

La energía renovable en México

Informe de antecedentes correspondiente al Pronóstico de Energía Renovable en México 2015

08-12-2015



Mikael Togeby y Aisma Vitina
Ea Energy Analyses
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 Copenhagen K
Dinamarca
T: +45 88 70 70 83
E-mail: info@eaea.dk
Sitio web: www.eaea.dk

Contenido

Preámbulo	4
1 Introducción	5
2 Costo de la energía renovable	6
2.1 Generalidades sobre el costo de las tecnologías de energía renovable.....	6
2.2 Pronósticos del costo de las tecnologías de energía renovable hacia 2015 – 2030.....	25
2.3 Perspectiva LCOE (costo nivelado de energía)	32
2.4 Implicaciones en lo referente a la planeación de sistemas de energía en México	36
Referencias del Capítulo 2.....	38
3 Integración de energía renovable al sistema	40
3.1 Términos clave relacionados con la integración al sistema	42
3.2 Medidas para mejorar la integración al sistema	49
3.3 Acciones posibles relacionadas con la integración al sistema	56
4 Model-based electricity scenarios	58
4.1 Existing energy scenarios.....	58
4.2 Possible renewable energy scenarios.....	62
References to chapter 3 and 4	64
Appendix 1: Model-based energy scenarios	66
Appendix 2: Currency and inflation conversion assumptions	72

Preámbulo

Este es un informe de antecedentes que se utilizará en relación con el Pronóstico de Energía Renovable en México 2015. Fue desarrollado en colaboración con el Programa de Energía y Mitigación de Cambio Climático en México, en el cual colaboran México y Dinamarca.

Las aportaciones contenidas en el presente informe fueron recabadas durante tres viajes realizados a México (de septiembre a noviembre de 2015), así como a través del diálogo con expertos de la Secretaría de Energía (SENER) y con muchas otras partes interesadas. Quisiéramos expresar nuestra gratitud a Bloomberg por haber facilitado las fuentes de información referentes a los costos y políticas de energía renovable en México. Asimismo, queremos agradecer por medio del presente a Niels Bisgaard Pedersen de Danish Energy Agency y a Ulla Blatt Bendtsen del Programa de Energía y Mitigación de Cambio Climático entre México y Dinamarca.

Mikael Togeby
Ea Energy Analyses

1 Introducción

La energía renovable representa el 17% de la electricidad que se genera en México (2014), mientras que la energía hidroeléctrica comprende el 13% de la generación total de energía, seguida por la energía geotérmica (2%) y la energía eólica (2%), respectivamente. La introducción de los Certificados de Energías Limpias (CEL por sus siglas en inglés) a partir del año 2018 incrementará aún más el desarrollo de la energía renovable. La “energía limpia” incluye la energía renovable, la nuclear, la captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés) y la cogeneración eficiente. En la actualidad, el suministro principal de electricidad se genera a partir del gas (52%) y el carbón (25%).

En su INDC (Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional), México publicó un objetivo del 22% con respecto a la reducción de gases de efecto invernadero en comparación con su nivel habitual (*business as usual*, o *BAU*) antes de 2030. El nivel BAU corresponde a la emisión de 973 MtCO₂e. La energía renovable jugará un papel significativo para lograr dicho objetivo.

La energía renovable tiene ciertos aspectos que suponen retos. Estos incluyen los elevados costos de inversión y la naturaleza variable de la generación de energía, así como los problemas relacionados con la integración de esta al sistema. En el presente informe de antecedentes se analizan los costos actuales y futuros de la energía renovable (capítulo 2) y se describen los retos y soluciones que se relacionan con la integración de dicha energía al sistema (capítulo 3). Se ha dado particular atención al análisis de las fuentes internacionales más recientes.

Además se presenta y se elucida el concepto de utilizar escenarios basados en modelos como parte de la planeación a largo plazo, teniendo como punto de partida tres publicaciones recientes realizadas en México (capítulo 4).

2 Costo de la energía renovable

Este capítulo abordará el tema de costos relacionados con las tecnologías de la energía renovable. Se dará un enfoque a las tecnologías de generación de energía, a saber, los parques eólicos terrestres, los paneles solares fotovoltaicos nivel servicios públicos para servicios públicos, así como las tecnologías de energía geotérmica, hidroeléctrica y de biomasa. La generación distribuida, así como la co-generación y las tecnologías que no generan energía (biocombustibles) no están dentro del alcance del presente informe de antecedentes.

Este capítulo tiene la siguiente estructura: las generalidades sobre los costos de las tecnologías de energía renovable observados en la actualidad a nivel mundial, a nivel continente americano y a nivel nacional en México, seguido por las generalidades de las proyecciones referentes a dichos costos hacia el año 2030. Posteriormente se presenta una recomendación con respecto a los valores de planificación representativos de las tecnologías de energía renovable en México para el periodo 2015 – 2030. Por último, el capítulo concluye con la presentación de una perspectiva LCOE.

2.1 Generalidades sobre el costo de las tecnologías de energía renovable

Los apartados siguientes presentan las generalidades referentes a los principales costos relacionados con las tecnologías de energía renovables empleadas en la generación de energía, dando un enfoque específico a los costos de capital “overnight”. Las demás categorías de costos de las tecnologías de energía renovable se abordarán en la sección de Perspectiva LCOE del presente informe.

Todos los datos de costos que se presentan en este capítulo se expresan en pesos mexicanos en términos reales de 2014¹ (MXN 2014), a menos que se indique lo contrario. Los costos de inversión se expresan en millones de pesos mexicanos, en términos reales de 2014 por MW (M MXN 2014 / MW). Las suposiciones de conversión de moneda e inflación se presentan en el Apéndice 2: Suposiciones de conversión de moneda e inflación .

¹ Las conversiones de moneda e inflación se calcularon al convertir la moneda de origen (p. ej. dólares estadounidenses de 2012) a pesos mexicanos (MXN) al utilizar el tipo de cambio anual promedio correspondiente a dicho año (es decir, del año 2012 para obtener la conversión en MXN) y después inflar dicha cantidad a pesos de 2014 al utilizar los deflatores del Banco Mundial.

Energía eólica terrestre

La generación de energía eólica terrestre se ha convertido en una tecnología madura y ampliamente normalizada. El costo de generación de la energía eólica se determina con base en los costos de capital, el factor de capacidad, los costos de operación y mantenimiento y los costos de financiamiento. Los costos de capital y el factor de capacidad (generación de energía esperada por unidad de capacidad) normalmente son los factores que más influyen en el costo de la energía en el caso de los proyectos de energía eólica.

En la categoría de costos de capital, el aerogenerador es la subcategoría más significativa, ya que representa alrededor del 70% de los costos de capital, aunque se han observado proporciones de costos de hasta un 84% (y superiores) en este rubro (IRENA, 2015). La Tabla 1 presenta un ejemplo del desglose de costos de capital en San Matías, un parque eólico con capacidad de 20 MW en México.

Categoría de costos	Sub-categoría de costos	M MXN 2014	Proporción
Obras civiles y conexión a la red eléctrica	Obras civiles de los aerogeneradores	108.4	18.2%
	Torre de medición	1.2	0.2%
	Costos de construcción	4.1	0.7%
	Costos indirectos de construcción	14.8	2.5%
	Arrendamiento de terrenos	2.3	0.4%
	Sub-total		233.8
Aerogeneradores e instalación	Precio de aerogenerador	274.6	46.1%
	Transportación de los aerogeneradores	30.2	5.1%
	Infraestructura eléctrica de los aerogeneradores	103.0	17.3%
	Sub-total		304.8

Planeación y administración	Costo de administración	6.1	1.0%
	Costo administrativo	50.6	8.5%
	Sub-total	56.8	9.5%
Costo total		595.3	100.0%

Tabla 1: Desglose de costos de capital de un parque eólico terrestre con capacidad de 20 MW en México (M MXN 2014). Fuente: (IRENA, 2015)

Hay diferencias significativas a nivel regional en lo que respecta a los costos de los proyectos eólicos, siendo China y la India los países en los cuales se presentan los niveles más bajos de costos. Los factores que influyen en las diferencias de los costos regionales incluyen los costos de material y mano de obra, la madurez de la industria, los marcos de apoyo a las políticas, la disponibilidad de financiamiento, etc. Asimismo, puede haber diferencias importantes en los costos de un proyecto a otro en cada país con base en las características de cada proyecto en (IRENA, 2015) particular. La Tabla 2 presenta las generalidades de los costos totales promedio de instalación de los parques eólicos nuevos en 2013 en países seleccionados pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), incluido México.

	Capacidad nueva en 2013 (GW)	Costo (M MXN 2014 / MW)
Australia	0.68	19.0 - 31.7
Austria	0.37	32.0
Canadá	1.6	30.5
Francia	0.73	27.5
Alemania	2.95	26.6
Italia	0.45	32.6
Japón	0.05	38.6
México	0.62	28.0
Países Bajos	0.24	25.7
Noruega	0.07	26.3
Portugal	0.31	25.2
Suiza	0.01	38.6
Reino Unido	1.64	24.9
Estados Unidos	1.13	22.0

Tabla 2: Costos totales promedio de instalación de parques eólicos nuevos en países seleccionados pertenecientes a la OCDE en 2013. Fuente: (IRENA, 2015)

En la región del continente americano, los Estados Unidos y Brasil presentan los costos de inversión más bajos. En los Estados Unidos, la industria eléctrica es madura y está muy bien establecida, mientras que en Brasil las exitosas rondas de licitaciones competitivas han generado disminuciones significativas en las erogaciones de capital y en el rendimiento de los desarrolladores en los últimos años. La Figura 1 presenta las generalidades con respecto a los rangos de costos de capital correspondientes a los proyectos de energía eólica terrestres en la región del continente americano, lo anterior con base en el análisis realizado por Bloomberg New Energy Finance (BNEF). Se considera que México presente costos de inversión dentro del rango medio en esta región.

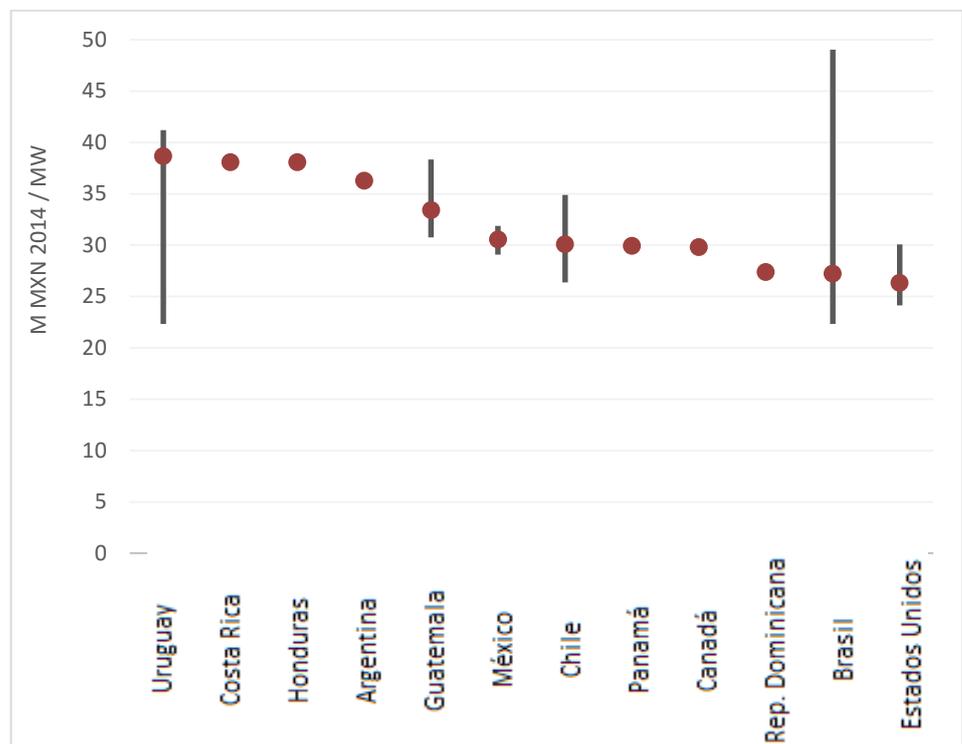


Figura 1: Rangos de los costos de capital de proyectos de energía eólica terrestres en países seleccionados (M MXN 2014 / MW). Las partes superiores e inferiores de las barras representan los extremos superior e inferior del rango de costos, mientras que los puntos rojos indican los niveles de costo promedio. Fuente: (BNEF, 2015).

No hay mucha información referente a los costos de capital de los proyectos de energía eólica terrestres en sí instalados en México, y la información con respecto al número total de proyectos instalados en los últimos años también es

un tanto limitada. Además, debido a los cambios que se anticipa habrá en los esquemas de apoyo de energía renovable, los desarrolladores han dudado en continuar con los planes de los proyectos sino hasta que haya más información disponible con respecto al sistema de Certificados de Energía Limpia (CEL). La Figura 2 presenta las generalidades de las fuentes identificadas de las cuales se han obtenido los estimados de los costos de capital de los proyectos de energía eólica terrestres en México.

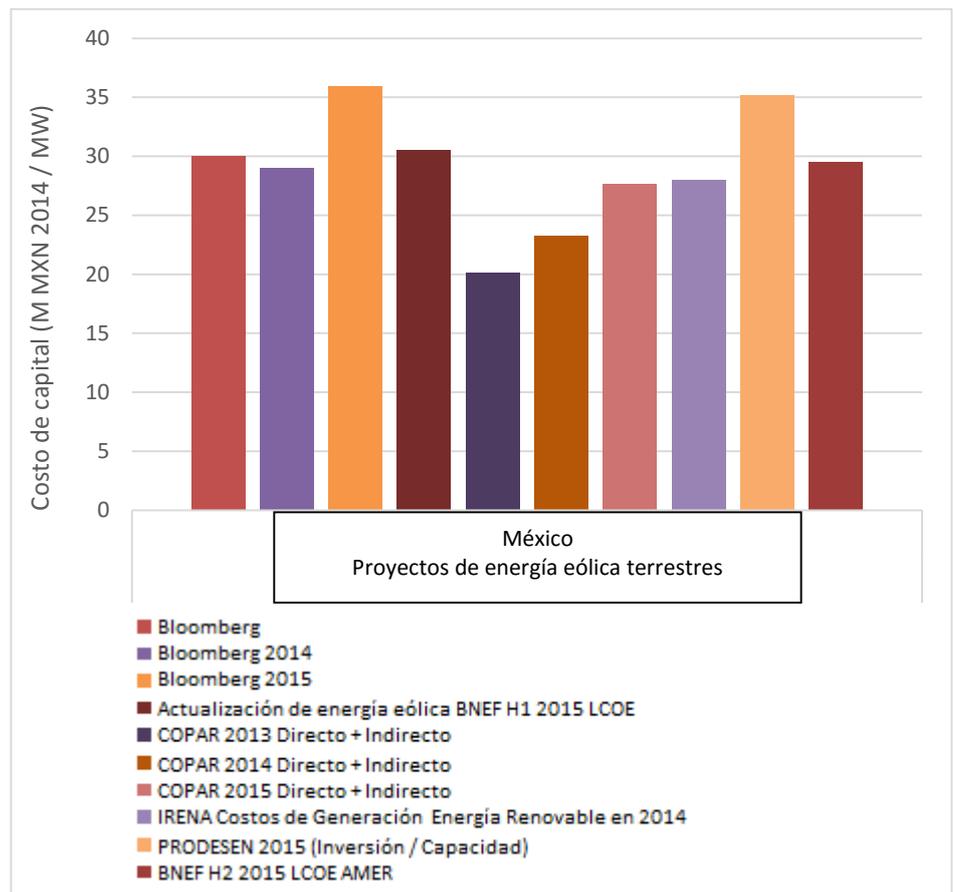


Figura 2: Información general de los costos de capital de los proyectos de energía eólica terrestres en México obtenida de diversas fuentes. Fuentes: (Bloomberg, 2015), (BNEF, 2015), (CFE, 2013), (CFE, 2014), (CFE, 2015), (IRENA, 2015), (SENER, 2015)
Observaciones: Bloomberg se basa en el promedio de los proyectos del 2012 al 2015 contenidos en la base de datos de Proyectos de Energía Renovable. Bloomberg 2014 y Bloomberg 2015 se basan en un número muy bajo de proyectos (6 y 5, respectivamente) para los años respectivos correspondientes a la misma base de datos.
Las diferencias en costos de COPAR 2015 fueron afectadas por el desarrollo en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el peso
Los costos de inversión de PRODESEN 2015 se basan en la inversión total por tecnología dividida entre la capacidad invertida.

Cabe mencionar que los estimados de los costos de inversión que se mencionan en las publicaciones de COPAR se basan en fuentes internacionales y no en los proyectos realizados en México. Además, el estimado de costos de capital más elevado (Bloomberg 2015) se basa en un promedio de 5 proyectos, por lo que su interpretación debe hacerse con cautela. Por último, el estimado de costos de capital de PRODESEN 2015 también está muy por encima del nivel de costos de capital que citan la mayoría de las demás fuentes.

Paneles solares fotovoltaicos

Los paneles solares fotovoltaicos, en particular los que están hechos a base de silicio cristalino, ya representan una tecnología completamente desarrollada que no obstante ha seguido presentando una disminución significativa en su costo con el paso del tiempo. Las instalaciones de paneles solares fotovoltaicos se pueden dividir en dos componentes generales: los módulos y los elementos de equilibrio del sistema (los cuales incluyen el cableado, los interruptores, el sistema de montaje y los inversores). Los módulos se han convertido en productos altamente normalizados, y el costo de estos ha presentado una sinuosa tendencia decreciente durante varios años, tal como se muestra en la Figura 3 (la línea del “Índice de Precios Global de Módulos”). {Sería útil si se explica brevemente a qué se refiere dicho índice...}

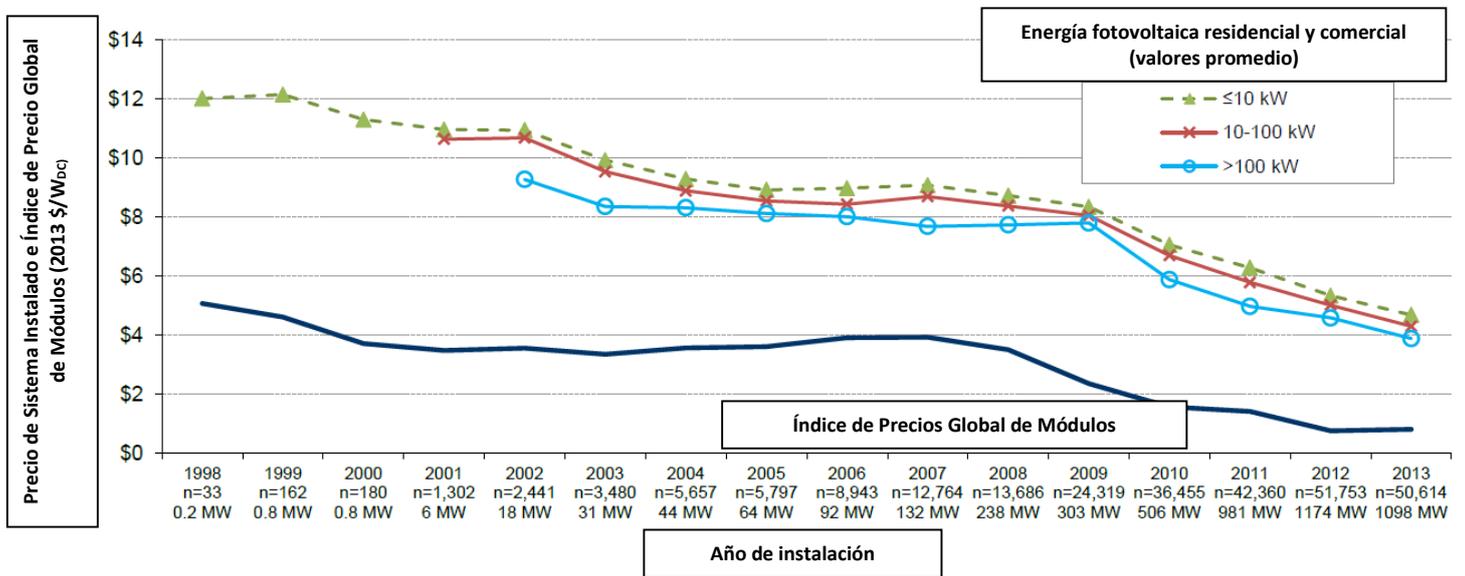


Figura 3: Precios promedio reportados de instalación de sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales a través de los años (USD 2013 / W_{DC}). El Índice de Precios Global de es el precio promedio de venta de los módulos para el primer comprador (P Mints SPV Market Research). Fuente de Imagen: (US DOE, 2014)

Por otro lado, los elementos de equilibrio del sistema se ven afectados por varios factores, tales como las diferentes cadenas de suministro, los requisitos regulatorios locales, los costos de mano de obra y de obtención de permisos y los mecanismos de financiamiento, entre otros, lo cual da como resultado una variación mayor en sus costos a nivel regional. Durante el periodo de 2011 a 2014, la disminución del 29% en el costo de los inversores y la disminución del 20% en el costo de las herramientas se vieron acompañadas por una disminución de tan solo 1% en los costos “indirectos” del equilibrio del sistema, como lo son la instalación, la ingeniería, las adquisiciones, etc. (IRENA, 2015). En la Figura 3 se puede observar la reducción gradual de la proporción relativa del costo de los módulos con respecto al precio total del sistema instalado a través de los años. En la actualidad el panel representa menos del 25% del costo total.

La Figura 4 presenta un resumen de los costos de capital de las instalaciones de paneles solares fotovoltaicos a nivel servicios públicos a nivel mundial y en México. China y Alemania presentan el nivel de costos más bajo, mientras que los Estados Unidos se encuentra en una posición cercana al promedio mundial. (Los costos en México se discutirán a detalle más adelante en este capítulo.)

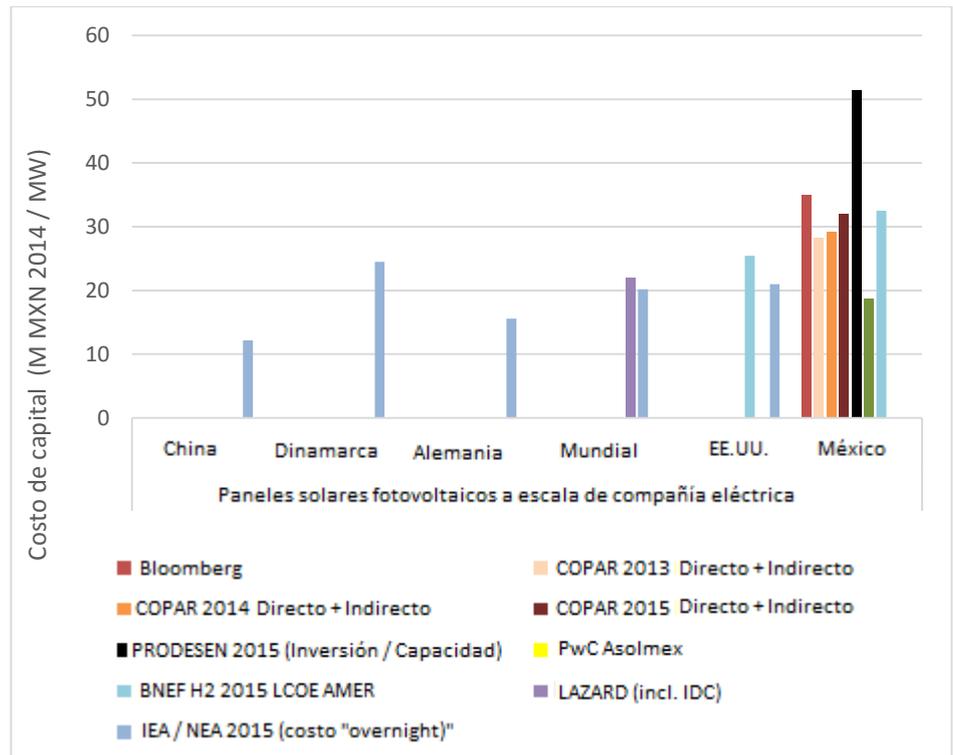


Figura 4: Resumen del costo de capital de instalaciones de paneles solares fotovoltaicos a nivel servicios públicos a nivel mundial y en México, con base en diversas Fuentes. Fuentes: (Bloomberg, 2015), (CFE, 2013), (CFE, 2014), (CFE, 2015), (IEA, NEA y OECD, 2015), (Lazard, 2014), (SENER, 2015), (PwC, 2015), (BNEF, 2015)

Observaciones: Bloomberg se basó en el promedio de 6 proyectos de 2011 a 2014 de la base de datos de Proyectos de Energía Renovable.

Las diferencias de costos de COPAR 2015 se vieron afectadas por el desarrollo en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el peso.

Los costos de inversión de PRODESEN 2015 se basan en el total de inversiones por tecnología dividido entre la capacidad invertida. { Comentario menor sobre el formato: favor de intentar evitar la diferencia entre COPAR 2015 y PRODESEN 2015 con respecto a las cifras presentadas para México. }

La Figura 5 presenta un resumen del rango de costos de inversión de proyectos solares fotovoltaicos a nivel servicios públicos en la región del continente americano. Dicho resumen se basa en datos obtenidos por BNEF. Se considera que tanto Centroamérica como Sudamérica presentan costos de capital más elevados. Por otro lado, se reporta que los Estados Unidos han alcanzado el mejor escenario a nivel mundial. En Brasil, los requisitos referentes al uso de equipo local aumento los costos de inversión, mientras que en México se considera que el arancel del 15% en las importaciones de módulos solares contribuye al aumento de los costos (BNEF, 2015). El arancel de importación que se introdujo

a finales de 2014 no se aplica a los equipos de energía convencionales ni a los aerogeneradores (BloombergBusiness, 2015).

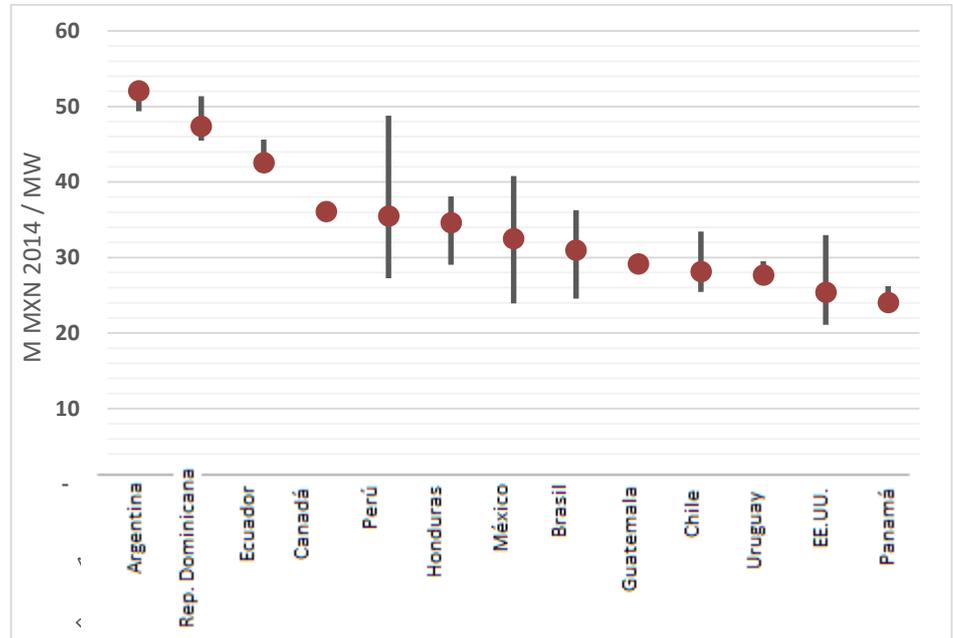


Figura 5: Rango de costos de capital de proyectos solares fotovoltaicos a nivel servicios públicos en países seleccionados (M MXN 2014 / MW). Fuente: (BNEF, 2015)

El número de proyectos solares fotovoltaicos realizados es muy bajo y, de manera similar a los proyectos de energía eólica, hay muy pocos datos de costos relacionados con dichos proyectos. Otra similitud con respecto a los proyectos de energía eólica es que los desarrolladores de los proyectos solares fotovoltaicos están en espera de los resultados del sistema de Certificados de Energía Limpia antes de continuar con los proyectos, lo que limita aún más la muestra elegible de observaciones. La Figura 6 presenta un resumen de las fuentes identificadas que proporcionan los estimados de los costos de capital de los proyectos solares fotovoltaicos a nivel servicios públicos en México.

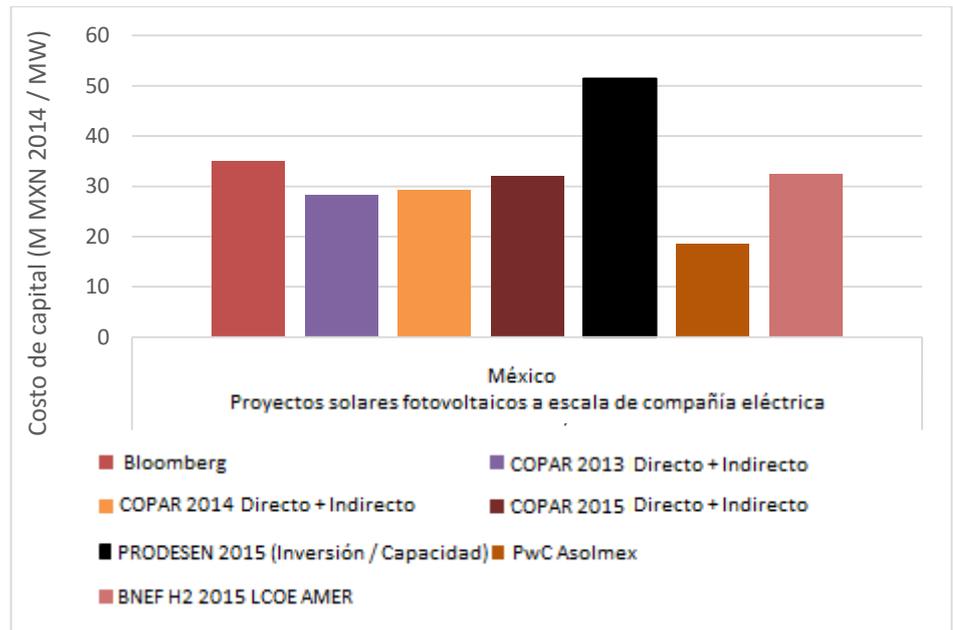


Figura 6: Resumen de costos de capital de las instalaciones solares fotovoltaicas a nivel servicios públicos en México con base en diversas fuentes. Fuentes: (Bloomberg, 2015), (CFE, 2013), (CFE, 2014), (CFE, 2015), (SENER, 2015), (PwC, 2015), (BNEF, 2015)

Observaciones: Bloomberg se basó en el promedio de 6 proyectos de 2011 a 2014 de la base de datos de Proyectos de Energía Renovable.

Las diferencias de costos de COPAR 2015 se vieron afectadas por el desarrollo en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el peso. Los costos de inversión de PRODESEN 2015 se basan en el total de inversiones por tecnología dividido entre la capacidad invertida

Cabe mencionar que el estimado de costos más bajo se basa en un estudio relacionado con Asolmex, la Asociación Mexicana de Energía Solar. A su vez, el estimado más elevado (por un margen amplio) es el estimado el costo de capital de PRODESEN 2015.

Energía geotérmica

Los costos de inversión de las centrales de energía geotérmica son muy específicos dependiendo de cada sitio, ya que la profundidad y características individuales de la fuente geotérmica (p. ej. temperatura) tienen un impacto considerable en los costos finales del proyecto. La Figura 7 muestra el desglose representativo de costos de un proyecto geotérmico con capacidad de 20 MW.

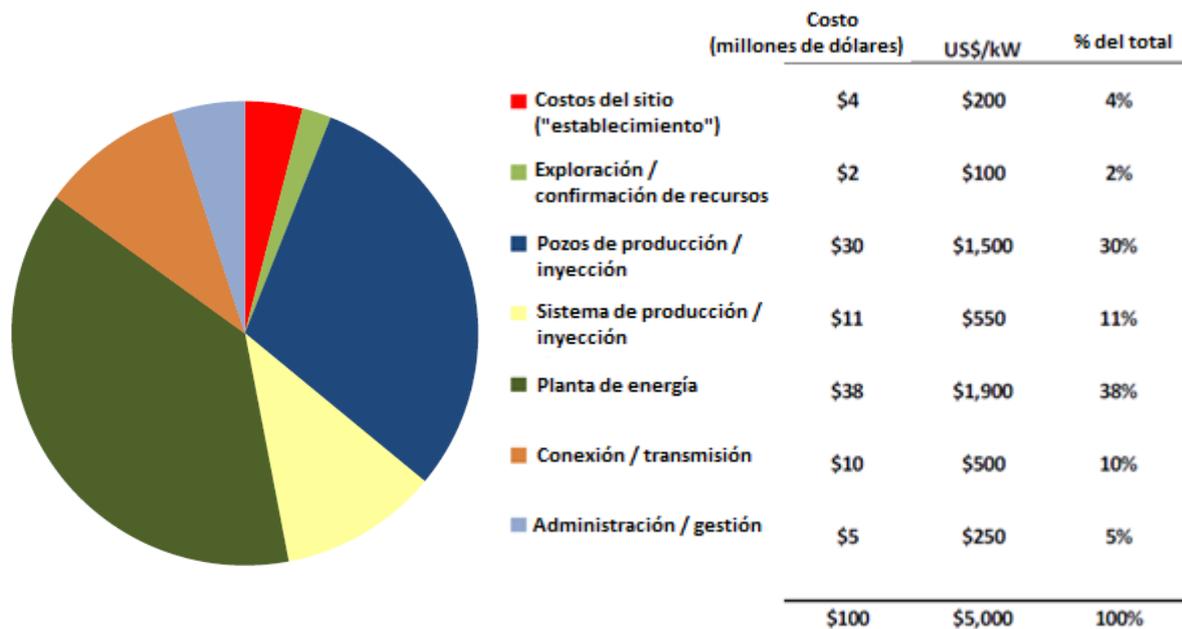


Figura 7: Desglose de costos representativo de un proyecto geotérmico con capacidad de 20 MW (USD 2013). Fuente de imagen: (Henneberger, 2013) {Se debe establecer la diferencia entre los pozos de producción y los pozos de exploración. MRB, confirmamos que la unidad es USD 2015. MRB}

Los proyectos geotérmicos se caracterizan por lo elevado de la inversión inicial, en particular durante la fase de exploración. La Tabla 3 presenta un resumen más detallado de las diferentes categorías de costos durante la fase de exploración geotérmica.

Tipo de estudio	Actividad	Costo aproximado en USD 2015
Geológico	Levantamiento geológico regional y estructural de la zona	30,000 - 45,000
Geoquímico	Toma de muestras de rocas y líquidos	50,000 - 55,000
Geofísico	Estación de gravimetría	100 - 150
	Procesamiento de los datos de gravimetría	5,000 - 6,000
	TEM	150 - 200
	Procesamiento de los datos de TEM (mapeo de ecosistema terrestre)	3,000 - 3,500
	Método magnetoteléurico (MT)	1,500 - 2,000
	Procesamiento de datos de MT	9,000 - 10,000
	Magnetometría	100 - 150
	Procesamiento de datos de magnetometría	5,000 - 6,000
	Informe geofísico	5,000 - 8,000
Perforación	Pozos gradientes o de diámetro más pequeño (\varnothing 1.5 a 7")	350,000
	Pozos de producción ajustada (\varnothing 4.5 a 9")	1,500,000
	Exploración profunda (1,000 a 3,000 m) y pozo de producción (\varnothing 3/8 a 20")	4,000,000 – 6,000,000

Tabla 3: Costos aproximados durante la fase de exploración de fuentes geotérmicas (USD 2015). Fuente: SENER.

La Figura 8 presenta un resumen de los costos de inversión en proyectos geotérmicos a nivel mundial y en México. Como se mencionó anteriormente, dichos costos dependen en gran medida del sitio, por lo que se ha reportado una gama muy amplia en lo que respecta a los costos de capital. Con base en la información tan limitada que hay en el caso de México (es decir, 2 proyectos, así como el valor genérico de planeación de tecnologías geotérmicas que se utiliza en PRODESEN 2015), pareciera que el nivel de costos en dicho país es relativamente bajo en comparación con otros proyectos alrededor del mundo.

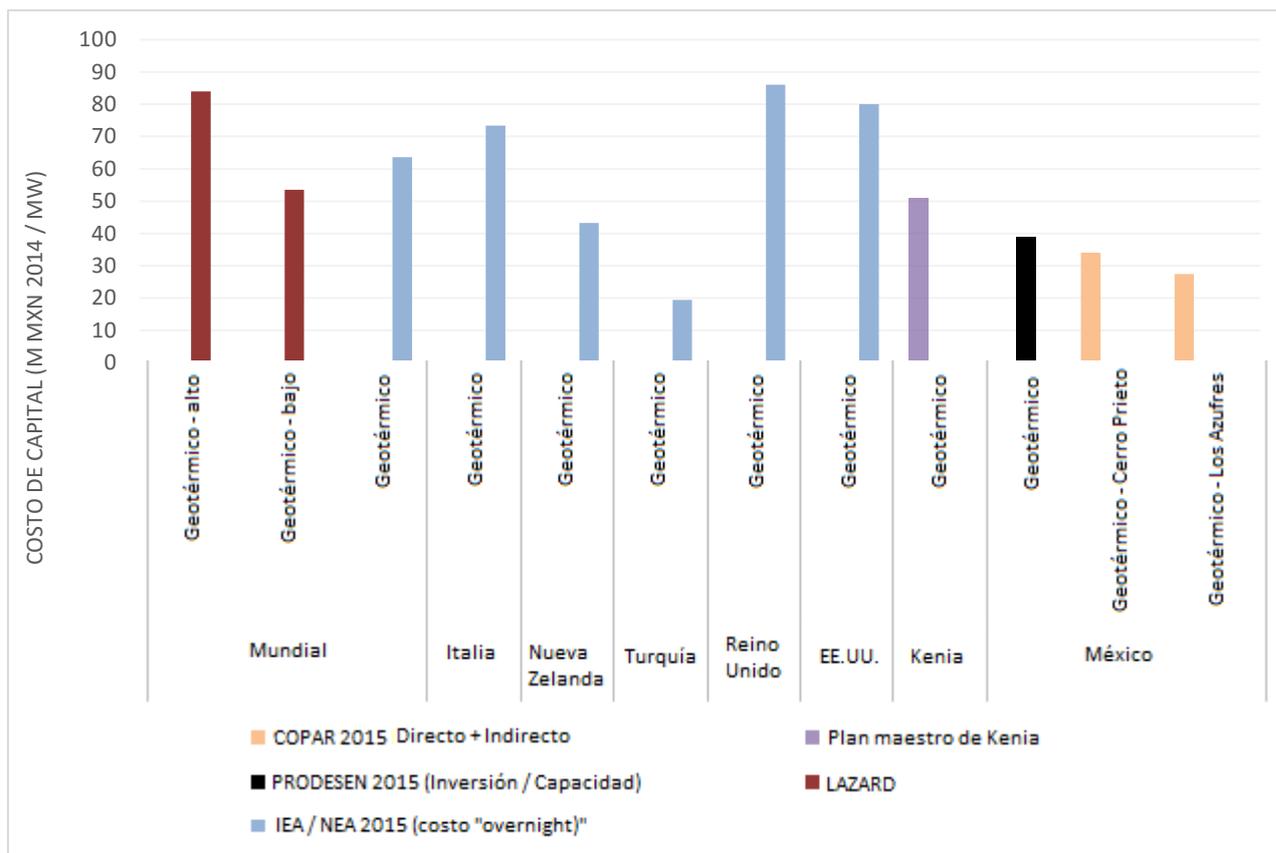


Figura 8: Resumen de los costos de capital de los proyectos de energía geotérmica a nivel mundial y en México con base en diversas fuentes. Fuentes: (CFE, 2015), (IEA, NEA y OECD, 2015), (Secretaría de Energía de Kenia, 2013), (SENER, 2015), (Lazard, 2014) {No estamos seguros con respecto a esta información. Creemos que se basa en los comentarios que hicimos con respecto al costo que se reflejó en las solicitudes de ENAL. Sin embargo, los costos de ENAL solo contemplan los costos de exploración, por lo que no se puede determinar los costos de MW de estos. MRB}

La Figura 9 presenta un resumen de los costos de los proyectos de energía geotérmica en México. Cabe mencionar que los datos se basan en 2 proyectos (Cerro Prieto y Los Azufres), y que la diferencia en los tipos de cambio entre el dólar y el peso afectan los estimados de los costos si estos se realizaron en dólares (como es el caso de las publicaciones de COPAR).

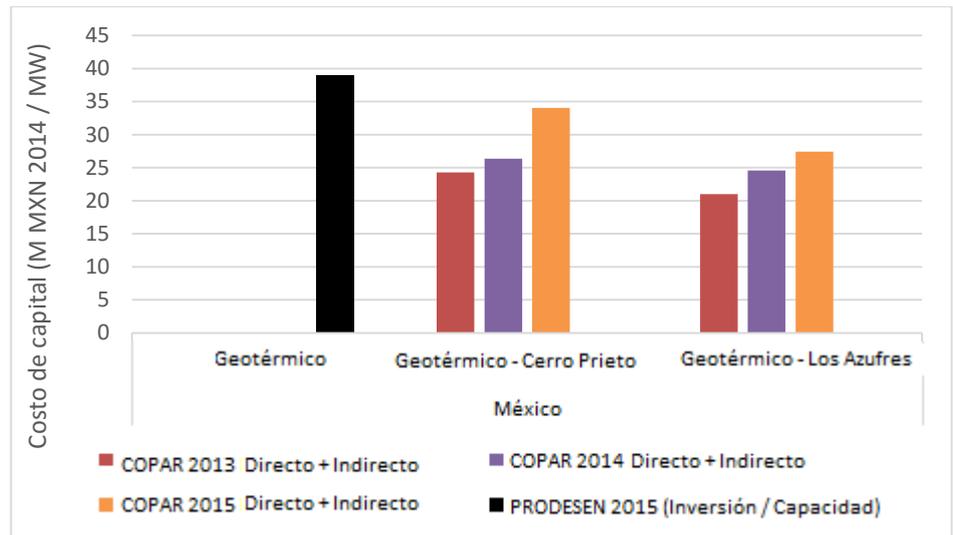


Figura 9: Resumen de costos de capital de proyectos de energía geotérmica en México con base en diversas fuentes. Fuentes: (CFE, 2013), (CFE, 2014), (CFE, 2015), (SENER, 2015).

Las diferencias de costos de COPAR 2015 se vieron afectadas por el desarrollo en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el peso.

Los costos de inversión de PRODESEN 2015 se basan en el total de inversiones por tecnología dividido entre la capacidad invertida. {Una vez más, consideramos que esta gráfica fue elaborada con base en comentarios presentados en las solicitudes de ENAL, aunque dichas solicitudes no reflejan la producción, por lo que no se puede calcular el costo de MW a partir de estas. MRB, comentario menor sobre el formato: favor de intentar evitar la diferencia entre COPAR 2015 y PRODESEN 2015 con respecto a las cifras presentadas para México.}

Se puede observar que el valor de planeación que se utilizó en el estudio PRO-DESEN 2015 es mayor que los costos basados en los 2 proyectos existentes, aunque, como se mencionó anteriormente, los costos de los proyectos de energía geotérmica dependen en gran medida de cada sitio, por lo que los costos históricos no necesariamente representan los costos futuros.

Energía Hidroeléctrica

De manera similar a los proyectos de energía geotérmica, los costos de las centrales hidroeléctricas también dependen en gran medida de los factores relacionados con el sitio, como el tamaño, la altura de la caída de agua, el gasto, etc., lo que amplía la gama de costos. La energía hidroeléctrica es una tecnología que demanda gran inyección de capital y que implica un desarrollo y periodos de construcción prolongados. En términos generales, los costos de un proyecto de energía hidroeléctrica se pueden separar en los costos de obra civil (incluido el desarrollo de la infraestructura) y los costos de equipamiento. La obra civil normalmente representa la mayoría de los costos de los proyectos

grandes de energía hidroeléctrica, mientras que los costos de equipamiento representan una mayor proporción de los costos totales en el caso de los proyectos de energía hidroeléctrica más pequeños (IRENA, 2015). La Figura 10 presenta el desglose de los costos relacionados con 2 proyectos grandes de energía hidroeléctrica en los Estados Unidos y Brasil.

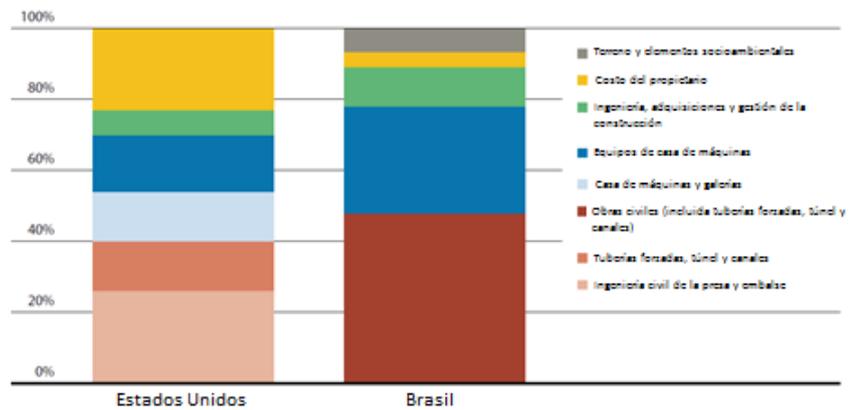


Figura 10: Desglose de costos indicador de un proyecto con capacidad de 500 MW en tierra virgen en los Estados Unidos y un proyecto de energía hidroeléctrica con capacidad de 3,150 MW en Brasil (%). Fuente de imagen: (IRENA, 2015)

La Figura 11 presenta la gama amplísima de costos de inversión relacionados con los proyectos de energía hidroeléctrica a nivel mundial y regional. La gama de costos de inversión de los proyectos grandes de energía hidroeléctrica normalmente varía de 1 millón de dólares por MW (13 millones de pesos (2014) / MW) a casi 3.5 millones de dólares por MW (45.5 millones de pesos (2014) / MW). China y la India presentan los costos totales de inversión más bajos, mientras que Centroamérica y el Caribe son las regiones que presentan los niveles de costos más elevados. Como regla general, las regiones en las cuales aún hay potencial de energía hidroeléctrica por explotar son las regiones que podrán implementar proyectos con precios competitivos, mientras que lo opuesto ocurrirá en las regiones en las cuales la mayor parte del potencial de energía hidroeléctrica ya ha sido explotado. (IRENA, 2015).

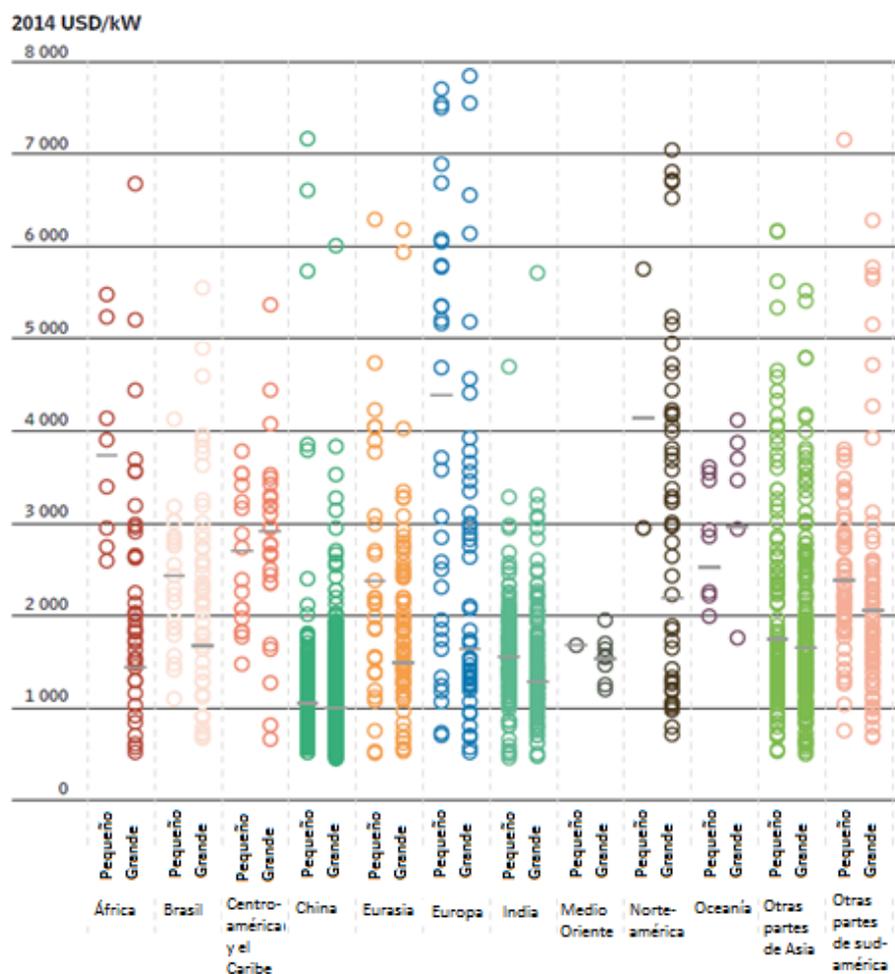


Figura 11: Rangos de costos totales de instalaciones y promedios ponderados de capacidad de los proyectos de energía hidroeléctrica grandes y pequeños propuestos o puestos en servicio por país o región (2014 USD / kW). Fuente de imagen: (IRENA, 2015)

La Figura 12 presenta un resumen con base en los datos más recientes de proyectos de energía hidroeléctrica en México y el mundo. Aunque los datos disponibles sobre proyectos en México son limitados, los costos en dicho país parecen ser similares a los costos de inversión en la región a la cual pertenece (Chile, Brasil y los Estados Unidos).

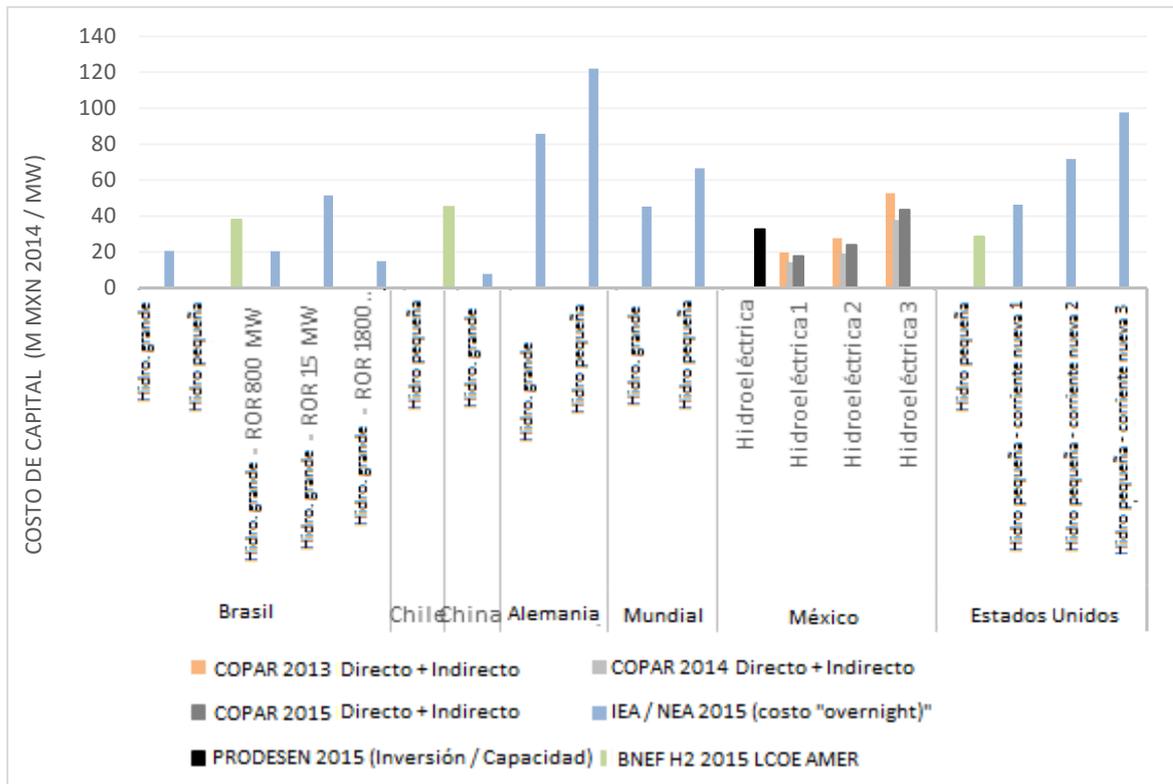


Figura 12: Resumen de los costos de capital de proyectos de energía geotérmica a nivel mundial y en México con base en diversas fuentes. Fuentes: (CFE, 2015), (IEA, NEA y OECD, 2015), (Secretaría de Energía de Kenia, 2013), (SENER, 2015), datos proporcionados por SENER, (Lazard, 2014).

Bioenergía

La categoría de bioenergía abarca una amplia gama de tecnologías para generación de energía que emplean una gran variedad de suministros de biomasa. Dichas tecnologías incluyen la combustión directa que se emplea en las calderas tipo stoker, la cocombustión, la digestión anaeróbica para la producción (y combustión) de biogás, así como la combinación de calor y energía. (Una subcategoría adicional de tecnologías que comúnmente se relaciona con la bioenergía incluye la incineración de desechos sólidos y de gas de rellenos sanitarios.) La gama de suministros de biomasa incluye residuos agrícolas, silvícolas e industriales (p. ej. el licor negro en las procesadoras de pulpa y papel o bagazo en las procesadoras de azúcar) así como desechos de madera, virutas y comprimidos de madera y cultivos específicos para generación de energía (p. ej. bagazo, forraje, sorgo). (IRENA, 2015).

Como resultado de la amplia gama de tecnologías (y de las variaciones que hay dentro de cada categoría de estas, por ejemplo, en términos de la complejidad

de su diseño o de los controles de emisiones con los que cuenta), se presentan variaciones en los costos de capital, tal como se ilustra en la Figura 13.

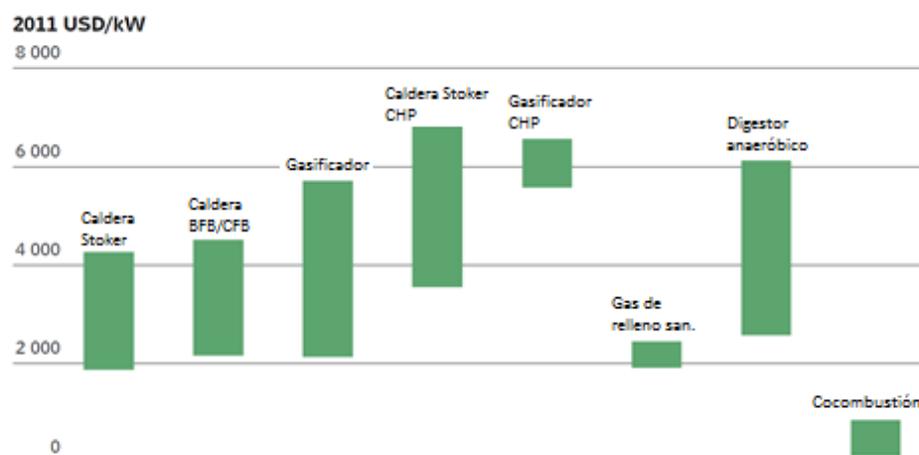


Figura 13: Costos de capital instalados totales típicos de distintas tecnologías de generación de electricidad impulsadas por biomasa en países pertenecientes a la OCDE (USD 2011 / kW). Fuentes de la ilustración: (IRENA, 2015).

Nota: BFB = Lecho fluidizado burbujeante; CFB = Lecho fluidizado circulante.

Las tecnologías CHP (combinación de calor y energía) por lo general implican costos de capital más elevados, aunque por otro lado su gran eficiencia general (y capacidad de utilizarse en contextos industriales) normalmente hace que sean competitivas en términos económicos para una amplia gama de aplicaciones. En contraste, las centrales de incineración de residuos suponen mayores costos de inversión, ya que es necesario asegurar su capacidad de clasificación de residuos, así como reducir las emisiones de contaminantes locales a un nivel aceptable (IRENA, 2015).

En términos de variaciones de costos a nivel regional, los países en vías de desarrollo suelen presentar costos menores en el rubro de tecnologías en comparación a los países pertenecientes a la OECD debido al hecho de que las regulaciones son menos estrictas y los costos de material son menores en los países en vías de desarrollo. Con base en el análisis llevado a cabo por IRENA, por lo general se reportan costos de inversión menores en los proyectos realizados en Asia y Sudamérica, tal como se muestra en la Figura 14.

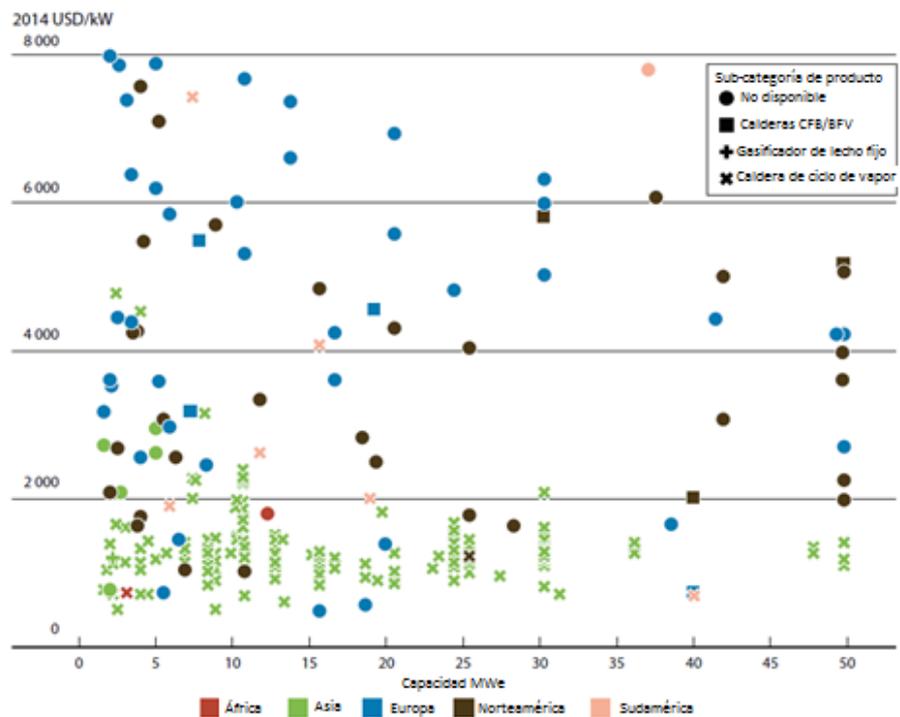


Figura 14: Costo total de instalación de tecnologías generadoras de energía impulsadas por biomasa (USD 2014 / kW). Fuente de la ilustración: (IRENA, 2015)

Además de las diferencias tecnológicas y en costos a nivel regional, existen grandes variaciones en términos de costos de infraestructura y de conexión a la red eléctrica, los cuales dependen de las especificaciones del sitio y del proyecto. La proporción de costos de infraestructura como parte del total de costos de inversión² puede variar del 1 al 58%, mientras que los costos de conexión a la red eléctrica pueden alcanzar un 41%, respectivamente (IRENA, 2015).

Los costos de inversión en proyectos de bioenergía en México, según la estimación de PRODESEN 2015, parecen situarse en el rango inferior de los costos reportados a nivel mundial y en los países de la OCDE, aunque los proyectos específicos en algunos países de la OCDE así como los estimados “bajos” correspondientes a países que no pertenecen a la OCDE presentan costos de capital inclusive menores, tal como se muestra en la Figura 15.

² Con base en una muestra de 12 proyectos de África y la India (IRENA, 2015).

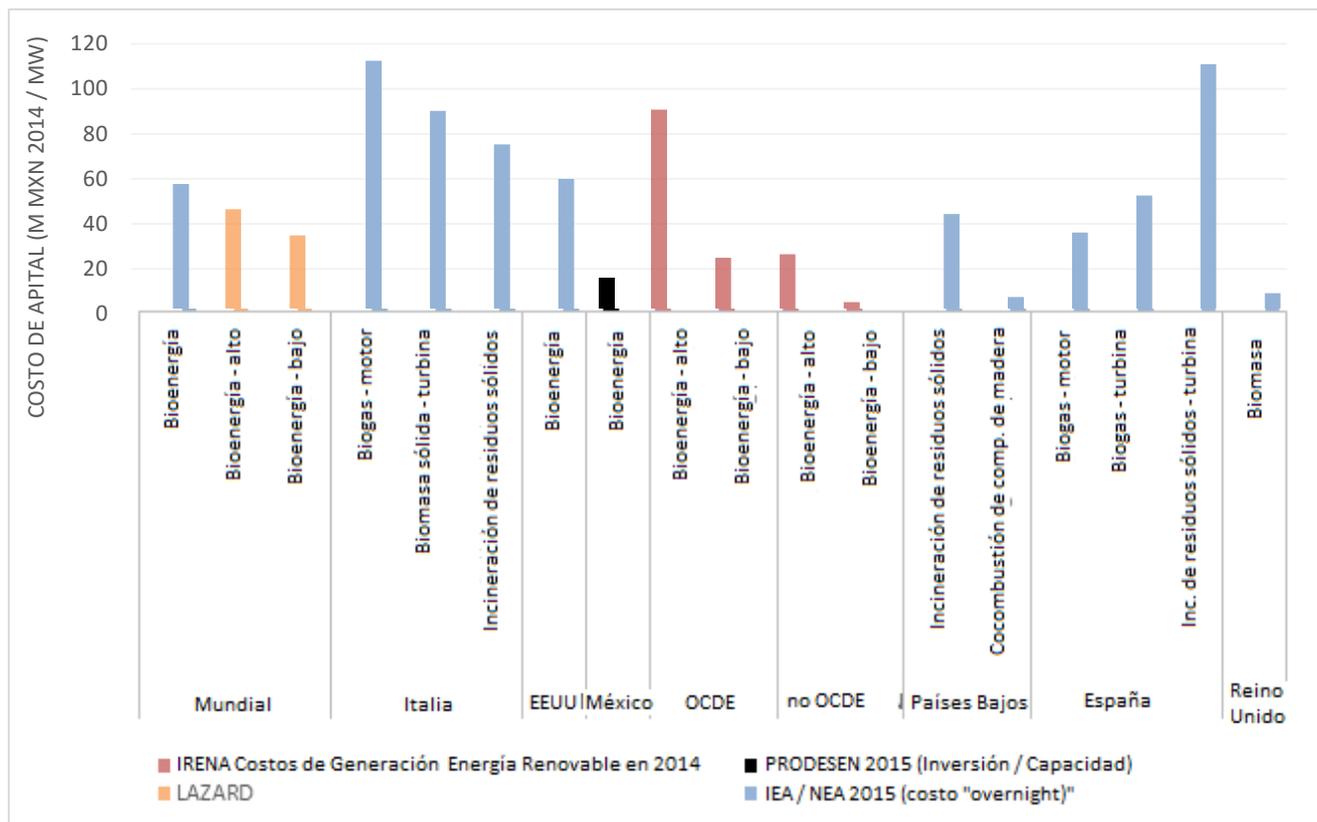


Figura 15: Resumen de costos de capital de proyectos de bioenergía a nivel mundial y en México con base en diversas fuentes. Fuentes: (IRENA, 2015), (SENER, 2015), (Lazard, 2014), (IEA, NEA y OECD, 2015)

No obstante, cabe mencionar que aquí se ha presentado una gran gama de tecnologías, por lo que cualquier comparación directa se debe realizar con el mayor cuidado.

2.2 Pronósticos del costo de las tecnologías de energía renovable hacia 2015 – 2030

El presente capítulo tiene dos objetivos. Primeramente, tiene la finalidad de presentar un resumen de las vías de proyección de costos de las tecnologías más recientes. En segundo término, tiene la finalidad de identificar un conjunto de “valores de planeación” de costos de inversión para las tecnologías que son relevantes para el caso de México. En el contexto de la presente publicación, valores de planeación se refiere a las proyecciones de costos de inversión de las tecnologías, siendo dichas proyecciones representativas de un posible entorno técnico-económico en México durante todo el periodo de proyección, siempre y cuando se dé la materialización de los supuestos y requisitos previos clave, por ej., los avances tecnológicos, el aumento de las posibilidades de reducir costos a lo largo de la cadena de suministro tecnológico, el gran aumento de las capacidades instaladas con respecto a las tecnologías a nivel mundial, etc.

Los valores de planeación **no** se deben interpretar como un pronóstico de los costos de inversión de cada proyecto en específico en un periodo dado. Los valores de planeación no necesariamente representan la extrapolación directa de los costos y tendencias actuales observados en México, ya que los niveles actuales de costos podrían verse afectados por factores a corto plazo, por ej., el hecho de que los desarrolladores vacilen en llevar a cabo proyectos debido a cambios futuros en las políticas de apoyo, así como el incremento de costos debido a la falta de solvencia económica de la magnitud necesaria en la industria como resultado de lo anterior, a diferencia de los impulsores sistemáticos y específicos de cada tecnología.

Tecnologías de energía eólica terrestres

Se considera que las tecnologías de energía eólica terrestres han avanzado en gran medida, y no se considera que las innovaciones sin precedentes representen las fuentes más probables en lo que respecta a las reducciones de costos de capital. En lugar de ello, se espera que las innovaciones que evolucionan y se incrementan (p. ej. la reducción en los costos de trenes motrices y nacelas y la reducción en los costos en cuestiones de equilibrio de central y desarrollo, etc.) sigan disminuyendo los costos a futuro. La Figura 13 presenta un resumen de las proyecciones de los costos de capital de las tecnologías de energía eólica terrestres. (No obstante, cabe mencionar que algunas de las innovaciones tecnológicas, tales como el aumento en el tamaño de los rotores y en la altura de las torres, se relacionan con una erogación adicional de capital, al mismo tiempo que se incrementa la producción anual de energía o se permite el uso de sitios con menor velocidad de viento y se implementan horarios mayores con capacidad de carga plena. Como tales, los costos de inversión solo representan uno de los componentes de la vía de desarrollo de las tecnologías de energía eólica y se deben tomar en cuenta de manera conjunta con otros parámetros clave dentro del marco del costo nivelado de energía (LCOE), tal como se explica al final de este capítulo.

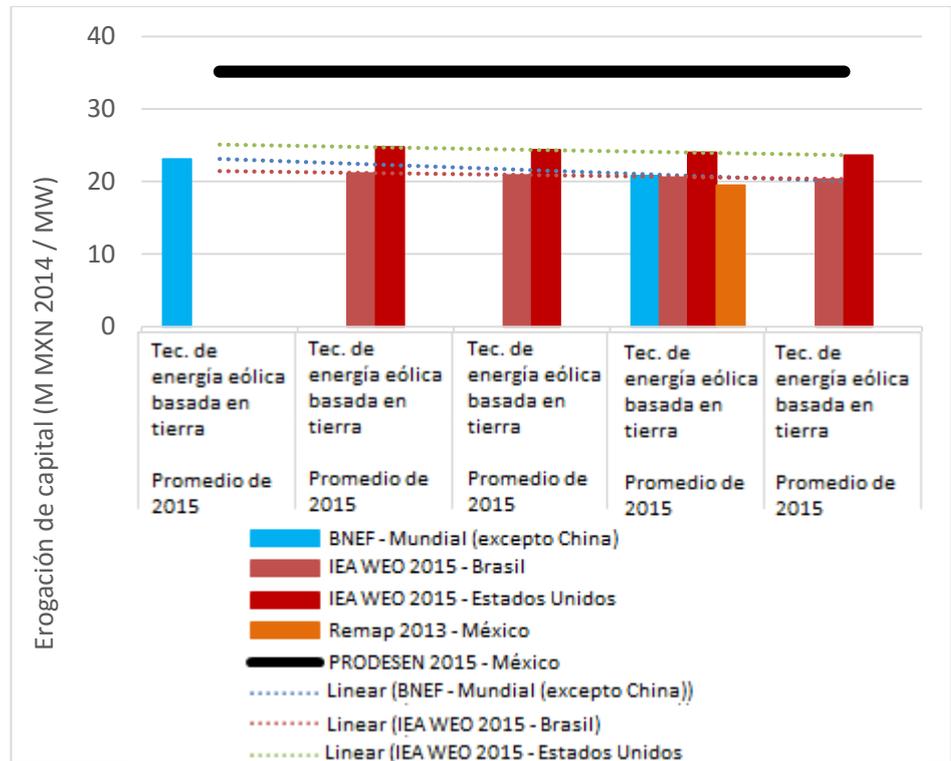


Figura 16: Proyección de costos de tecnologías de energía eólica terrestres con base en diversas fuentes (M MXN 2014 / MW). Fuentes: (BNEF, 2015), (IEA, 2015), (IRENA, 2015), (SENER, 2015). Observación: Se realizó la interpolación lineal de los valores correspondientes a 2025 y 2030 dentro de las proyecciones de 2015 de IEA WEO.

Al parecer las proyecciones de los costos de inversión en gran medida coinciden unas con otras en términos del nivel de costo absoluto y en términos de la tendencia de reducción de costos (tasa del 5 al 10% del año 2015 al 2035), con una notable excepción. Las proyecciones de los supuestos de costos de inversión relacionadas con el estudio PRODESEN 2015 presentan niveles de costo absoluto significativamente más elevados y permanecen constantes durante el periodo de estudio. Aunque el nivel de costo en 2015 podría representar ciertamente los costos del número limitado de proyectos que se han concretado en México a la fecha, podría parecer un tanto conservador suponer que dicho nivel se mantendrá en el futuro. La convergencia de los costos de las tecnologías de energía eólica a nivel mundial probablemente continúe en la medida que la industria madura y las capacidades instaladas incrementan. Por lo tanto, los costos de las tecnologías en México probablemente se aproximen a los costos presentes a nivel mundial y regional (Estados Unidos y Brasil) en el futuro previsible. Como tal, el rango de los niveles de costos entre el “índice global, excluyendo a China” (proyectado por BNEF) y el “índice de Estados Unidos” (proyectado por IEA WEO 2015) se podría identificar como un rango apropiado para

México en el periodo hacia el año 2030 (es decir, 20.8 a 24 millones de pesos <2014> por MW, con un valor central de 22.4 millones de pesos <2014> por MW).

Energía solar fotovoltaica

Se pronostica que los costos de capital de la energía solar fotovoltaica continúan disminuyendo a pesar de lo rápido que se han reducido los costos durante varios años. Se prevé que la lentitud en la velocidad de reducción en el costo de los módulos solares sea compensada por los ahorros generados por los avances tecnológicos y de escala, los cuales se hacen realidad por las adiciones continuas en lo que respecta a la capacidad. Además, la optimización de los costos de equilibrio del sistema se está convirtiendo cada vez más en una fuente potencial de reducciones significativas en los costos, ya que los costos de los módulos solares como proporción de los costos totales de los proyectos están disminuyendo. La Figura 14 presenta un resumen de las proyecciones de los costos de capital de las instalaciones de sistemas solares fotovoltaicos a nivel servicios públicos.

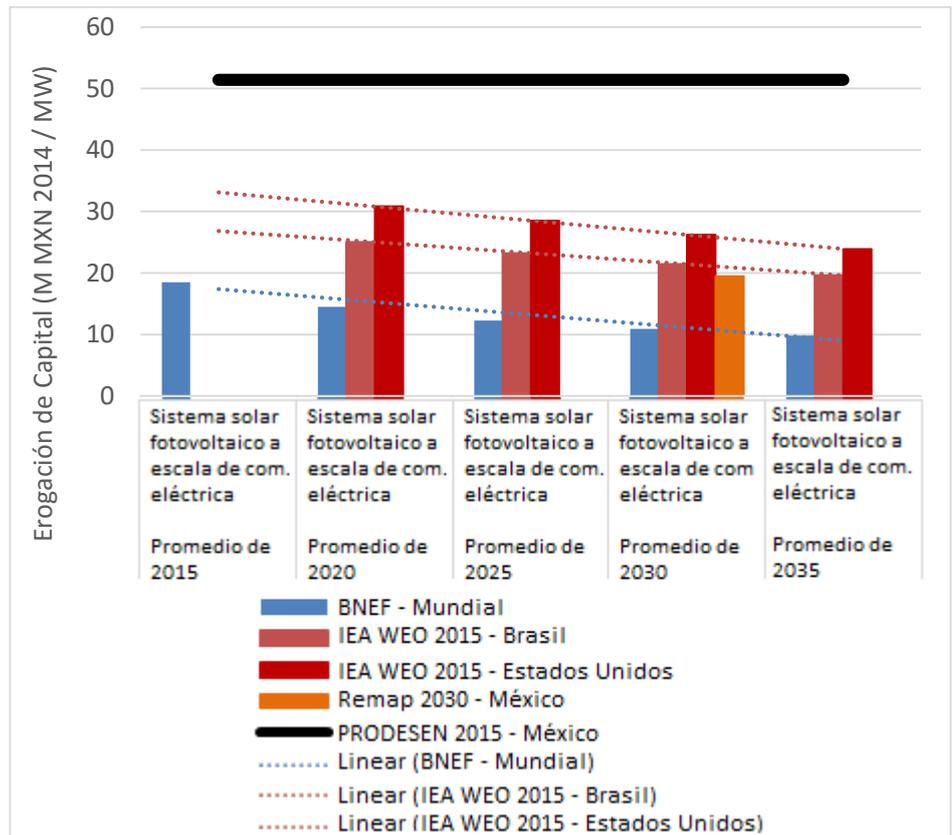


Figura 17: Proyecciones de costos de capital de sistemas solares fotovoltaicos a nivel servicios públicos con base en diversas fuentes (M MXN 2014 / MW). Fuentes: (BNEF, 2015), (IEA, 2015), (IRENA, 2015), (SENER, 2015)

Observación: Se realizó la interpolación lineal de los valores correspondientes a 2025 y 2030 dentro de las proyecciones de 2015 de IEA WEO.

Como se puede observar en la gráfica, hay una amplia gama de expectativas en relación con la vía de desarrollo que tomarán los costos de inversión de los sistemas solares fotovoltaicos en el futuro. No obstante, la tendencia de disminución de costos parece ser en gran medida consistente en varias de las proyecciones, aunque hay una excepción notable, a saber, las proyecciones de los costos de inversión de sistemas solares fotovoltaicos hechas en el estudio PRODESEN 2015 permanecen constantes durante todo el periodo de estudio (y asimismo son significativamente más elevadas en términos absolutos en comparación con las demás proyecciones). {¡Se recomienda ampliamente hacer esta afirmación de una forma educada!}

De manera similar a la energía eólica, es muy probable que la creciente mercantilización de la industria genere una mayor convergencia con respecto a los costos de las tecnologías a nivel regional y mundial, donde se anticipa que las reducciones significativas en costos se presenten hacia el año 2030. Sin embargo, es muy difícil pronosticar la tendencia exacta de los costos, ya que hay muchos factores que podrían afectar los resultados de dicha tendencia. Como tal, el rango sugerido del valor de planeación para los sistemas solares fotovoltaicos a nivel servicios públicos para el año 2030 se encontraría entre el ambicioso estimado “Mundial” (BNEF) y el estimado más moderado correspondiente a “Brasil” (IEA WEO 2015), es decir, un monto de 21.4 millones de pesos (2014) por MW, con un valor central de 16.2 millones de pesos (2014) por MW.

Energía geotérmica

Se considera que las tecnologías de energía geotérmica están en una etapa madura y se pronostica que la reducción potencial en los costos de estas es muy limitada, tal como se muestra en la Figura 16.

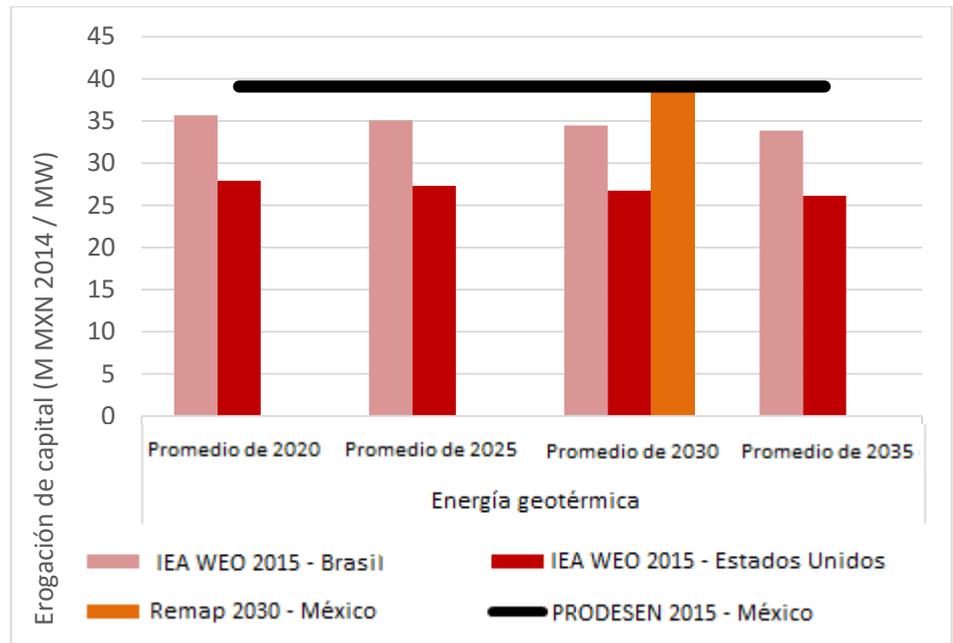


Figura 18: Proyecciones de costos de centrales de energía geotérmica con base en diversas fuentes. Fuentes: (IEA, 2015), (IRENA, 2015), (SENER, 2015)

Observación: Se realizó la interpolación lineal de los valores correspondientes a 2025 y 2030 dentro de las proyecciones de 2015 de IEA WEO.

Para los efectos de planeación, los costos de inversión de los proyectos de energía geotérmica se deben basar en la medida de lo posible en los datos de cada proyecto debido a la naturaleza específica de cada sitio de esta fuente de energía. Debido a la falta de datos específicos por proyecto y con la finalidad de representar la naturaleza variada de los proyectos de energía geotérmica, los valores de planeación que aquí se sugieren varían del rango más bajo (IEA WEO 2015 – Estados Unidos) al rango más alto (PRODESEN 2015) representados, es decir, de 26.7 a 29.1 millones de pesos (2014) por MW, con un valor central de 32.9 millones de pesos (2014) por MW para el año 2030.

Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es una tecnología madura que en la mayoría de los casos presenta un potencial limitado de reducción de costos. La Figura 15 presenta un resumen de las proyecciones de los costos de inversión de las centrales hidroeléctricas.

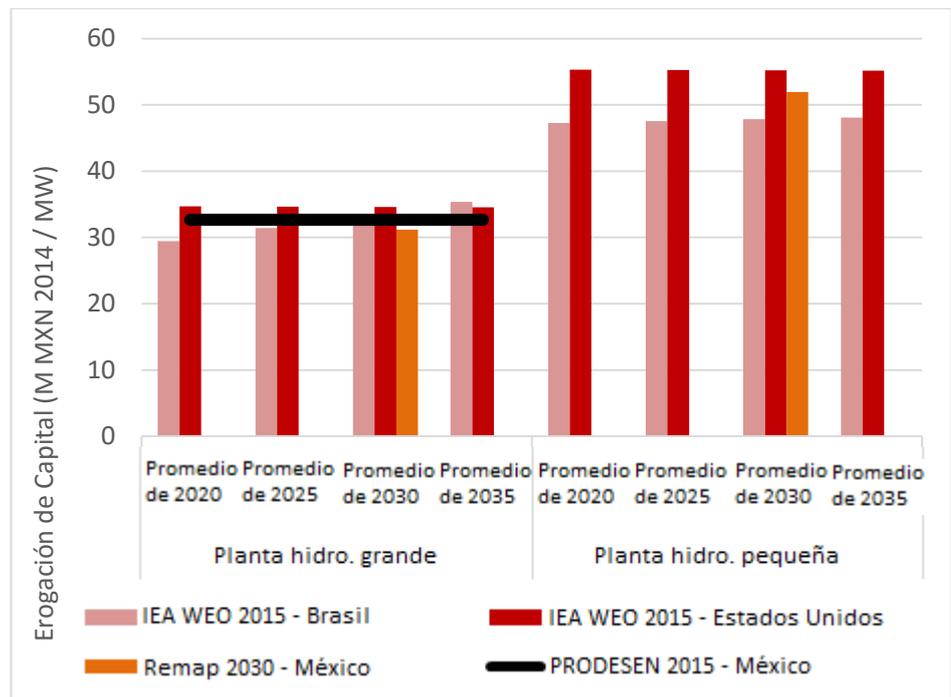


Figura 19: Proyecciones de costos de centrales hidroeléctricas con base en diversas fuentes. Fuentes: (IEA, 2015), (IRENA, 2015), (SENER, 2015) Observación: Se realizó la interpolación lineal de los valores correspondientes a 2025 y 2030 dentro de las proyecciones de 2015 de IEA WEO.

Como se muestra en la gráfica, se proyecta que los costos permanezcan bastante constantes a través del tiempo, lo cual concuerda con la vía de proyección de costos relacionada con el estudio PRODESEN 2015. No obstante, cabe mencionar que, como sucede en el caso de los proyectos de energía geotérmica, los valores de planeación de las tecnologías hidroeléctricas (en particular en las centrales hidroeléctricas grandes) se deben basar en la medida de lo posible en los datos de costos de proyectos individuales, debido a la naturaleza tan específica por sitio en el caso de esta fuente de energía. En el caso de las centrales hidroeléctricas pequeñas, se propone que se debe estimar el rango de costo de inversión del valor de planeación para México conforme a la proyección IEA WEO 2015 (Brasil) de 47.8 millones de pesos (2014) por MW para el año 2030 y a la proyección IEA WEO 2015 (Estados Unidos) de 55.2 millones de pesos (2014) por MW para el año 2030, siendo estos los marcos de referencia a nivel regional. El valor de planeación central (promedio) entonces sería 51.5 millones de pesos (2014) por MW, lo cual concuerda en gran medida con las proyecciones de Remap 2030 para el año 2030.

Bioenergía

La Figura 20 presenta las proyecciones de los costos de inversión de varias tecnologías de generación de energía de biomasa. Todas las tecnologías que se

presentan son maduras y están disponibles comercialmente y, por lo tanto, se proyecta un potencial limitado en la reducción de costos hacia el año 2030.

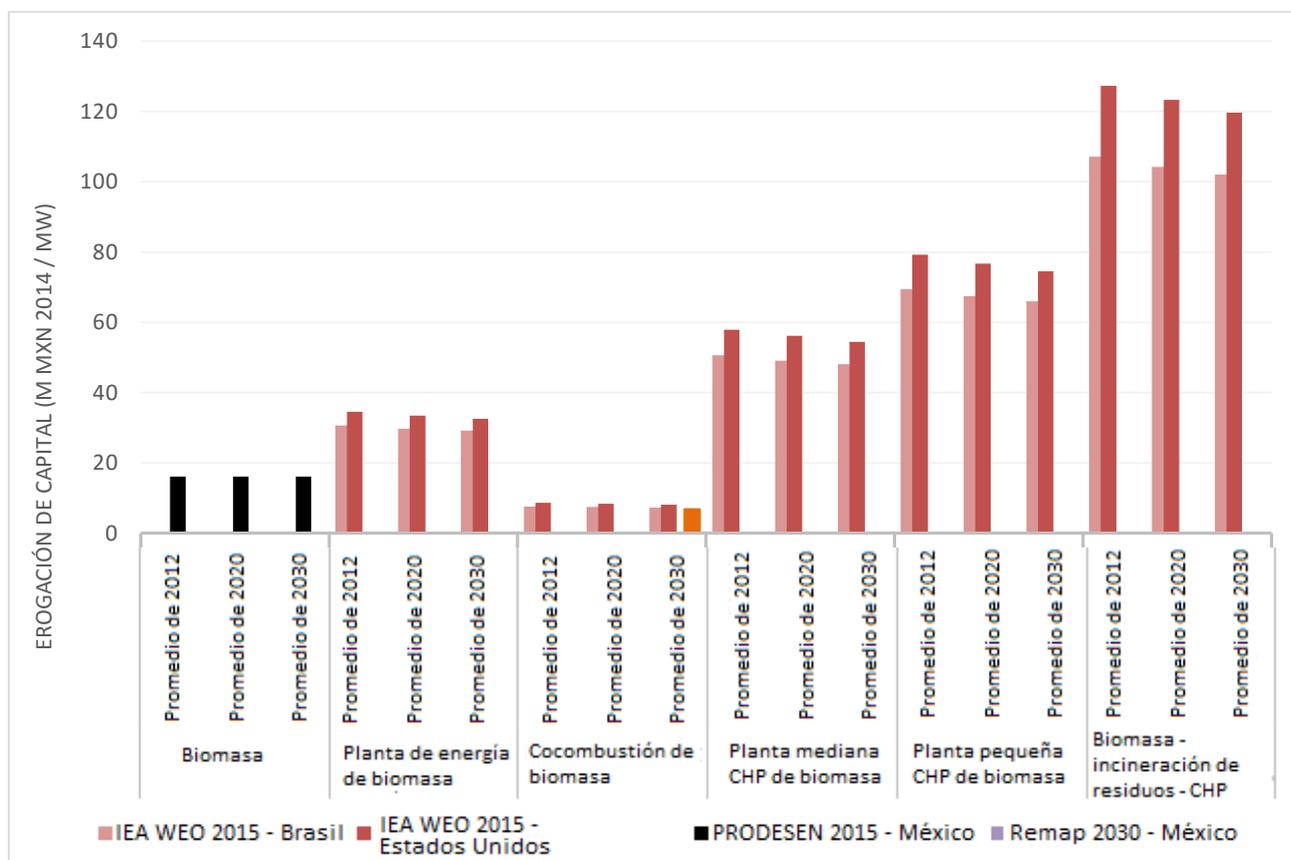


Figura 20: Proyecciones de los costos de las centrales de bioenergía con base en diversas fuentes.. Fuentes: (IEA, 2015), (IRENA, 2015), (SENER, 2015)
Observación: Se realizó la interpolación lineal de los valores correspondientes a 2025 y 2030 dentro de las proyecciones de 2015 de IEA WEO.

El estudio Remap 2030 de México vislumbra un escenario con adiciones sustanciales a la capacidad de generación de energía derivadas de la cocombustión de biomasa en centrales de carbón y en centrales de calor y energía combinada dentro de la industria de la manufactura (IRENA, 2015). No se ha especificado la tecnología de bioenergía exacta que se relaciona con el supuesto del costo de inversión correspondiente al estudio PRODESEN 2015, aunque al parecer los niveles de costos se encuentran entre los costos de las tecnologías de las centrales de cocombustión y de energía de biomasa.

2.3 Perspectiva LCOE (costo nivelado de energía)

El presente análisis se centra en los costos de capital, aunque estos representan únicamente uno de los elementos de la discusión del costo de la energía. Con el fin de

representar las tecnologías energéticas en un plano comparativo, se aplicarán los valores de planeación de 2030 (como se mencionó anteriormente) de acuerdo a una perspectiva de costo nivelado de energía (LCOE), en la cual también se representarán otras partidas clave. Se representarán los rangos de LCOE para las tecnologías de energía eólica terrestre, tecnologías solares fotovoltaicas a nivel servicios públicos, tecnologías de energía geotérmica y tecnologías de centrales hidroeléctricas pequeñas¹. El Centro de Investigación en Materia de Energía de los Países Bajos (ECN) desarrolló un modelo de flujo de efectivo tipo hoja de cálculo de que se aplicó en los cálculos del LCOE, las cuales también se emplearon en la Investigación 26 en Materia de Energía Eólica de IEA – Costo de la Energía Eólica (IEA, 2015). La Tabla 4 presenta un resumen de los supuestos del LCOE que se utilizaron para realizar los cálculos, haciendo una representación de los valores de planeación (y rangos) centrales que se utilizaron para obtener los rangos de LCOE de México para el año 2030.

Los supuestos adicionales incluyen los siguientes:

- Una tasa de impuesto corporativo del 30%
- Una depreciación en línea recta durante un periodo de 20 años
- Duración de préstamo a 10 años²
- Una tasa de descuento de planeación del 10%, lo cual coincide con la metodología de SENER³, es decir, sin representación de deuda específica ni estructuras o tasas de financiamiento de capital.
- Ausencia de subsidios o esquemas de apoyo
- El cálculo se realiza en términos reales, es decir, no se aplica el factor de inflación
- No se aplican costos de desmantelamiento
- No se incorpora ninguna pérdida de eficiencia por las tecnologías solares fotovoltaicas

2030	Energía eólica terrestre	Energía solar fotovoltaica	Energía geo-térmica	Planta hidro. pequeña
Costos de capital (Millones de pesos 2014 / MW)	22.4 (20.8 – 24)	16.2 (10.9 – 21.4)	32.9 (26.7 – 39.1)	51.5 (47.8 – 55.2)

¹ No se estimarán los rangos de LCOE de las centrales hidroeléctricas de gran tamaño, ya que estos proyectos dependen mucho del sitio en particular, además de que se necesitan tomar en cuenta muchos otros, como los factores ambientales y sociales, para que el análisis tenga relevancia. Las tecnologías de combustibles de biomasa no se tomarán en cuenta, ya que la diversidad de las tecnologías, aplicaciones y combustibles, y sus costos, requerirían realizar un análisis más detallado, lo cual está fuera del alcance de este Informe de Antecedentes

² Coincide con (PwC, 2015)

³ Coincide con (SENER, 2015)

Factor de capacidad (%)	42.5 % (35 – 50 %)¹	23.5 % (20 – 27 %)²	85 % (80 – 90 %)³	40% (30 – 50%)⁴
Costos de operación y mantenimiento por año (pesos 2014 / kW)	560 (520 – 600)⁵	254 (195 – 313)⁶	1 055 (613 – 1 498)⁷	726 (460 – 993)⁸
Vida útil (en años)⁹	20 (17.5 – 22.5)	20 (17.5 – 22.5)	25 (20 – 30)	50
Tasa de descuento (%)¹⁰	10%	10%	10%	10%
Periodo de construcción (en años)¹¹	1.5	1.5	3	4
Intereses durante la construcción (factor)¹²	1.08	1.08	1.12	1.22

Tabla 4: Resumen de las partidas clave del LCOE por tecnología para el año 2030 – el caso central (así como el rango de sensibilidad se muestran en paréntesis).

La Figura 17 presenta los rangos LCOE al incorporar tanto los valores de planeación propuestos del costo de capital conforme a la tabla anterior, como el rango de sensibilidad que el LCOE presenta ante la variación en los demás parámetros clave.

¹ Con base en COPAR 2015 (bajo) y en las mejores sedes actuales de Estados Unidos (alto).

² Con base en COPAR 2015 (bajo) y PwC Asolmex (alto).

³ Con base en COPAR 2014 (central) y Lazard (rango).

⁴ Con base en IEA WEO 2015 (rango), valor central promediado.

⁵ Con base en (IEA, 2015) interpolado para el año 2030, Brasil en nivel “bajo”, y EE.UU. en nivel “alto”.

⁶ Con base en (IRENA, 2015) para nivel “bajo” y (IEA, 2015) “Brasil” interpolado para el año 2030 como nivel “alto”.

⁷ Con base en (IEA, 2015) el promedio entre los EE.UU. y Brasil, interpolados para 2030 como nivel “bajo” y el nivel de (CFE, 2015) como nivel “alto”.

⁸ Con base en (CFE, 2015) Chiapán como nivel “bajo” y promedio de (IEA, 2015) entre EE.UU. y Brasil interpolados para 2030 como nivel “alto”.

⁹ Con base en (CitiGPS, 2013), (IEA, 2010), y COPAR 2015 (para centrales hidroeléctricas).

¹⁰ Coincide con la tasa de descuento de planeación de PRODESEN 2015. La supuesta duración de préstamo de 10 años coincide con lo establecido en (PwC, 2015).

¹¹ Con base en IEA WEO 2015 y COPAR 2015 (para plantas de energía geotérmica)

¹² Con base en el periodo de construcción, suponiendo un perfil de inversión lineal, con excepción de las plantas de energía geotérmica (se utilizó el perfil de inversión y el factor IDC factor de COPAR 2015)

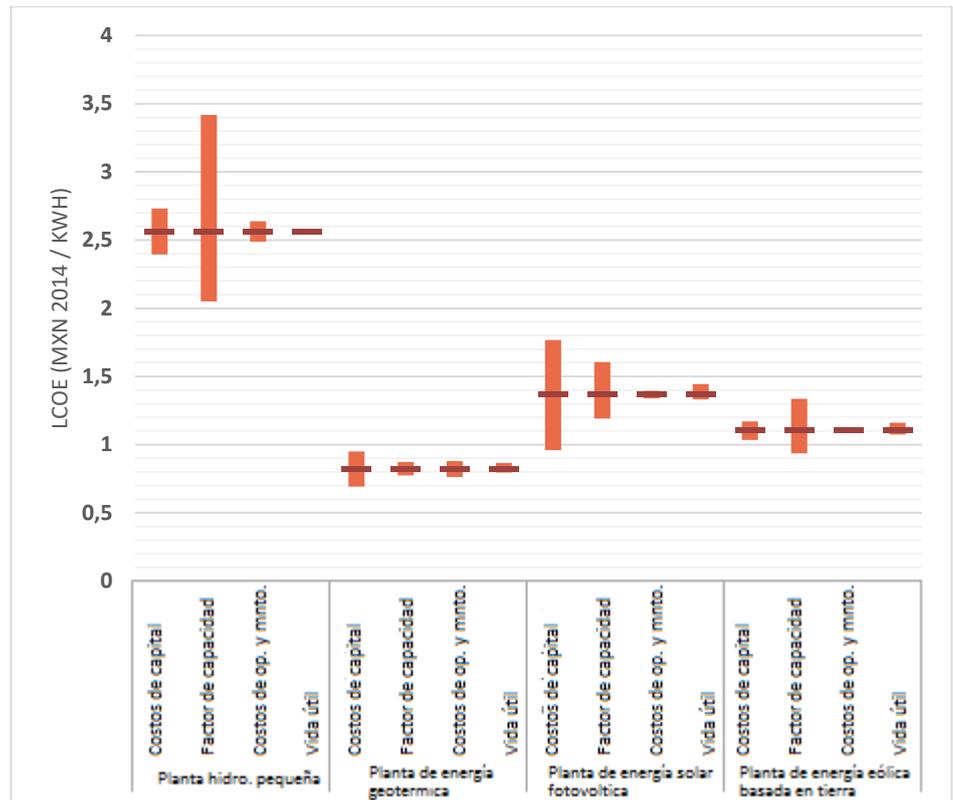


Figura 21: Rangos de LCOE (barras) y valores de LCOE promedio (rayas) correspondientes a los rangos de los valores de planeación de costos de capital y a los valores centrales, respectivamente, para México para el año 2030.

Estos rangos de LCOE representan tanto las materializaciones potenciales distintas del desarrollo de los costos de las tecnologías hacia el año 2030 como las variaciones potenciales del LCOE en diferentes proyectos. En particular en lo que respecta a los proyectos de energía hidroeléctrica y de energía geotérmica, las amplias variaciones en los distintos componentes de costos con base en los aspectos específicos de cada sede podrían generar valores LCOE muy diferentes. Además cabe mencionar que los rangos representan la variación de un solo parámetro con respecto al caso central, mientras que algunas de las diferencias de parámetros, por ejemplo, lo elevado del costo de capital de los proyectos de energía eólica (debido a que los aerogeneradores con rotores son más grandes y/o que las torres son más altas) podrían estar relacionadas con la generación de un factor de capacidad más elevado, en cuyo caso el efecto neto dependería del proyecto específico. ¿Se puede presentar el promedio del LCOE total (como fue el caso e COPAR)?

Se pueden derivar dos desventajas principales de los rangos LCOE obtenidos. Primeramente, los costos de capital y los factores de capacidad son los impulsores del LCOE que más influyen en las tecnologías que se investigaron (con la excepción de las tecnologías de energía geotérmica, en cuyo caso los costos de

operación y mantenimiento evaluados tuvieron un impacto notable en el LCOE). Los avances futuros en estos parámetros probablemente determinarán la viabilidad de cada tipo de tecnología. En segundo término, al parecer la tecnología de generación de energía eólica terrestre será en general menos costosa que la utilizada en la generación de energía solar fotovoltaica en el año 2030. No obstante, los factores específicos de cada proyecto (por ejemplo, el factor de capacidad) podrían hacer que los proyectos de energía solar fotovoltaica sean competitivos en cuanto a costos en comparación con los proyectos de energía eólica.

2.4 Implicaciones en lo referente a la planeación de sistemas de energía en México

Es de suma importancia realizar la representación precisa de las características y costos de las tecnologías para llevar a cabo estudios objetivos y confiables en lo referente a la planeación del desarrollo de sistemas de energía. La inconsistencia en la información recabada, especialmente en los estudios de planeación de los costos menores, generan implicaciones directas en los resultados en términos, por ejemplo, de la composición sub-óptima de las centrales de generación de energía o del cronograma de inversiones. Esto aplica particularmente en el caso de las fuentes de energía renovable (p. ej. la eólica y la solar fotovoltaica) que, aunque son tecnologías relativamente maduras, presentan reducciones significativas en sus costos (y mejoras en su desempeño), mismos que se pronostica se mantengan a futuro.

El presente informe se ha enfocado principalmente en los costos de inversión relacionados con las energías renovables. La comparación de los supuestos de los costos de inversión empleados en el estudio PRODESEN 2015 con la información contenida en varias fuentes reconocidas demuestra la existencia de discrepancias significativas, en particular en lo que respecta a las tecnologías de energía eólica terrestres y a las tecnologías de energía solar fotovoltaica. Dichas discrepancias aumentan aún más a mediano y largo plazo, ya que los supuestos establecidos en el estudio PRODESEN 2015 proyectan una vía de desarrollo constante de costos hacia el año 2030, mientras que todas las demás fuentes analizaron la incidencia de reducciones significativas adicionales en los costos durante el periodo de proyección (en particular con respecto a las tecnologías de energía solar fotovoltaica). Los costos de inversión (según aparecen en el análisis de LCOE) representan uno de los determinantes clave del costo final de la energía correspondiente a una tecnología dada, por lo que las inconsistencias de los supuestos relacionados con estas pueden generar resultados con un grado significativo de alteración en comparación con la vía de desarrollo de sistemas de energía con menor costo optimizado.

Los factores de capacidad representan otra de las características cruciales de las tecnologías de energía eólica y solar y, aunque dichos factores no han formado parte del enfoque central del presente informe, sería recomendable realizar un análisis completo de los supuestos que se emplean en la planeación del desarrollo de los sistemas de energía con el fin de representar correctamente el potencial que la energía renovable tiene en el futuro de México.

Los valores de planeación (rangos de valor de planeación) que se presentan en este análisis se podrían aplicar ya sea directamente en los estudios futuros de PRODESEN, o bien, se podrían emplear como información de partida en contextos alternos (favor de consultar la sección 4.2 del presente informe para más detalles). Esto ayudaría a dar una representación más precisa y detallada de los desarrollos más recientes con respecto a los costos (y las proyecciones de estos) de las tecnologías de energías renovables, así como el impacto prospectivo que estas tendrán en la composición del menor costo optimizado de los sistemas de energía en México a futuro.

Referencias del Capítulo 2

- Bloomberg. (2015). *H1 2015 Wind LCOE Outlook*. Bloomberg New Energy Finance.
- Bloomberg. (2015). *New Energy Outlook 2015 - Americas*. Bloomberg Finance L.P.
- Bloomberg. (2015). *Renewable Energy Projects database*. Bloomberg L.P.
- BNEF. (2015). *H1 2015 LCOE Wind Update*. Bloomberg Finance L.P.
- BNEF. (2015). *H2 2015 Americas LCOE Outlook*. Bloomberg L.P.
- BNEF. (2015). *New Energy Outlook 2015: Long-term projections of the global energy sector. Solar June 2015*. Bloomberg Finance L.P.
- BNEF. (2015). *The future cost of onshore wind – an accelerating rate of progress*. Bloomberg Finance L.P.
- CFE. (2013). *COPAR 2013*. México: Comisión Federal de Electricidad.
- CFE. (2014). *COPAR 2014*. México: Comisión Federal de Electricidad.
- CFE. (2015). *COPAR 2015*. México: Comisión Federal de Electricidad.
- CitiGPS. (2013). *ENERGY DARWINISM: The Evolution of the Energy Industry*. Citigroup.
- Henneberger, R. (2013). *Costs and Financial Risks of Geothermal Projects*. International Finance Corporation. Retrieved from http://www.geothermal-energy.org/ifc-iga_launch_event_best_practice_guide.html?no_cache=1&cid=694&did=144&sechash=9c6ff36f
- IEA. (2010). *Renewable Energy Essentials: Geothermal*. Paris: OECD / International Energy Agency.
- IEA. (2015). *IEA Wind Task 26 - Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007–2012*. Golden, CO: NREL.
- IEA. (2015). *World Energy Outlook 2015*. Paris: International Energy Agency.
- IEA, NEA and OECD. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition*. Paris: OECD PUBLICATIONS.
- IRENA. (2015). *REmap 2030 Renewable Energy Prospects: México*. Abu Dhabi: IRENA.
- IRENA. (2015). *Renewable Power Generation Costs in 2014*. IRENA.
- Kenya Ministry of Energy. (2013). *Least Cost Power Development Plan 2013 - 2033*. Nairobi: Kenya Ministry of Energy.
- Lazard. (2014). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - version 8.0*. Lazard.
- PwC. (2015). *Estudio sobre las inversiones necesarias para que México cumpla con sus metas de Energías Limpias*. México: PwC.
- PwC. (2015). *Iniciativa Solar Reunión de arranque - DOCUMENTO PARA DISCUSIÓN Septiembre 2015*. PwC.
- SENER. (2015). *PRODESEN 2015 - 2029*. México: SENER.

US DOE. (2014). *Photovoltaic System Pricing Trends - Historical, Recent, and Near-Term Projections: 2014 Edition*. SunShot U.S. Department of Energy.

3 Integración de energía renovable al sistema

La naturaleza del sistema de electricidad es tal que se debe mantener en todo momento el equilibrio entre la oferta y la demanda. La generación intermitente producida por las fuentes de energía renovable, tales como la eólica y la solar, es impulsada por las condiciones meteorológicas y se debe equilibrar de manera continua mediante otros medios de generación.

En muchos países como Dinamarca, Alemania y España, ha sido posible implementar la integración de la energía eólica y la solar, ya que cuentan con un 41%, 26% y 16% de integración de energía eólica y solar en sus sistemas eléctricos, (en comparación con la demanda anual de electricidad) respectivamente. Sin embargo, también hay ejemplos de países en los cuales dicha integración no ha sido tan exitosa, como ha sido el caso de China, Irlanda e Italia.

El presente capítulo introduce términos clave referentes a la integración del sistema y presenta un resumen de las medidas que ayudan a mejorar la integración de la energía eólica y solar.

El término “integración de energía eólica y solar al sistema” abarca dos asuntos importantes:

- Los costos relacionados con la generación de energía eólica y solar a gran escala, por ejemplo, los costos de las líneas de transmisión nuevas así como los costos de arranque y cese de otros tipos de generación. En este rubro también se puede incluir el costo del equilibrio de energía. Los servicios de equilibrio abordan el problema de falta de previsibilidad.
- El valor de la electricidad generada por fuentes eólicas y solares. La generación en cantidades grandes, como es el caso de la energía eólica y solar, puede reducir el valor de la electricidad generada. Si la integración al sistema es adecuada, el valor de la electricidad generada permanecerá en un nivel cercano al valor promedio.

Toda generación nueva afecta al sistema existente. Por ejemplo, la carga básica nueva eficiente también afectará el desempeño de los generadores existentes. Sin embargo, la naturaleza variable de la generación proveniente de fuentes eólicas y solares, en combinación con el hecho de que dichos tipos de generación pueden encontrarse en ubicaciones lejanas a los centros de demanda, hace que la perspectiva del sistema tenga una importancia particular.

El costo típico de una inversión de transmisión y distribución relacionado con la integración de energía renovable puede variar de los 2 a los 13 dólares/MWh (City, 2013)¹. Además, el costo de equilibrio² normalmente está en el rango de 1 a 7 dólares/MWh. En Dinamarca, el costo promedio de equilibrio de la energía eólica (2007-2013) fue de 2.7 dólares/MWh.

Las buenas prácticas de desarrollo de sistemas eléctricos debe tomar en cuenta el costo de integración (p. ej. los costos de inversión relacionados con las líneas de transmisión nuevas, así como los costos de ejecución relacionados con el equilibrio) al igual que el valor de la electricidad generada, al momento de planificar lo referente a las fuentes de energía eólica y solar. Enfocarse en el costo total del sistema es una manera de equilibrar las inversiones en materia de transmisión y ubicar nuevas fuentes renovables.

Los costos de las tecnologías de generación alternativas (renovables y tradicionales) a menudo se describen por la métrica de costo nivelado de electricidad (LCOE). El LCOE describe el costo de la electricidad por unidad de energía producida (p. ej. pesos/kWh), tomando en cuenta ciertos factores, como la inversión, los costos variables, la vida útil, las horas de carga plena y la tasa de interés.

Es posible que no baste con comparar el LCOE de la energía renovable con el precio normal de la electricidad (o con el LCOE de otras tecnologías) para poder determinar con precisión si una inversión es viable. El panorama completo solo se puede vislumbrar al comparar los costos de LCOE con el valor de la electricidad generada. Si la integración al sistema no tiene éxito, es posible que dicho valor sea bajo. Este es el caso en el supuesto de que la red eléctrica sea débil y sea necesario implementar una reducción para asegurar el equilibrio en la red eléctrica local. En este caso la perspectiva implica planeación a nivel nacional, lo cual no se debe confundir con la perspectiva del inversionista privado.

¹ Queda claro que la expansión de la energía renovable requiere, a su vez, la expansión de la capacidad de la red eléctrica. Sin embargo, puede llegar a ser complicado destinar inversiones concretas a cada proyecto, especialmente si la inversión en la red de transmisión es mayor a la de cada proyecto y si la capacidad resultante puede ser utilizada por un gran número de actores. La planeación coordinada puede ayudar a alinear las inversiones en material de transmisión con las ubicaciones de la energía renovable.

² El costo de equilibrio representa el costo adicional en que se incurre debido a los desequilibrios. Desequilibrio se define como la desviación entre la generación planificada con respecto a la generación real. En Dinamarca, el Operador del Sistema de Transmisión (TSO) es el responsable de activar la regulación ascendente y descendente para equilibrar el sistema en tiempo real. Esto se hace con base en el desequilibrio total del sistema. Posterior al día de la operación, dichos costos se distribuyen entre los actores que hayan provocado el desequilibrio. Consulte el caso 3 en la sección 3.2.

Orden de prioridad – distribución óptima

En los sistemas efectivos del mercado de la electricidad, como lo es el nuevo mercado Mexicano (con precios nodales) o en los mercados existentes de Europa (con zonas de precios), una de las características clave implica asegurar la distribución óptima de todas las posibles fuentes de generación. Esto se logra al recabar las propuestas de distribución de electricidad de los generadores potenciales. Las propuestas describen la cantidad de electricidad que se oferta al sistema así como el precio, el cual, por lo general, debe reflejar el costo marginal de los generadores.

El costo marginal de una unidad a base de combustible es el precio del combustible dividido entre la eficiencia, y el resultado se suma a los costos variables de operación y mantenimiento. En el caso de las fuentes de energía eólica, solar y nuclear, los costos marginales son de casi cero. En el caso de la energía hidroeléctrica existen consideraciones especiales y, debido a que su generación se ve limitada por el flujo entrante, dichos generadores no presentan su oferta de acuerdo con el precio marginal (el cual es de casi cero), sino que presentan su oferta de tal forma que se maximicen sus ingresos como resultado de la cantidad limitada de agua. El precio que ofertan se conoce como valor de agua.

Con base en las propuestas de generación y en las propuestas de demanda, el operador del mercado encuentra la solución que implique el menor costo total. Esto es la distribución óptima, en la cual los generadores actúan de acuerdo al orden de prioridad (comenzando con el que ofrezca el menor costo marginal), respetando cualquier limitación relacionada con la red de transmisión.

Cuando se alimenta electricidad al sistema a partir de fuentes de energía eólica y solar (con un precio marginal bajo), los demás generadores reducirán su generación de energía. Dichos generadores serán eliminados de la lista, comenzando con los que ofrezcan los costos marginales más altos.

De esta manera un sistema de mercado es capaz de integrar las fuentes de energía eólica y solar de una forma eficiente, tener que implementar un contrato o convenio explícito.

Las centrales hidroeléctricas con represa así como las centrales de ciclo combinado a base de gas natural juegan un papel especial al reaccionar ante los precios por hora variables, debido a las buenas propiedades dinámicas que poseen dichas tecnologías.

3.1 Términos clave relacionados con la integración al sistema

Valor de la electricidad generada

El valor de la electricidad generada se define como el costo marginal de la generación en una ubicación y hora específicas. Equivale al costo marginal correspondiente al generador que ofrece el costo más elevado (y no se debe confundir con el precio en sí pagado al generador o pagado por el usuario final). El costo marginal representa una de las propiedades fundamentales de la planeación, tanto en los sistemas planificados a nivel central como en los sistemas basados en el mercado.

El estudio realizado por PRODESEN analiza a detalle el sistema eléctrico mexicano, el cual se divide en 50 zonas y se reporta el precio marginal por zona por mes del año 2016 al 2032. En la Figura 18 se presenta un ejemplo de los precios mencionados (24 valores correspondientes a una zona). La electricidad generada durante la hora 13 tiene un valor de \$48 dólares por MWh, mientras que la electricidad generada durante la hora 5 tiene un valor de tan solo \$37 dólares por MWh. Una central eléctrica tradicional podría generar producción durante las horas más costosas, mientras que las centrales eólicas y solares generarían producción en los horarios que fuese posible¹.

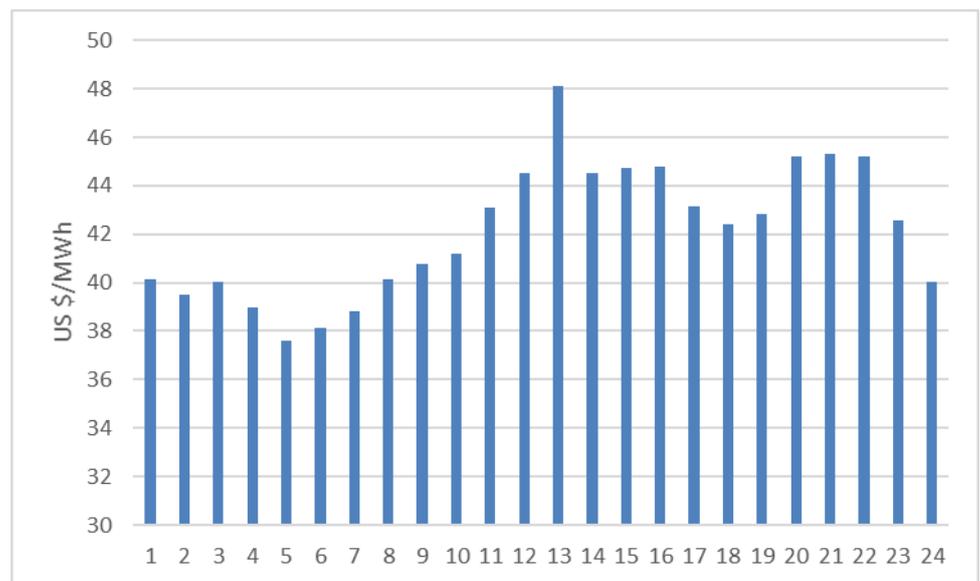


Figura 22. Ejemplo de precios marginales en estudio de PRODESEN. Datos por hora de la zona 1, Hermosillo, enero de 2016.

De cómo determinar la integración del sistema

¹ Todos los generadores, sean tradicionales o de energía renovable, pueden decidir si solo generarán electricidad cuando el valor de esta supere el costo marginal de su central específica. Una central pico puede tener un costo marginal relativamente alto y solo generaría electricidad cuando el valor fuese elevado. Las centrales eólicas y solares tienen bajos costos marginales y deben generar electricidad en todo momento posible, así como en las situaciones cuando el valor de la electricidad sea positivo.

Debido a la expansión planificada de la energía renovable en México, resulta importante estar preparados para la integración eficaz de esta. Lo anterior aseguraría el valor adecuado de las inversiones realizadas y evitaría la disminución de la energía renovable al aumentar la proporción de energía renovable presente en el sistema eléctrico.

El éxito de la integración al sistema se puede determinar de varias maneras, como por ejemplo:

- Reducción de la generación: porcentaje de generación potencial.
- Diferencia de precios o factor de valor experimentado por la energía renovable: se determina como el porcentaje de diferencia del valor de la electricidad generada por fuentes renovables en comparación con el valor promedio.

Reducción

La electricidad se genera con el fin de cumplir con la demanda de electricidad. En los sistemas eléctricos tradicionales, la generación se gestiona para cumplir con la demanda variable con base en el costo implicado en la generación de la electricidad. Este también es el caso cuando existen proporciones grandes de energía eólica y solar. Sin embargo, en algunos de los casos es necesario reducir la generación proveniente de dichas fuentes.

Si la generación de una sección de la red eléctrica amenaza con superar la demanda más la posible exportación a otras zonas, será necesario implementar una reducción con el fin de no sobrecargar las líneas. Si las centrales eléctricas convencionales no son capaces de reducir su producción, será necesario reducir la generación proveniente de las fuentes eólicas y solares. Una práctica común implementada por los operadores de sistemas eléctricos implica controlar los sistemas en funcionamiento, de tal manera que sea posible reducir la generación de energía de los parques solares o eólicos en caso de ser necesario. La reducción implica una pérdida de generación de electricidad (así como los costos económicos relacionados con el uso de combustible y con las emisiones GHG adicionales derivadas de la generación que pudiese haber sido reemplazada por generación renovable). Sin embargo, si la cantidad de reducción es limitada, esto puede representar la opción de menor costo. En muchos países donde la proporción de energía generada por fuentes eólicas y solares es alta, la reducción de la energía eólica es de aproximadamente 1%. Se puede considerar que esta es una señal de la integración eficaz.

La reducción por lo general se lleva a cabo cuando se conjugan las condiciones de vientos fuertes y baja demanda. También es de suma importancia la capacidad de exportación disponible para distribuir la energía fuera de la zona donde hay generación eólica y solar.

Hay ejemplos de situaciones críticas en las cuales la reducción es de aproximadamente del 15% al 30% con respecto a la generación eólica potencial. En Italia hubo índices elevados de reducción (10% en 2009), aunque la ampliación de la capacidad de la red eléctrica dio como resultado una reducción drástica (0.7 en 2014) durante un periodo con capacidad eólica en aumento. La Tabla 5 demuestra que es posible tener un potencial del 5% al 41% de energía eólica y solar (en comparación con la demanda anual) sin que haya una reducción significativa (menos del 1% en cinco de los seis países). Los valores de reducción más elevados fueron los de Irlanda. En dicho país el sistema eléctrico es relativamente pequeño y la conexión de este con el sistema principal aledaño de Gran Bretaña es débil.

	Dinamarca	España	Irlanda	Alemania	Italia	Francia	México
Demanda, TWh	33	243	27	514	309	463	300
Energía eólica y solar fotovoltaica, porcentaje de demanda	41%	26%	17%	16%	12%	5%	2%
Reducción de energía eólica	0.2%	<1.5%	4.3%	0.9%	0.8%	0%	n.a.
Reducción de energía solar fotovoltaica	0%	<1.5%	-	0.2%	0%	0%	n.a.
Factor de capacidad de energía eólica	31%	25%	26%	16%	20%	21%	30%
Factor de capacidad de energía solar fotovoltaica	11%	20%	-	10%	14%	13%	24%
Factor de interconexión	44%	3%	9%	10%	7%	10%	1.3%

Tabla 5. Ejemplos de generación y reducción de energía eólica y solar en seis países de Europa. El factor de interconexión se define como la capacidad de interconexión con otros países (miembros de la Unión Europea) en comparación con la capacidad de generación nacional. Fuente: Ackermann et al, 2015, Unión Europea, 2015, y PRODESEN, 2015.

Los estudios de modelos analizados indican que la reducción es importante cuando la generación supera un umbral determinado, por ejemplo, 25% en Egipto, 20% en Texas y más del 22% en Estonia¹. El umbral actual para México depende en gran medida de la ubicación de la fuente de generación y de la ampliación de la capacidad de transmisión.

¹ Egipto: Resultados del proyecto de modelo realizado por Ea Energy Analyses (2015). Texas: Consulte la página 377 en IEA (2015). Estonia: Consulte la publicación Ea Energy Analyses (2010).

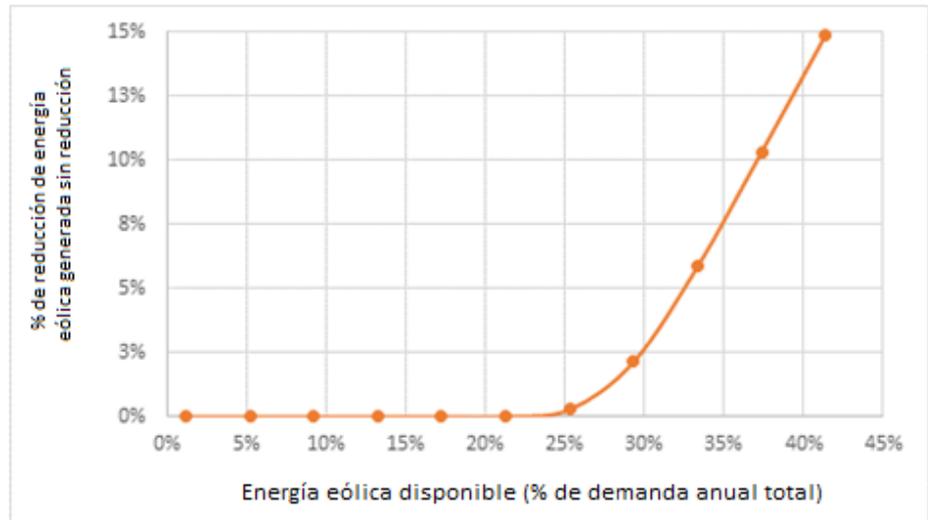


Figura 23. Reducción en el sistema eléctrico egipcio con la cantidad creciente de energía eólica. Estudio modelo del sistema actual (sin ampliación de la capacidad de transmisión).

Valor de la electricidad

Cuando se introduce la capacidad eólica y solar a una zona, el valor de la electricidad generada con dichas tecnologías tenderá a disminuir. Es posible que la primera capacidad instalada reemplace la generación de mayor costo, por ej., la que se basa en el petróleo, mientras que la generación de menor costo posiblemente sea reemplazada con el aumento de generación de energía eólica y solar.

La disminución del valor depende de las medidas de integración implementadas, por ejemplo, la capacidad de transmisión adicional y el aumento de la flexibilidad de la generación tradicional. La diferencia entre el valor promedio de la electricidad y el valor de la electricidad generada por fuentes eólicas y solares se puede emplear como medida para determinar el éxito de la integración: Las diferencias pequeñas en este rubro indican que la integración tuvo éxito. Si el valor de la electricidad generada por fuentes eólicas y solares es mucho menor al valor promedio, entonces la integración no tuvo éxito.

En Dinamarca, la energía eólica ha generado electricidad con un precio que es del 5% al 15% menor al precio promedio, es decir, los factores de valor de la energía eólica son de 0.85 a 0.95 (2002-2014)¹. La cercanía (además de la sólida

¹ Cabe mencionar que esto se refiere al valor de la electricidad generada y no al costo de producirla. En general, el valor de la electricidad generada con fuentes solares inicia con una diferencia positiva en el precio debido a que en general la demanda es más alta durante el día, justamente cuando los sistemas fotovoltaicos

capacidad de transmisión) con los grandes recursos hidroeléctricos de Suecia y Noruega es responsable en gran medida por la diferencia en el precio bajo. Sin embargo, los estudios modelo del desarrollo del sistema indican que la diferencia aumentará en el futuro.

Con base en la ampliación que se ha dado en Alemania, se ha determinado la siguiente relación con respecto al factor de valor (Mueller, 2015):

$$\text{Factor de valor} = \frac{\text{Precio obtenido de la energía eólica (o solar)}}{\text{Precio promedio de la energía}}$$

Para la energía eólica:

$$\text{Factor de valor} = 1.1 - 2.2\% \times W$$

Para la energía solar:

$$\text{Factor de valor} = 1.2 - 4.8\% \times S,$$

donde

W = Participación de mercado de la energía eólica

S = MParticipación de mercado de la energía solar

Lo anterior concuerda con otros estudios realizados. La energía solar tiene un mejor inicio (un factor de valor más elevado) y la reducción del valor como resultado de la penetración creciente es mayor en comparación al caso de la energía eólica. La neutralización de la variación es mayor en el caso de la energía eólica.

Actualmente, los porcentajes correspondientes en Alemania son del 9% en lo que respecta a la energía eólica y del 6% en lo que respecta a la solar, siendo los factores de valor los siguientes: 0.86 y 0.98.

La energía hidroeléctrica genera el 13% de la electricidad en México (2014). La interacción entre la energía eólica, solar y la energía hidroeléctrica es la clave

se encuentra generando producción. En la publicación IEA (2015, página 378) se muestra la manera en que el valor de la energía eólica y solar se desarrolla con base a un estudio modelo sobre California. Para una cantidad pequeña de energía eólica y solar el valor de la energía es de \$88 dólares por MWh en el caso de la energía solar y de \$65 dólares por MWh en el caso de la energía eólica. Cuando ha habido una penetración del 10%, el valor es de \$55 dólares en el caso de ambas tecnologías, y en cuando la penetración es mayor, el valor tiene una mayor disminución en el caso de la energía solar en comparación con la eólica. Es posible que el motivo por el cual el valor de la energía eólica es más estable es que hay una mayor neutralización en el caso de la energía eólica (en toda tecnología eólica en diferentes ubicaciones), mientras que la energía solar es más sincronizada. La reducción en el valor de la energía eólica con una penetración del 10% equivale a una diferencia de precio del 15% (suponiendo que el punto de inicio de \$65 dólares por MWh se acerca al valor promedio de la electricidad.).

principal de la integración exitosa. Por un lado, la interacción entre la energía eólica y la solar y la energía hidroeléctrica, por otro lado, puede llevarse a cabo eficazmente a través del mercado - como es el caso de Dinamarca. La influencia que la energía eólica y la solar tienen en los precios por hora del mercado es la motivación que los propietarios de los recursos de energía hidroeléctrica tienen para adaptar la generación que producen. No existe la necesidad de establecer acuerdos directos.

Además, el hecho de que la mitad de la generación de la electricidad en México (2014) proviene de unidades de ciclo combinado a base de gas natural es un buen punto de partida para la integración. Dichas unidades poseen propiedades dinámicas adecuadas (p. ej. velocidades de aumento elevadas, tiempos de arranque breves y cargas mínimas bajas), lo cual tiene cierto valor cuando hay grandes cantidades de energía eólica y solar ¹.

Generación descentralizada

La tecnología fotovoltaica se puede adaptar a cualquier tamaño. Una proporción significativa de la expansión del aprovechamiento de la energía fotovoltaica a nivel mundial se ofrece como instalaciones en azoteas. En el estudio RE-map, se espera que el 25% de la ampliación de energía fotovoltaica se dé en la forma de instalaciones en azoteas (7.5 GW de 30 GW).

Las instalaciones fotovoltaicas en azotea a menudo tienen una capacidad de aproximadamente 1 a 10 kW. Dichas instalaciones se pueden utilizar para cubrir la demanda de electricidad de un inmueble y, durante los periodos en los cuales hay poca demanda de energía y mucho sol, se puede exportar la electricidad excedente a la red eléctrica local. Si esto sucede a gran escala, puede influir en la operación de la red eléctrica, por ejemplo, puede influir en el nivel de voltaje o inclusive puede resultar en que la electricidad sea exportada de una red eléctrica de baja tensión a una red eléctrica en la cual la tensión sea más elevada. Esto requiere la implementación de procedimientos nuevos y es posible que también requiera realizar inversiones para ampliar la capacidad de la red eléctrica o para adquirir equipos de control.

Debido a que la capacidad es pequeña, normalmente resulta demasiado costoso introducir el equipo de control central para dichas unidades, por lo que la operación de estas es del tipo “producción forzada”. Todo ajuste de generación se realiza en las demás unidades.

¹ Por otro lado, las tecnologías de generación como las grandes plantas nucleares y las plantas impulsadas por carbón son menos dinámicas y a menudo se utilizan como carga base con poca variación en su producción.

En México, la Ley de la Industria Eléctrica define la generación distribuida como unidades con capacidad menor a 500 kW.

3.2 Medidas para mejorar la integración al sistema

Como en la mayoría de los países, el sistema eléctrico de México no fue desarrollado teniendo en cuenta la energía renovable, la cual es variable. Por consecuencia, cuando se introduce una cantidad significativa de energía renovable variable, ello puede ser relevante para el desarrollo de una serie de actividades encaminadas a mejorar la integración al sistema. Esto incluye numerosos aspectos, tales como:

- Mayor capacidad de transmisión (tanto en México como en sus países vecinos)¹
- Mejor operación del mercado, en el cual la producción de todos los generadores concuerde con los costos marginales (reducción de pagos obligatorios para ejecución y pagos fijos); uso optimizado de la energía hidroeléctrica con almacenamiento; distribución por horas y sub-horas. El mercado eléctrico mexicano arrancará en enero de 2016 y cuenta con muchas de las características necesarias para motivar la flexibilidad máxima por parte de todos los generadores, incluyendo precios que varíen de acuerdo a la hora y zona (en muchos de los nodos P). (Bloomberg, 2015)
- Propiedades dinámicas mejoradas de las centrales eléctricas tradicionales. Se pueden realizar varias mejoras de bajo costo a las centrales eléctricas basadas en el uso del carbón para reducir la carga mínima, incrementar las velocidades de aumento y disminuir los costos de arranque (consulte la publicación de Danish Energy Agency, 2015, a). Un análisis de cinco centrales eléctricas mexicanas describe la posibilidad de mejorar la operación con carga baja e incrementar las velocidades de aumento² (consulte la publicación de Danish Energy Agency y Ramboll (2014)). Los precios dinámicos del mercado motivarán a los generadores para que muestren flexibilidad también a la hora de diseñar centrales nuevas. México cuenta con una capacidad considerable de energía hidroeléctrica y gas (56% de la capacidad de generación actual).

¹ La Unión Europea ha formulado como una de sus metas que cada uno de los estados miembro debe contar por lo menos con una capacidad de interconexión de 10% con otros países miembros para el año 2020. El 10% se define como la capacidad de interconexión con otros estados miembro de la Unión Europea en comparación con la capacidad de generación nacional. Hacia 2030, la meta es del 15%. En el caso de México, la capacidad actual de interconexión (865 MW con Belice y los Estados Unidos) es de 1.3% con respecto a la capacidad generadora instalada.

² Las cinco centrales son: Central termoeléctrica "José López Portillo" (1200 MW); Central termoeléctrica "Plutarco Elías Calles" (2778 MW); Central termoeléctrica "Carbón II" (1400 MW); Central de ciclo combinado con turbina de gas "San Lorenzo" (382 MW); Central de ciclo combinado con turbina de gas "El Sauz" (591 MW).

Dichas tecnologías por lo general son activos que resultan flexibles y valiosos al momento de realizar la integración de la energía eólica y solar.

- Reducir la necesidad de contar con generadores tradicionales que operen para proporcionar servicios auxiliares, tales como los de tensión, energía reactiva e inercia¹.
- Respuesta a la demanda (demanda de electricidad que depende del precio), por ejemplo, a través del cambio de combustibles en la industria.
- Procedimientos mejorados para la planeación y operación del sistema eléctrico en tiempo real casi en la hora de operación. Esto puede incluir procedimientos mejorados para activar la regulación de la energía antes de que se presente una condición de desbalance. Una opción clave implica utilizar las mediciones en tiempo real de la demanda de generación eólica y solar para crear un pronóstico con respecto a cuándo se presentará el siguiente desbalance de la hora (consulte la publicación de Danish Energy Agency, 2015, a).
- Activar fuentes nuevas para equilibrar el sistema, incluyendo el intercambio con países vecinos y activar generadores pequeños y la implementación de la energía eólica (regulación descendente). Esto requiere procedimientos abiertos y simples, es decir, no requiere que los licitantes presenten ofertas simétricas (tanto ascendentes como descendentes) y no requiere que las ofertas permanezcan activas durante periodos prolongados (una hora en lugar de un mes). En el futuro, es posible que los vehículos eléctricos también se activen para responder a la demanda (carga inteligente).

Es posible que se requieran medidas adicionales para mantener la operación segura el sistema, por ejemplo:

- Sistemas de control que permitan reducir la generación de la energía eólica y solar. Esto puede ser importante en el caso de unidades seleccionadas, por ejemplo, para una capacidad dada.

Parson et al. (2014) enumeró los mejores procedimientos que se pueden seguir al estudiar la integración de la energía eólica y solar en México. Dichos procedimientos incluyen:

- Es importante tener acceso a los datos históricos de los recursos eólicos y solares para capturar la diversidad correspondiente al tiempo y espacio, es decir, los datos que se necesitarán para establecer la correlación

¹ Hoy en día Dinamarca es capaz de operar con una velocidad de viento media sin ninguna central eléctrica en funcionamiento. Durante 15 horas el día 2 de septiembre de 2015, menos de 12 MW de las centrales eléctricas tradicionales (grandes) se encontraban en actividades de generación. La demanda fue de entre 2,800 a 4,800 MW durante dichas horas. Dicha operación ha sido posible gracias a las inversiones realizadas en equipos nuevos, tales como el interconector VSC-HDVC, los compensadores sincrónicos y el compensador estático VAR (SVC). Previa a dichas inversiones, se necesitaban de 3 a 6 centrales en funcionamiento en todo momento. Consulte Akhmatov et al (2007).

de la generación de energía eólica con la generación de la energía solar y la carga eléctrica.

- Es importante recabar datos básicos referentes a la operación del sistema, por ejemplo, en relación con los cortes de energía forzados y la generación producida por productores independientes; datos de desempeño y pronósticos de los generadores a pequeña escala; errores de pronósticos de carga y carga operativa; datos de desempeño de los parques convencionales y de generación de energía hidroeléctrica.
- Es importante contar con modelos de planeación para evaluar los contextos de ampliación relacionados con la generación y transmisión de energía renovable y convencional.
- Es importante que el diseño del mercado sea compatible con la integración eficiente de las fuentes de energía renovable, por ejemplo, en lo referente a la distribución a corto plazo y el compromiso unitario.
- Desarrollar códigos para las redes eléctricas, de tal manera que los requisitos correspondientes a los aerogeneradores incluyan la operación sin contratiempos ante fallas, el suministro de energía reactiva y posiblemente el control de la generación automática (AGC por sus siglas en inglés).

La Agencia Internacional de Energía (IEA) analizó la flexibilidad del sistema eléctrico mexicano (IEA, 2011). Algunos ejemplos de los retos identificados son los siguientes:

- Interconexión limitada con los países vecinos (865 MW DC).
- La conexión interna entre las cuatro zonas de equilibrio en México es limitada¹

Ejemplos de medidas que facilitan la integración de la energía renovable.

¹ Las cuatro zonas sincrónicas son: El Sistema de Interconexión Nacional (incluye la totalidad del país, salvo por Baja California). En la península de Baja California operan tres sistemas: el de Baja California, el de Baja California Sur y el Mulegé.

Caso 1: Ubicación de la generación renovable

Con respecto a la expansión inicial, resulta valioso ubicar las unidades de energía eólica y solar en las cuales se ubican los mejores recursos. Sin embargo, debido a la construcción significativa relacionada con dicha generación, el valor de la electricidad generada tiende a disminuir. Por lo tanto, ubicar capacidad adicional de generación en otros lugares tiene estas ventajas:

- El valor de la electricidad generada será mayor. La inversión en material de transmisión puede llegar a disminuir.
- Al haber cierta distancia desde las zonas de vientos fuertes, se dará la neutralización de la energía generada. La generación proveniente de fuentes eólicas y solares en México estará más neutralizada y será más predecible en comparación a la generación proveniente de una sola ubicación y, por lo tanto, será más fácil de integrar al sistema eléctrico.

Caso 2: Aerogeneradores de baja altura

Un de las características principales del diseño de los aerogeneradores es la relación entre 1) la altura del centro, 2) el diámetro del rotor y 3) el tamaño del generador. Los aerogeneradores de baja altura tienen un diámetro de rotor relativamente grande en comparación con la capacidad del generador. La Figura 19 muestra una representación simplificada de un aerogenerador convencional y uno de baja altura. El aerogenerador de baja altura tiene una menor velocidad de conexión y alcanza su capacidad de generación nominal de energía con una menor velocidad de viento.

En algunos de los casos puede resultar atractivo utilizar aerogeneradores de baja altura. La generación proveniente del aerogenerador de baja altura es más estable (más horas de carga plena) y la generación máxima inferior reduce la generación durante las horas en las cuales hay un exceso de energía eólica (durante las horas con menos frecuencia de vientos fuertes).

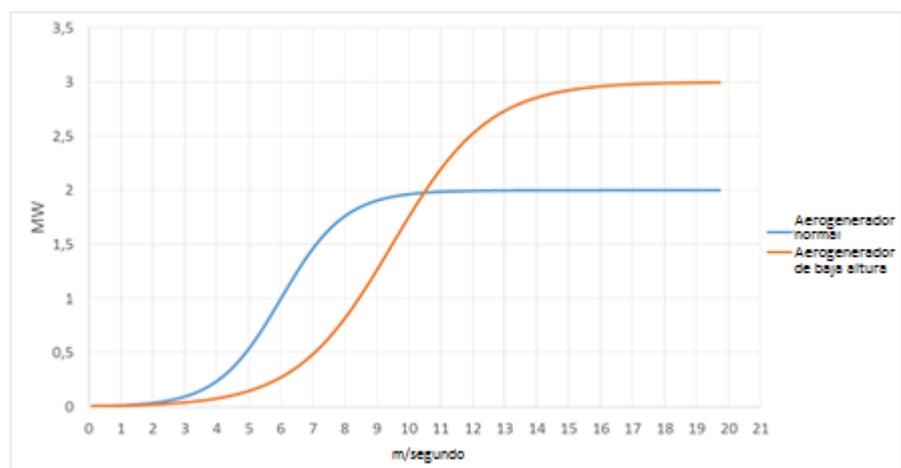


Figura 24. Curva de energía simplificada de un aerogenerador normal y uno de baja altura. Fuente: Datos del producto, Vestas. Consulte también Mueller (2015).

Caso 3: Procedimiento relacionado con la activación de las reservas

La demanda de electricidad en Dinamarca es de 33 TWh al año, con una demanda pico de 6,200 MW. La capacidad de energía eólica instalada en Dinamarca es de 4,800 MW y la solar es de 620 MW. Existen interconectores con capacidad de 6,000 MW hacia los países vecinos (Suecia, Noruega y Alemania).

Las reservas automáticas (primaria y secundaria) son de suma importancia para mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Cuando ocurre una falla, por ejemplo, cuando deja de funcionar una central eléctrica, la frecuencia y los intercambios del sistema sincrónico se modifican, y las reservas automáticas se activan de inmediato para reemplazar la generación faltante. Posteriormente la sala de control activa las reservas manuales para liberar las reservas primaria y secundaria.

Una práctica común implica activar las reservas “en tiempo real” en la medida en que se presentan las contingencias. Si los causantes principales de los desbalances son cortes de energía aleatorios básicamente impredecibles por parte de los generadores, este será un procedimiento importante.

Sin embargo, debido a que la capacidad de energía eólica en Dinamarca iba en aumento, Energinet.dk comenzó a desarrollar un sistema para predecir los desbalances. Por ello se creó un sistema conocido como Sistema de Planeación Operativa (DPS). El sistema obtiene información de numerosas fuentes y presenta una curva sencilla para los operadores en la sala de control TSO. La curva muestra el desbalance que se predice habrá en el sistema.

Los datos se utilizan para comparar el desbalance pronosticado para el sistema de la siguiente manera:

- Energía eólica. Se produce un pronóstico nuevo cada cinco minutos. La actualización frecuente emplea las mediciones en línea para corregir las predicciones meteorológicas (estas solo se actualizan cada cuatro horas). Las mediciones en línea representan una muestra grande de todas las unidades de energía eólica y se actualizan para representar la totalidad de la generación energética.
- Energía solar. Se utiliza un sistema similar para predecir la energía proveniente de los sistemas fotovoltaicos.
- Demanda. Con respecto a la demanda, el pronóstico también se actualiza con frecuencia con base en las mediciones en línea (referentes a la generación e importación/exportación).
- Planes para los participantes del mercado. Se reciben planes detallados de todos los generadores principales. Dichos planes contienen información sobre la generación esperada en intervalos de cinco minutos¹

La curva de desbalance previsto abarcará las siguientes 12 horas. Cuando se prevé que habrá desbalances significativos, los operadores de la sala de control hará lo siguiente:

- Discutirán, con las salas de control adyacentes, si es posible intercambiar los desbalances (sin costo), por ejemplo, si Suecia presenta un desbalance positivo y el poniente de Dinamarca presenta uno negativo y si hay capacidad de transmisión disponible, los dos desbalances se podrán compensar (cancelar) uno al otro. Esto también se aplica al intercambio entre las dos zonas dentro de Dinamarca (DK1 y DK2, poniente y oriente) que forman parte de dos sistemas sincrónicos distintos).
- Activarán reservas terciarias (regulación de energía) para compensar el desbalance esperado. Esto se hace a partir del sistema nórdico común (con ofertas de cuatro países), a saber, la lista NOIS.

Se puede decir que los procedimientos tradicionales para activar las reservas son reactivos, mientras que el enfoque de Energinet.dk es proactivo. *En términos populares, el procedimiento nuevo se puede describir como “conducir al estar viendo a través de la ventana de enfrente”, a diferencia de “conducir al estar viendo a través del retrovisor”.*

¹ Esto difiere del mercado al contado, Nord Pool Spot, el cual opera con valores por hora.
54 | La energía renovable en México - 08-12-2015

Caso 4: Necesidad de reservas en todo el sistema y en la región

La operadora de transmisión danesa Energinet.dk, ha reportado que la introducción de 4,800 MW de energía eólica y 600 MW de energía solar *no ha ejercido influencia alguna todavía en la cantidad de reservas planificadas que se utilizan en el sistema*. Para poder comprender esta declaración, a continuación aparece una presentación simple del marco básico de contar con reservas.

Un sistema aislado pequeño

En un sistema aislado, la unidad de mayor tamaño debe tener una capacidad de 600 MW. Dicho sistema (con base en el principio N-1) necesitaría contar con una reserva primaria de 600 MW, no necesitaría reserva secundaria¹ y requeriría una reserva terciaria de 600 MW. Si la reserva terciaria se puede activar en un lapso de 15 minutos, el sistema podrá resistir la incidencia de una falla de gran magnitud y, después de transcurrir 15 minutos, podría resistir otra falla de ese tipo. Si se presentan dos fallas de gran magnitud en un lapso menor a 15 minutos, las reservas no podrían manejar la falta de generación y se tendría que activar la función de desconexión de carga (p.ej. con relevadores de frecuencia).

Sistema de dos zonas

Imagine un sistema con dos zonas, A y B, igual de grandes. La falla de mayor magnitud sigue siendo de 600 MW. Con base en el principio anterior, la cantidad total de la reserva primaria debe ser de 600 MW y se puede dividir equitativamente entre las dos zonas (2 x 300 MW). La reserva secundaria debe ser de 600 MW en cada uno de los sistemas (suponiendo que cada uno de los sistemas tiene una unidad de ese tamaño). Es posible que cada sistema también necesite una reserva terciaria de 600 MW.

Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad (UCTE) – reservas de energía eólica y solar

La UCTE es un amplio sistema sincrónico que va de Dinamarca (desde el norte) a Portugal (hacia el sur y poniente) y a Italia (en el sur). Tiene una capacidad de 2,300 TWh; 400,000 MW de carga pico; 100,000 MW de energía eólica y 72,000 MW de energía solar. En dicho sistema se consideran 3,000 MW como error de dimensionamiento. El poniente de Dinamarca debe compensar una porción de esto, calculada como una fracción de la demanda: 23 MW de reserva primaria.

En el poniente de Dinamarca el error de dimensionamiento es de 600 MW, por lo que esta es la cantidad requerida de reserva terciaria. En el caso de la reserva terciaria (regulación de energía), la situación implica que normalmente debe haber un gran excedente de esta. Por lo general la energía hidroeléctrica en los países nórdicos tiene una gran capacidad que no se utiliza. Dependiendo de la operación esperada y de la disponibilidad de la capacidad de transmisión transfronteriza, Energi-

net.dk puede llegar a necesitar capacidad de reserva para la reserva terciaria. Normalmente Energinet.dk tiene una reserva de 200 a 300 MW de regulación ascendente y cero para regulación descendente (Dinamarca, poniente, 2014-2015).

El error de dimensionamiento representa un incidente repentino. En una fracción de un segundo se puede llegar a perder 3,000 MW (UCTE) de la energía generada, por ejemplo, si un cortocircuito aísla una central eléctrica de la red eléctrica (en Dinamarca, la dimensión de la falla es de 600 MW).

Energinet.dk hace hincapié en el hecho de que la introducción de la energía eólica y solar no ha aumentado la necesidad de contar con reservas en UCTE ni en Dinamarca. En Dinamarca la energía eólica y solar asciende a 5,400 MW, mientras que en UCTE es de aproximadamente 172,000 MW.

El antecedente indica que los errores de pronóstico relacionados con la energía eólica y solar pueden ser amplios ante una perspectiva de un día de anticipación, aunque gradualmente se reducirán en la medida que el tiempo se aproxime a la hora y segundo operativos. El error de hora de anticipación será mucho menor que el error de día de anticipación. Además, en un nivel inferior a una hora de anticipación, la generación real (y parcialmente imprevista) proveniente de fuentes eólicas y solares afectará la frecuencia y el flujo en los interconectores. Por consiguiente se activarán las reservas y se restablecerá el equilibrio.

Así pues, sin importar el gran tamaño de la capacidad eólica y solar, se sigue considerando que el cambio repentino (imprevisto) en la producción es menor a 3,000 MW (el error de dimensionamiento) en la escala de UCTE.

En la escala de un día de anticipación, el error de pronóstico típico referente a la energía eólica en Dinamarca es de aproximadamente 20% (Error Porcentual Absoluto Medio, o MAPE por sus siglas en inglés). No obstante, este se reduce de manera continua en la medida que el tiempo se acerca al segundo operativo. Aunque la producción de un solo parque eólico puede cambiar rápidamente, la producción acumulada de una zona grande como lo es UCTE (2,500 km de norte a sur) se generará sin contratiempos. Debido a que la capacidad de la energía eólica y solar está en constante crecimiento, en algún punto se requerirán reservas adicionales, aunque UCTE no ha llegado aún a ese punto.

3.3 Acciones posibles relacionadas con la integración al sistema

Acciones posibles:

¹ El objeto de la reserva secundaria es ubicar en qué área de control ocurrió la falla. Si se cuenta con una sola área de control, no hay necesidad de reserva secundaria.

- El Pronóstico de Energía Renovable (REO) podría ampliar la información referente a la integración al sistema. Además de la información referente a la energía generada a partir de fuentes renovables el año anterior, se podría reportar información sobre la reducción de energía y la diferencia de precio y factor de valor obtenidos. La información sobre el precio se obtendrá de los sistemas de mercado sobre la marcha. La generación de energía renovable se debe registrar por nodo P para calcular la diferencia de precio.
- Evaluar la posible ampliación de la capacidad de transmisión, tanto interna como en relación con los países vecinos, en virtud de la expansión de la energía renovable.
- Asegurar que los sistemas de mercado así como los procedimientos de servicios auxiliares sean eficiente y compatibles con la flexibilidad del sistema.

4 Model-based electricity scenarios

The future is uncertain and scenario analyses can be an efficient way to deal with uncertainty. In this chapter, three recent studies of renewable energy expansion in Mexico will be described and compared. Further work on dedicated renewable energy scenarios is recommended.

Renewable energy can be used in all energy sectors: transport, heating and electricity. The focus of the current review is renewable energy used for power generation.

4.1 Existing energy scenarios

Energy scenarios can be a way to explore various pathways for the future. Typically, scenarios are not used to predict the future development, but to analyse costs and impacts of different pathways. Such scenarios can be seen as indicative plans for a broader process leading to political decisions. Scenarios can be used to analyse different types of goals, e.g. on clean energy or about CO₂ emissions, or different ambitions, like the maximum renewable energy ambitions in REmap.

As inspiration for developing dedicated renewable energy scenarios, three recent publications have been reviewed: The PRODESEN (2015), the IRENA/SENER REmap 2030 for Mexico (from 2014) and the Intended Nationally Determined Contribution, INDC (from 2015).

These documents were each developed with a different purpose:

- The PRODESEN is a concrete plan for the development of the Mexican electricity system. It includes a detailed description of the existing system, and recommendations for new generation and transmission lines needed for the period until 2029. PRODESEN is published annually.
- The International Renewable Energy Agency (IRENA) has developed a global renewable energy roadmap called REmap 2030. This shows how the share of renewables in the global energy mix can be doubled by 2030. This is in line with one of the key objectives of the Sustainable Energy for All (SE4All) initiative led by the United Nations (UN). The global REmap is based on 26 country analyses, including Mexico. The Mexican REmap developed by IRENA and SENER is an ambitious scenario that results in a threefold increase in total renewable energy use in Mexico from now and until 2030. For the electricity sector the expansion of renewable energy is more than five-fold.

- The INDC has focus on realistic national goals for the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions. The unconditional set of measures are those that Mexico will implement with its own resources, while the conditional actions are those that Mexico could develop if a new multilateral climate regime is adopted and if additional resources and transfer of technology are available through international cooperation. The unconditional goal includes a 22% reduction in GHG by 2030 compared to business-as-usual (BAU), while the conditional goal is 36%, respectively.

Publication	Least-cost plan?	Model-based (e.g. with representation of electricity grid)	Additional notes
PRODESEN	Yes, within the goals for clean energy	Yes	Will be published each year.
REmap	Yes, combined with ambitious RE goals	No	The analyses focus on the year 2030.
INDC	No	No	The burden sharing, e.g. for the electricity sector is indicative and not part of the published INDC

Table 6. Overview of the three studies.

The INDC has two scenarios, the unconditional and the conditional. The difference in GHG emission is significant, however, the amount of renewable energy used for electricity generation is similar. Only 5% extra renewable energy is expected in the conditional scenario. The additional GHG reduction is expected to be delivered by other measures.

The INDC and PRODESEN have similar expansion pathways of renewable energy until 2025. After this PRODESEN does not expect much new renewable energy.

The purpose of REmap is to illustrate a realistic, but ambitious RE scenario. In the end of the period REmap reaches 143% more renewable energy than PRODESEN, and 56% more than INDC. The REmap study and the INDC have not studied system integration in detail. This is recommended as a next step.

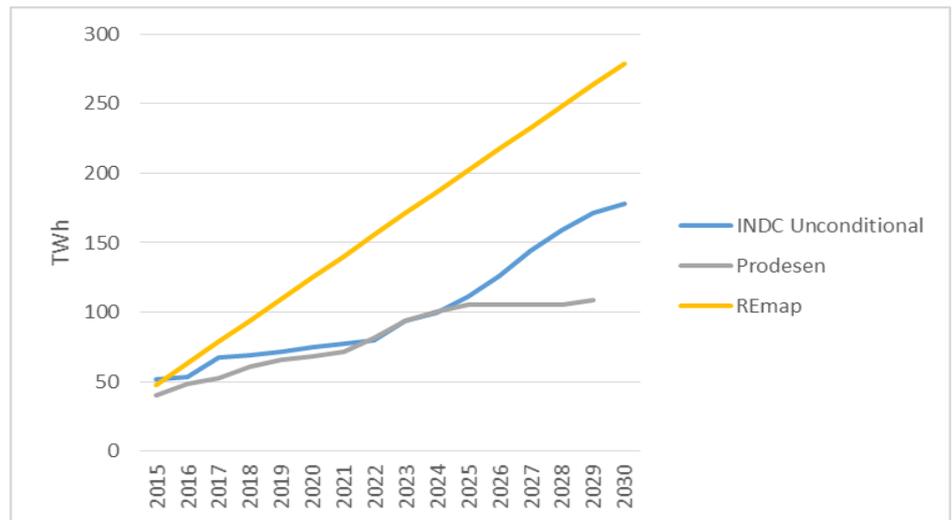


Figure 25. Renewable energy in the three scenarios. TWh/year. Notes:
 - Some uncertainty exists regarding the exact proportion of renewable energy in the INDC, as a fraction of renewable energy sources has been pooled together with efficient cogeneration. The main focus of the INDC is the total national emission level.
 - For REmap the development between 2015 and 2030 has been linearly interpolated.

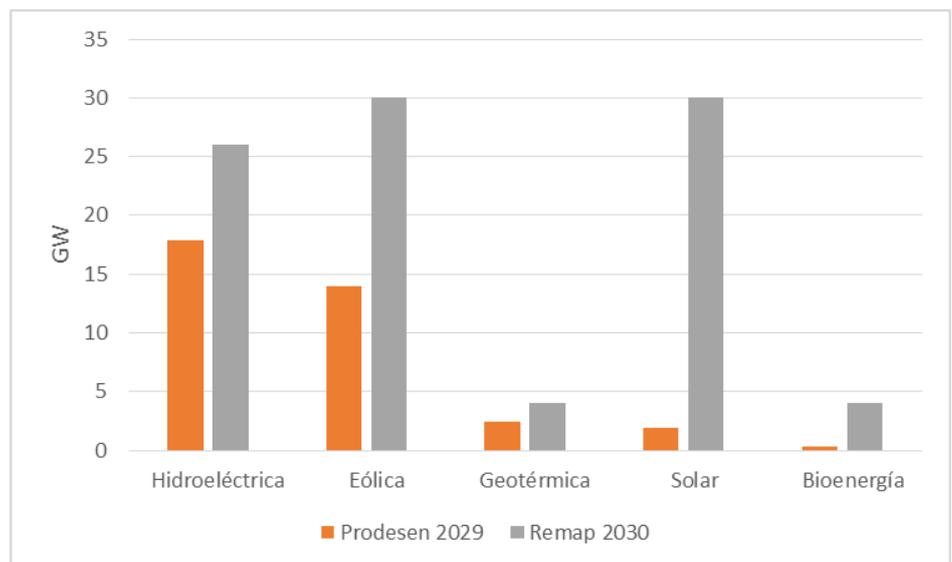


Figure 26. Renewable energy generation capacity in PRODESEN and REmap

As expected REmap has more renewable energy than PRODESEN. This can be seen for all technologies. However, a remarkable difference is the contribution from solar. The REmap has more than 10 times the solar capacity of PRODESEN. This is likely to be related to the expected costs for solar: in PRODESEN solar is expected to cost 51 M MXN/MW, while REmap uses 19.5 M MXN/MW investment cost assumption. Most of the solar capacity in

REmap is expected to come from utility-scale PV sites. One quarter of the capacity is from distributed PV (rooftop). Concentrated solar power (CSP) contributes with 5% of the capacity in 2030. Compared to PRODESEN the most significant difference is the 65 TWh generation from solar (see Figure 29).

The development of the renewable generation in PRODESEN is shown in Figure 27. It can be seen that most of the expansion takes place until 2025. From 2026 to 2028, 3,850 MW nuclear comes online. In practice, it would be more beneficial for the renewable energy industry, if a more smooth expansion of renewable energy could take place.

The electricity demand prognoses are different in the three publications. PRODESEN uses 471 TWh demand (2029), while REmap uses 597 TWh, and INDC uses 519 TWh (both 2030). In REmap 10 TWh of new electricity demand for transport and heat pumps is included. In the INDC reductions of technical losses in the grid are included. The main reason for the higher demand in REmap and INDC may be that the prognosis used in these studies is older, than the one used in PRODESEN.

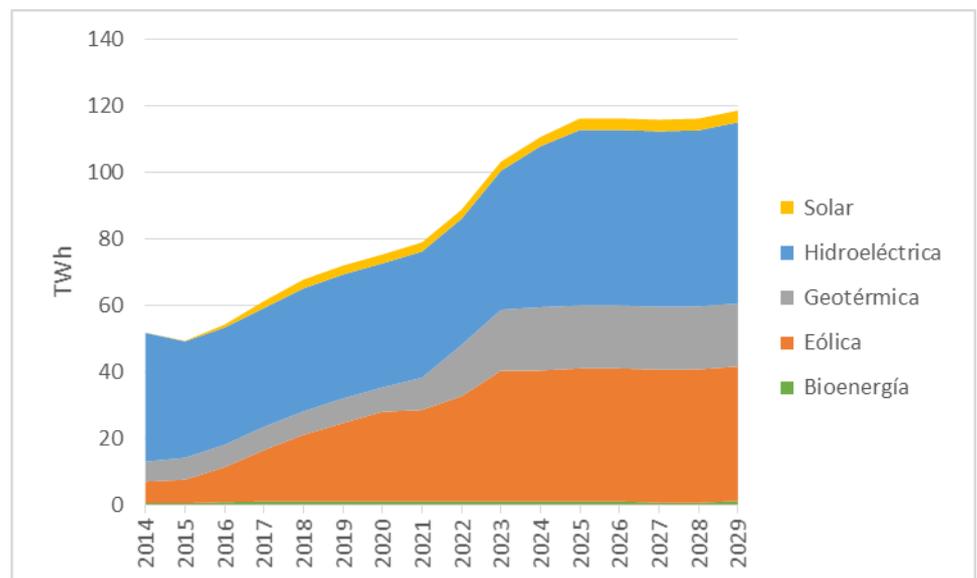


Figure 27. Renewable energy generation in PRODESEN.

The share of renewable energy in PRODESEN increases from 17% in 2016 to 27% in 2025. From 2026 to 2029 the share is decreasing again. This is because of limited expansion of renewable energy and an increasing demand (Figure 28). The expected growth in electricity demand is 3.6% pa. for the period 2015 to 2029.

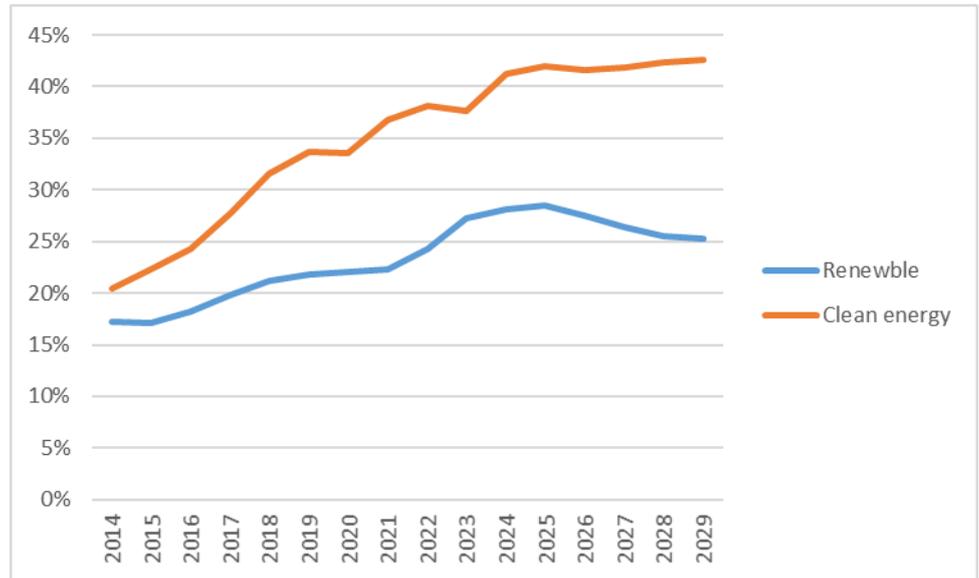


Figure 28. Share of renewable and clean energy generation in PRODESEN (GWh compared to total generation), respectively. In 2029 the extra generation from clean energy compared to renewable energy is distributed equally between nuclear generation and efficient cogeneration.

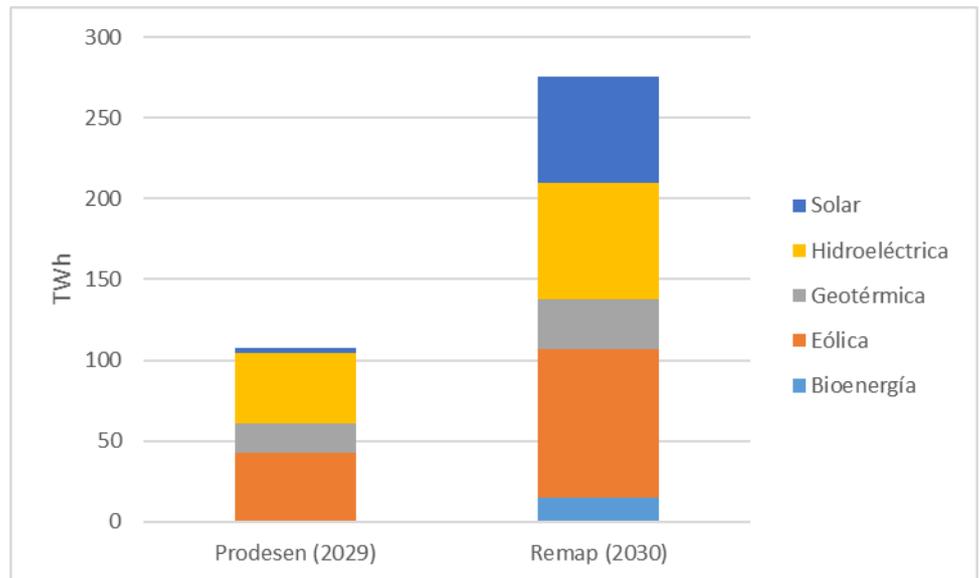


Figure 29. Renewable energy generation in PRODESEN and Remap in the end year.

4.2 Possible renewable energy scenarios

The PRODESEN is based on a model of the Mexican electricity system that can analyse conventional as well as renewable energy. The interaction between the different sources is analysed in hourly resolution – and the model can suggest least-cost investments in both generation and transmission. In this way renewable energy can be studied in a way that includes system integration

costs (e.g. transmission costs in scenarios with a strong expansion of renewable energy, as well as start/stop costs of other generation). The model computes many relevant parameters, e.g.: total costs (fuel costs, investment costs and O&M costs), new capacity (generation and transmission), marginal prices and CO2 emission.

To study the least-cost expansion of renewable energy fully, a number of locations for renewable energy could be included, e.g. 25 zones. For each of these selected locations, information about wind and solar resources (full load hours) could be included together with information about connection costs. In addition, both standard wind turbines as well as low wind turbines could be made available in the technology investment 'catalogue' in the model. With different requirements for RE expansion or CO2 emission levels, the model could identify the optimal locations for wind and solar – and the optimal mix of technologies (wind vs solar, as well as standard vs low wind turbines).

With the most recent PRODESEN as the starting point, a number of scenarios could be developed:

- As PRODESEN, but with revised investment costs for wind and solar and with strict definition of committed (exogenous) investments. A strict definition could be only to include future plants, where construction has begun. In all other cases it would be possible to change direction without prohibitive costs. This would give the model more room to invest in least-cost options. This would create a least-cost plan.
- Alternative scenarios could be constructed, simply by adding the two INDC goals (unconditional and conditional) as restrictions in two different scenarios. The restrictions could be expressed as maximum CO₂ emission levels in 2030 by the electricity sector. Since the INDC has focus on the total national emission level, alternatives with a high and a lower reduction share in the electricity sector could also be tested.

In all model runs the amount of curtailment and the price gap for the renewable energy could be computed.

The optimal expansion of renewable energy could be compared with the actual development and this could serve as an input to a discussion about adjusting framework conditions for the renewable energy.

References to chapter 3 and 4

Ackermann, T., E. M. Carlini, B. Ernst, F. Groome, A. Orths, J. O'Sullivan, M.T. Rodriquez and V. Silva (2015): Integrating variable Renewables in Europe. IEEE November 2015.

Akhmatov, V., C. Rasmussen, P.B. Eriksen and J. Pedersen (2007): Technical Aspects of Status and Expected Future Trends for Wind Power in Denmark. *Wind Energy*, 10:31–49.

Bloomberg (2015): AMER – Latin America – Wind, Solar, Power

City (2013): Energy Darwinism. City GPS: Global Perspectives & Solutions.

Danish Energy Agency (2015, a): Flexibility in the Power System – Danish and European experiences.

Danish Energy Agency (2015, b): Power markets and power sector planning in Europe – Lessons learnt for China.

Ea Energy Analyses (2010): Wind Power in Estonia. An analysis of the possibilities and limitations for wind power capacity in Estonia within the next 10 years.

http://www.ea-energianalyse.dk/reports/1001_Wind_Power_in_Estonia.pdf

Ea Energy Analyses (2015): The Danish Experience with Integrating Variable Renewable Energy. Study on behalf of Agora Energiewende.

EcoFys (2015): Power System Flexibility Strategic Roadmap. Preparing power systems to supply reliable power from variable energy resource

European Union (2015): Energy Union Package. Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. Achieving the 10% electricity interconnection target. Making Europe's electricity grid fit for 2020. COM(2015) 82 final

ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/interconnectors_en.pdf

Holttinen, H. et al (2013): Summary of experiences and studies for Wind Integration – IEA Wind Task 25. WIW2013 workshop London, 22-24 Oct, 2013. www.ieawind.org/task_25/PDF/W1W/WIW13_Task25_Summarypaper_final.pdf

IEA Task 25 Fact Sheet: Wind Integration Issue.

http://www.ieawind.org/index_page_postings/task25/FactSheet_1_121014.pdf

IEA (2011): Harnessing Variable Renewables. A Guide to the Balancing Challenge.

IEA (2014): The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, International Energy Agency, Paris, 2014.

IEA (2015): World Energy Outlook.

Milligan, M, B. Kirby, H. Holttinen, J. Kiiluoma, A. Estanqueiro, S.Martin-Martinez, E. Gomaz-Lazaro, I. Pineda and C. Smith (2013): "Wind Integration Cost and Cost-Causation". 12th Wind Integration Workshop
<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60411.pdf>

Mueller, S. (2015): System-friendly wind power. A Grid Integration of Variable Renewables (GIVAR) modelling analysis. GIVAR Advisory Group meeting, Paris, 26 October 2015.

Parsons, B., J., J. Cochran, A. Watson, J. Katz, R. Bracho (2014): Renewable Electricity Grid Integration Roadmap for Mexico: Supplement to the IEA Expert Group Report on Recommended Practices for Wind Integration Studies. Ec-Leds Enhancing Capacity for Low Emission Development Strategies. Renewable Electricity Grid Integration Roadmap for Mexico: Supplement to the IEA Expert Group Report on Recommended Practices for Wind Integration Studies.

Ramboll (2014): Workshop with CFE. Flexibility of Mexican power plants.

Appendix 1: Model-based energy scenarios

In this text, “model-based energy scenarios” refers to computer-generated results describing potential developments of the electricity system in a country or a region.

Computer models as tools

Using computer models to describe potential futures has an analytical purpose. The idea is not that the computer should make policy choices. Instead, the results from a group of scenarios will help in qualifying the political discussion.

Electricity systems are large systems where interactions take place through synchronous AC systems, e.g. covering distances of more than 2,000 km (e.g. from West Denmark to Portugal). The balance between demand and generation must be maintained at the level of microseconds and extra input of electricity at one point must be balanced by reducing generation elsewhere. These features make it relevant to study the impact of new technologies like wind and solar power in models covering large areas, e.g. large synchronous areas.



Figure 30. Transparency requires that all input data is published and can be reviewed, and that methods are documented and are easy to understand. If this is fulfilled, results can be fully understood.

With a transparent set-up the discussion can change from “for or against” a certain technology, to a discussion about the assumptions. If parties can agree on the assumptions (including input data) and understand the methods, then reaching a consensus on the results is realistic.

Input data

Input data includes data about future values, e.g. the future cost of fuels, the future investment costs of technologies, including generation technologies

like wind power, PV and nuclear power. Such data may be debated and important sources can be *technology catalogues* e.g. from the International Energy Agency, U.S. Energy Information Administration or the Danish Energy Agency¹. See also chapter 2.

Technology type	Available (Year)	CAPEX incl. IDC (M\$/MWh _{el})	Fixed O&M (\$1000/MWh _{el})	Variable O&M (\$/MWh _{el})	Efficiency (%)	Technical lifetime (Years)
Steam Coal – Subcritical	2020-2034	1.8	45	3.8	35%	30
Steam Coal – Subcritical	2035-	1.8	45	3.8	35%	30
Steam Coal – Supercritical	2020-2034	2.2	63	5.3	40%	30
Steam Coal – Supercritical	2035-	2.2	63	5.3	40%	30
CCGT	2020-2034	0.8	25	2.1	59%	30
CCGT	2035-	0.8	25	2.1	61%	30
Gas turbine	2020-2034	0.4	20	1.7	38%	30
Gas turbine	2035-	0.4	20	1.7	40%	30
Geothermal	2020-	4.3	43	3.1		30
Medium Speed Diesel (MSD) Engine	2020-	1.6	22	1.8	45%	30
Low Speed Diesel (LSD) Engine	2020-	2.4	10	0.8	46%	30
Nuclear	2020-	5.7	140	0.0	33%	60
Solar PV	2020-2034	1.9	24	2.0		25
Solar PV	2035-	1.5	23	1.9		25
Wind – onshore	2020-2034	1.5	22	3.7		20
Wind – onshore	2035-	1.4	21	3.5		20

Table 7. Example of technology data about future investment costs etc. from IEA. Data used for the 2014 Master Plan for Eastern African Power Pool. Note that variable fuel cost for e.g. coal or natural gas units typical is in the order of US \$ 50-100 per MWh_{el}. In this perspective, the shown O&M costs are relatively small.

Future data about fuel and technology costs are intrinsically uncertain and it can be relevant to use scenarios to show the impact of alternative values, e.g. with higher and lower values. Such sensitivity analyses can illustrate the robustness of results.

Methods: Optimal dispatch and optimal investments

The need to balance electricity system in short time scale and the possibility to import and export electricity over long distances makes the dispatch problem suitable for model studies. Optimal dispatch of generation in large systems with limited transmission capacity requires the use of computer models.

¹ IEA, Technology roadmaps: www.iea.org/roadmaps/
 IEA, World Energy Outlook: www.worldenergyoutlook.org/
 Future investment costs: www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/
 U.S. Energy Information Administration (EIA): www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf
 Danish technology catalogue: www.ens.dk/node/2252
 Irena Mexico study. See page 92 for technology costs: www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Mexico_report_2015.pdf

Optimal dispatch is well defined: if the marginal generation costs are known for each generator, one solution will have the lowest total costs. The marginal cost of traditional power plants is defined as the fuel price divided by the efficiency. Wind and solar power have high investment cost, but their marginal generation costs are close to zero. These technologies will produce when the sun is shining or the wind is blowing¹. Hydro plants with reservoir also have a low marginal cost. However, the optimal dispatch of such hydro plants must consider that the units are restricted by the inflow of water. Optimal dispatch of hydropower means optimal use of the available water across a longer period, e.g. a year. The optimal use of hydropower is to optimise (maximise) the value of the electricity generated.

In the simplest set-up, each hour is considered independently, start-up and stop costs are ignored. These costs could be included in the modelling to make the dispatch more realistic, since power plants that are running in one hour are likely to continue generation in the next hour. Using such *unit commitment costs* will increase computer time and the more detailed dispatch is often not needed in studies of future situations as the change in the total annual system costs may not change significantly. Simulation to be used in the daily operation can be more detailed than in future scenario analyses. In future scenario analyses, unit commitment may not be applied and representative weeks can be included instead of the full number of hours of each year (8760).

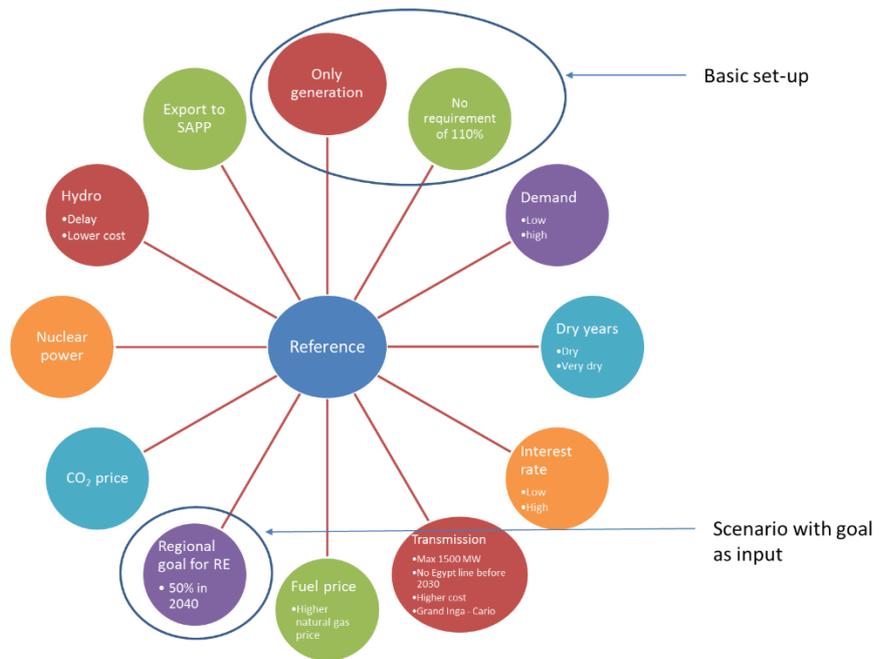
Scenarios may include model-based investments in generation and transmission. Model-based investment may take place in a simplified way, e.g. the model may invest if the annualised costs of investments is less than the benefit in the same year. The set-up can be called myopic because the future use of the investment is not included.

Scenarios

Scenarios can be defined to support the political discussion. They are not meant as predictions, but as possible futures. Models are simplifications of real life and the absolute results may not always be accurate. However, the difference between two scenarios may be more accurate, e.g. changing an input parameter will produce differences both in dispatch as well as investments.

¹ In situations with large *must produce* generation the electricity price may be negative and it is relevant to curtail wind and solar.

The reference may be a frozen policy scenario: all framework is ‘as today’. Any planned change is ignored. Alternatively, it may include expected changes in the framework. In Figure 31, a set-up with 21 scenario is illustrated. In this case all scenarios are one-step away from the reference (one parameter is changed). In this way, it is easy to analyse even a large number of scenarios. In other studies, scenarios must be analysed in steps (see Figure 26).



*Figure 31. A reference and 20 alternative scenarios:
 17 parameter variations (e.g. demand, hydro inflow or interest rate)
 1 goal scenario (50% renewable energy in 2040).
 2 basic variations (Only generation, where no investment in transmission takes place, and No 110%, where the requirement that each country should have local generation capacity corresponding to minimum 110% of the peak demand, is removed).*

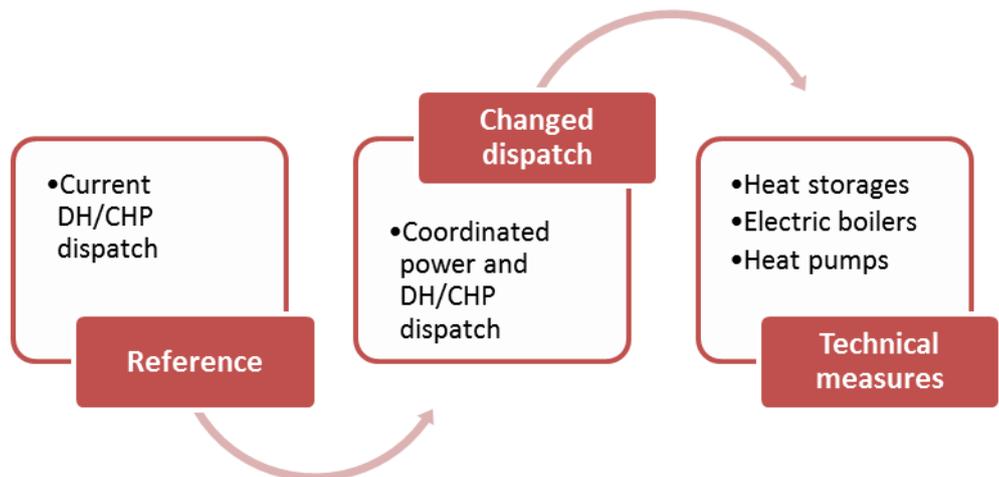


Figure 32. A two-step approach of the design of five scenarios: Reference can be compared to Changed dispatch and this can be compared to three scenarios where one technical measure is introduced. The current dispatch reference includes some specific tariffs that do not represent the marginal cost of the plants.

Results

Model results may include:

- Electricity generated (MWh). This may be per generator for each hour. These results can be aggregated per type of technology (coal, wind, solar, etc.) and to yearly values.
- Investment (MW) in generation and transmission. Investment may be shown per area, per type of technology or may be aggregated.
- Economic data, e.g. operating costs (fuel and maintenance), unit commitment costs, investment costs. Data may be shown per type of market participants (e.g. end-users, generators and TSO). In addition, externalities can be included.

Discussion

The model-based scenario results have been used in many studies. The benefit of this approach is more detailed analyses. The value of a specific technology, e.g. wind power, is described for the specific location and with a specific capacity. Other approaches, such as the levelized cost of electricity, LCOE, compare technologies in more general terms.

Distribution of costs and benefits can be illustrated with the models, e.g. across countries or regions or between end-users and generators.

Goal-driven scenarios can illustrate the total costs of e.g. requiring a certain amount of renewable energy or a specific reduction of CO₂ emissions.

In this text, the focus has been on model-based scenarios. Please note that the scenario technique can be used in many ways. In some cases scenarios are used to describe possible futures in a qualitative way, see ENTSO-E (2015), Danish Energy Agency (2014) and EcoGrid (2009).

References

Cowi and Ea Energy Analyses (2014): System integration of wind power by use of the DH/CHP systems in North-East China.

Danish Energy Agency (2014). Energy scenarios for 2020, 2035 and 2050.

www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/Energianalyser/nyeste/energiscenarier_uk.pdf

Ea Energy Analyses (2011): Costs and benefits of implementing renewable energy policy in South Africa. Results of a power system model of the South African electricity system.

www.ea-energianalyse.dk/reports/1132_costs_benefits_of_implementing_re_in_south_africa.pdf

Ea Energy Analyses (2013): Optimal investments in generation and transmission capacity in the Baltic Sea Region - 2020-2050.

ea-energianalyse.dk/presentations/11XX_optimal_investments_generation_transmission_baltic_sea_region.pdf

Ea Energy Analyses, Energinet.dk and EAPP (2014): EAPP regional power system master plan.

Ea Energy Analyses (2014): Electricity Grid Expansion in the Context of Renewables Integration in the Baltic Sea Region.

www.ea-energianalyse.dk/reports/1363_electricity_grid_expansion_renewables_integration_bsr.pdf

EcoGrid (2009): Steps toward a Danish power system with 50% wind energy.

energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/EcoGrid.dk%20-%20WP3%20International%20scenarios.pdf

ENTSO-E (2015): ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2015

www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx

Examples of scenario studies:

ea-energianalyse.dk/themes/modellering_af_energisystemer.html

www.ea-energianalyse.dk/themes/energy_scenarios.html

Appendix 2: Currency and inflation conversion assumptions

Year	Average annual exchange rate ¹ (USD / MXN)	Mexico Inflation, GDP deflator ² (annual %)	Mexico annual deflator (re-based to 2014)	COPAR exchange rate ³ (USD / MXN)	Average annual exchange rate ⁴ (EUR / MXN)
2010	12.64	4.49	0.87		
2011	12.43	5.29	0.90		
2012	13.16	3.27	0.95		
2013	12.76	1.74	0.98	12.90	16.96
2014	13.31	3.56	1.00	12.60	17.66
2015	15.59	2.87	1.04	13.00	17.51

Currency and inflation conversions have been carried out by converting the origin currency (e.g. USD 2012) into MXN using the average annual exchange rate of that year (i.e. 2012 to obtain MXN 2012), and thereafter inflating it to MXN 2014 using the GDP deflators of the World Bank.

Assumption of start-of-the-year currency values has been made. E.g. to arrive at MXN 2014 from MXN 2013, the deflator for 2013 has been used.

¹ Source: <http://www.usforex.com/forex-tools/historical-rate-tools/yearly-average-rates>

² Source: World Development Indicators 14/10/2015: <http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators>. For 2015: <http://www.inflation.eu/inflation-rates/mexico/historic-inflation/cpi-inflation-mexico-2015.aspx>

³ Source: (CFE, 2013), (CFE, 2014), (CFE, 2015)

⁴ Source: <https://www.ecb.europa.eu/stats/exchange/eurofxref/html/eurofxref-graph-mxn.en.html>