



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DE ESCENARIOS
DEL SISTEMA ELÉCTRICO
MEXICANO

TESIS

Para obtener el título de
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

P R E S E N T A

JONATHAN EDUARDO HERNÁNDEZ PINEDA

DIRECTOR DE TESIS

DR. JOSE LUIS FERNÁNDEZ ZAYAS



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Ingres a 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Contenido

I.	Introducción	3
I.1.	Objetivos	3
II.	Antecedentes	5
III.	Tecnologías.....	9
III.1.	Central termoeléctrica convencional	9
III.2.	Central turbogas.....	10
III.3.	Central de ciclo combinado.....	12
III.4.	Unidades de combustión interna.....	13
III.5.	Central carboeléctrica	16
III.6.	Central nucleoelectrica	17
III.7.	Central geotermoeléctrica	19
III.8.	Central hidroeléctrica.....	20
III.9.	Turbinas eólicas.....	22
III.10.	Central solar fotovoltaica	23
III.11.	Cogeneración eficiente.....	24
III.12.	Tecnologías utilizadas en el análisis	26
III.13.	Combustibles utilizados en los análisis	30
IV.	Escenarios.....	33
IV.1.	Características de los escenarios.....	34
IV.2.	Metodología para la definición y análisis de escenarios.....	34
IV.3.	Análisis de la planeación del sector - PRODESEN.....	36
IV.4.	Resultados del PRODESEN.....	37
V.	Escenarios alternativos propuestos	43
V.1.	Escenario Mezcla Limpia	43
V.2.	Escenario Gas Natural	43
V.3.	Escenario Reducción de Demanda	44
VI.	Capacidad	45
VI.1.	Proyección de la demanda	46
VI.2.	Retiro de unidades generadoras	46
VI.3.	Instalación de Centrales Eléctricas.....	47
VI.4.	Capacidad instalada de los escenarios	50
VII.	Generación	55

VII.1.	Proyección del consumo	55
VII.2.	Porcentaje de generación eléctrica con tecnologías limpias	56
VII.3.	Participación de los combustibles en la generación	58
VIII.	Emisiones	59
VIII.1.	Intensidad de carbono	60
IX.	Costos Nivelados de Generación (CNG)	63
IX.1.	Sensibilidad de los costos nivelados.....	67
X.	Costos.....	69
X.1.	Costos de inversión	69
X.2.	Costos de combustible	71
X.3.	Costos de generación	73
Conclusiones		75
Tabla de graficas.....		79
Tabla de cuadros.....		80
Bibliografía		81

I. Introducción

El documento que aquí se presenta tiene el propósito analizar la proyección del sector eléctrico que la SENER en el documento PRODESEN ha presentado, y establecer posibles rutas e implementar las acciones que permitan cumplir con las metas vinculantes de incorporación de energías limpias en el sector eléctrico para el período 2015-2030.

Una parte fundamental del proyecto se centra asimismo en conocer en detalle la realidad actual y proyectada del sector energético y eléctrico en México, sus desafíos y las oportunidades de inversión, en el contexto de las perspectivas actuales y de las metas de penetración de energías limpias. En este contexto se analizan, en particular, las oportunidades que se presentan en el país, así como las implicaciones ambientales de las trayectorias tendenciales de crecimiento y composición del sector, y evaluar mejores prácticas a nivel internacional.

I.1. Objetivos

1. Conocer en detalle la realidad actual y las proyecciones del sector eléctrico en México, sus desafíos y las oportunidades de inversión, referentes a la generación de energía eléctrica, en el contexto de las perspectivas actuales y de las metas actuales y potenciales de penetración de energías limpias, cogeneración eficiente y eficiencia energética.
2. Analizar las trayectorias existentes de planeación del sector eléctrico, proponer y analizar distintas trayectorias posibles para México y explorar alternativas en las cuales se puedan cumplir con las metas vinculantes de generación de electricidad, que sean económica, técnica y ambientalmente factibles para el período 2015-2030, considerando las metas intermedias para 2020 y 2024, tomando en cuenta las fortalezas competitivas del país, las barreras y riesgos que podrían dificultar alguna trayectoria propuesta, y el potencial aprovechable de energías limpias y su transmisión. Este análisis incluye, entre otros aspectos:
 - a. Consideraciones de reducción en la demanda eléctrica, su consumo y su repercusión en el mercado eléctrico.
 - b. Inclusión del potencial de la cogeneración eficiente.
 - c. Incorporación de generación nuclear.
 - d. Evaluación del rol del gas natural como combustible de transición y de las implicaciones de diversos escenarios en la demanda de combustibles fósiles.

- e. Análisis de sensibilidad en el costo de la electricidad al incluir costos por tonelada de carbono emitida, variaciones en los precios de los combustibles, y cambios en las tasas de descuento.
- f. Análisis de barreras de implementación y desarrollo de propuestas para eliminarlas o superarlas, definiendo una posible ruta de acción para este propósito. Se incluye asimismo el análisis de las principales barreras financieras para implementar proyectos de energía limpia, la identificación de posibles fuentes de financiamiento, y algunas propuestas para el acceso diferenciado mediante la aplicación de criterios técnicos, ambientales, económicos y energéticos.

II. Antecedentes

En la generación de electricidad, las energías renovables aportaron 21% del total a nivel global en 2012. De acuerdo a los escenarios de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2014), llegarán a contribuir con 31% en 2040. Ello representa inversiones cuantiosas en nueva capacidad de generación, considerando, además, entre otros factores, que para el período 2012-2040 habrá un incremento de casi 80% en la demanda global de electricidad, concentrado mayormente en países en desarrollo y economías emergentes.

En 2013, del total de la nueva capacidad neta de generación eléctrica que se instaló a nivel mundial, el 56% correspondió a renovables (REN21, 2014). Actualmente, cerca de 40% (13.2 Gt anuales en 2012) de las emisiones globales de CO₂ provienen de la generación de energía eléctrica.

El cambio climático ha sido reconocido como uno de los mayores retos que enfrentará el mundo en el futuro, y México no será la excepción, pero este grave problema puede representar al mismo tiempo una oportunidad para cambiar nuestro modelo de desarrollo hacia uno más sustentable, e incluso lograr beneficios sociales y económicos con ello.

En este sentido, México ha dado pasos importantes en el diseño de políticas para atender este fenómeno, estableciendo objetivos explícitos hacia un “crecimiento verde incluyente” (DOF, 2013b). Así, por ejemplo, en la Ley General de Cambio Climático (LGCC), promulgada en 2012, se fija una serie de metas concretas de mitigación, con plazos indicativos establecidos, alineadas a los objetivos arriba mencionados, entre las cuales destaca la reducción de 30% de las emisiones de GEI para 2020 con respecto a una línea base tendencial. Se establece asimismo que la política nacional de mitigación se instrumentará con base en un principio de gradualidad, promoviendo el fortalecimiento de capacidades nacionales para la mitigación de emisiones, priorizando los sectores (y medidas) de mayor potencial de reducción, hasta culminar con los que representan los costos más elevados.

La propia LGCC señala que la Secretaría de Energía (SENER), en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35% para el año 2024. Por otra parte, en la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento a la Transición Energética (LAERFTE), reformada en 2013, se establece la misma meta que en la LGCC para 2024 (aunque aquí se frasea como “máximo 65% de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica para el año 2024”), y adicionalmente las metas de 40% de generación no fósil para el 2035, y 50% para 2050 (DOF, 2013a).

Más recientemente, en la Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés) de México, publicada y sometida a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) el 27 de marzo de 2015, “México se compromete a reducir de manera no condicionada el 25% de sus emisiones de GEI y de

Contaminantes Climáticos de Vida Corta (bajo BAU) al año 2030. Este compromiso implica una reducción del 22% de GEI y una reducción del 51% de Carbono Negro. El compromiso de reducción de 25% expresado anteriormente, se podrá incrementar hasta en un 40% de manera condicionada, sujeto a la adopción de un acuerdo global que incluya un precio al carbono internacional, ajustes a aranceles por contenido de carbono, cooperación técnica, acceso a recursos financieros de bajo costo y a transferencia de tecnología, todo ello a una escala equivalente con el reto del cambio climático global. Bajo las mismas condiciones, las reducciones de GEI podrán incrementarse hasta en un 36% y las reducciones de Carbono Negro a un 70% al 2030”.

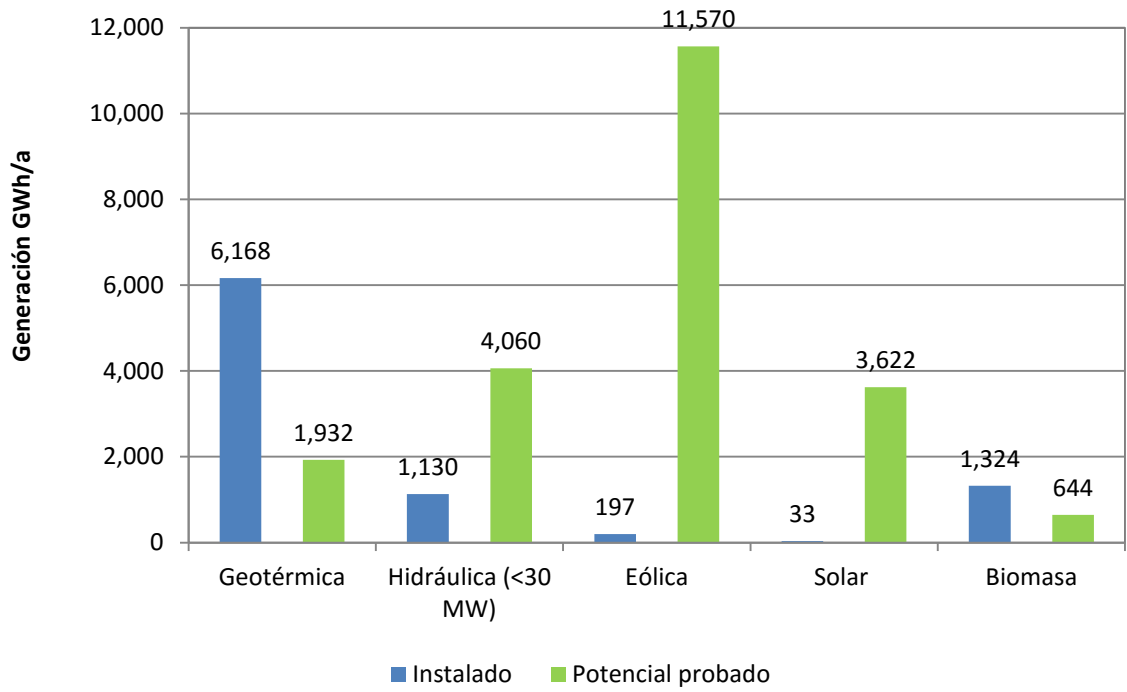
México cuenta con un alto potencial de aprovechamiento de energías renovables como son la hídrica, la eólica, la geotérmica, la solar e incluso, de la bioenergía proveniente de la biomasa y el biogás. Esto hace factible incrementar la participación de dichas energías en el portafolio de generación de electricidad, en la que actualmente participan con alrededor del 20 por ciento, proveniente principalmente de centrales hidroeléctricas, eoloeléctricas y la nucleoelectrica. El 80 por ciento restante es producido con combustibles fósiles, principalmente gas natural, carbón y combustóleo.

Con ello, se abre una importante ventana de oportunidad para la incorporación de tecnologías más limpias al parque de generación. En el caso específico de las renovables, los recursos naturales con que cuenta el país pueden ser aprovechados de manera estratégica y diferenciada para favorecer, a través de la electricidad, un mayor desarrollo económico y social, con menor impacto ambiental para el país, fortaleciendo la seguridad energética y reduciendo la importación de petrolíferos.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Energías Renovables (INER)¹, a junio de 2014 el país generó 45,340 GWh/a de electricidad con este tipo de energías, de las cuales el 80 por ciento proviene de las grandes hidroeléctricas (>30 MW). Según este inventario, México cuenta con recursos probados del orden de los 22,000 GWh/a, siendo la eólica el de mayor potencial con el 53 por ciento, seguido del mini hidráulico y el solar con 19 y 16 por ciento, respectivamente (Gráfica 1). Este potencial puede incrementarse, si se confirma el potencial identificado como probable o posible, mediante estudios técnicos y económicos que comprueben la factibilidad técnica y económica de la generación eléctrica.

¹ SENER. Inventario Nacional de Energías Renovables (INER). Disponible en: <http://iner.energia.gob.mx/publica/version2.6/>

Gráfica 1 Potencial instalado vs probado de energía renovables en México



Fuente: INER – SENER, 2014.

III. Tecnologías

Todos sistemas eléctricos requieren de una diversidad de tecnologías para que operen de manera confiable, flexible y segura y México no es la excepción. México al ser un país rico en recursos puede tomar ventaja de ellos, lo que se traduce en una diversificación del parque de generación ya que el país cuenta de varios recursos tales como el viento, sol, yacimientos geotérmicos, recursos hídricos, costas, combustibles fósiles entre otros. A continuación, se describen brevemente las distintas tecnologías.

III.1. Central termoeléctrica convencional

La Ilustración 1 muestra el diagrama de una central térmica convencional, donde el generador de vapor transforma el agua en vapor, este se expande en la turbina y su energía se transforma en un movimiento mecánico para impulsar el generador eléctrico. Posteriormente, el vapor abandona la turbina y se transforma en agua por medio de un condensador. Finalmente, se utiliza una bomba para aumentar la presión del fluido de trabajo y llevarlo otra vez al generador de vapor.

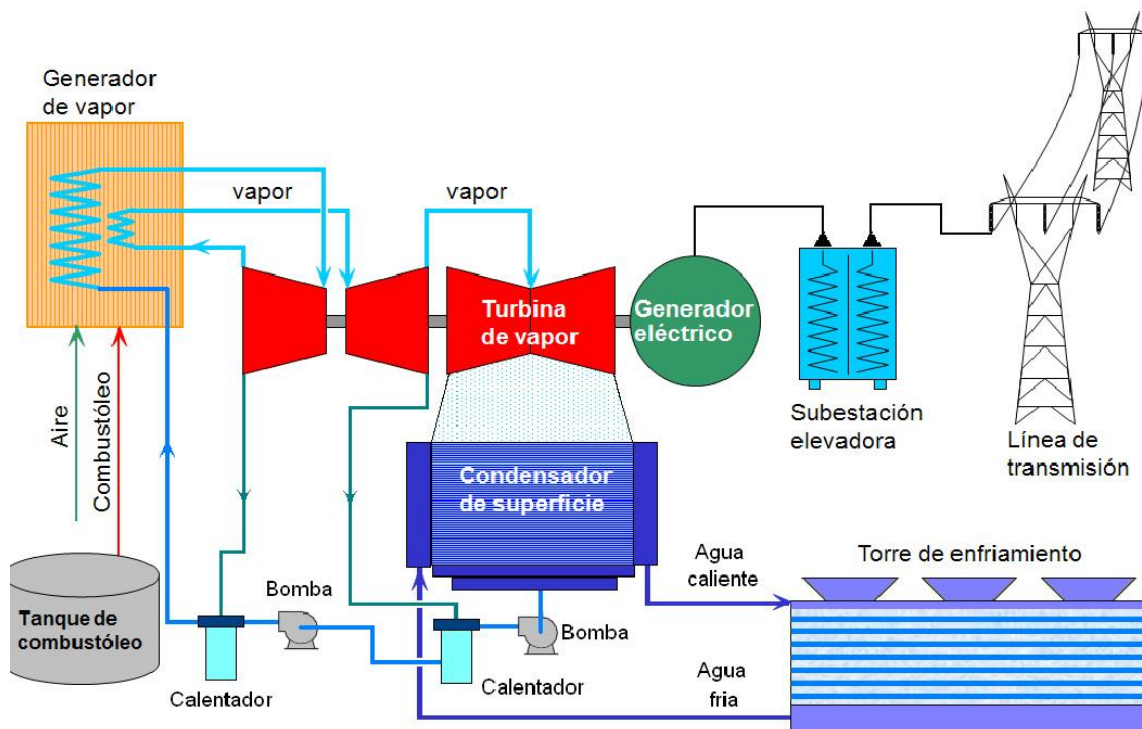
Este tipo de centrales tienen como base el ciclo Rankine ideal, el cual consta de cuatro procesos:

- 1-2 Suministro de calor a presión constante en el generador de vapor
- 2-3 Expansión adiabática en la turbina
- 3-4 Rechazo de calor a presión constante en el condensador
- 4-1 Compresión adiabática en la bomba.

El ciclo real de las centrales generadoras de energía es mucho más complejo, ya que se busca mejorar la eficiencia térmica; generalmente se utiliza vapor sobrecalentado, el cual puede alcanzar temperaturas entre 540 y 590 °C².

² Kam W. Li & Paul Priddy, *Power Plant System Design*, John Wiley & Sons, 1985, p.34

Ilustración 1 Central Termoeléctrica Convencional



Otra característica de estas centrales es que pueden quemar una gran variedad de combustibles. Sin embargo, en este documento se considera que consumen combustóleo y gas natural.

III.2. Central turbogas

Una turbina de gas es una máquina diseñada para transformar la energía de un combustible en potencia útil, ya sea como potencia mecánica en una flecha o como empuje a alta velocidad por medio de una tobera. Está compuesta de compresor, cámara de combustión y una turbina de expansión, como se muestra en la Ilustración 2.

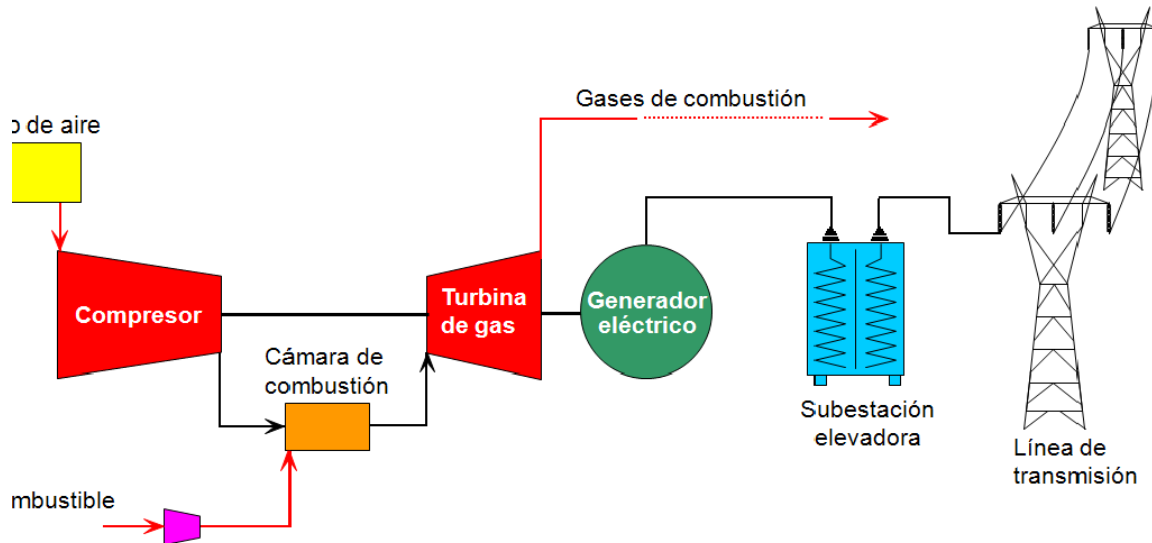
En una turbina de gas de ciclo abierto, el aire entra continuamente al compresor en condiciones atmosféricas. Después de la compresión, el aire entra a la cámara de combustión, donde una parte proporciona el oxígeno necesario para realizar la combustión, mientras la parte restante se utiliza para enfriar los gases para que puedan entrar a la turbina. Los gases realizan trabajo en la turbina para después ser expulsados a la atmósfera.

El trabajo desarrollado en la turbina debe ser suficiente para impulsar el compresor y obtener un trabajo útil en la flecha. Generalmente el compresor consume el 60% del trabajo total desarrollado en la turbina.

Algunas de las ventajas de la turbina de gas son:

- Tamaño y peso reducido en comparación con otras tecnologías
- Bajo costo de inversión.
- Tiempos cortos de arranque y alcance de plena carga
- No requieren agua de enfriamiento
- Tiempos de entrega e instalación de corto plazo

Ilustración 2 Central Turbogas



Las unidades turbogas tienen como desventajas un factor de planta bajo y no consumen combustibles sólidos.

El ciclo de potencia con el cual funcionan las turbinas de gas es el ciclo Joule Brayton, que, en forma ideal, consta de los siguientes procesos:

- 1-2 Compresión adiabática.
- 2-3 Suministro de calor a presión constante en la cámara de combustión
- 3-4 Expansión adiabática en la turbina
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante en la atmósfera

E

- Temperatura ambiente
- Humedad del aire
- Presión atmosférica

La temperatura ambiente afecta significativamente el comportamiento de una turbina de gas. Un aumento de la temperatura, reduce la densidad del aire que entra al compresor. Si

se considera una velocidad constante del mismo, esto se traduce en un decremento del flujo másico, reduciendo la potencia útil y la eficiencia térmica.

La humedad del aire no afecta el rendimiento térmico, ya que la masa de agua es constante a través de todos los componentes de la turbina de gas. Sin embargo, un aumento en la humedad del aire provoca un ligero aumento de la potencia útil.

La densidad del aire disminuye conforme se reduce la presión atmosférica. Por esta razón, las turbinas de gas proporcionan una menor potencia cuando se localizan en sitios por encima del nivel del mar. Sin embargo, los cambios en la presión atmosférica no afectan el rendimiento térmico.

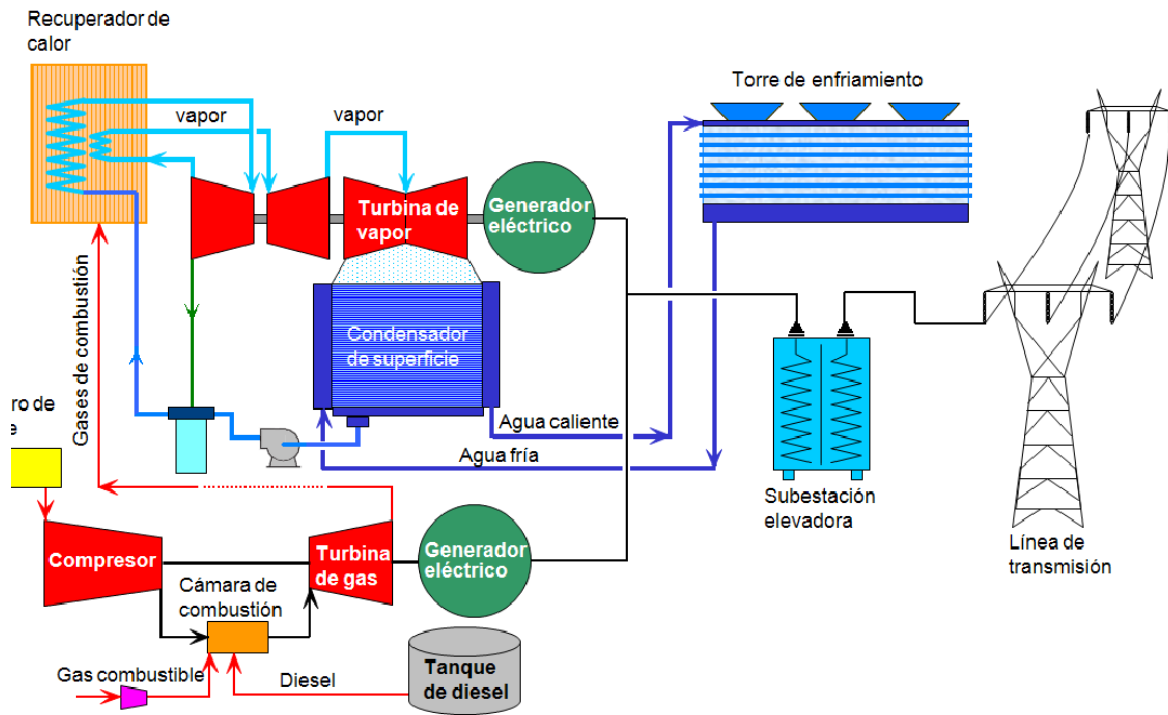
III.3. Central de ciclo combinado

En la Ilustración 3 se muestra el diagrama de un ciclo combinado, donde los gases de escape de la turbina de gas se utilizan en una caldera de recuperación para generar vapor e impulsar una turbina en un proceso similar al de las centrales térmicas convencionales.

Generalmente, la capacidad de la turbina de vapor es menor que la de la turbina de gas, el generador de vapor es muy sencillo y solo se tiene un deaerador y un calentador de agua de alimentación. Algunos ciclos combinados cuentan con combustión suplementaria para alcanzar la máxima potencia de la turbina de vapor o para continuar en operación cuando la turbina de gas está en mantenimiento.

Como los ciclos combinados utilizan turbinas de gas, la potencia de toda la central varía con los cambios en las condiciones atmosféricas. Sin embargo, estas variaciones son menores a las presentadas por una central formada únicamente por turbinas de gas.

Ilustración 3 Central de ciclo combinado



Algunas ventajas de los ciclos combinados son³:

- Alta eficiencia térmica
- Menores costos de inversión
- Son más sencillos y requieren menos espacio que una central térmica convencional de la misma capacidad.
- Pueden construirse en dos etapas: primero la turbina de gas y luego la de vapor

Tal vez la principal desventaja de un ciclo combinado es que no puede consumir combustibles sólidos, a menos que se utilice un equipo de gasificación, lo cual incrementa el costo de inversión y disminuye el rendimiento térmico de la central.

III.4. Unidades de combustión interna.

Los motores que ha instalado la CFE para la producción de energía eléctrica son principalmente de ignición por compresión o tipo Diesel.

Este tipo de motor fue desarrollado por Rudolph Diesel en 1897 y tiene como principio someter el aire a una compresión muy elevada, hasta alcanzar una temperatura tan alta, que el combustible se incendia espontáneamente sin la necesidad de la chispa de una bujía.

³ Pierre Pichot, *Compressor Application Engineering*, Gulf Publishing Company, 1986, p.133

El ciclo ideal para este tipo de motores es el ciclo diesel que consta de los siguientes procesos:

- 1-2 Compresión adiabática.
- 2-3 Suministro de calor a presión constante
- 3-4 Expansión adiabática
- 4-1 Rechazo de calor a volumen constante

Además, los motores Diesel pueden ser de cuatro o dos movimientos del pistón. El de cuatro movimientos se muestra en la Ilustración 4 y necesita de dos vueltas del cigüeñal para completar los procesos que transforman la energía del combustible en trabajo:

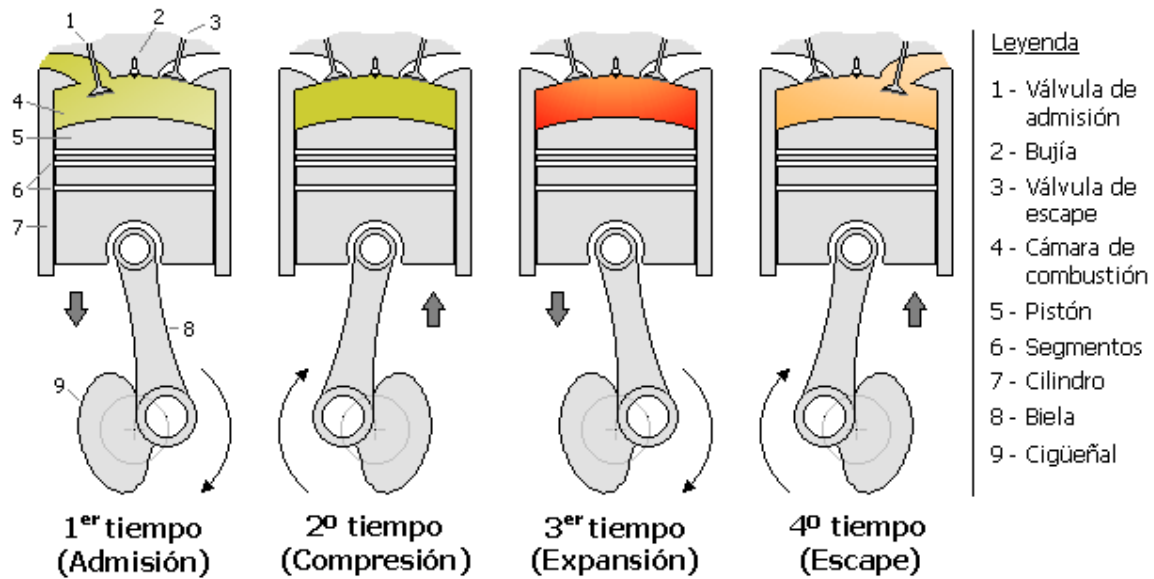
Admisión: durante este movimiento el pistón se mueve hacia abajo y el cigüeñal gira en sentido de las manecillas del reloj. La válvula de admisión permanece abierta y permite la entrada del aire al cilindro.

Compresión: Las válvulas permanecen cerradas y el aire se comprime cuando el pistón se mueve hacia arriba. El resultado de esta compresión es un aumento en la presión y la temperatura del aire.

Carrera de potencia: Antes de que el pistón alcance el punto muerto superior, el combustible se introduce a la cámara mediante un inyector. Como la temperatura del aire es muy alta, el combustible se quema al instante y provoca que el pistón se desplace hacia abajo haciendo girar el cigüeñal. Este es el único movimiento donde se obtiene trabajo

Escape: Conforme el pistón se acerca al punto muerto inferior, la válvula de escape se abre; posteriormente los gases salen del cilindro cuando el pistón se mueve hacia arriba

Ilustración 4 Motor diesel de cuatro tiempos



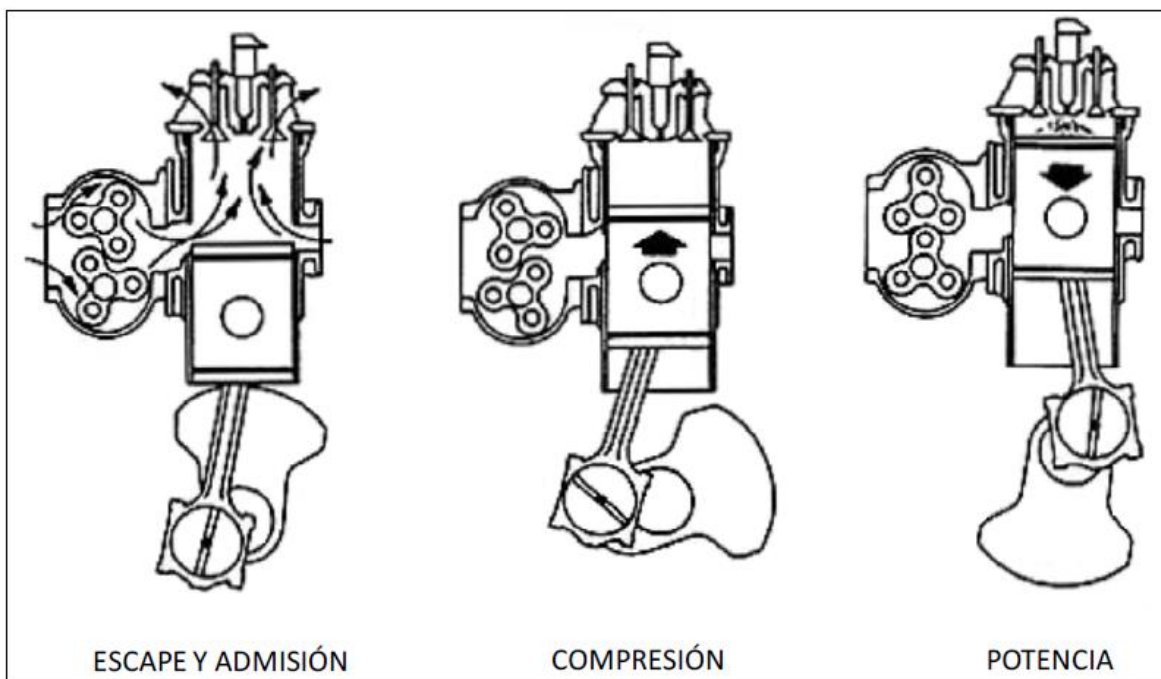
El motor de dos movimientos requiere solo de una vuelta del cigüeñal para completar todos los procesos:

Escape y admisión: Después de la combustión, la válvula de escape se abre y conforme el pistón se mueve hacia abajo, se descubren las lumbreras de admisión. Estas lumbreras permiten la entrada de aire que proviene de un turbocargador. El aire al tener una mayor presión ayuda a expulsar los gases de escape.

Compresión: Después de que el pistón alcanza el punto muerto inferior, inicia su carrera hacia arriba, cubriendo las lumbreras de admisión. Posteriormente, se cierran las válvulas de escape e inicia la compresión del aire. El resultado es un aumento de la presión y la temperatura del aire.

Carrera de potencia: Antes de que el pistón alcance el punto muerto superior, el combustible se introduce a la cámara de combustión mediante un inyector. Como la temperatura del aire es muy alta, el combustible se quema al instante y provoca que el pistón se desplace hacia abajo haciendo girar el cigüeñal.

Ilustración 5 Motor Diesel de dos tiempos



III.5. Central carboeléctrica

La concepción básica de estas centrales es muy similar a las termoeléctricas convencionales. El cambio principal radica en el generador de vapor, el cual es más complejo, de mayores dimensiones y con superficies más grandes para la transferencia de calor⁴.

Ilustración 6 muestra una central carboeléctrica donde se identifican los equipos para el manejo, pulverización y secado del carbón; los sistemas anticontaminantes como colectores de bolsas y equipos de desulfuración; y los componentes del ciclo Rankine como el generador de vapor, turbina, condensador, bombas y calentadores.

Centrales carboeléctricas supercríticas. Este tipo de centrales tienen capacidades mayores a 350 MW y las condiciones del vapor a la entrada de la turbina son mayores a las del punto crítico (221 bar y 374 °C). El generador de vapor es de un solo paso y no requiere domo de vapor, ya que el agua no realiza un cambio de fase a temperatura constante, sino que se da un cambio gradual en la densidad y la temperatura.

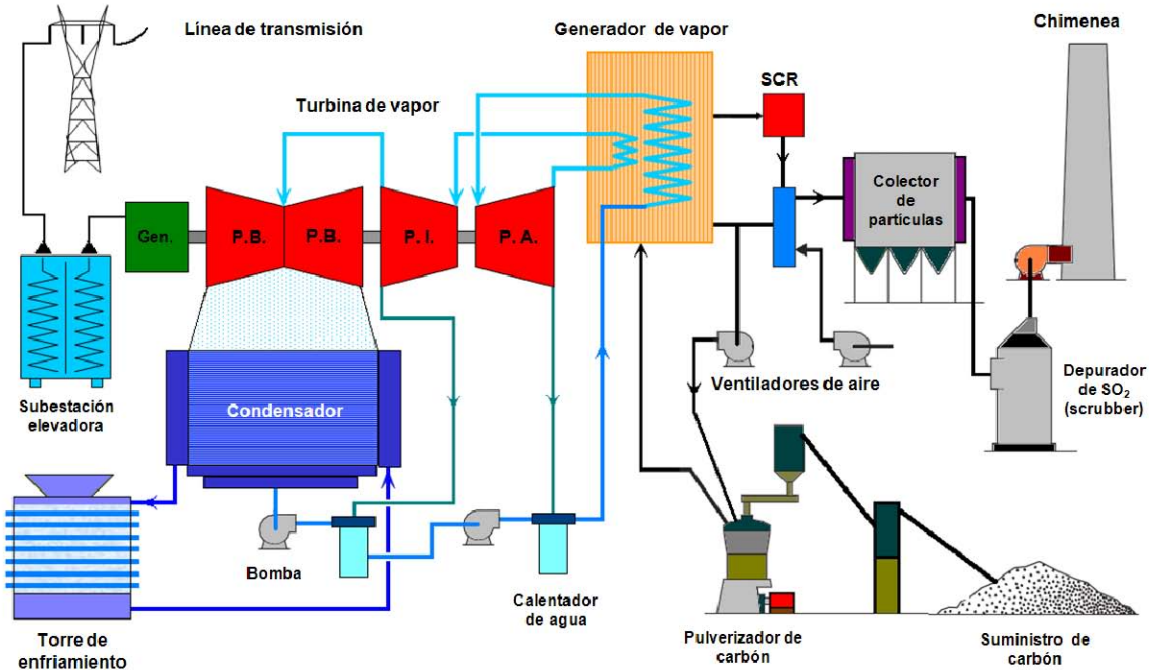
Una desventaja de esta tecnología es que la expansión puede alcanzar un alto grado de humedad en las últimas etapas de la turbina, por esta razón es necesario uno o dos recalentamientos⁵. En México, la unidad 7 de la central Plutarco Elías Calles en Petacalco

⁴ Bacock & Wilcox Company, *Steam, its generation and use*, edition 41, 2005, p. 1-6

⁵ M. M. El-Wakil, *Power plant Technology*, McGraw-Hill, 1984, p. 71

tiene una capacidad de 678 MW y utiliza vapor a 242 bar y 540 °C. El combustible primario que utiliza es carbón con un contenido de azufre del 1%.

Ilustración 6 Central carboeléctrica



III.6. Central nucleoelectrónica

Dentro de una central nuclear, la energía generada por la fisión de los átomos es utilizada para la generación de electricidad. Estas centrales tienen cuatro componentes fundamentales:

- El reactor
- El sistema de enfriamiento
- La unidad para generar electricidad
- El sistema de seguridad

La fisión se produce al chocar un neutrón contra un núcleo de uranio 235 o plutonio 236. La división de estos núcleos genera una gran cantidad de energía, partículas subatómicas y más neutrones, los que, al chocar con otros núcleos de uranio o plutonio, provocan una reacción en cadena.

Dentro de un reactor, se provoca una reacción controlada al bombardear las barras de combustible con neutrones, donde la diferencia de masa entre los productos iniciales y finales se transforma en energía. También se utiliza un moderador con el propósito de frenar los neutrones y que estos tengan mayores posibilidades de fisiónar otros núcleos de

combustible, aumentando la eficiencia del reactor. El moderador más común es el agua (o agua ligera), aunque se pueden utilizar otros materiales como el grafito o el agua pesada.

La energía generada por el reactor se aprovecha mediante un refrigerante, el cual puede ser agua, sodio líquido u otros. Este fluido absorbe el calor dentro del reactor y permite mediante un sistema secundario generar vapor de agua.

El vapor generado se utiliza para impulsar una turbina de vapor y obtener electricidad mediante un generador eléctrico.

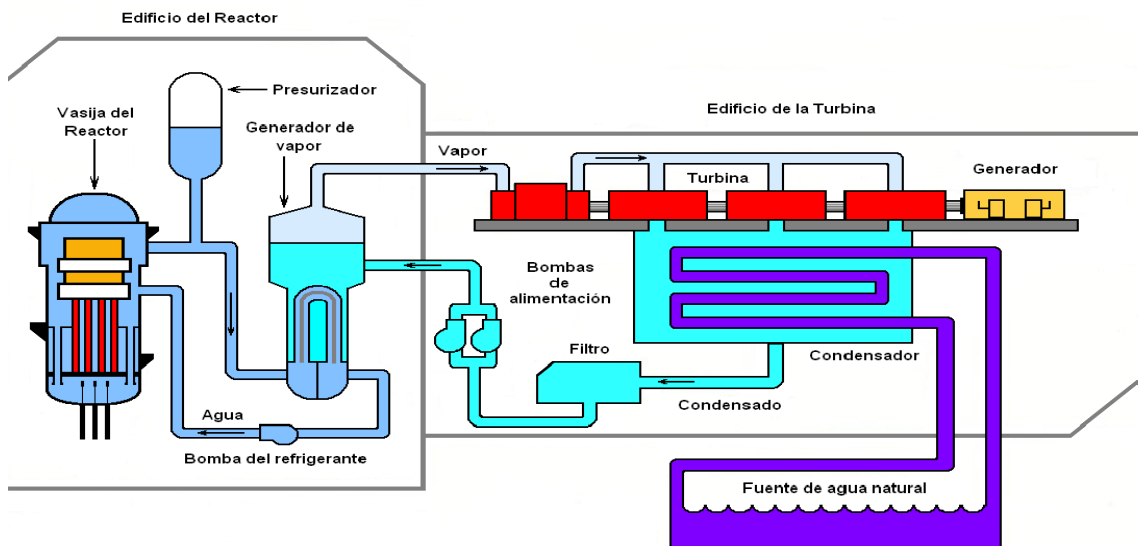
Para controlar la fisión nuclear dentro del reactor se utilizan las barras de control, las cuales esta hechas de acero la boro, hafnio y recubiertas de zirconio. Estas se introducen entre las barras de combustible y tienen la propiedad de absorber una gran cantidad de neutrones y eventualmente detener el reactor.

Uno de los problemas que enfrenta una central nuclear, es la pérdida del refrigerante, cuando esto se presenta, el reactor puede fundirse y liberar la radiación hacia el medio ambiente. Por esta razón, las tuberías son muy fuertes y se cuenta con equipos de respaldo para el sistema de enfriamiento.

Existen diferentes tipos de reactores, a continuación, se describen brevemente dos de ellos:

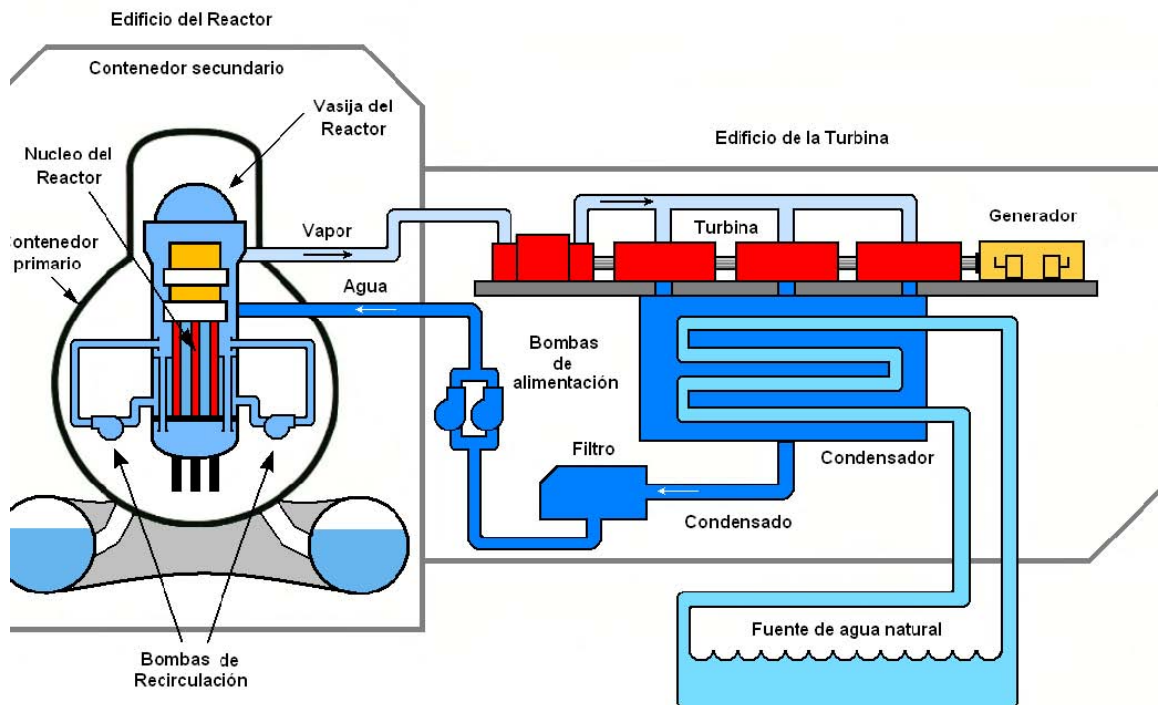
Reactor de agua presurizada (PWR y APWR): Es enfriado y moderado por agua natural. El combustible se encuentra dentro de una vasija llena de agua. La alta presión dentro del reactor impide que el agua hierva. El agua del interior de la vasija trasmite calor a otro circuito de agua natural, produciendo el vapor necesario para mover la turbina.

Ilustración 7 Central Nuclear (APWR)



Reactor de agua hirviendo (BWR y ABWR): También utiliza agua como moderador y enfriador. Sin embargo, la presión dentro de la vasija es menor que un PWR, por lo tanto, el agua hierve, produciendo directamente el vapor para mover la turbina. Su diseño es más sencillo y menos costoso. La central de Laguna Verde utiliza un reactor del tipo BWR.

Ilustración 8 Central Nuclear (ABWR)

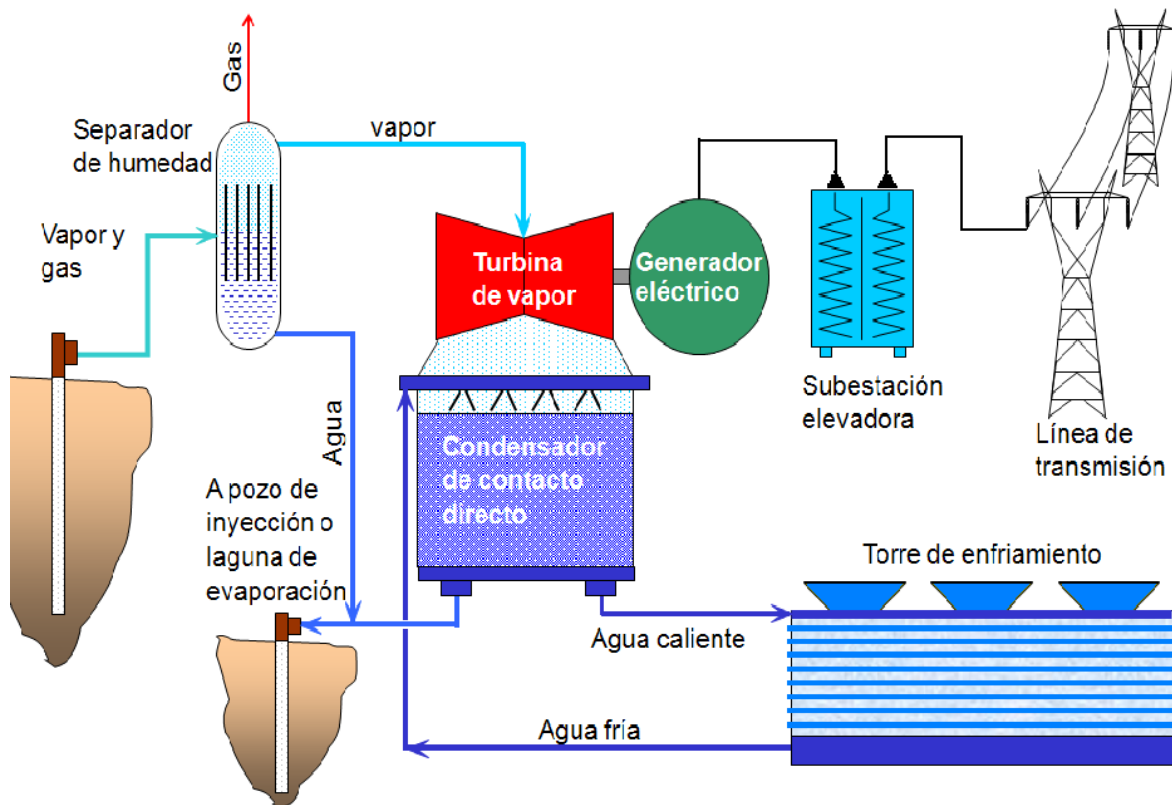


III.7. Central geotermoelectrica

Este tipo de planta opera con principios análogos a los de una termoeléctrica convencional, excepto en la producción de vapor, el cual se extrae del subsuelo. En la Ilustración 9, la mezcla agua vapor sustraída del pozo se envía a un separador de humedad; el vapor ya seco es conducido a la turbina, la cual transforma su energía cinética en mecánica y esta, a su vez, en electricidad.

Existen centrales en las cuales el vapor, una vez que ha trabajado en la turbina, es liberado directamente a la atmósfera, pero también existen centrales en donde el vapor se envía a un condensador de contacto directo, en el cual el vapor de escape de la turbina se mezcla con el agua de circulación. Parte de este volumen se envía a la torre de enfriamiento y el resto, junto con el proveniente del separador, se reinyecta al subsuelo o bien se envía a una laguna de evaporación.

Ilustración 9 Central Geotermoeléctrica



III.8. Central hidroeléctrica

En la Ilustración 10 se muestra una central hidroeléctrica, donde la energía potencial del agua se convierte en electricidad. Para lograrlo, el líquido es conducido hasta las turbinas donde la energía cinética se transfiere al generador y se convierte en energía eléctrica.

Algunas de las ventajas de las centrales hidroeléctricas son:

- Alta disponibilidad
- Bajos costos de operación
- No producen emisiones contaminantes
- Pueden entrar y salir de operación rápidamente y servir como reserva rodante
- Vida útil mayor a 50 años

Algunas de sus desventajas son:

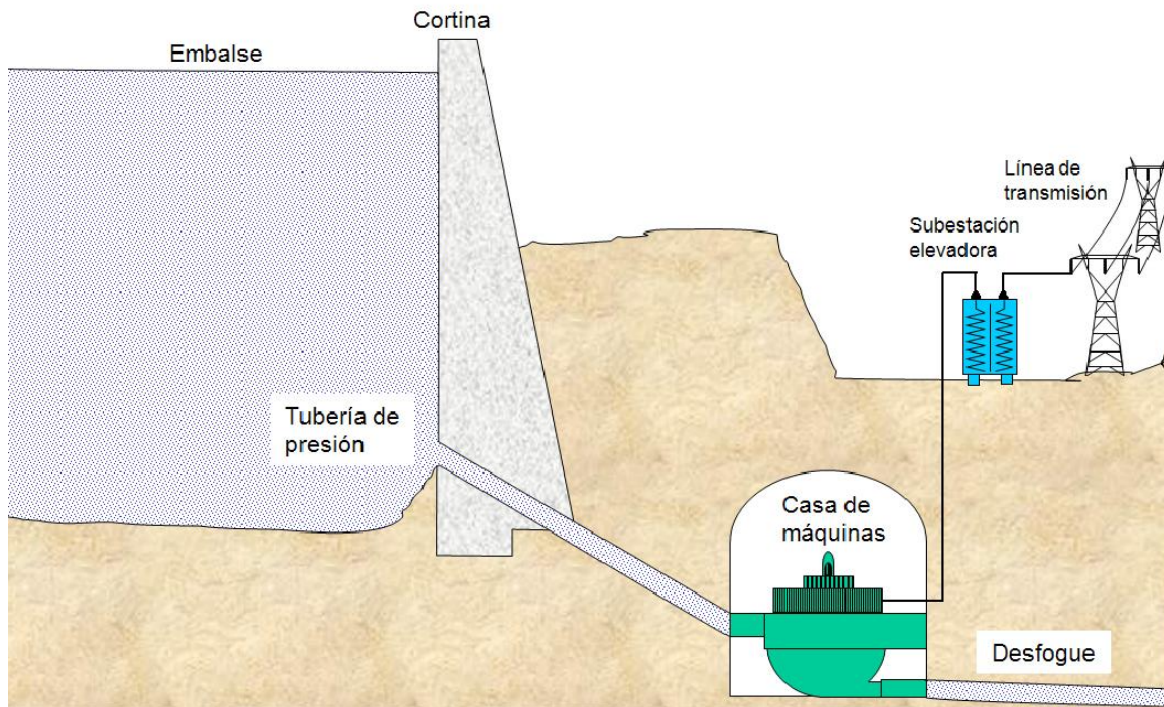
- Altos costos de inversión
- Largos periodos de construcción
- La disponibilidad del agua varía con las estaciones y los años.

- Generalmente se encuentran lejos de los centros de carga y requieren de
- extensas líneas de transmisión
- Perturban los ecosistemas y provocan el desplazamiento poblacional

Generalmente una central hidroeléctrica consta de los siguientes elementos:

- Área de captación
- Cortina y embalse
- Obra de toma
- Túneles para la conducción del agua
- Casa de máquinas
- Turbinas hidráulicas
- Galería de oscilación
- Vertederos
- Subestación elevadora

Ilustración 10 Central Hidroeléctrica

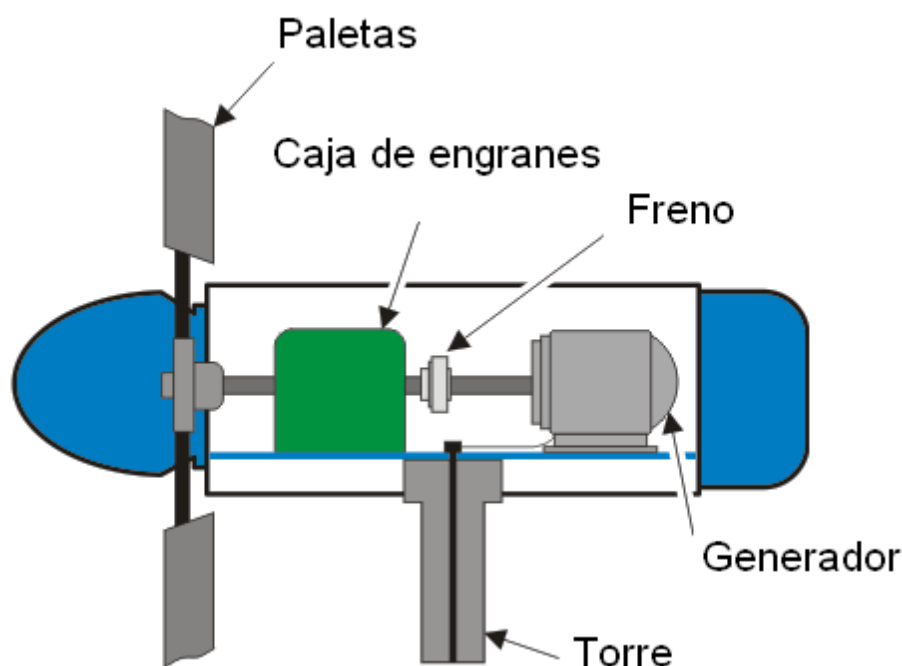


III.9. Turbinas eólicas

Los recursos eólicos se localizan preferentemente en los pasos montañosos, las costas de los océanos y los grandes lagos.

Una turbina eólica o aerogenerador es un dispositivo mecánico que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica al mover un eje, posteriormente la energía mecánica se convierte en energía eléctrica al impulsar un generador. Los principales componentes de una turbina eólica se muestran en la Ilustración 11.

Ilustración 11 Turbina eólica



Las grandes granjas eólicas se conectan a la red de transmisión a través de una subestación, mientras las plantas eólicas pequeñas se conectan directamente a la red de distribución.

La principal desventaja que enfrenta este tipo de centrales es la intermitencia del viento. Por lo tanto, su factor de planta oscila entre 20% y 43% dependiendo del fabricante y del cuidado que se haya tenido en la selección del sitio. Aunque este factor es bajo comparado con otras tecnologías, se trata de un recurso gratuito, renovable y no contaminante.

Dada la naturaleza intermitente de los vientos, las centrales eólicas deben integrarse a un sistema interconectado con otras tecnologías de generación y aportar energía cuando sople el viento. A pequeña escala, las turbinas eólicas pueden formar parte de sistemas híbridos independientes, o de generación distribuida con capacidad de respaldo.

III.10. Central solar fotovoltaica

Una forma de aprovechar la energía solar es a través de celdas solares o fotovoltaicas.

Estas son dispositivos de estado sólido como los transistores o microchips y están compuestas por una capa muy delgada de material semiconductor que transforma la energía luminosa en una corriente directa de 1- 8 A. y 0.6 V.

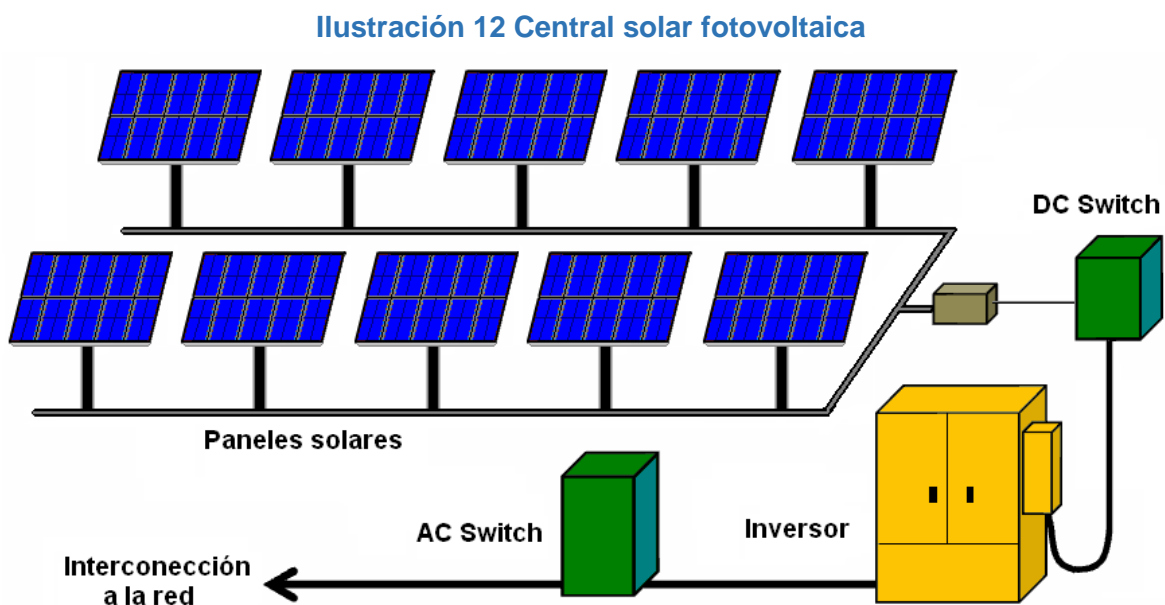
Las celdas se interconectan en grupos de 36 a 72 células para formar un módulo fotovoltaico que producen un voltaje de aproximadamente 20 a 40 volts. Cada módulo fotovoltaico cuenta con una caja de conexión ubicada en su parte posterior.

Al conjunto de módulos fotovoltaicos se le denomina panel o arreglo. Los módulos fotovoltaicos que conforman un arreglo se pueden conectar entre sí en serie, paralelo o de forma mixta, para obtener el voltaje o amperaje requerido por el sistema.

Las características eléctricas del panel dependen de la configuración realizada, es decir, del número de módulos conectados en serie y en paralelo.

La energía generada por los paneles se dirige a un inversor, el cual se encarga de transformar la corriente directa en corriente alterna. Además, cuenta con un sistema para controlar los paneles.

En la Ilustración 12 se muestra una central solar fotovoltaica, donde los paneles pueden ser fijos o móviles; los últimos cuentan con un sistema para seguir el Sol.



III.11. Cogeneración eficiente

De acuerdo con la *Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la cogeneración eficiente*⁶, ésta se define como la generación de energía eléctrica siempre que el proceso que la produce tenga una eficiencia superior a la mínima establecida por la CRE, la cual puede resultar de cualquiera de los siguientes casos:

- I. La generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;
- II. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o
- III. La generación directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

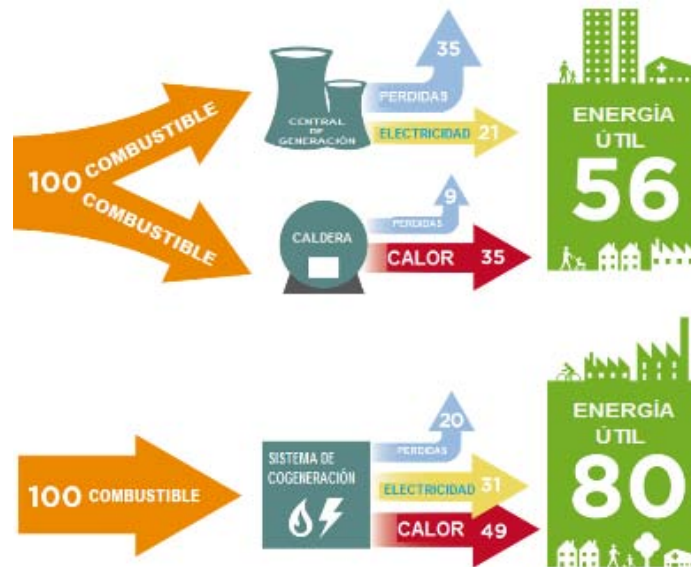
El principio fundamental de la cogeneración es la recuperación del calor residual producto de la combustión en una planta generadora de electricidad, el cual, de otra forma, hubiese sido liberado al medio ambiente, desperdiciando con ello una parte importante de la energía todavía disponible, la cual, en la mayoría de los casos, puede ser todavía utilizada para diversos usos finales.

La CRE determinó que para que la evaluación sea robusta, más allá de medir la eficiencia global, se debía comparar la eficiencia de un sistema de cogeneración contra la de un sistema convencional de generación de energía eléctrica que opera de manera eficiente; es decir, el criterio mínimo de eficiencia establecido por la CRE se calcula como la energía eléctrica adicional que se genera en un sistema de cogeneración a partir de la misma cantidad de combustible que se utilizaría en un sistema convencional eficiente.

En la Ilustración 13 se muestra el proceso de cogeneración, que permite producir en un mismo sistema energía útil de forma más eficiente que si se utilizaran dos sistemas separados para producir calor y electricidad.

⁶ Comisión Reguladora de Energía. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de febrero de 2011. Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/documento/2299.pdf>

Ilustración 13 Sistema de cogeneración eficiente



Fuente: The Association for Decentralized Energy⁷

Entre los beneficios de la cogeneración destacan los siguientes:

- Los sistemas de cogeneración se pueden implementar en diversas escalas.
- Se instalan cerca de donde se requiere la energía.
- El calor puede ser utilizado en variedad de procesos.
- Se reducen los costos debidos al consumo eléctrico y de combustibles.
- Contribuyen a la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.
- Reduce las emisiones de CO₂e asociadas a la quema de combustibles fósiles.

⁷ The Association for Decentralised Energy. Disponible en: http://www.theade.co.uk/what-is-combined-heat-and-power_15.html

III.12. Tecnologías utilizadas en el análisis

A continuación, se enlistan las tecnologías utilizadas en el análisis y la justificación para su inclusión en estos.

- **Ciclo Combinado Clase F, 2Fx1:** A pesar de que en la actualidad existen diversas clases de ciclos combinados que van desde la clase A hasta la H, para las centrales existentes se decidió utilizar la F debido a que es la clase predominante.
- **Ciclo Combinado. Clase G, 2Gx1:** Se considera que la instalación de estas centrales será a partir del año 2015 y hasta el 2020 ya que sus costos serán menores y su eficiencia es mayor que la centrales clase F.
- **Ciclo Combinado Clase H, 2Hx1:** Se considera que la instalación de estas centrales será a partir del 2021 momento en el que se espera que su costo sea menor además de que su eficiencia es mayor que la centrales clase G.
- **Turbogas Gas Industrial:** Se considera esta tecnología ya que existe en la actualidad.
- **Turbogas Aeroderivada:** Se considera esta tecnología ya que existe en la actualidad.
- **Termoeléctrica Convencional Combustóleo:** Esta tecnología existe en la actualidad, sin embargo, se está reduciendo considerablemente su uso y no se existen nuevas centrales programadas ya que se consideran poco eficientes y muy contaminantes.
- **Termoeléctrica Convencional Gas:** Esta tecnología existe en la actualidad, y según los programas de planeación seguirán en operación algunos años más, además se planea convertir centrales que consumen combustóleo para que consuman gas natural, con el argumento de que el gas es menos contaminante y su precio actual es reducido.
- **Carboeléctrica. Subcrítica [Carbón Importado]:** Este tipo de centrales existe en la actualidad y según los programas planeación seguirán en operación algunos años más, pero con una reducción en su producción de electricidad. La principal central consumidora del carbón importado es la de Petacalco (Plutarco Elías Calles), sin embargo, también es utilizado en menor proporción por la central de Carbón II.
- **Carboeléctrica Subcrítica [Carbón Nacional]:** Este tipo de centrales existe en la actualidad y según los programas planeación seguirán en operación algunos años más, pero con una reducción en su producción de electricidad. Las centrales consumidoras del carbón nacional son Carbón II y Río Escondido (José López Portillo), las cuales están ubicadas en el estado de Coahuila que es donde se encuentran los principales yacimientos de carbón del país.
- **Carboeléctrica Supercrítica [Carbón Importado]:** Solo existe una central de este tipo y según los programas planeación seguirá en operación algunos años más, pero con una reducción en su producción de electricidad. Esta central es más eficiente que las centrales carboeléctricas subcríticas y al utilizar carbón importado produce

menos contaminantes. Está ubicada en Guerrero y es la unidad 7 de la central Petacalco (Plutarco Elías Calles)

- **Carboeléctrica Ultracrítica [Carbón Importado]:** No se incluyó en los escenarios sin embargo se muestra un análisis de costos para esta central ya que, si en algún momento se decidiera instalar una central carboeléctrica, esta deberá de ser de una eficiencia mayor que la subcrítica y supercrítica.
- **Lecho Fluidizado [Coque de Petróleo]:** Existe centrales de lecho fluidizado en sector privado y CFE planea en el año 2017 convertir la central de Altamira en una de lecho fluidizado.
- **Combustión Interna [Combustóleo]:** Se considera esta tecnología ya que existe en la actualidad.
- **Combustión Interna [Diesel]:** Se considera esta tecnología ya que existe en la actualidad.
- **Ciclo Combinado Clase H + CCS:** Esta tecnología se contempla en un futuro cuando sus costos sean menores y debido a que almacena el CO₂ se considera como una tecnología limpia, no es intermitente como las renovables, motivos por el cual es una herramienta importante para cumplir con las metas de generación de energía limpia y de reducción de GEI.
- **Carboeléctrica Ultracríticas+ CCS [Carbón Importado]:** Esta tecnología se contempla en un futuro cuando sus costos sean menores y debido a que almacena el CO₂ se considera como una tecnología limpia, no es intermitente como las renovables, motivos por el cual es una herramienta importante para cumplir con las metas de generación de energía limpia y de reducción de GEI.
- **Carboeléctrica Ultracríticas+ CCS Carbón [Carbón Nacional]:** Esta tecnología se contempla en un futuro cuando sus costos sean menores y debido a que almacena el CO₂ se considera como una tecnología limpia, no es intermitente como las renovables, motivos por el cual es una herramienta importante para cumplir con las metas de generación de energía limpia y de reducción de GEI.
- **Hidroeléctrica:** Se considera esta tecnología ya que existe en la actualidad y segura su instalación, pero en menor medida, además de que es una energía limpia.
- **Mini Hidroeléctrica:** Se considera en los análisis ya que se estima un muy alto potencial para esta tecnología para ser utilizado principalmente como generación distribuida y al ser de hilo de agua no tiene los efectos ambientales que acompañan a las grandes hidroeléctricas.
- **Nucleoeléctrica Gen III +:** Se considera esta tecnología para las futuras centrales nucleares ya que son más seguras debido a su sistema de enfriamiento, sus elementos son pasivos, además de que contribuye al cumplimiento de las metas del país.

- **Nucleoeléctrica Gen III:** Se considera esta tecnología ya que existe en la actualidad. Central de laguna verde.
- **Geotermoeléctrica Alta Entalpia:** Existen varias tecnologías relacionadas con la generación eléctrica mediante la energía geotérmica como la de entalpia baja y roca seca estas no fueron tomadas en cuenta ya que no existen en México y se consideran de inversión alta y riesgosa, motivo por el cual solo se consideran las actuales y futuras geotermoeléctricas como de entalpia alta.
- **Eoloeléctrica Tierra Adentro (Oaxaca):** Esta tecnología se refiere a las centrales instaladas en Oaxaca ya que esta región cuenta con muy buenas velocidades de viento y la incidencia de este es mayor que en la gran mayoría del país lo que tiene como consecuencia un buen factor de planta y menores costos nivelados de generación que el resto del país.
- **Eoloeléctrica Tierra Adentro:** Esta tecnología se refiere a las centrales instaladas en cualquier parte del país con excepción de Oaxaca, ya que la velocidad del viento y la incidencia de este es menor que en Oaxaca, el factor de planta es menor lo que tiene como consecuencia mayores costos nivelados de generación en comparación con Oaxaca.
- **Solar Térmica:** Solo existe una central de 14 MW en la actualidad y no se considera la instalación de más centrales debido a sus altos costos.
- **Solar Fotovoltaica:** Se considera esta tecnología ya que existe en la actualidad, además de que hay un muy grande potencial en el país, sus costos se reducen a gran velocidad y es una energía de generación eléctrica limpia.
- **Biomasa (Bagazo de Caña):** Se considera esta tecnología ya que existe en la actualidad.
- **Cogeneración (Existente):** Se considera esta tecnología ya que existe en la actualidad.
- **Cogeneración Eficiente (Gas):** Se considera esta tecnología ya que de acuerdo a la definición de energía limpia de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) la energía eléctrica generada en las centrales cogeneratoras que se certifiquen como cogeneradores eficientes serán considerados como limpias, además estas centrales tendrán varios beneficios, se estima un alto potencial.

En el Cuadro 1 se muestran las características técnicas de las centrales arriba mencionadas, derivados de una investigación de diversos documentos como el COPAR 2013, Energy Technology Perspectives (ETP), entre otros, adecuando las características de estas para el caso de México.

Cuadro 1 Características técnicas de las tecnologías y del combustible utilizado

Tecnología	Factor de Planta %	Tipo de Combustible/Fuente	Eficiencia Neta (%)	Régimen Térmico Neto (MJ/MWh)	Unidad de Combustible (U)	Poder Calorífico Superior (MJ/U)	Consumo Unitario de Combustible (U/MWh)	Contenido de Carbón IPCC (ton C/T)	Contenido de Carbono (ton CO ₂ /T)	Factor de Emisión IPCC (ton CO ₂ /MWh)	Capacidad Bruta Típica (MW)	Vida Útil (Años)	Usos Propios (%)	Capacidad Neta Típica (MW)
Ciclo Comb. Clase F, 2Fx1	59.0%	Gas Natural USA	56.60%	6,360	1,000 m ³	38130.00	0.167	15.3	56.100	0.357	566.4	30	3	549.408
Ciclo Comb. Clase G, 2Gx1	60.7%	Gas Natural USA	58.60%	6,143	1,000 m ³	38130.00	0.161	15.3	56.100	0.345	788.1	30	3.2	762.8808
Ciclo Comb. Clase H, 2Hx1	63.6%	Gas Natural USA	60.00%	6,000	1,000 m ³	38130.00	0.157	15.3	56.100	0.337	813.6	30	3.5	785.124
Turbogas Gas Industrial	12.2%	Gas Natural USA	29.03%	12,401	1,000 m ³	38130.00	0.325	15.3	56.100	0.696	84.0	30	2.1	82.236
Turbogas Aeroderivada	32.5%	Gas Natural USA	37.38%	9,631	1,000 m ³	38130.00	0.253	20.2	74.067	0.713	43.7	30	1.6	43.0008
Termo. Convencional Combustóleo	26.5%	Combustóleo Doméstico	38.17%	9,431	Barril	6628.57	1.423	21.1	77.367	0.730	350.0	30	4.8	333.2
Termo. Convencional Gas	26.5%	Gas Natural USA	38.17%	9,431	1,000 m ³	38130.00	0.247	15.3	56.100	0.529	350.0	30	4.8	333.2
Carbo. Subcrítica Carbón Imp.	54.7%	Carbón Import. Petacalco	37.87%	9,506	Ton. Métrica	26515.00	0.359	26.2	96.067	0.913	350.0	40	5.2	331.8
Carbo. Subcrítica Carbón Nac.	62.9%	Carbón Doméstico	37.87%	9,506	Ton. Métrica	18624.92	0.510	48.4	177.467	1.687	350.0	40	5.2	331.8
Cabo. Supercrítica Carbón Imp.	82.5%	Carbón Importa. Petacalco	41.40%	8,696	Ton. Métrica	26515.00	0.328	26.2	96.067	0.835	700.0	40	4.2	670.6
Cabo Ultracrítica Carbón Imp.	80.0%	Carbón Import. Petacalco	46.00%	7,826	Ton. Métrica	26515.00	0.295	26.2	96.067	0.752	700.0	40	4.2	670.6
Lecho Fluidizado Coque de Petróleo	84.1%	Coque de Petróleo	38.30%	9,399	Ton. Métrica	33695.69	0.279	26.6	97.533	0.917	350.0	30	4.9	332.85
Combustión Interna Combustóleo	35.8%	Combustóleo Doméstico	42.55%	8,461	Barril	6628.57	1.276	21.1	77.367	0.655	44.0	25	3.9	42.284
Combustión Interna Diesel	17.6%	Diesel Doméstico	34.38%	10,471	Barril	6151.71	1.702	20.2	74.067	0.776	3.6	20	9.1	3.2724
Ciclo Combinado Clase H + CCS	70.0%	Gas Natural USA	50.60%	7,115	1,000 m ³	38130.00	0.187	15.3	56.100	0.040	492.0	30	13.8	424.104
Carbo. Ultracríticas+ CCS Carbón Imp.	70.0%	Carbón Import. Petacalco	36.00%	10,000	Ton. Métrica	26515.00	0.377	26.2	96.067	0.096	699.9	40	16.9	581.6169
Carbo. Ultracríticas+ CCS Carbón Nac.	70.0%	Carbón Doméstico	36.00%	10,000	Ton. Métrica	18624.92	0.537	53.69	196.863	0.197	699.9	40	16.9	581.6169
Hidroeléctrica	34.0%	Agua Hidroeléctrica	NA		m ³	NA	NA	NA			375.0	50	0.5	373.125
Mini Hidroeléctrica	74.1%	Agua Minihidroeléctrica	NA		m ³	NA	NA	NA			6.6	50	1.5	6.501
Nucleoeléctrica Gen III +	90.0%	Uranio	33.54%	10,733	Gramo	4018.50	2.671	NA			1,400.0	60	3.5	1351
Nucleoeléctrica Gen III	89.3%	Uranio	33.54%	10,733	Gramo	4018.50	2.671	NA			817.0	60	3.5	788.405
Geotermoeléctrica Alta Entalpia	85.0%	Vapor Geotérmico	17.62%	20,431	Ton. Métrica	2780.10	7.349	NA		0.236	27.0	30	7.3	25.029
Eoloeléctrica Tierra Adentro (Oaxaca)	39.4%	Viento	NA		NA	NA	NA	NA			3.0	25	0.1	2.997
Eoloeléctrica Tierra Adentro	30.1%	Viento	NA		NA	NA	NA	NA			3.0	25	0.1	2.997
Solar Térmica	37.0%	Sol	NA		NA	NA	NA	NA			20.0	30	0.1	19.98
Solar Fotovoltaica	19.8%	Sol	NA		NA	NA	NA	NA			60.0	25	0.1	59.94
Biomasa (Bagazo de Caña)	36.1%	Bagazo de Caña	33.46%	10,759	Ton. Métrica	2029.00	5.303	26.4	96.800	1.041	80.0	30	6.4	74.88
Cogeneración (Existente)	56.8%	Gas Natural USA	29.65%	12,142	1,000 m ³	38130.00	0.318	15.3	56.100	0.409	84.8	30	2.1	83.0192
Cogeneración Eficiente (Gas)	64.0%	Gas Natural USA	36.48%	9,868	1,000 m ³	38130.00	0.259	15.3	56.100	0.332	281.5	30	3	273.055

III.13. Combustibles utilizados en los análisis

El Sistema Eléctrico Nacional utiliza diversos combustibles para la generación de energía eléctrica, además de que México cuenta con grandes recursos energéticos en el análisis se utilizan los siguientes combustibles:

- **Gas natural nacional:** En los escenarios se identificaron las centrales que utilizan y utilizarán gas natural nacional según datos de la CFE. Se consideró un poder calorífico superior de 36.72 [MJ/m³] dato del COPAR 2013.
- **Gas natural importado:** En los escenarios se identificaron las centrales que utilizan y utilizarán gas natural importado según datos de la CFE. Se consideró un poder calorífico superior de 38.13 [MJ/m³] dato del COPAR 2013. El gas es importado de EUA.
- **Gas natural licuado:** En los escenarios se identificaron las centrales que utilizan y utilizarán gas natural licuado según datos de la CFE, sin embargo, este combustible será sustituido por gas natural debido a los altos costos de este combustible. Se consideró un poder calorífico superior de 38.13 [MJ/m³] dato del COPAR 2013
- **Carbón nacional:** Este combustible es utilizado por las centrales carboeléctricas de Carbón II y de Río Escondido (José López Portillo). Se consideró un poder calorífico superior de 18,623.92 [MJ/Ton métrica] dato del COPAR 2013
- **Carbón importado:** Este combustible es utilizado por las centrales carboeléctricas de Petacalco (Plutarco Elías Calles) y en menor medida Carbón II. Se consideró un poder calorífico superior de 26,282.41 [MJ/Ton métrica] dato del COPAR 2013
- **Combustóleo:** Las principales centrales consumidoras de este combustible son las termoeléctricas convencionales de CFE, la ventaja es su bajo costo y la desventaja son altas emisiones de GEI. Se consideró un poder calorífico superior de 6,628.57 [MJ/barril] dato del COPAR 2013. El combustóleo que se considera en el análisis es de origen nacional.
- **Coque de petróleo:** Este combustible es utilizado por dos centrales del sector privado y será utilizado en el año 2017 por la central de Altamira de CFE. Se consideró un poder calorífico superior de 4,153.54 [MJ/barril] dato del COPAR 2013.
- **Diesel:** Este combustible es utilizado principalmente por las centrales de combustión interna, sin embargo, la mayoría de las centrales cuenta con un generador diesel de emergencia por lo que lo consumen en menor medida. Se consideró un poder calorífico superior de 6,151.71 [MJ/barril] dato del COPAR 2013.
- **Uranio:** Este es el insumo que las centrales nucleares utilizan para la generación de energía eléctrica. Las ventajas son sus bajos costos y alto contenido energético sus desventajas son el manejo de residuos nucleares y rechazo por un buen sector de la sociedad. Se consideró un poder calorífico superior de 4,018.50 [MJ/gramo] dato del COPAR 2013.

- **Bagazo de caña:** Este combustible es utilizado principalmente en los ingenios azucareros, la ventaja es la utilización de un producto del proceso para la generación de energía eléctrica por lo cual es considerado como cogeneración. Se consideró un poder calorífico superior de 2,029 [MJ/tonelada] dato del obtenido de un ingenio azucarero del área del bajío.

También se consideraron las siguientes fuentes energéticas:

- **Vapor geotérmico:** Es utilizado por las centrales geotermoeléctricas extraído de los campos geotérmicos del país.
- **Agua turbinada hidroeléctrica:** Es el agua turbinada por centrales de 45 MW o menores.
- **Agua turbinada minihidroeléctrica:** Es el agua turbinada por centrales mayores a 45 MW. La diferencia con la anterior es el costo por m³ asignado por Comisión Nacional del Agua dependiendo del tamaño de la central.
- **Irradiación Solar:** El recurso que aprovechan las centrales solares fotovoltaicas, existe un gran recurso en el país
- **Viento:** El recurso que aprovechan las centrales eoloeléctricas, existe un gran recurso en el país principalmente en Oaxaca, Tamaulipas y Baja California Norte.

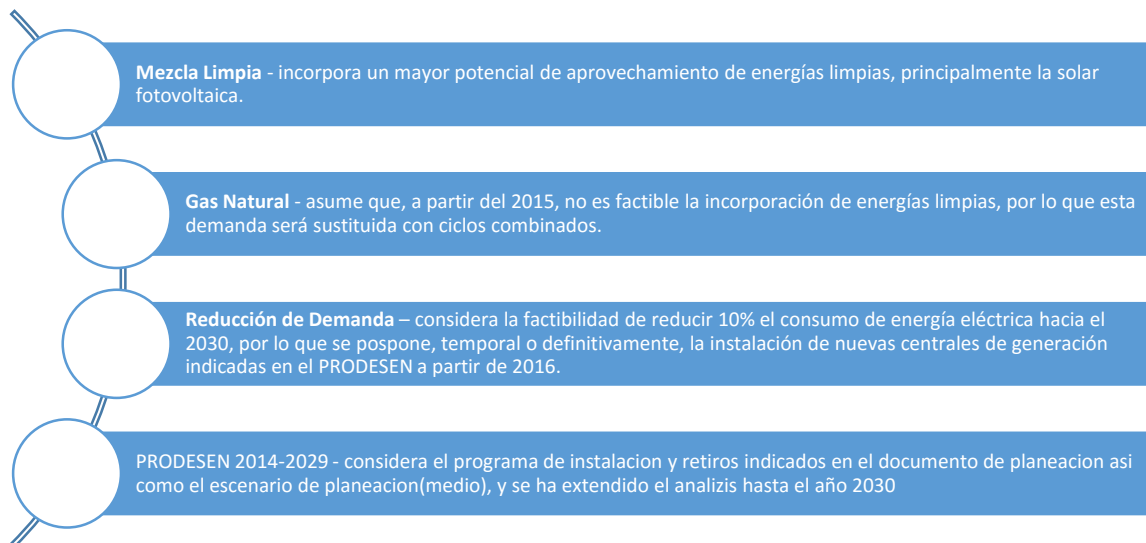
IV. Escenarios

México ha definido, como parte de su contribución nacional en el marco de las negociaciones de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, la reducción de 32% de sus emisiones de GEI en el sector eléctrico en el año 2030, para lo cual es fundamental la incorporación sustancial de fuentes de energía limpia al parque de generación eléctrica. En este sentido, como resultado de la Reforma Energética, la SENER definió de manera indicativa, a través del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2015-2029, publicado en junio de 2015, la capacidad de generación que el país requerirá tanto para satisfacer la demanda de energía eléctrica en dicho periodo, como para alcanzar las metas de generación a partir de fuentes limpias propuestas.

En este sentido, se tomó como referencia el Escenario de Planeación propuesto por SENER en el PRODESEN 2014-2029, tomando como referencia los factores de planta al cual las centrales operaron durante el año 2014 de acuerdo a la tecnología y haciendo la distinción si las centrales pertenecían al sector público o privado ya que el comportamiento es diferente y ajustándolo año con año según se requiriera. El parque de generación limpia que se consideró incluye energías renovables, centrales nucleoelectricas y plantas de autoabastecimiento y cogeneración.

Los escenarios que se desarrollaron se basan en tres premisas fundamentales: 1) que se satisfice la demanda máxima coincidente de energía eléctrica (MW) y el consumo de energía eléctrica (GWh) año tras año, para todo el período 2015-2030; 2) que es posible incrementar la participación de energías limpias en la generación de energía eléctrica, así como reducir la intensidad de carbono del sector para lograr las metas establecidas y, 3) que se pueden incorporar alternativas que permitan mantener la seguridad energética del país, sin afectar su productividad, y al menor costo posible.

Los escenarios evaluados son los siguientes:



IV.1. Características de los escenarios

Las características generales de cada escenario se muestran en el Cuadro 2.

Cuadro 2 Características de los escenarios

Mezcla Limpia	Gas Natural	Reducción de Demanda	PRODESEN
<i>Escenario de Planeación (Marco de Referencia)</i>	<i>Escenario de Planeación (Marco de Referencia)</i>	<i>Escenario Bajo de PRODESEN (Marco de Referencia)</i>	<i>Escenario de Planeación (Marco de Referencia)</i>
Energías Renovables factibles de ser instaladas en México. Se incluyen nucleares y CCS	No se instalan Energías Limpias. Se instalan Ciclos Combinados	Energías Renovables factibles de ser instaladas en México. Se pospone la entrada de algunas centrales	Energías Limpias de acuerdo al programa indicativo. (Se incluyen nucleares)
Factores de planta con ajustes para satisfacer el consumo	Factores de planta con ajustes para satisfacer el consumo	Factores de planta con ajustes para satisfacer el consumo	Factores de planta con ajustes para satisfacer el consumo

Los escenarios arriba descritos se han creado para poder comparar las diferentes trayectorias de generación eléctrica que puede tomar el país bajo los siguientes criterios. El escenario de Mezcla Limpia tiene como intención mostrar los resultados de incorporar energías limpias y sus implicaciones, por otra parte, el escenario de Gas Natural muestra un contraste suponiendo que no se hace ningún esfuerzo para incorporar energías limpias en el futuro y que la demanda y consumo será satisfecha con tecnologías que usan gas natural. El escenario PRODESEN analiza la proyección del sector eléctrico indicada en el documento PRODESEN 2014-2029 el cual cuenta con incorporación de energías limpias, por último, se analiza el escenario Reducción de Demanda en el que la demanda requerida es menor este sin tomar en cuenta los esfuerzos requeridos para que esto suceda.

IV.2. Metodología para la definición y análisis de escenarios

La integración de los tres escenarios evaluados tiene como punto de partida común asegurar satisfacer la demanda máxima coincidente y el consumo proyectado de electricidad que el país requerirá anualmente durante el periodo de análisis. Se consideran además los potenciales aprovechables de energías limpias, factibles de ser instaladas, tomando en cuenta el tiempo que requiere la construcción de cada planta, así como su posible ubicación. Este análisis también refleja lo más cercanamente posible la planeación del sector, por ejemplo, en cuanto a retiro, repotenciación e instalación de nuevas plantas.

Tanto para el análisis del PRODESEN, que es el que consideramos como el de planeación del sector, como para los tres escenarios propuestos, se consideran los siguientes factores:

- Capacidad y factores de planta para cada tecnología.
- Régimen térmico de las unidades de generación pertenecientes a CFE.
- Período de construcción de cada unidad de generación.
- Vida útil de la unidad de generación.
- Ubicación del sitio donde se instalarán las unidades de generación.
- Costos nivelados de inversión.
- Costos nivelados del combustible.
- Costos nivelados de operación y mantenimiento.
- Costos nivelados de generación.
- Experiencia operativa.
- Combustible utilizado y emisiones de CO_{2e} asociadas.
- Costos de las emisiones (dólares/tCO_{2e}).

Para el análisis de los escenarios, se consideraron asimismo los siguientes elementos:

- Pronóstico de consumo de combustibles.
- Información sobre capacidad efectiva, generación y consumo de combustibles de centrales de CFE y de centrales de Productores Independientes de Energía (PIE).
- Parámetros técnicos y económicos de las diversas tecnologías de generación, dichos parámetros fueron desarrollados con base en el COPAR 2013 y en diversas referencias internacionales, incluyendo algunas publicaciones de la Agencia Internacional de Energía (EIA, 2014 y 2015) y del DOE.
- Potencial probado en México de las distintas tecnologías incluidas en el estudio.

En cuanto a los supuestos, se asumieron los siguientes:

- Los ciclos combinados instalados hasta el 2014 son clase F; los que se instalarán entre 2015 y 2020 serán clase G, mientras que los que se instalen a partir de 2021 serán clase H.
- El costo de inversión para máquinas de combustión interna con capacidades de hasta 3.6 MW es de 2,598 dólares/kW, y para capacidades mayores es de 1,923 dólares/kW, en concordancia con el COPAR 2013.
- Toda la bioenergía consume bagazo de caña.
- Los aerogeneradores eólicos operan con un factor de planta de 40% en Oaxaca, y 30% en el resto del país.
- Las centrales hidroeléctricas se consideran minihidroeléctricas si tienen hasta un máximo de 30 MW de capacidad.
- Los lechos fluidizados queman coque de petróleo.
- Las unidades de turbogas se consideraron como industriales, con diversas capacidades y eficiencias. Las unidades aeroderivadas se identificaron específicamente en los análisis.

- Para el caso de las centrales convencionales de CFE se consideró su salida de operación, conversión a otra tecnología, reducción de producción y por lo tanto su consumo de combustible, cambios en la utilización del combustible (combustóleo a gas natural o a coque de petróleo. Lo anterior tomando como referente al PRODESEN e información proporcionada por CFE referente al programa de conversión de centrales convencionales de combustóleo a gas natural.
- Las centrales que son clasificadas como “tecnologías múltiples” en el PRODESEN, se consideran como termoeléctricas convencionales que queman combustóleo, excepto aquellas que cogeneran, las cuales se consideran como centrales de cogeneración.
- Todas las unidades que se retiran del servicio eléctrico son de CFE.
- Las emisiones de CO₂e de los ingenios se consideran como nulas, debido al fenómeno de bio-captura que implicaría una neutralidad en cuanto a estas emisiones.
- No se consideran las emisiones fugitivas asociadas al transporte de gas.
- La tasa de descuento aplicada para el análisis de costos es de 10%.
- Las emisiones de GEI son calculadas a partir de factores de emisiones por consumo de combustible. Para calcular dicho consumo se utilizó el régimen térmico con el que operaban las centrales térmicas existentes en 2014; para el caso de las centrales nuevas y de las existentes en 2014, de las cuales que no se conocía el régimen térmico, se asumió uno típico. Conociendo el régimen térmico, el poder calorífico del combustible en cuestión, y la generación con cada tecnología, fue posible calcular el consumo de combustible, el cual, al ser multiplicado por su factor específico de emisión, dio como resultado en el valor de las emisiones.

IV.3. Análisis de la planeación del sector - PRODESEN

Como punto de referencia para el planteamiento y análisis de escenarios, se tomó la planeación del sector contenida en el PRODESEN 2014-2029, considerando los factores de planta típicos contenidos en la Tabla de Parámetros Técnicos y Económicos del COPAR 2013 los cuales fueron ajustados de acuerdo a la necesidad de consumo. Por otra parte, en concordancia con este instrumento fundamental de planeación del sector eléctrico, se consideraron como datos las energías renovables, las centrales nucleoeléctricas, y el autoabastecimiento y cogeneración ahí planteados.

El PRODESEN fue analizado tomando en cuenta las siguientes premisas:

- Para estimar la generación y capacidad requerida, se tomó la proyección de demanda máxima bruta coincidente y consumo bruto del escenario de planeación indicado por el PRODESEN al 2029 (471,556 GWh), mismo que se extrapolaría al 2030 manteniendo la tasa de crecimiento y adicionando los consumos propios del parque de generación y las pérdidas del sistema, con los que se alcanzaría para ese año un total de 525,000 GWh.

- Para las centrales basadas en tecnologías renovables, se supuso que éstas operan con factores de planta típicos.
- Para las centrales convencionales, se ajustaron los factores de planta de cada tecnología, tomando como referencia el valor de 2014, y manteniendo la generación de tal forma que se satisfaga el consumo bruto de energía eléctrica a lo largo del periodo.

IV.4. Resultados del PRODESEN

Los resultados obtenidos en términos de capacidad, generación, emisiones e intensidad de carbono para el PRODESEN y las dos variantes propuestas, para el periodo 2014-2030, así como la participación de las diversas alternativas tecnológicas para cada una de estas trayectorias se resumen en el Cuadro 3 y el

Cuadro 4.

Cuadro 3 Capacidad instalada de los Análisis PRODESEN al 2030

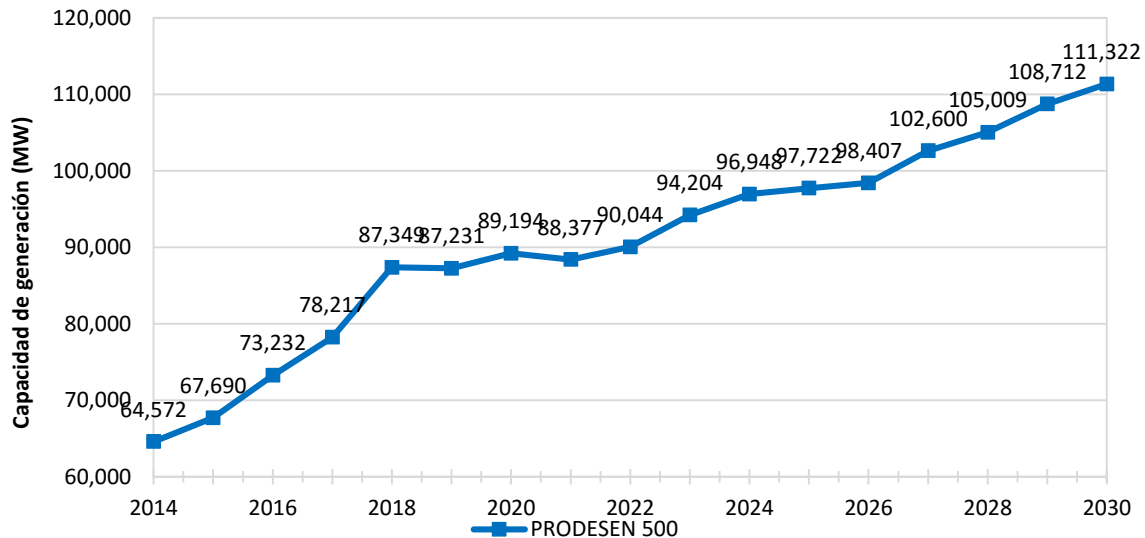
Tecnología	PRODESEN 500
Carboeléctrica	4,098
Ciclos Combinados	50,091
Cogeneración Existente	2,573
Combustión Interna	837
Lecho Fluidizado	580
Termoeléctrica	2,103
Turbogas	1,442
Subtotal fósiles	61,724
Biomasa	536
Cogeneración Eficiente	7,533
Eólicas	13,990
Geotermoeléctrica	2,322
Hidroeléctrica	16,931
Minihidroeléctrica	938
Nucleoeléctrica	5,470
Solar Fotovoltaica	1,879
Subtotal limpias	49,598
Total	111,322

Cuadro 4 Resultados técnicos del Análisis PRODESEN

Concepto	Año	PRODESEN 500
Capacidad (GW)	2018	87
	2024	97
	2030	111
Generación (TWh)	2018	341
	2024	421
	2030	525
Generación limpia (%)	2018	34
	2024	39
	2030	39
Emisiones (MtCO _{2e})	2018	140
	2024	160
	2030	170
Intensidad de carbono (tCO _{2e} /MWh)	2018	0.41
	2024	0.38
	2030	0.32

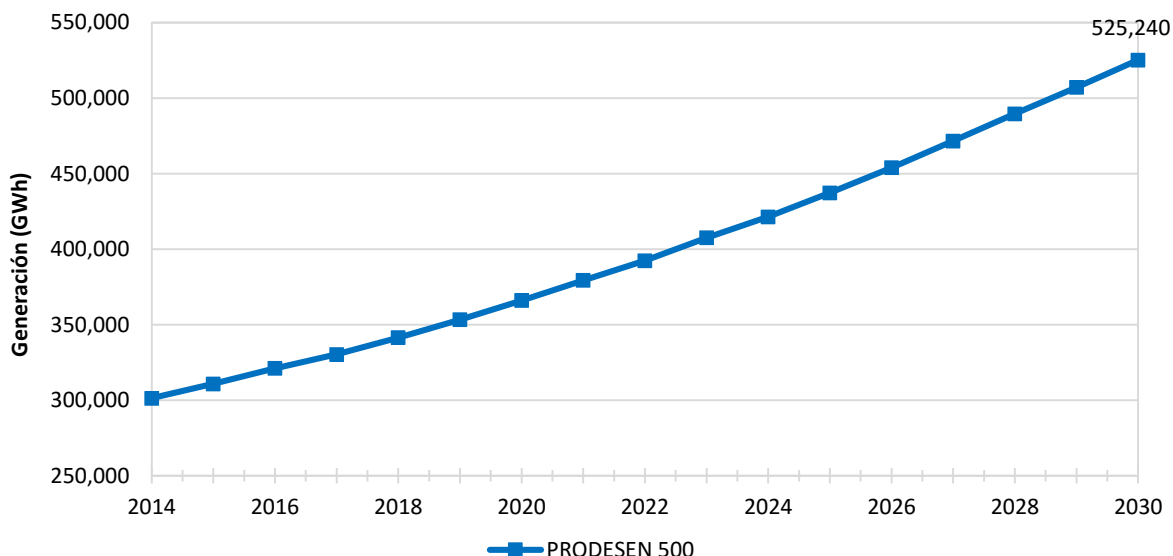
Para la trayectoria del PRODESEN se capturo y ordeno, caso por caso, los datos correspondientes a las centrales existentes y nuevas planteadas en el documento de planeación (PRODESEN), incluyendo de qué tecnología se trata, su capacidad y ubicación, considerando además los retiros y las adiciones de capacidad esperados para el período 2015-2030.

Gráfica 2 Capacidad de generación del PRODESEN 2014-2030

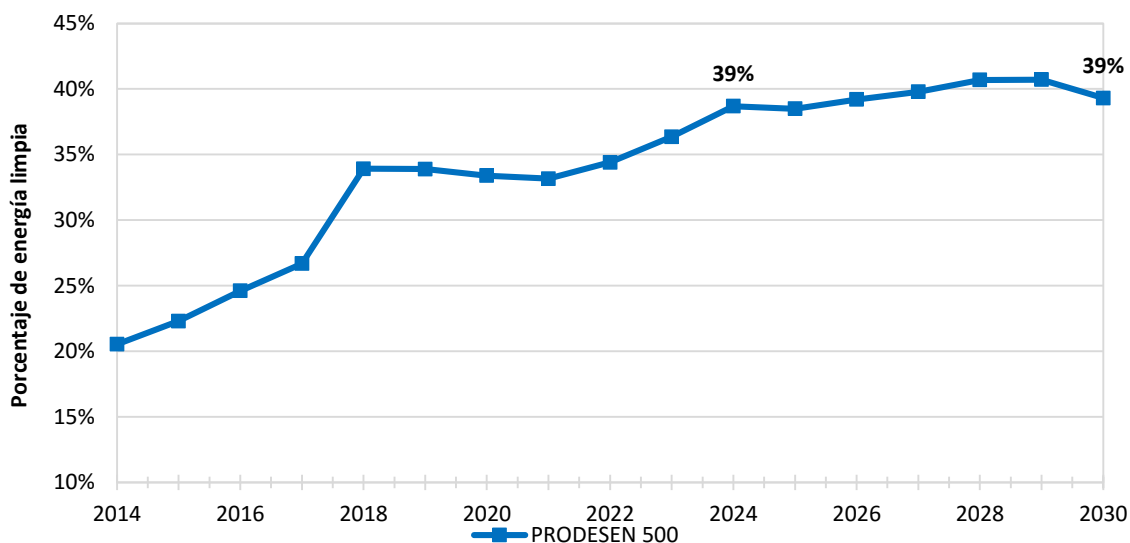


Al analizar el PRODESEN 2014-2029 se observa que se alcanzaría una participación de la generación limpia de 39% en 2024, y ese porcentaje se mantendría al 2030. (ver Gráfica 3 y Gráfica 4).

Gráfica 3 Generación eléctrica del PRODESEN 2014-2030

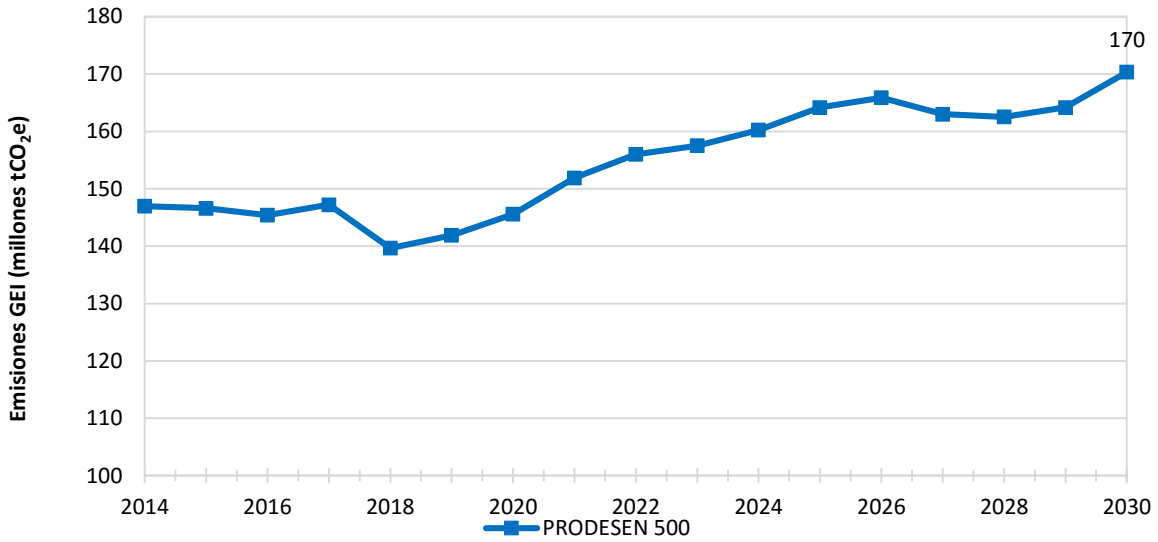


Gráfica 4 Participación de energía limpia en el PRODESEN (2024, 2030)



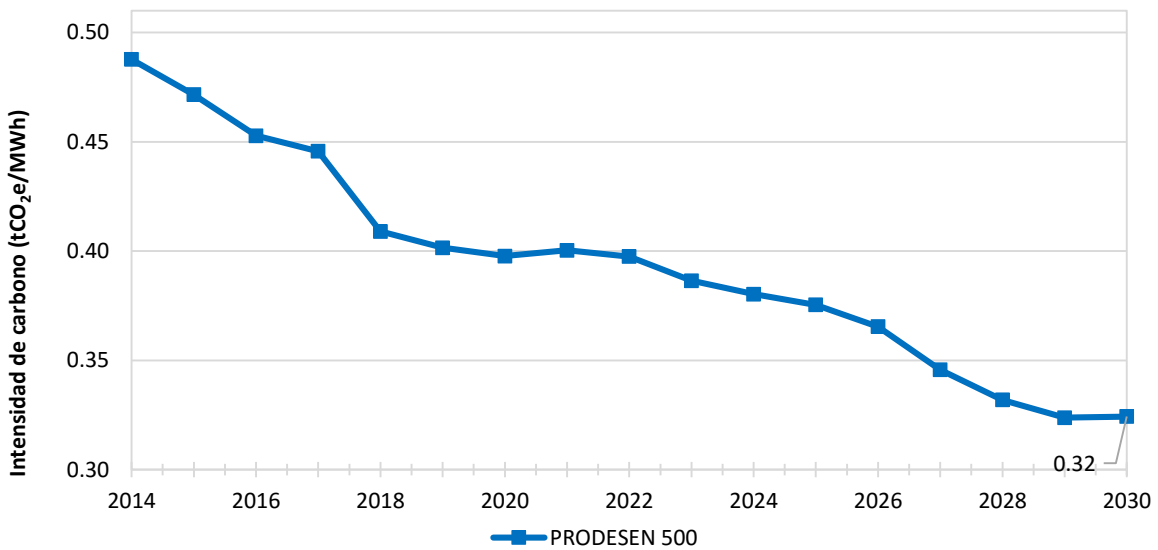
Con respecto a las emisiones de GEI, en 2030 el parque de generación indicado en el PRODESEN generaría emisiones 22% por arriba de las establecidas para el sector eléctrico como parte de la meta no condicionada planteada por México en su INDC, de 139 millones de toneladas de CO₂e. Cabe aclarar que las metas referidas no incluyen las emisiones asociadas al autoabastecimiento local (ver Gráfica 5).

Gráfica 5 Emisiones de GEI en el PRODESEN, periodo 2014-2030



Como se comentó líneas arriba, para el análisis PRODESEN no se logra alcanzar la meta no-condicionada de México al 2030. Sin embargo, es conveniente observar como las emisiones por cada unidad de generación disminuyen Gráfica 6.

Gráfica 6 Intensidad de carbono del PRODESEN al 2030



A continuación, se muestran los costos asociados a la generación de energía eléctrica del análisis PRODESEN del Cuadro 5

Cuadro 5 Resultados económicos del Análisis PRODESEN

Concepto	Año	PRODESEN
Inversión acumulada al 2030 (Miles de Millones dólares)	Limpias	72
	Convencional	26
	Total	98
Costo acumulado de combustibles (miles de millones dólares)	2030	210
Costos anuales de generación (miles de millones dólares)	2018	17
	2024	22
	2030	29
Costo acumulado de generación (miles de millones dólares)	2030	352

V. Escenarios alternativos propuestos

Una vez realizado el análisis del PRODESEN y sus variantes, con esa base se desarrollaron y analizaron los escenarios de generación propuestos es este proyecto.

Para el análisis de escenarios, se parte de las siguientes premisas comunes:

- La generación y capacidad de las centrales del sector eléctrico para el año 2014 es la señalada en el PRODESEN
- Para el periodo 2015-2030, las centrales limpias operan a su factor de planta típico, mientras que las centrales convencionales operan a un factor de planta ajustado para satisfacer el consumo requerido

Adicionalmente cada escenario cuenta con sus premisas específicas, mismas que se describen a continuación:

V.1. Escenario Mezcla Limpia

- Se modifica el PRODESEN para alcanzar el 35% de energías limpias al año 2024.
- Se mantiene un margen de reserva mínimo del orden de 11%.
- Se ajusta la entrada de operación de centrales convencionales y limpias según se requiera.
- Se incorporan centrales nucleoelectricas y centrales CCS.
- Se instalan todas las centrales de energía limpia indicadas en el PRODESEN.
- Se incorporan centrales solares FV adicionales a las indicadas en el PRODESEN.
- Para determinar la generación y capacidad requerida, se consideró la proyección de demanda máxima bruta coincidente y consumo bruto del escenario de planeación indicado por el PRODESEN.

V.2. Escenario Gas Natural

- Se considera la instalación de centrales limpias hasta el año 2015 de acuerdo al PRODESEN.
- Se considera que en el periodo 2016-2030 el consumo adicional requerido será satisfecho con ciclos combinados.
- No se incorporan centrales nucleoelectricas ni CCS.

- Para años posteriores al 2025, fue necesario incorporar ciclos combinados adicionales a los indicados en el PRODESEN para satisfacer la demanda.
- Para determinar la generación y capacidad requerida se tomó la proyección de demanda máxima bruta coincidente y consumo bruto del escenario de planeación indicado por el PRODESEN.

V.3. *Escenario Reducción de Demanda*

- Se instalan todas las centrales de energía limpia indicadas en el PRODESEN con excepción de las centrales nucleoelectricas.
- Se incorporan centrales solares fotovoltaicas adicionales a las indicadas en el PRODESEN.
- A partir del 2016 se pospone la incorporación de centrales convencionales y limpias para tratar de atenuar el exceso de capacidad y alcanzar una participación de energías limpias de 35% en la generación de electricidad al 2024.
- No se instalan centrales CCS.
- Para determinar la generación y capacidad requerida, se tomó la proyección de demanda máxima bruta coincidente y consumo bruto del escenario de planeación indicado por el PRODESEN.

VI. Capacidad

Un sistema eléctrico debe tener una cantidad suficiente de unidades generadoras disponibles para cubrir las variaciones de la demanda, desde la carga base hasta la carga pico. Las unidades más eficientes, diseñadas para operar por largos periodos de tiempo, funcionarán la mayor parte del año; otras solo actuarán como respaldo y su operación anual será muy reducida.

Para satisfacer las variaciones de la demanda, las centrales generadoras se clasifican en los siguientes grupos:

Cuadro 6 Clasificación de las centrales generadoras

Carga	Tipo de central
Pico	Turbina de gas Motor de combustión interna Hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo
Intermedia	Central de vapor de bajo rendimiento Ciclo combinado de bajo rendimiento Hidroeléctrica
Base	Central nucleares Central de vapor de alto rendimiento Ciclo combinado de alto rendimiento

Las unidades para carga pico pueden entrar y salir de operación varias veces al día. Algunas de estas unidades son móviles y por su facilidad en el arranque se utilizan en situaciones de respaldo o emergencia. Además, se caracterizan por un bajo costo de inversión, pero un alto costo de generación.

Las unidades de carga intermedia operan generalmente de lunes a viernes y salen de operación durante las noches o fines de semana. Su eficiencia es más alta que las unidades de pico, pero menor a las de base.

Las unidades de base operan a toda su capacidad la mayor parte del año; sus costos de inversión son altos, mientras los de generación son bajos. Por su complejidad, a este tipo de centrales les toma más tiempo responder a los cambios de la demanda.

De acuerdo con su situación geográfica, recursos naturales y características de la demanda, México requiere diferentes tipos de tecnologías para generar electricidad.

VI.1. Proyección de la demanda

Los escenarios que se desarrollaron tienen como prioridad satisfacer la demanda y consumo, en lo que concierne a la demanda esta debe de ser cubierta por la capacidad instalada (MW), por lo que se ha tomado en cuenta las proyecciones de demanda indicados en el PRODESEN (Ver Cuadro 7).

Cuadro 7 Proyección de demanda MW

Año	Alto	Incremento %	Planeación	Incremento %	Bajo	Incremento %
2014	39,000	-	39,000	-	39,000	-
2015	40,448	4	40,305	3	39,915	2
2016	42,439	5	41,757	4	40,954	3
2017	44,625	5	43,221	4	41,981	3
2018	46,962	5	44,823	4	43,117	3
2019	49,420	5	46,570	4	44,365	3
2020	51,969	5	48,523	4	45,782	3
2021	54,567	5	50,508	4	47,198	3
2022	57,351	5	52,528	4	48,613	3
2023	60,213	5	54,630	4	50,073	3
2024	63,245	5	56,815	4	51,575	3
2025	66,437	5	59,198	4	53,222	3
2026	69,843	5	61,740	4	54,975	3
2027	73,362	5	64,393	4	56,787	3
2028	77,087	5	67,096	4	58,603	3
2029	81,043	5	69,847	4	60,420	3
2030	85,176		72,711		62,293	

Para los escenarios Mezcla Limpia, Gas Natural y PRODESEN se utilizó el escenario de planeación de PRODESEN, mientras que para el escenario de Reducción de Demanda se utilizó el escenario Bajo.

VI.2. Retiro de unidades generadoras

El programa indicativo de retiro contiene las unidades menos eficientes (generalmente las de mayor antigüedad) que se sugiere dejen de funcionar una vez que las nuevas centrales eléctricas entren en operación comercial, para preservar la confiabilidad del SEN.

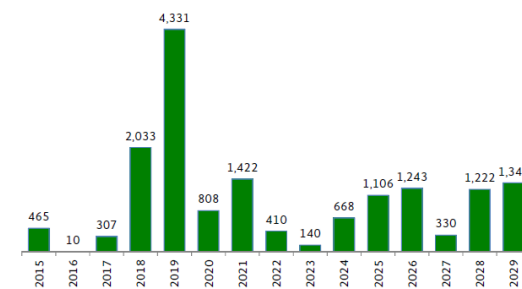
El retiro de las centrales eléctricas pretende contar con un Sistema Eléctrico Nacional económico, eficiente y seguro, por lo que está alineado con el cumplimiento de:

- Entrada en operación en la fecha programada de las centrales que sustituirán a las candidatas a retiro.
- Mantenimiento de un margen de reserva confiable.
- Reducción de fallas prolongadas en algunos equipos.
- Garantía del suministro de combustibles.
- El crecimiento pronosticado de la demanda

Es importante mencionar que para todos los escenarios se respetó el PROGRAMA INDICATIVO DE RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS 2015-2029 indicado por el PRODESEN en su TABLA 4.2.1. ya que se retiran las unidades viejas, ineficientes y que han concluido su vida útil.

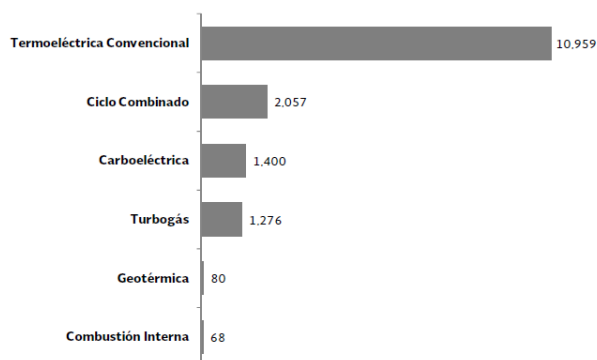
Derivado de lo anterior el PRODESEN indica que se retiraran 15,840 MW de capacidad para el periodo 2015-2029

GRÁFICO 4.2.1. RETIRO DE CAPACIDAD 2015-2029 (MW)



Fuente: Elaborado por SENER.

GRÁFICO 4.2.2. RETIRO DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2015-2029 (MW)



Fuente: Elaborado por SENER.

De esta forma, se sugiere el retiro de 127 unidades, ubicadas en 20 entidades del país 80 MW corresponden a capacidad de centrales geotérmicas, mientras que la capacidad restante a centrales convencionales, principalmente termoeléctricas convencionales que representan el 69% de la capacidad total a retirar en el periodo (ver Gráfico 4.2.2).

En el programa de retiro únicamente se consideraron las centrales pertenecientes a la CFE y sus empresas productivas subsidiarias integrantes de la industria eléctrica ya que a los centrales pertenecientes a privados no se les puede obligar a retirarla de operación.

VI.3. Instalación de Centrales Eléctricas

Para cada escenario la instalación de las centrales eléctricas se realizó sin descuidar la confiabilidad del SEN verificando se cumpliera con el requisito de margen de reserva mínimo requerido (13 %) y que al mismo tiempo este no fuera muy grande con el fin de no incurrir en costos adicionales. En el Cuadro 8 se muestra la clasificación de las centrales de acuerdo a su despachabilidad.

Cuadro 8 Despachabilidad

Tecnología	Depachabilidad
Ciclo Comb. Clase F, 2Fx1	Despachable
Ciclo Comb. Clase G, 2Gx1	Despachable
Ciclo Comb. Clase H, 2Hx1	Despachable
Turbogas Gas Industrial	Despachable
Turbogas Aeroderivada	Despachable
Termo. Convencional Combustóleo	Despachable
Termo. Convencional Gas	Despachable
Carbo. Subcrítica Carbón Imp.	Despachable
Carbo. Subcrítica Carbón Nac.	Despachable
Cabo. Supercrítica Carbón Imp.	Despachable
Cabo Ultracrítica Carbón Imp.	Despachable
Lecho Fluidizado Coque de Petróleo	Despachable
Combustión Interna Combustóleo	Despachable
Combustión Interna Diesel	Despachable
Ciclo Combinado Clase H + CCS	Despachable
Carbo. Ultracríticas+ CCS Carbón Imp.	Despachable
Carbo. Ultracríticas+ CCS Carbón Nac.	Despachable
Hidroeléctrica	No despachable
Mini Hidroeléctrica	No despachable
Nucleoeléctrica Gen III +	Despachable
Nucleoeléctrica Gen III	Despachable
Geotermoeléctrica Alta Entalpia	Despachable
Eoloeléctrica Tierra Adentro (Oaxaca)	No despachable
Eoloeléctrica Tierra Adentro	No despachable
Solar Térmica	No despachable
Solar Fotovoltaica	No despachable
Biomasa (Bagazo de Caña)	Despachable
Cogeneración (Existente)	Despachable
Cogeneración Eficiente (Gas)	Despachable

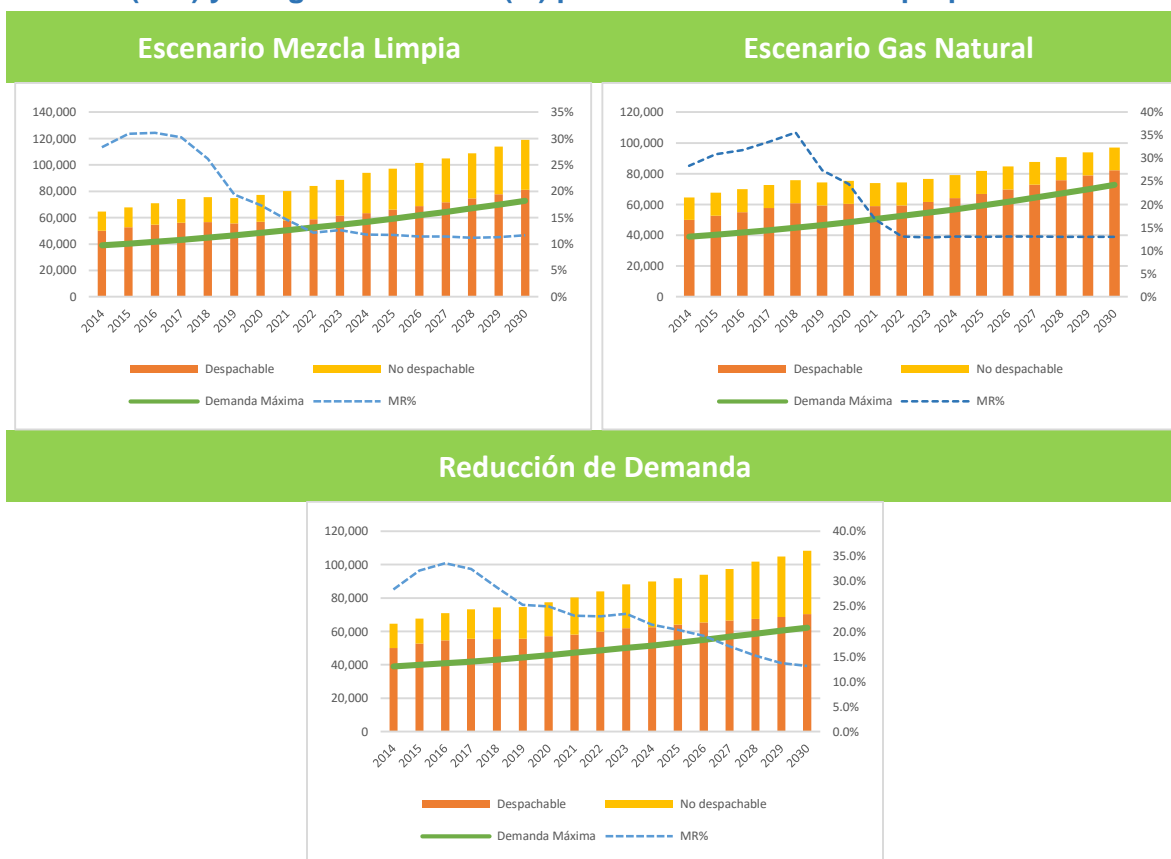
Para el análisis de los escenarios las centrales no despachables no fueron contempladas para el cálculo del margen de reserva ya que estas no otorgan una capacidad fija. Es importante mencionar que para el caso en donde se instala una gran cantidad de centrales no despachables se debe de invertir en tecnologías despachables, para mantener un margen de reserva confiable, considerando aquellas que pueden responder de una forma rápida y oportuna.

Como se puede observar en el Cuadro 8 una gran parte de las tecnologías de energía renovable son intermitentes y dado el caso en donde el SEN contara con una capacidad grande de estos se requeriría respaldarla con tecnologías despachables tales como ciclos combinados lo que incrementaría los costos nivelados de generación de las tecnologías

despachables ya que para mantener un buen margen de reserva tendrían que ser instaladas más centrales despachables y al mismo tiempo tendrían que operar con un factor de planta menor.

En el Gráfica 7 se observa la capacidad despachable, no despachable, demanda máxima y margen de reserva.

Gráfica 7 Capacidad despachable, no despachable, demanda máxima coincidente (MW) y margen de reserva (%) para los tres escenarios propuestos



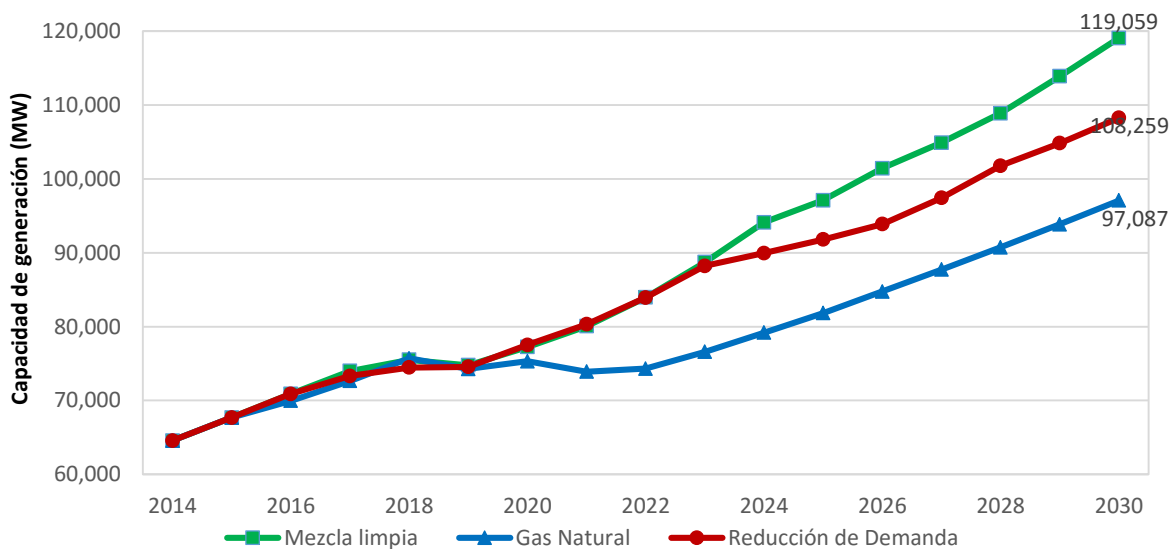
Como se puede ver en la Gráfica 7 en ningún escenario la demanda máxima es mayor que la capacidad despachable lo cual garantiza un suministro confiable del sistema. Sin embargo, también se puede observar que al principio del periodo existe un gran margen de reserva debido a que en el programa de planeación PRODESEN se instala una cantidad muy grande de centrales principalmente ciclos combinados lo cual tiene como consecuencia el encarecimiento del sistema, debido a los bajos factores de planta en pocas palabras se están instalando centrales que no se necesitan en lugar de aplazar su entrada en operación cuando el sistema lo requiera. Para el final del periodo se pospuso la entrada en operación de algunas centrales con el objeto de que las centrales ya instaladas opere con un mayor factor de planta y para los escenarios donde al final de periodo no se alcanzaba el margen de reserva requerido se tuvieron que añadir centrales despachables adicionales a la indicadas en el PRODESEN.

VI.4. Capacidad instalada de los escenarios

En la Gráfica 8 se puede notar lo siguiente:

- En términos de capacidad, los tres escenarios se comportan de manera similar hasta el 2019 debido a que los proyectos que se incorporan en el período 2015-2019 están ya en construcción, o bien en etapas avanzadas de permisos, licitaciones y otros trámites, por lo que se dan por hecho.
- A partir de 2019, el escenario de Mezcla Limpia requiere más capacidad debido a que diversas centrales con tecnologías limpias, en su mayoría intermitentes, operan con factores de planta más bajos que las tecnologías convencionales. El escenario de Gas Natural, en cambio, puede operar en el período 2018-2022 sin adición de capacidad, debido a que los ciclos combinados existentes pueden funcionar con factores de planta más altos. Por otra parte, el escenario de Reducción de Demanda requiere de menos Capacidad porque se necesitaría satisfacer un consumo y una demanda máxima coincidente menor que en los otros dos escenarios.
- En todos los escenarios evaluados se procuró mantener un margen de reserva cercano a 13%⁸, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Este margen está en el rango de los valores internacionalmente recomendados, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Gráfica 8 Capacidad de generación por escenario, 2014-2030 (MW)



⁸ PRODESEN 2015.

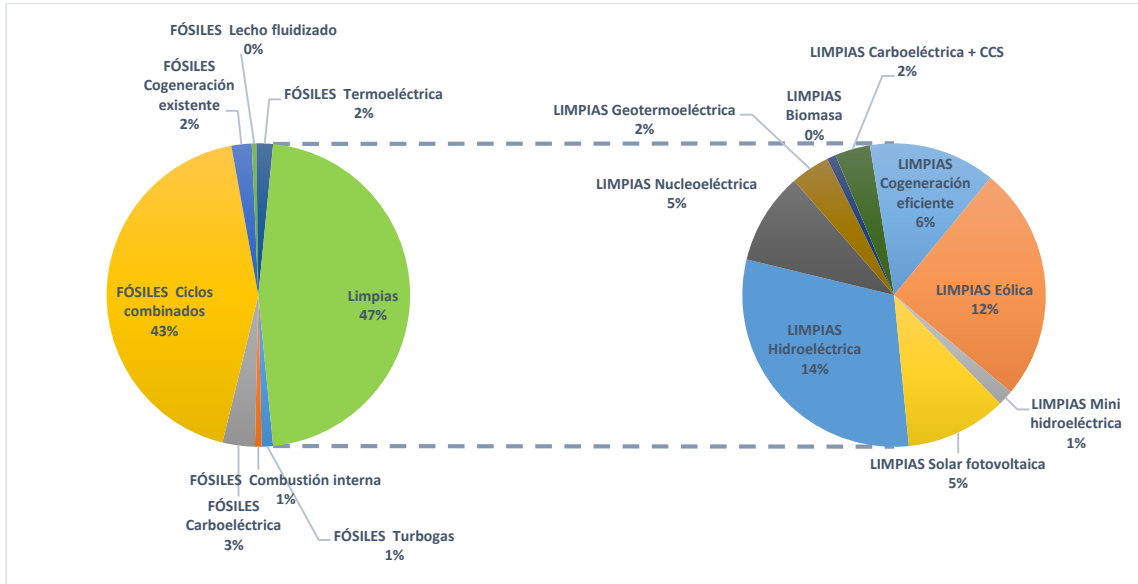
De la Gráfica 7 y Gráfica 8 comparándola con los resultados obtenidos del análisis PRODESEN podemos decir lo siguiente: Para el período 2015-2030, en el PRODESEN se contempla instalar 43,365 MW de capacidad despachable, mientras que en el escenario Mezcla Limpia se tiene programado instalar 46,981 MW, y 47,930 MW para el escenario de Gas Natural. Esta capacidad adicional se propuso, dado que los márgenes de reserva resultantes son, para el caso del PRODESEN, de 7% para el año 2030, mientras que para el caso de Mezcla Limpia de 11.7%, y para el escenario Gas Natural, como mínimo de 13%

La participación de las diversas alternativas de penetración tecnológica, para cada escenario, se resume en el Cuadro 9 de la misma manera se puede apreciar el resultado en porcentajes en la Gráfica 9, Gráfica 10 y Gráfica 11

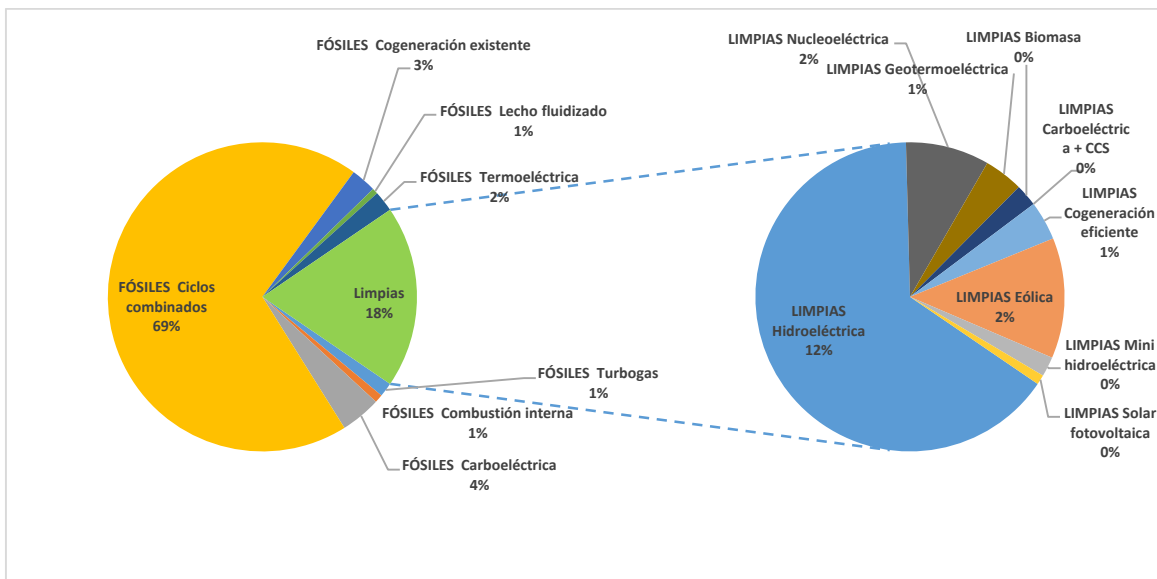
Cuadro 9 Capacidad instalada por tecnología al 2030 (MW) para los escenarios alternativos

Tecnología	Escenarios		
	Mezcla limpia	Gas natural	Reducción de demanda
<i>FÓSILES</i>			
Carboeléctrica	4,098	4,098	4,098
Ciclos combinados	51,607	66,955	46,757
Cogeneración existente	2,573	2,573	2,573
Combustión interna	837	837	837
Lecho fluidizado	580	580	580
Termoeléctrica	2,103	2,103	2,103
Turbogas	1,442	1,442	1,442
Subtotal fósiles (MW)	63,240	78,588	58,390
<i>LIMPIAS</i>			
Biomasa	536	428	536
Cogeneración eficiente	7,533	756	7,533
Eólica	13,990	2,331	13,990
Geotermoeléctrica	2,322	757	2,322
Hidroeléctrica	16,931	12,035	16,931
Mini hidroeléctrica	938	384	938
Nucleoeléctrica	5,470	1,620	1,620
Solar fotovoltaica	6,000	188	6,000
Carboeléctrica + CCS	2,100	0	0
Subtotal limpias (MW)	55,819	18,498	49,869
TOTAL POR ESCENARIO	119,059	97,087	108,259

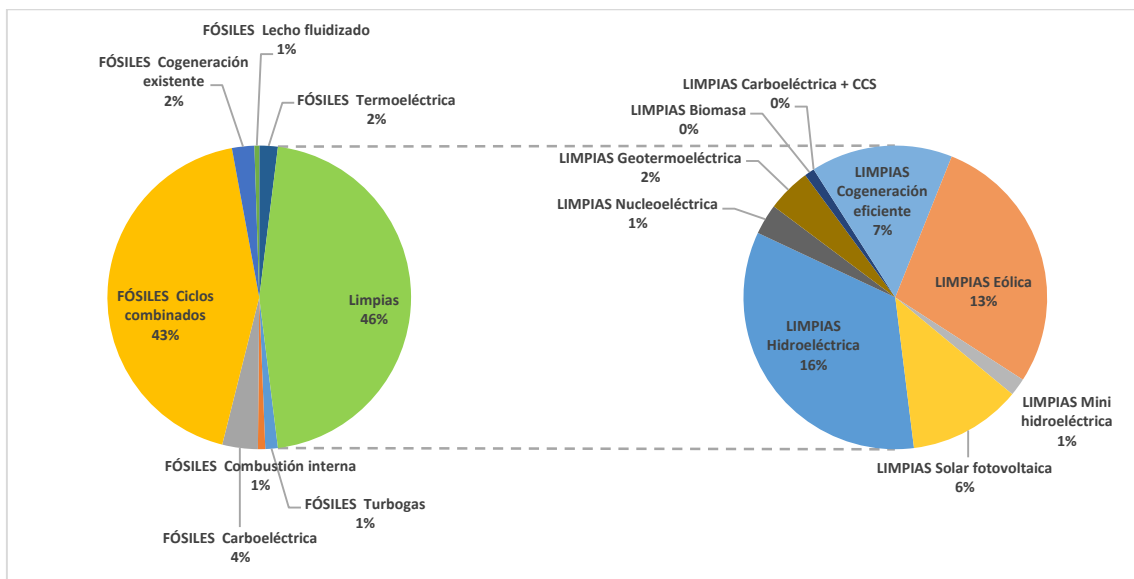
Gráfica 9 Participación de las tecnologías en la capacidad de generación del escenario Mezcla Limpia



Gráfica 10 Participación de las tecnologías en la capacidad de generación del escenario Gas Natural



Gráfica 11 Participación de las tecnologías en la capacidad de generación del escenario Reducción de Demanda



En el Cuadro 10 se muestra la comparación de en capacidad y participación de energía limpias en capacidad de los tres escenarios propuestos en años clave del periodo:

Cuadro 10 Comparativo de capacidad y participación de energías limpias en la capacidad entre los escenarios propuestos

Escenario	Capacidad (MW)				Participación Energías Limpias (%)				
	Año	2014	2018	2024	2030	2014	2018	2024	2030
Mezcla limpia		64,572	75,507	94,111	119,059	27	31	43	47
Gas natural		64,572	75,716	79,185	97,087	27	24	23	19
Reducción de demanda		64,572	74,471	89,953	108,259	27	32	41	46

en Cuadro 10 se puede observar que el escenario Reducción de Demanda cuenta con una mayor capacidad que el de Gas Natural a pesar de que la demanda a satisfacer es menor, esto es debido a que el escenario de Reducción de Demanda cuenta con centrales limpias no despachables y el de Gas Natural al no instalar este tipo de centrales no requiere ningún tipo de respaldo. En cambio, el escenario Mezcla limpia I cuenta con la mayor capacidad debido a tiene que satisfacer la demanda misma demanda que el de Gas Natural e incorporar centrales limpias a su parque de generación.

VII. Generación

En cuanto a la participación de las tecnologías limpias en la generación eléctrica para cada escenario, que se muestra en la Gráfica 12, se destaca lo siguiente:

- La generación de energía eléctrica bajo el escenario de Gas Natural está basada principalmente en la tecnología de ciclos combinados a gas natural, los cuales no se consideran limpios debido a sus emisiones, por lo cual en él se tiene una menor participación de energías limpias que en los otros dos.
- Los escenarios de Mezcla Limpia y Reducción de Demanda siguen trayectorias muy similares hasta 2026. Sin embargo, en el escenario de Reducción de Demanda, a partir de ese año no se incorporan centrales basadas en tecnologías limpias, ya que por la caída en la demanda éstas se vuelven innecesarias. En el caso del escenario de Mezcla Limpia, la incorporación de tecnologías limpias continúa más allá de 2026, con la instalación principalmente de nucleoelectricas y CCS, para satisfacer el incremento en el consumo de electricidad (ver Gráfica 12).
- Los beneficios de la incorporación de tecnologías limpias pueden ser observados de una manera muy clara en las gráficas de emisiones e intensidad de carbono para los diversos escenarios, donde es evidente la diferencia entre ellos (ver Gráfica 14 y Gráfica 15)

VII.1. Proyección del consumo

Los escenarios que se desarrollaron tienen como prioridad satisfacer la demanda y consumo, en lo que concierne al consumo este debe de ser cubierto por la generación eléctrica del sistema eléctrico nacional (GWh).

Ya que el PRODESEN solo reporta proyecciones de consumo y no de la generación requerida para satisfacer dicho consumo, es decir la cantidad de energía que se tiene que generar por las centrales eléctricas tomando en cuenta las pérdidas técnicas y no técnicas, se estimó con base a datos del mismo documento que para el año 2014 las perdidas representaron el 7.6%, por lo que se ha tomado en cuenta este valor para estimar la generación requerida para los siguientes años, dichas proyecciones pueden ser observadas el Cuadro 11.

Cuadro 11 Proyección de consumo y generación MWh

Año	Consumo (Alto)	Generación (Alto)	Consumo (Planeación)	Generación (Planeación)	Consumo (Bajo)	Generación (Bajo)
2014	280,160	301,462	280,160	301,462	280,160	301,462
2015	289,334	311,334	288,698	310,649	286,736	308,538
2016	302,304	325,290	297,833	320,479	293,801	316,140
2017	316,550	340,619	306,975	330,316	300,760	323,628

Año	Consumo (Alto)	Generación (Alto)	Consumo (Planeación)	Generación (Planeación)	Consumo (Bajo)	Generación (Bajo)
2018	331,740	356,964	317,003	341,106	308,481	331,936
2019	347,643	374,076	327,961	352,898	316,987	341,089
2020	364,048	391,728	340,279	366,152	326,673	351,512
2021	380,648	409,591	352,706	379,524	336,316	361,888
2022	398,401	428,693	365,266	393,039	345,938	372,241
2023	416,535	448,206	378,282	407,045	355,842	382,898
2024	435,678	468,805	391,753	421,540	366,022	393,853
2025	455,756	490,409	406,466	437,372	377,206	405,887
2026	477,122	513,400	422,132	454,229	389,103	418,688
2027	499,065	537,011	438,418	471,753	401,390	431,910
2028	522,216	561,923	454,900	489,488	413,670	445,123
2029	546,725	588,295	471,556	507,411	425,919	458,304
2030	549,232	590,993	488,060	525,170	438,697	472,053

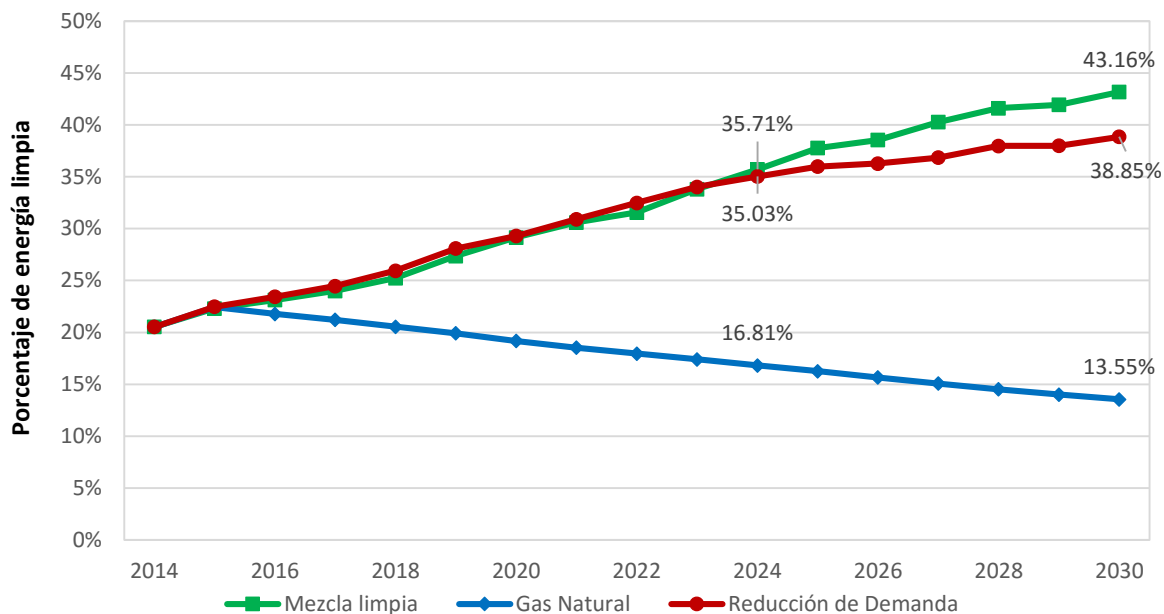
Para los escenarios Mezcla Limpia, Gas Natural y PRODESEN se utilizó el escenario de planeación de PRODESEN, mientras que para el escenario de Reducción de Demanda se utilizó el escenario Bajo.

VII.2. Porcentaje de generación eléctrica con tecnologías limpias

La Gráfica 12 muestra participación de las tecnologías limpias en la generación eléctrica en donde se puede observar que los escenarios Mezcla Limpia y Reducción de Demanda cumplen con la meta establecida por la ley, sin embargo, es importante señalar que en el caso del escenario Mezcla Limpia se tiene que lograr instalar una cantidad importante de energías limpias lo que tiene como consecuencia tener un respaldo para las centrales intermitentes, esto origina una mayor capacidad instalada comparando con un escenario que no cuenta con centrales intermitentes, como lo es el escenario Gas Natural, el cual tiene menos capacidad ya que las sus centrales no son intermitentes y los factores de planta de sus centrales son mayores (ver Cuadro 9), sin embargo tiene la desventaja que este escenario no cumple con las metas de la ley.

En lo concerniente al escenario de Reducción de Demanda se tienen que hacer grandes esfuerzos en materia de eficiencia energética, los cuales no están contemplados en este documento, para lograr una reducción en la demanda y por lo tanto en el consumo. Al igual que el escenario Mezcla Limpia este escenario cuenta con centrales limpias y por lo tanto centrales intermitentes y a pesar de que genera menos energía que el escenario Gas Natural (ver Cuadro 12) tiene una mayor capacidad por las mismas razones expuestas en el párrafo anterior.

Gráfica 12 Participación de tecnologías limpias en la generación eléctrica (%) 2014-2030 para los escenarios propuestos



En el Cuadro 12 se muestra una comparación de la generación su participación de energía limpias en la generación de los tres escenarios propuestos en años clave del periodo:

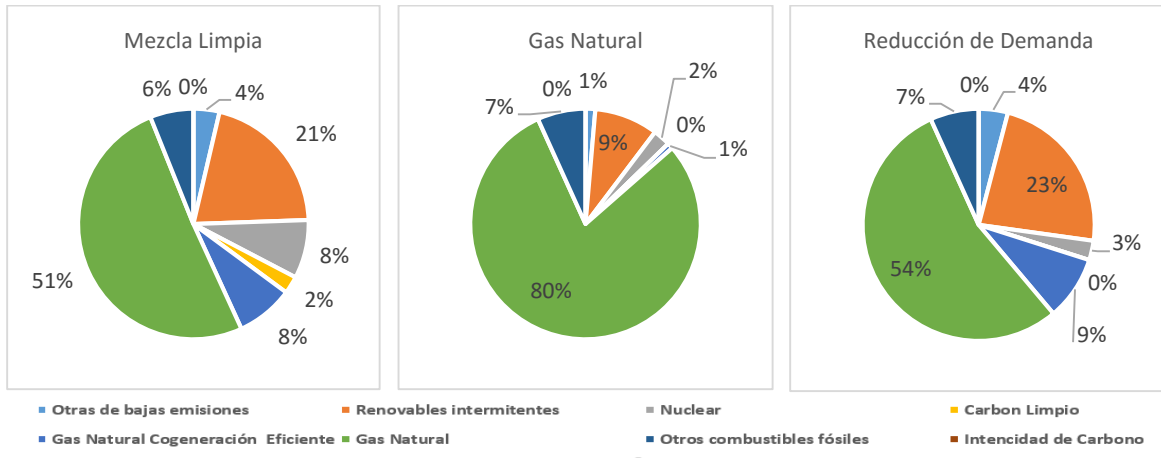
Cuadro 12 Comparativo de generación y participación de energías limpias entre los escenarios propuestos

Escenario	Generación (TWh)				Participación Energías Limpias (%)				
	Año	2014	2018	2024	2030	2014	2018	2024	2030
Mezcla limpia		301	341	422	525	21	25	36	43
Gas natural		301	341	422	525	21	21	17	14
Reducción de demanda		301	332	394	472	21	26	35	39

VII.3. Participación de los combustibles en la generación

En la Gráfica 13 se muestra la participación de las diversas fuentes energéticas en la generación de energía eléctrica para el año 2030

Gráfica 13 Participación de las fuentes energéticas en generación de energía eléctrica año 2030



Es interesante observar la partición de las diferentes fuentes energéticas, ya que en base a eso se puede estimar la seguridad energética del país. Como se puede observar todos los escenarios cuentan con una alta participación de gas natural.

Evidentemente el escenario Gas Natural es el que más gas natural utiliza ya que no se instalaron centrales limpias, sino que en su mayoría fueron centrales de ciclo combinado, lo cual compromete seriamente la seguridad energética del país debido a que si el precio del combustible aumentara la industria se vería afectada, además pueden influir otros factores como pueden ser políticos, ya que la mayor parte del gas utilizado en la industria eléctrica proviene de los Estados Unidos, o la escases del combustible. La anterior también afectaría a los otros escenarios, pero en menor medida ya que cuentan con un portafolio energético más amplio y por la tanto más flexible ante diversos factores.

Otra ventaja que tienen los escenarios Mezcla Limpia y Reducción de Demanda con respecto al de Gas Natural son las emisiones (ver Capítulo VIII), y los costos involucrados en el combustible (ver capítulo X.2).

VIII. Emisiones

Las emisiones de los escenarios fueron calculadas en base al tipo de tecnología de cada central y el régimen térmico de estas, el tipo de combustible y su poder calorífico. Para el caso de las emisiones debidas a las centrales geotermoeléctricas se utilizó un factor de emisión de 0.236 t CO₂/MWh y para el resto de las tecnologías se utilizaron los factores de emisión del inventario nacional de emisiones (ver Cuadro 13). Es importante mencionar que no se contemplan las emisiones debidas al ciclo de vida de las centrales.

Las centrales se catalogaron de acuerdo a su tipo de combustión según el Cuadro 13 y junto con su consumo de combustible, el cual fue calculado con la generación de la central, el régimen térmico y el poder calorífico del combustible, se calcularon las emisiones producidas para cada central. Para el caso del escenario Mezcla Limpia en donde se cuenta con la tecnología de captura y almacenamiento de carbono se consideró que emiten solo el 10% de CO₂ de una central que no cuente con esta tecnología.

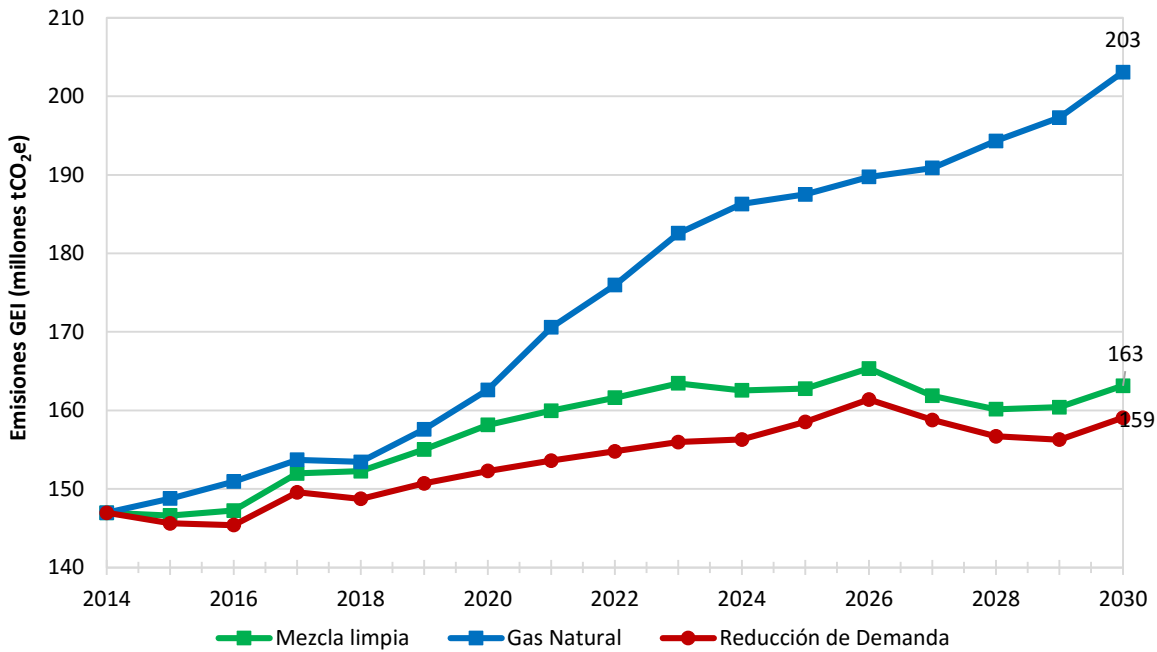
Cuadro 13 Factores de emisión del Inventario Nacional de Emisiones para el CO₂

Tipo de combustión	COMBUSTIBLE	UNIDAD	CO ₂
COMBUSTIÓN EXTERNA	Combustóleo	kg/m ³	3,050
	Gas Natural	kg/10 ⁶ m ³	2,071,394
	Carbón nacional	kg/ton	1,987
	Coque de petróleo	kg/ton	3,267
	Diesel	kg/m ³	2,640
	Carbón importado	kg/ton	2,995
COMBUSTIÓN INTERNA	Combustóleo	kg/m ³	3,050
	Gas Natural	kg/10 ⁶ m ³	2,071,394
	Diesel	kg/m ³	2,640
TURBINA	Gas Natural	kg/10 ⁶ m ³	2,071,394
	Diesel	kg/m ³	2640.00

Como resultado de lo anterior se puede ver en la Gráfica 14 que para 2030, el escenario que presenta el valor de emisiones más bajo es el de Reducción de Demanda, con 160 millones de tCO₂e, seguido por el de Mezcla Limpia con 163, y finalmente el de Gas Natural con 203. Todos estos valores están por encima de la meta del INDC al 2030 de 139 millones de tCO₂e, aunque tales valores no son comparables dado que la meta hacia la COP21 aparentemente no incluye el autoabastecimiento local.

Otro aspecto a hacer notar es la estabilización de las emisiones para los escenarios Mezcla Limpia y Reducción de Demanda a partir del año 2026, esto es debido a los esfuerzos de incorporar tecnologías de bajas emisiones de CO₂, dicho esfuerzo debe de seguir incluso más allá del 2030 ya que de no hacerse y debido al incremento de la demanda y consumo las emisiones empezarían a aumentar de nuevo.

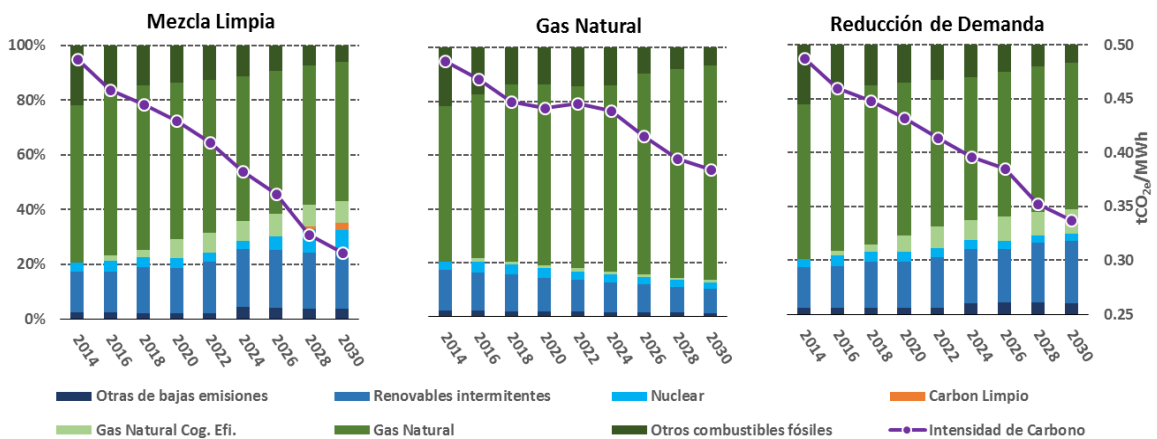
Gráfica 14 Emisiones de gases de efecto invernadero



VIII.1. Intensidad de carbono

La intensidad de carbono es la tasa promedio de la emisión de CO₂ a partir de una fuente de energía determinada en relación con energía producida, dicho valor se suele expresar en toneladas de CO₂ por MWh. En la Gráfica 15 se puede observar la intensidad de carbono de cada uno de los escenarios a lo largo del periodo de estudio.

Gráfica 15 Portafolio de generación (%) y su relación con la intensidad de carbono (tCO₂/MWh)



Debido a que en el escenario de Reducción de Demanda se genera menos energía que en el escenario de Mezcla Limpia, podría ser más adecuado valorar la diferencia de emisiones

en términos de intensidad de carbono. En este sentido, el valor más bajo al 2030 se obtiene con Mezcla Limpia, con 0.31 tCO₂/MWh, seguido por Reducción de Demanda con 0.34 tCO₂/MWh y, finalmente, el más alto con Gas Natural, con 0.39 tCO₂/MWh (ver Cuadro 14).

Se puede observar que, en todos los escenarios planteados, la intensidad de carbono tiende a la baja, debido a que en los tres casos se están tomando medidas en cuanto a la sustitución del uso de combustibles más sucios por gas natural y energía limpia. Para el caso del escenario de Gas Natural, conforme se retiran algunas centrales existentes que utilizan diversos combustibles tales como el combustóleo, diesel y carbón, éstas se sustituyen por centrales que utilizan gas natural, el cual emite una menor cantidad de CO₂e por unidad de energía generada. Lo mismo ocurre, en mayor medida, para los otros escenarios, ya que en ellos se tiene una mayor penetración de centrales que al generar energía eléctrica no emiten CO₂e.

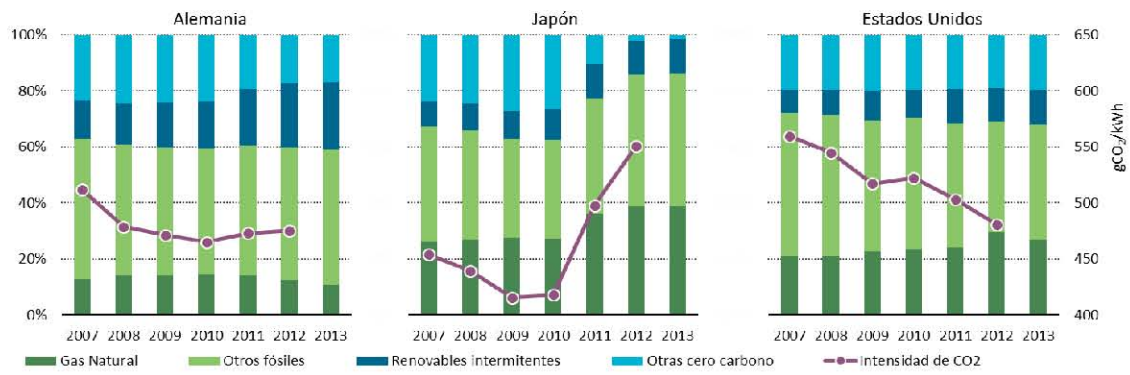
Cuadro 14 Intensidad de carbono y emisiones de CO₂e para los tres escenarios analizados

Escenario	Emisiones 2030 (MtCO ₂ e/año)	Intensidad de carbono 2030 (tCO ₂ e/MWh)
Mezcla limpia	163	0.31
Gas natural	203	0.39
Reducción de demanda 2016	159	0.34

En el caso del escenario Mezcla Limpia, se estimaron los beneficios ambientales que la cogeneración eficiente tendría en el 2030, lo que resultó en aproximadamente 15.4 millones de toneladas de CO₂e evitadas. Este valor es producto de la diferencia entre las emisiones de GEI correspondientes a la suma de las emisiones por la quema de combustibles fósiles (como el gas natural) para la generación eléctrica y el aprovechamiento de calor de manera separada, menos las emisiones estimadas por producir la misma energía mediante cogeneración eficiente, que se estiman en 24 millones de toneladas de CO₂e, de las cuales, el 60% corresponden al sector eléctrico y 40% al industrial. Si la energía eléctrica y el calor útil resultantes de la cogeneración eficiente fueran producidos por medios convencionales, es decir en procesos separados, las emisiones de ambos sistemas rondarían los 39 millones de toneladas de CO₂e.

Si se compara a México con otros países que cuentan con una gran participación de energías limpias (ver Gráfica 16), se puede apreciar que Alemania y Estados Unidos tienen una intensidad de carbono de alrededor de 0.460 tCO₂/MWh en el 2012 mientras que México en el 2014 tiene una intensidad de carbono de 0.49 tCO₂/MWh lo que lo coloca en una buena posición. En el caso de Japón se observa un valor bajo para la intensidad de carbono que sube a partir del 2011, esto es debido al accidente nuclear ocurrido en Fukushima por el cual se tuvieron que parar las nucleoelectricas, sustituyendo su generación con combustibles fósiles.

Gráfica 16 intensidad de carbono de Alemania, Japón y Estados Unidos



IX. Costos Nivelados de Generación (CNG)

El CNG es la suma del costo nivelado de inversión, el costo nivelado por combustible, los costos de operación y mantenimiento. El costo nivelado de generación permite conocer el costo de producir un MWh y sus unidades son USD/MWh. Este costo involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, tales como: costos de inversión, programa de inversiones, precio del combustible, factor de planta, eficiencia y otros.

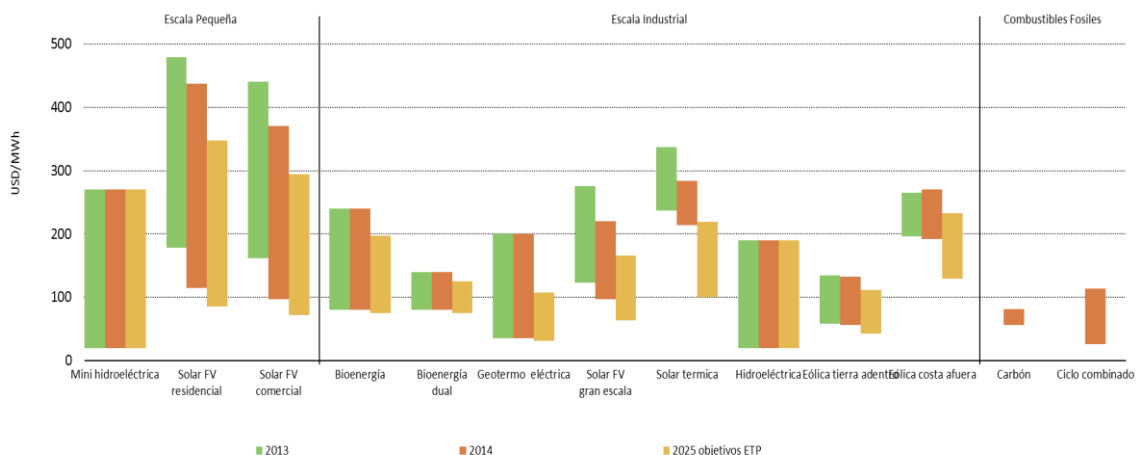
En adición a lo anterior también incluye los siguientes aspectos:

- El costo de inversión actualizado al inicio de operación
- El costo nivelado del combustible
- Los costos de O&M y consumo de agua.

El CNG es un concepto que permite la comparación entre dos o más tecnologías cuyos parámetros, económicos y técnicos, son distintos. Es decir, el CNG sintetiza la información disponible acerca de un proyecto y su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido.

El CNG es el indicador que permite hacer comparaciones de los costos entre distintas tecnologías en diferentes países. Pero al utilizar estos valores es importante regionalizar los costos ya que cada país tiene sus propias características técnicas y económicas, por lo que una central solar fotovoltaica o una central de ciclo combinado no costara lo mismo en Argentina que en México o que en cualquier otro país. Otro factor que afecta el costo nivelado es el precio de combustible ya que un país sin un recurso o que está alejado de él, lo conseguirá a un mayor costo. En la Gráfica 17 se puede observar el rango de los costos nivelados para varias tecnologías

Gráfica 17 Rango de costos nivelados de generación de varias tecnologías



Para el caso de México se han calculado los costos nivelados de generación para las tecnologías existentes y las probables a ser instaladas, para tal propósito se tomaron en cuenta las características de la región para cada tecnología tales como los costos de inversión, de combustible y sus proyecciones de costos, operación y mantenimiento, tasa de descuento, se utilizó la tasa actual de 10%, tiempos de construcción y características técnicas de las centrales de México, como eficiencia, factor de planta, etc.

En el Cuadro 15 se pueden observar los parámetros económicos utilizados para el cálculo de los costos nivelados y en el Cuadro 1 los parámetros técnicos.

Tecnología	Costo de Inversión Overnight (2014 USD/KW)	Tiempo de Construcción (Meses)	O&M Fijo USD/MW-año	O&M Variable USD/MWh	O&M Total USD/MWh	Programa de inversiones (%) Años de Construcción							Numero de meses	Factor de valor presente al inicio de la operación		
						-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2			-1	
Ciclo Comb. Clase F, 2Fx1	770.0	30	15,525	2.95	5.17							9.30	71.80	18.90	30.00	1.154
Ciclo Comb. Clase G, 2Gx1	727.4	30	14,658	2.78	4.87							8.00	71.90	20.10	30.00	1.151
Ciclo Comb. Clase H, 2Hx1	722.5	30	14,594	2.77	4.85							8.00	71.90	20.10	30.00	1.151
Turbogas Gas Industrial	637.4	12	8,410	4.23	11.91									100.00	12.00	1.056
Turbogas Aeroderivada	850.1	10	21,272	3.10	7.96									100.00	10.00	1.047
Termo. Convencional Combustóleo	1177.7	39	28,300	2.18	6.49					1.70	25.50	55.30	17.50	39.00	1.182	
Termo. Convencional Gas	235.5	39	28,300	2.18	6.49					1.70	25.50	55.30	17.50	39.00	1.182	
Carbo. Subcrítica Carbón Imp.	1658.7	42	41,211	2.98	8.86					1.50	42.10	43.20	13.30	42.00	1.208	
Carbo. Subcrítica Carbón Nac.	1856.7	42	41,211	2.98	8.86					1.50	42.10	43.20	13.30	42.00	1.208	
Cabo. Supercrítica Carbón Imp.	1433.1	45	36,706	2.65	7.89					11.00	60.10	24.30	4.60	45.00	1.261	
Cabo Ultracrítica Carbón Imp.	1631.0	45	36,706	2.65	7.89					11.00	60.10	24.30	4.60	45.00	1.261	
Lecho Fluidizado Coque de Petróleo	1606.3	42	35,725	2.58	7.68					7.10	33.60	38.20	21.10	42.00	1.200	
Combustión Interna Combustóleo	1903.2	27	60,203	7.80	18.37						4.40	85.60	10.00	27.00	1.159	
Combustión Interna Diesel	2571.2	20	27,000	3.00	7.74							51.20	48.80	20.00	1.102	
Ciclo Combinado Clase H + CCS	1247.0	30	45,000	5.00	12.34					33.70	34.50	16.60	15.20	30.00	0.788	
Carbo. Ultracríticas+ CCS Carbón Imp.	2565.3	45	76,012	5.49	17.89					11.10	60.10	24.30	4.50	45.00	1.261	
Carbo. Ultracríticas+ CCS Carbón Nac.	2763.2	45	76,012	5.49	17.89					11.10	60.10	24.30	4.50	45.00	1.261	
Hidroeléctrica	2246.6	52	33,400		11.25				5.40	22.80	34.50	29.70	7.60	52.00	1.278	
Mini Hidroeléctrica	2375.3	36	89,500		11.61						35.00	50.00	15.00	36.00	1.193	
Nucleoeléctrica Gen III +	4156.7	60	94,340	2.17	14.14			5.40	24.10	22.00	21.90	17.20	9.40	60.00	1.274	
Nucleoeléctrica Gen III	3439.2	60	94,340	2.17	14.14			5.40	24.10	22.00	21.90	17.20	9.40	60.00	1.274	
Geotermoeléctrica Alta Entalpia	1831.9	28	100,744	0.05	13.58						2.50	60.00	37.60	28.00	1.128	
Eoloeléctrica Tierra Adentro (Oaxaca)	1522.1	24	29,840		8.52							44.40	55.60	24.00	1.105	
Eoloeléctrica Tierra Adentro	1522.1	24	29,840		11.35							44.40	55.60	24.00	1.105	
Solar Térmica	5375.0	30	288,000	0.00	88.86						9.25	71.80	19.00	30.00	1.154	
Solar Fotovoltaica	1586.5	24	21,000		11.99							50.00	50.00	24.00	1.111	
Biomasa (Bagazo de Caña)	1846.8	33	44,749	3.98	16.44						19.20	62.70	18.10	33.00	1.167	
Cogeneración (Existente)	1846.8	12	21,272	3.10	6.89						19.20	62.70	18.10	12.00	0.191	
Cogeneración Eficiente (Gas)	997.6	27	16,282	3.09	5.99							81.20	18.80	27.00	1.146	

Cuadro 15 Características económicas de las tecnologías

A continuación, se presentan los costos nivelados de inversión (CNI), operación y mantenimiento (CNO&M), combustible (CNC) y generación (CNG).

Cuadro 16 Costos nivelados de generación a una tasa de 10%

Tecnología	Tasa 10%			
	CNI	CNO&M	CNC	CNG
Ciclo Combinado Clase F, 2Fx1	12.60	5.17	34.32	52.09
Ciclo Combinado Clase G, 2Gx1	11.91	4.87	33.15	49.93
Ciclo Combinado Clase H, 2Hx1	11.86	4.85	32.38	49.09
Turbogas Gas Industrial	60.54	11.91	66.92	139.37
Turbogas Aeroderivada	19.92	7.96	51.97	79.84
Termo. Convencional Combustóleo	21.46	6.49	107.67	135.61
Termo. Convencional Gas	4.29	6.49	50.90	61.67
Carbo. Subcrítica Carbón Imp.	28.03	8.86	53.22	90.11
Carbo. Subcrítica Carbón Nac.	31.37	8.86	28.15	68.38
Carbo. Supercrítica Carbón Imp.	25.02	7.89	48.68	81.59
Carbo Ultracrítica Carbón Imp.	28.48	7.89	43.81	80.18
Lecho Fluidizado Coque de Petróleo	27.89	7.68	12.20	47.77
Combustión Interna Combustóleo	40.36	18.37	96.64	155.37
Combustión Interna Diesel	58.48	7.74	196.39	262.62
Ciclo Combinado Clase H + CCS	17.92	12.34	38.39	68.65
Carbo. Ultracríticas+ CCS Carbón Imp.	59.03	17.89	55.98	132.90
Carbo. Ultracríticas+ CCS Carbón Nac.	63.59	17.89	29.61	111.08
Hidroeléctrica	89.09	11.25	0.79	101.13
Mini Hidroeléctrica	34.21	11.61	0.30	46.11
Nucleoeléctrica Gen III +	63.50	14.14	5.35	82.98
Nucleoeléctrica Gen III	52.54	14.14	5.35	72.02
Geotermoeléctrica Alta Entalpia	28.87	13.58	38.05	80.50
Eoloeléctrica Tierra Adentro (Oaxaca)	48.12	8.52	0.00	56.64
Eoloeléctrica Tierra Adentro	64.16	11.35	0.00	75.52
Solar Térmica	184.79	88.86	0.00	273.64
Solar Fotovoltaica	100.87	11.99	0.00	112.86
Biomasa (Bagazo de Caña)	61.81	16.44	0.02	78.27
Cogeneración (Existente)	6.20	6.89	65.52	78.62
Cogeneración Eficiente (Gas)	20.27	5.99	53.25	79.51

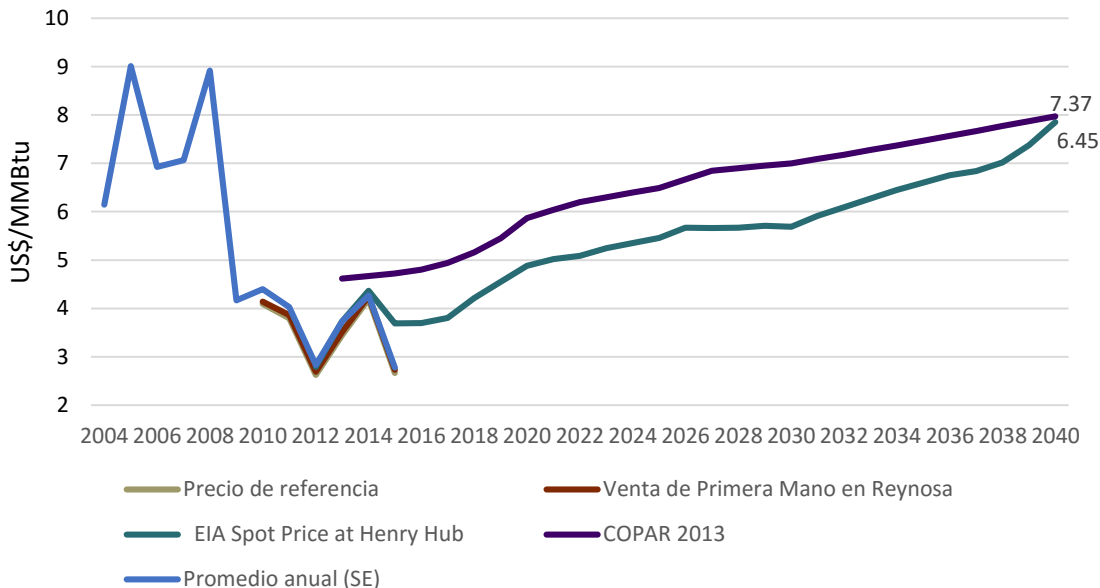
De la información mostrada en el Cuadro 16 se puede observar los distintos costos para cada una de las tecnologías y de esta manera podemos compararlas de una manera más objetiva. Los ciclos combinados son una de las tecnologías con los costos nivelados más bajos, mientras que el costo de las tecnologías limpias es más elevado, pero dentro de estas

los más bajos están las minihidroeléctricas, eololéctricas y nucleares y los más caros son la solar térmica, los CCS y solar fotovoltaicos.

IX.1. Sensibilidad de los costos nivelados

En cuanto a los parámetros, los más importantes para la estimación del CNG son la tasa de descuento, el factor de planta y el costo de inversión. Sin embargo, derivado del análisis realizado con diversas proyecciones de combustible, se sabe que los precios de los combustibles también son un factor relevante. Como ejemplo, en la Gráfica 11 se puede observar la diferencia entre la proyección hecha por CFE y por la EIA. Esto puede ser explicado por diversas razones como el modelo utilizado, las variables, los supuestos, etc.

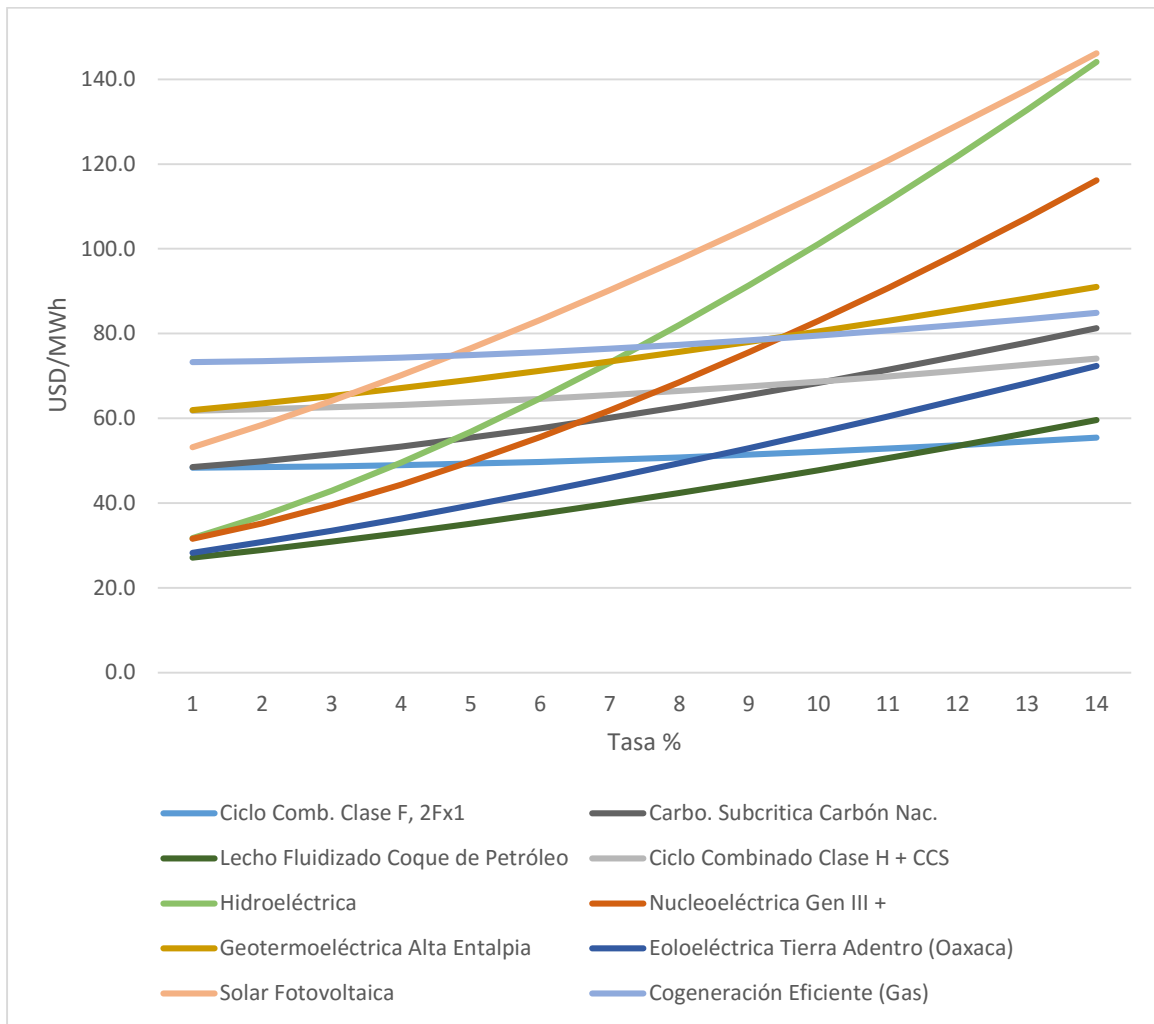
Gráfica 11
Proyección del precio del gas natural a 2040



Fuente: CRE, 2015; CFE, 2013; EIA, 2015.

Los cambios en la tasa de descuento afectan la penetración de las tecnologías de generación a través de un número de variables como los costos de inversión, los plazos de la construcción y la vida útil de las plantas. En general, una tecnología que es más intensiva en capital, es más sensible a cambios en la tasa de descuento. En este sentido, tecnologías como la nuclear, la solar fotovoltaica y la eólica son más sensibles que las turbinas de gas, máquinas de combustión interna o los ciclos combinados, tal como se puede observar en la Gráfica 18 elaboró con los parámetros de los cuadros Cuadro 1 y Cuadro 13, en donde a menor tasa de descuento las centrales con alto capital tienden a bajar he incluso se llegan a cruzar con tecnologías con capital bajo como el ciclo combinado. No se presentaron todas las tecnologías en la gráfica debido a que por su cantidad no se distinguirían bien.

Gráfica 18 Sensibilidad de los costos nivelados ante distintas tasas de descuento



X. Costos

En este capítulo se analizan los costos asociados a los escenarios propuestos en lo referente a costos de inversión, combustible y generación.

X.1. Costos de inversión

Los costos de inversión de cada tecnología incluyen costos de ingeniería, costos de manufactura de equipos y componentes, costos de construcción de la obra civil y costos del montaje electromecánico.

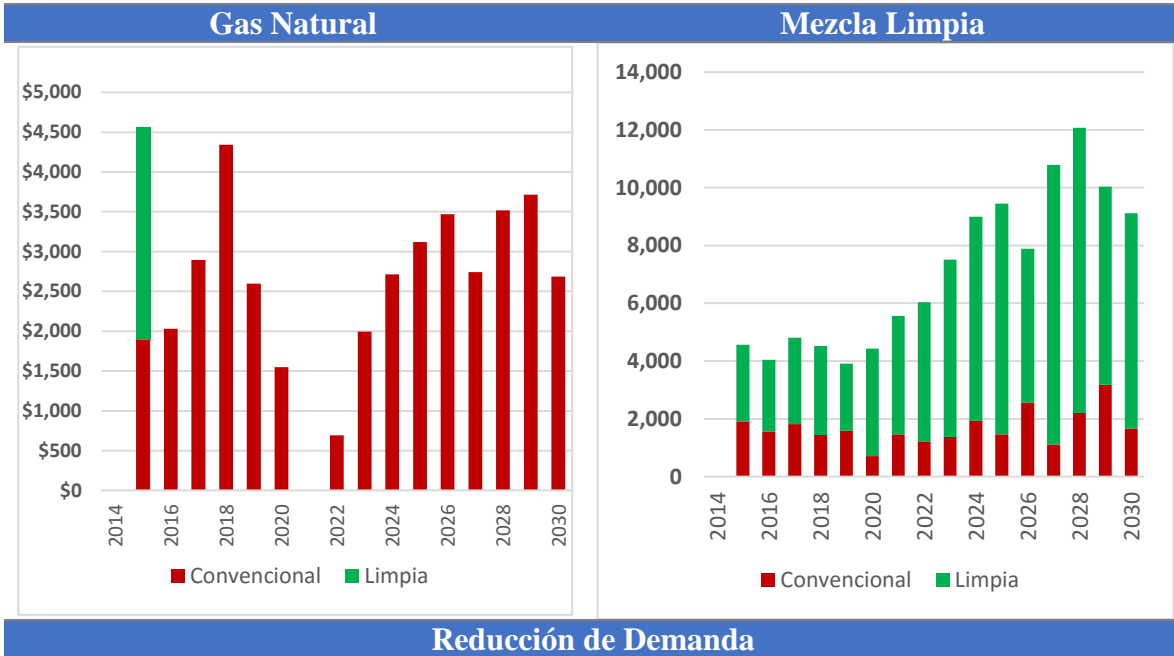
Tal y como se indica en el COPAR, el costo actualizado al inicio de operación (Costo de Inversión Overnight) puede ser calculado con base en el perfil de inversión correspondiente a cada tecnología, partiendo del costo de inversión para una tasa de descuento i como se indica enseguida.

Cálculo del costo al inicio de la operación (dólares 2012/kW)

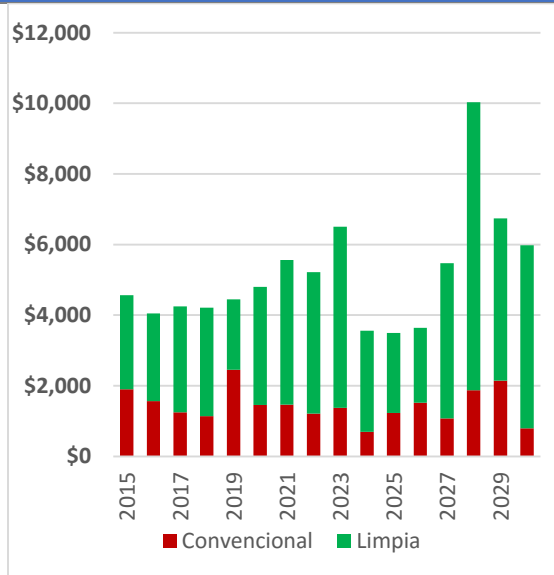
$$\begin{aligned} & \text{Costo al Inicio de Operación} \\ &= \text{Costo de Construcción} * \left((\%inversión \text{ año } 5 * (1 - i)^5 \right. \\ &+ \%inversión \text{ año } 4 * (1 - i)^4 + \%inversión \text{ año } 3 * (1 - i)^3 \\ &+ \%inversión \text{ año } 2 * (1 - i)^2 + \%inversión \text{ año } 1 * (1 - i)) \end{aligned}$$

Se ha incluido este valor a una tasa de 10% para cada tecnología en el cuadro de Parámetros Económicos (ver Cuadro 15). A partir de estos valores se calcula el costo de inversión requerido por la incorporación de nuevas plantas de generación cada año, multiplicando el costo de inversión de cada tecnología por la capacidad nueva incorporada en kW de esa tecnología.

Gráfica 19 Inversión anual de las centrales limpias y convencionales Millones de USD 2014



Reducción de Demanda



En cuanto al costo acumulado de inversión en el periodo 2014-2030, el escenario que requiere más recursos es el de Mezcla Limpia, debido a que el tipo de centrales que contiene requieren costos de capital muy altos. Mientras que el escenario que requiere de menor inversión es el de Gas Natural esto debido a los bajos costos de las centrales de ciclo combinado. A pesar de que la demanda del escenario Reducción de Demanda es menor a la del Gas Natural, este tiene una mayor inversión debido a que al contar con centrales limpias, las cuales son más costosas, también fue necesario sumar el costo de las centrales de respaldo (ver Cuadro 17).

Cuadro 17 Costo acumulado de inversión 2014-2030

Escenarios	Costo acumulado de inversión 2014-2030 (millones de dólares 2014)
Mezcla Limpia	113,734
Gas Natural	42,638
Reducción de demanda	82,513

X.2. Costos de combustible

Para el cálculo del costo del combustible se utilizó la información del COPAR de Generación 2013 y para el gas natural las proyecciones del gas natural Henry Hub de la U.S. Energy Information Administration (EIA) los cuales presentan pronósticos de los precios de combustibles en el mercado internacional para los próximos 30 años. El costo del agua turbinada, uranio y vapor geotérmico también fue incluido en los costos de combustible. Es importante mencionar que el estudio se realizó para tres diferentes escenarios de costos de combustible un escenario de costos bajos, medio y altos, pero para fines de este documento solo se presentaran los medios ya que se consideran conservadores. Con estos valores se calculó el costo anual de combustible para cada tecnología multiplicando el costo nivelado de combustible por la generación anual.

Cálculo del costo anual de combustible

$$CC = \frac{CNC * GA}{1000}$$

Donde:

CC: Costo anual del combustible expresado en millones de dólares 2014

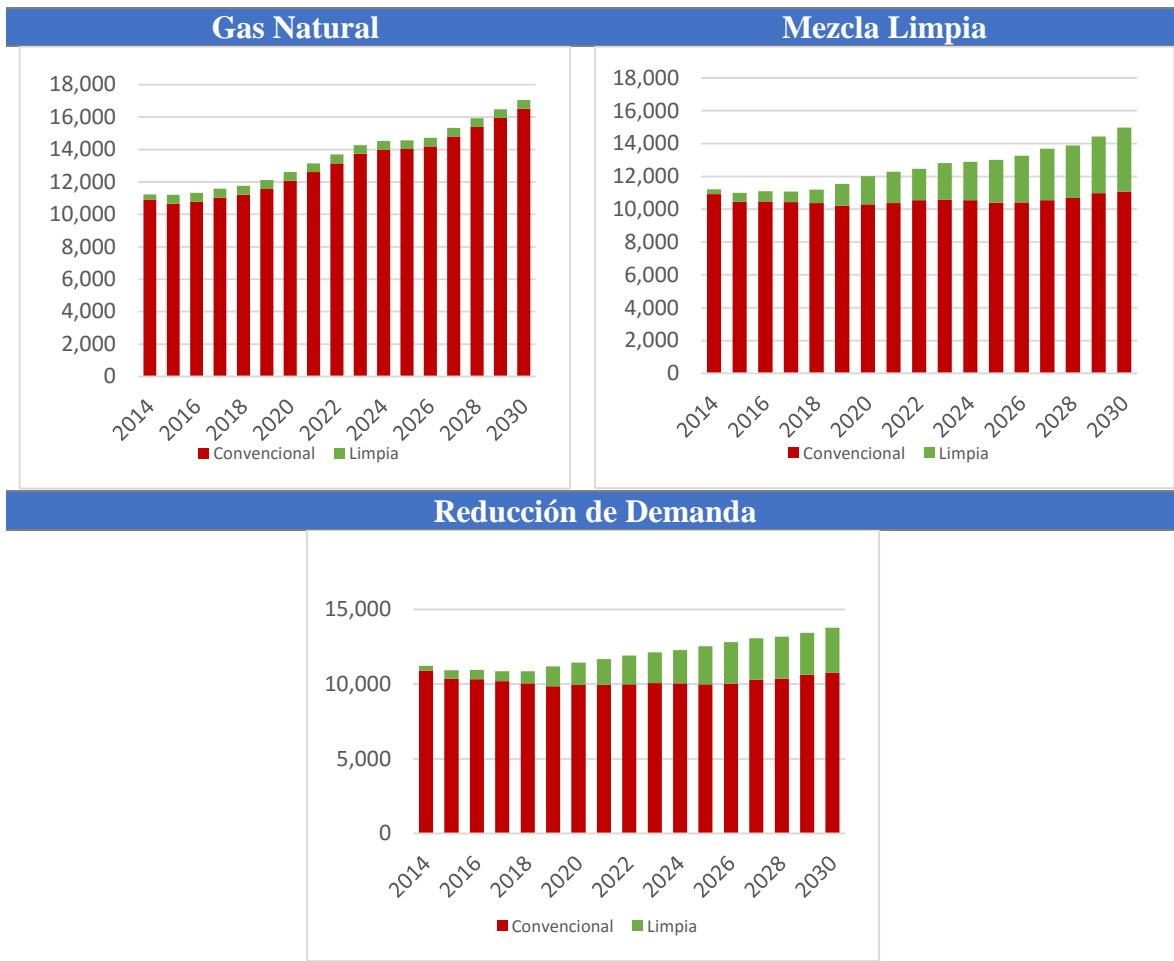
CNC: Costo nivelado de combustible expresado en dólares 2014/MWh

GA: Generación anual expresada en GWh

La

Gráfica 20 muestra los costos de combustible de los distintos escenarios y se puede apreciar que las tecnologías limpias participan de una manera importante en los escenarios Mezcla Limpia y reducción de demanda, estos costos son principalmente debidos a la cogeneración eficiente y en menor medida por las hidroeléctricas, geotermoeléctricas y centrales con CCS.

**Gráfica 20 Costo de combustible anual de las centrales limpias y convencionales
Millones de USD 2014**



En lo que se refiere al costo acumulado de combustible del 2014 al 2030 el escenario que arroja el costo menor es el de Reducción de Demanda ya que este escenario debe de satisfacer una menor cantidad de energía además de que cuenta con centrales que no consumen combustible, mientras que el escenario que resulto con mayores costos de combustible es el de Gas Natural debido a que la mayor parte de su energía eléctrica es producida por combustibles fósiles. El escenario Mezcla Limpia muestra un ahorro de 20 millones de USD con respecto al escenario Gas Natural lo cual es significativo, sin embargo, este beneficio aumentara con el pasar de los años ya que las centrales limpias seguirán funcionando más allá del periodo de estudio 2014-2030.

El Cuadro 18 muestra el costo acumulado de los combustibles asociados a cada escenario para generar la energía eléctrica que no es posible abastecer con energías limpias.

Cuadro 18 Costo acumulado de combustible 2014-2030

Escenarios	Costo acumulado de combustible 2014-2030 (millones de dólares 2014)
Mezcla Limpia	212,823
Gas Natural	231,551
Reducción de demanda	204,288

X.3. Costos de generación

Para calcular el costo de generación anual de las diversas tecnologías es necesario multiplicar la generación anual de cada tecnología en GWh por el costo nivelado de generación de esa tecnología.

Cálculo del costo anual de generación

$$CGA = GA * CNG/1000$$

Donde:

CGA: Costo anual de generación (millones de dólares 2014)

GA: Generación anual expresada en GWh

CNG: Costo nivelado de generación expresado en dólares 2014/MWh

Finalmente, para el costo acumulado de generación en el periodo considerado el escenario que presenta el costo más bajo es el escenario Gas Natural, mientras que el costo de generación más alto lo tiene el escenario Mezcla Limpia. Sin embargo, aquí no se contemplan las externalidades derivadas de la quema de combustible, ni un impuesto al carbono emitido, tomando en cuenta estas consideraciones el escenario Mezcla Limpia se vuelve una buena opción.

La Cuadro 19 muestra el costo de generación acumulado para el período comprendido entre 2014 y 2030 en los diferentes escenarios analizados.

Cuadro 19 Costo acumulado de generación 2014-2030

Escenarios	Costo acumulado de generación 2014-2030 (millones de dólares 2014)
Mezcla Limpia	346,869
Gas Natural	318,440
Reducción de demanda	322,143

Por último, es interesante comparar el costo unitario de generación, el cual refleja los costos en USD por cada MWh generado, de cada escenario para el periodo de estudio en donde podemos observar que el escenario más caro es el de Mezcla Limpia esto debido a que las centrales limpias son más costosas y a su respaldo requerido, sin embargo, al darle un valor

a la tonelada de CO₂ de 15 USD por tonelada emitida el escenario Mezcla Limpia se vuelve más atractivo ya que al emitir menos toneladas de CO₂ el costo unitario no aumenta tanto como el escenario de Gas Natural.

Cuadro 20 Costo unitario de generación del periodo 2014-2030

Escenarios	Costo unitario de generación del periodo 2014-2030	Costo unitario de emisiones del periodo 2014-2030 15 USD/tCO _{2e}	Costo unitario de generación en el periodo (2014-2030) incluyendo emisiones a 15 USD/tCO _{2e}
Mezcla Limpia	50.92	5.90	56.82
Gas Natural	46.76	6.50	53.26
Reducción de demanda	50.12	6.09	56.21

Conclusiones

El sector eléctrico juega sin duda un rol muy relevante en el desarrollo de una economía baja en carbono. Se busca que contribuya en paralelo a mantener la seguridad energética del país, su competitividad y sustentabilidad en el corto, mediano y largo plazo. El impulso a la descarbonización de este sector depende de la conjugación de cuatro elementos clave: a) la penetración sustancial de las energías renovables como la hídrica, geotérmica, eólica y solar; b) una mayor penetración de la energía nuclear; c) la reducción del consumo de energía eléctrica en usuarios finales y, d) el acoplamiento de sistemas de captura y almacenamientos de carbono (CCS) a las centrales fósiles, cuya disponibilidad comercial podría darse hacia finales del período analizado.

A través de estos elementos, se busca incrementar el aprovechamiento de las energías eólica y solar, manteniendo la estabilidad y confiabilidad del SEN, mediante el respaldo de su intermitencia con tecnologías de energía firme de baja intensidad de carbono, al tiempo que la demanda de electricidad desacelera su ritmo de crecimiento.

El PRODESEN es actualmente el instrumento de planeación del SEN, mismo que sustituye al Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), que era anualmente elaborado por la CFE. El PRODESEN tiene como objetivo ser un documento de referencia y consulta para guiar la toma de decisiones de los integrantes del sector eléctrico en torno a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; su objetivo es orientar la inversión productiva en infraestructura eléctrica para satisfacer la demanda, mediante la definición, de manera indicativa, de la capacidad de generación que el país requerirá en un horizonte de 15 años, impulsando la participación de energías limpias, entre las que destaca un mayor aprovechamiento de las renovables, para cumplir la meta de generación de 35% en 2024.

De acuerdo con el análisis realizado a este Programa, existe una sobre instalación, entre los años 2015 y 2020, periodo durante el cual el margen de reserva podría alcanzar hasta 46% (en 2018), lo que equivaldría a estar 3.5 veces por arriba del valor definido para la CFE que es de 13% el cual es similar al que se emplea en los sistemas eléctricos en Estados Unidos. Esto tiene consecuencias económicas para todo el sistema eléctrico, debido a que si se existen más centrales de las que se necesitan todo el parque de generación operara con un menor factor de planta, por otra parte, se adelantan centrales que en el futuro serán necesitadas cuando existan retiros y la demanda aumente, ocasionando en el futuro que salgan de operación antes de lo que se necesite. Esto redundaría en un incremento en los costos nivelados de generación de las centrales convencionales, además que para el final del periodo el margen de reserva del sistema resulta en un valor no confiable de 7%. Sin embargo, esta mezcla de tecnologías rebaza la meta del 35% de generación con energías limpias al 2024, pero a partir de este año la incorporación de energías limpias se desacelera lo que ocasiona que la participación de estas no aumente. Por otra parte, cabe señalar que de acuerdo al análisis del PRODESEN, se requiere revisar y optimizar la planeación propuesta para satisfacer la demanda, el consumo y las metas de generación limpia y de

reducción de emisiones de GEI para evitar sobre instalar centrales de generación que no son requeridas, y que ocasionen una operación ineficiente el SEN.

Así, los escenarios de Mezcla Limpia, Gas Natural y Reducción de Demanda, si bien están basados en el PRODESEN, plantean una incorporación diferida de las centrales eléctricas propuestas para el periodo 2015-2020, con el fin de reducir de manera objetiva el alto margen de reserva en el SEN, logrando en los escenarios Mezcla Limpia y Reducción de Demanda una participación de 36 y 35% de energías limpias en el 2024, lo cual podría incrementarse hasta 43 y 37% en 2030, respectivamente. En ambos escenarios, el margen de reserva se mantiene en 13%, lo cual permitiría operar el sistema eléctrico de manera confiable. Debido a lo anterior y a la alta participación en la generación de centrales intermitentes (con poco más del 20%), se origina que las centrales convencionales operen con factores de planta bajos, ya que tienen que cubrir la demanda requerida cuando las centrales intermitentes no estén disponibles.

El objetivo de la creación del escenario de Gas Natural fue contar con un escenario de referencia contra el cual comparar el escenario de Mezcla limpia y Reducción de demanda. Se trata de un escenario que no busca cumplir las metas de generación limpia ni de emisiones, y que busca tan sólo satisfacer la demanda al menor costo posible. De esta manera se vuelve el escenario extremo y de referencia para comparar el costo del cumplimiento de las metas de México. Este escenario reduce la participación de energías limpias a 17%, que es una cifra por debajo incluso de la actual. Esto significaría que la participación de este combustible en la mezcla de generación aumentaría de 54% en 2014, a 77% en 2030.

La alta dependencia al uso de un combustible del cual México es deficitario, vulneraría su seguridad energética. En 2013 por ejemplo, según cifras de PEMEX, México importó 36% del gas natural que consumió, del cual el 70% entró por ductos, y el 30% restante, licuado. Además, la volatilidad en los precios del gas natural es muy alta, lo cual impactará directamente los costos de generación y las tarifas de electricidad.

En lo que respecta a la inversión acumulada requerida para estos escenarios, la más alta podría alcanzar un total de 113,734 millones de dólares en el escenario de Mezcla Limpia; y rondaría los 83 mil millones de dólares para el escenario de Reducción de Demanda; en tanto que la más baja sería la del escenario de Gas Natural con 42,638 millones de dólares. Esto quiere decir que el diferencial entre el escenario de Gas Natural y el de Mezcla limpia representaría el esfuerzo que el país tendría que hacer para el cumplimiento de sus metas, por un monto de aproximadamente 71 mil millones de dólares acumulados al 2030, equivalente a 4,443 millones de dólares promedio anual, lo que equivaldría a 0.1% del PIB en el promedio anual para ese periodo. Lo anterior responde al costo de inversión de las diversas tecnologías propuestas para el escenario de Gas Natural, las cuales, como en el caso de los ciclos combinados tienen costos de inversión bajos, en comparación con otras tecnologías, tales como las renovables, la nuclear y fósiles con CCS.

Por otra parte, el escenario de Gas Natural tiene los mayores costos acumulados de combustible, con 231,619 millones de dólares. Los escenarios de Mezcla limpia y de Reducción de Demanda, en contraste, alcanzan 212,884 y 204,346 millones de dólares respectivamente, debido a que, aunque tienen más renovables, siguen utilizando una importante cantidad de gas natural como combustible. Conviene recordar además que el escenario de Mezcla Limpia incluye una participación importante de cogeneración eficiente como energía limpia, tecnología que se consideró utiliza gas natural.

En términos de costos acumulados de generación, el escenario de Mezcla Limpia alcanza los 346,930 millones de dólares, en tanto que el de Gas Natural ronda los 318,507 millones de dólares. Estos costos están también influenciados por eficiencias más altas en los ciclos combinados y por los bajos precios del gas natural proyectados en el mercado internacional.

Si bien los costos acumulados de generación del escenario de Mezcla Limpia son los más altos, este escenario presenta múltiples beneficios, ya que en él se cumple plenamente con el porcentaje de 35% de generación limpia, su intensidad de carbono es la más baja, tiene un margen de reserva cercano al 13% al final del periodo, y satisface el consumo de energía eléctrica requerido. Adicionalmente, en esa trayectoria se diversifica el portafolio de generación de energía eléctrica, contribuyendo a la seguridad energética del país. Este escenario se muestra como un punto de partida para la planeación del SEN, el cual vincula la política energética y ambiental del país, al cumplir con la meta que señala en la LAERFTE, la LGCC y la LTE sobre la participación de energías limpias, y presenta una posibilidad factible de reducir la intensidad de carbono del sector eléctrico, lo cual le permitirá a México cumplir la meta de mitigación de GEI propuesta ante la CMNUCC.

Con base en lo anterior, se propone el Escenario Mezcla Limpia como la alternativa para la incorporación de Energías Limpias, para lo cual se requiere tomar de inmediato acciones en el sector energético que permitan cumplir en tiempo y forma la conformación del portafolio propuesto bajo este escenario.

De manera particular, cabe resaltar que en el escenario Reducción de Demanda no se consideraron todos los costos necesarios para lograr esta reducción, por ejemplo, los relacionados con las inversiones necesarias en proyectos de reducción de pérdidas en la transmisión y distribución, así como en proyectos de recuperación de eficiencia en las centrales de generación actuales, y programas para incentivar el ahorro de energía en usuarios finales.

En cuanto a la reducción de emisiones de GEI, el escenario de mayor beneficio aparente es el de Reducción de Demanda, con 160 millones de tCO₂e, debido a una menor generación de energía eléctrica. Le sigue el de Mezcla Limpia, con 163 y el de gas natural con 203 millones. Sin embargo, comparando la intensidad de carbono de los tres, el escenario de Mezcla Limpia sería el escenario con menores emisiones por unidad generada, ya que en el 2030 tendría 0.31 tCO₂e/MWh, seguido por el de Reducción de Demanda con 0.34 y finalmente el de Gas Natural, con 0.39 tCO₂e/MWh.

A pesar de los beneficios que estos escenarios aportan a la mitigación de GEI, aún quedan por encima de la meta de mitigación propuesta por México específicamente para el sector eléctrico en su INDC, que implica reducir las emisiones de GEI del sector eléctrico a 139 millones de tCO₂e al 2030 (esta meta aparentemente no considera el autoabastecimiento local, el cual sí está incluido en este análisis).

Alcanzar esta meta de mitigación podría ser factible si se lograra un acuerdo internacional para establecer un costo por tonelada de carbono emitida. Si este fuera de \$15 dólares, el costo acumulado de las emisiones de carbono resultaría del orden de 40,000 millones de dólares para el período 2014-2030. Este valor es similar a la inversión requerida en el escenario de Gas Natural, e incrementaría el costo de generación en 5 dólares/MWh, aproximadamente.

Es importante resaltar, por otra parte, las conclusiones derivadas del análisis de sensibilidad, puesto que dan una visión más amplia de posibles factores que hacen variar los resultados de los escenarios. Por un lado, la tasa de descuento autorizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para traer a valor presente los escenarios es de 10%, que resulta una tasa considerada alta en términos sociales. La variación de esta tasa en un rango entre el 3 y el 10% tiene un alto impacto, sobre todo para el escenario de Mezcla Limpia, por los altos costos de inversión. A una tasa de descuento de 3%, la diferencia entre el escenario de Gas Natural y el de Mezcla Limpia es de 1.4%, y el escenario de Reducción de Demanda tiene el menor costo, siendo de 5.4% por debajo del de mayor magnitud.

Tabla de graficas

Gráfica 1 Potencial instalado vs probado de energía renovables en México	7
Gráfica 2 Capacidad de generación del PRODESEN 2014-2030	38
Gráfica 3 Generación eléctrica del PRODESEN 2014-2030	39
Gráfica 4 Participación de energía limpia en el PRODESEN (2024, 2030)	39
Gráfica 5 Emisiones de GEI en el PRODESEN, periodo 2014-2030	40
Gráfica 6 Intensidad de carbono del PRODESEN al 2030	40
Gráfica 7 Capacidad despachable, no despachable, demanda máxima coincidente (MW) y margen de reserva (%) para los tres escenarios propuestos.....	49
Gráfica 8 Capacidad de generación por escenario, 2014-2030 (MW)	50
Gráfica 9 Participación de las tecnologías en la capacidad de generación del escenario Mezcla Limpia.....	52
Gráfica 10 Participación de las tecnologías en la capacidad de generación del escenario Gas Natural	52
Gráfica 11 Participación de las tecnologías en la capacidad de generación del escenario Reducción de Demanda.....	53
Gráfica 12 Participación de tecnologías limpias en la generación eléctrica (%).....	57
Gráfica 13 Participación de las fuentes energéticas en generación de energía eléctrica año 2030	58
Gráfica 14 Emisiones de gases de efecto invernadero	60
Gráfica 15 Portafolio de generación (%) y su relación con la intensidad de carbono (tCO ₂ /MWh).....	60
Gráfica 16 intensidad de carbono de Alemania, Japón y Estados Unidos	62
Gráfica 17 Rango de costos nivelados de generación de varias tecnologías.....	63
Gráfica 18 Sensibilidad de los costos nivelados ante distintas tasas de descuento	68
Gráfica 19 Inversión anual de las centrales limpias y convencionales Millones de USD 2014	70
Gráfica 20 Costo de combustible anual de las centrales limpias y convencionales Millones de USD 2014	72

Tabla de cuadros

Cuadro 1 Características técnicas de las tecnologías y del combustible utilizado	29
Cuadro 2 Características de los escenarios	34
Cuadro 3 Capacidad instalada de los Análisis PRODESEN al 2030	37
Cuadro 4 Resultados técnicos del Análisis PRODESEN	38
Cuadro 5 Resultados económicos del Análisis PRODESEN	41
Cuadro 6 Clasificación de las centrales generadoras.....	45
Cuadro 7 Proyección de demanda MW	46
Cuadro 8 Despachabilidad.....	48
Cuadro 9 Capacidad instalada por tecnología al 2030 (MW) para los escenarios alternativos	51
Cuadro 10 Comparativo de capacidad y participación de energías limpias en la capacidad entre los escenarios propuestos.....	53
Cuadro 11 Proyección de consumo y generación MWh	55
Cuadro 12 Comparativo de generación y participación de energías limpias entre los escenarios propuestos	57
Cuadro 13 Factores de emisión del Inventario Nacional de Emisiones para el CO ₂	59
Cuadro 14 Intensidad de carbono y emisiones de CO _{2e} para los tres escenarios analizados	61
Cuadro 15 Características económicas de las tecnologías.....	65
Cuadro 16 Costos nivelados de generación a una tasa de 10%.....	66
Cuadro 17 Costo acumulado de inversión 2014-2030.....	71
Cuadro 18 Costo acumulado de combustible 2014-2030.....	73
Cuadro 19 Costo acumulado de generación 2014-2030.....	73
Cuadro 20 Costo unitario de generación del periodo 2014-2030.....	74

Bibliografía

Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico. Comisión Federal de Electricidad, COPAR 2013, México

Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2014-2028, Comisión Federal de Electricidad, México D.F., 2014.

Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029, Secretaria de Energía, México, 2015

Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2027, Secretaria de Energía, México, 2013

Annual Energy Outlook 2015, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington, D.C., 2015.

World Energy Investment Outlook (WEIO), International Energy Agency (IEA), Paris Cedex 15-France, 2015.

Energy Technology Perspectives 2015 (ETP), International Energy Agency (IEA), Paris Cedex 15-France, 2015.

<http://www.cfe.gob.mx>

Comisión Federal de Electricidad

<http://www.cre.gob.mx>

Comisión Reguladora de Energía

<http://www.energia.gob.mx>

Secretaría de Energía

<http://www.eia.gov>

U.S. Energy Information Administration

<http://www.iea.org>

International Energy Agency