

Energía libre de carbono, Segunda parte



Alternativas de generación y otros recursos

Por José Manuel Muñoz Villalobos

Observatorio Ciudadano de la Energía, AC

www.energia.org.mx

Febrero 2024

¿Por dónde empezar?

La generación de electricidad con tecnologías de las llamadas termoeléctricas es una de las fuentes más importantes de emisión de *Gases de Efecto Invernadero* (GEI), razón por la cual es necesario ocuparse de su sustitución, tanto en la construcción de nuevas centrales como con la disminución drástica de la generación alimentada con combustibles de alto impacto ambiental. El documento de la *Agencia Nuclear de Energía* en conjunto con la *Agencia Nuclear* de la *Organization for Economic Co-operation and Development* (OECD) citado abajo¹, titulado *Projected Costs of Generating Electricity 2020*, que a su vez es segunda versión de otro de 2015 de la OECD titulado *Los costos de la descarbonización: Costos de Sistema con alta participación nuclear y de renovables*, y que como su título lo indica se refiere al impacto económico del esfuerzo para tener energía libre de carbono, reconoce que el esfuerzo que tienen que hacer los países para lograr sistemas de energía libres de carbono representa un reto enorme para los mismos.

En la primera parte de este trabajo apuntamos que la emisión total de dióxido de carbono CO₂ –uno de los principales componentes de los GEI- proveniente de la generación de electricidad en México es de 134 millones (MM) de toneladas: 96 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con sus Productores Externos de Energía (PEE) y 38 de privados independientes, lo que lleva la *Intensidad de carbono* del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a un valor de 400 gCO₂/kWh, el que es menor a los 430 gCO₂/kWh que los países

¹ [Projected Costs of Generating Electricity 2020 – Analysis - IEA](#)

miembros de la OECD tenían a la fecha de emisión del documento citado. Este trabajo de OECD dice que aunque los valores de 100 gCO₂/kWh pueden ser buenos, los óptimos son de 50 gCO₂/kWh, aunque reconoce como se dijo arriba, que el esfuerzo para lograr este valor mínimo es muy importante.

Hay alternativas a las termoeléctricas emisoras de GEI, empezando por las que son de uso generalizado, lo que sucede por su viabilidad técnica y su competitividad económica, entre ellas: la hidroelectricidad, la geotermia, el viento, el sol y la energía nuclear.

Realmente existe la posibilidad de continuar quemando carbón mineral, así como combustibles derivados del petróleo, siempre y cuando esto sea combinado con la captura, utilización y almacenamiento de largo plazo del dióxido de carbono, lo que no existe de manera práctica ni eficiente en costo en este momento. Aquí es conveniente mencionar que la CFE desarrolló hace unos años una exploración sistemática del territorio nacional para elaborar el documento titulado *Atlas de Almacenamiento Geológico de CO₂, México*², que puede servir para ubicar en el futuro proyectos de termoeléctricas de carbón, principalmente en Coahuila donde el Servicio Geológico Mexicano tiene identificadas y certificadas reservas de este combustible³. El análisis de esta posibilidad no será abordado en este momento, aunque se debe recordar un trabajo conjunto que Pemex, el IMP y la CFE, coordinados por la SENER ejecutaron en los primeros años de este siglo para capturar CO₂, en termoeléctricas de carbón de la CFE, que tendría que ser inyectado a pozos de petróleo de Pemex en lo que se conoce como *Recuperación terciaria de petróleo*, para de ahí ser recuperado y enviado los sitios de almacenamiento subterráneo de largo plazo.

Existen otros recursos que ayudan a reducir emisiones como son la conectividad a través de las líneas de transmisión y de distribución para aprovechar al máximo la capacidad instalada de generación de emisiones bajas o nulas; también el almacenamiento de energía, tanto en embalses relativamente grandes asociados a hidroeléctricas que se cargan con las lluvias, como en almacenamientos más pequeños que se recargan por *rebombeo*, algo que no existe en México pero que habría que empezar a desarrollar y de lo que se habla más adelante.

La producción simultánea de electricidad y vapor, así como de otros fluidos calientes, conocida como cogeneración, es un valioso recurso para reducir las emisiones de GEI, la cual se puede dar en todas las escalas de tamaño, desde las grandes plantas de proceso que requieren de cientos de toneladas de vapor por hora y decenas de mega Watts para mover sus equipos y que pueden lograr centenas de MW para exportar a la red, hasta múltiples –miles- de aplicaciones de producción combinada calor-potencia, en el rango de unos cientos de kW. La reducción de consumo energético al combinar la producción de

² *Atlas de Almacenamiento Geológico de CO₂, México*, Secretaría de Energía y Comisión Federal de Electricidad, varios autores, México, 2012.

³ [Certificación de reservas](#) | [Servicio Geológico Mexicano](#) | [Gobierno](#) | [gob.mx \(www.gob.mx\)](http://gob.mx)

vapor y electricidad puede ser de hasta 20 %, la de emisiones sería similar pero si se sustituyen calderas de aceite residual por sistemas de cogeneración con gas natural, las emisiones pueden bajar hasta 30%. Ver referencia abajo⁴.

Los 45 ingenios azucareros que hay en México⁵, son una oportunidad de reducción de emisiones, primero por la posibilidad de modernizar sus plantas de vapor y fuerza motriz, que existen en todos ellos, pero que siguen esperando una actualización a sistemas de mayor entalpía, lo que puede producir varios cientos de MW de excedentes para la red. Por otra parte, existe una oportunidad de reducción de emisiones que consiste en cambiar la manera como se cosecha la caña, lo que en México se hace mediante corte a mano, con quema previa del cañaveral, en lugar de con maquinaria de corte que se puede hacer sin quema previa, algo que evitaría la emisión de humos por los incendios provocados y permitiría aprovechar la hojarasca como combustible *–recirculable–* o como materia prima para la producción de papel.

Otro recurso virtuoso es el de la eficiencia, que si se cuida y mantiene en cualquier instalación energética existente, permite no solo reducir el consumo de combustibles y sus emisiones sino también evitar inversiones en capacidad adicional. Queda pendiente abundar en el tema.

Masificación y electrificación del transporte. El transporte de personas y de mercancías es por sí solo un gran consumidor de combustibles y por tanto, emisor de gases de efecto invernadero, además de otros productos de la combustión, tanto gaseosos como sólidos que contaminan el ambiente local de las ciudades. La mayor parte de la energía para esto que también es conocido como *movilidad*, proviene de petrolíferos de los cuales se consumieron según el *Sistema de Información Energética*⁶ (SIE) en México 2,777 peta Joules (PJ) en el año 2021, el 67% de gasolina y el 26% de Diesel; el total de petrolíferos emitió en ese año 195 millones de toneladas de CO₂.

La sola masificación consistente en cambiar de transporte en automóvil de gasolina a autobús de Diesel, permitiría abatir el consumo de combustibles y la emisión de GEI en la siguiente proporción:

Un autobús de 12 metros de largo con capacidad para más de 50 pasajeros, tiene un rendimiento de 2.6 km/litro de Diesel⁷, lo que resulta en una emisión de aproximadamente 1 kg CO₂/km, mientras que un automóvil particular pequeño puede tener un rendimiento de 10 km/litro; si el auto particular llevara 4 pasajeros, lo que es raro, su rendimiento sería de 40 km/litro por pasajero, así que el autobús con 16 pasajeros ya es mejor que el automóvil con 4. En un estudio experimental

⁴ Alternativas de generación y cogeneración en ... Salamanca, Muñoz, 2008, en www.energia.org.mx.

⁵ CNIAA - Cámara Nacional de las Industrias Azucarera y Alcohólica

⁶ Los consumos según el SIE de la Secretaría de Energía, <https://sie.energia.gob.mx>, que es un sistema de información que funciona esporádicamente; el año pasado estaba disponible, en este año no lo está.

⁷ [Energy efficiency in transport - Wikipedia](https://es.wikipedia.org/wiki/Energy_efficiency_in_transport)

efectuado por el *Laboratorio Nacional de Energía Renovable* (NREL⁸ por sus siglas en inglés) citado en la referencia abajo⁹, en las ciudades de México y León, se encontró que el rendimiento de un autobús eléctrico de baterías fue 3.3 veces mejor que el de Diesel

Y si en lugar de autobuses eléctricos usáramos trenes, preferentemente eléctricos, estaremos abatiendo aún más las emisiones y por supuesto la dependencia que tenemos de los combustibles.

Mejora continua en los sectores residencial y comercial, tanto por eficiencia como por racionalidad en el uso de la electricidad y de otras fuentes energéticas emisoras de contaminación a través de la transición a fuentes de emisiones bajas como la electricidad o la reducción radical en el uso de la leña.

De hecho en 2021, de acuerdo con el SIE, el consumo en estos sectores fue de 941 PJ, lo que llevó a una emisión de 48 MM t CO₂/año. La gran oportunidad que se presenta es que prácticamente la mitad de las emisiones provino del uso de leña, a pesar de que el consumo energético por este combustible fue de *solo* 26%.

Conforme desterremos el uso de la leña se irá abatiendo esa emisión por lo que sería bueno que empecemos a pensar en cocinas con estufas de leña de la mejor eficiencia¹⁰, también en estufas de gas y más adelante en hornos de microondas, estufas de inducción, además de en general más electrificación de los hogares y en las regiones con inviernos fríos en calefacción con bombas de calor. La participación de la electricidad en el ámbito doméstico es actualmente de 31% del consumo energético y conforme se avance en la electrificación doméstica seguramente se duplicará, por lo menos.

Exigencia de evitar la fuga de gas combustible, principalmente metano (CH₄)¹¹ que es el componente más abundante del gas natural, que tiene un efecto mucho mayor que el dióxido de carbono en el calentamiento global, y que las empresas energéticas eliminen la práctica de quemar al aire todo tipo de combustibles en sus instalaciones. Ver gráfico de la Ilustración 1 para origen de las emisiones de metano, tomado de la referencia citada abajo¹².

⁸ [National Renewable Energy Laboratory \(NREL\) Home Page | NREL](#)

⁹ [Technical Evaluation of Battery Electric Bus Potential in Mexico City and Leon, Mexico \(nrel.gov\)](#)

¹⁰ [Repositorio Institucional de la UNAM](#)

¹¹ [Global Methane Tracker 2023 – Analysis - IEA](#)

¹² IEA, Sources of methane emissions, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/sources-of-methane-emissions-4918>, IEA. Licence: CC BY 4.0

Sources of methane emissions

Last updated 13 Feb 2023

Download chart

Cite Share

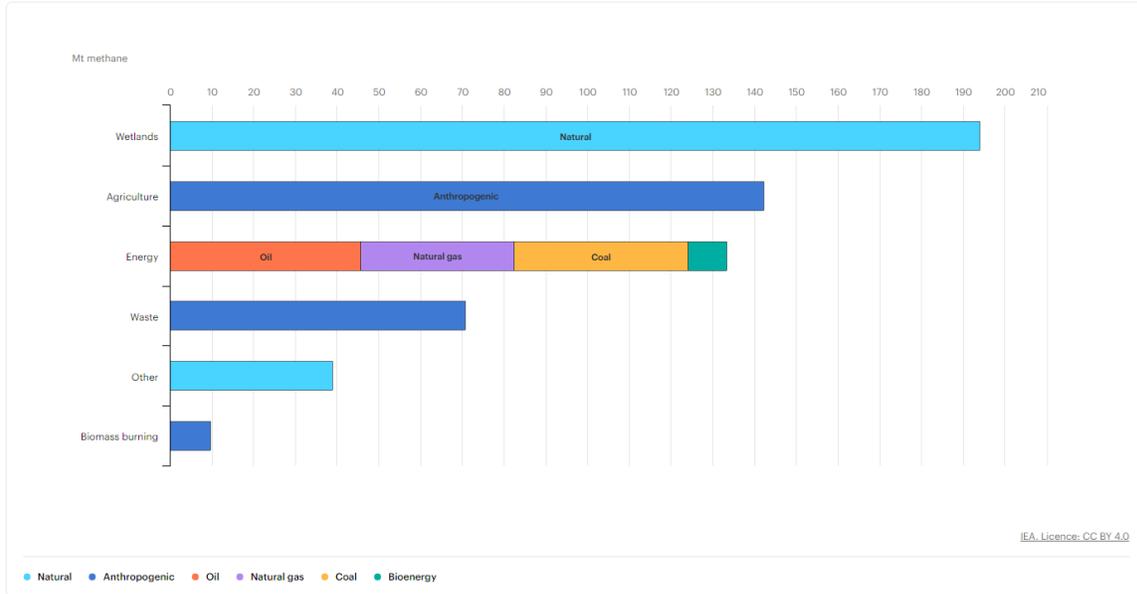


Ilustración 1. Origen de las emisiones de metano según IEA. Ver referencia.

Energía renovable

Para lograr abatir la emisión de GEI se hace necesario recurrir en primer lugar a las tecnologías de generación renovable aprovechables en el actual estado de desarrollo tecnológico mundial que son, en una lista rápida: la generación hidroeléctrica, la geotérmica, la de viento, también llamada eólica y la generación fotovoltaica.

Las dos últimas tecnologías tienen la ventaja de un bajo costo de instalación, las cuatro tienen nulo costo de adquisición del energético primario –salvo el impuesto al agua- y nula emisión de GEI. La de viento y la solar tienen la desventaja de la variabilidad de ambas fuentes, por esta razón el Factor de Planta (FP) logrado puede ser tan bajo como 20% y difícilmente mayor a 40% lo que lleva automáticamente a la necesidad de asumir los costos de los sistemas de respaldo, que pueden ser otros tipos de generación convencional que soporten la variabilidad ya conocida de las cargas, más la variación adicional ya mencionada inherente a estas dos tecnologías de generación renovable. Como alternativa al respaldo de termoeléctricas se puede recurrir a sistemas de almacenamiento de energía tales como baterías o sistemas hidráulicos de rebombeo, a las cuales nos referiremos más adelante.

Hidroelectricidad

Esta es una de las primeras tecnologías que se han aprovechado para obtener energía mecánica desde hace siglos y energía eléctrica desde finales del siglo XIX. Las principales ventajas de esta tecnología son para empezar la limpieza del proceso, que no necesita combustible; la posibilidad de almacenar agua –que se traduce en energía- en embalses; la posibilidad de aprovechar el agua en otras aplicaciones principalmente para abastecimiento de poblaciones, sistemas de riego y de pesca, así como la implementación de programas de cuidado del suelo y de combate a la erosión; los generadores hidroeléctricos poseen rapidez de respuesta o velocidad de cambio de carga en sus turbinas; por último, la sencillez relativa de los procesos de fabricación de los componentes de las centrales generadoras y el bajo costo del conjunto electromecánico.

Algunas desventajas de las hidroeléctricas. Una primera es el alto costo que pueden tener las obras civiles, las que pueden resultar *faraónicas* y anular con ello las posibilidades de rentabilidad, sobre todo si se aumenta la altura de operación y de ello resulta un bajo factor de planta; otra desventaja, consecuencia de la anterior, es que entre más grande sea la obra civil, pero sobre todo el embalse resultante, mayor es el impacto ambiental, el que tiende a ignorarse a pesar de que existe en la forma de inundación de ecosistemas naturales que pueden albergar especies animales y vegetales, lo que se traduce en pérdidas ambientales; por último está la afectación social, tanto la que se produce sobre vestigios arqueológicos de sociedades extintas, como la más importante a grupos sociales actuales que pueden tener que cambiar la ubicación de sus viviendas, escuelas, lugares de trabajo, centros políticos y religiosos, los que la sociedad aprecia y protege.

Actualmente existen en México, según el *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037* (PRODESEN)¹³, 12,613 MW de capacidad de generación hidroeléctrica, la que generó en 2022 un total de 34 TWh, para un FP de 32%. La CFE cuenta con 12,125 MW de este total.

La CFE dejó de construir centrales hidroeléctricas desde hace más de 10 años –salvo la central Chicoasén II de 225 MW cuya construcción se encuentra suspendida- y no existen planes conocidos de parte de esta o la SENER para que esto cambie. De hecho sucede que el documento de planeación de la CFE llamado *Programa de Obras de Inversión del Sector Eléctrico* (POISE), que se elaboraba año con año, llegó a tener en su última edición en 2014, antes de la reforma del sexenio pasado, un total de 45 proyectos hidroeléctricos con algún grado de desarrollo de prefactibilidad, factibilidad y diseño, mismos que se pudieron haber convertido en centrales generadoras por un total de 11,244 MW, con una generación anual de 29 TWh, casi un 100% de aumento sobre la capacidad actual de la CFE, como se muestra a continuación en la tabla de la Ilustración 2.

¹³ [Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037 | Secretaría de Energía | Gobierno | gob.mx \(www.gob.mx\)](https://www.gob.mx/energia/documentos/prode-sen-2023-2037)

	Sitio	Estado	Us	MW	GWh/año	FP	Em Evitada tCO ₂ /año
1	San Juan Tetelcingo	Guerrero	3x203	609	1,313	0.25	525,200
2	Xúchiles	Veracruz	2x38	76	499	0.75	199,600
3	Tenosique (Kaplan)	Tabasco/Chiapas	3x140	420	2,328	0.63	931,200
4	San Francisco	Jalisco	2x139	278	609	0.25	243,600
5	Arroyo Hondo	Jalisco	2x66	132	292	0.25	116,800
6	PAEB Monterrey	Nuevo León	2x100	200	292	0.17	116,800
7	Omitlán	Guerrero	2x115	230	789	0.39	315,600
8	PAEB El Descanso	Baja California	4x150	600	1,252	0.24	500,800
9	Madera	Chihuahua	2x138	276	726	0.30	290,400
10	Pozolillo	Nayarit	2x247	494	824	0.19	329,600
11	Ixtayutla	Oaxaca	2x265	530	1,596	0.34	638,400
12	La Parota	Guerrero	3x300	900	1,372	0.17	548,800
13	Copainalá (Kaplan)	Chiapas	3x75	225	572	0.29	228,800
14	Mascota Corrinchis	Jalisco	34	34	51	0.17	20,400
15	PAEB Agua Prieta	Jalisco	2x120	240	310	0.15	124,000
16	La Yesca	Jalisco	3x250	750	1,170	0.18	468,000
17	PAEB Tecate	Baja California	2x300	600	1,170	0.22	468,000
18	Acala	Chiapas	4x40	160	379	0.27	151,600
19	Sistema Río Moctezuma	Qro, HGO, SLP	Varias	125	1,070	0.98	428,000
20	Omitlán	Guerrero	2x115	230	789	0.39	315,600
21	San Cristóbal	Jalisco	2x37	74	146	0.23	58,400
22	Paso de la Reina	Oaxaca	3x300	900	1,870	0.24	748,000
23	Guatenipa	Sinaloa	2x87	174	174	0.11	69,600
24	Urique	Chihuahua	2x95	190	419	0.25	167,600
25	Amulchitite	Jalisco	2x39	78	173	0.25	69,200
26	Sistema Cosautlán	Veracruz	3x12	36	151	0.48	60,400
27	Sistema Río Pescados	Veracruz	3x66	198	940	0.54	376,000
28	Mascota El Carrizo	Jalisco	2x85	170	445	0.30	178,000
29	Sirupa	Chihuahua	2x20	40	85	0.24	34,000
30	Puerto Vallarta	Jalisco	2x23	46	102	0.25	40,800
31	Jiliapan	Qro, HGO, SLP	2x40	80	536	0.76	214,400
32	Las Cruces	Nayarit	2x245	490	805	0.19	322,000
33	Reforma	Oaxaca	2x68	135	197	0.17	78,800
34	Colorado	Oaxaca	2x30	60	263	0.50	105,200
35	Cuanana	Oaxaca	2x40	80	350	0.50	140,000
36	El Tigre	Oaxaca	2x19	38	166	0.50	66,400
37	Independencia	Oaxaca	2x35	70	307	0.50	122,800
38	Atoyaquillo	Oaxaca	2x17	34	149	0.50	59,600
39	Chicoasén II	Tabasco/Chiapas	3x75	225	571	0.29	228,400
40	El Pescado	Guerrero	2x8	17	68	0.46	27,200
41	Ostutla	Guerrero	2x103	206	690	0.38	276,000
42	La Muralla	Durango	2x68	136	296	0.25	118,400
43	Boca de León	Hidalgo	2x50	100	344	0.39	137,600
44	Tenosique (Bulbo)	Tabasco/Chiapas	6x70	422	2,105	0.57	842,000
45	Angostura II (Bulbo)	Chiapas	3x45	136	232	0.19	92,800
	Totales			11,244	28,987	0.29	11,594,800

Ilustración 2. Lista de sitios del POISE a 2014.

Estos proyectos surgieron del monitoreo del crecimiento de la demanda que empieza –o empezaba- en el proceso llamado *Microplaneación*, que cada una de las 13 divisiones de distribución existentes entonces hacía, después se integraba en nodos de demanda en otro proceso en que el CENACE –cuando aún parte de la CFE- intervenía, ello a su vez daba origen a estudios de la red de transmisión y de sus flujos de carga lo que al final llevaba a un trabajo de planeación de la ampliación de la capacidad de generación y a un ejercicio de optimización multifactorial que determinaba la posición ideal de los nuevos centros de generación¹⁴. De ahí a la identificación de sitios y proyectos potenciales y al inicio de su desarrollo por los profesionales del área de planeación de la CFE, llamada entonces Subdirección de Programación, la que fue disuelta y sus trabajadores dispersados como producto de las reformas privatizadoras, la última en el sexenio pasado.

De todos los proyectos enunciados en la tabla de la Ilustración 2, el único que se construyó fue *La Yesca*¹⁵, por lo que el potencial identificado se reduce a 10,494 MW, además hay cuatro proyectos denominados *Proyectos de Acumulación de Energía por Bombeo* (PAEB), dos en Baja California, uno en Monterrey y otro en Jalisco, con una capacidad total de 1,640 MW, que parecen ser en realidad sistemas de almacenamiento de energía del tipo conocido como *Rebombeo* cuyas características no son explicadas y que en su caso habría que revisar, así que descontando los 750 MW de La Yesca, restan **10,494 MW de proyectos**, una cantidad muy respetable de mega Watts que de ser seguir siendo viables podría contener el 100% del programa de construcción de nueva capacidad del país durante varios años, además de que esa capacidad puede ser la columna vertebral del respaldo altamente flexible que la *Generación Renovable Variable* (GRV) demanda. Por cierto que hay que tomar en cuenta el desarrollo actual de varios proyectos de repotenciación por 204 MW y de equipamiento de presas existentes por 46 MW, ambos de la CFE, como se presenta en la Ilustración 3 más adelante.

Este catálogo de proyectos interrumpidos no surgió en 2004, fecha del primer libro consultado, es en realidad el resultado de decenios de trabajo de varias dependencias del gobierno federal, entre ellas la propia CFE –en el proceso descrito párrafos antes- y la entonces *Secretaría de Recursos Hidráulicos* (SRH) que estudiaron a detalle el territorio nacional, sus características y sus recursos. Hay dos obras excelentes publicadas en 1976 por la SRH que demuestran esto: un libro titulado *Presas Construidas en México*, de 579 páginas, en formato 21x30 cm, que presenta los datos fundamentales de las 1,007 presas existentes en México hasta ese año y otro titulado *Atlas del Agua*, de 253 páginas, en formato 68x48 cm, una *Obra Magna* con 22 capítulos de información textual y gráfica en forma de excelentes mapas, de temas tales como: temperatura, presión atmosférica, insolación, nubosidad, humedad, precipitación, vientos, evaporación, ciclones, climas, escurrimientos. Por cierto que es difícil conseguir estos libros.

¹⁴ Los datos de la tabla de la tabla provienen del POISE de la CFE de 2004 a 2014, los cuales no parece que estén en línea. Para consultarlos habría que tener los archivos *pdf* o conseguirlos en alguna biblioteca.

¹⁵ El caso de La Yesca es relevante: la segunda cortina más alta del mundo y un factor de planta muy bajo.

Una buena parte de la inversión en planeación del desarrollo nacional ya está hecha a través de los trabajos mencionados, actualmente olvidados; sería bueno pensar en esto, decidir recuperar el rumbo que significó esa generación de conocimiento y reclamar los beneficios del trabajo de nuestros profesionales trabajadores de esas dependencias.

Cabe aquí una reflexión cuidadosa acerca de la pertinencia de mantener vigente la posibilidad de construir más hidroeléctricas en nuestro país dado que el panorama es dominado por conclusiones que ya forman parte del *dominio público*, mismo que hay que cuestionar, porque podrían ser erróneas o haber sido formuladas por influencia de intereses específicos, ajenos al de la mayoría de la población. La primera de estas dos conclusiones es la del impacto ambiental de las instalaciones hidroeléctricas, mientras que la segunda es la del rechazo social a su construcción.

Con respecto al impacto ambiental, que consiste en la alteración de los flujos de los ríos y los sedimentos transportados por ellos, la inundación de tierras y la destrucción de ambientes de vida vegetal y animal, tendríamos que asumir que todas las obras tienen implícito un conjunto de afectaciones al entorno y que la sociedad debe evaluar la conveniencia de subsistir sin los beneficios que estas obras traen o *pagar*, por los daños. Es obvio que esa misma sociedad está obligada a prevenir, minimizar y en su caso remediar los daños que su desarrollo requiere. Sería útil hacer el ejercicio de imaginar cómo sería alguna cuenca que actualmente tenga instalaciones hidroeléctricas si realmente no las tuviera; año por año desde que se construyeron.

La segunda cuestión, la del impacto social, es aún más importante ya que es la propia sociedad, principalmente los pobladores en la región de las obras, quienes tengan que evaluar y en su caso aceptar, las afectaciones ambientales, también a sus propias viviendas y espacios públicos e incluir tales daños en un balance con los posibles beneficios de las obras en cuestión. El más directo, tal vez el único considerado en los proyectos desarrollados por la CFE como órgano del gobierno federal, es el del valor económico – enorme- del Sistema Eléctrico Nacional, pero debe haber otros beneficios que las poblaciones locales consideren y en su caso exijan, o pongan como condición previa para la construcción de las obras.

Algunos de los que son importantes desde el punto de vista local, ya mencionados arriba, son:

- control de avenidas
- control de la erosión de suelos
- almacenamiento de agua para las poblaciones
- integración de sistemas de agua de riego
- creación de centros de pesca
- posibilidades de desarrollo turístico
- y por supuesto, fuentes de trabajo.

Surgen así algunas preguntas: ¿Sería posible que el orden de los factores en el desarrollo de los proyectos se alterara? ¿Se invirtiera? ¿Sería posible que las propias comunidades se conviertan en líderes y en demandantes de los proyectos? ¿Podríamos como sociedad dejar de ser conducidos, víctimas del autoritarismo, para pasar a ser conductores y constructores de nuestros propios proyectos? ¿Habrá órganos del poder formal que encabecen este cambio de proceder?

Una última pregunta que hacemos: ¿Son esos los proyectos? Habría que revisarlos sobre todo en lo que se refiere a factor de planta –ver comentario a La Yesca párrafos atrás- y a superficie inundada, para pasar de ahí a la consideración de la sociedad¹⁶. Es muy probable que para reducir la superficie inundada se tenga que reducir la altura del embalse y por tanto la potencia en MW de sus turbinas, sin embargo un alto factor de planta puede ser benéfico para reducir el grado de variabilidad de la electricidad de origen hidráulico.

Y también hay que respetar el *Convenio 169 de la OIT*¹⁷ sobre *Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes* que establece la obligación de las consultas, pero habría que ir un poco más allá: convertir a los pobladores locales en socios-aliados y buscar su participación activa y su liderazgo.

Hay ciertamente trabajos nuevos en curso, por ejemplo una nueva versión del Atlas del Agua, ahora publicado por la CONAGUA y ese sí está disponible en línea como se muestra en la referencia abajo¹⁸, además de una evaluación del potencial hidroeléctrico elaborado por el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA)¹⁹. Este potencial tiene la ventaja de haber sido pensado fuera del ámbito tradicional de la CFE y cuenta con dos grandes segmentos: el primero es el “potencial de generación en estructuras hidráulicas existentes” en el que considera la posibilidad de generar en escala *pequeña* que va de 5 a 30 MW y otro de escala *mini*, de 1 a 5 MW.

El potencial total identificado es de 484 MW con una generación de 1.7 TWh/año, de los cuales para el primer tamaño de unidades, de 5 a 30 MW, se definen 25 sitios localizados desde Oaxaca hasta Sonora como se puede apreciar en el mapa de la Ilustración 3, con una capacidad de 280 MW para una generación de casi 1 TWh/año, lo que resulta en un FP de 0.4, o sea 40%. Hay otros 162 MW de proyectos posibles en 81 sitios en tamaños menores a 5 MW, los que seguramente no serían del interés para el Servicio Público de Electricidad. Estos 25 proyectos con capacidades de entre 5 y 30 MW, con 280 MW totales podrían pasar a formar parte del programa de obras de la CFE y/o de generadores independientes. Hay por último un planteamiento que se ha desarrollado en la CFE en los últimos años

¹⁶ Ver análisis del fenómeno en USA: [Dams and tribal land loss in the United States - IOPscience](#)

¹⁷ <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/30118/Convenio169.pdf>

¹⁸ Atlas del Agua 2018, CONAGUA, [AAM_2018.pdf \(agua.org.mx\)](#)

¹⁹ [Instituto Mexicano de Tecnología del Agua | Gobierno | gob.mx \(www.gob.mx\)](#)

para construir 50 MW de generadores fotovoltaicos flotantes sobre el agua del embalse de 10 centrales hidroeléctricas, mismo que parece que no ha progresado pero que vale la pena revisar²⁰.



Ilustración 3. Ubicación de 25 sitios para generación de acuerdo con la referencia citada del IMTA.

Así el potencial deducido unos 10 párrafos antes, del que hemos llamado aquí *Catálogo de Proyectos Interrumpidos* y que podría ser de 10,494 MW –incluido Chicoasén II- puede tener además esta capacidad identificada por el IMTA más los 50 MW fotovoltaicos flotantes citados en el párrafo anterior para sumar 10,544 MW hidroeléctricos, de rebombeo y solares en embalses. Nada mal.

Geotermia

La generación de electricidad por medio de vapor geotérmico es un importante recurso renovable de emisiones de GEI prácticamente nulas y es necesario referirse a ella de manera especial dado que las plantas de turbogeneradores alimentados por este fluido, son unidades de base que pueden funcionar a 100 % de su potencia nominal durante más de 90% de las horas de cada año.

El costo de desarrollo de los sistemas geotérmicos puede ser alto, pero sobre todo un esfuerzo continuado de varios años, mismo que empieza por la exploración geológica, la perforación de pozos de prueba, la operación de pozos terminados en un periodo de evaluación que puede ser muy corto y la operación de pozos exitosos por varios años,

²⁰ El proyecto se presenta en documento interno titulado: *Programa para instalar nueva tecnología fotovoltaica flotante para la generación de energía eléctrica en las aguas del vaso de inundación de diez centrales hidroeléctricas de la CFE.*

durante los cuales dichos pozos requieren de trabajos de mantenimiento. En un proyecto completo intervienen también los costos de construcción y de mantenimiento de las propias unidades generadoras, así como de una red de tuberías para conducir el vapor hasta las turbinas.

A pesar de esas inversiones que pueden ser cuantiosas, la generación de electricidad con vapor geotérmico es conveniente en términos de emisión de GEI, que es prácticamente nula, además de que su operación no requiere de combustibles o energéticos primarios que haya que comprar o importar de mercados internacionales.

Esta alternativa tiene sin embargo la cuestión de la escasez –o de la necesidad de explorar para encontrar- los recursos geotérmicos. En la referencia citada a pie de página²¹, el Dr. Gerardo Hiriart Le Bert autor del trabajo, uno de los expertos con más conocimiento en el tema en México, expone que los recursos conocidos para desarrollo de lo que él llama *Geotermia Convencional* en nuestro país son suficientes para construir 286 MW de yacimientos considerados como *Reservas Probadas*, otro gran segmento de 5,730 MW a partir de *Reservas Probables* y otro último, más grande que el anterior, de 7,422 MW con vapor geotérmico de *Reservas Posibles; más de 10,000 MW*.

Aunque el potencial para acción inmediata es relativamente pequeño, habría que usarlo ya. Los otros dos recursos son muy atractivos, pero solo se pueden aprovechar con decisión de estado para desarrollar los campos a plazos mediano y más largo, para lograr la construcción de más de 12,000 MW –muy importantes para descarbonizar la energía- una vez que se reduzcan las incertidumbres de su aprovechamiento y esas reservas pasen a tener la categoría de *Probadas*.

Gerardo Hiriart habla de un incremento posible de 2,000 MW de manera inmediata, seguramente en algunos de los campos ya identificados que son más conocidos; a estos tendría que abocarse la CFE, con mayor o menor participación privada. Hay mucho más posibilidades mencionadas por el autor en un campo tecnológico que él denomina *Geotermia No Convencional* que consiste en yacimientos de muy alta temperatura, mayor a 374 °C, que aunque solo existen de manera experimental en otros países, son muy prometedores por la alta entalpía del vapor, lo que permite tener turbinas de menor tamaño y mayor eficiencia. Esta alternativa tecnológica por desarrollar, debiera estar en el catálogo de proyectos del antiguo IIE²², además en la visión de planeación de la CFE para un futuro no muy lejano. En el mapa de Ilustración 4, tomado del trabajo citado se muestra la ubicación de yacimientos geotérmicos de temperatura alta, en espera de ser aprovechados.

²¹ Revisión del potencial geotérmico mexicano (con tecnologías tradicionales y nuevas), por Gerardo Hiriart Le Bert, julio 2022, en www.energia.org.mx.

²² El Instituto de Investigaciones Eléctricas, con todo y sus logros de varios decenios, fue rebautizado y después nulificado en el sexenio pasado, situación que persiste. Su solo nombre nuevo: *Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)*, tendría que ser suficiente para revivirlo y encargarle este tema.



Ilustración 4. Ubicación de fuentes de vapor geotérmico de alta entalpía, citado por Hiriart.

El Dr. Hiriart Le Bert también hace la recomendación de construcción de plantas pequeñas del orden de 5 MW, en muchos puntos del territorio nacional, las que en rigor, podrían no ser de interés de la CFE o la SENER, pero que serían un excelente vehículo de desarrollo de sistemas de generación distribuida sin emisiones de GEI. Y ya por último este trabajo expone las múltiples aportaciones que la energía geotérmica conlleva:

1. Energía limpia y sin intermitencias
2. Renovable
3. No consume agua de enfriamiento
4. Se puede usar el calor residual en otras aplicaciones
5. Es abundante en México
6. Hay experiencia nacional de 50 años
7. Se pueden recuperar sales valiosas de la salmuera geotérmica
8. Puede vender CEL
9. Puede vender capacidad firme
10. Puede vender servicios auxiliares.

Viento y sol

La tercera tecnología o grupo de ellas que se presenta en esta revisión de alternativas para disminuir la emisión de GEI en la generación de electricidad son *Viento y Sol*, la primera de ellas fue objeto de innovación por parte de la CFE en la zona de La Ventosa en el istmo de Tehuantepec, zona privilegiada por la continuidad del viento. Ver imagen en la Ilustración 5 tomada del portal citado abajo.²³

²³ <https://www.windy.com/>



Ilustración 5. Imagen de Windy.com con la velocidad de viento representada con colores en el istmo de Tehuantepec.

Estas tecnologías son excelentes por su bajo costo y ausencia total de emisiones, habría que construir y admitir en el SEN todo lo que se pueda, seguramente por privados, grandes o pequeños, ello hasta los límites económicos que la realidad del respaldo imponen, como se menciona más adelante.

A pesar del papel pionero de la CFE en 1994, con una planta de 84 MW, esta zona fue destinada por decisión del gobierno federal a la inversión privada donde se instalaron en los últimos años 2,758 MW de aerogeneradores, los que como dice Victoria Burnett del New York Times “...generan prosperidad pero no para todos²⁴”; este es todo un tema que merece la atención social ya que después de las experiencias de años de imposición autoritaria de construcciones de obras a través de la CFE, sin consultas aunque estén en nuestro marco legal por compromisos internacionales como se cita anteriormente, con

²⁴ [Los parques eólicos generan prosperidad en Oaxaca, pero no para todos - The New York Times \(nytimes.com\)](https://www.nytimes.com)

deficiencias en las compensaciones, pero sobre todo sin tomar en cuenta con respeto a las poblaciones locales, viene la inversión privada, muchas veces extranjera, que tampoco respeta las comunidades.

La capacidad de generación por la energía del viento reportada por las Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE)²⁵ es de 6,408 MW, además de otros 909 que reportan como “terminados y en pruebas operativas”. Ver mapa en Ilustración 6 con la ubicación de sus plantas.



Ilustración 6. Ubicación de los generadores de viento de AMDEE.

Por su parte, La Asociación Mexicana de Energía Solar (Asolmex) dice en su portal de Internet²⁶, que cuentan con un total de 10,479 MW de capacidad instalada, de los cuales 7,544 MW son de gran escala en operación comercial. Ver Ilustración 7 con la ubicación de sus plantas. Además la CFE instaló recientemente 120 MW de generación solar en Sonora.

La suma de capacidades de generación con viento, más la generada con sol, tanto comercial como más pequeña, más la capacidad original de viento de la CFE, más la nueva capacidad solar de esta en Sonora, es:

$$\text{Capacidad generación Viento y Solar} = 6,408 + 7,544 + 2,935 + 84 + 120 = 14,156 \text{ MW}$$

²⁵ [AMDEE – Asociación Mexicana de Energía Eólica](#)

²⁶ [Asolmex – Asociación Mexicana de Energía Solar](#). Por su parte la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) dice que cuenta con 6,408 MW de capacidad instalada en operación y otros 909 MW terminados en pruebas.

Si esta potencia instalada logra un FP de 25%, entonces su generación anual en un año de 8,760 horas puede ser de 25 TWh, 7.5% de la demanda total de energía, que como ya se dijo en la primera parte, fue de 333 TWh.



Ilustración 7. Ubicación de los generadores solares de Asolmex.

En México no se ha atendido el cálculo de la capacidad de respaldo que necesita la generación variable de viento y sol, pero por experiencia propia sé de cierto que hay varias horas de cada mes en que la generación de estos dos tipos de fuentes es prácticamente nula y también que la generación máxima nunca llega al 80 % de la capacidad instalada, siendo así la necesidad de respaldo que el Sistema Eléctrico Nacional debe tener ese 80% que yo recuerdo de los 14,000 MW de centrales de otro tipo, llamadas convencionales, para que entren en servicio cuando las renovables dejan de generar.

Este es el tema clave de la capacidad renovable variable: El costo implícito en otras formas de generación con las que se debe contar para que sustituyan a las renovables variables cuando no hay sol ni viento, también está el costo de los enlaces de transmisión que hagan posible la salida de la energía generada por dichas renovables. En el estudio de la OECD citado en la primera página de este trabajo, titulado *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, se aborda con rigor el asunto y se llega a la conclusión de que a más penetración de la generación de renovables de viento y sol, se incrementa el costo total de sostener los sistemas del Servicio Público de Electricidad (SPE) en la forma de más inversiones en capacidad de generación –el SPE se vuelve *intensivo* en capital- la que consta principalmente de turbinas de gas en ciclo abierto (TGCA) o en ciclo combinado (TGCC), tecnologías con flexibilidad que deben ser

instaladas para soportar la carga de la demanda doblemente variable a la que ya nos referimos antes.

Entre las conclusiones de este material de la OECD u OCDE –que aquí se traen a colación de manera anticipada- hay valores *óptimos* de la combinación de tecnologías de generación para reducir la emisión de GEI proveniente de la industria eléctrica, mismas que son la hidroeléctrica, estas renovables de viento²⁷ y sol, más la nuclear; nosotros incluimos la geotermia al lado de la nuclear como generación de base limpia, además de lo que aquí llamamos *Otros Recursos*.

Para el conjunto de generación de viento más sol, este trabajo ubica el valor óptimo entre 30 y 40%, aunque dice la misma fuente que a partir del primer valor el costo total del sistema eléctrico **se duplica**, y aquí es conveniente recordar que actualmente en México la penetración ya es de 12%. Para la generación hidroeléctrica la conclusión o recomendación, es de construir *la máxima cantidad posible de recursos flexibles bajos en carbono* (cita textual).

Para la generación despachable de tecnologías bajas en carbono tales como la nuclear, “quizás plantas de combustible fósil con captura y almacenamiento de carbono” (cita textual) y nosotros añadimos en este segmento la geotermia, el valor se establece entre 40 y 60%. Por último, “una porción progresivamente decreciente de tecnologías altamente flexibles y disponibles para que aseguren la disponibilidad de flexibilidad residual” (cita textual con traducción mía).

Los sistemas de almacenamiento de baterías que se pueden usar para respaldar la generación variable de viento y sol que existen principalmente en California, USA, tienen aplicación limitada por su alto costo. El informe de NREL citado abajo²⁸ muestra que aun cuando los costos de instalación en US\$/kW de sistemas de baterías para sistemas de electricidad pública van a la baja en estos años, tal disminución no es suficiente para producir energía entregada por los sistemas de almacenamiento a un costo tal que la haga atractiva, sobre todo para nuestro país.

En la Ilustración 8, tomada de dicho informe, se muestra el costo de la energía que, en el mejor de los casos es de 338 US\$/kWh, unos 6,000 Pesos/kWh (sí kWh, no MWh) a partir de un sistema para almacenamiento de 600 MWh que podría entregar 60 MW durante 10 horas. Ese sistema es a la vez el de más costo de instalación, como se ve en la Ilustración 9 que muestra 3,384 US\$/kW.

²⁷ Ciertamente que en generación con viento hay una categoría inicial que habrá que estudiar, que es la de mar adentro, *offshore*.

²⁸ [Utility-Scale Battery Storage | Electricity | 2023 | ATB | NREL](#)

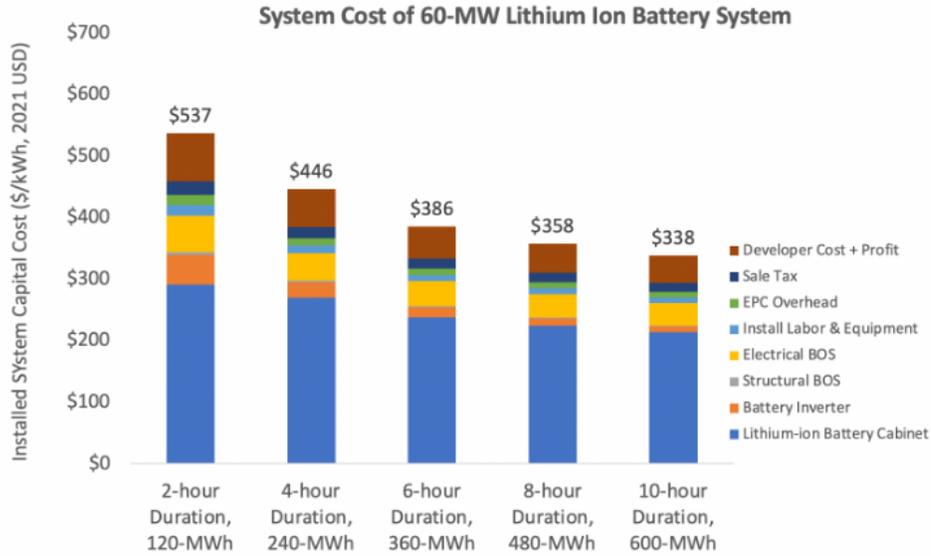


Figure 1. 2022 U.S. utility-scale LIB storage costs for durations of 2–10 hours (60 MW_{DC}) in \$/kWh

Ilustración 8. Costos de la energía (\$/kWh) en sistemas de almacenamiento a escala del SPE, según NREL.

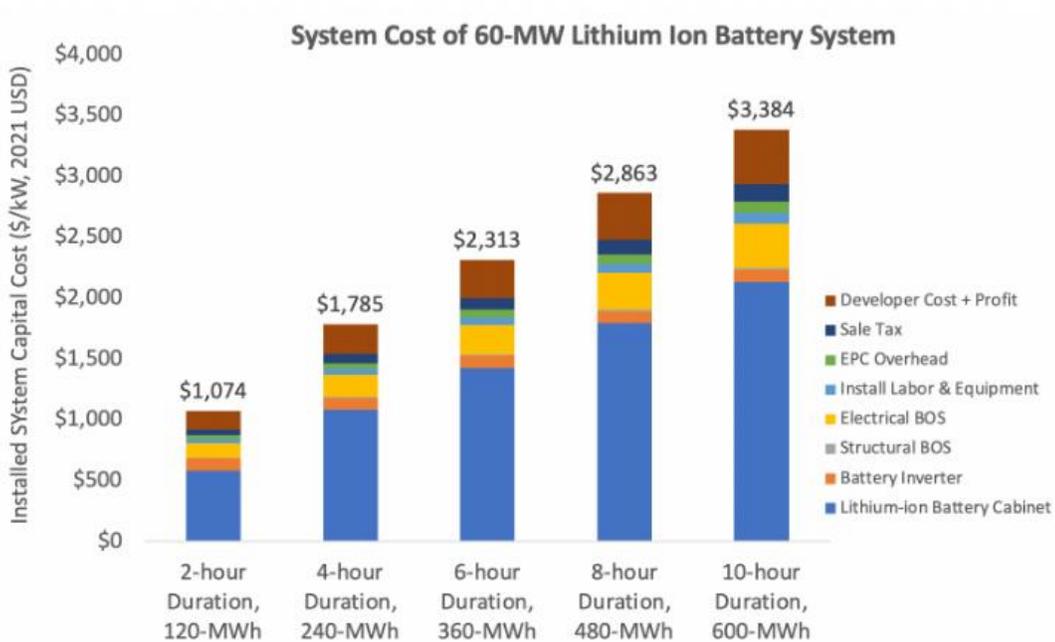


Figure 2. 2022 U.S. utility-scale LIB storage costs for durations of 2–10 hours (60 MW_{DC}) in \$/kW

Ilustración 9. Costo EPC de la capacidad (\$/kW) en sistemas de almacenamiento a escala del SPE, según NREL.

La solución adoptada en algunos sistemas de Servicio Público de Electricidad, además recomendada por el estudio de OECD multicitado en este trabajo, es la de hacer que otras fuentes existentes con flexibilidad suficiente, tales como la hidroelectricidad y algunas termoeléctricas convencionales, principalmente TGCA y TGCC asuman la responsabilidad de absorber las variaciones: aumentar o disminuir generación conforme la generación renovable combinada, disminuya o aumente, ello en concierto con la ya conocida variación de la demanda. Los casos del sistema de España y de California, son muestra de cómo *otras* tecnologías de generación, principalmente la de ciclo combinado, asumen la tarea de cubrir las variaciones.

Es importante mencionar que en los últimos años ha ido creciendo la convicción de que el papel privilegiado del gas en la *Transición Energética* debe cuestionarse con lo que una parte importante de la carga de flexibilidad tendrá que pasarse a la generación nuclear, ello a su vez resultará en un aumento de la importancia de la generación hidroeléctrica, la que es *naturalmente* flexible.

El costo de generación renovable que según varias fuentes es de los más bajos, de 30 a 50 US\$/MWh, solo es válido si no se contabiliza el respaldo de otras centrales ni la construcción de los enlaces necesarios de transmisión, así que la ventaja económica es limitada.

En el análisis general que se presenta más adelante estaremos reflexionando sobre la capacidad adicional que es viable y económico añadir de estas dos tecnologías para contribuir a la reducción de la emisión de GEI.

Energía nuclear

La energía nuclear tiene que ser otro de los grandes componentes de un programa de construcción de nueva capacidad de generación radicalmente baja en emisiones de *Gases de Efecto Invernadero* (GEI) durante los próximos años, con una planeación que contemple unidades de entre 1,000 y 1,600 MW de tecnologías probadas, con licenciamiento vigente, como las que se están construyendo en varios países del mundo.

En la referencia citada abajo²⁹ se puede ver que globalmente existen 436 reactores en operación, con 392,112 MW de potencia, que generan el 10% de la energía en el mundo, casi 2,500 TWh en 2022 y que hay 62 reactores en construcción con una capacidad de 64,992 MWe.

La CFE tuvo un programa de construcción de nucleares de cerca de 20,000 MW, mismo que fue cancelado hace cerca de 40 años, de ese entonces se identificaron varios sitios adecuados para la construcción de plantas, de los cuales hay por lo menos cuatro que se podrían aprovechar, cada uno con dos unidades del rango de capacidades mencionado, de

²⁹ [Reactor Database Global Dashboard - World Nuclear Association \(world-nuclear.org\)](https://world-nuclear.org/)

manera que se podrían programar entre 8,000 y 12,800 MW nucleares para los próximos años. Una vez restablecidas las capacidades de planeación de la CFE se puede ajustar y/o ampliar la perspectiva.

Una tarea para la CFE es definir el programa óptimo para nuevas unidades nucleares, dadas las dificultades específicas de cada tecnología, sitio por sitio, así como la posibilidad de utilizar al máximo el potencial de construcción de hidroeléctricas y de geotérmicas. Los costos de construcción presentados por el documento multicitado de OECD, presentados en la tabla de la Ilustración 10, pueden ser una base inicial para evaluar el costo final de la electricidad obtenida de cada fuente disponible:

- hidroeléctricas pequeñas o grandes
- geotermoeléctricas de entalpía media y alta
- solar fotovoltaica comercial o grande
- viento tierra adentro (y habría que empezar a explorar viento mar afuera que es caro)
- nuclear en centrales de 2 unidades de 1,000 a 1,600 MW
- turbinas de gas en ciclo combinado TGCC o en ciclo abierto TGCA, para llenar huecos
- biomasa que seguramente es para privados
- cogeneración también para privados
- termoeléctricas de carbón –solo con captura de carbono en la futura planeación-
- solar térmica que seguramente queda descartada por alto costo.

Summary statistics for different generation technologies

Technology	Number of plants	Net capacity ¹ (MWe)				Overnight cost ² (USD/kWe)			
		Min	Mean	Median	Max	Min	Mean	Median	Max
Natural gas – CCGT	13	350	551	475	900	627	1 021	1 014	1 289
Natural gas – OCGT	4	50	274	240	565	500	708	699	933
Coal	14	605	1 131	772	4 693	813	2 080	2 264	3 067
Nuclear	11	535	1 434	1 300	3 300	1 807	4 249	4 896	6 215
Solar PV – residential	12	0.003	0.007	0.005	0.02	1 867	2 379	2 297	3 366
Solar PV – commercial	14	0.05	0.34	0.22	1.0	728	1 583	1 696	1 977
Solar PV – large	12	1	19.3	2.5	200	937	1 555	1 436	2 563
Solar thermal (CSP)	4	50	135	146	200	3 571	5 964	6 072	8 142
Onshore wind	21	2	38	20	200	1 200	1 911	1 804	2 999
Offshore wind	12	2	275	223	833	3 703	4 985	4 998	5 933
Hydro – small	12	0.4	3.1	2	10	1 369	5 127	5 281	9 400
Hydro – large	16	11	1 093	50	13 050	598	3 492	2 493	8 687
Geothermal	6	6.8	62	27	250	1 493	4 898	5 823	6 625
Biomass and biogas	11	0.2	154	10	900	587	4 447	4 060	8 667
CHP (all types)	19	0.2	5.3	1.1	62	926	4 526	2 926	15 988

1. Net capacity may refer to the unit capacity or to the combined capacity of multiple units on the same site.
 2. Overnight cost includes pre-construction (owner’s), construction (engineering, procurement and construction) and contingency costs, but not interest during construction (IDC).

Source: OECD, 2015

Ilustración 10. Resumen de características de diversas tecnologías de generación en el documento de OECD citado.

Es probable que el costo total de generación de la tecnología nuclear sea mayor que la de la tecnología óptima que muy probablemente sea la de ciclo combinado, pero al llegar a esa conclusión es cuando se impone la decisión de seguir emitiendo gases de efecto invernadero y dependiendo del gas importado o pagar por un viraje en la política energética nacional, pago que podría ser obligado o decidido, tanto a través de impuestos a las emisiones o por simple decisión nacional de tener un sistema limpio de emisiones.

En la tabla de la Ilustración 11 tomada de la edición 2020 del multicitado documento de OECD se amplía la visión contenida en la tabla anterior, de 2015, al cálculo de costo final de generación tomando una tasa de descuento de 7%, factores de planta de 85% para las termoeléctricas de gas, carbón y nuclear, plazos *standard* de construcción, un solo costo promedio de construcción que incluye contingencia, costos de combustible de 77 US\$/tonelada para el carbón y de 9 US\$/MMBTU para el gas, se introduce un valor de *Costo Anualizado de Inversión* en US\$/MW-año, también se incluye el concepto de *Costos por combustible* en US\$/MWh que debe ser el resultado del precio asumido y la eficiencia, y por último propone un par de conceptos de costos de *Operación y Mantenimiento* (O&M), todo lo cual permite obtener valores con más grado de confianza para las evaluaciones y para la planeación; un gran avance en las tareas pendientes.

Table 2. Cost assumptions for generating plants and storage capacities

Technology	Discount rate (%)	Size (MWe)	Electrical efficiency (%)	Load factor (%)	Construction time (years)	Lifetime (years)	Overnight cost (incl. contingency) (USD/kW)	Annualised investment costs (USD/MW/year)	Fuel costs (USD/MWh)	O&M costs	
										Fixed (USD/MW/year)	Variable (USD/MWh)
Gas – OCGT	7%	300	38.0%	85%	2	30	700	58 380	80.81	20 000	15.30
Gas – CCGT	7%	500	58.0%	85%	2	30	1 050	87 580	52.94	26 000	3.50
Coal	7%	845	45.0%	85%	4	40	2 200	183 170	21.84	37 000	5.00
Nuclear	7%	1 000	33.0%	85%	7	60	4 700	413 880	10.00	100 000	1.50
Onshore Wind	7%	50		30%	1	25	2 000	171 620	0.00	62 000	0.00
Offshore Wind	7%	250		40%	1	25	5 000	429 050	0.00	175 000	0.00
Solar PV	7%	1		15%	1	25	1 600	137 300	0.00	36 000	0.00
Hydro – run-of-the-river	7%	10		50%	5	80	4 300	347 750	0.00	65 000	0.00
Hydro – reservoir	7%	10		20%	5	80	3 250	262 830	0.00	50 000	0.00
Hydro – pump storage	7%	10		NA	5	80	4 450	359 890	0.00	65 000	0.00
Battery storage	7%	1	90.0%	NA	1	10	1 146	163 164	NA	17 190	0.00
Onshore Wind – low-cost scenario	7%	50		30%	1	25	1 333	114 410	0.00	41 333	0.00
Offshore Wind – low-cost scenario	7%	250		40%	1	25	2 500	214 530	0.00	87 500	0.00
Solar PV – low-cost scenario	7%	50		30%	1	25	640	54 920	0.00	14 400	0.00

Ilustración 11. Suposiciones de costos para plantas generadoras y sistemas de almacenamiento.

Y para avanzar, hay que pensar en la producción de uranio y de combustible nuclear, lo que la empresa *Uranio Mexicano* (URAMEX) tenía encomendado antes de su desaparición en 1985 y que vendría de reservas localizadas por el *Servicio Geológico Mexicano* (SGM),

que ascienden a varios miles de toneladas de mineral óxido de uranio, U_3O_8 , que es el producto a partir del cual se fabrica el combustible nuclear³⁰.

Esta recuperación puede generar empleos, también industria de suministros y en general dinamismo económico, además de autonomía nacional en algunas o todas las fases del ciclo de combustible.

Para estos efectos conviene tomar en cuenta las iniciativas recientes de antiguos trabajadores de Uramex expuestas en el Foro *Energía nuclear y su rol fundamental en la transición e independencia energética*³¹, que tuvo lugar a finales del pasado 2023, en dos sedes una de las cuales fue la Cámara de Diputados, convocado por varias universidades, asociaciones profesionales y de manera significativa el *Sindicato Único de Trabajadores de la Industria Nuclear* (SUTIN), con una agenda que abarcaba temas como: *La Energía Nuclear y sus ventajas en la transición energética, El Uranio y el ciclo de combustible nuclear, Aspectos económicos de la energía nuclear*.

Otras tecnologías flexibles

Una buena parte de las necesidades de capacidad de generación para respaldar la variabilidad de la generación de viento y de sol y que no logre ser cubierta con hidroeléctricas, geotermia y nuclear, deberá ser satisfecha con turbinas de gas, tanto en ciclo abierto (TGCA) como en ciclo combinado (TGCC). Estas unidades generadoras deberán de ser alimentadas con gas natural y además es necesario que sean de la más alta eficiencia disponible en el mercado.

En la Ilustración 12 se muestra el diagrama de un ejemplo de ciclo combinado de última tecnología, en el que una turbina de gas de potencia bruta de 333,172 kW se aprovecha para un ciclo combinado en el que la turbina de vapor tiene una potencia de 143,792 kW, la potencia neta del conjunto es de 466,468 kW y su eficiencia neta es de 60.69%. De los valores de la propia Ilustración se puede calcular la eficiencia bruta de la turbina de gas que es de 43.35% –mayor que el ciclo *Rankine* o de vapor convencional- lo que permite pensar que una máquina así debe ser ya muy atractiva para trabajar aun en ciclo abierto.

Como se dice más adelante, la CFE está construyendo una decena de este tipo de centrales, además de que tiene otras cuatro recibidas hace pocos años, como son Centro, Tula, Valle de México y Empalme, de tecnología muy parecida, ligeramente inferior en eficiencia; también cuenta con otras dos o tres de PEE en Topolobampo, Norte II y III con estas características.

Toda esta capacidad de generación con la *Mejor Tecnología Disponible* (BAT por sus siglas en inglés) tendría que ser el soporte de la carga base, de muy alto factor de planta en el

³⁰ Para reservas nacionales de uranio ver: [El uranio en México \(sgm.gob.mx\)](http://El%20uranio%20en%20M%C3%A9xico%20(sgm.gob.mx))

³¹ [Comunicación \(diputados.gob.mx\)](http://Comunicaci%C3%B3n%20(diputados.gob.mx)),

SEN, solo que dada la presencia y la necesidad de contar con generación sin emisiones de GEI, tiene que adoptar el papel de unidades de respaldo, que suben carga cuando se va el sol y la reducen al amanecer, todo en un orden de despacho de acuerdo a su eficiencia, lo que con el precio del combustible recibido compone su *Costo Variable de Generación* (CVG); las más económicas deben generar más, mientras que las otras adoptan el régimen de carga variable. Esta función del ciclo combinado se logra con mucha mejor eficiencia, menos emisiones, menor costo y mayor flexibilidad que las unidades de vapor y también de ciclo combinado antiguas, que pueden ser propias o de PEE y que podrían tener eficiencias de 40 a 50% mientras las de vapor convencional andan entre 30 y 40%, o menos aún.

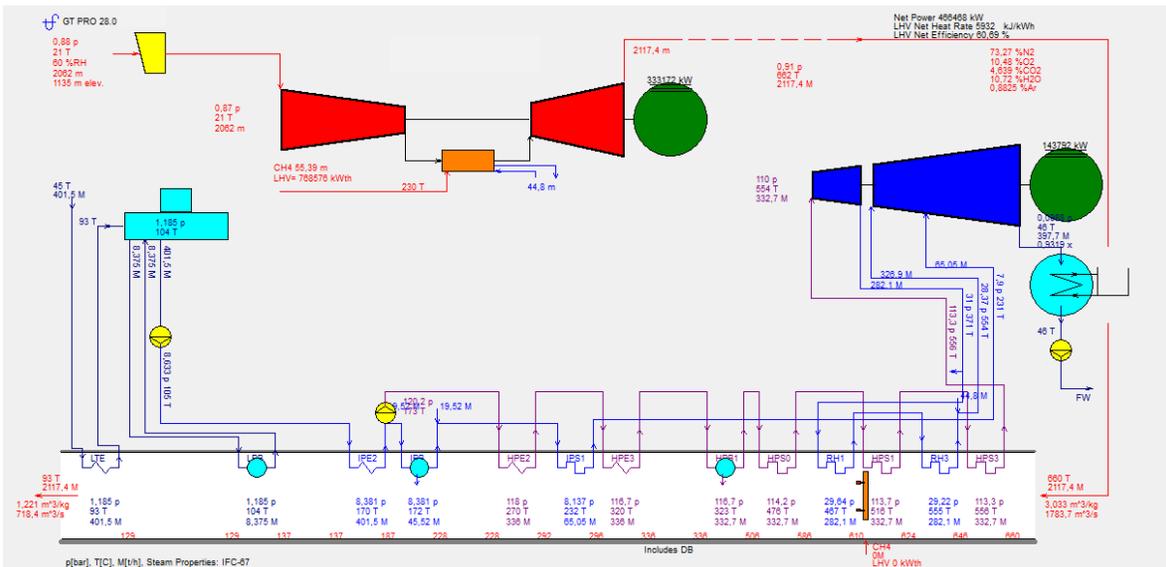


Ilustración 12. Ejemplo de un Turbina de Gas en Ciclo Combinado.

Nueva capacidad

Por último en esta reflexión hacia el futuro, habría que imaginar parte de las cuentas que hay que hacer: La CFE tiene en construcción tres grupos de centrales nuevas, el primero es a través del llamado *Fideicomiso Maestro de Inversión*, el segundo con el *Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional* y el tercero con el *Fideicomiso Energías Limpias*, todo esto se dice en el recientemente publicado *Plan de Negocios 2023 –2027* de dicha empresa. En las Ilustraciones 13, 14 y 15 se presentan las tablas con las tres listas de centrales.

Como se podrá ver, con la suma de 4,159 + 3253 + 1,020, la CFE tiene un total de 8,432 MW en construcción o en repotenciación lo que le añadirá más de 10 % de nueva capacidad que estará entrando en operación a partir de este año, de manera que se podrían satisfacer los requerimientos de aumento de potencia para el SPE durante los próximos años.

Ya hemos dicho que la demanda de energía eléctrica en el SEN año 2022 fue de 333 TWh, con un máximo del orden de 50,000 MW en el SIN durante las horas de más calor en el mes de junio, según lo reportan tanto el SIE como el PRODESEN. Este último documento pronostica un crecimiento de las necesidades de energía eléctrica de 2.5%, que aun cuando pareciera bajo, significa que habría que añadir 1,250 MW de nueva capacidad cada año a partir del 2023.

Esto significa que los 8,432 MW de capacidad adicional que actualmente tiene en construcción la CFE podría satisfacer la necesidad de crecimiento de los próximos años. Sin embargo se hace necesario revisar la pertinencia de mantener en operación varias termoeléctricas que han rebasado la primera etapa de su vida útil que era de 30 años, pero que además son de una eficiencia de diseño menor a 40%, que por los años de operación puede ser mucho menor a 35%, además consumen carbón, combustóleo y algunas de ellas Diesel en los arranques, de manera que sus costos variables de operación son significativamente más altos que los de las unidades de ciclo combinado, además la emisión de dióxido de carbono puede ser de entre 900 y más de 1,000 gCO₂/kWh.

Nombre	Capacidad neta MW	Ubicación
C.C.C. Baja California Sur	164	Baja California Sur
C.C.C. González Ortega	683	Baja California
C.C.C. San Luis Río Colorado	680	Sonora
C.C.C. Mérida	509	Yucatán
C.C.C. Riviera Maya	1,037	Quintana Roo
C.C.C. Tuxpan Fase I	1,086	Veracruz
Total	4,159	

Ilustración 13. Proyectos de la CFE en construcción mediante el Fideicomiso Maestro de Inversión.

Nombre	Capacidad neta MW	Ubicación
C.T.G Chankanaab	30.79	Quintana Roo
C.T.G. Isla Mujeres	12.9	Quintana Roo
C.C.C. Salamanca	861	Guanajuato
C.C. C. El Sauz II	271	Querétaro
C.C.C. Manzanillo III	348	Colima
C.C.C. Lerdo	409	Durango
C.C.C. San Luis Potosí	424	San Luis Potosí
C.C.I. Mexicali Oriente y obras de interconexión	441	Baja California
C.C.I. Parque Industrial y obras de interconexión	220	Sonora
C.C.I. Guadalajara	196	Jalisco
C.T.G. González Ortega	40	Baja California
Total	3,253	

Ilustración 14. Proyectos de la CFE en construcción mediante el Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional.

Nombre	Capacidad neta MW	Ubicación
Repotenciación de la C.H. La Villita	16	Michoacán
Mejora de la eficiencia de las turbinas de Infemillo	0	Guerrero
Repotenciación de generadores de Caracol	30	Guerrero
Repotenciación de generadores de las unidades 1 y 2 de la C.H. Zimapán	12	Hidalgo
C.H. Humaya	0	Sinaloa
Equipamiento hidroeléctrico de la presa Amata	10	Sinaloa
Equipamiento hidroeléctrico en la presa Santa María	30	Sinaloa
Equipamiento hidroeléctrico presa Picachos	6	Sinaloa
R.M. Angostura	100	Chiapas
R.M. Malpaso	72	Chiapas
R. M. Mazatepec	24	Puebla
Refaccionamiento mayor C.H. Peñitas	0	Chiapas
C.F.V. Puerto Peñasco fase I	120	Sonora
C.F.V. Puerto Peñasco fase III	300	Sonora
C.F.V. Puerto Peñasco fase IV	280	Sonora
Hidrogeno verde Puerto Libertad	20	Sonora
Total	1,020	

Ilustración 15. Proyectos de la CFE en construcción mediante el Fideicomiso Energías Limpias.

Tecnología de salida

Una relación de unidades de vapor y de ciclo combinado que ya pueden considerarse como tecnología obsoleta y de altas emisiones, como se dice en el punto anterior es:

- Las 4 unidades de Río Escondido, 4x300 MW, que queman carbón como combustible principal y Diesel en los arranques, que tienen entre 37 y 43 años de antigüedad.
- Las 4 unidades de Río Escondido II 4x350 MW, de carbón con Diesel para los arranques, que tienen más de 27 años.
- Las primeras 4 unidades de Tula, 4x300 MW, son de más de 45 años, la U5 también de 300 MW es de hace 36 años, todas son duales combustóleo gas, desde su diseño y construcción.
- Las primeras 6 unidades de Petacalco 6x350 MW de carbón con Diesel para los arranques, están llegando a 30 años.
- Las 4 unidades de Manzanillo duales combustóleo gas, 2x300 y 2x350 MW que no fueron convertidas a ciclo combinado y que tienen entre 33 y 41 años.
- Las 6 unidades de Tuxpan 6x350 MW, donde las primeras 2 unidades son de 32 años y las siguientes 4 tienen entre 22 y 29 años. Estas nunca fueron adaptadas para gas así que solo queman residual. Una de esas 6 unidades ya se dio de baja por una falla mayor.
- Las 2 unidades de 160 MW cada una de Rosarito, duales combustóleo gas son de 32 años.
- Las 2 unidades de 160 MW cada una de Samalayuca, duales combustóleo gas, son de hace 38 años.
- Las 2 unidades de 350 MW cada una de Villa de Reyes, duales combustóleo gas, son de hace 35 años.
- Las 4 unidades de 160 MW cada una de Puerto de la Libertad, duales combustóleo gas, son de 33 a 38 años.
- La unidad 3 de Mazatlán de 300 MW, dual combustóleo gas, es de 41 años.
- Las 8 unidades de 37.5 y 84 MW de Lerma, Valladolid y Mérida II, de combustóleo, son de 30 a 47 años.
- Las 2 unidades de 300 MW cada una de Altamira, duales combustóleo gas, son de hace 44 y 45 años.
- Las 2 unidades de 160 MW cada una de Guadalupe Victoria, duales combustóleo gas, son de hace 32 años.
- Las 2 unidades de 160 MW cada una de Topolobampo, duales combustóleo gas, son de hace 28 años.
- Las 2 unidades de Francisco Villa cada una de 150 MW, de combustóleo, son de hace 42 años.
- Ciclo combinado de Valladolid, Huinalá I, Gómez Palacio y Dos Bocas, con antigüedad de 30 a 48 años y eficiencia tan baja como las de vapor.
- Varias turbinas de gas, según antigüedad algunas de más de 40 años y eficiencia, algunas de menos de 20%.

Las unidades de turbinas de gas, unos 2,800 MW que hay por todo el SEN cumpliendo funciones de soporte de tensión y generación en emergencias, muchas de más de 40 años, tendrían que ser sometidas a evaluación para decidir si se cierran o se modernizan con las tecnologías de mayor flexibilidad y eficiencia que el mercado ofrezca, con el objetivo de seguir cumpliendo las funciones que mencionadas.

La lista de unidades de vapor y de ciclo combinado antiguas suma, unos 14,000 MW, una capacidad que seguramente no podrían salir de servicio de inmediato sin dejar huecos por lo que habría que priorizar por su estado de conservación, eficiencia, combustible usado y necesidad de soporte de tensión y regulación en la red.

Puede haber una etapa preliminar en el paro de unidades que es pasar a *Reserva Fría de Largo Plazo* en plantas donde ya no haya trabajadores, pero los equipos se protegen contra la corrosión con un equipo mínimo de vigilancia y en última instancia las unidades vuelven a servicio para enfrentar alguna emergencia mayor, en plazos de días o semanas.

Además, en todos los casos de equipos de generación, sean unidades de vapor o turbinas de gas o de ciclo combinado que convenga parar, estos deben desmantelarse y conservarse los terrenos con el fin de dejarlos disponibles para nuevas instalaciones de generación. En otras palabras: esos sitios no deben venderse ni dedicarse a otros procesos, ello por el valor que tienen por las instalaciones, interconexiones, subestaciones, llegadas de combustible y en general lugares disponibles para generación.

No es ocioso insistir en que estos sitios deben ser reutilizados con las mejores tecnologías que el SEN necesite, específicamente ciclos combinados como ya lo está haciendo la CFE en Salamanca, San Luis Potosí, Tuxpan, Mérida, El Sauz y Lerdo y como ya se hizo en Manzanillo, Valle de México y Tula hace algunos años.

Para comparación:

1. CAISO 25 enero 2024

Para mostrar la experiencia del sistema gobernado por el *California Independent System Operator (CAISO)*³² se muestran las gráficas de *Tendencia de la demanda* (Demand trend), *Demanda neta*, *Tendencia de renovables* del 25 de enero de 2024. En la primera gráfica, Ilustración 16 se muestra la demanda real que tuvo un máximo de 26,377 MW a las 18:00 horas. En la siguiente gráfica, Ilustración 17 se presenta la *demanda neta* que viene a ser la demanda realmente observada que es menor a la pronosticada por la existencia de la generación renovable, solar y de viento. La siguiente gráfica, Ilustración 18 muestra la generación de cada fuente de energía del sistema donde se nota la importancia de las renovables que llegaron a un máximo de 17,286 MW a las 13:40 horas, para después, a partir de las 15:05 horas cuando aún había un total de 16,752 MW renovables, caer sostenidamente hasta las 17:05 horas cuando la solar llega a 0 MW como se muestra en la Ilustración 18, lo que lleva a la existencia de lo que ya se señala en el recuadro abajo a la derecha de la gráfica de la Ilustración 17: “rampa promedio de 3 horas de aproximadamente 18,498 W. En la Ilustración 19 se muestran las tendencias de las fuentes renovables exclusivamente.

³² <https://www.caiso.com/>, Real-time Operating Grid - U.S. Energy Information Administration (EIA)

Este conjunto de 4 figuras muestra la esencia de los sistemas con alta penetración de generación renovable variable que son excelentes para disminuir la emisión proveniente de generación con combustible, pero que requieren de la existencia de *otra generación*, que debe ser muy flexible, para poder sustituir la renovable cuando el sol se oculta y cuando el viento baja a la velocidad mínima aprovechable.

Demand trend

System demand, in megawatts, compared to the forecasted demand in 5-minute increments.

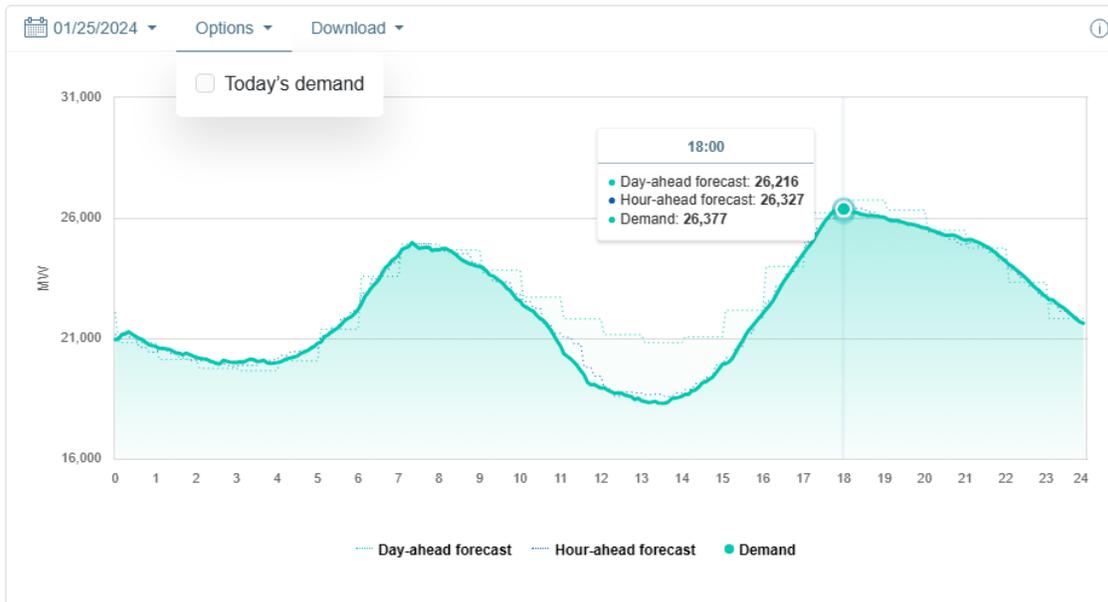


Ilustración 16. Demanda reportada por CAISO el día 25 de enero 2024.

Net demand trend

System demand minus wind and solar, in 5-minute increments, compared to total system and forecasted demand.

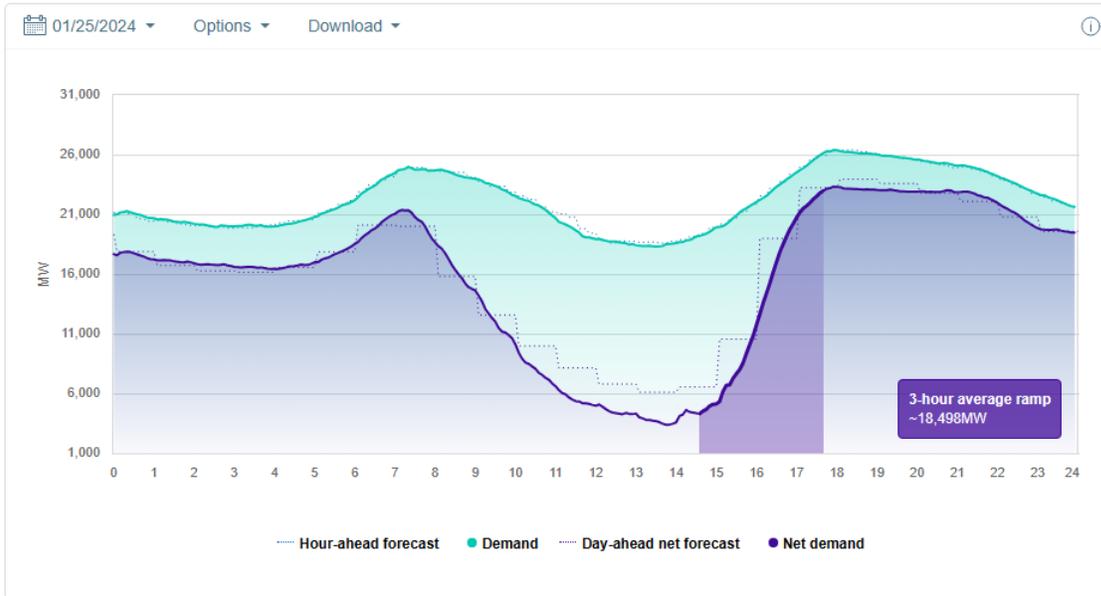


Ilustración 17. Demanda neta del mismo día. Ver recuadro de “rampa” en esquina inferior derecha.

Supply trend

Energy in megawatts broken down by resource in 5-minute increments.

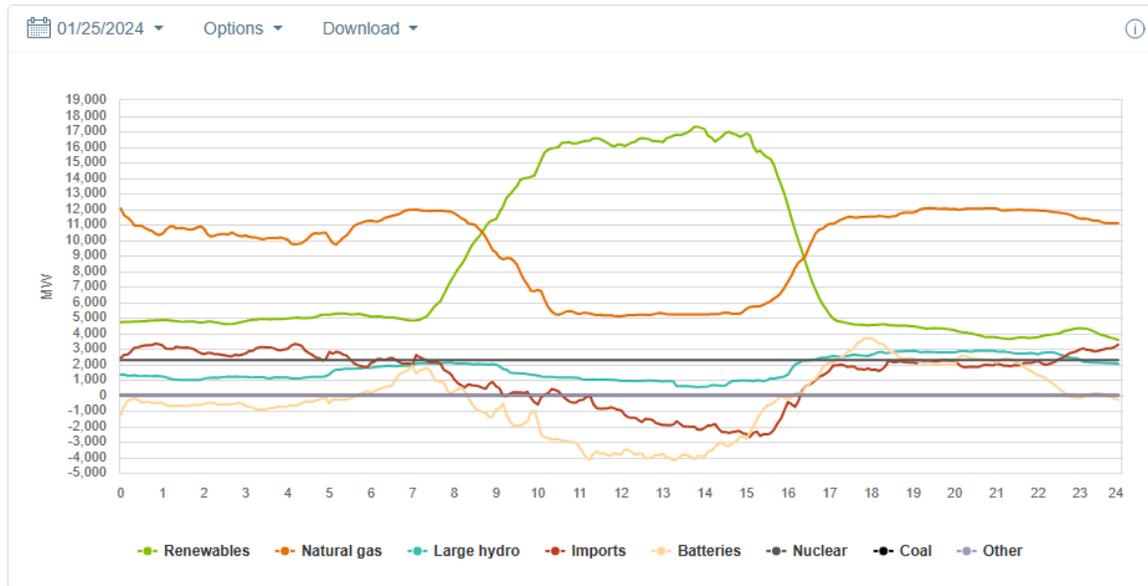


Ilustración 18. Generación de cada fuente de energía del 25 de enero 2024 en CAISO.

Renewables trend

Energy in megawatts broken down by renewable resource in 5-minute increments.

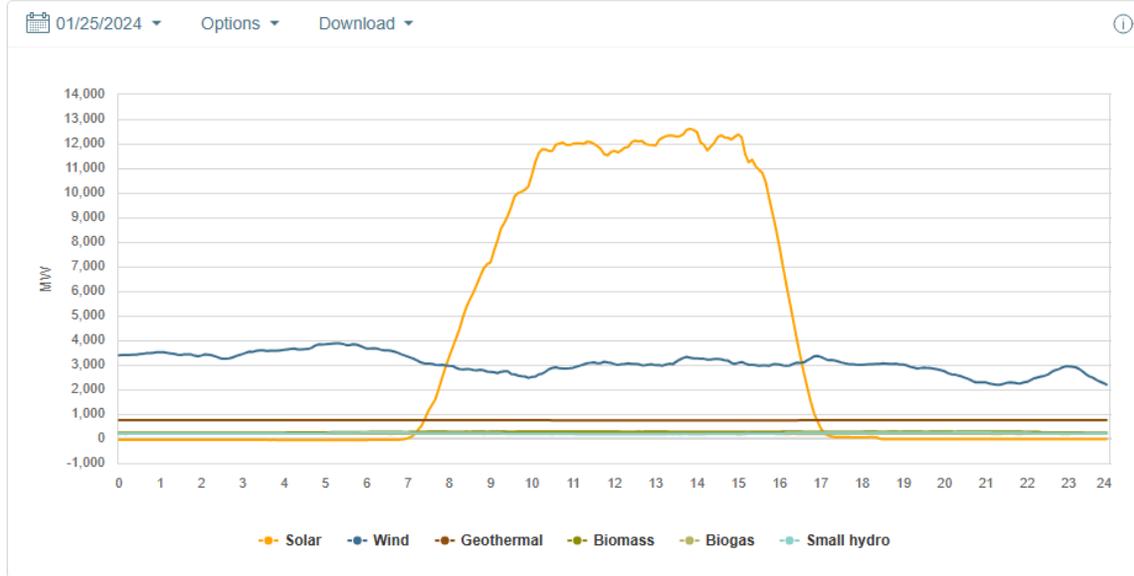


Ilustración 19. Tendencia de la generación renovable.

2. España 25 enero 2024

Al mismo tiempo que sucedía lo que vimos en el CAISO, esto otro pasaba en España, como lo reporta *Red Eléctrica de España* en su portal de Internet³³, ese mismo día: el sistema peninsular tuvo una demanda máxima de 34,334 MW a las 20:50 horas, mientras el conjunto de renovables *ya iba de salida* y a esa hora aportó 14,535 MW, aunque su máximo de generación de 21,989 MW a las 11:20 horas sí ayudó a soportar la demanda de media mañana que a esa hora era de 30,824 MW.

La hidráulica y las TGCC son la generación flexible que lleva como es de esperarse la carga de la variabilidad del sistema peninsular de España el 25 de enero de 2024, como se ve en las gráficas de las Ilustraciones 20 y 21.

³³ [Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO2 \(ree.es\)](https://www.ree.es/)

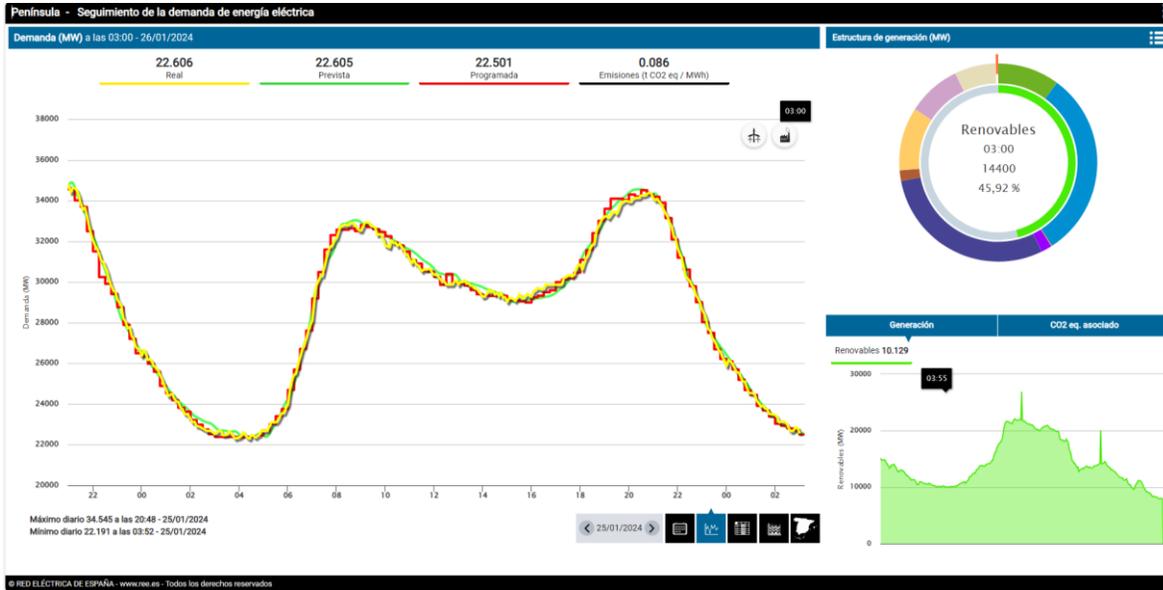


Ilustración 20. Panorama general sistema peninsular de España en la fecha señalada.



Ilustración 21. Generación en el sistema peninsular de España de las tecnologías “Hidráulica” y “Ciclo combinado” durante las 24 horas del 25 de enero de 2024 en el soporte de la carga variable.

Algunas conclusiones

La visión general de esta reflexión, es la de inscribir a México en el concierto mundial para la consecución de un *Sistema de Energía Libre de Carbono*, a partir de una situación que ciertamente nos conviene ya que contamos con una fuente de gas abundante, buena para la transición, que nos puede permitir el inicio de la disminución bajar del nivel actual de 400 gCO₂/kWh aunque no deja de ser externa, sujeta a vaivenes no controlables por nosotros. Ciertamente que el nivel de emisiones mencionado viene de una combinación de termoeléctricas convencionales de emisiones altas, unidades de ciclo combinado antiguas de emisiones intermedias, la central nuclear, la capacidad instalada de viento y sol con su FP bajo y solo unas pocas unidades de ciclo combinado nuevas del tipo del mostrado en la Ilustración 12 cuya emisión, aunque menor la de las termoeléctricas antiguas, sigue siendo alta, de apenas 360 a 380 gCO₂/kWh, razón por la cual deben considerarse solo **de transición**.

Las alternativas de generación presentadas permiten delinear un plan de construcción de nueva capacidad de generación con un horizonte de más de 10 años en el que habría que emprender lo siguiente:

- **Un plan de recuperación de proyectos hidroeléctricos** del catálogo que la CFE desarrolló hasta 2014, mismo que debe revisarse para condiciones actuales, además de que se impone un cambio de metodología de desarrollo, que en lugar de arriba para abajo, tendría que ser desde las comunidades, con su conveniencia, convencimiento y patrocinio. La capacidad de 10,544 MW citada antes puede ser de la CFE o de privados.
- **Otro conjunto de proyectos de geotermia** que según se vio puede abarcar 10,000 MW identificables, aunque unos 2,000 MW que se pueden empezar a desarrollar dentro del horizonte previsible. Igual que en el caso anterior, esta inversión puede ser de la CFE o privada.
- **El segmento de energía renovable de viento y sol que conviene impulsar**, puede ser de un 100% de crecimiento sobre la capacidad actual, unos 15,000 MW, sin que se rebase la cota recomendada por el multicitado estudio de OECD, de no más de 30% de penetración de energía generada. Este crecimiento, aunque puede ser emprendido por la CFE, conviene que se deje para privados, tanto de gran tamaño, como consumidores individuales, todo coordinado por la propia CFE, el CENACE y la SENER, con el fin de armonizar la transmisión, en los casos pequeños la distribución y por supuesto el respaldo. El restablecimiento de las subastas podría ser un camino para esto.
- **El siguiente segmento de electricidad libre de carbono es la nuclear**, la que por ley es exclusiva del estado, así que la CFE podría tener, como lo tiene desde el siglo pasado, un plan de desarrollo de varios sitios en donde construir centrales de 2,000 a 3,200 MW en por lo menos 4 sitios ya identificados, con pares de unidades cada una con

potencia de 1,000 a 1,600 MWe –casi 13,000 MW- lo que podría conseguirse en un plazo que rebasa los que se pueden prever para las tres tecnologías anteriores.

El plan que la CFE tenía antes de que su programa nuclear fuera cancelado contemplaba 20,000 MW nucleares.

Además de la construcción de centrales, México puede producir uranio y emprender varias fases del ciclo de combustible, lo que le da ventajas económicas y de autonomía nacional a un programa así. ¿Cuánto se puede planear en este siglo?

- **Mientras los 4 puntos anteriores no basten** habrá que seguir construyendo plantas de gas natural consistentes en turbinas de gas, en ciclo abierto o en ciclo combinado, con la mayor eficiencia disponible en el mercado y también con la mayor flexibilidad.
- **Se hace necesario también planear la ruta de salida de las termoeléctricas antiguas** que son de alto nivel de emisiones, también de alto Costo Variable de Generación y que por su antigüedad tienen costos adicionales de mantenimientos extraordinarios.
- **Hay otros recursos para bajar emisiones** como son la masificación del transporte, su electrificación, la descarbonización de los hogares, la promoción de la eficiencia de los procesos energéticos, la promoción de la cogeneración industrial y también la de baja escala y por supuesto la eliminación de la leña como combustible.

La meta final es la de reducir a la octava parte la *Intensidad de Carbono* que actualmente tenemos, esto es como ya se ha dicho, bajar de 400 a 50 gCO₂/kWh.

¿Será esto posible?

Referencias

[Annual CO₂ emissions \(ourworldindata.org\)](#)

[Carbon intensity of electricity, 2000 to 2022 \(ourworldindata.org\)](#)

[Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO₂ \(ree.es\)](#)

[Do Renewable Portfolio Standards Deliver? | EPIC \(uchicago.edu\)](#)

[Electricity generation \(ourworldindata.org\)](#)

[Electricity production by source, World \(ourworldindata.org\)](#)

[Emission Reductions Payment Agreements \(ERPA\) Climate Explainer \(worldbank.org\)](#)

[Environmental Impacts of Hydroelectric Power | Union of Concerned Scientists \(ucsusa.org\)](#)

[Frequently Asked Questions \(FAQs\) - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#)

[Gasoline and Diesel Fuel Update - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#)

[Global electricity generation by source 2022 | Statista](#)

[How China is using nuclear power to reduce its carbon emissions: <https://bit.ly/47M06IR>
<https://twitter.com/depreconomica/status/1691466286826762240?s=48>](#)

[In Charts: How Electricity Is Changing Around the World - The New York Times \(nytimes.com\)](#)

[Iniciativa-solar-para-el-impulso-de-la-energia-fotovoltaica-de-gran-escala.pdf](#)

[Nuclear Reactors | NRC.gov](#)

[Plan Negocios 2023-2027.pdf \(cfe.mx\)](#)

[Plans for New Nuclear Reactors Worldwide - World Nuclear Association \(world-nuclear.org\)](#)

[\(PDF\) La construcción de presas en México. Evolución, situación actual y nuevos enfoques para dar viabilidad a la infraestructura hídrica \(researchgate.net\)](#)

[Q&A: How China is using nuclear power to reduce its carbon emissions - Carbon Brief](#)

[Sustainability | Free Full-Text | Paving Paths to 2050: Mapping the Mexican Power Sector's Potential to Build Sustainable Futures \(mdpi.com\)](#)

[U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis](#)

[U.S. Nuclear Plants \(nei.org\)](#)

[World Nuclear Generation and Capacity \(nei.org\)](#)

[Projected Costs of Generating Electricity 2020 – Analysis - IEA](#)