatura, elevados costos de mantenimiento	Baja relación electricidad/calor	Baja eficiencia en cargas parciales, operan con gas a alta presión

Fuente: Berglavaz y otros (2009:8).

## D. Resultados

Un primer indicador para conocer la importancia de la energía eléctrica en el proceso productivo de las empresas es la intensidad en su uso, cuyo índice muestra la relación entre el consumo de energía eléctrica y la producción de un bien determinado, es decir, los kWh necesarios para producir un bien específico.

En el cuadro 16 se muestra el promedio anual de los índices de intensidad de energía eléctrica de las empresas por eslabón productivo. Como se puede observar, no sólo existen diferencias entre las intensidades por eslabón, sino también al interior de cada uno debido a que el uso de energía eléctrica por empresa varía dependiendo de su proceso productivo y el porcentaje de maquinaria y mano de obra disponible.

**Cuadro 16**  
**El Salvador: Intensidad en el uso de energía eléctrica por eslabón productivo en las empresas participantes en el estudio, 2013**

Concepto	Hilado	Tejido	Confección
Intensidad en el uso de energía eléctrica	0,0012 kWh/libra	0,003 kWh/yarda 0,83-0,87 kWh/libra	0,31-0,99 kWh/unidad producida

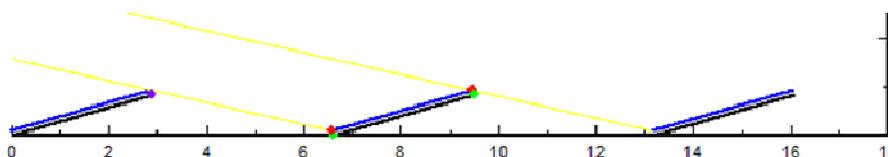
Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras de cuestionarios y entrevistas.

## 1. Proyectos de paneles fotovoltaicos

La modelación de proyectos de paneles fotovoltaicos para autoabastecimiento consideró la instalación de paneles fijos policristalinos de 260 Watts pico (Wp), modelo STP 260 – 24, fabricados por Suntech, por su calidad y confiabilidad. El criterio de elección del panel policristalino se basó en la relación costo-eficiencia del módulo, puesto que su precio con respecto al panel monocristalino es menor y su eficiencia es la segunda más alta (véase el cuadro 14). De acuerdo con el fabricante, este tipo de paneles tienen una eficiencia de 13,6% en condiciones de prueba estándar (STC)<sup>44</sup> y una tasa de declinación del 0,7%. El costo del sistema se determinó en 2.000 dólares por kWp instalado, con base en información de proveedores en El Salvador y un estudio de costos y parámetros técnicos para la prospección de proyectos de generación de electricidad realizado por la CEPAL en 2013 (Ventura y otros, 2014).

De acuerdo con un estudio realizado por el CNE (2014b), la optimización del rendimiento de los paneles solares en el país, es decir, cuando la captación de radiación es más eficiente, se logra orientándolos hacia el sur con un ángulo de inclinación de 15° (véase la figura 7) (CNE, 2013b).

**Figura 7**  
**El Salvador: Esquema de la orientación óptima de los sistemas fotovoltaicos**

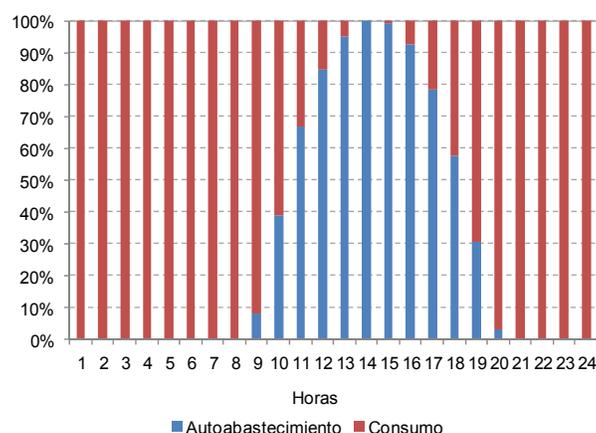


Fuente: Software Fotovoltaico PVSys.

Con las especificaciones técnicas del sistema fotovoltaico, los datos de irradiación solar de El Salvador, y suponiendo un consumo de energía eléctrica uniforme, se determinó el rango horario de generación de energía eléctrica del sistema. En el gráfico 9 se presentan los resultados obtenidos; como se puede observar, el sistema producirá energía eléctrica de las 8 horas a las 19 horas, teniendo la máxima generación a las 13 horas, en la cual cubriría el 100% del consumo.

<sup>44</sup> *Standard Test Conditions* (STC) se refiere a pruebas de laboratorio en condiciones de radiación de 1.000 W/m<sup>2</sup>, la incidencia de los rayos con un ángulo perpendicular al módulo, y bajo una temperatura de 25°C (Villalvazo y Fernández, 2014).

**Gráfico 9**  
**El Salvador: Porcentajes de abastecimiento y consumo de energía eléctrica**  
**en empresas seleccionadas, 2014**  
*(En porcentajes y horas del día)*



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de cifras del *software* fotovoltaico PVSys.

La información anterior permite determinar el porcentaje de abastecimiento de energía y los potenciales excedentes que podrían ser inyectados a la red. Los resultados muestran que es posible abastecer hasta el 31,5% del consumo actual de las empresas sin generar excedentes, mientras que si se supone que se permita una inyección del 30%, de acuerdo con la definición de autoprodutor renovable establecida en las “Normas sobre procesos de libre competencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable”<sup>45</sup> (véase el capítulo III sobre el marco legal y regulatorio), este porcentaje aumentaría a 45%. Para fines del presente estudio, la simulación se realizó suponiendo un autoabastecimiento de 70%, lo que permite una inyección del 55% de la energía generada.

Partiendo de los supuestos anteriores, se modelaron dos escenarios principales con dos casos específicos para cada uno. En el primer escenario se consideró un montaje en el techo que no necesitaba modificaciones significativas en su estructura, mientras que en el segundo escenario se supone que el montaje de los paneles en el techo requiere modificaciones que incrementa el costo en 20%. El caso 1 para cada escenario considera que la inversión es cubierta en su totalidad por recursos propios de la empresa, en tanto que para el caso 2 se supuso una relación de deuda de 70% a 12 años (mitad de vida del proyecto) con una tasa de 8%<sup>46</sup> y un aumento de la tarifa eléctrica de 0% para los primeros cinco años, de 1% para los años 6 a 10, y de 2% para el resto de la vida útil del proyecto.

Además, para cada uno de los casos se realizó un análisis de sensibilidad de rentabilidad del capital propio con respecto a tres precios iniciales de la energía eléctrica. El primer precio inicial (A) se refiere al promedio reportado por las empresas en el período que comprende del segundo semestre de 2013 al primer semestre de 2014. El precio B, o precio base, representa una disminución de la tarifa de energía eléctrica en 11% con relación al determinado en A, en correspondencia con los ajustes del pliego tarifario anunciado a inicios de 2015 por la SIGET. Por último, el precio C supone una disminución de 10% en la tarifa eléctrica sobre el precio base (B).

<sup>45</sup> En el transcurso de la elaboración del presente estudio se reformó el artículo 4 sobre el bloque especial para usuarios autoprodutores renovables de las “Normas sobre procesos de libre competencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable”. La nueva normativa elimina el porcentaje mínimo de consumo de la producción de energía eléctrica y, por consiguiente, el porcentaje máximo de inyección neta de energía, determinando que serán definidos en las bases de cada licitación (SIGET, 2014b).

<sup>46</sup> Tasa de interés promedio para préstamos mayores a un año, aplicable a empresas. Estadísticas del Banco Central de Reserva de El Salvador.

En los cuadros 17-A y 17-B se muestran los resultados financieros de la simulación después de impuestos.<sup>47</sup> Como se puede observar, la simulación del precio base de la energía eléctrica (precio B) para el escenario 1 (sin modificaciones en el techo) indica un valor promedio de la TIR de capital de 13,6 % si el proyecto se financia con recursos propios (caso 1) y de 18,4% si existe un apalancamiento del 70% (caso 2). El período de recuperación del capital es de 7,8 años para el primer caso y de 8,9 años para el segundo.

En lo que respecta al escenario 2 (modificaciones en el techo), si el proyecto se financia con recursos propios (caso1), la TIR del capital promedio es de 11,3%. Por otra parte, si el 70% del costo del proyecto se financia con deuda, la TIR promedio aumenta a 13,6%. En cuanto al período de recuperación, en el caso 1 es de 9,4 años, mientras que en el caso 2 de 11,9 años (véase el cuadro 17-B).

En resumen, bajo los supuestos realizados, la implementación de paneles fotovoltaicos para el autoabastecimiento de energía eléctrica es factible económicamente en el escenario 1 (sin modificaciones en el techo), tanto si la inversión es financiada con recursos propios, como si se utiliza deuda. Por otra parte, en el escenario 2 (con modificaciones en el techo), la rentabilidad es atractiva si la inversión se financia con un apalancamiento de 70%, pero disminuye si se cubre en su totalidad con recursos propios.

Como se puede observar en los resultados arrojados por la modelación, el supuesto del precio inicial de la energía eléctrica es fundamental para el cálculo de los indicadores financieros, ya que a menor precio previsible, la TIR es menor, y el período de recuperación del capital después de impuestos es mayor (véanse los cuadros 17-A y 17-B).

Los resultados del análisis de la implementación de los proyectos fotovoltaicos bajo la figura de autoprodutor de la industria textil indican que son prefactibles económicamente en el mediano plazo (7años-12 años). Esto abre una puerta para diseñar estrategias de fomento orientadas a este sector productivo para la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables, lo que beneficiaría a los empresarios a través de la reducción de la factura eléctrica, al contar con mayor disponibilidad del suministro eléctrico. Además, en el plano nacional, los proyectos contribuirían tanto a la disminución de la emisión de gases efecto invernadero como a la diversificación de las fuentes de energía.

## 2. Proyectos de cogeneración

De las nueve empresas participantes en el estudio, cinco reportan que usan vapor en su proceso productivo. De éstas, sólo dos brindaron información sobre la demanda térmica promedio. No obstante, la información proporcionada no permite hacer el análisis de prefactibilidad de la implementación de este tipo de estrategias debido a información indispensable omitida por considerarla de alta confidencialidad, como las especificaciones técnicas de las calderas usadas y la curvas de carga térmica y de electricidad.

La mayor parte de los empresarios entrevistados que utilizan vapor en su proceso productivo mencionaron que la cogeneración con base en derivados del petróleo no es una opción a considerar en el contexto actual, a causa de la volatilidad en el precio de dichos combustibles y de problemas logísticos que se han presentado en su suministro. Aunado a lo anterior, las calderas que actualmente están en las empresas aún operan de manera eficiente debido a un plan de mantenimiento adecuado y a que el tiempo de vida promedio de las mismas oscila alrededor de los diez años, por lo que en el corto plazo no está contemplado el cambio de tecnología.

En este tema, el mes de agosto de 2014 se dio a conocer que la empresa HanesBrands invertirá 24 millones de dólares en la construcción de una planta de cogeneración de energía eléctrica con base en

<sup>47</sup> Con los supuestos descritos para la simulación de proyectos fotovoltaicos, se determinó la capacidad nominal a instalar (kWp) y la generación neta inicial (MWh), lo que permitió conocer el número de paneles solares y el área del colector solar requeridos para cada proyecto. Con los datos anteriores se calcularon los costos iniciales de inversión, el factor de utilización y la reducción anual neta de emisiones de gases efecto invernadero. Es importante mencionar que esta información no se muestra en el cuadro de resultados debido a los términos de confidencialidad acordados con las empresas.

biomasa en El Salvador. La nueva planta cogeneradora con capacidad de 5 MW permitirá el autoabastecimiento del 60% de la demanda de energía eléctrica y vapor de las dos plantas de manufactura que tiene la empresa, la de calcetines y la de textiles. De acuerdo con el vicepresidente de operaciones, el proyecto, que se estima entre en operación en 2015, disminuirá el consumo de petróleo en 4 millones de galones, con lo que se evitará la emisión de 33.000 toneladas de gases efecto invernadero. La construcción requerirá una superficie de 900 manzanas para sembrar *King grass* para ser utilizado como biomasa (García, 2014).

En un mercado eléctrico como el salvadoreño, en el que se ha fomentado la participación de agentes privados en la generación y en el que en los últimos años ha aumentado significativamente el precio de la energía eléctrica, es importante que las industrias intensivas en energía, como la textil, valoren el potencial de instalar proyectos de autoabastecimiento y cogeneración. Los cálculos de la prefactibilidad económica sugieren que la instalación de paneles fotovoltaicos podría ser una opción viable para las empresas al presentar una TIR atractiva y un período de recuperación de la inversión de entre 7 años y 12 años. Además, el marco regulatorio es funcional para los autoprodutores con capacidad igual o mayor a 5 MW, mientras que si bien existen cuellos de botella para el caso de autoprodutores con menor capacidad, la política pública podría incidir sobre estas restricciones en el corto plazo.

**Cuadro 17-A**  
**El Salvador: Análisis de prefactibilidad de la implementación de proyectos fotovoltaicos, 2014**  
*(Escenario SIN modificaciones significativas en el techo)*

Sin modificaciones significativas en el techo									
Financiamiento propio									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
A. Precio de electricidad inicial, promedio 2013-2014 (dólares/MWh)	200	200	204	200	200	211	211	230	200
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	13,9	13,3	15,2	14,4	13,4	16,9	17,4	19,1	14,8
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	7,6	7,9	6,9	7,3	7,9	6,3	6,1	5,5	7,2
B. Precio de electricidad inicial ( base - 11% menor que A)	178,0	178,0	181,6	178,0	178,0	187,79	187,79	204,7	178,0
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	12,3	11,8	13,5	12,8	11,9	15,0	15,5	17,1	13,1
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	8,5	8,9	7,8	8,3	8,9	7,0	6,8	6,2	8,1
C. Precio de electricidad inicial (base menos 10%)	160,2	160,2	163,4	160,2	160,2	169,0	169,0	184,2	160,2
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	11	10,5	12,1	11,4	10,5	13,5	14	15,4	11,7
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	9,5	9,9	8,7	9,2	9,8	7,8	7,6	6,9	9
Relación de deuda (70%)									
A. Precio de electricidad inicial, promedio Julio 2013-Junio 2014 (dólares/MWh)	200	200	204	200	200	211	211	230	200
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	18,8	17,5	21,7	11,2	17,7	25,7	27,2	31,7	20,6
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	7,9	9,3	6,0	13,5	9,0	4,6	4,2	3,4	6,6
B. Precio de electricidad inicial ( base - 11% menor que A)	178,0	178,0	181,6	178,0	178,0	187,8	187,8	204,7	178,0
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	15,5	14,4	18,0	16,4	14,6	21,3	22,5	26,3	17,1
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	11,1	12,1	8,7	10,4	12,0	6,2	5,7	4,4	9,8
C. Precio de electricidad inicial (base menos 10%)	160,2	160,2	163,4	160,2	160,2	169,0	169,0	184,2	160,2
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	13,0	12,0	15,1	13,7	12,2	17,9	18,9	22,1	14,3
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	12,6	13,1	11,5	12,3	13,0	8,8	7,8	5,8	12,1

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de resultados de modelación del software RETScreen y un modelo de evaluación de la rentabilidad del capital propio después de impuestos.

**Cuadro 17-B**  
**El Salvador: análisis de prefactibilidad de la implementación de proyectos fotovoltaicos, 2014**  
*(Escenario CON modificaciones significativas en el techo)*

Con modificaciones significativas en el techo									
Financiamiento propio									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
A. Precio de electricidad inicial, promedio julio 2013-junio 2014 (dólares/MWh)	200	200	204	200	200	211	211	230	200
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	11,5	10,9	12,6	11,9	11	14,1	14,6	16	12,2
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	9,1	9,5	8,3	8,8	9,5	7,5	7,3	6,6	8,6
B. Precio de electricidad inicial (base - 11% menor que A)	178	178	181,56	178	178	187,79	187,79	204,7	178
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	10,1	9,6	11,1	10,5	9,6	12,5	12,9	14,3	10,8
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	10,2	10,5	9,4	9,9	10,5	8,4	8,2	7,4	9,7
C. Precio de electricidad inicial (base menos 10%)	160,2	160,2	163,40	160,2	160,2	169,01	169,01	184,23	160,2
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	8,9	8,4	9,9	9,3	8,5	11,1	11,5	12,8	9,5
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	11	11,4	10,3	10,8	11,4	9,4	9,1	8,2	10,6
Relación de deuda (70%)									
A. Precio de electricidad inicial, promedio julio 2013-junio 2014 (dólares/MWh)	200	200	204	200	200	211	211	230	200
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	13,9	12,9	16,1	14,7	13	19,1	20,2	23,6	15,3
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	12,3	12,7	10,6	11,8	12,6	7,6	6,9	5,2	11,3
B. Precio de electricidad inicial ( base - 11% menor que A)	178	178	181,56	178	178	187,79	187,79	204,7	178
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	11,3	10,4	13,2	12	10,6	15,8	16,7	19,5	12,5
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	12,6	13,9	12,5	13,1	13,8	10,9	10,2	7,3	12,8
C. Precio de electricidad inicial (base menos 10%)	160,2	160,2	163,40	160,2	160,2	169,01	169,01	184,23	160,2
TIR capital después de impuestos (porcentajes)	9,3	8,5	11	9,9	8,6	13,2	14	16,4	10,4
Periodo de recuperación de capital después de impuestos (años)	14,6	15,1	13,6	14,2	15,1	12,5	12,2	10,4	14

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de resultados de modelación del software RETScreen y un modelo de evaluación de la rentabilidad del capital propio después de impuestos.

## V. Conclusiones

---

La cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva es de gran relevancia económica para El Salvador en términos de producción, valor agregado y empleo. Entre sus ventajas comparativas se encuentran: la ubicación geográfica, los bajos salarios, la integración vertical de los eslabones de la cadena (paquete completo), el acceso preferencial a terceros países y la existencia de regímenes preferenciales que promueven el sector. No obstante, también confluyen aspectos que merman su competitividad, como: la falta de proveedores nacionales que cumplan con los estándares de calidad requeridos y el aumento de los últimos años del precio de la energía eléctrica, aunado a la falta de calidad de su suministro (Padilla y otros, 2008).

En el diagnóstico de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva, realizado por la CEPAL en 2013, se identificó como una de las principales restricciones sistémicas, es decir, presente a lo largo de la cadena, al precio de la energía eléctrica (Antunes y Monge, 2013). Los dos primeros eslabones de la cadena, hilado y tejido, son intensivos en capital, por lo que la factura de la energía eléctrica incide directamente en su estructura de costos. Por su parte, en el tercer eslabón, la confección, que es intensiva en mano de obra, el mayor porcentaje del costo de la factura eléctrica repercute por medio del precio del hilo y las telas.

Para enfrentar las restricciones relacionadas con el elevado peso de la energía en la estructura de costos de las empresas que componen la cadena, la CEPAL propuso como estrategia la implementación de proyectos de autoabastecimiento de energía eléctrica (Antunes y Monge, 2014). De esta manera, en el presente estudio se realizó un análisis de la prefactibilidad para la puesta en marcha de este tipo de proyectos en nueve empresas que integran los eslabones de hilado, tejido y confección de la cadena fibras sintéticas-ropa deportiva de El Salvador.

El análisis de prefactibilidad se abordó tanto desde la perspectiva económica como de la regulatoria. En lo que respecta al primer punto, se realizó la simulación de proyectos de generación de energía eléctrica con el *software* RETScreen, desarrollado por el Gobierno de Canadá, y un modelo de evaluación de la rentabilidad del capital propio después de impuestos. La información necesaria para la modelación fue recabada mediante un cuestionario completado por los representantes de las empresas y una visita posterior a cada empresa para su cotejo. En lo referente al marco regulatorio, se analizó la normativa vigente aplicable al sector eléctrico y a las energías renovables, y se realizaron entrevistas a la

institución rectora de la política energética (CNE), a la institución reguladora del sector eléctrico (SIGET) y a representantes del corporativo AES que agrupa a cuatro empresas distribuidoras.

La información proporcionada por las empresas permitió realizar una modelación de un proyecto de autoabastecimiento con la tecnología de paneles fotovoltaicos, mientras que la información necesaria para modelar un proyecto de cogeneración en empresas con demanda térmica no fue proporcionada por las empresas por considerarla de alta confidencialidad. De esta manera, se simuló un proyecto de paneles fotovoltaicos con la capacidad necesaria para autoabastecer el 70% del consumo actual de cada empresa, de acuerdo con el porcentaje especificado para autoprodutores renovables en las *“Normas sobre procesos de libre competencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable”*. Para la modelación del sistema se consideraron paneles fijos policristalinos de 260 Wp. De acuerdo con un estudio realizado por la CEPAL e información de proveedores en El Salvador, el costo del sistema se determinó en 2.000 dólares por kW instalado y el tiempo de vida del proyecto en 25 años.

Con los supuestos anteriores se modelaron dos escenarios principales, que a su vez contienen dos casos específicos. Así, el primer escenario consideró que el montaje de los paneles en el techo no requería de modificaciones significativas, mientras que el segundo escenario contempló la necesidad de modificaciones en el techo para la instalación del sistema, lo que supuso un costo adicional de 20%. En el caso 1 se consideró que la inversión total se cubriría con recursos propios, mientras que en el caso 2 se supuso una relación de deuda del 70% a 12 años, con una tasa de 8% y un aumento de la tarifa eléctrica de 0% para los años 2 a 5, de 1% para los años 6 a 10, y de 2% para el resto de la vida útil del proyecto.

Además, para cada uno de los casos se realizó un análisis de sensibilidad de rentabilidad del capital propio con respecto a tres precios iniciales de la energía eléctrica. El primer precio inicial (A) se refiere al promedio reportado por las empresas de julio de 2013 a junio de 2014. El precio B, o precio base, representa una disminución de la tarifa de energía eléctrica en 11% con respecto al establecido en A, en correspondencia con los ajustes del pliego tarifario anunciado por la SIGET en enero de 2015. Por último, el precio inicial D supone una reducción de 10% en la tarifa eléctrica base.

Los resultados de la simulación del precio base de la energía eléctrica (precio B) para el escenario 1 (sin modificaciones en el techo) muestran un valor promedio de la TIR de capital de 13,6% si el proyecto se financia con recursos propios (caso 1) y de 18,4% si existe un apalancamiento del 70% (caso 2). Por otro parte, en lo que respecta al escenario 2 (modificaciones en el techo), si el proyecto se financia con recursos propios (caso 1), la TIR del capital promedio es de 11,3%, mientras que si el 70% del costo del proyecto se financia con deuda, la TIR de capital aumenta a 13,6%.

Bajo los supuestos realizados, la implementación de paneles fotovoltaicos para el autoabastecimiento de energía eléctrica es factible económicamente en el escenario 1 (sin modificaciones en el techo), tanto si la inversión es financiada con recursos propios, como si se utiliza deuda. Por otra parte, en el escenario 2 (con modificaciones en el techo), la rentabilidad es atractiva si la inversión se financia con un apalancamiento de 70%, pero disminuye si se cubre en su totalidad con recursos propios.

En resumen, la sensibilidad de la rentabilidad del capital propio con respecto a los precios de la energía eléctrica muestra que a menor precio, la TIR disminuye y el período de recuperación de capital aumenta (véanse de nuevo los cuadros 17-A y 17-B).

En lo que respecta al marco legal y regulatorio, en los últimos años el Gobierno de El Salvador ha creado instrumentos y ha facilitado los procesos existentes para el fomento a los proyectos de generación de energía eléctrica con base en energía renovable. Ejemplos de lo anterior son la Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad, emitida en 2007, y la nueva categorización de los proyectos que requieren estudios de impacto ambiental en el marco de la Ley de medio ambiente, realizada en 2012.

No obstante, a pesar de los esfuerzos prevalecen barreras en el marco institucional que dificultan la implementación de proyectos con base en energías renovables no convencionales (ERNC). En el caso específico de los proyectos fotovoltaicos y cogeneración para autoabastecimiento e inyección a la red, se identificaron los siguientes cuellos de botella:

**Cuello de botella 1:** No existe un marco legal y regulatorio adecuado para la figura de autoproducer del sector industrial que no participe en el mercado mayorista y desee inyectar a la red.

De acuerdo con la legislación actual, los autoproducer con capacidad menor a 5 MW tienen dos opciones para vender sus excedentes de energía: a) el bloque de los procesos de libre concurrencia reservados para autoproducer, y b) acuerdos bilaterales con las empresas distribuidoras.

**Cuello de botella 1.1:** El RLGE establece que en las licitaciones destinadas a energía renovable se reservará un bloque para autoproducer. Hasta la fecha sólo la licitación de 15 MW enfocada a pequeños proyectos de energía renovable reservó un bloque de 1 MW para autoproducer con tecnología fotovoltaica con capacidad máxima de 5 kW, por lo que claramente el bloque se dirige al sector residencial. En el corto plazo no se tiene algún indicio de un bloque orientado a autoproducer medianos con mayor capacidad de acuerdo con las características de las empresas textiles.

**Cuello de botella 1.2:** Las normas sobre procesos de libre concurrencia para contratos de largo plazo, respaldados con generación distribuida renovable, mencionan que un autoproducer debe consumir al menos 70% de su producción de energía eléctrica. La existencia de un porcentaje mínimo de autoconsumo, y por lo tanto, de un porcentaje máximo de venta de 30%, puede representar un límite a la rentabilidad de los sistemas, ya que en términos generales se puede decir que a mayor capacidad instalada, mayor rentabilidad.<sup>48</sup>

**Cuello de botella 1.3:** De acuerdo con el RLGE, las empresas distribuidoras deben suscribir contratos de largo plazo por un porcentaje mínimo de 80% de la demanda máxima y su energía asociada. Esta obligación podría desincentivar la puesta en marcha de acuerdos bilaterales entre autoproducer que no participan en el mercado mayorista y la empresa distribuidora, pues estas últimas prefieren acudir al mercado mayorista para cumplir con el porcentaje requerido.

**Cuello de botella 2:** El CNE debe redoblar esfuerzos para la divulgación de los incentivos orientados a los proyectos de energía renovable a fin de que la información llegue a todos los actores relevantes para su implementación, en este caso, al sector privado, quienes perciben un proceso complicado y trámites complejos. De esta manera, el desconocimiento de medidas representa una gran barrera al impulso de este tipo de proyectos.

En resumen, el análisis integral desde la perspectiva económica y legal concluye que la implementación de proyectos fotovoltaicos para generación de energía es factible en todas las empresas participantes en el estudio. No obstante, no existe una legislación adecuada para los autoproducer industriales que lleven a cabo proyectos con capacidad menor a 5 MW y quieran inyectar a la red sus excedentes de energía eléctrica. En este sentido, para solventar este hueco en la legislación actual, se propone la creación de una ley específica para las energías renovables no convencionales, que incluya las disposiciones para los autoproducer medianos y grandes que no participen en el mercado mayorista y deseen inyectar sus excedentes a la red, como la comercialización de sus excedentes, el cobro por distribución y el sistema tarifario.

En este tema, funcionarios de la SIGET comentaron que actualmente se está preparando un documento que integra todas las normativas referentes a los autoproducer, no obstante, más allá de esta iniciativa se necesita incluir en la normativa la figura del autoproducer mediano y grande que incentive la implementación de este tipo de proyectos en empresas del sector industrial como las textiles. La creación de una ley que regule todo lo relacionado con la figura del autoproducer industrial interesado en vender sus excedentes de energía, requerirá de un análisis integral sustentado en estudios técnicos y económicos para determinar las mejores disposiciones a incluir, en el cual estén involucrados las instituciones y empresas participen en el mercado eléctrico y los empresarios interesados en convertirse en autoproducer.

<sup>48</sup> En el transcurso de la elaboración del presente estudio se reformó el artículo 4 sobre el bloque especial para usuarios autoproducer renovables de las "Normas sobre procesos de libre concurrencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable". La nueva normativa elimina el porcentaje mínimo de consumo de la producción de energía eléctrica y, por consiguiente, el porcentaje máximo de inyección neta de energía, determinando que serán definidos en las bases de cada licitación (SIGET, 2014b).

En cuanto al cuello de botella 2, se propone desarrollar una política pública para la promoción de la autoproducción de energía eléctrica, que dé a conocer los incentivos con los que cuenta la normativa vigente para la implementación de proyectos de energía renovable y eficiencia energética. Aunado a lo anterior, se podría capacitar a diversos profesionales para realizar análisis de factibilidad de la ejecución de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

## Bibliografía

---

- Antunes, Bruno y Claudia Monge (2014), “Estrategias para la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva en El Salvador”, en Padilla Pérez, Ramón (ed.), *Fortalecimiento de las cadenas de valor como instrumento de política industrial*, Libro de CEPAL N° 123 (LC/G.2606-P. Santiago de Chile.
- \_\_\_\_\_(2013), “Diagnóstico de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva en El Salvador”, CEPAL-GIZ, México, D. F, octubre.
- ANEP (Asociación Nacional de la Empresa Privada) (2013), *Mejorando empresas, transformando vidas*, XIII Encuentro Nacional de la Empresa Privada, ENADE 2013, San salvador.
- Asamblea Legislativa de la República de El Salvador (2013), *Ley Reguladora para el Otorgamiento de Concesiones de Proyectos de Generación Eléctrica en Pequeña Escala*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/ley-reguladora-para-el-otorgamiento-de-concesiones-de-proyectos-de-generacion-electrica-en-pequena-escala>>.
- \_\_\_\_\_(2010), *Derógase la Ley de Reactivación de las Exportaciones*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: septiembre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/derogase-la-ley-de-reactivacion-de-las-exportaciones>>.
- \_\_\_\_\_(2007a), *Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/ley-de-incentivos-fiscales-para-el-fomento-de-la-energia-renovable-en-la-generacion-de-electricidad>>.
- \_\_\_\_\_(2007b), *Ley de creación del Consejo Nacional de Energía*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/ley-de-creacion-del-consejo-nacional-de-energia?palabrasInteres=consejo%20nacional%20de%20energ%C3%ADA&tipoDocumento=1Ley>>.
- \_\_\_\_\_(1998a), *Ley del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/ley-del-fondo-de-inversion-en-electricidad-y-telefoniafinet?palabrasInteres=finet&tipoDocumento=1Ley>>.

- \_\_\_\_ (1998b), *Ley del Medio Ambiente*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/ley-del-medio-ambiente>>.
- \_\_\_\_ (1998c), *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*, Centro de Documentación Judicial, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: noviembre de 2014] <<http://www.enteoperador.org/>>.
- \_\_\_\_ (1997), *Ley del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/ley-de-creacion-de-la-superintendencia-general-de-electricidad-y-telecomunicaciones-siget>>.
- \_\_\_\_ (1996a), *Ley de creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/ley-de-creacion-de-la-superintendencia-general-de-electricidad-y-telecomunicaciones-siget>>.
- \_\_\_\_ (1996b), *Ley General de Electricidad*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: septiembre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/ley-general-de-electricidad>>.
- \_\_\_\_ (1991), *Ley General de Tributación Municipal*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: diciembre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/ley-general-tributaria-municipal>>.
- \_\_\_\_ (1948), *Ley de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del río Lempa*, Centro de Documentación Legislativa, República de El Salvador en la América Central [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.asamblea.gob.sv/eparlamento/indice-legislativo/buscador-de-documentos-legislativos/ley-de-la-comision-ejecutiva-hidroelectrica-del-rio-lempa-cel>>.
- Ayala, Mauricio, Ismael Sánchez, Arturo Escalante y Willian Marroquín (2005), *Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador*, MARN, UCA, STET/MARN, PNUMA, GEF, San Salvador, octubre.
- BCIE (Banco Centroamericano de Integración Económica) (2011), *Análisis Comparativo del Marco Regulatorio, Incentivos y Sistema Tarifario de Precios Existentes para la compra/generación de Electricidad de plantas de Energía Renovable en Centroamérica y Panamá: El Salvador*, Proyecto ARECA, BCIE/PNUD/GEF.
- \_\_\_\_ y otros (2009), *Análisis del mercado salvadoreño de energía renovable*, Proyecto ARECA, BCIE/PNUD/GEF.
- BCR (Banco Central de Reserva de El Salvador) (2014), *Base de Datos Económica-Financiera* [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.bcr.gob.sv/bcrsite/?cat=1000&lang=es>>.
- Berglavaz, Marcelo, Marcelo Castelli, Marín Garmendía, Juan Pablo Fossati, Niels Thomsen (2009), *Desarrollo de un Estudio del Potencial de Cogeneración en Uruguay. Resumen*, Centro de producción Más Limpia/Universidad de Montevideo/CITEM, Eficiencia Energética Uruguay Eficiente, MIEMDNE.
- BUN-CA (Biomass Users Network, Oficina Regional para Centroamérica) (2002), “Guía para Desarrolladores de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica utilizando Recursos Renovables en El Salvador”, PNUD/GEF.
- Calderón, Víctor (2003), “El mercado de electricidad en El Salvador”, SIGET, Santiago de Chile, septiembre [en línea] [consultado: septiembre 2014] <[www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/8/.../electricidad\\_el\\_salvador.ppt](http://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/8/.../electricidad_el_salvador.ppt)>.
- CAMTEX (Cámara de la Industria Textil) (2014a), “Confección y Zonas Francas de El Salvador”, “Invirtiendo en El Salvador. Marco Legal” [en línea] [consultado: septiembre de 2014], <[http://www.camtex.com.sv/index.php?option=com\\_content&view=article&id=100&Itemid=92](http://www.camtex.com.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=100&Itemid=92)>.
- \_\_\_\_ (2014b), *Informe del Sector 2013* [en línea] [consultado: septiembre de 2014], <<http://camtex.com.sv/attachments/article/106/Informe%20del%20Sector%202013.pdf>>.
- \_\_\_\_ (2014c), *Perfil del sector textil, confección y zonas francas* [en línea] [consultado: septiembre de 2014] <<http://camtex.com.sv/attachments/article/106/Perfil%20Sector%202014.pdf>>.

- \_\_\_\_\_ (2014d), “Textil y confección: Avanza en el aprovechamiento de CAFTA”, San Salvador, junio [en línea] [consultado: septiembre de 2014], <[https://prezi.com/s6unh-bw61de/textil-y-confeccion/?utm\\_campaign=share&utm\\_medium=copy](https://prezi.com/s6unh-bw61de/textil-y-confeccion/?utm_campaign=share&utm_medium=copy)>.
- CentralAmericaData (2009), “El Salvador: Empresarios critican retiro de subsidio eléctrico”, 25 de marzo [en línea] [consultado: enero de 2015], <[http://www.centralamericadata.com/es/article/home/Empresarios\\_salvadorenos\\_critican\\_retiro\\_de\\_subsidio\\_electrico](http://www.centralamericadata.com/es/article/home/Empresarios_salvadorenos_critican_retiro_de_subsidio_electrico)>.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2014a), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2013*, México, diciembre.
- \_\_\_\_\_ (2014b), *Centroamérica: Estadísticas de producción del subsector eléctrico, 2013*, México, junio.
- \_\_\_\_\_ (2014c), *Estudio Económico de América Latina y el Caribe, 2014. El Salvador*, Naciones Unidas, Santiago de Chile.
- \_\_\_\_\_ (2013), *Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe, 2013*, Naciones Unidas, Santiago de Chile.
- \_\_\_\_\_ (2012), *Centroamérica: impactos de los choques petroleros y eficiencia de los mercados de hidrocarburos*, México, diciembre.
- \_\_\_\_\_ (2003), *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para las Políticas Energéticas (Segunda versión)*, CEPAL/OLADE/GIZ, Santiago de Chile.
- \_\_\_\_\_ (2000), *Istmo centroamericano: Estadísticas del subsector eléctrico. (Datos actualizados a 1999)*, México, agosto.
- CNE (Consejo Nacional de Energía) (2014a), “Descripción del sector eléctrico”, San Salvador.
- \_\_\_\_\_ (2014b), “Matriz Energética y su vínculo con el consumo sustentable”, San Salvador.
- \_\_\_\_\_ (2014c), “Portal para proyectos con Energías Renovables” [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://energiasrenovables.cne.gob.sv>>.
- \_\_\_\_\_ (2013a), “Mercado Eléctrico de El Salvador”, San Salvador, noviembre.
- \_\_\_\_\_ (2013b), “Instalación de sistemas solares sobre techos”, CNE/GIZ/BMZ, San Salvador, enero [en línea] [consultado: septiembre de 2014] <<http://energiasrenovables.cne.gob.sv/downloads/ManualdeInstalacindesistemassolaresobretecho.pdf>>.
- \_\_\_\_\_ (2012), “Resumen del documento Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Renovable en El Salvador”, CNE/JICA, San Salvador, mayo.
- \_\_\_\_\_ (2010), “Política Energética Nacional 2010-2024”, San Salvador.
- \_\_\_\_\_ (s/f), “Fomentando el uso de fuentes renovables de energía en El Salvador. Caso de estudio: Proyecto fotovoltaico en techo conectado a la red”, CNE/GIZ, San Salvador.
- CONUEE (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía) (2010), *Oportunidades de cogeneración eficiente* [en línea] [consultado: septiembre de 2014] <[http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7369/8/cogeneracion\\_eficiente.pdf](http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7369/8/cogeneracion_eficiente.pdf)>.
- CONUEE/CRE (Comisión Reguladora de Energía)/GTZ (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit) (2009), *Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México*, México, diciembre.
- Cruz, German A. (2014), *Diagnóstico del Marco Institucional del sector energético de El Salvador*, Tercer producto de la consultoría “Situación del Sector Eléctrico de El Salvador y visión de la nueva reforma”, v. 1, República de El Salvador, Unidad Administradora para la formulación de la propuesta del segundo convenio con la MCC/FOMILENIO II.
- Fernández, Manuel F., Liborio Huante y César A. Romo (2006), “Sistemas de Cogeneración”, en *Procesos Térmicos*, Boletín IIE (30-2), IIE, abril-junio, págs. 67-72.
- Figueroa, Luis Francisco (2013), “Panorama de las Energías Renovables en México y el mundo con énfasis en la Energía Solar Fotovoltaica”, Curso de capacitación para la CEPAL, México, diciembre.
- FISDL (Fondo de Inversión Social para el Desarrollo Local) (2014), *Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía* [en línea] [consultado: junio de 2014] <<http://www.fisdl.gob.sv/temas-543/oferta-programatica/sistema-de-proteccion-social-universal/fondo-de-inversion-nacional-en-electricidad-y-telefonía#.U6x4gpR5N8E>>.
- García, Patricia (2014), “HanesBrands invertirá \$24 Mlls. en energía renovable. Construirán una planta de biomasa que les permitirá un 60% de autosuficiencia energética”, *El Diario de Hoy*, sección Negocios, viernes 15 de agosto, pág. 64.
- Giménez, Agustín y Lilia Perrone (2011), *Estudio y propuesta del marco regulatorio para la promoción de energías renovables en El Salvador. Informe final*, CNE, El Salvador, AEA, agosto.
- Hernández, René A., Indira Romero y Martha Cordero (2006), “¿Se erosiona la competitividad de los países del DR-CAFTA con el fin del acuerdo de textiles y vestuario?”, en *Serie estudios y perspectivas 50*, CEPAL, México.

- MAGIC (Módulo para Analizar el Crecimiento del Comercio Internacional) (2014), “Base de datos”, disponible en: <<http://www.cepal.org/magic/>>, CEPAL, septiembre.
- MARN (Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador) (2012), *Categorización de actividades, obras o proyectos destinados al aprovechamiento de la energía solar para la generación de calor o energía eléctrica, Acuerdo N° 33*, junio [en línea] [consultado: octubre de 2014] <[http://www.marn.gob.sv/phocadownload/Categorizacion%20actividades\\_energias\\_renovables.pdf](http://www.marn.gob.sv/phocadownload/Categorizacion%20actividades_energias_renovables.pdf)>.
- Máttar, Jorge y René Hernández (2000), “Las políticas macroeconómicas y el entorno legal-institucional en la industria maquiladora de exportación de México y Centroamérica”, en: Buitelaar, Rudolf y Ennio Rodríguez (eds.), *Impacto del TLCAN en las exportaciones de prendas de vestir de los países de América Central y República Dominicana*, CEPAL/BID.
- Mermoud, André (2014), *PVSyst: Photovoltaic Software* [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.pvsyst.com/en/software>>.
- MINEC (Ministerio de Economía de El Salvador) (2014), *Dirección de Energía Eléctrica. Misión y visión*, [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://servicios.minec.gob.sv/default.asp?id=66&mnu=66>>.
- Ministerio de Recursos Naturales de Canadá (2014), *Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia, RETScreen* [en línea] [consultado: junio-octubre de 2014] <<http://www.retscreen.net/es/home.php>>.
- \_\_\_\_ (2005), *Clean Energy Project Analysis. RETScreen Engineering & Cases Textbook*, NASA, UNEP, GEF, Tercera edición, Canadá.
- Nakhooda, Smita, Alice Caravani, Allister Wenzel y Liane Schalatek (2011), *Información básica sobre financiamiento para el cambio climático. Documento 2. La evolución de la arquitectura mundial del financiamiento para el clima*, Overseas Development Institute - Heinrich Böll Stiftung North America, noviembre.
- OMC (Organización Mundial del Comercio) (2014), “Textiles: vuelta al sistema central” en *Entender a la OMC: Los Acuerdos* [en línea] [consultado: septiembre de 2014] <[http://www.wto.org/spanish/thewto\\_s/whatis\\_s/tif\\_s/agrm5\\_s.htm](http://www.wto.org/spanish/thewto_s/whatis_s/tif_s/agrm5_s.htm)>.
- OTEXA (Office of Textiles and Apparel) (2014), “The Caribbean Basin Trade Partnership ACT (CBTPA), U. S. Department of Commerce”, Washington, D. C. [en línea] [consultado: septiembre de 2014] <<http://web.ita.doc.gov/tacgi/eamain.nsf/b6575252c552e8e28525645000577bdd/93e51212af2da3fb85256a940066a119?OpenDocument>>.
- Padilla Pérez, Ramón (ed.) (2014), *Fortalecimiento de las cadenas de valor como instrumento de la política industrial. Metodología y experiencia de la CEPAL en Centroamérica*, CEPAL-GIZ.
- Padilla Pérez, Ramón, Martha Cordero, René Hernández e Indira Romero (2008), *Evolución reciente y retos de la industria manufacturera de exportación en Centroamérica, México y República Dominicana: Una perspectiva regional y sectorial, Serie estudios y perspectivas N° 95*, México, febrero.
- Presidencia de la República de El Salvador (2014), *Iniciativa de Ley al Proyecto de Decreto Legislativo que comprende la Ley de Eficiencia Energética*, inédito.
- \_\_\_\_ (2000a), *Reglamento de la Ley de Incentivos para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad, Decreto Ejecutivo N° 4* [en línea] [consultado: octubre de 2014] <[http://estadisticas.cne.gob.sv/images/boletines/Legislacion/Reglamento\\_Ley\\_Incentivos\\_Energias\\_Renovables.pdf](http://estadisticas.cne.gob.sv/images/boletines/Legislacion/Reglamento_Ley_Incentivos_Energias_Renovables.pdf)>.
- \_\_\_\_ (2000b), *Reglamento General de la Ley de Medio Ambiente, Decreto Ejecutivo N° 17* [en línea] [consultado: octubre de 2014] <[http://www.marn.gob.sv/index.php?option=com\\_phocadownload&view=category&id=7&Itemid=255](http://www.marn.gob.sv/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=7&Itemid=255)>.
- \_\_\_\_ (1997), *Reglamento de la Ley General de Electricidad, Decreto Ejecutivo N° 70*, [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://energiasrenovables.cne.gob.sv/downloads/Biblioteca/6.ReglamentodelaLeyGeneraldeElectricidad.pdf>>.
- RIAC (Red Interamericana de Competitividad) (2013), *Segundo informe Señales de Competitividad de las Américas 2013. Un aporte de la Red Interamericana de Competitividad (RIAC) para la región*, Secretaría Ejecutiva para el Desarrollo Integral, OEA.
- SC (Superintendencia de Competencia) (2014), “Institución. Marco institucional, [en línea] [consultado: octubre 2014] <<http://www.sc.gob.sv/pages.php?Id=9>>.
- SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones) (2015), “Importante Reducción A La Tarifa De Energía Eléctrica Beneficia A LA Población Salvadoreña” [en línea] [consultado: enero de 2015] <<http://www.siget.gob.sv/index.php/novedades/noticias/1-noticias-ciudadano/2300-importante-reduccion-a-la-tarifa-de-energia-electrica-beneficia-a-la-poblacion-salvadorena>>.
- \_\_\_\_ (2014a), “Institución. Estructura organizativa y marco institucional” [en línea] [consultado: octubre de 2014] <<http://www.siget.gob.sv/index.php/institucion>>.

- \_\_\_\_\_ (2014b), *Acuerdo N° 443-E-2014*, San Salvador, 22 de septiembre.
- \_\_\_\_\_ (2013a), *Boletín de estadísticas eléctricas N° 14, 2012*, Gerencia de Electricidad, San Salvador, diciembre.
- \_\_\_\_\_ (2013b), *Normas sobre procesos de libre competencia para Contratos de Largo Plazo respaldados con Generación Distribuida Renovable, Acuerdo N° 120-E-2013*, San Salvador [en línea] [consultado: octubre de 2014] <[http://estadisticas.cne.gob.sv/images/boletines/Legislacion/CLP\\_GDR.pdf](http://estadisticas.cne.gob.sv/images/boletines/Legislacion/CLP_GDR.pdf)>.
- UT (Unidad de Transacciones) (2014), *Unidad de Transacciones S. A. de C. V.* [en línea] [consultado: julio de 2014] <<http://www.ut.com.sv/web/guest/10>>.
- \_\_\_\_\_ (2011), *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción*, julio.
- Ventura, Hugo, Ismael Villalvazo, Eugenio Torijano y Manuel Rojas (2014), *Costos y parámetros técnicos para la prospección de proyectos de generación de electricidad*, CEPAL/México, enero, inédito.
- Villalvazo, Ismael y Luis Fernández (2014), *Simulación del comportamiento de un proyecto de parque fotovoltaico con paneles estáticos*, México, septiembre, inédito.



## **Anexo**

---



# Anexo

## Cuestionario estudio de viabilidad para la empresa <sup>49</sup>

Fecha: \_\_\_\_\_

### 1. DATOS GENERALES DE LA EMPRESA

Nombre de la empresa:	_____	Persona de contacto:	_____
Dirección completa:	_____	Cargo:	_____
Coordenadas:	_____	Teléfono:	_____
Superficie total de la planta (m <sup>2</sup> ):	_____	C.E.:	_____
Superficie de la construcción (m <sup>2</sup> ):	_____		

Actividades de la empresa:

Descripción del proceso productivo:

Productos principales:

_____	_____	(1)
_____	_____	(1)
_____	_____	(1)
_____	_____	(1)

Observaciones:

<sup>(1)</sup> Especificar unidades

Producción mensual:	Unidades físicas
Enero	_____
Febrero	_____
Marzo	_____
Abril	_____
Mayo	_____
Junio	_____
Julio	_____
Agosto	_____
Septiembre	_____
Octubre	_____
Noviembre	_____
Diciembre	_____

Observaciones:

<sup>49</sup> CONUEE (2010).

**2. CONDICIONES AMBIENTALES**

Altura sobre el nivel del mar:	_____	M	Otras observaciones:
Temperatura media anual:	_____	(1)	
Temperatura máxima anual:	_____	(1)	
Temperatura mínima anual:	_____	(1)	
Humedad relativa media:	_____	%	

(1) Especificar unidades (°C/°F) \_\_\_\_\_

**3. PROGRAMA DE TRABAJO DE LA EMPRESA**

Horario de trabajo diario: De lunes a viernes: de \_\_\_\_\_ a \_\_\_\_\_ h  
 Sábados: de \_\_\_\_\_ a \_\_\_\_\_ h  
 Domingos: de \_\_\_\_\_ a \_\_\_\_\_ h

(1) Semanas en que se prevé paro de la industria. Indicar el número de semana.

Semanas de vacaciones: (1)  Otros días de paro programado:

Horas de funcionamiento anuales: \_\_\_\_\_ h/año:

Otras observaciones:

**4. SUMINISTRO DE ENERGÍA**

Compañía suministradora: \_\_\_\_\_  
 Potencia contratada: \_\_\_\_\_ MW Potencia media: \_\_\_\_\_ MW  
 Tensión de interconexión: \_\_\_\_\_ kV  
 Consumo anual: \_\_\_\_\_ MWh  
 Porcentaje de descuentos en energía en el uso de red: \_\_\_\_\_ %  
 Características del banco de transformación (capacidad, conversión, etc.): \_\_\_\_\_

Otras consideraciones:

Nota: Adjuntar copia del plano o esquema eléctrico unifilar.  
 Adjuntar copia de los recibos de los últimos 12 meses.  
 Adjuntar las lecturas horarias del medidor del mes de mayor producción.  
 Adjuntar las lecturas horarias mensuales del último año disponible.

**5. SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE**

5.1 Compras de combustible

	Comb. 1	Comb. 2	Comb. 3	Comb. 4
Tipo (búnker, diesel...):	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Poder calorífico superior medio:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Poder calorífico inferior medio:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Forma de suministro:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Presión normal de suministro (sí aplica):	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Presión máx. de suministro (sí aplica):	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Presión mín. garantizada (sí aplica):	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)

Cap. de almacenamiento	(1)	(1)	(1)	(1)
(sí aplica):	_____	_____	_____	_____
Consumo anual:	(2)	(2)	(2)	(2)
Costo anual:	(1)	(1)	(1)	(1)
Otras consideraciones:				

Nota: Adjuntar copia de recibos de los últimos 12 meses.

Si se dispone de la misma, adjuntar analítica de la composición de combustible.

(1) Especificar unidades.

(2) Consumo energético. Especificar unidades (MWh PCS).

5.2 Usos de combustible. Indicar la proporción de combustible que se utiliza para cada aplicación:

	Comb. gas 1		Comb. gas 2		Comb. liq. 1		Comb. liq. 2	
Vapor:	_____ %		_____ %		_____ %		_____ %	
Gases calientes:	_____ %		_____ %		_____ %		_____ %	
Agua caliente:	_____ %		_____ %		_____ %		_____ %	
Aceite térmico:	_____ %		_____ %		_____ %		_____ %	
Hornos:	_____ %		_____ %		_____ %		_____ %	
Otros : ( <i>Especificar</i> )	_____ %		_____ %		_____ %		_____ %	
Observaciones:								

6. EQUIPOS CONVERTIDORES Y USOS DE ENERGÍA TÉRMICA

6.1 Generación de vapor

Generadores de vapor:

	Gen. vapor 1		Gen. vapor 2		Gen. vapor 3		Gen. vapor 4	
Marca:	_____ (1)		_____ (1)		_____ (1)		_____ (1)	
Tipo:	_____ (1)		_____ (1)		_____ (1)		_____ (1)	
Combustible:	_____ (1)		_____ (1)		_____ (1)		_____ (1)	
Retorno de condensados:	_____ %		_____ %		_____ %		_____ %	
Presión de trabajo:	(2,3)		(2,3)		(2,3)		(2,3)	
Flujo medio de vapor:	(2)		(2)		(2)		(2)	
Flujo máximo de vapor:	(2)		(2)		(2)		(2)	
Temp. agua de alimentación:	(2)		(2)		(2)		(2)	
Temp. retorno condensados:	(2)		(2)		(2)		(2)	
Temp. vapor:	(2,3)		(2,3)		(2,3)		(2,3)	
Potencia del quemador:	(2)		(2)		(2)		(2)	
Rendimiento:	%		%		%		%	
Otras consideraciones:								

Usos del vapor:

Consumidor 1:		Flujo medio:	_____ (2)
		Presión:	_____ (2)
Consumidor 2:		Flujo medio:	_____ (2)
		Presión:	_____ (2)
Consumidor 3:		Flujo medio:	_____ (2)
		Presión:	_____ (2)
Otros:			

(1) Pirotubular/acuotubular.

(2) Especificar unidades.

(3) Especificar si se trata de presión absoluta o manométrica.

(4) Si no se indica este valor, se considerará saturado.

6.2 Generación de agua caliente

Generadores de agua caliente:

	Gen. A. C. 1	Gen. A. C. 2	Gen. A. C. 3	Gen. A. C. 4
Marca:	_____	_____	_____	_____
Combustible:	_____	_____	_____	_____
Temp. agua entrada:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Temp. agua salida:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Flujo de agua:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Potencia:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Rendimiento:	_____ %	_____ %	_____ %	_____ %

Otras consideraciones:

Usos del agua caliente:

Consumidor 1:	<input type="text"/>	Flujo medio: _____ (1)
Consumidor 2:	<input type="text"/>	Flujo medio: _____ (1)
Consumidor 3:	<input type="text"/>	Flujo medio: _____ (1)
Otros:	<input type="text"/>	

(1) Especificar unidades.

6.3 Generación de aceite térmico

Generadores de aceite térmico:

	Gen. A. T. 1	Gen. A. T. 2	Gen. A. T. 3	Gen. A. T. 4
Marca:	_____	_____	_____	_____
Combustible:	_____	_____	_____	_____
Tipo de aceite térmico: (1)	_____	_____	_____	_____
Temp. aceite de entrada:	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)
Temp. aceite de salida:	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)
Flujo de aceite:	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)
Potencia:	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)
Rendimiento:	_____ %	_____ %	_____ %	_____ %

Otras consideraciones:

Usos del aceite térmico:

Consumidor 1:	<input type="text"/>	Flujo medio: _____ (2)
Consumidor 2:	<input type="text"/>	Flujo medio: _____ (2)
Consumidor 3:	<input type="text"/>	Flujo medio: _____ (2)
Otros:	<input type="text"/>	

(1) Especificar el nombre comercial del aceite térmico utilizado.

(2) Especificar unidades.

6.4 Generación de gases calientes

Quemadores:

	Gen. G. C. 1	Gen. G. C. 2	Gen. G. C. 3	Gen. G. C. 4
Marca:	_____	_____	_____	_____
Combustible:	_____	_____	_____	_____
Temp. de gases:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Temp. chimenea:	_____ (1,2)	_____ (1,2)	_____ (1,2)	_____ (1,2)
Flujo de gases estimado:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Potencia:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Otras consideraciones:	_____			

Usos del aceite térmico:

Consumidor 1:	_____	Flujo medio: _____ (1)
Consumidor 2:	_____	Flujo medio: _____ (1)
Consumidor 3:	_____	Flujo medio: _____ (1)
Otros:	_____	

(1) Especificar unidades.

(2) Temperatura a la salida del secador, atomizador, horno...

6.5 Hornos

	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4
Tipo:	_____	_____	_____	_____
Combustible:	_____	_____	_____	_____
Fluido:	_____	_____	_____	_____
Temp. de generación:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Temp. chimenea:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Flujo de fluido:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Potencia:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Otras consideraciones:	_____			

(1) Especificar unidades.

6.6 Generación de frío

Compresores:

	Compresor 1	Compresor 2	Compresor 3	Compresor 4
Marca:	_____	_____	_____	_____
Fluido refrigerante:	_____	_____	_____	_____
Sistema de transporte de frío:	_____	_____	_____	_____
Potencia eléctrica:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Temperatura de entrada:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Temperatura de salida:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
Potencia frigorífica:	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)	_____ (1)
COP:	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)
Otras consideraciones:	_____			

(1) Especificar unidades.

(2) COP: *Coefficient of Performance*. Es el coeficiente de eficiencia energética. Proporciona una idea del rendimiento de la máquina frigorífica, y se calcula como el cociente entre el calor extraído del foco frío y el trabajo empleado por la máquina frigorífica.

Máquinas de absorción:

	Máq. abs. 1	Máq. abs. 2	Máq. abs. 3	Máq. abs. 4
Marca:	_____	_____	_____	_____
Tipo: <sup>(1)</sup>	_____	_____	_____	_____
Fluido refrigerante:	_____	_____	_____	_____
Sistema de transporte de frío:	_____	_____	_____	_____
Temperatura de entrada:	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)
Temperatura de salida:	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)
Potencia frigorífica:	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)	_____ (2)
COP:	_____ (3)	_____ (3)	_____ (3)	_____ (3)
Otras consideraciones:				

<sup>(1)</sup> Simple/doble efecto.

<sup>(2)</sup> Especificar unidades.

<sup>(3)</sup> COP: *Coefficient Of Performance*. Es el coeficiente de eficiencia energética. Nos da una idea del rendimiento de la máquina frigorífica, y se calcula como el cociente entre el calor extraído del foco frío y el trabajo empleado por la máquina frigorífica.

Usos del frío:

Consumidor 1:		Flujo medio: _____ <sup>(1)</sup>
Consumidor 2:		Flujo medio: _____ <sup>(1)</sup>
Consumidor 3:		Flujo medio: _____ <sup>(1)</sup>
Otros:		

<sup>(1)</sup> Especificar unidades.

**7. MODULACIÓN DE LA DEMANDA TÉRMICA**

En este apartado se deben indicar las variaciones que sufren las demandas térmicas a lo largo del día, dependiendo de la estación del año (si se trata de demandas estacionales).

Aunque los valores absolutos no son especialmente relevantes, es importante conocer la forma de la curva de demanda diaria y, especialmente, las puntas de demanda.

7.1 Demanda de vapor

Demanda horaria promedio durante el invierno (meses más fríos): noviembre-enero

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Demanda horaria promedio durante el verano (meses más cálidos): marzo-abril

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Otras consideraciones:

7.2 Demanda de agua caliente

En caso de uso para calefacción, indicar valores para el mes más frío.

Demanda horaria promedio durante el invierno (meses más fríos): noviembre-enero

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Demanda horaria promedio durante el verano (meses más cálidos): marzo-abril

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Otras consideraciones:

7.3 Demanda de aceite térmico

Demanda horaria promedio durante el invierno (meses más fríos): noviembre-enero

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Demanda horaria promedio durante el verano (meses más cálidos): marzo-abril

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Otras consideraciones:

7.4 Demanda de gases calientes

Demanda horaria promedio durante el invierno (meses más fríos): noviembre-enero

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Demanda horaria promedio durante el verano (meses más cálidos): marzo-abril

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Otras consideraciones:

7.5 Demanda hornos

Demanda horaria promedio durante el invierno (meses más fríos): noviembre-enero

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Demanda horaria promedio durante el verano (meses más cálidos): marzo-abril

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Otras consideraciones:

7.6 Demanda de frío

Demanda horaria promedio durante el invierno (meses más fríos): noviembre-enero

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Demanda horaria promedio durante el verano (meses más cálidos): marzo-abril

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Demanda													

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Unidad
Demanda													

Otras consideraciones:

**8. HISTÓRICO DE CONSUMOS EN BASE ANUAL Y MENSUAL**

Indicar los consumos energéticos en los últimos años:

					Prev. año actual	
Año:	2010	2011	2012	2013	2014	Unidad
Electricidad:						
búnker:						
Diesel:						
Otro ( <i>especificar</i> ):						
Otro ( <i>especificar</i> ):						

Indicar los consumos energéticos en el último año disponible:

Mes:	Ene.	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Unidad
Electricidad:													
búnker:													
Diesel:													
Otro (especificar):													
Otro (especificar):													

Nota: Adjuntar copia de facturas de los últimos 12 meses.  
Adjuntar el perfil de carga del medidor principal.

**9. ENERGÍA ELÉCTRICA AUTOGENERADA**

9.1 Tipo de equipo de generación

(Marque el tipo existente)

- a) Turbina de vapor
  - a.1) Contrapresión ( )
  - a.2) Condensante ( )
- b) Turbina de vapor con extracción
  - b.1) Extracción-condensación ( )
  - b.2) Extracción-contrapresión ( )
- c) Turbina de gas ( ) (gas natural, diesel, etc.)
- d) Motor alternativo ( )
- e) Otro (especifique):

9.2 Características del equipo de autogeneración

Datos del generador:

Nominales

Marca: \_\_\_\_\_  
 Capacidad: \_\_\_\_\_  
 Factor de potencia: \_\_\_\_\_  
 Tensión: \_\_\_\_\_

De operación

Capacidad: \_\_\_\_\_  
 Horas por año: \_\_\_\_\_  
 Energía generada por año: \_\_\_\_\_

El sistema de autogeneración es:

- Independiente: ( )
- Interconectado (especifique): ( )

Capacidad de la subestación interna: \_\_\_\_\_  
 Distancia entre el generador y la línea y/o subestación: \_\_\_\_\_

9.3 Costos mensuales por la autogeneración

Cargos por combustible: \_\_\_\_\_  
 Operación y mantenimiento: \_\_\_\_\_  
 Cargos por la inversión: \_\_\_\_\_

9.4 Potencia y consumo de energía eléctrica autogenerada actual:

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
kW max (base)												
kW max (intermedio)												
kW max (punta)												
kWh (base)												
kWh (intermedio)												
kWh (punta)												

**10. DATOS ADICIONALES DE LA INSTALACIÓN**

10.1 Confiabilidad y costo de servicio eléctrico

10.1.1 Estime cuantos cortes de suministro eléctrico (de la red y de autogeneración) ocurrieron en el último año.

No. de cortes en la red: \_\_\_\_\_  
 Duración promedio: \_\_\_\_\_  
 Duración máxima: \_\_\_\_\_  
 No. de cortes de autogeneración: \_\_\_\_\_  
 Duración promedio: \_\_\_\_\_  
 Duración máxima: \_\_\_\_\_

10.1.2 Cortos a la planta por los por los cortes de suministro eléctrico.

Por corte: \_\_\_\_\_  
 Por año: \_\_\_\_\_

10.1.3 Costos anuales aproximados de mantenimiento y operación de la planta de energía:

10.1.4 Costos anuales totales de combustible para la autogeneración:

10.2 Espacio disponible para la instalación de un sistema de cogeneración:

Fuera de la instalación: \_\_\_\_\_ m<sup>2</sup>: \_\_\_\_\_  
 Dentro de la instalación: \_\_\_\_\_

10.3 Indique si existen otras empresas cercanas o se encuentra dentro de un parque industrial

**11. PREVISIONES DE FUTURO**

Indicar las previsiones de crecimiento o reducción de la producción de la empresa para un plazo de 1-3 años

Indicar cuáles son las posibles amenazas a la producción de la empresa.

Indicar, si se conocen, las previsiones de aumento o disminución de las demandas energéticas de la industria para un plazo de 1-3 años.

Electricidad: \_\_\_\_\_  
Vapor: \_\_\_\_\_  
Agua caliente: \_\_\_\_\_  
Aceite térmico: \_\_\_\_\_  
Gases calientes: \_\_\_\_\_  
Hornos: \_\_\_\_\_  
Frío: \_\_\_\_\_  
Observaciones: \_\_\_\_\_

## 12. MARCO REGULATORIO

¿Considera que el marco regulatorio vigente fomenta la inversión en proyectos de autoabastecimiento y/o cogeneración de energía eléctrica?    Sí    \_\_\_\_\_    No    \_\_\_\_\_

Si su respuesta es afirmativa explique las razones:

Si su respuesta es negativa explique las razones:

¿Cuáles son las principales barreras que se presentan para la puesta en marcha de proyectos de autoabastecimiento y/o cogeneración de energía eléctrica?

## 13. CONSULTAS, DUDAS, ACLARACIONES O SUGERENCIAS

Para cualquier consulta, duda o aclaración, puede contactar vía correo electrónico en la siguiente dirección:

[jennifer.alvarado@cepal.org](mailto:jennifer.alvarado@cepal.org)



NACIONES UNIDAS

**Serie****CEPAL****Estudios y Perspectivas – México****Números publicados**

Un listado completo así como los archivos pdf están disponibles en

[www.cepal.org/publicaciones](http://www.cepal.org/publicaciones)

- 164 Estrategia de autoabastecimiento de energía eléctrica en empresas de la cadena de fibras sintéticas-ropa deportiva de El Salvador, Jennifer Alvarado, LC/L.4018, LC/MEX/L.1181, mayo de 2015.
- 163 Sobre la baja y estable carga fiscal en México, Carlos Tello Macías, LC/L.3995, LC/MEX/L.1178, abril de 2015.
- 162 El impacto del salario mínimo en los ingresos y el empleo en México, Raymundo M. Campos, Gerardo Esquivel, Alma S. Santillán, LC/L.3981, LC/MEX/L.1176, marzo de 2015.
- 161 Desigualdad horizontal y discriminación étnica en cuatro países latinoamericanos. Notas analíticas para una propuesta de políticas, Alicia Puyana, LC/L.3973, LC/MEX/L.1174, marzo de 2015.
- 160 Is price dispersion always an indication of price discrimination? José Alberro and Richard Higgins, LC/L.3945, LC/MEX/L.1173, January 2015.
- 159 The Use of Key Indicators to Assess Latin America's Long-term Economic Performance, Stefanie Garry and Francisco G. Villarreal, LC/L.3932, LC/MEX/L.1168, December 2014.
- 158 Prevention of Money Laundering and of the Financing of Terrorism to Ensure the Integrity of Financial Markets in Latin America and the Caribbean, Willy Zapata, Juan Carlos Moreno-Brid and Stefanie Garry, LC/L.3931, LC/MEX/L.1167, November 2014.
- 157 La participación del trabajo en el ingreso nacional. El regreso a un tema olvidado, Norma Samaniego Breach, LC/L.3920, LC/MEX/L.1165, noviembre de 2014.
- 156 Los desafíos estratégicos de la integración centroamericana, Pedro Caldentey, LC/L.3897, LC/MEX/L.1159, septiembre de 2014.
- 155 Monopolios de estado y políticas del cambio climático en México. ¿Bastiones de cambio o barreras estratégicas?, Miriam Grunstein Dickter, LC/L.3886, LC/MEX/L.1156, septiembre de 2014.
- 154 Cuentas de energía como instrumento para evaluar eficiencias sectoriales en la región Centroamericana, Juan Pablo Castañeda, Renato Vargas, Juventino Gálvez y Héctor Tuy, LC/L.3887, LC/MEX/L.1155, septiembre de 2014.
- 153 Censos y población indígena en México: Algunas reflexiones, Juan Cristóbal Rubio Badán, LC/L.3863, LC/MEX/L.1150, julio de 2014.
- 152 Análisis de algunas medidas fiscales en México y sus implicaciones bajo un enfoque de equilibrio general computable, Rodolfo Minzer, Arturo Pérez y Valentín Solís, LC/L.3817, LC/MEX/L.1143, abril de 2014.
- 151 Análisis estructural de la economía mexicana. Algunas medidas de reforma fiscal y su impacto en la recaudación tributaria y la pobreza, Rodolfo Minzer y Valentín Solís, LC/L.3783, LC/MEX/L.1139, febrero de 2014.
- 150 El desarrollo económico y social en América Latina: El doble atraso, Federico Novelo, LC/L.3776, LC/MEX/L.1138, febrero de 2014.
- 149 Disponibilidad de remesas externas y pobreza en los hogares: Un análisis aplicado al caso de Haití, Randolph Gilbert, LC/L.3742, LC/MEX/L.1134, diciembre de 2013.
- 148 Mercados laborales, migración laboral intrarregional y desafíos de la protección social en los países de Centroamérica y la República Dominicana, Mariela Buonomo Zabaleta, LC/L.3737, LC/MEX/L.1124, noviembre de 2013.
- 147 Crecimiento económico y cohesión social en América Latina y el Caribe, Mariela Buonomo Zabaleta y Pablo Yanes Rizo, LC/L.3713, LC/MEX/L.1112, octubre de 2013.
- 146 Políticas para la inserción de las microempresas y las pequeñas y medianas empresas en cadenas globales de valor en América Latina, Federico Stezano, LC/L.3700, LC/MEX/L.1106, agosto de 2013.
- 145 La erosión del orden neoliberal del mundo, David Ibarra, LC/L.3674, LC/MEX/L.1104, julio de 2013.

# ESTUDIOS Y PERSPECTIVAS



COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE  
ECONOMIC COMMISSION FOR LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN  
[www.cepal.org](http://www.cepal.org)