



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**  
**ENERGÍA – ECONOMÍA DE LA ENERGÍA**

**EVALUACIÓN DEL PROGRAMA ESPECIAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE  
ENERGÍAS RENOVABLES**

**TESIS**  
**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:**  
**MAESTRO EN INGENIERÍA**

**PRESENTA:**  
**RENÉ MIGUEL RAMÍREZ MARIAUD**

**TUTOR PRINCIPAL**  
**DRA. CLAUDIA SHEINBAUM PARDO – INSTITUTO DE INGENIERÍA**

**MÉXICO, D. F. NOVIEMBRE 2013**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. José Luis Fernández Zayas  
Secretario: Dra. Claudia Sheinbaum Pardo  
Vocal: Dr. Víctor Rodríguez Padilla  
1<sup>er.</sup> Suplente: Dr. Pablo Álvarez Watkins  
2<sup>d o.</sup> Suplente: Dr. Arturo Guillermo Reinking Cejudo

Lugar donde se realizó la tesis: México, D. F.

**TUTOR DE TESIS:**

DRA. CLAUDIA SHEINBAUM PARDO

-----  
**FIRMA**

## AGRADECIMIENTOS

- Agradezco especialmente al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la beca que me otorgó para que realizara la maestría y que hizo posible llevar a cabo esta investigación.
- Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México a través del Posgrado de Ingeniería, el Instituto de Ingeniería y el Instituto de Energías Renovables por todos los recursos y espacios de conocimiento que me brindaron para realizar la maestría.
- Gracias al Instituto de Economía Energética de la Universidad Federal de Río de Janeiro por aceptarme como estudiante visitante y poner a mi disposición todos los recursos para llevar mi investigación en Brasil.
- Gracias Claudia por tu incondicional apoyo durante toda la maestría, por la libertad que me brindaste para elegir mi tema de investigación y la forma en que lo orientaba, por toda tu guía y por tu constante empuje al final. Gracias a todo ello fue posible culminar este trabajo e iniciar mi carrera profesional en el sector energético.
- Gracias Víctor por tus apasionantes clases de política energética, por ayudarme a desarrollar un pensamiento crítico a la hora de hacer negociaciones y por enlazarme con el grupo de economía energética de Río de Janeiro, gracias a ello fue posible realizar mi estancia en la “Cidade Maravilhosa”.
- Gracias Enrique Chávez y Janet Ruiz por ponerme por primera vez en el camino de las energías renovables y de la política energética.
- Gracias a los profesores Clarice Ferraz, Edmar de Almeida, Ronaldo Bicalho y Luciano Dias del Grupo de Economía de la Energía de la UFRJ por su tiempo y enseñanza de la política energética brasileña.
- Gracias René, Paty, Cinty, Rey y Emma por su eterno e incondicional apoyo y cariño en la consecución de todos mis objetivos.
- Gracias Coqui por tu amor incondicional y por la energía que le imprimes a mi vida día con día.
- Gracias Zsolt, Diego, Javi, Luis Da, Paco, Pris, Carlita y Rafa por su amistad y guía en mi discernimiento académico, profesional y de vida.
- Gracias Coca, Poni, Rey, Ale, Ely, Lupita, Gaby, Jorge y Uqui.

***“Tell me and I forget, teach me and I may remember, involve me and I learn.”***

***Benjamin Franklin***

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	8
1. ESCENARIO MUNDIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES .....	9
1.1 SITUACIÓN ACTUAL .....	11
1.2. METAS DE FER .....	16
1.3. POLÍTICAS PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	18
1.3.1 Tipo de políticas regulatorias, incentivos y financiamiento de FER .....	19
1.4. EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS .....	26
1.4.1 Costos de tecnología eólica .....	28
1.4.2 Costos de tecnología hidroeléctrica .....	29
1.4.3 Costos de la tecnología solar PV .....	30
1.4.4 Costos de tecnología solar de concentración .....	32
1.4.5 Costos de la tecnología geotérmica .....	33
1.5 TENDENCIAS DE LOS COSTOS.....	37
2. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO.....	39
2.1 FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE (FER).....	39
2.2 SITUACIÓN AL CIERRE DE 2012 .....	40
2.3 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO .....	44
3. MARCO REGULATORIO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES (FER) PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO .....	46
3.1 ANTECEDENTES .....	46
3.2 MARCO REGULATORIO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE (FER) EN MÉXICO .....	48
3.2.1 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos .....	52
3.2.2 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, LSPEE .....	52
3.2.3 Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética .....	57
3.2.4 Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 .....	59
3.2.5 Legislación Aledaña .....	63
3.2.6 Modelos de contrato de interconexión .....	64
3.2.7 Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía. 65	

3.2.8 Metodología de contraprestaciones para PIE y PP .....	65
3.2.9 Metodología de externalidades .....	68
3.2.10 Lineamientos para licitaciones tipo subasta de Pequeña Producción con FER .....	69
3.2.11 Metodología para la determinación de los cargos de transmisión.....	72
3.2.12 Modelo de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor .....	72
3.2.13 Reglas de interconexión .....	72
3.2.14 Incentivos .....	72
4. PROSPECTIVA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO .....	74
4.1 ESCENARIO INERCIAL.....	75
4.2 ESCENARIO HÍBRIDO.....	76
4.3 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LAS FER EN EL ESCENARIO HÍBRIDO.....	81
4.4 ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA ESTRATEGIA NACIONAL DE ENERGÍA .....	81
4.5 CUMPLIMIENTO DE LAS METAS DEL PROGRAMA ESPECIAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES .....	85
CONCLUSIONES .....	87
BIBLIOGRAFÍA.....	94

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1 Abastecimiento de energía primaria mundial .....	11
Gráfica 1.2 Usos de las FER .....	12
Gráfica 1.3 Generación eléctrica mundial.....	12
Gráfica 1.4 Capacidad instalada FER por región al 2011.....	13
Gráfica 1.5 Crecimiento anual histórico eólico y solar.....	14
Gráfica 1.6 Participación de FER en la generación de electricidad 2010 .....	15
Gráfica 1.7 Costos nivelados de las FER por región .....	27
Gráfica 1.8 Rangos de los costos por capacidad .....	28
Gráfica 1.9 Costos de inversión en energía eólica .....	29
Gráfica 1.10 Estructura de los costos de capacidad.....	30
Gráfica 1.11 Evolución de los costos de los módulos fotovoltaicos.....	31
Gráfica 1.12 Costos nivelados de concentración de energía solar .....	33
Gráfica 1.13 Costos de instalación de geotermia.....	34
Gráfica 1.14 Variación de los costos de instalación geotérmica según entalpía del recurso .....	35
Gráfica 1.15 Evolución esperada del costo nivelado de la electricidad .....	38
Gráfica 2.1 Capacidad instalada 2012 .....	40
Gráfica 2.2 Capacidad instalada 2012 por operador.....	41
Gráfica 2.3 Generación 2012.....	42
Gráfica 2.4 Generación 2012 por operador .....	42
Gráfica 2.5 Capacidad instalada FER 2012 .....	43
Gráfica 2.6 Generación FER 2012.....	43
Gráfica 2.7 Principales generadores FER 2012.....	44
Gráfica 4.1 Capacidad instalada 2026 (escenario inercial) .....	75
Gráfica 4.2 Generación 2026 (escenario inercial) .....	75
Gráfica 4.3 Capacidad instalada 2026 (escenario híbrido).....	78
Gráfica 4.4 Generación 2026 (escenario híbrido) .....	78
Gráfica 4.5 Capacidad instalada FER 2026 .....	81
Gráfica 4.6 Evolución de la capacidad instalada por tipo de participante.....	82
Gráfica 4.7 Evolución de la capacidad instalada de FER por modalidad.....	83
Gráfica 4.8 Evolución de la capacidad instalada de FER en servicio público (incluye PIE).....	84
Gráfica 4.9 Evolución de la capacidad instalada de FER en autoabastecimiento .....	84
Gráfica 4.10 Evolución de la capacidad instalada de FER en generación distribuida .....	85
Gráfica 4.11 Cumplimiento de metas PEAER .....	86



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Metas de FER en el mundo.....	17
Tabla 1.2 Incentivos a las FER mundiales.....	25
Tabla 4.1 Plantas eléctricas de servicio público con FER en la planeación de CFE .....	80

## INTRODUCCIÓN

Esta tesis presenta una revisión de la situación actual de las energías renovables en el mundo y en México, identificando las áreas de oportunidad que permitan una mayor participación éstas y una menor dependencia del petróleo y del gas natural en el sector eléctrico.

México cuenta con grandes reservas de recursos naturales renovables aún no explotados que podrían modificar drásticamente la forma en que actualmente se genera la energía eléctrica. Dichos recursos no se aprovechan por falta de infraestructura de transmisión, alta dependencia de las fuentes fósiles, falta de incentivos y falta de claridad e instrumentos en el marco regulatorio actual.

La incorporación de energías renovables continúa yendo de la mano con la voluntad política, establecimiento de metas y un compromiso por buscar un verdadero cambio que tenga una visión sustentable del país.

## 1. ESCENARIO MUNDIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES

En este capítulo se expone la situación actual y tendencias mundiales de las fuentes energía renovables (FER) para generación de electricidad. Dicha tendencia va en aumento en la mayoría de los países debido a la reducción de costos de las tecnologías y a las metas de generación con FER establecidas como parte de su política energética.

Al 2011, los países con mayor capacidad instalada de FER fueron Estados Unidos, China y Alemania. Sin embargo, países como Dinamarca, Islandia y Portugal son de los que mayor participación porcentual de FER tienen en sus matrices eléctricas dentro de la OCDE. Esta situación se ha alcanzado debido a que se ha diseñado una política incentivadora de las energías renovables, otorgando alicientes del tipo “Feed-in tariffs”, cuotas de renovables a los comercializadores de energía eléctrica, licitaciones dedicadas, y otras más que garantizan la venta de la energía eléctrica renovable, la rentabilidad de los proyectos y por lo tanto, una mayor instalación de ellos (REN 21, 2013).

Desde el 2008, debido a la desaceleración económica de los países de la OCDE, el crecimiento e inversión en energías renovables se ha visto menguado en algunos países, inclusive al punto de que algunos países como España y Portugal han optado por reducir las metas que se habían propuesto en un inicio. Sin embargo, en otros países como Alemania y Dinamarca las metas se han incrementado y en general, la meta de la Unión Europea de alcanzar el 20% del suministro de energía con FER para el 2020 se ha mantenido. La desaceleración de las inversiones en algunos países ha traído como consecuencia que algunas de las inversiones en energías renovables hayan sido focalizadas a los países en vías de desarrollo como los BRICS (Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica), y más recientemente México, y en general África y América Latina (Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2013).

Para tener un crecimiento sólido en los países en vías de desarrollo donde están siendo colocadas las inversiones de FER, como lo es México, éstos deben fortalecer sus marcos regulatorios para garantizar el desarrollo local de la tecnología. Asimismo, deben de aprovechar este auge para el desarrollo económico, tecnológico y social; lo cual sólo se logra mediante una política de energías renovables clara, transparente y equitativa que permita la mejor explotación del recurso y cree un

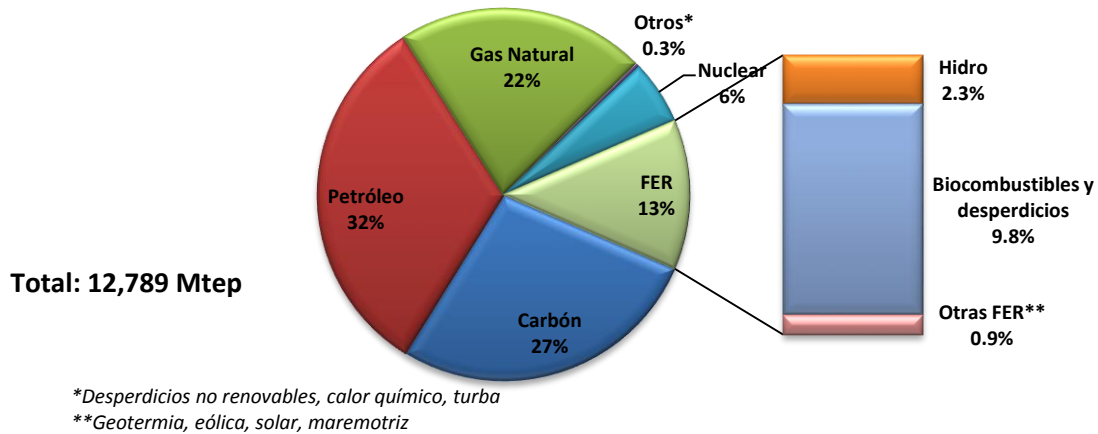
derrame económico en toda la cadena de producción y en las comunidades locales. A largo plazo, una política de este tipo, permitiría reducciones en las tarifas eléctricas, desarrollo económico local en las comunidades donde los proyectos son implementados, desarrollo de conocimiento, mayor calidad ambiental, menor dependencia de los combustibles fósiles y mayor autonomía energética.

Actualmente las inversiones en energías renovables requieren de incentivos por parte de los gobiernos para tener proyectos rentables que puedan competir con las fuentes fósiles. Dichos incentivos son a su vez medidas de política energética, ya que el simple mercado basado en la teoría económica clásica, no permitiría su desarrollo, como se ha mostrado en los países de mayor participación de estas fuentes. Por lo tanto, si se desea mayor presencia de las FER a nivel mundial, se requieren gobiernos visionarios que apuesten a un mejor futuro y a cambios sólidos de largo plazo, gobiernos comprometidos con la sociedad y el medio ambiente que establezcan estrategias que trasciendan los cambios de gobierno y estén siempre alineadas por un eje rector que impida que su entera naturaleza sea modificada año con año.

## 1.1 SITUACIÓN ACTUAL

En 2010 el abastecimiento del total de energía primaria en el mundo mediante energías renovables fue de tan sólo el 13.0% de un total de 12,789 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), según los datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE)<sup>1</sup>. De este 13% (1,657 Mtep), tan sólo el 26.4% correspondió a la generación de electricidad, con un total de 5,087.5 TWh. (Gráfica 1.1 y 1.2).

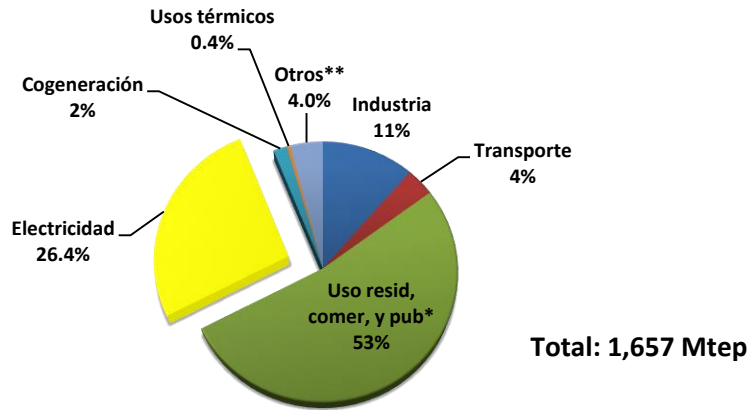
**Gráfica 1.1. Abastecimiento de energía primaria mundial**



Fuente: IEA - Renewables information 2012

<sup>1</sup> IEA – Renewables Information 2012

**Gráfica 1.2. Usos de las FER**



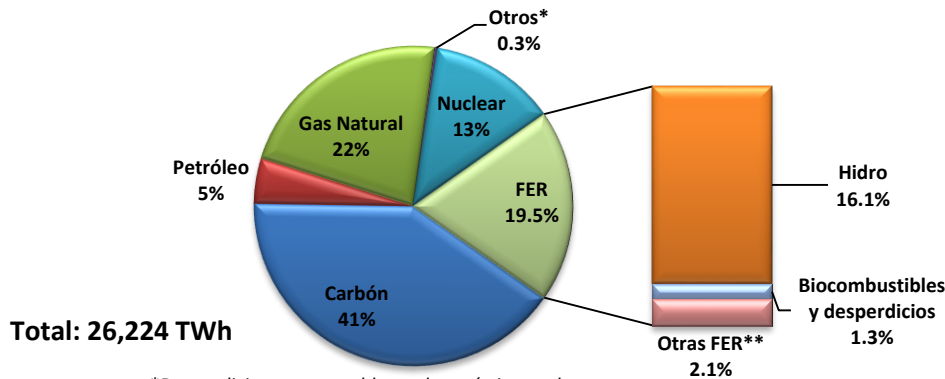
\*Incluye usos para agricultura, pesca e industrias no especificadas

\*\*Otras transformaciones, usos propios de la industria energética y pérdidas

Fuente: IEA - Renewables information 2012

Con relación a la generación de electricidad, las FER aportan actualmente el 19.4% del total de la generación eléctrica a nivel mundial, sólo después del carbón y el gas natural (Gráfica 1.3). La mayor parte de esta contribución es abastecida por hidroeléctricas (16.1%).

**Gráfica 1.3. Generación eléctrica mundial**



\*Desperdicios no renovables, calor químico, turba

\*\*Geotermia, eólica, solar, maremotriz

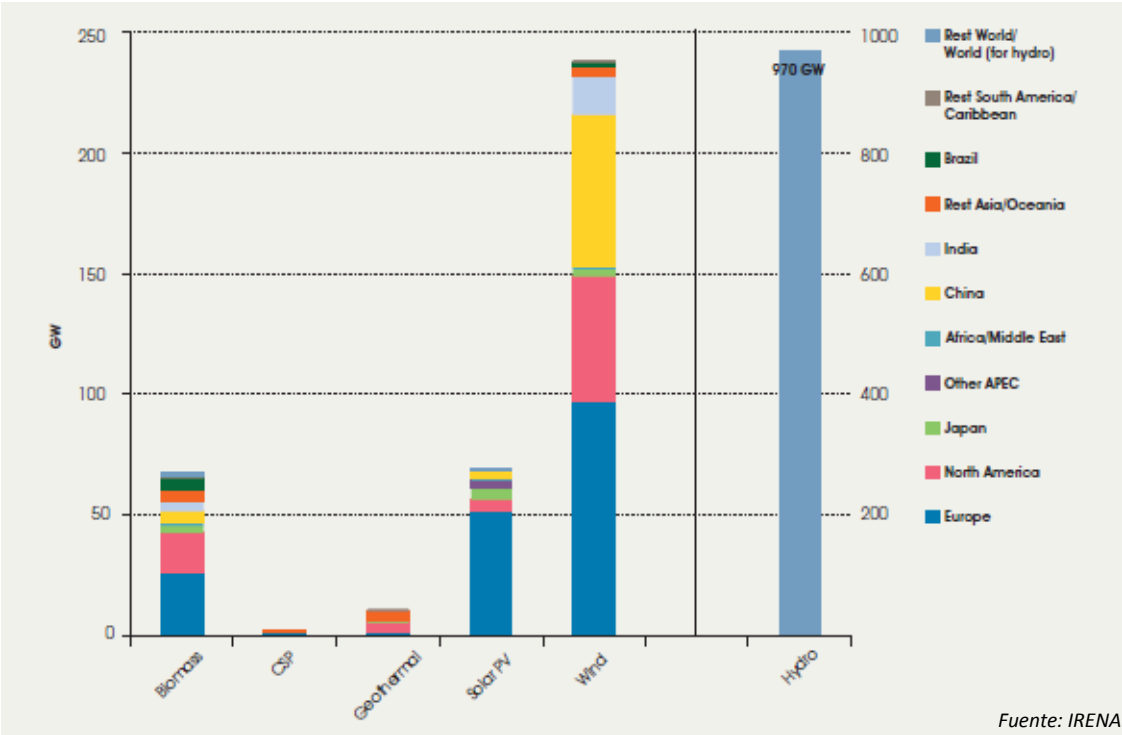
Fuente: IEA - Renewables information 2012

Sin embargo, desde 1990 la participación de la hidroeléctrica en la generación con FER disminuyó en 2.1% debido, principalmente, a que en muchos países desarrollados el potencial hidráulico ya ha sido ampliamente explotado (REN 21, 2013). Sin embargo, la participación de las demás FER ha

presentado un crecimiento del 2.1% en el mismo periodo, lo que permitió mantener más o menos constante la participación de las energías renovables a nivel mundial, evitando que su participación se viera reducida por las importantes adiciones en plantas a gas natural y carbón que también han sido instaladas (Ídem).

Respecto a la capacidad instalada, en 2011 se estimó una capacidad total mundial de 5,360 GW, de los cuales el 25.4% (1,360 GW) proviene de FER. La hidroeléctrica es la mayor contribuyente con una participación de 71.3% (970 GW) (REN 21, 2013). En segundo se tiene a la energía eólica con una capacidad instalada de 240 GW, seguida de la solar PV (72 GW) y la biomasa (72 GW) (Gráfica 1.4).

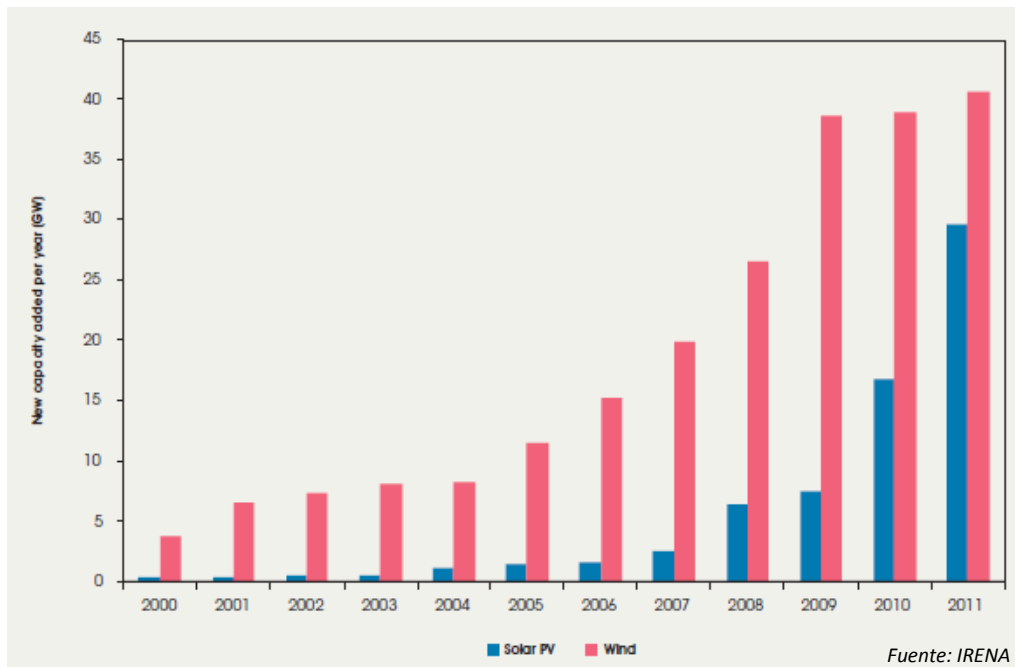
**Gráfica 1.4. Capacidad instalada FER por región al 2011**



Aunque su contribución porcentual a la capacidad instalada aún es minoritaria, la energía eólica y la solar son las dos tecnologías que mayores tasas de crecimiento presentan. En particular, la solar fotovoltaica (PV) ha presentado tasas anuales de crecimiento del 40% en los últimos once años

debido a la reducción de costos de la tecnología y al aumento de la curva de aprendizaje (**Gráfica 1.5**).

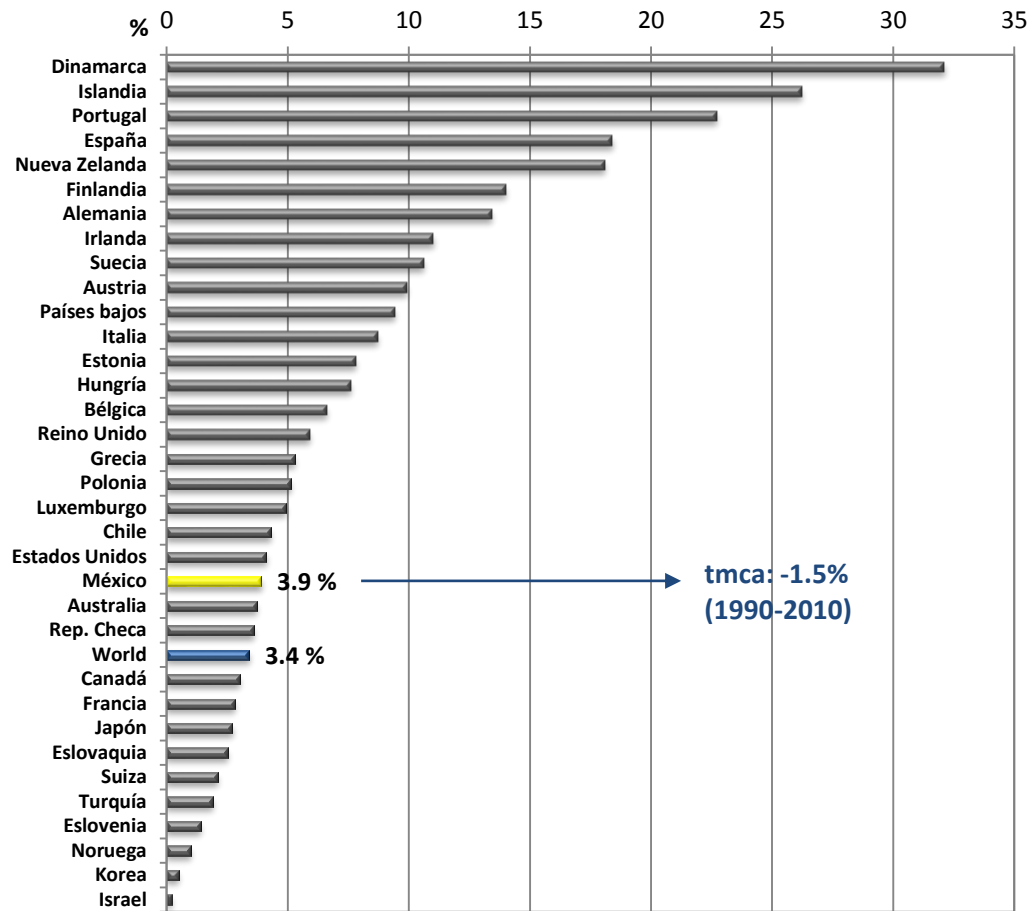
**Gráfica 1.5. Crecimiento anual histórico eólico y solar**



Dentro de la OCDE, los países que más han desarrollado la generación de electricidad con FER y que tienen una mayor participación de éstas dentro de su matriz de generación eléctrica (sin considerar la hidroeléctrica), son: Dinamarca, Islandia, Portugal, España y Nueva Zelanda. (**Gráfica 1.6**). Sin embargo, todos los países de la OCDE han presentado tasas de crecimiento positivas de FER de 1990 al 2010, con excepción de México, donde la participación de las FER (sin hidroeléctricas) en la matriz de generación, ha disminuido de 4.4% de 1990 a 3.9% en el 2010 como consecuencia del gran aumento de generación con gas natural que se tiene desde la década de los 90's (REN 21, 2013).



**Gráfica 1.6. Participación de FER en la generación de electricidad 2010\***



\*Incluye geotermia, CSP, solar PV, eólica, desperdicios municipales y biocombustibles sólidos

Fuente: IEA - Renewables Information 2012

En términos de capacidad instalada total, los países a nivel mundial con mayor número de GW de FER (sin incluir la hidroeléctrica) son: China (70 GW), Estados Unidos (68 GW), Alemania (61 GW), España (28 GW), Italia (22 GW), India (20 GW) y Japón (11 GW).

## 1.2. METAS DE FER

El hecho de que algunos países tengan una alta participación de energías renovables en su matriz de generación eléctrica es producto de que se establecieron metas de largo plazo que ahora comienzan a reflejarse. Destaca el caso de Dinamarca, quien estima abastecer el 50% de su demanda con energía eólica al 2023 y el 100% al 2050; China, quien incrementó su meta de capacidad instalada eólica a 100 GW para el final de 2015; y Alemania, quien aumentó su requerimiento mínimo de FER a 35% al 2020, 50% al 2030, 65% al 2040 y 80% al 2050 (REN 21, 2013). Esto refleja que para poseer una matriz eléctrica con alta participación de FER se requiere de una decisión de política energética que se logra mediante la colocación de metas a largo plazo y del establecimiento de políticas y medidas que promuevan inversiones en el área.

Aunque varios países han refrendado sus metas de energías renovables e incluso incorporado otras más agresivas para los próximos años, hay países de la Unión Europea (UE), que por la desaceleración económica, se han visto obligados a disminuir los objetivos que tenían previstos. Por citar algunos, España disminuyó su meta de FER del 22.7% al 20.8% al 2020. Asimismo, Holanda la redujo de 20% a 14% al 2020. Estas acciones son producto de que los gobiernos redujeron los apoyos a las energías renovables como parte de la política de austeridad para enfrentar la crisis, lo refrenda una vez más que para que puedan integrarse las energías renovables se requiere de incentivos gubernamentales que promuevan su inversión, pues aún sus precios no son capaces de competir equitativamente con las fuentes de generación fósil más que en ciertas excepciones donde el recurso renovable es amplio y brinda altos factores de planta (REN 21, 2013).

A continuación se presenta una tabla con las principales metas en generación con FER establecidas por varios países alrededor del mundo. (**Tabla 1.1**)

**Tabla 1.1. Metas de FER en el mundo**

País <sup>2</sup>	Metas
Argelia	5% al 2017
	20% al 2030
Australia	20% al 2020
Bangladesh	5% al 2015
	10% al 2020
Bélgica	20.9% al 2020
Cape Verde	50% al 2020
Chile	8% al 2020
	10% al 2025
Islas Cook	50% al 2015
	100% al 2020
Costa Rica	100% al 2021
Dinamarca	50% al 2023
	100% al 2050
Egipto	20% al 2020
Eritrea	50%
Estonia	18% al 2015
Francia	27% al 2020
Gabón	70% al 2020
Grecia	40% al 2020
Alemania	35% al 2020
	50% al 2030
	65% al 2040
	80% al 2050
Ghana	10% al 2020
Guatemala	70% al 2022
India	10% al 2012
Indonesia	15% al 2025
Irlanda	40% al 2020
Israel	5% al 2014
	10% al 2020
Italia	26% al 2020
Jamaica	15% al 2020
Kiribati	10%
Kuwait	5% al 2020
Líala	10% al 2020
	30% al 2030
Madagascar	75% al 2020
Malasia	10%
Mali	25% al 2020
Islas Marshall	20% al 2020
Mauritas	35% al 2025
México <sup>3</sup>	35% al 2025
Mongolia	20–25% al 2020
Marruecos	20% al 2012
Nueva Zelanda	90% al 2025
Nicaragua	38% al 2011
Nigeria	18% al 2025
	20% al 2030
Niue	100% al 2020
Pakistán	10% al 2012
Palestina	10% al 2020
Filipinas	40% al 2020
Portugal	55–60% al 2020
Rumania	43% al 2020
Rusia	2.5% al 2015
	4.5% al 2020
Ruanda	90% al 2012
Sta. Lucía	5% al 2013
	15% al 2015
Sn. Vicente y las Granadinas	30% al 2015
	60% al 2020
Senegal	15% al 2020
Seychelles	5% al 2020
	15% al 2030
Islas Solomon	50% al 2015
Sudáfrica	4% al 2013
	13% al 2020
España	38.1% al 2020
Sri Lanka	10% al 2015
Tailandia	11% al 2011
	14% al 2022
Tonga	50% al 2012
Tunicina	4% al 2011
	16% al 2016
	40% al 2030
Turquía	30% al 2023
Tuvalu	100% al 2020
Uganda	61% al 2017
Reino Unido	15% al 2015
Escocia	80% al 2020
Uruguay	15% al 2015
Vietnam	5% al 2020

<sup>2</sup> Países de la OECD se colocan en verde y México en amarillo

<sup>3</sup> La meta es en generación con fuentes no fósiles

### 1.3. POLÍTICAS PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Como anteriormente se ha mencionado, la introducción de nuevas tecnologías de fuentes renovables, como la eólica, solar, biomasa, undimotriz y maremotriz, ha sido consecuencia del establecimiento de políticas energéticas que incentivan su participación en los mercados eléctricos y posibilitan su competencia con las tecnologías convencionales de generación eléctrica<sup>4</sup> (REN 21, 2013).

Las políticas que más se han implementado alrededor del mundo otorgan un beneficio económico a los generadores de energía renovable, permitiendo que se les pague la electricidad generada a un precio que hace rentables los proyectos y que es superior al que comúnmente se pagaría por generar con fuentes convencionales, esta medida se conoce como **Feed-in-tariff (FIT)** y se explicará con mayor detalle más adelante. Otra medida ampliamente implementada ha sido el **Renewable Portfolio Standard (RPS)**, el cual consiste en exigir a las empresas distribuidoras que un porcentaje de la electricidad que comercializan sea generado con FER (REN 21, 2013).

Ambas medidas tienen un costo en el usuario final, ya que un porcentaje del costo de generación debe ser absorbido por éstos, sin embargo, a largo plazo se refleja una reducción de la tarifa eléctrica al tener un portafolio que permite abastecer la demanda con proyectos de energías renovables ya amortizados y con costo cero de combustible (REN 21, 2013).

Además de estas dos políticas de energías renovables existen otras que han sido menormente implementadas pero que también han incentivado el aumento de la inversión en proyectos de energía renovable. Un ejemplo de ello son las licitaciones dedicadas para cada tecnología renovable, las cuales buscan adquirir la electricidad al menor costo posible al establecer un techo en cada licitación, pero que permite la implementación de los proyectos. Asimismo, se han creado mecanismos como el “**net-metering**” que consiste en “almacenar” la electricidad generada en un momento y utilizarla en otro.

Dada la intermitencia de las energías renovables se requiere de sistemas de respaldo con fuentes fósiles, biomasa, nuclear o hidroeléctricas de gran escala, que permitan soportar los vaivenes que se presentan en la operación real de los sistemas eléctricos. Asimismo, esta intermitencia puede

---

<sup>4</sup> Carboeléctricas, ciclo combinado de gas natural, nucleares, diesel, combustóleo

llegar a generar inestabilidades en la red eléctrica, por lo que un sistema tradicional tiene un límite máximo de generación con fuentes. Como solución a esto, en los últimos años se han desarrollado las redes inteligentes o “*Smart grids*”, las cuales permiten adquirir información de todos los participantes del sistema eléctrico (generadores, comercializadores y distribuidores) para optimizar la forma en que la demanda es abastecida y evitar fluctuaciones no deseables por las fuentes intermitentes de energía renovable, así como sistemas de almacenamiento de energía (REN 21, 2013).

Las energías renovables pueden tener también otro tipo de incentivos fiscales que permiten su instalación, tal es el caso de la reducción de aranceles a la importación de equipos y componentes y reducción de pago de impuestos. Otro tipo de garantías normalmente observadas en las normativas mundiales son el acceso libre a la red eléctrica, y contratos de compra de energía de largo plazo para garantizar el retorno de la inversión y su rentabilidad (REN 21, 2013).

### 1.3.1 Tipo de políticas regulatorias, incentivos y financiamiento de FER

A continuación se brinda un breve descripción de las políticas regulatorias, incentivos y tipo de financiamiento más utilizados para promover los proyectos con energías renovables.

#### 1. Políticas Regulatorias

- a. ***Feed-in-tariffs (FIT)***. Es un instrumento que impulsa el desarrollo de las FER a través del establecimiento de una tarifa especial, premio o sobre precio por unidad de energía eléctrica inyectada a la red. En este sentido, la autoridad establece una tarifa mínima que normalmente se diferencia según el tipo de tecnología, tamaño y ubicación de la central generadora renovable, lo que permite que existan mejores condiciones de pago a los generadores renovables y hagan rentables sus proyectos. Asimismo, se garantiza el acceso a las redes eléctricas para asegurar que los generadores estarán en condiciones de entregar la totalidad de su producto. En este mecanismo debe existir una obligación de compra de toda

la electricidad inyectada al sistema, lo que garantiza que la energía renovable tenga preferencia al utilizarse (Energy Saving Trust, 2013).

- b. **Cuotas de FER o Renewable Portfolio Standard (RPS).** Es un instrumento que incentiva la instalación de centrales de FER al obligar a los distribuidores a adquirir un porcentaje de su electricidad con estas tecnologías. Usualmente este tipo de instrumentos junto con las *Feed-in-tariffs* conllevan a un aumento de precio de la tarifa eléctrica, ya que parte de este sobrecosto por generar con energías renovables es trasladado al usuario final a menos que sea el Estado quien subsidie su adquisición. Sin embargo, a largo plazo (una vez que las inversiones son amortizadas), hay una disminución del crecimiento de la tarifa eléctrica al estar abasteciendo la demanda con recursos renovables (REN 21, 2013).
  
- c. **Net metering.** Como se mencionó anteriormente, consiste en permitir a los generadores con FER el “almacenar” la energía eléctrica en los periodos en que naturalmente el recurso renovable está disponible, para posteriormente utilizarla o venderla cuando no haya recurso. Su funcionamiento se basa en medir la cantidad de energía inyectada a la red eléctrica en el periodo y hora en que fue generada. Asimismo, se contabiliza la energía tomada de red eléctrica para satisfacer las demandas propias del usuario en periodos que no hay recurso. Posteriormente se hace el balance de estas dos cantidades por periodos horarios para obtener la cantidad neta de electricidad aportada o consumida de la red; si dicha cantidad fue a favor del usuario, los excedentes podrán ser utilizados en periodos posteriores para compensar huecos donde no exista generación eléctrica por falta del recurso renovable intermitente (REN 21, 2013).

Este tipo de sistema requiere un buen respaldo de capacidad para permitir tener esos “almacenamientos” de las FER y permitir flexibilidad en el sistema eléctrico.

- d. **Transacciones de Certificados de Energía Renovable (REC).** Se crea un mercado de certificados de energía renovable que permite al generador renovable

comercializarlo en un mercado abierto, de tal forma que cualquier usuario pueda adquirirlo y así comprobar que la electricidad que está consumiendo proviene de fuentes renovables de energía (REN 21, 2013).

## 2. Incentivos fiscales

- a. **Subsidios.** El estado subsidia una parte del capital para la inversión en proyectos de energías renovables.
- b. **Crédito en impuestos o producción.** Se otorga un crédito para el pago de impuestos al generador renovable, lo que permite que sean pagados en distintos ejercicios fiscales con mayores facilidades.
- c. **Reducción de impuestos.** Usualmente se reducen o eliminan los impuestos a la adquisición de equipo para generación renovable, se permite una depreciación acelerada del equipo y/o se disminuye el pago del impuesto por las ganancias debidas a la venta de energía eléctrica renovable.
- d. **Pago por producción de energía.** El Estado paga al generador renovable por la electricidad que inyecta a la red.

## 3. Financiamiento

- a. **Inversión pública.** El Estado es quien coloca los fondos o da préstamos a tasas preferenciales para la instalación de proyectos de energía renovable.
- b. **Licitaciones públicas.** Se crean licitaciones específicas para cada tipo de tecnología renovable, lo que permite establecer un rango de precios acorde a la inversión que se realice en cada tipo de tecnología. Asimismo, permite la competencia entre los generadores renovables para adquirir la electricidad al precio más competitivo

del mercado. Los ganadores firman un contrato (conocido como PPA<sup>5</sup>) de al menos 20 años que permite garantizar la compra de la electricidad generada, la rentabilidad del proyecto y el retorno de la inversión del mismo (REN 21, 2013).

Todos estos incentivos y políticas regulatorias van acompañados de un acceso garantizado a la red eléctrica y contratos de largo plazo que permiten garantizar la rentabilidad de los proyectos renovables.

Los países que más han desarrollado las energías renovables en sus matrices de generación se caracterizan por tener incorporadas FIT, la aplicación de subsidios a la electricidad renovable, reducción de impuestos y financiamiento o préstamos estatales que han permitido el desarrollo de las tecnologías (**Tabla 1.2**).

En el caso de México no es posible incorporar algunas de las políticas regulatorias más comúnmente utilizadas a nivel mundial por el tipo de mercado que se tiene, sin embargo, se destacan las licitaciones para FER que se han realizado los últimos años e incentivos fiscales que se otorgan a los proyectos de generación eléctrica renovable, instrumentos que, como se verá posteriormente, han permitido un aumento de la capacidad instalada.

---

<sup>5</sup> Power Purchase Agreement



**Tabla 1.2 Incentivos a las FER mundiales (REN 21, 2013)**

Países con alto nivel de ingresos										
País	Políticas regulatorias				Incentivos fiscales				Financiamiento	
	FIT	RPS	Net metering	REC	Subsidios	Crédito en el impuesto por inversión en FER	Reducción de impuestos	Pago por producción de energía	Inversión pública (préstamos o donaciones)	Licitaciones públicas
Australia	✓			✓	✓				✓	
Austria	✓			✓	✓	✓			✓	
Bélgica		✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓
Canadá	✓	✓	✓		✓	✓	✓		✓	✓
Croacia	✓				✓				✓	
Cyprus	✓				✓					
R. Checa	✓			✓	✓	✓	✓		✓	
Dinamarca	✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
Estonia	✓				✓		✓	✓		
Finlandia	✓			✓	✓		✓	✓		
Francia	✓			✓	✓	✓	✓		✓	✓
Alemania	✓				✓	✓	✓		✓	
Grecia	✓				✓	✓	✓		✓	
Hungría	✓				✓		✓		✓	
Irlanda	✓			✓						✓
Israel	✓	✓					✓		✓	✓
Italia	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
Japón	✓	✓	✓	✓	✓				✓	
Luxemburgo	✓				✓					
Malta	✓		✓		✓		✓			
Holanda	✓			✓	✓	✓	✓	✓	✓	
N. Zelanda					✓					
Noruega				✓	✓		✓		✓	
Polonia		✓		✓	✓		✓		✓	✓

Portugal	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Singapur			✓						✓	
Eslovaquia	✓				✓			✓		
Eslovenia	✓			✓	✓	✓	✓		✓	✓
Corea del Sur		✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	
España	✓				✓	✓	✓		✓	
Suecia		✓		✓	✓	✓	✓		✓	
Suiza	✓				✓			✓		
Trinidad y Tobago					✓	✓	✓			
E. Árabes		✓						✓	✓	✓
Reino Unido	✓	✓		✓	✓			✓	✓	
E. U. A.	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>Países con nivel de ingresos medio-alto</b>										
País	Políticas regulatorias				Incentivos fiscales				Financiamiento	
	Feed-in-tariffs	RP S	Net metering	RE C	Subsidios	Crédito en el impuesto por inversión en FER	Reducción de impuestos	Pago por producción de energía	Inversión pública (préstamos o donaciones)	Licitaciones públicas
<b>Países con ingresos medio-altos</b>										
Alergia	✓									
Argentina	✓				✓	✓	✓	✓	✓	✓
Bielorrusia							✓			
Bosnia y Herzegovina	✓				✓					✓
Botsuana					✓		✓			
Brasil						✓	✓		✓	✓
Bulgaria	✓				✓		✓		✓	
Chile		✓			✓		✓		✓	
China	✓	✓			✓			✓	✓	✓
Colombia							✓			

Costa Rica	✓									
R. Dominicana	✓		✓		✓		✓			✓
Ecuador	✓						✓		✓	
Granada							✓			
Irán	✓					✓		✓	☐	
Jamaica						✓	✓			
Jordán			✓				✓		✓	✓
Kazakstán	✓		☐	✓						
Lavita	✓						✓		✓	✓
Líbano			✓				✓			
Lituania	✓								✓	
Macedonia	✓								✓	
Malasia	✓	✓					✓		✓	✓
Mauritas					✓					
México			✓			✓			✓	✓
Palao		✓								
Panamá	✓		✓			✓	✓	✓		✓
Perú	✓						✓			✓
Rumania		✓		✓			✓		✓	
Rusia					✓					
Serbia	✓				✓					
Sudáfrica					✓					✓
Tailandia	✓						✓		✓	
Túnez			✓		✓		✓		✓	
Turquía	✓				✓					
Uruguay	✓		✓		✓		✓		✓	✓

## 1.4. EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE LAS TECNOLOGÍAS

En 2011 casi la mitad de las adiciones de capacidad instalada a nivel mundial fue mediante FER: 41 GW eólicos, 30 GW de solar PV, 25 GW de hidro, 6 GW de biomasa, 0.5 GW de energía solar concentrada (CSP), y 0.1 GW de geotermia<sup>6</sup>. Este comportamiento se debe a una mayor concientización de los efectos negativos del cambio climático producto de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), donde el sector eléctrico tiene una contribución relevante, así como a la reducción de costos de las tecnologías eólica y solar PV (IRENA, 2013).

En los últimos años se ha observado que el costo nivelado de electricidad<sup>7</sup> está declinando para las tecnologías eólica, solar PV, CSP y algunas tecnologías de la biomasa. Sin embargo, la hidroelectricidad y la geotermia siguen siendo las formas más baratas. Un ejemplo de ello es la caída de los precios de los módulos fotovoltaicos en china, los cuales han disminuido en un 65% en los últimos dos años hasta llegar a precios menores a los 0.75 USD/watt (IRENA, 2013). Este comportamiento es debido al gran avance que se ha tenido en la curva de aprendizaje de la tecnología con el objetivo de explotar los grandes potenciales y hacerlos cada vez más rentables. Esta situación conlleva una mayor demanda de la tecnología, tendencia que se espera que continúe en el corto y mediano plazo (*ídem*).

Los costos de cada tecnología varían en función de la cantidad de recurso, de la zona, del país, de las demás actividades económicas que se tengan en la región (**Gráfica 1.7**). Sin embargo, en promedio el orden en costo de las tecnologías es el siguiente (en forma descendente):

1. Solar de concentración
2. Solar PV
3. Eólico (instalaciones en tierra firme)
4. Biomasa, geotermia e hidroeléctricas

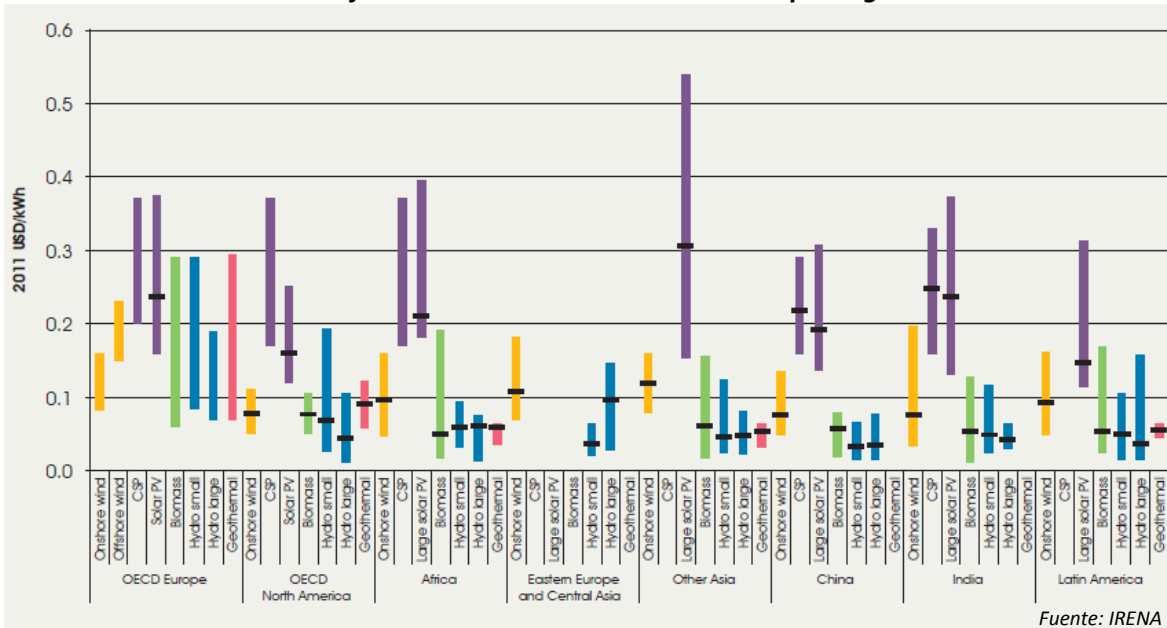


---

<sup>6</sup> IRENA - *Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview*

<sup>7</sup> Proporción que surge de dividir los costos totales del proyecto durante todo su tiempo de vida, entre la generación eléctrica total en el mismo periodo. Ambas cantidades se descuentan a un año base considerando una tasa que refleje el promedio del costo de capital de la inversión.

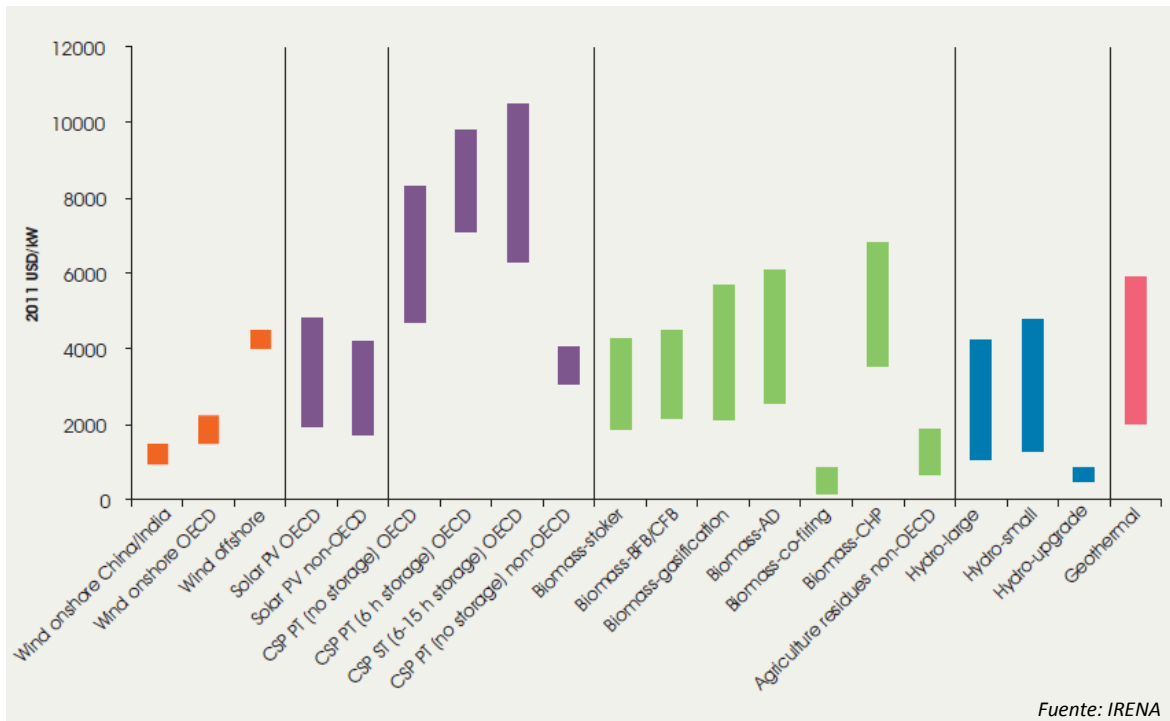
**Gráfica 1.7. Costos nivelados de las FER por región**



En el caso de los costos de inversión por potencia instalada, los más competitivos son los de la tecnología eólica, hidroeléctrica y algunas aplicaciones de la biomasa. Sin embargo, los niveles de competitividad de la solar PV ya están muy cercanos a las de estas tecnologías. Como se mencionó anteriormente, se espera que en los próximos años sigan disminuyendo considerablemente y lleguen a un alto nivel de competitividad.

En el caso de las tecnologías como la eólica “off-shore” o la de concentración solar, los costos de inversión por capacidad aún siguen siendo muy altos, en niveles superiores a los 4 MMUSD/MW instalado, lo que provoca que aún sean pocas las inversiones con excepción de lugares con excelente irradiación directa y fuertes vientos que garantizan rentabilidad (IRENA, 2013). (Gráfica 1.8)

**Gráfica 1.8. Rangos de los costos por capacidad**

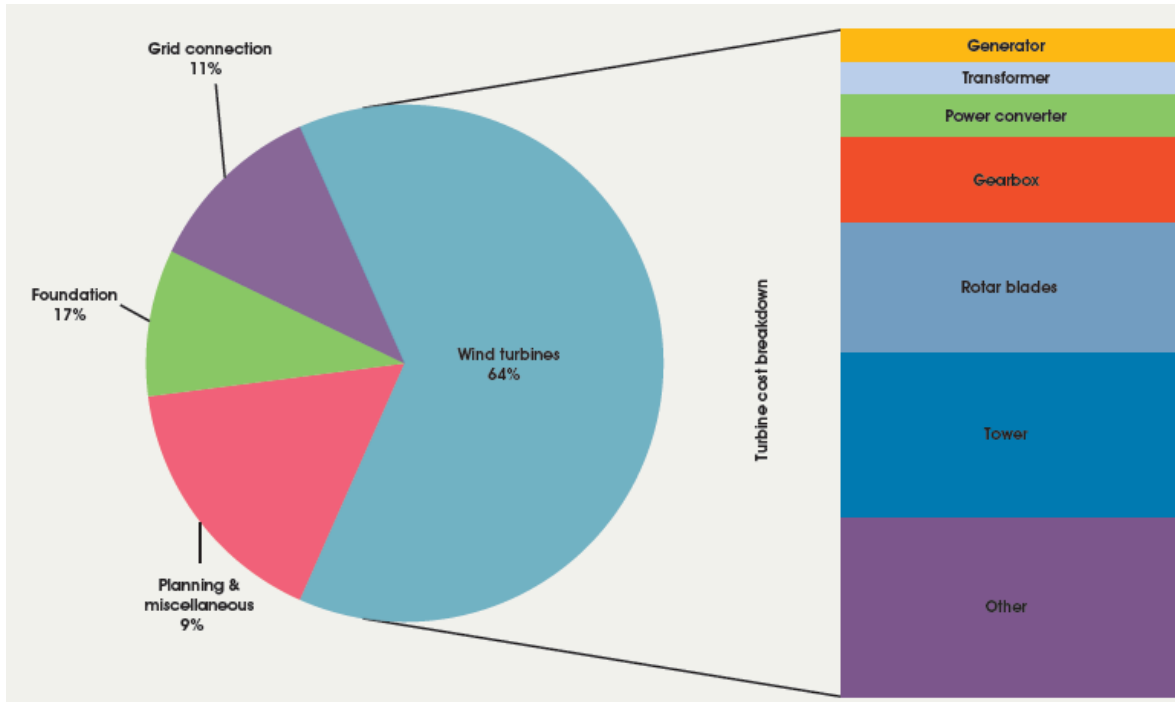


#### 1.4.1 Costos de tecnología eólica

En el 2012 en México el costo de inversión promedio por MW fue de 2 MMUSD (IRENA, 2013). Sin embargo, en la región latinoamericana varía entre 1 y 3 MMUSD/MW dependiendo del potencial eólico de la zona y de la densidad de viento. La mayor parte de este costo lo absorben las turbinas, que contabilizan más del 50% de la inversión (**Gráfica 1.9**).

Por su parte, los costos de operación y mantenimiento de la tecnología eólica “on-shore” se encuentran en un rango del 20%-25% de los costos nivelados totales, un promedio de 20 USD/MWh.

**Gráfica 1.9. Costos de inversión energía eólica**



Fuente: IRENA

#### 1.4.2 Costos de tecnología hidroeléctrica

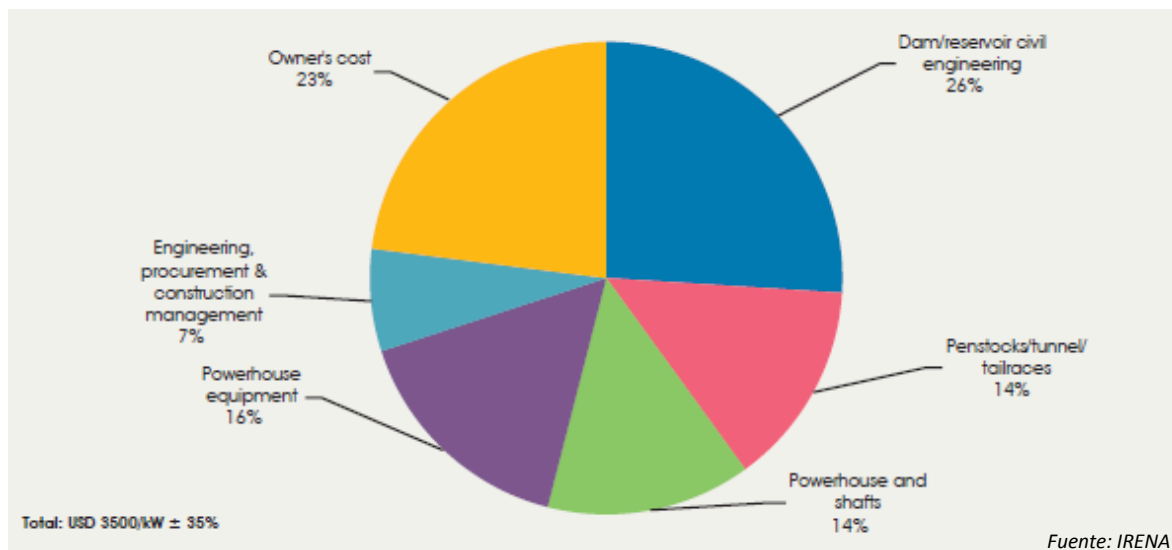
En el caso de la hidroeléctrica, su costo nivelado de electricidad promedio se encuentra alrededor de los 50 USD/MWh, aunque en proyectos muy buenos puede disminuir hasta los 20 USD/MWh.

Esta tecnología se caracteriza por ser intensiva en el capital de inversión, siendo altos los costos de la obra civil y el equipo electromecánico. Sin embargo, el costo de operación y mantenimiento es muy bajo en todo el tiempo de vida de la planta, lo que provoca que sea una tecnología bastante competitiva. En el caso de centrales con presas se tiene la ventaja de que la energía potencial puede ser almacenada, lo que permite controlar la intermitencia y el horario de generación de electricidad.

En la siguiente gráfica se muestra la proporción de las inversiones en capacidad en los distintos rubros de una presa hidroeléctrica (**Gráfica 1.10**). Es de resaltar que el llamado “owner’s cost” o costo del propietario, se refiere a los costos e intereses en los que incurre el inversionista durante la etapa de desarrollo del proyecto o antes de la construcción de la obra civil. Este costo puede llegar a ser bastante intensivo por el detalle de los estudios que deben realizarse (i. e. ingeniería, diseño de la obra civil y equipo electromecánico).

En el caso de los costos de operación y mantenimiento para las plantas hidroeléctricas, en promedio se encuentra en un 2-3% del costo de inversión por MW de capacidad instalado al año, lo que equivale a 70-105 USD/MW.

**Gráfica 1.10. Estructura de los costos de capacidad**



### 1.4.3 Costos de la tecnología solar PV

Para la energía solar fotovoltaica los costos se dividen en:

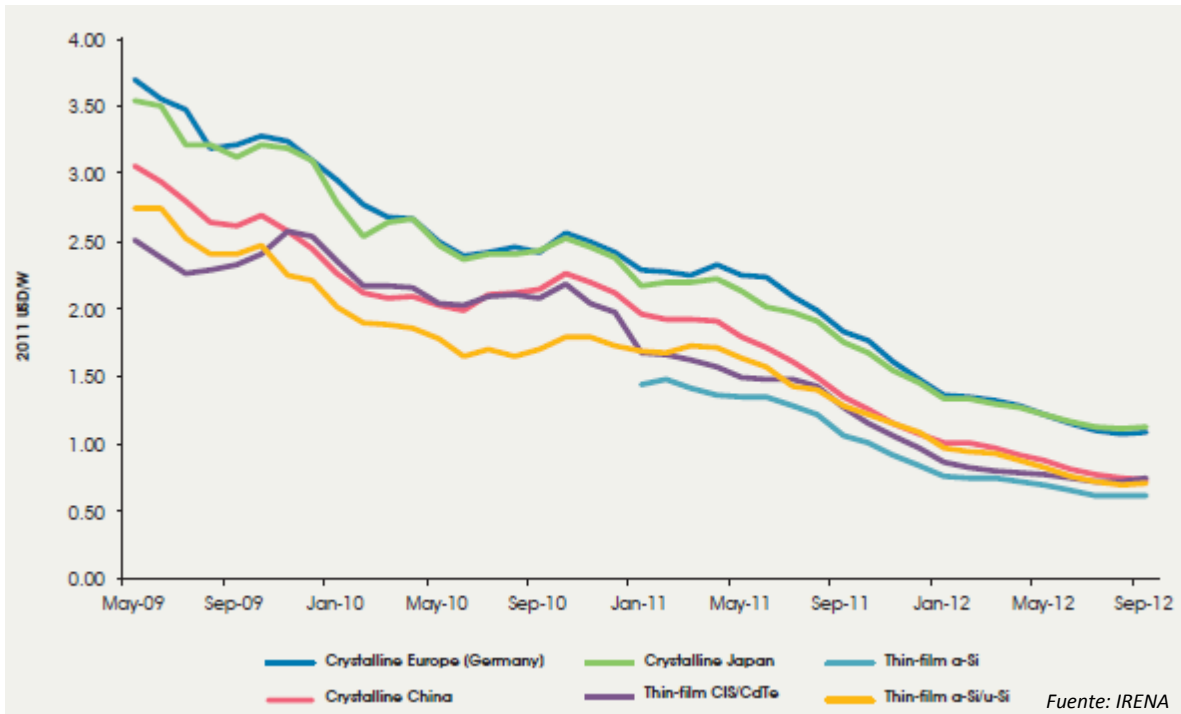
- Costo de los módulos fotovoltaicos, el cual es determinado por los costos de los *commodities* que se utilizan para construirlos (silicio), el procesamiento de las celdas y el ensamble y manufactura del módulo.



- Costo de balance del sistema, el cual se compone por la estructura para montar los módulos, la preparación del sitio de instalación, el inversor, el transformador, y el costo de las baterías (en caso de existir).

Usualmente los costos de los módulos solares habían sido los más representativos en la tecnología solar PV, sin embargo, en los últimos años estos costos han estado disminuyendo a tasas del 30-40% anual, lo que ha permitido la instalación de un mayor número de equipos y que sus costos comiencen a ser equiparables a los del balance del sistema. En la siguiente gráfica se muestra la evolución histórica de los costos de los módulos desde el 2009 en distintos países (IRENA, 2013) (Gráfica 1.11):

**Gráfica 1.11. Evolución de los costos de los módulos PV**



Como se observa en la gráfica, los costos totales de instalación varían según la región, sin embargo, tienden a ser más bajos en los países que mayor desarrollo de tecnología han tenido. Por ejemplo, los sistemas caseros en Alemania han bajado a niveles de \$2,000 USD/kW. Por el

contrario, en Estados Unidos aún se encuentran en rangos de \$4,000 a \$8,000 USD/kW (IRENA, 2013).

En el caso de sistemas de gran escala los costos han comenzado a ser equiparables con los de la tecnología eólica, sin embargo, esto depende en gran parte de la calidad del recurso solar y la ubicación de las instalaciones. Los costos actuales para este tipo de sistemas se encuentran en un promedio de 2-3 MMUSD/MW en Estados Unidos, sin embargo en países como China y Alemania, estos costos pueden llegar a disminuir hasta 1.7 MMUSD/MW (IRENA, 2013), haciendo al día de hoy la tecnología solar bastante competitiva respecto a otras.

#### 1.4.4 Costos de tecnología solar de concentración

Actualmente existen tres tipos comunes de tecnologías de concentración solar:

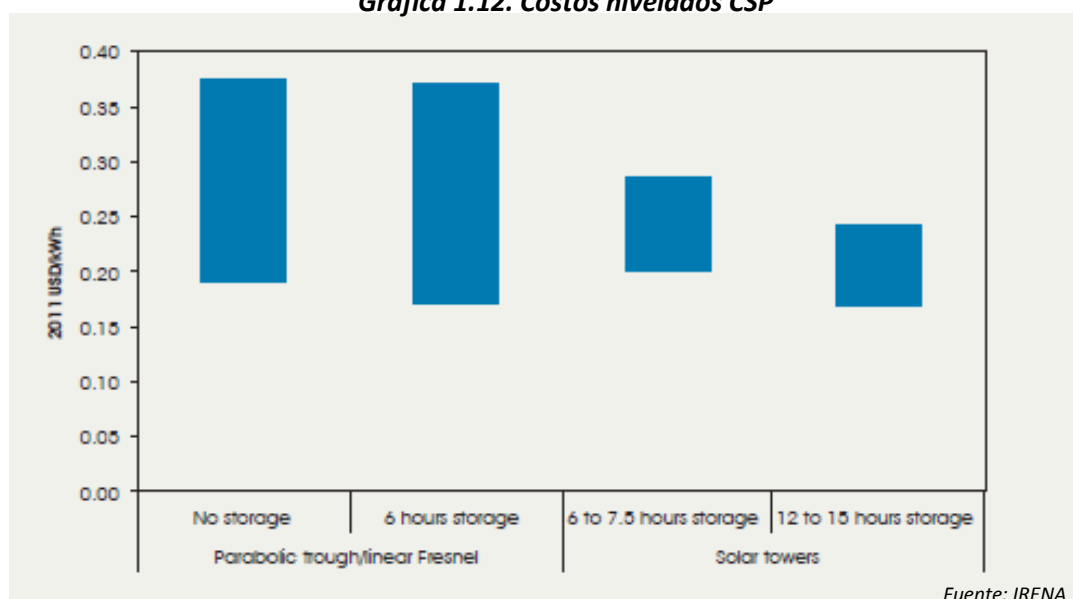
- Canal parabólico
- Torre central
- Disco solar

La tecnología más madura es la de canal parabólico, quien contabiliza el 80% de todas las plantas existentes. Los costos de inversión para sistemas de canal parabólico actualmente oscilan entre los \$4.5 y \$7.3 MMUSD/MW. Sin embargo, en lugares con excelente recurso, este costo puede disminuir hasta los \$3.1 MMUSD/MW. La ventaja de este tipo de sistemas es que pueden utilizarse sales líquidas como fluido de calentamiento para la producción de vapor, dichas sustancias alcanzan temperaturas de hasta 540 °C, lo que permite mejorar eficiencias respecto a la solar PV y tener un almacenamiento térmico para generar en las horas de demanda pico, característica que no es posible en los sistemas fotovoltaicos.

En el caso de sistemas de canal parabólico y torre central con almacenamiento de energía se tienen costos de inversión que oscilan entre los \$6.4 y \$10.7 MMUSD/MW. Sin embargo, sus costos de operación y mantenimiento son reducidos comparados con otras tecnologías, los cuales se encuentran en un promedio de \$0.025 USD/kWh.

El costo nivelado de electricidad para las tecnologías de concentración solar aún sigue siendo alto. Para los sistemas de canal parabólico, fluctúa entre los \$0.19 - \$0.38 USD/kWh, y \$0.17 - \$0.37 USD/kWh si se agrega un sistema de almacenamiento de energía equivalente a seis horas. Para el caso de las torres centrales, que es una tecnología menos madura, éste oscila entre los \$0.2 - \$0.29 USD/kWh con un sistema de 7 horas y media de almacenamiento; este valor disminuye a \$0.17 - \$0.24 USD/kWh si se le agregan sistemas de almacenamiento de 12 a 15 horas (**Gráfica 1.12**).

**Gráfica 1.12. Costos nivelados CSP**



#### 1.4.5 Costos de la tecnología geotérmica

Para la energía geotérmica, existen dos tipos de tecnologías en función de la temperatura y presión del recurso:

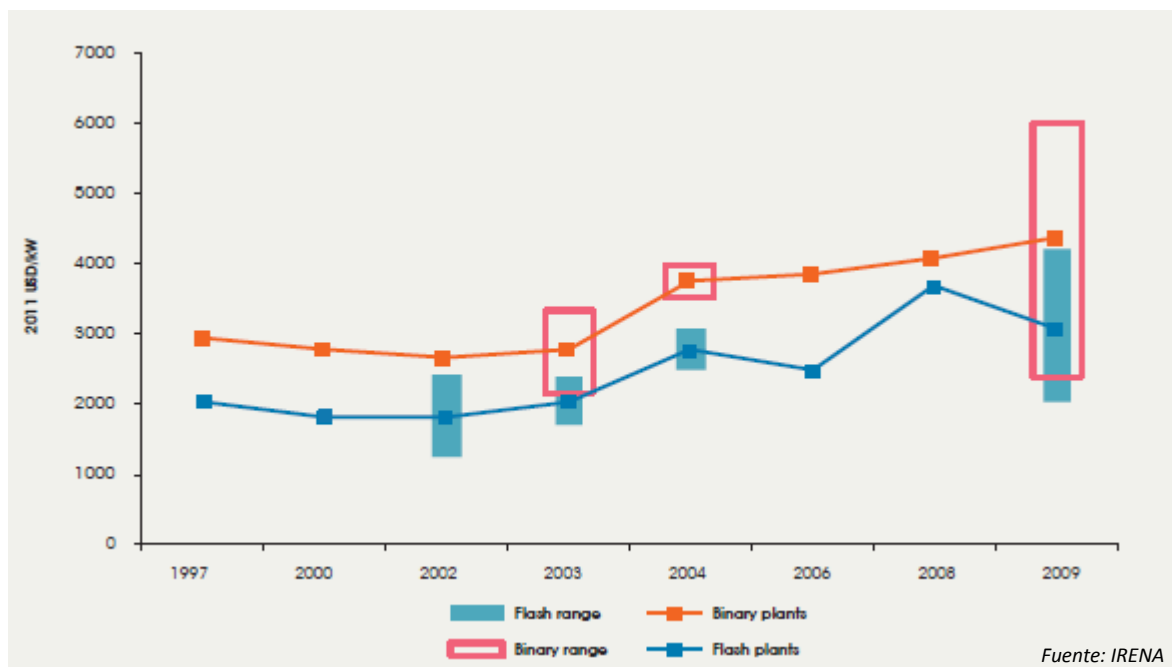
- **Flash.** La entalpía del líquido subterráneo es lo suficientemente alta que al extraerlo a presión y temperatura ambiente, se produce automáticamente vapor que se utiliza para el funcionamiento de una turbina convencional.

- **Ciclo binario.** La entalpía del líquido subterráneo no es tan alta, por lo que se debe de utilizar un intercambiador de calor que vaporice otro fluido de bajo punto de ebullición que servirá para accionar la turbina de vapor.

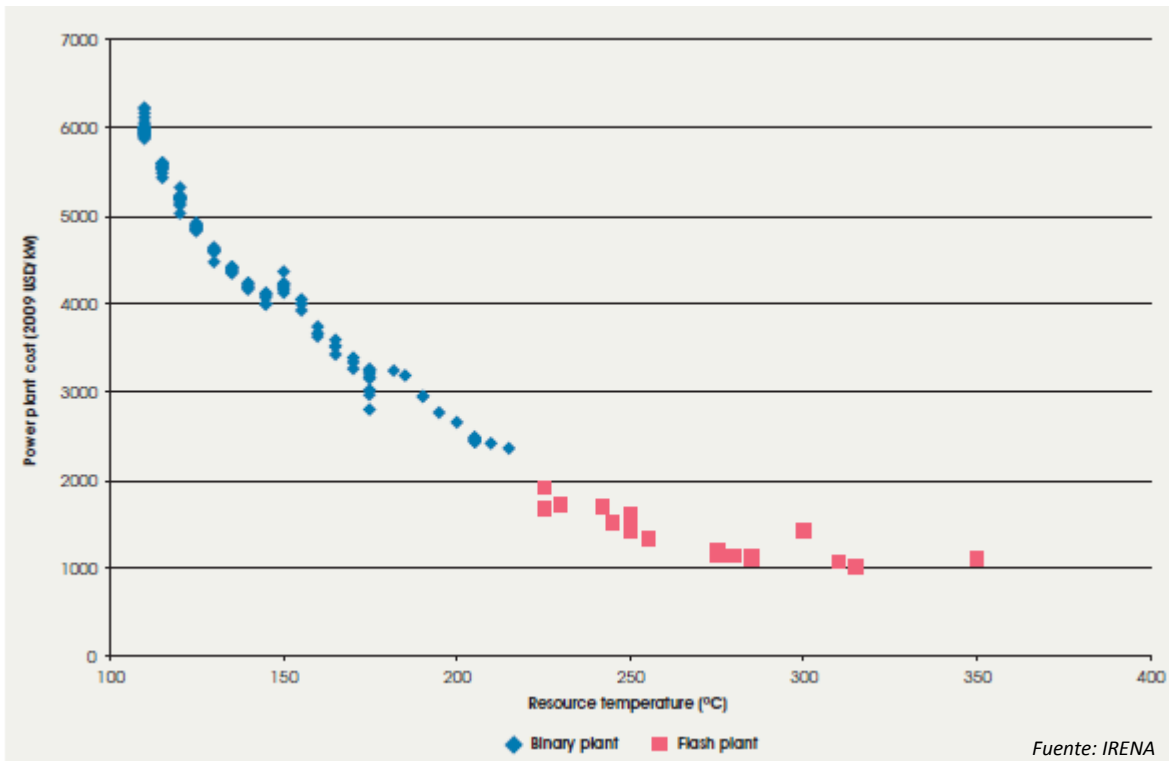
Resultado de esto, la tecnología flash es más eficiente que la de ciclo binario. Asimismo, los costos de inversión en un flash son menores que los de ciclo binario. En la **Gráfica 1.13** se observa que los costos por instalación de capacidad de tecnología geotérmica oscilan entre los 2 MMUSD/MW y los 6 MMUSD/MW. Estos costos han subido en los últimos años debido a la alza de precios de los *commodities* necesarios para esta tecnología, sin embargo, pueden reducirse hasta 1.5 MMUSD/MW si hay un gran potencial (**Gráfica 1.14**).

A pesar de que los costos de instalación de la geotermia son altos, los costos nivelados de electricidad llegan a ser de los más competitivos que existen al tenerse factores de capacidad alrededor del 90%. Este costo oscila entre los \$0.03 y \$0.06 USD/kWh (IRENA, 2013).

**Gráfica 1.13. Costos de instalación de geotermia**



**Gráfica 1.14. Variación de los costos de instalación geotérmica según entalpía del recurso**



### Costo nivelado de la electricidad

El costo nivelado de la electricidad surge de dividir los costos totales del proyecto durante todo su tiempo de vida, entre la generación eléctrica total en el mismo periodo. Ambas cantidades se descuentan a un año base considerando una tasa que refleje el promedio del costo de capital de la inversión (ec. A). Es determinado por siete grandes aspectos:

- ✓ Calidad del recurso
- ✓ Costo del equipo y eficiencia
- ✓ Costos de balance del proyecto o del sistema<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Costos asociados a la instalación de los paneles fotovoltaicos, como el costo de la estructura, componentes eléctricos, mano de obra, costo del inversor.

- ✓ Combustible (para el caso de la biomasa)
- ✓ Costos de operación y mantenimiento
- ✓ Vida útil del proyecto
- ✓ Costo de capital

$$CN = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dónde:

$I_t$  = Gastos en inversión en el año  $t$

$M_t$  = Gastos de operación y mantenimiento en el año  $t$

$F_t$  = Gastos en combustible en el año  $t$  (si existen)

$E_t$  = Generación de electricidad en el año  $t$

$r$  = Tasa de descuento

$n$  = Vida del proyecto

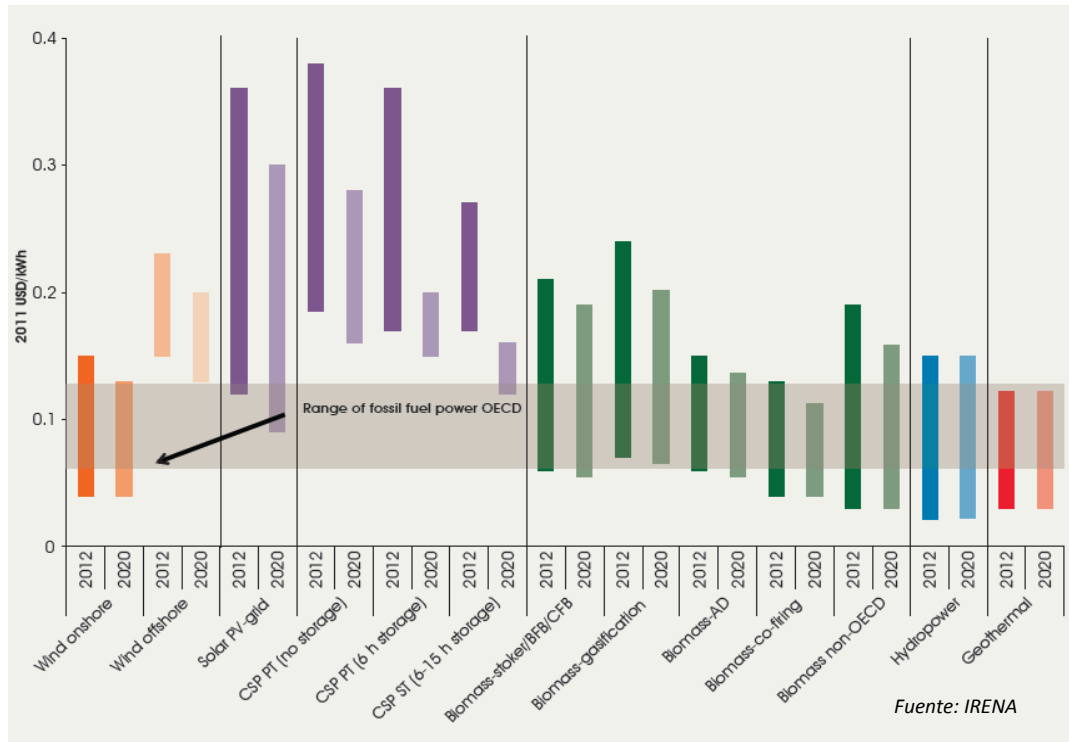
El valor resultante sirve para comparar la inversión en distintas tecnologías de generación eléctrica.

## 1.5 TENDENCIAS DE LOS COSTOS

La tendencia en los costos de las energías renovables se esperan de la siguiente manera (IRENA, 2013):

- ✓ El costo nivelado de la electricidad para el caso de los sistemas fotovoltaicos continuará disminuyendo en los siguientes años, sin embargo, lo hará a una tasa menor debido a las grandes reducciones que ya se han presentado y que los costos de los paneles comienzan a ser equiparables a los del balance del sistema. Por su parte, los costos de balance del sistema representarán una nueva área de oportunidad de reducción, ya que actualmente comienza a haber regiones donde estos costos superan a los de los módulos fotovoltaicos.
- ✓ Para el caso de las tecnologías de concentración solar podría haber una reducción de costos, sin embargo, esto dependerá de la explotación e instalaciones que se lleven a cabo en los siguientes años, ya que hasta el momento las bajas inversiones no han permitido el aumento de la curva de aprendizaje y mantienen un nivel bajo de aprovechamiento de la tecnología.
- ✓ Los precios de las turbinas eólicas están disminuyendo después de un periodo de precios altos, además de que mejoras en la tecnología han permitido alcanzar mejores factores de planta; esto permitirá una disminución en los costos nivelados en los próximos años.
- ✓ Al 2020 se espera una ligera disminución en los costos nivelados de todas las tecnologías. Sin embargo, continuarán siendo las tecnologías renovables maduras y la eólica quienes estarán en un mejor rango de competitividad contra las fuentes fósiles (**Gráfica 1.15**).

**Gráfica 1.15. Evolución esperada del costo nivelado de la electricidad**





## 2. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO

### 2.1 FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE (FER)

En la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) se consideran Fuentes de Energía Renovables (FER) las siguientes:

- Hidroeléctricas hasta 30 MW, o mayores si se cumple uno o más de los siguientes requisitos:
  - La densidad de potencia medida como capacidad instalada entre área del embalse sea de al menos 10 W/m<sup>2</sup>.
  - Si el reservorio de la presa ya existía antes de la publicación de la ley y posteriormente fue adaptada para generar electricidad
  - Si la presa almacena hasta 50,000 m<sup>3</sup> de agua y tiene un reservorio no mayor a 1 hectárea.
  
- El viento
- La radiación solar en todas sus formas
- El movimiento de agua en cauces naturales o artificiales
- La energía oceánica en todas sus formas: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal
- El calor de yacimientos geotérmicos
- Los bioenergéticos para la generación de electricidad

En este análisis no se toman en cuenta las centrales hidroeléctricas mayores de 30 MW como energías renovables. Esta restricción se colocó por el fuerte impacto ambiental que existe al construir grandes presas.

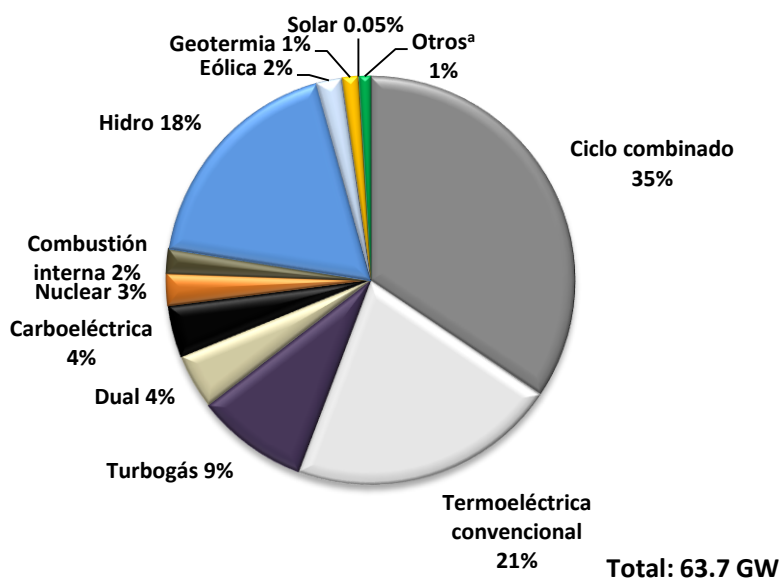
Por otra parte, la LAERFTE establece una meta de generación de electricidad con fuentes no fósiles al 2024. Dicha meta no vinculante consiste en alcanzar una participación en la generación eléctrica

del país de 35% con fuentes que incluyen a las renovables, nuclear y grandes hidroeléctricas, por lo que estas dos últimas se contabilizarán cuando se hable de este ámbito (Congreso de la República, 2008).

## 2.2 SITUACIÓN AL CIERRE DE 2012

Al cierre del 2012 la capacidad instalada en México llegó a los 63.7 GW, caracterizándose por la amplia participación de centrales de ciclo combinado de gas natural que representaron el 35% y turbinas de vapor, con 21%<sup>9</sup>. (Gráfica 2.1).

**Gráfica 2.1. Capacidad instalada 2012**



<sup>a</sup>Incluye tecnologías de frenos regenerativos y lecho fluidizado

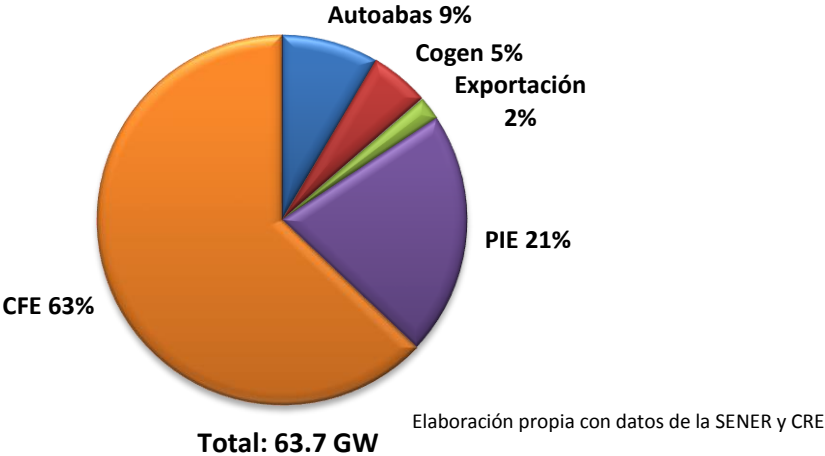
Elaboración propia con datos de la SENER y CRE

Del total de la capacidad instalada existente, 40.1 GW son de CFE y el resto de privados mediante esquemas de autoabastecimiento, producción independiente de energía (PIE), cogeneración, exportación y pequeña producción (Gráfica 2.2). Se destaca que el 58% de la capacidad instalada

<sup>9</sup> Información obtenida de la Secretaría de Energía (SENER) y Comisión Reguladora de Energía (CRE)

privada fue mediante esquemas de PIE, quienes contabilizaron un total de 13.1 GW en plantas de ciclo combinado y 510 MW en parques eólicos (SENER, 2012).

**Gráfica 2.2. Capacidad instalada 2012 por operador**

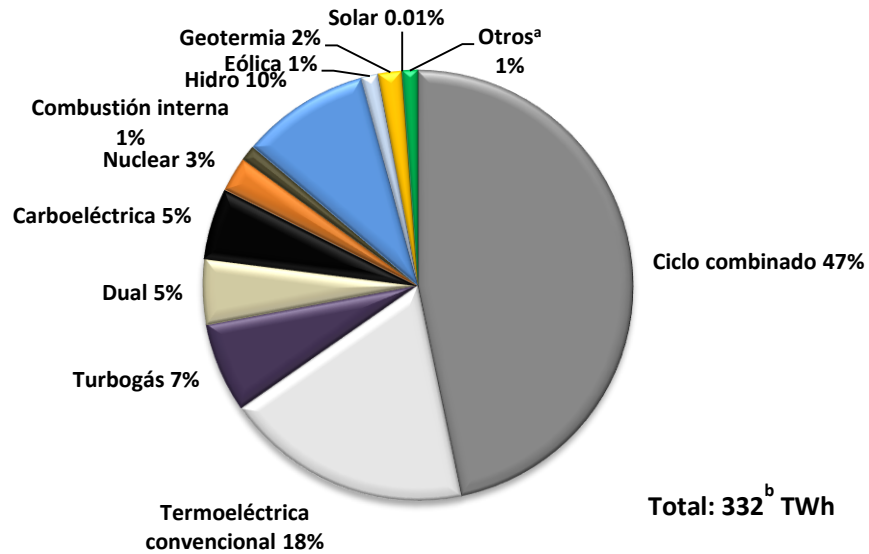


Respecto a la generación, al 2012 se contabilizó un total de 332 TWh<sup>10</sup> considerando las plantas de CFE y de generadores privados. De este total, tan sólo el 17% fue mediante energías no fósiles<sup>11</sup> (de las cuales la hidroeléctrica representó el 10%, la geotermia el 2%, la nuclear el 3%, eólica el 1% y otras 1%), y el 47% mediante plantas a gas natural, lo que demuestra la gran dependencia que se tiene de ese combustible. (Gráfica 2.3). 46.2% del total de la generación fue por privados (Gráfica 2.4).

<sup>10</sup> Considera la generación real de CFE registrada en el Sistema de Información Energética (SIE) al cierre del 2012 y la generación anual autorizada a los permisionarios en los permisos de la CRE.

<sup>11</sup> Así denominadas por la SENER. Incluye: Eólica, solar, geotermia, hidroeléctrica, nuclear y biomasa

**Gráfica 2.3. Generación 2012**

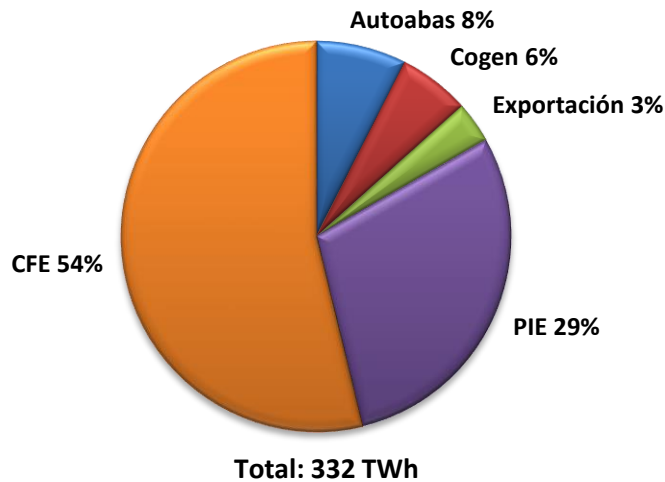


<sup>a</sup>Incluye tecnologías de frenos regenerativos y lecho fluidizado

Elaboración propia con datos de la SENER y CRE

<sup>b</sup>Considera la capacidad real registrada por CFE y generación anual autorizada a la generación privada en permisos autorizados por la CRE

**Gráfica 2.4. Generación 2012 por operador**

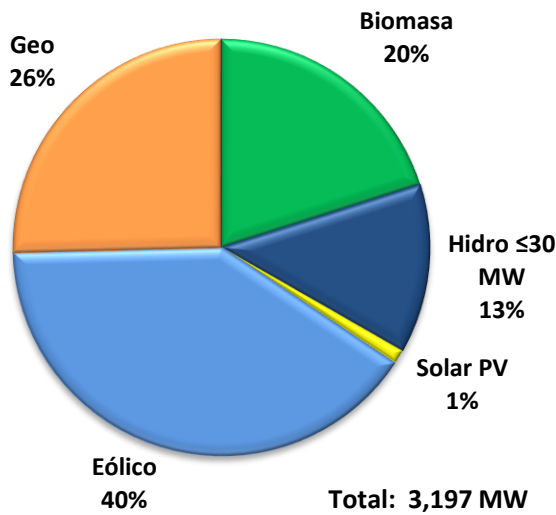


Elaboración propia con datos de la SENER y CRE

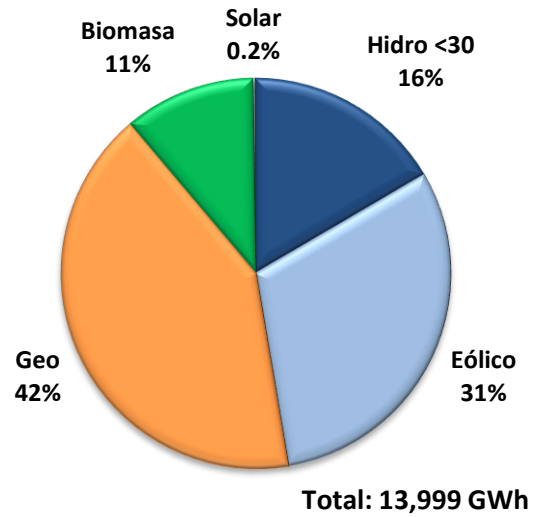
Si nos enfocamos específicamente a la situación de las energías renovables señaladas en la LAERFTE (sin considerar la gran hidroeléctrica), tendremos que al cierre del 2012 se tuvo una capacidad instalada de 3,197 MW, lo que equivale a sólo el 5% de la capacidad instalada total

(SENER, 2012). Las plantas eólicas tuvieron una participación del 40%, las geotérmicas<sup>12</sup> del 26%, biomasa un 20%, hidroeléctrica menor a 30 MW un 13% y solar PV el 1% restante (**Gráfica 2.5**). En el caso de las FER, la mayor parte de la capacidad corresponde a generadores privados (63%) (**Gráfica 2.6**).

**Gráfica 2.5. Capacidad instalada FER 2012**



**Gráfica 2.6. Generación FER 2012**



Elaboración propia con datos de la SENER y CRE

En lo que respecta a la generación, se generaron 14<sup>13</sup> TWh en el 2012, siendo la mayoría mediante geotermia, viento e hidroeléctricas (**Gráfica 2.7**).

La mayor parte de la energía renovable en México es generada por privados, sin embargo, CFE sigue siendo la empresa que mayor capacidad instalada tiene. Actualmente se han realizado cinco licitaciones para parques eólicos en modalidad de Productor Independiente de Energía, lo que ha permitido a algunas empresas aumentar su participación en capacidad instalada. Sobresale la empresa Acciona, quien es el participante privado con mayor capacidad instalada al cierre del 2012, después de adjudicarse las licitaciones eólicas Oaxaca I, II y III, con lo que colocó en operación 302 MW. Otras empresas como Iberdrola y Enel Green Power, también han ganado

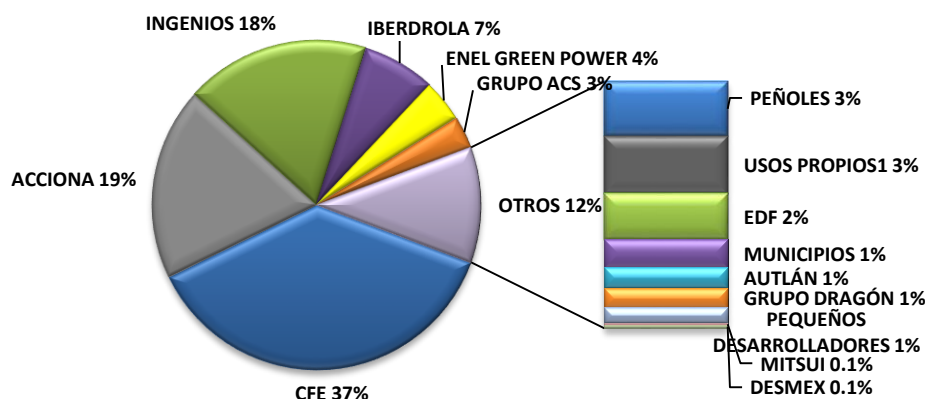
<sup>12</sup> Actualmente la geotermia sólo es explotada por CFE debido a mejoras en el marco regulatorio que permitan mayor certidumbre en la explotación a los inversionistas privados

<sup>13</sup> Considera los datos de generación autorizada por la CRE en los permisos de generación.

licitaciones de PIE, colocándolas como empresas dominantes en la capacidad renovable en México (Gráfica 2.7).

Hay que destacar que la participación de los ingenios azucareros en la generación de electricidad renovable no es nada despreciable, ya que en conjunto contabilizan el 18% de la capacidad existente al 2012.

**Gráfica 2.7. Principales generadores FER 2012**



Elaboración propia con datos de la SENER y CRE

## 2.3 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Se observa que gran parte de la capacidad instalada en México y su respectiva generación implica una alta participación de entidades privadas, lo que cada vez mengua más el papel de la CFE como empresa estatal monopólica encargada de generar, transmitir, comercializar y distribuir la electricidad.

La dependencia eléctrica del país recae en el gas natural, pues su participación es un poco mayor al 50%, situación que crea riesgo de abastecimiento al no ser actualmente un país sobresaliente en la producción de gas natural. Es por ello que debido a la falta de infraestructura para el transporte de gas natural importado de Estados Unidos, a inicios del presente año se tuvo que comenzar a importar gas natural licuado de distintas partes de mundo para poder abastecer la industria y las

plantas de ciclo combinado, lo que provocó un aumento en el precio de generación de la electricidad y también un aumento de las tarifas eléctricas.

La falta de infraestructura se mantendrá por al menos dos años, ya que recientemente se licitaron los gasoductos para aumentar la capacidad de importación de gas natural y debemos aguardar su construcción y entrada en operación.

Aunque el gas natural se ha vislumbrado en un futuro próximo como el combustible de transición, la alta dependencia de un solo tipo de recurso crea vulnerabilidad en el sistema eléctrico, situación que debe ser replanteada por la Secretaría de Energía para promover el desarrollo de otro tipo de fuentes de energía que permitan diversificar la matriz. En este sentido, las renovables se colocan como una excelente opción, al tener los recursos gratuitos y no depender de las fluctuaciones de los precios del petróleo o del gas natural.

En México se tiene apenas un 5% de participación de las FER en la capacidad instalada sin considerar las grandes centrales hidroeléctricas. Contabilizando a las grandes hidroeléctricas de la CFE, se llega a una participación del 21%, porcentaje que disminuye al 13% en el caso de la generación.

Por otra parte, la mayor parte de las inversiones en energías renovables ha sido por parte de los privados, sin embargo, aún se está muy lejos de la meta de generación del 35% con fuentes no fósiles.

### 3. MARCO REGULATORIO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES (FER) PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO

En este capítulo se presenta el marco regulatorio de las energías renovables para el sector eléctrico en México. Primero se exponen los antecedentes y posteriormente los ordenamientos jurídicos, desde la Constitución hasta los programas específicos.

#### 3.1 ANTECEDENTES

Hasta antes de 1937 el suministro de energía eléctrica en México era proporcionado por tres compañías extranjeras: *The Mexican Light Power and Company*, en el Centro del país; *The American and Foreign Power Company*, con tres sistemas interconectados en el norte del país; y *La Compañía Eléctrica de Chapala*, en el occidente. Los intereses de estas compañías era generar ganancias financieras, por lo que se habían concentrado en las zonas de mayor demanda energética y habían dejado de lado la electrificación en zonas rurales, lo que representaba un índice menor al 50% de electrificación y el estancamiento en el desarrollo del país. Fue en ese año que se crea la compañía estatal eléctrica, Comisión Federal de Electricidad, CFE, con la finalidad de electrificar el país y llevar el servicio al total de la población del territorio mexicano (Guevara & García Santillán, 2008).

En el año de 1960 se lleva a cabo la nacionalización de la energía eléctrica durante el periodo de gobierno del Presidente Adolfo Ruiz Cortines, quedando la CFE como la única compañía nacional de electricidad y *The Mexican Light Power and Company* pasa a manos del Estado formando la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLyFC) con la finalidad de abastecer de electricidad a la ciudad de México y zona conurbada. Fue en este momento en que se modificó el artículo número 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, estableciendo que el Estado el único permitido para aprovechar los recursos naturales en la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tenga como finalidad el servicio público y que esta materia no se otorgarán concesiones ni permisos. La CLyFC pasa a ser Luz y Fuerza del centro en



1992 y es decretada su extinción en el 2010<sup>14</sup>, para quedar CFE como la única entidad pública del estado para fines de servicio público de energía eléctrica (CFE, 17).

En diciembre de 1975, se regula el sector eléctrico mediante la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, LSPEE, estableciendo las atribuciones de la CFE y las líneas de base para llevar a cabo el suministro de electricidad en la nación; planeación de la expansión del sistema de generación y transmisión; comercialización de la electricidad; fijación de tarifas eléctricas; con la finalidad de contribuir al desarrollo económico y llevar la electricidad a todos los rincones del país. Sin embargo, no es sino hasta 1992 que se reforma la LSPEE permitiendo nuevamente la participación privada en la generación mediante las siguientes modalidades que no se consideran el servicio público:

- A. Autoabastecimiento. Es la generación de electricidad para consumo propio o de una sociedad de personas físicas o jurídicas llamada sociedad de autoabastecimiento, donde uno o más de los socios generan electricidad y suministran a los otros.
- B. Productor Independiente de Energía. Generación de electricidad mediante plantas mayores a 30 MW para su venta a la CFE.
- C. Pequeño Productor. Generación de electricidad mediante plantas menores a 30 MW para su venta a la CFE.
- D. Importación de electricidad para consumo propio o para autoabastecimiento
- E. Exportación producto de electricidad generada por autoabastecimiento.

Durante este proceso de reapertura del sector se crea la Comisión Reguladora de Energía, CRE, entidad desconcentrada de la Secretaría de Energía, encargada de regular a los privados en materia energética, incluyendo la generación de electricidad y con la responsabilidad de otorgar los permisos en las modalidades anteriormente descritas (Congreso de la Unión, 1992).

---

<sup>14</sup> La extinción de LyFC dejó sin empleo a cerca de 40 mil trabajadores, a los cuales el gobierno ofreció liquidación. Cerca de la mitad no aceptó y hasta la fecha de mantiene el conflicto con el Sindicato Mexicano de Electricistas.

En este marco regulatorio es en el que se enmarca la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), la cual es publicada a finales del 2008 y surge de una reforma energética llevada en ese mismo año.

### 3.2 MARCO REGULATORIO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE (FER) EN MÉXICO

Los ordenamientos jurídicos que sustentan la promoción de las energías renovables son los siguientes:

1. **Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.** Establece de interés público la generación de electricidad y reserva su generación, transmisión, distribución y comercialización al Estado, siempre y cuando esa electricidad tenga como finalidad el servicio público (Art. 27).
2. **Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.** Establece que la Comisión Federal de Electricidad, CFE, será la encargada de la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el Estado mexicano que tenga como finalidad el servicio público. De esta ley se desprende la posibilidad de generación privada mediante cinco modalidades antes descritas.
3. **Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, LAERFTE.** Define cuáles serán las FER e incorpora el valor de las externalidades ambientales para la planeación de la expansión de la generación del sector eléctrico y en el despacho económico de centrales. Asimismo, establece las guías de desarrollo de las FER en México dentro de las modalidades no consideradas servicio público y colocando una meta de generación con fuentes no convencionales del 35% en el 2024. La ley crea cuatro instrumentos para la consecución de la meta:
  - Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables
  - Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía

- Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
- Metodología de Externalidades
- Inventario Nacional de Energías Renovables (publicación pendiente)

Además de estas tres leyes que son la columna vertebral para la generación renovable, existirán ordenamientos aledaños que deberán cumplirse para establecer nuevas centrales de generación eléctrica o serán guías para el desarrollo de las FER en México:

- **Ley de Aguas Nacionales, LAN.** Regula los usos de agua, entre ellos, el uso para generación eléctrica con centrales hidroeléctricas y el aprovechamiento de pozos para centrales geotérmicas mediante una concesión otorgada por la Comisión Nacional del Agua, CONAGUA.
- **Ley del Impuesto Sobre la Renta.** Establece los incentivos fiscales a las FER.
- **Ley General de Cambio Climático.** Apoya indirectamente a las FER estableciendo una meta de reducción de GEI para el 2020 del 20% comparado con las emisiones del 2000, para lo cual las FER jugarán un papel importante.
- **Estrategia Nacional de Energía.** Guía de desarrollo del sector energético del país, con metas de energías limpias según la LAERFTE
- **Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente.** Establece que la instalación y construcción de infraestructura eléctrica deberá contar con un permiso ambiental otorgado por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y deberá realizarse una Manifestación del Impacto Ambiental (MIA), para evaluar el daño al ambiente que pueda existir.
- **Programa Sectorial de Energía.** Establece las metas, estrategias y líneas de acción sexenales del sector eléctrico.

- **Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico.** Es la prospectiva de expansión de generación y transmisión del sistema eléctrico nacional con electricidad destinada para el servicio público y elaborado por la CFE.
- **Prospectiva del Sector Eléctrico.** Establece la visión de todo el sistema eléctrico nacional a 15 años, expansión de la generación privada, de servicio público y de transmisión. Es elaborada por la SENER anualmente.
- **Prospectiva de Energías Renovables.** Establece la visión de energías renovables para la generación eléctrica y para otros usos en 15 años. Es elaborada por SENER anualmente e incluye el desarrollo esperado en FER por CFE y por privados, así como la evaluación anual del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, PEAER, y consecución de las metas establecidas en él.

Estos ordenamientos serán aplicados por tres instituciones que serán los interlocutores de todo generador privado que pretenda generar con recursos renovables amparado por la LAERFTE:

- **Secretaría de Energía, SENER.** Representante del ejecutivo federal encargado de diseñar y aplicar la política energética nacional, así como de definir la planeación a futuro del sector energético, metas a alcanzar y cuando realizar nuevas licitaciones para FER. Realiza la Prospectiva del Sector Eléctrico y la Prospectiva de Energías Renovables.
- **Comisión Reguladora de Energía, CRE.** Órgano desconcentrado de la SENER que regula el sector energético. En cuestión de FER, otorga los permisos de generación a privados en las cinco modalidades permitidas, arbitra entre la CFE y los generadores privados, define las tarifas de porteo eléctrico y contraprestaciones que recibirán los PIE y PP por venta de energía a la CFE.
- **Comisión Federal de Electricidad, CFE.** Empresa estatal autónoma, tiene un monopolio en la transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Es quien define las tarifas

eléctricas a los consumidores finales con autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, define el plan de expansión del sistema (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico, POISE) de generación eléctrica para servicio público y de expansión de las líneas de transmisión. Cualquier generador privado con FER debe de establecer un contrato de interconexión y de transmisión de la electricidad con esta compañía para poder transmitir su electricidad mediante las líneas de la Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Con la entrada en vigor de la LAERFTE el regulador, CRE, desarrolló más mecanismos que comenzaron a hacer crecer la introducción de FER en México:

- Modelos de contratos de interconexión específicos para FER
- Modelo de convenio de transmisión para fuente renovable a ser establecido entre el generador privado o permisionario, con la CFE.
- Metodología de contraprestaciones para PIE y PP, donde se establece la remuneración mínima y máxima que podrá obtener un permisionario en estas dos modalidades producto de la licitación de un bloque de potencia y energía destinado completamente a la CFE.
- Lineamientos para licitaciones tipo subasta de PP.
- Metodología para la determinación de los cargos de transmisión de un generador renovable.
- Reglas de interconexión para proyectos de FER.

Asimismo, se aplicaron incentivos para impulsar la inversión en energías renovables y hacer competitivas las tecnologías FER con las convencionales:

- Depreciación acelerada de un año del equipo para generación FER
- Banco de energía, el cual permite a un generador privado, “almacenar” la energía generada y no consumida para su aprovechamiento en otro momento
- Tarifas de transmisión rebajadas. Se establecieron tarifas modalidad “estampilla”, esto es, tarifas fijas por unidad de energía transmitida (kWh) y por tensión de

transmisión, indexadas mensualmente con la inflación y aproximadamente 70% más bajas que para las fuentes convencionales de energía

- Despacho garantizado. La generación con FER es despachada preferencialmente sin importar el orden económico de las demás centrales de generación.
- Temporada abierta

A continuación se explica con mayor detalle cada uno de ellos:

### *3.2.1 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*

El ordenamiento máximo, la constitución política, establece en su Art. 27 lo relativo a la generación eléctrica y aprovechamiento de los recursos naturales: *“La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la Nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada. [...] Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público [énfasis añadido]. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”*.

### *3.2.2 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, LSPEE*

La LSPEE es importante porque establece el monopolio de la CFE en la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad para el servicio público, definiendo las reglas para cada uno de los eslabones de la cadena. La ley fue creada el 22 de diciembre de 1975 por el expresidente Luis Echeverría Álvarez y en 1992 se promovió una reforma que permitiera una apertura al sector privado en la oferta de generación eléctrica. Así, fue modificado el Art. 3° para

establecer aquello que no se considera servicio público y por lo tanto queda exento del artículo 27 constitucional:

*“ARTICULO 3o.- No se considera servicio público:*

- 1. La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;*
- 2. La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;*
- 3. La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;*
- 4. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y*
- 5. La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.”*

En el artículo 36 de la ley, se establece que será la SENER quien otorgará los permisos a los privados (función que realiza específicamente la CRE) con opinión de CFE. Estos permisos son de duración indefinida con excepción del de Producción Independiente de Energía, el cual tiene una duración de 30 años con posibilidad de renovación. A continuación se entrará más a detalle en la explicación y condiciones para la adquisición de cada uno de los permisos antes mencionados:

1. **Autoabastecimiento:** Es la generación de electricidad para satisfacer las necesidades propias. Para el otorgamiento del permiso se deberá cumplir que:
  - Cuando sean varios solicitantes a partir de una misma central eléctrica, éstos serán considerados como copropietarios o deberán constituir una sociedad con el objetivo específico de generar electricidad para satisfacer las necesidades eléctricas de cada uno de sus socios. Esta sociedad no puede entregar energía a terceras personas que no sean socios, excepto cuando SENER autorice la cesión de derechos o la modificación del permiso de autoabastecimiento para incluir o dar de baja otros socios
  - El generador o sociedad debe dar a la CFE sus excedentes de electricidad

Como una modalidad del autoabastecimiento se puede generar electricidad que el destino total de la producción sea para pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de electricidad y la utilicen para su autoconsumo, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos no excedan de 1 MW

2. **Cogeneración:** Es la generación de electricidad producida con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción de electricidad o cuando se usen combustibles producidos en los procesos para la generación de electricidad. Se debe cumplir que:
  - La electricidad debe destinarse a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración,
  - Se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales.
  - El cogenerador debe dar a la CFE sus excedentes de electricidadEl permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.
  
3. **Producción Independiente, PIE:** Es la generación de electricidad destinada a su venta a la CFE, quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas establecidas en la Metodología de Contraprestaciones. Los permisos podrán ser otorgados cuando se cumplan los siguientes requisitos:
  - Los solicitantes sean personas físicas o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional
  - Los proyectos motivo de la solicitud estén incluidos en la planeación y programas respectivos de la CFE o sean equivalentes.
  - Los solicitantes están obligados a vender su producción de energía eléctrica exclusivamente a la CFE, mediante convenios a largo plazo producto de una licitación convocada por SENER para abastecimiento por generación privada y que sea



consecuencia de la planeación más barata de expansión del sistema de generación eléctrico.

La SENER podrá otorgar el permiso a proyectos no incluidos en la planeación del sistema y programas si la producción de energía eléctrica fue comprometida para exportación

4. **Pequeña producción:** Es la generación de energía eléctrica, que se satisface los siguientes requisitos:

- Los solicitantes deben ser personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional
- Los solicitantes deben destinar la totalidad de la energía para su venta a la CFE. En este caso, la capacidad total del proyecto, en un área determinada por la SENER, no podrá exceder de 30 MW

Dentro de esta modalidad se han desarrollado dos procesos que permiten su desarrollo:

- Contrato directo. El pequeño productor establece un convenio de compraventa de energía con la CFE por 20 años renovables (previo otorgamiento del permiso de generación de pequeña producción por parte de la CRE), quien está obligada a adquirir su energía al 98% del Costo Total de Corto Plazo, CTCP<sup>15</sup>, del nodo al que se encuentre interconectado el proyecto de pequeña producción.
- Licitación. A finales del 2012 se creó el marco regulatorio para incorporar procesos de licitación para las FER en el esquema de pequeña producción para evitar la incertidumbre de la volatilidad del CTCP y promover mayores inversiones en esta modalidad. Los proyectos a instalar deben estar contenidos dentro de la planeación de expansión del sistema por SENER y se ha pensado como un mecanismo para alcanzar las metas de renovables establecidas en el Programa para el Aprovechamiento de Energías Renovables. Hasta el momento de escritura de este documento no se ha realizado la ninguna licitación.

---

<sup>15</sup> Costo marginal de generación eléctrica, que incluye el costo del combustible, costos de operación y mantenimiento, externalidades (a partir del 3Q 2013) y costos de transmisión al punto de interconexión.

## 5. Importación o exportación de energía eléctrica.

A los generadores de energía eléctrica mediante estas modalidades se les conoce como permisionarios, y en el artículo 36 también se establece que podrán realizar la conducción, transformación y entrega de la electricidad dependiendo de las particularidades de cada caso. Es importante mencionar que para poder hacer uso de los permisos se deben de cumplir también ciertas obligaciones:

- El uso temporal de la red solamente puede efectuarse mediante un convenio entre CFE y el permisionario siempre y cuando no se ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten a terceros. El permisionario pagará a CFE una contraprestación por esto.
- Los permisos no se pueden vender, revender o por cualquier acto jurídico, enajenar capacidad o energía eléctrica
- Proporcionar electricidad para el servicio público, cuando por causas de fuerza mayor el servicio público se interrumpa o restrinja. En este caso, habrá una contraprestación para el permisionario

Otro de los artículos importantes en la LSPEE es el 36Bis, el cual fue reformado recientemente (abril 2012) para establecer que la CFE utilizará la energía eléctrica más barata para la planeación de corto y largo plazo, así como para el despacho económico de centrales de generación incluyendo las externalidades calculadas mediante la Metodología de Externalidades.

Finalmente, no se requerirá permiso de generación de electricidad para centrales menores a 0.5 MW cuya electricidad se destine al autoconsumo o para plantas de emergencia por fallas en la red del sistema eléctrico de CFE.

### *3.2.3 Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética*

La ley de energías renovables, LAERFTE, es la legislación específica para el desarrollo de energías renovables en el país y tiene su base en la LSPEE desde que está dirigida a generadores que no tengan como finalidad el servicio público (generadores privados). Su objetivo es regular el aprovechamiento de las FER y fuentes de generación limpias<sup>16</sup>, así como establecer los instrumentos para lograr una transición energética. En ella se establece una meta de generación no vinculante con energías limpias de **35% al 2024, 40% al 2035 y 50%** al 2050. Asimismo, define las fuentes de generación de energía que serán consideradas como renovables:

- El viento
- La radiación solar en todas sus formas
- El movimiento de agua en cauces naturales o artificiales
- La energía oceánica en todas sus formas: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal
- El calor de yacimientos geotérmicos
- Los bioenergéticos para la generación de electricidad

Dentro de esta clasificación, se excluyen a las hidroeléctricas con capacidad mayor a 30 MW, con excepción de aquellas que puedan almacenar menos de 50 mil metros cúbicos de agua y que la superficie de su embalse no sea mayor a una hectárea, aquellas que tengan un embalse ya construido o aquellas que tengan una densidad de potencia por área de al menos 10 W/m<sup>2</sup>.

La institución encargada de controlar la participación de la generación privada en FER es la CRE, quien otorga los permisos en las cinco modalidades establecidas en la LSPEE.

La LAERFTE crea los siguientes instrumentos para cumplir los objetivos planteados:

---

<sup>16</sup> Incluye las FER, energía nuclear, hidroeléctricas mayores a 30 MW y ciclos combinados y carboeléctricas que tengan almacenamiento de CO<sub>2</sub>

A. Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables. Establece las metas sexenales de generación y capacidad con las FER, así como las estrategias a seguir y acciones para el desarrollo de cada tecnología. En su versión al 2009 se establecieron tres objetivos a cumplir:

- a. Impulsar el desarrollo de la industria de energías renovables en México;
- b. Ampliar el portafolio energético del país, impulsando una mayor seguridad energética al no depender de una sola fuente de energía
- c. Ampliar la cobertura del servicio eléctrico en comunidades rurales utilizando energías renovables en aquellos casos en que no sea técnica o económicamente factible la conexión a la red.

Para su cumplimiento se estableció la meta de alcanzar un 7.6% de capacidad instalada y 5.5% de generación con FER al 2012. Así como la electrificación de 2,500 comunidades fuera de la red de interconexión, mediante FER.

B. Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de Energía. Establece las estrategias y líneas de acción para lograr una transición energética mediante un uso racional de la energía. Su actualización es anual y sus versiones existentes están más enfocadas a los usos térmicos de las energías renovables y uso eficiente de la energía para conseguir ahorros y con ello alcanzar mejores niveles de sustentabilidad. Las estrategias para el sector eléctrico son mencionadas de forma aludada y tienen una menor atención.

C. Fondo para la transición energética. Es una bolsa financiada con recursos públicos para introducir programas de ahorro energético y aprovechamiento sustentable de la energía. Su presupuesto es de 3,000 millones de pesos anuales, los cuales se utilizan para programas de ahorro de energía y uso sustentable (i. e. cambio de luminarias ineficientes por otras de mayor eficiencia, alumbrado público eficiente, etc.) más allá que para la instalación de proyectos de generación eléctrica con FER.

- D. Metodología de externalidades. Establece la forma en que se contabilizarán los impactos a la salud y al cambio climático debidos a la generación de electricidad, los cuales se introducirán para definir el despacho económico de las centrales eléctricas y la planeación a largo plazo de la expansión del sistema de generación por parte de CFE en su POISE. Para su cumplimiento, CFE debe de realizar un inventario de emisiones de GEI de sus centrales eléctricas y SEMARNAT definirá el valor de cada tonelada de emisiones de GEI para ser incorporadas a las dos actividades establecidas. En el caso de los generadores privados, los valores de emisiones se tomarán de la Manifestación del Impacto Ambiental realizada para SEMARNAT antes de la instalación de cualquier proyecto.
- E. Inventario Nacional de FER. Identifica el potencial de FER existente en el país, así como la capacidad instalada y por instalar. Aún no ha sido publicado, sin embargo la SENER ya se encuentra trabajando en su elaboración y se pretende que quede listo en el 2013.

### *3.2.4 Estrategia Nacional de Energía 2013-2027*

El pasado 28 de febrero de 2013, la Secretaría de Energía envió al Congreso de la Unión la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, colocando como objetivos centrales:

- El crecimiento económico a través de la satisfacción de la demanda energética de los motores del desarrollo (industria, comercio, etc.) y;
- La inclusión social, garantizando el acceso a la población a los recursos energéticos por encima de su crecimiento demográfico.

Dichos objetivos representan un área de oportunidad alta para el desarrollo de las FER, ya que de acuerdo con la Estrategia, serán cumplidos atendiendo criterios de sustentabilidad, seguridad y eficiencia energéticas; manteniendo en el centro las metas de 35% de generación con fuentes no

fósiles al 2024 (LAERFTE) y reducción de 30% de GEI al 2020 (LGCC<sup>17</sup>). Para ello, se esperan los siguientes cambios en el sector eléctrico:

- **Mayor interconexión de proyectos con FER en zonas de alto potencial**, estableciendo:
  - Mecanismos de coordinación entre generadores privados con CFE para la construcción de nuevas líneas de transmisión.
  - Información transparente de los puntos de interconexión disponibles a centrales FER.
  - Elaboración de modelos de contratos con las condiciones mínimas para el arrendamiento de terrenos con alto potencial de desarrollo de las FER, con el fin de evitar conflictos sociales.
  
- **Diversificación del parque de generación**, a través de la incorporación de externalidades<sup>18</sup> y de riesgos de seguridad en el suministro de energéticos, en la instalación de nuevas centrales eléctricas. Esto puede permitir un mayor desarrollo de las FER, ya que se considerarían criterios van más allá del precio (establecido actualmente en la LSPEE).
  
- **Promoción de FER mediante la revisión del marco regulatorio** con el objetivo de agilizar el proceso de obtención de permisos de generación privada, perfeccionar la pequeña producción de energía para garantizar mayor certidumbre al inversionista, establecer nuevos incentivos financieros y tarifarios, y mejorar los instrumentos para el desarrollo de infraestructura para la interconexión de FER.
  
- **Fortalecimiento de la CRE**, otorgándole autonomía financiera y posibilidad de definir los precios de los energéticos y de la electricidad. Asimismo, se sugiere la implementación de regulación de monopolios naturales y mecanismos que promuevan la transparencia y rendición de cuentas de las entidades del sector.

---

<sup>17</sup> Ley General de Cambio Climático

<sup>18</sup> El 14 de diciembre de 2012 fue publicada la Metodología de Externalidades en el Diario Oficial de la Federación (DOF), estableciendo que las externalidades serán consideradas en el despacho económico de centrales a partir del 12 de junio de 2013 y para la planeación de la expansión del sistema de generación a partir del POISE 2014.

- **Alcanzar una sustentabilidad ambiental** mediante la inclusión de externalidades a lo largo de toda la cadena productiva de generación eléctrica, lo que permitirá considerar los costos de producción reales de la energía, hacer uso racional del recurso hídrico y realizar acciones para remediar y evitar impactos ambientales en zonas de proyectos energéticos.
- **Eficiencia energética** para minimizar el crecimiento de la demanda energética promoviendo la instalación y uso de FER.
- **Electrificación** de comunidades aisladas con FER, incentivando la inversión del sector privado mediante apoyos financieros, y estableciendo objetivos de cobertura en los contratos o permisos de la CRE.

Estas acciones deberán ser implementadas por los organismos del sector energético (SENER, CRE, CFE, SENER, gobiernos estatales y municipales), quienes deberán definir sus propios instrumentos de implementación, metas, recursos y medición de resultados, teniendo en cuenta que el avance global de la Estrategia se realizará en 2018, 2024 y 2027.

**Puntos relevantes de la Estrategia:**

- Se considera al gas natural como el combustible conductor de la transición energética, por lo que promueve su desarrollo, sin embargo, se está consciente del riesgo energético que representaría depender de un sólo combustible y de la limitación actual de transporte y producción nacional. La explotación de gas natural sería conducida principalmente por la participación privada, ya que es un energético que se encuentra en mayores condiciones para la libre competencia.
- El desarrollo de un programa nuclear es fuertemente apoyado para el cumplimiento de metas de 35% de generación con fuentes no fósiles establecidas en la LAERFTE y LGCC.

- Se prevé que, de continuarse con el nivel actual de crecimiento de demanda y de producción energética, al 2020 México se convertirá en un país deficitario en energía, situación no deseable que impulsa a una mayor inversión a la extracción de hidrocarburos.
- Se propone la eliminación paulatina de subsidios energéticos y focalizarlos en sectores realmente necesitados.
- El fortalecimiento de los órganos reguladores y la creación de regulación de monopolios naturales deja entrever que se busca una apertura del sector energético a largo plazo.
- El crecimiento de las FER se espera que sea conducido esencialmente por los privados, creando mecanismos que faciliten las inversiones y quitándole menos poder a la CFE y SHCP para otorgárselo a la CRE, lo que permitirá crear paulatinamente un perfil de mercado abierto que podría llegar a culminar en la liberalización completa del sector eléctrico.

La ENE 2013-2027 no posee metas ni define claramente los indicadores para medir los objetivos y líneas de acción planteadas, brindando libertad a cada entidad del sector público que establezca sus propios mecanismos de implementación y sus propias metas. Esta libertad tan poco vinculante deja a la Estrategia como un documento rector de la política energética con alta probabilidad de incumplimiento.

La ENE ya fue ratificada por el Congreso, concordando con la promoción de las FER, y estableciendo que la energía nuclear deberá ser sometida a debate público antes de pensar en el desarrollo de esta tecnología. La Estrategia fue turnada a la cámara de diputados para su evaluación y ratificación antes de entrar en vigencia.

Considerando la ENE como base de la política energética que espera el país, se procederá a observar las prospectivas esperadas de evolución de las FER en México.



### 3.2.5 Legislación Aledaña

Los siguientes ordenamientos forman parte de la legislación aledaña de las FER:

- A. **Ley de Aguas Nacionales (LAN).** En su Capítulo III destinado a la generación eléctrica (Arts. 78-81) establece que el uso de aguas para generación hidroeléctrica y geotérmica por privados y para uso público requerirá de concesión de la Comisión Nacional del Agua. Asimismo, en el reglamento de la LAN se establece que estarán exentas de concesión de uso de agua los proyectos de generación eléctrica menores de 30 MW mientras no desvíen o afecten el cauce del agua, medida que ha generado desconfianza en los generadores privados, pues sin la concesión no se posee ninguna garantía de que la cantidad de agua que están utilizando y la zona de explotación les corresponde únicamente a ellos.
  
- B. **Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.** Establece en su Art. 28 que la industria eléctrica requerirá de una autorización ambiental antes de la realización del proyecto para garantizar un impacto ambiental mínimo. Para ello, el generador debe de realizar una Manifestación del Impacto Ambiental (MIA) y entregarla a SEMARNAT para su evaluación.
  
- C. **Ley General de Cambio Climático.** Establece la meta no vinculante de reducir las emisiones de GEI en un 30% al 2020 respecto al año 2000, así como en un 50% al 2050. Esto impulsa de forma indirecta al desarrollo de FER, pues es una forma que contribuye significativamente a la reducción de GEI.
  
- D. **Leyes estatales de promoción a las FER.** Actualmente Oaxaca, Durango, Sonora y Baja California cuentan con una ley específica para el desarrollo de FER, las cuales pretenden impulsar la generación eléctrica en los Estados y velar por los intereses de los habitantes de comunidades y poseedores de territorios donde se desarrollen los proyectos además de aquellos beneficios para los generadores privados.

### *3.2.6 Modelos de contrato de interconexión*

Existen tres tipos de contrato de interconexión que se celebran entre los generadores privados y la CFE y varían en función de la capacidad que se vaya instalar, en estos se definen los compromisos y pagos que se realizarán por la energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional:

- A. Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente.** Es para permisionarios con proyectos de autoabastecimiento >500 kW en cualquier nivel de tensión y requiere del uso de la red de CFE para el porteo de la energía generada hasta los centros de consumo. Para su realización se requiere del permiso de generación de electricidad de la CRE.
  
- B. Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o sistema de Cogeneración en Mediana Escala.** Es para generadores en media tensión (entre 1 y 69 kV) con una capacidad instalada de hasta 500 kW y que no requiera de la red de CFE para el porteo de electricidad. No se requiere permiso de la CRE para generación de electricidad en estas condiciones.
  
- C. Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o sistema de Cogeneración en Pequeña Escala.** Es para generadores en baja tensión (hasta 1 kV) con una capacidad instalada máxima de 10 kW para uso residencial y de hasta 30 kW para otros usos y que no requiera de la red de CFE para el porteo de electricidad. No se requiere permiso de la CRE para establecer el contrato bilateral entre el generador y la CFE.
  
- D. Modelo de contrato de interconexión para fuente colectiva de energía renovable o sistema colectivo de cogeneración eficiente en pequeña escala.** Contrato en baja tensión para varios sistemas de generación eléctrica con una capacidad instalada máxima de 10 kW para uso residencial y de hasta 30 kW para otros usos por punto de consumo y que no requiera de la red de CFE para el porteo de electricidad. Su signatura con CFE no requiere de previo permiso de la CRE.

### *3.2.7 Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía.*

Establece las relaciones contractuales entre el generador privado y la CFE para que ésta transmita la electricidad generada desde el punto de interconexión a los puntos de carga de la sociedad de autoabastecimiento. En el convenio se especifica la cuota de porteo que será aplicada y la capacidad que se transmitirá.

### *3.2.8 Metodología de contraprestaciones para PIE y PP*

La metodología determina las Contraprestaciones Máximas y Mínimas para proyectos con FER sujetas a proceso de licitación y establece las siguientes condiciones:

- Se pretende que los proyectos participantes en estas licitaciones contribuyan al cumplimiento de la meta de FER establecida sexenalmente en el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, razón por la cual esta modalidad no implicaría un costo adicional para CFE, ya que sería parte del presupuesto aprobado por la SHCP para la expansión del Sistema Eléctrico Nacional.
- SENER determinará periódicamente los requerimientos de capacidad y energía para una región y tecnología que serán cubiertos a través licitaciones para proyectos de Pequeña Producción y PIE. La calificación de las ofertas será de menor a mayor precio hasta cubrir los requerimientos de capacidad de la licitación

*Para Producción Independiente (PIE) aplican las siguientes reglas:*

Cálculo de la Contraprestación Máxima en base a:

- I. Un sólo pago por energía y capacidad

- II. Costos de producción nivelados (considerando tecnología, ubicación geográfica y externalidades y consideraciones establecidas en el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, Estrategia Nacional de Energía o en los términos de referencia de la licitación)<sup>19</sup>.
- III. Tasa de retorno de la inversión, considerando: condiciones de financiamiento de empresas eficientes del sector, costo de financiamiento de proyectos similares y otros factores que CRE establezca como relevantes para establecer el costo de capital. Esta tasa de retorno es definida por CFE por licitación para cada proyecto.
- IV. Tasa social de descuento para la evaluación socioeconómica de proyectos de inversión, la cual es determinada de acuerdo a los “Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión” vigentes, publicados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.<sup>20</sup>

Se firmará un contrato a largo plazo con CFE de máximo 20 años con condiciones de exclusividad para la entrega de energía y capacidad y la contraprestación aplicable.

La contraprestación a pagar será la planteada en la propuesta que resulte ganadora en la licitación, siempre y cuando ésta sea inferior a la Contraprestación Máxima. En el caso que sea inferior a la Contraprestación mínima, se pagará ésta última actualizada con la inflación mensual.

*Para Pequeño Productor aplican las siguientes reglas:*

---

<sup>19</sup> El Costo de producción nivelado se calcula en base a supuestos y condiciones específicas para cada proyecto y licitación. En general se consideran:

*Aspectos técnicos:* FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN, vida útil del proyecto. *Aspectos económicos:* tasa anual de descuento en USD (normalmente es un 12%), inflación estimada para EU a lo largo de la vida útil del proyecto, flujo de precios (valores presentes del precio contractual unitario presentado en la oferta económica en USD/kWh). El precio nivelado de generación se calcula como la suma de los flujos de precios en el período de evaluación (desde la fecha de recepción de la oferta hasta el término de la vida útil del proyecto, dividida entre la tasa de descuento real mensual, por el número de meses de la vida útil del proyecto.

<sup>20</sup> La tasa es de 12% anual en términos reales

A. *Cálculo de la Contraprestación Máxima en base a un sólo pago por energía y capacidad.*  
Previo a la licitación, la CRE determinará un valor inicial para la subasta que será el *valor máximo* que resulte de comparar:

- I. el promedio del CTCP del nodo correspondiente del año anterior inmediato a precios constantes, y
- II. el precio medio<sup>21</sup> por kWh de la tarifa HM o HS incluyendo el cargo por energía y capacidad, del año inmediato anterior a precios constantes, según el nivel de tensión de interconexión de los proyectos.

Al valor seleccionado, se le aplicará un factor de ajuste (Y) determinado por la CRE que considerará la infraestructura existente, tecnología, región, costos administrativos del servicio público de energía eléctrica, externalidades, costos evitados de CFE y Beneficios Económicos Netos<sup>22</sup>. *Este factor de ajuste podrá ser negativo en caso de disponer de recursos para promover alguna tecnología en particular.* Para esta opción se paga un pago por potencia y energía por kWh sin diferenciación por período horario indexado mensualmente.

Se firmará un contrato a largo plazo con CFE de máximo 25 años para pequeña producción con condiciones de exclusividad para la entrega de energía y capacidad y la contraprestación aplicable.

La contraprestación a pagar será la planteada en la propuesta que resulte ganadora en la licitación, siempre y cuando ésta sea inferior a la Contraprestación Máxima. En el caso que sea inferior a la Contraprestación Mínima, se pagará ésta última y se actualizará mensualmente por la inflación.

B. *Cálculo de la Contraprestación Mínima*

---

<sup>21</sup> Este indicador será obtenido del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía <http://sie.energia.gob.mx/>

<sup>22</sup> Beneficios Económicos Netos, de acuerdo al Reglamento de la LAERFTE, consideran: ahorros generados en el SEN por generación renovable; aporte de capacidad estimado por cada fuente FER de acuerdo a la metodología aplicable; externalidades y beneficios de bonos de carbono o cualquier otro mecanismo internacional de financiamiento.

Se determinará considerando la energía generada como energía en periodo de pruebas que CFE paga a proyectos de autoabastecimiento de energía eléctrica con FER, es decir al 70% del valor mínimo del CTCP a nivel nacional de cualquier hora y región del año inmediato anterior al periodo de la licitación, el cual incluye las externalidades.

### 3.2.9 Metodología de externalidades

De acuerdo a esta metodología, CFE incorporará el valor de las externalidades en la planeación de largo plazo del sistema, así como en la asignación del despacho económico de corto plazo al incluir el valor de las externalidades expresada en pesos por MWh (MXN/MWh) en el Costo Total de Corto Plazo. Este análisis se realizará para todas las tecnologías que formen parte del plan de expansión y se basarán en datos reportados en el Inventario anual de Emisiones, con información del año inmediato anterior.

La metodología establece el desarrollo de tres instrumentos para la valoración de las externalidades:

- *Inventario anual de emisiones:* Incorporará las emisiones de GEI<sup>23</sup> producidas en ton/MWh de las diferentes centrales dedicadas a servicio público. En el caso de los pequeños productores e PIE, los valores se determinarán a partir de las cédulas de operación anuales que éstos presentan a SEMARNAT. CFE estará a cargo de elaborar dicho inventario e incorporar sus resultados dentro de los costos y parámetros de referencia para nuevos proyectos de generación (COPAR)<sup>24</sup>. SEMARNAT solicitará al resto de los Permisionarios en operación la información relevante para completar el Inventario.
- *Estudio de impactos a la salud y al cambio climático:* Determinará el valor monetario asociado a emisiones de GEI en MXN/ton, de manera local y/o regional. Dicho estudio será

---

<sup>23</sup> Dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafloruro de azufre. No se consideran otras emisiones que las relacionadas a energía generada, como las correspondientes a la descomposición de los embalses hidroeléctricos.

<sup>24</sup> Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, COPAR

realizado por SEMARNAT y SENER, distinguiendo entre impactos ambientales y sociales y será actualizado al menos cada tres años.

- *Valoración de instrumentos financieros asociados con emisiones GEI:* SEMARNAT indicará a SENER la expectativa de valores a corto, mediano y largo plazo de reducciones de GEI. Esta valoración incluye también los ingresos por bonos de carbono.

Tanto para la evaluación de proyectos para planeación del sector como para la asignación del orden de despacho económico, se considerarán las emisiones GEI por MWh por el costo de emisiones GEI establecido por SEMARNAT en su Valoración. De esta manera el valor de la externalidad será expresada en MXN/MWh.

Los criterios de la metodología de externalidades comenzarán a aplicarse el segundo semestre del 2013 para el despacho y CFE incorporará los impactos al ambiente en su planeación de largo plazo a partir del POISE de 2014.

### *3.2.10 Lineamientos para licitaciones tipo subasta de Pequeña Producción con FER*

Los lineamientos determinan el mecanismo de asignación mediante licitaciones tipo subasta por tecnología específica, de compromisos de capacidad y energía asociada a proyectos de  $\leq 30$  MW según las siguientes condiciones:

- Las licitaciones serán convocadas por CFE a solicitud de SENER, en función de las metas por tecnología de capacidad instalada y generación de electricidad del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.
- Las características de cada licitación incluirán:
  - tecnología específica;

- capacidad total solicitada por licitación estableciendo capacidad máxima (30 MW<sup>25</sup>) y capacidad mínima por licitante;
- fecha(s) máxima(s) de entrada en operación;
- precio por energía y potencia máximo (contraprestación máxima) definido por CRE para cada licitación de acuerdo a la *Metodología para la determinación de las contraprestaciones*;
- punto de interconexión y costo estimado de interconexión, y
- componente nacional de ingeniería, construcción y suministro.

*Los participantes podrán ofertar la capacidad total solicitada o capacidad parcial siempre y cuando ésta sea mayor a la mínima establecida por CFE.*

- La(s) propuesta(s) ganadora(s) será(n) las que oferte el menor precio por potencia y energía con respecto a la contraprestación máxima y se ordenarán de manera ascendente hasta cubrir la capacidad total solicitada.
- El pago será mensual por la energía asociada a la capacidad máxima adjudicada y entregada en el punto de interconexión. Se realizarán ajustes mensuales del 25% del factor de ajuste de inflación del Acuerdo de Tarifas. El CONTRATO será de máximo 20 años
- Se permite flexibilidad en el diseño, ingeniería, construcción y ubicación del proyecto siempre y cuando cumplan con los requisitos de la convocatoria. CFE podrá proponer, previa autorización de SENER, sitios específicos para la instalación del proyecto. Sin embargo, la utilización del sitio propuesto por CFE no influye en la selección del proyecto ganador, ya que el licitante podrá proponer libremente el sitio siempre y cuando se conecte al punto de interconexión definido por CFE en la licitación.
- La presentación de ofertas técnicas y económicas se hará por separado. Una primera ronda analizará las ofertas técnicas y seleccionará a los participantes que cumplan con los requerimientos técnicos definidos en la convocatoria. Posteriormente, se abrirán las ofertas económicas que serán evaluadas de acuerdo a la contraprestación máxima

---

<sup>25</sup> La capacidad a licitar podrá ser mayor a 30 MW, sin embargo un sólo participante no podrá adjudicar más de esa cantidad



establecida por la CRE. Las ofertas económicas deberán incluir el costo de interconexión estimado por CFE.

- Los participantes tendrán un plazo de 50 días hábiles para preparar las ofertas, contados a partir de la publicación de la convocatoria. La declaración del ganador será en máximo 10 días hábiles después de la apertura de ofertas económicas.

Condiciones de participación:

- Podrán participar proyectos nuevos de FER  $\leq 30$  MW de acuerdo a la tecnología solicitada en la licitación, cuyas obras inicien una vez adjudicado el contrato de compraventa de energía con CFE. Podrán ser proyectos nacionales o regionales dependiendo de la ubicación de los mismos.
- Los participantes deberán acreditar experiencia y capacidad técnica, operativa y financiera<sup>26</sup> Presentación de garantías de seriedad de oferta y cumplimiento de contrato a través de cartas de crédito irrevocables.

De acuerdo a los lineamientos no es necesario contar con el permiso de generación bajo el esquema de pequeño productor, otorgado por la CRE. La solicitud del permiso deberá ser anexada a la oferta y CFE la enviará directamente a la CRE. Nota: la firma del contrato de compraventa es condición para el otorgamiento del permiso de pequeño productor

Aún se espera la primera licitación mediante pequeña producción, que es la modalidad de generación menos desarrollada hasta la fecha.

---

<sup>26</sup> La capacidad financiera será acreditada mediante estados financieros auditados; la información económica/financiera para la evaluación del precio ofertado por proyecto y la capacidad técnica mediante evidencia en construcción y operación de un proyecto similar en un periodo de 3 años antes de la presentación de las ofertas

### *3.2.11 Metodología para la determinación de los cargos de transmisión*

Los cargos de transmisión que se establecieron para las FER fueron fijos por nivel de tensión y por kWh transmitido. Al cargo fijo se le conoce como tipo “estampilla” y sólo varía en función de la inflación, por lo que mensualmente se actualizan. Dichos cargos son alrededor de 70% inferiores a los costos de porteo con fuentes convencionales

### *3.2.12 Modelo de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor*

Establece los compromisos contractuales para la venta de electricidad mediante el esquema de pequeño productor entre la CFE y el generador privado. Se establece la remuneración que tendrán los proyectos renovables y no renovables que generen en este esquema, estableciendo una remuneración el 98% del CTCP para generadores con FER.

### *3.2.13 Reglas de interconexión*

Establece los requisitos técnicos específicos que deben poseer los generadores renovables privados para interconectarse con la red de la CFE.

### *3.2.14 Incentivos*

Los incentivos desarrollados para FER fueron los siguientes:

- A. **Depreciación acelerada de un año del equipo para generación FER.** Es un incentivo fiscal que permite depreciar en un año las inversiones en tecnología y equipo para FER, esto se refleja directamente en los gastos de los estados financieros de un inversionista, lo que produce una disminución en el impuesto pagado.

- B. **Banco de energía.** Permite a un generador privado “almacenar” la energía generada y no consumida para su aprovechamiento en otro momento. Mediante esta posibilidad, un autoabastecedor que no entrega el total de su energía a sus socios porque ha producido excedentes en un mes, tiene la facultad de pedirle a CFE que la “almacene” de forma virtual para que sea consumida por la sociedad de autoabastecimiento en otro momento. Asimismo, si no se desea almacenar esos excedentes, el generador puede optar por vendérselos a la CFE, quien se los comprará a un 85% del CTCP promedio del mes en el nodo de interconexión en función del horario en que fueron generados los excedentes (punta, media o base).
- C. **Tarifas de transmisión rebajadas.** Se establecieron tarifas modalidad “estampilla”, esto es, tarifas fijas por unidad de energía transmitida (kWh) y por tensión de transmisión, indexadas mensualmente con la inflación y aproximadamente 70% más bajas que para las fuentes convencionales de energía
- D. **Despacho garantizado.** La generación con FER es despachada preferencialmente sin importar el orden económico de las demás centrales de generación, por lo que la energía generada siempre tendrá una remuneración.
- E. **Temporada abierta.** Es un esquema que surge de la falta de infraestructura de transmisión eléctrica en las zonas de alto potencial de alguna fuente renovable. Para ello, la CFE, por orden de la Secretaría de Energía convoca a generadores privados interesados en que se construya mayor capacidad a que subasten precios por MW de capacidad de transmisión en líneas de alta y media tensión. Con ello, la CFE fondea la construcción de nuevas líneas e interconecta proyectos en zonas donde no había infraestructura, además de que todas las instalaciones construidas pasan a ser parte de CFE. Hasta la fecha se han realizado dos temporadas abiertas, la primera fue en Oaxaca, en la región del Istmo de Tehuantepec, para los primeros parques eólicos que se construyeron. La segunda fue realizada en 2012 en Baja California, Oaxaca, Tamaulipas y Puebla para interconectar zonas de potencial hidroeléctrico y eólico.

## 4. PROSPECTIVA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO

La Prospectiva del Sector Eléctrico del 2012 considera 4 escenarios al 2026 basados en las tecnologías de generación a ser incorporadas en el SEN (SENER, 2012):

- i) Inercial
- ii) Renovables
- iii) Nuclear
- iv) Híbrido (combinación de las dos anteriores)

La estructura de la matriz energética proyectada en el escenario inercial no permite que se cumpla la meta de 35% de generación con fuentes no fósiles (cuadro 4.1) al 2024 según lo establecido en la LAERFTE, por lo que surge la necesidad de un cambio de política energética que permita su cumplimiento. Para ello se plantean los otros tres escenarios que sí cumplen la meta, sin embargo, el escenario Híbrido se coloca como la opción técnica y económicamente plausible<sup>27</sup>, razón por la cual se toma como referencia y se comparará con el escenario inercial en el presente estudio.

### ***Cuadro 4.1. Tecnologías de generación limpia vs tecnologías de generación no fósil***

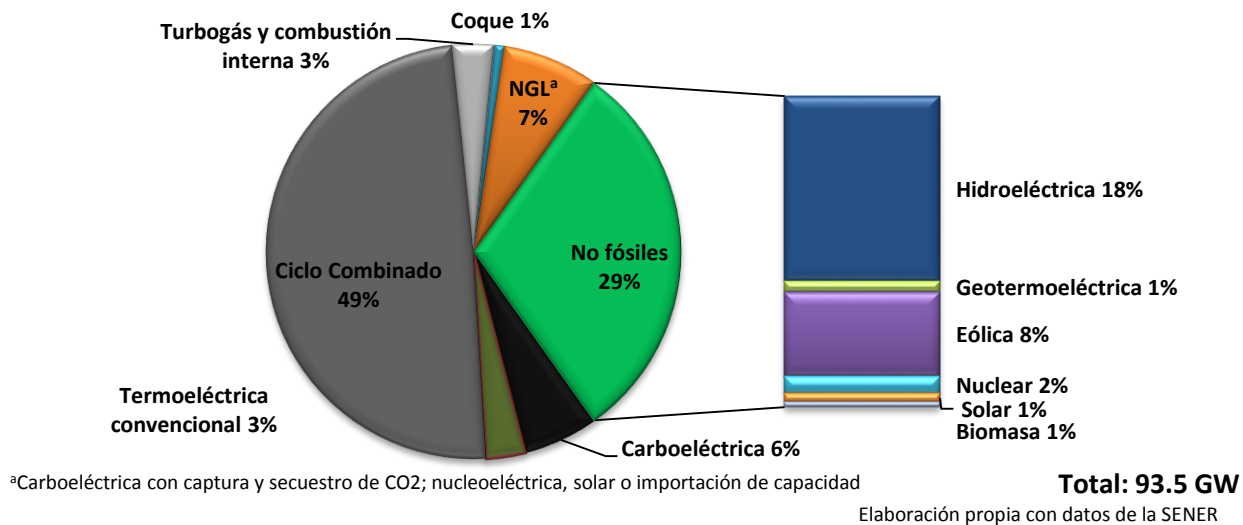
En el 2008, con la emisión y entrada en vigor de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), se estableció la meta no vinculante de generación de electricidad con fuentes no fósiles del 35% al 2024. A partir de ello, ha existido polémica de qué fuentes de energía serán consideradas para el cumplimiento de esta meta. Por su parte, en la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026 (no ratificada por el Congreso) se colocó dicha meta en términos de “generación limpia”, la cual permitía la participación de las FER, la nuclear y los ciclos combinados y carboeléctricas que tuviesen sistemas de captura y secuestro de CO<sub>2</sub>.

Posteriormente, con la emisión de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 se estableció que las tecnologías con captura y secuestro de CO<sub>2</sub> (denominadas como Nueva Generación Limpia – NGL por CFE), no serían contabilizadas en la meta establecida en la LAERFTE, por lo que las tecnologías que se consideran para el cumplimiento de la meta del 35% de generación con fuentes no fósiles son las FER establecidas en la LAERFTE, la nuclear y las hidroeléctricas >30 MW.

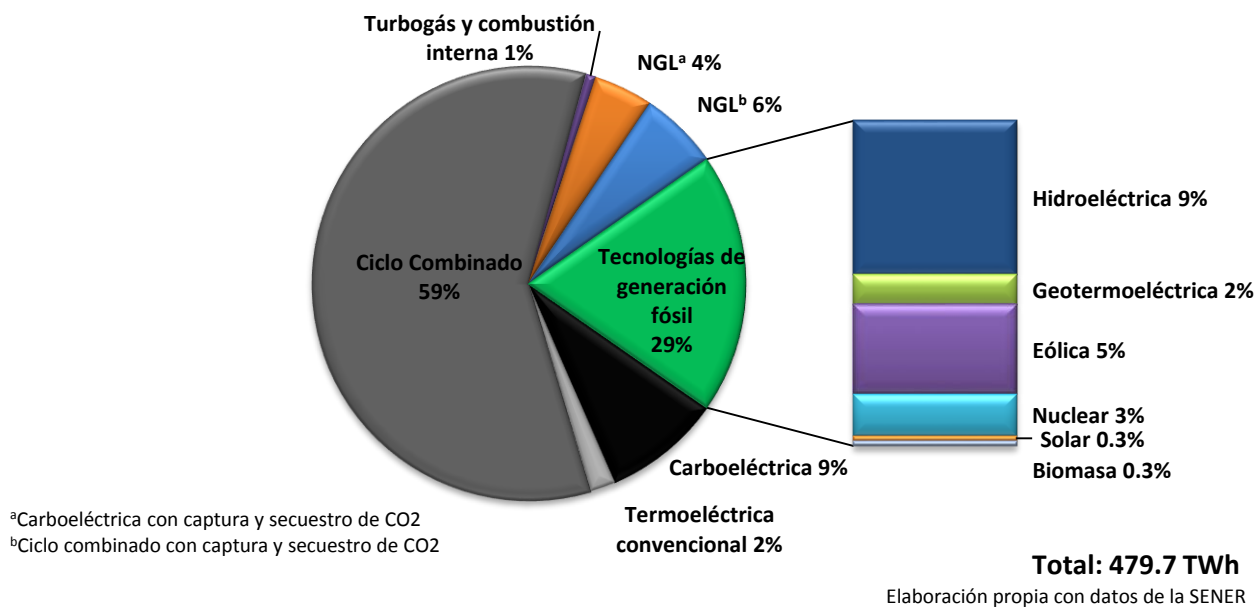
<sup>27</sup> SENER – Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026

## 4.1 ESCENARIO INERCIAL

**Gráfica 4.1. Capacidad Instalada 2026 (escenario inercial)**



**Gráfica 4.2. Generación 2026 (escenario inercial)**



Lo más relevante del escenario inercial es que se demuestra que de seguir por el camino actual sin la implementación de políticas de mejora energética no se cumplirán las metas de generación con fuentes no fósiles. Por otra parte, la Secretaría de Energía en la última edición de la Prospectiva del Sector Eléctrico ha dejado claro que las tecnologías de generación fósil con secuestro y captura de CO<sub>2</sub><sup>28</sup> no se considerarán como tecnologías de generación no fósil, lo que permitirá un mayor crecimiento de las energías renovables.

## 4.2 ESCENARIO HÍBRIDO

Para compensar las deficiencias del escenario inercial, SENER propuso un escenario al que denominó Híbrido y viable para implementarse. Dicho escenario prevé la instalación de centrales renovables y nucleares para el cumplimiento de la meta de la LAERFTE.

Consideraciones:

- Al 2026 se tendrá una oferta de energía y capacidad de 479.7 TWh y 112.3 GW respectivamente para satisfacer una demanda de 451.1 TWh y 66.5 GW de capacidad. El aumento de la oferta de capacidad y generación respecto al escenario inercial se debe a que hay que instalar capacidad de reserva extra (18 GW) para subsanar la intermitencia de las centrales renovables.
- Se realizará una combinación de tecnologías de generación que permita satisfacer la demanda al costo mínimo considerando centrales renovables y convencionales.
- Se espera un incremento en la capacidad instalada mediante participación privada por autoabastecimiento de 11.9 GW para satisfacción de 47 TWh de demanda en esta modalidad.

---

<sup>28</sup> Llamadas Nueva Generación Limpia (NGL)

- Se considera que se mantienen los estímulos actuales para el desarrollo de FER (incentivos mencionados en el **Capítulo 3**).
- El aumento de capacidad instalada para servicio público<sup>29</sup> se espera de 44.5 GW mediante Obra Pública Financiada (OPF) o PIE. Asimismo, se considera la instalación de plantas de ciclo combinado y carboeléctricas con captura y secuestro de CO<sub>2</sub> a partir del 2022 (Nueva Generación Limpia de acuerdo con el lenguaje oficial).
- Para el cumplimiento de la metas de generación con fuentes no fósiles se considera el remplazo de 74.7 TWh de generación fósil prospectados en el POISE 2012-2026 por 20.9 GW de proyectos eólicos<sup>30</sup> que requerirán un respaldo de 5.8 GW adicionales con turbogás. Asimismo, se planean añadir 2.8 GW de energía nuclear con fecha de entrada en operación en 2023 y 2025 para garantizar estabilidad en el sistema (**Gráfica 4.3**).

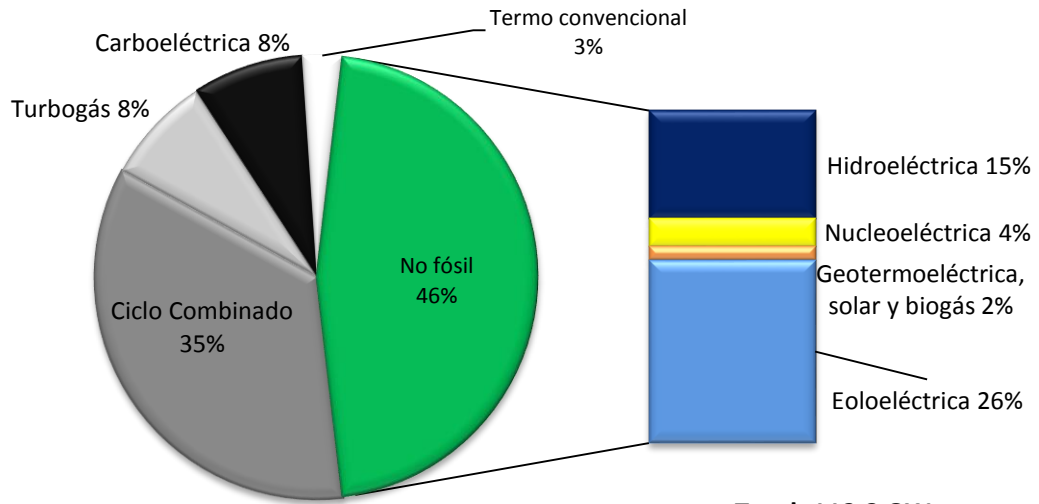
Para cumplir la meta del 35% de generación con fuentes no fósiles propuesta se requiere del 46% de la capacidad instalada sea con este tipo de tecnologías debido a los reducidos factores de plantas reducidos (**Gráfica 4.4**). Esto significa que se debe modificar sustancialmente la estructura de la matriz energética en once años, tarea no trivial considerando la gran dependencia que se tiene de gas natural y el bajo costo que representa, además de que su explotación se ha priorizado en la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, considerándolo un elemento fundamental para la transición energética.

---

<sup>29</sup> Construida por CFE

<sup>30</sup> Se prospecta su instalación preferentemente en el Istmo de Tehuantepec, La Rumorosa y Tamaulipas

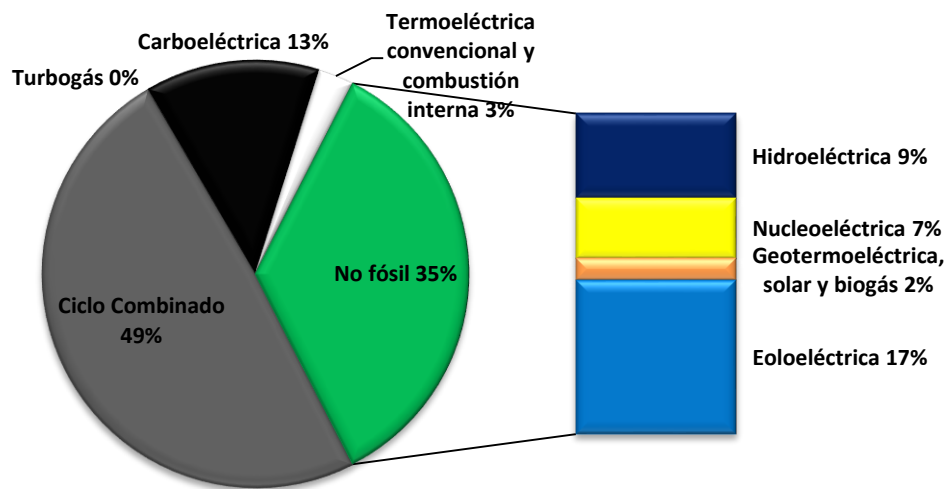
**Gráfica 4.3. Capacidad instalada 2026 (escenario híbrido)**



**Total: 112.3 GW**

Elaboración propia con datos de la SENER

**Gráfica 4.4. Generación 2026 (escenario híbrido)**



**Total: 479.7 TWh**

Con estas medidas se lograría la meta de generación no fósil del 35% según lo establecido en la LAERFTE, siendo la energía eólica la más beneficiada.



Por la parte del servicio público, CFE considera en sus planes de expansión la instalación de los siguientes proyectos de FER, muchos de los cuales podrían ser instalados en modalidad PIE, aumentando así cada vez más la participación privada en la generación eléctrica (**Tabla 4.1**):

**Tabla 4.1. Plantas eléctricas de Servicio Público con FER en la planeación de CFE**

Proyecto	Ubicación	Tipo	Modalidad	Estado actual	Capacidad (MW)	Fecha de entrada en operación
Oaxaca I	Oaxaca	EO	PIE	En construcción	101	2012
Oaxaca II, III y IV	Oaxaca	EO	PIE	En construcción	304	2011
Humeros Fase A	Puebla	GEO	OPF	En construcción	27	2011
Piloto Solar	Baja California Sur	SOL	OPF	En construcción	1	2011
Piloto Solar	Baja California	SOL	OPF	En construcción	5	2012
Humeros Fase B	Puebla	GEO	OPF	En construcción	27	2012
La Yesca U1 y U2	Nayarit	HID	OPF	En construcción	750	2012
La Venta III	Oaxaca	EO	PIE	En construcción	101	2012
Termosolar Agua Prieta II	Sonora	SOL	OPF	En construcción	14	2013
Sureste I y II	Oaxaca	EO	PIE	En licitación	608	2013
Azufres III Fase I	Michoacán	GEO	OPF	En licitación	50	2014
Rumorosa I y II	Baja California	EO	Indefinido	Licitación futura	200	2014
Sureste III	Oaxaca	EO	Indefinido	Licitación futura	304	2015
Humeros III	Puebla	GEO	Indefinido	Licitación futura	54	2015
Rumorosa III	Baja California	EO	Indefinido	Licitación futura	100	2015
Sureste IV	Oaxaca	EO	Indefinido	Licitación futura	304	2017

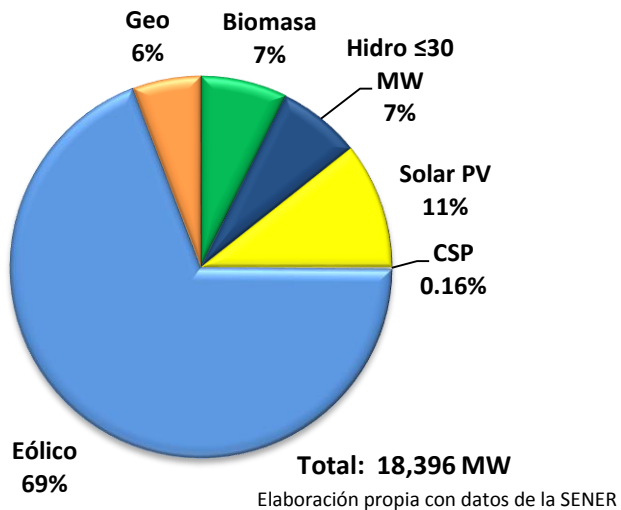
Mexicali	Baja California	GEO	Indefinido	Licitación futura	100	2017
Chicoasén II	Chiapas	HID	Indefinido	Licitación futura	225	2017
Tamaulipas I	Tamaulipas	EO	Indefinido	Licitación futura	200	2017
Sureste V	Oaxaca	EO	Indefinido	Licitación futura	300	2017
Río Moctezuma	Hidalgo, Querétaro	HID	Indefinido	Licitación futura	190	2018
Azufres III Fase II	Michoacán	GEO	Indefinido	Licitación futura	25	2018
Tamaulipas II	Tamaulipas	EO	Indefinido	Licitación futura	200	2018
Sureste VI	Oaxaca	EO	Indefinido	Licitación futura	300	2018
La Parota U1, U2 y U3	Guerrero	HID	Indefinido	Licitación futura	900	2018
Villita Ampliación	Michoacán	HID	Indefinido	Licitación futura	150	2019
Tamaulipas III	Tamaulipas	EO	Indefinido	Licitación futura	200	2019
El Pescado (Balsas)	Guerrero	HID	Indefinido	Licitación futura	17	2019
Azufres IV	Michoacán	GEO	Indefinido	Licitación futura	75	2020
Acala	Chiapas	HID	Indefinido	Licitación futura	135	2020
Paso de la Reina	Oaxaca	HID	Indefinido	Licitación futura	540	2020
Coahuila I	Coahuila	EO	Indefinido	Licitación futura	150	2021
Sistema Pescados (La Antigua)	Veracruz	HID	Indefinido	Licitación futura	120	2021
Xúchiles (Metlac)	Veracruz	HID	Indefinido	Licitación futura	54	2021
Cruces	Nayarit	HID	Indefinido	Licitación futura	490	2021
Coahuila II	Coahuila	EO	Indefinido	Licitación futura	150	2022
Omitlán	Guerrero	HID	Indefinido	Licitación futura	234	2023
Tenosique	Chiapas- Tabasco	HID	Indefinido	Licitación futura	420	2024
Madera	Chihuahua	HID	Indefinido	Licitación futura	406	2024

### 4.3 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LAS FER EN EL ESCENARIO HÍBRIDO

Particularmente, para las energías renovables (sin considerar hidroeléctricas >30 MW), se espera que al 2026 se logre alcanzar una capacidad instalada de 18 GW (SENER, 2012) con la ayuda de los instrumentos actuales y considerando que en poco tiempo se comenzará a aplicar la Metodología de Externalidades, la cual permitirá realizar la planeación del sector eléctrico considerando las emisiones de GEI y llevar a cabo un despacho de centrales más limpio, promoviendo la instalación de centrales renovables. (Gráfica 4.5)

Esta gráfica publicada en la Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026 considera el escenario inercial de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026, sin embargo, le da una mayor participación a la energía solar (SENER, 2012).

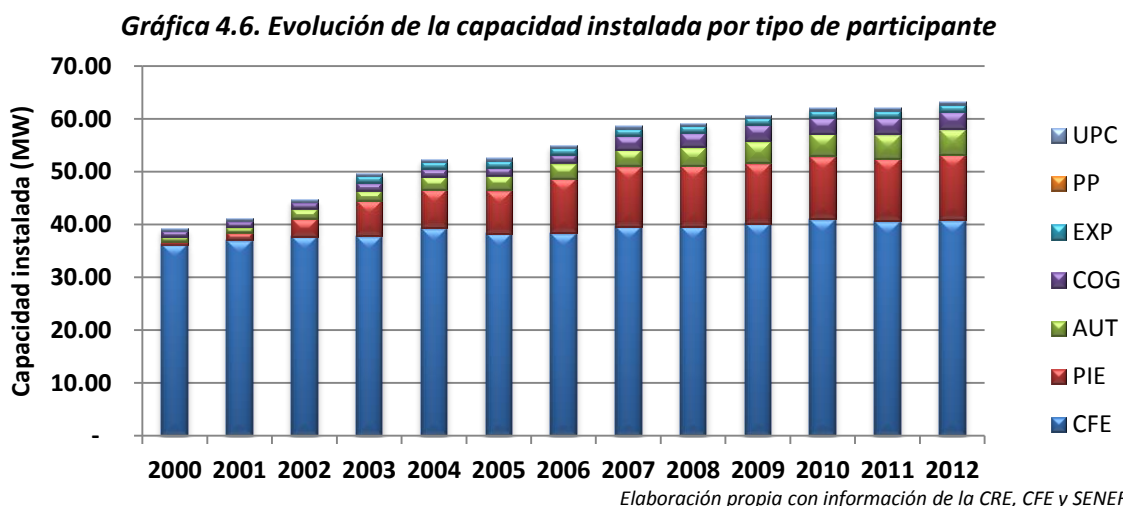
**Gráfica 4.5. Capacidad Instalada FER 2026**



### 4.4 ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA ESTRATEGIA NACIONAL DE ENERGÍA

Según lo establecido en el marco regulatorio de las FER, actual política energética y planes de expansión del sistema de generación, se observa lo siguiente:

- Desde el año 2000 se observa que la expansión de la capacidad instalada del sistema en el país ha sido conducida principalmente por la iniciativa privada, a través del esquema de producción independiente y recientemente el autoabastecimiento, lo que ha mermado la participación de la CFE. Esta tendencia continuará según la planeación energética presentada en el este capítulo. (**Gráfica 4.6**).

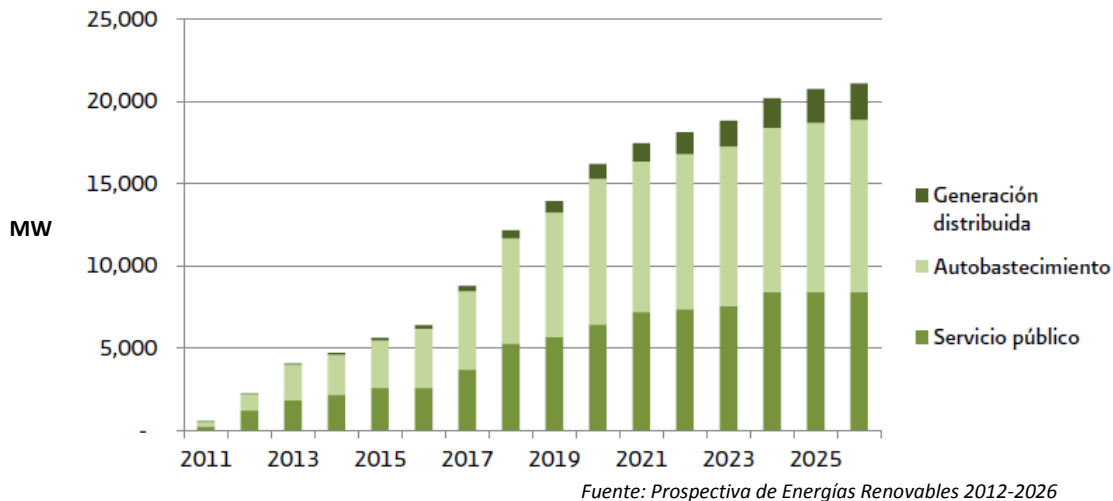


- En el Art. 1° de la LAERFTE se establece que el objeto de la Ley es, *“regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica”* [énfasis añadido], lo que implica que está dirigida exclusivamente a los generadores privados en las modalidades de autoabastecimiento, PIE, pequeña producción, cogeneración, importación y exportación. Irónicamente, a pesar de ser una ley de energías renovables, la meta se establece en términos de generación de fuentes no fósiles, donde sí cuenta la participación de la capacidad instalada de la CFE<sup>31</sup>. Por lo tanto, la expansión de sistemas de generación no fósil será conducida por los privados mediante las FER y por la CFE mediante proyectos hidroeléctricos de gran envergadura y plantas nucleares. La perspectiva de energías renovables 2012-2026 estima que al 2026 la capacidad instalada adicional con FER, considerando las hidroeléctricas mayores a 30 MW., ascenderá a 20,545

<sup>31</sup> CFE los contabiliza a los PIE como capacidad y generación destinadas al servicio público

MW. De los cuales, el 39.7% corresponderá a la CFE y PIE's (servicio público), 49.8% a autoabastecimiento y 10.5% a generación distribuida. (**Gráfica 4.7**). Esta capacidad adicional coincide con los aumentos que se deben de hacer según la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 para el cumplimiento de las metas establecidas.

**Gráfica 4.7. Evolución de la capacidad instalada de FER por modalidad**

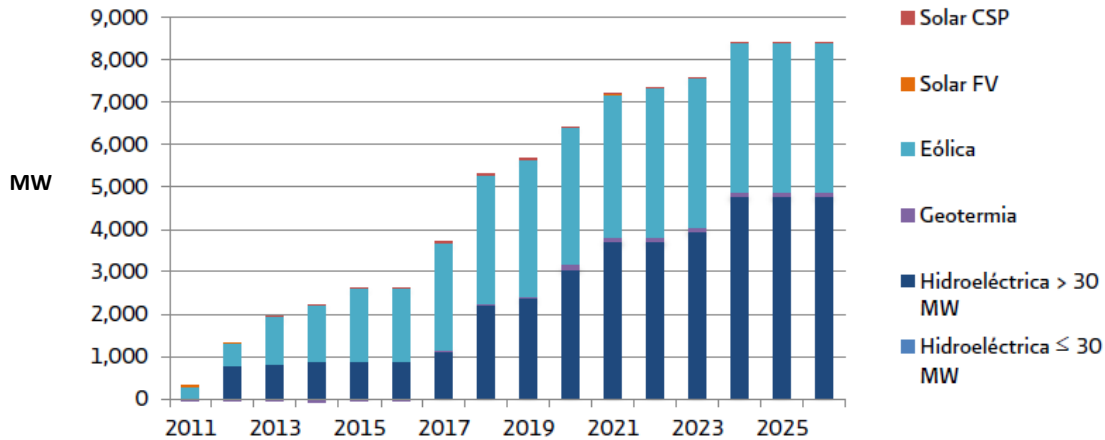


El mayor crecimiento de las FER se propone mediante el esquema de autoabastecimiento y de servicio público<sup>32</sup>, destacando las adiciones que se realizarán en energía eólica. Si seguimos la tendencia de los últimos años, se espera que las adiciones de FER para servicio público sean mediante licitaciones de Producción Independiente de Energía, con excepción de las grandes hidroeléctricas, las cuales, tendencialmente han sido construidas por la CFE. En la **Gráfica 4.8**, se observa que las adiciones en servicio público serán conducidas principalmente por plantas eólicas (3,219 MW) y por grandes hidroeléctricas (4,749 MW); incorporando marginalmente a la geotermia (151 MW), pequeñas hidroeléctricas (22 MW), solares fotovoltaicas (6 MW) y solares de concentración (14 MW).

<sup>32</sup> CFE contabiliza los PIEs como servicio público

Esta tendencia y prospección corrobora que la CFE no se interesará por proyectos FER diferentes a las grandes hidroeléctricas y a los eólicos, muy probablemente estos últimos serán mediante licitaciones de PIE.

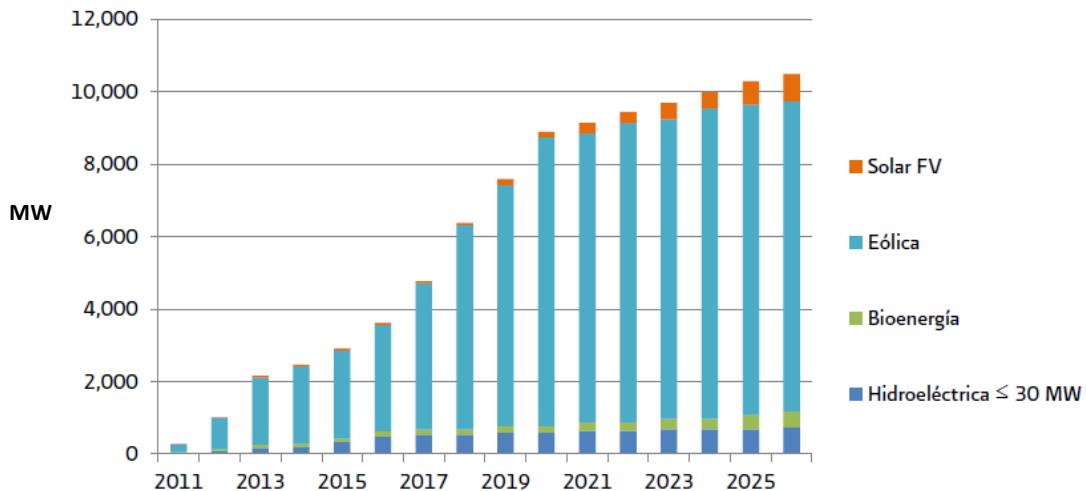
**Gráfica 4.8. Evolución de la capacidad instalada de FER en servicio público (incluye PIE)**



Fuente: Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026

- El mayor crecimiento de las FER será por sociedades de autoabastecimiento, esperado en 10,228 MW, distribuidos de la siguiente forma: solar PV (7.4%); hidroeléctricas menores a 30 MW (6.9%); bioenergía (4.1%) y eólica (81.6%). (Gráfica 4.9).

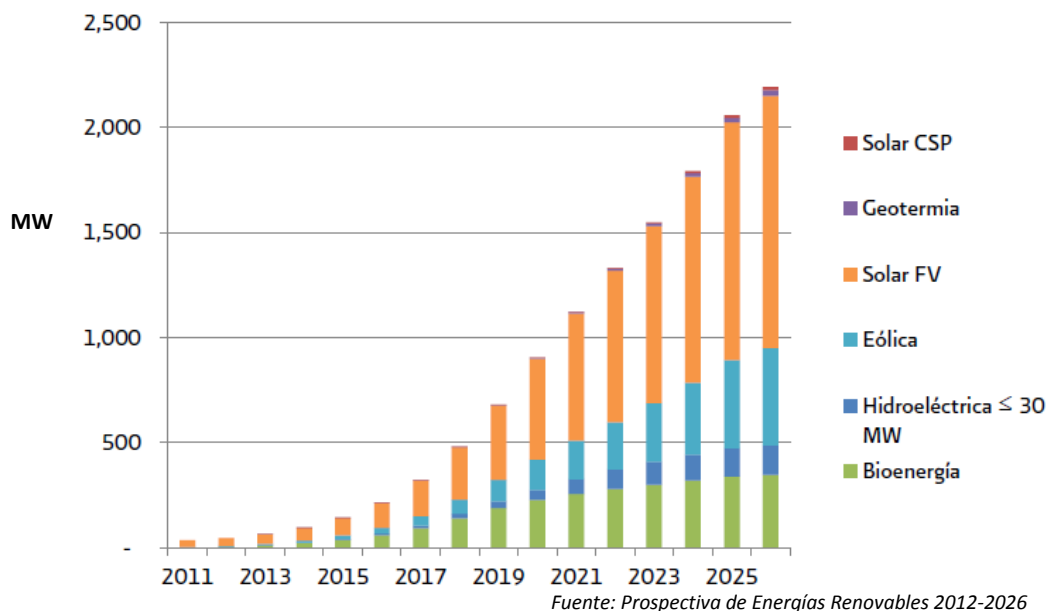
**Gráfica 4.9. Evolución de la capacidad instalada de FER en autoabastecimiento**



Fuente: Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026

4. Finalmente, el crecimiento al 2026 en capacidad instalada distribuida de FER será conducido principalmente por tecnología solar fotovoltaica (1,170 MW), y con una menor participación de la eólica (461 MW), mini hidroeléctrica (139 MW), bioenergía (345 MW), solar de concentración (16 MW) y geotermia (25 MW). (**Gráfica 4.10**).

**Gráfica 4.10. Evolución de la capacidad instalada de FER en generación distribuida**



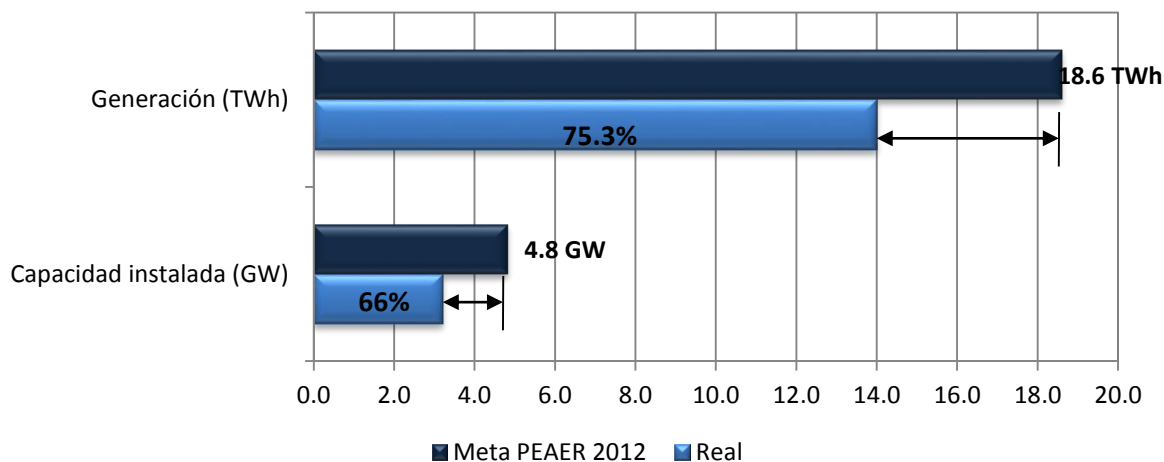
Con estos escenarios queda claro que la tecnología de las FER que será mayormente apoyada y desarrollada en México es la eólica y la hidroeléctrica convencional, siendo desarrollada la primera por la IP y la segunda por la CFE.

#### 4.5 CUMPLIMIENTO DE LAS METAS DEL PROGRAMA ESPECIAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

La meta en capacidad instalada de FER que se estableció para el final del 2012 en el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables de 7.6%, no logró ser cumplida según los datos de la SENER al cierre del 2012. Asimismo, tampoco se cumplió la meta de 5.6% de

generación, ya que sólo se consiguió generar el 4.2% mediante fuentes renovables de energía (Gráfica 4.10).

**Gráfica 4.10. Cumplimiento de metas PEAER**



El hecho de que no se haya logrado cumplir la meta al 2012 deja mucha incertidumbre del cumplimiento de las metas establecidas en la LAERFTE, asimismo, considerando que actualmente el gas natural es el combustible de mayor uso para la generación de electricidad y que tiene un reducido costo comparado con el de las renovables, hace complicado que se promueva la instalación de energías renovables a tal punto de que lleguen a representar el 46% de la capacidad instalada del país para cumplir con el 35% de la generación en el 2024.

La adición de mucha capacidad instalada de energías renovables requerirá una fuerte aportación de plantas de respaldo, que actualmente se han considerado como turbogás, por lo que las inversiones en el sistema deberán ser aún mayores.



## CONCLUSIONES

1. A nivel internacional, las FER han tenido un gran impulso en la última década. Europa tiene planeado alcanzar al menos el 20% del consumo primario de energía con FER al 2020. Países como Alemania tienen metas de 80% de la generación eléctrica al 2050 y Dinamarca el 100% al mismo año. Estas metas son posibles gracias a los avances en las redes inteligentes y el almacenamiento de energía. Gracias a ello se espera que nivel mundial las FER tengan una participación cada vez mayor.
2. China es actualmente el país con mayor capacidad instalada en energías renovables (70 GW), capacidad superior al total de México. Debido al crecimiento económico de dicho país, se esperan adiciones fuertes en los próximos años aprovechando que la tecnología más barata es producida allí.
3. El impulso a las FER se ha dado a través de diversas políticas como metas fijas, feed in tariffs, que generan costos adicionales al usuario en un inicio pero garantizan costos más bajos de la electricidad en el largo plazo gracias a la amortización de los proyectos, por lo que CFE debe abrirse a la instalación de estos proyectos para brindar al usuario del servicio público de energía eléctrica una tarifa más competitiva.
4. A diferencia del resto de los países de la OCDE, la contribución de las FER en México (incluida la hidroelectricidad) ha disminuido su participación porcentual a una tasa de 1.3% anual de 1990 al 2010 por la preferencia que se le ha otorgado al gas natural para la generación de electricidad.
5. Existe una vasta regulación sobre FER en México, lo que hace que sea un sector complicado y poco transparente para promover las inversiones. Asimismo, la planeación del Sector Eléctrico sigue minimizando la participación de las FER con excepción de las grandes hidroeléctricas y continúa considerando al gas natural como un óptimo combustible que permitirá una transición energética.

6. El crecimiento de las FER se ha limitado principalmente a la generación privada a través de sociedades de autoabastecimiento. Sin embargo, los grandes clientes existentes en México se están acabando, por lo que cada vez cuesta más trabajo a los generadores privados el colocar su energía y desincentiva la instalación de proyectos de energías renovables. Asimismo, el hecho de que CFE no pueda competir directamente con los generadores privados al no establecer sus propias tarifas, no le permite ofrecer preferencias a los grandes clientes, lo que provoca una fuga de ingresos sin posibilidad a recuperación.
  
7. En México, a pesar de ser un país con amplio potencial geotérmico, no se tiene planeada la expansión de este tipo de centrales. Esto se debe a la regulación actual, donde no se tiene ninguna legislación que regule la explotación privada de esta tecnología y a la decisión de CFE de no hacer inversiones propias. Los permisos de explotación geotermal son otorgados por la Comisión Nacional del Agua mediante concesiones de uso de agua del subsuelo. Esta concesión es otorgada por pozo y no por área, lo que crea incertidumbre en los inversionistas al no tener asegurado un terreno donde puedan llevar a cabo la exploración y explotación de los acuíferos de potencial geotérmico. Esta situación se solventaría con una ley geotérmica que permitiera concesiones más parecidas a las petroleras, donde se otorga un área para realizar exploraciones, y una vez localizado el recurso, se reduce área a la(s) zona(s) de explotación y reinyección del vapor utilizado. La producción de energía geotérmica ayudaría a reducir la demanda de electricidad en base y la utilización de gas natural, además de que es una tecnología ampliamente conocida y desarrollada en México.
  
8. La infraestructura de transmisión que se tiene actualmente en las zonas con mayor potencial renovable es pobre, por lo que se deben hacer más inversiones por parte de CFE para interconectar estas zonas y así promover la instalación de tecnologías renovables. Las temporadas abiertas que se han realizado y que consisten en inversión privada en transmisión han ayudado a cumplir este objetivo, sin embargo, al ser el generador renovable el que tiene que pagar por la expansión del sistema, se desincentiva la

instalación de centrales renovables en las mejores zonas, pues los proyectos ya no son tan rentables.

9. Actualmente el gas natural se ha constituido como el combustible de transición, esto es claro en la actual matriz de generación, donde más del 50% de la electricidad es generada mediante plantas de ciclo combinado de gas natural y turbinas de gas natural. La alta dependencia de este combustible, aunado a la poca oferta generada en el país y limitada capacidad de transporte (gasoductos) ha llevado a que se presenten problemas de escasez en los últimos años, teniendo que importar cada vez más de Estados Unidos o de otros países mediante buques de gas natural licuado (GNL), lo que ha producido un aumento de costos en la generación de la energía eléctrica y aumentos en las tarifas al usuario final.
10. La planeación de expansión de centrales eléctricas para servicio público debe de ser cambiada, pues al considerar actualmente sólo un criterio económico, las tecnologías renovables resultan no ser tan competitivas como las fósiles. Una buena evaluación debe de considerar no sólo las externalidades ambientales (como recientemente se ha establecido), sino también la diversificación de la matriz energética. Una forma de realizar expansiones del sistema puede ser mediante licitaciones dedicadas específicas para cada tecnología en un esquema de PIE o pequeña producción, lo que permite lograr los costos más efectivos, diversificar la matriz de generación y permitir que CFE no realice directamente la inversión.
11. Con la nueva metodología de externalidades se espera que las energías menos contaminantes tengan una mayor contribución y se incentive su instalación, ya que el despacho económico considerará un valor monetario por emisiones de GEI, desplazando así a las centrales de combustóleo, diésel y gas natural en el despacho. Asimismo, esta metodología permitirá contabilizar de forma monetaria, los impactos en la instalación de nuevas centrales eléctricas dentro de la planeación del sistema a partir del 2014, lo que brindará mayor oportunidad de competencia a las centrales renovables para cubrir la demanda de servicio público.

12. Con las modificaciones de la LAERFTE, mayores oportunidades se presentan para plantas minihidroeléctricas, permitiendo acceder a los incentivos a las plantas mayores a 30 MW, siempre y cuando sean embalses ya construidos, la superficie de éstos no sea mayor a 1 ha., ni tener una capacidad de embalse mayor a 50,000 m<sup>3</sup>, o que la densidad de generación por área de embalse sea mayor a 10 W/m<sup>2</sup>.
  
13. La nueva metodología de contraprestaciones para pequeña producción de energía, junto con los lineamientos para las licitaciones tipo subasta de esta modalidad, crean expectativas sobre una mayor instalación de pequeños proyectos renovables, los cuales servirán para cumplir las metas del programa especial para el aprovechamiento de energías renovables del sexenio. Las licitaciones tipo subasta en esta modalidad permitirán certidumbre al inversionista al no tener que depender de la volatilidad del Costo Total de Corto Plazo de la energía para recibir la contraprestación por la energía vendida a la CFE.
  
14. Los subsidios a la electricidad deben de irse reduciendo paulatinamente y focalizándose en los usuarios más necesitados para que el común de la población comience a ver a las energías renovables y a la eficiencia energética como las mejores opciones para reducir el costo de la electricidad y promover la instalación de sistemas pequeños de generación renovable.
  
15. Mayores atribuciones deben de ser otorgadas a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que le permitan fijar las tarifas eléctricas y tener una mayor capacidad de mediación entre la CFE y los generadores privados. Asimismo, una ley antimonopolios debe ser creada dada la inminente tendencia de crecimiento de la IP en el sector energético. El objetivo que se debe de plantear el regulador es crear las mejores condiciones de competencia para abastecer al país con la electricidad más limpia y más barata. Asimismo, velar por una mayor transparencia de la CFE en los procesos de licitación y asignación de contratos para garantizar que el mejor competidor sea el ganador. Este fortalecimiento del regulador y, mediante una buena regulación por parte del ejecutivo, a través de la SENER, podría

permitir que en algún momento la CFE y la IP pudiesen competir por los proyectos de generación en licitaciones, tanto de FER como de fuentes convencionales.

16. Las autoridades (SENER, CRE, CFE), deben velar porque los proyectos FER instalados por ellos mismos o por la IP conlleven un mayor desarrollo regional, estableciendo obligaciones a los inversionistas de mano de obra, construcción de centros de educación y dando la contraprestación justa a las comunidades poseedoras de los terrenos de potencial renovable. Esto ayudaría a evitar conflictos con los ejidatarios y permitiría colocar a la FER como un motor del desarrollo regional, acercándonos cada vez más hacia una economía sustentable.
17. Los competidores más fuertes en FER son extranjeros, esto debe de mediar mediante la imposición de porcentajes de componentes nacionales en todos los proyectos renovables y de mayor vinculación de estas empresas con centros de investigación y universidades nacionales.
18. Un esclarecimiento de lo que son tecnologías limpias, no fósiles y renovables debe de ser adoptado, pues actualmente la falta de estandarización crea confusiones en cuanto a metas, leyes y tecnologías que deben de ser consideradas como renovables. Asimismo, se debe de dejar de enmascarar a las tecnologías de generación fósil “más limpias”.
19. Como se vio en esta ocasión, el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables no alcanzó las metas que se propuso, esto no crea ninguna certidumbre de que la meta de la LAERFTE no vinculante sea cumplida. Asimismo, para cumplir la meta en los términos de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 se requiere de una modificación estructural de la matriz energética, tendencia que actualmente no se ve clara.
20. Una Estrategia Nacional de Energía más clara debe de ser realizada y con menor frecuencia. Este documento de planeación debe ser el eje de la política energética y desarrollo del sector, para ello, una buena estrategia requiere de la participación de todos

los sectores involucrados en el tema, así como de instituciones académicas, IP y sociedad. Este documento sólo se debería de revisar y actualizar una vez al año como cualquier otra prospectiva pero sin permitir modificaciones a sus pilares fundamentales.

21. Finalmente, el hecho de que en México la liberalización del sector eléctrico en la parte de la generación no se haya realizado claramente y sólo se haya dado vuelta a la regulación, ha provocado que la legislación y esquemas de participación sean complicados, rebuscados y poco transparentes. Asimismo, esto no permite al regulador tener la autonomía y fortaleza que debería para poder intermediar entre los grupos de interés (usuarios finales y generadores). Una apertura del sector provocaría un mejor orden y mayor claridad en las funciones de cada organismo del sector público, lo que beneficiaría directamente a los generadores renovables.
  
22. Actualmente se ha presentado una propuesta de reforma energética por parte del Ejecutivo que será analizada en los subsecuentes meses. Esta reforma podría ser la puerta hacia la creación de un mercado eléctrico abierto, donde el Estado sólo mantendría las redes de transmisión y la operación del sistema para garantizar un libre acceso a los usuarios participantes. Esta apertura del sector eléctrico permitiría a cualquier persona invertir en los demás eslabones de la cadena, creando un mercado regulado para los usuarios pequeños y un mercado abierto para grandes usuarios.

Un mercado de este tipo crea grandes oportunidades a las energías renovables, ya que pueden implementarse incentivos tradicionalmente aplicables en mercados abiertos, como el Renewable Portfolio Standard o Feed in Tariffs.

En caso de que esta opción de mercado sea adoptada, los legisladores deberán de cuidar de dotar de amplias facultades a la Comisión Reguladora de Energía, darle autonomía y ser quien regule la tarifa eléctrica del mercado regulado. Este órgano sería el encargado de velar y hacer cumplir esquemas antimonopólicos y promover la libre competencia entre generadores, grandes usuarios y distribuidores.

CFE mantendría un papel importante si se dividen sus departamentos, permitiendo que sea visto como entidades separadas para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Esta ventaja le permitiría competir en el mercado contra generadores privados para captar nuevamente a los grandes usuarios que ha perdido dado que no puede proporcionar tarifas preferenciales.

Muchas experiencias y modelos de mercado existen alrededor del mundo, sin embargo, se requiere de alta transparencia para que el beneficio final sea para los usuarios finales y para la nación.

## BIBLIOGRAFÍA

- CFE. (2012 de 12 de 17). *CFE y la electricidad en México* . Recuperado el 30 de 08 de 2013, de [http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1\\_AcercadeCFE/CFE\\_y\\_la\\_electricidad\\_en\\_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx)
- Congreso de la República. (2008). *Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética*. D. F.
- Congreso de la Unión. (1992). *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*. México D. F.
- Danish Minister of Climate, Energy and Building. (2012). *Energy Policy Report 2012*.
- Energy Saving Trust. (2013). *Energy Saving Trust*. Recuperado el 29 de 08 de 2013, de <http://www.energysavingtrust.org.uk/Generating-energy/Getting-money-back/Feed-In-Tariffs-scheme-FITs>
- Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF. (2013). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2013*. Frankfurt: Frankfurt School of Finance & Management gGmbH.
- Guevara, M. T., & García Santillán, A. (2008). *Desarrollo y Comportamiento de la Motivación en el Trabajo*. México: CIEA.
- IRENA. (2013). *Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview*. Abu Dhabi: IRENA.
- REN 21. (2013). *Global Status Report* . Paris.
- SENER. (2012). *Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026*. México, D. F.
- SENER. (2012). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026*. México, D. F.