

Energía libre de carbono



Por José Manuel Muñoz Villalobos
Observatorio Ciudadano de la Energía, AC
Septiembre 2023

La humanidad tiene la capacidad para hacer que el desarrollo sea sostenible para asegurar que satisfaga las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer las propias.
Reporte de la Comisión Mundial para Ambiente y Desarrollo: Nuestro Futuro Común. ONU, 1987.

Introducción

La gravedad de los impactos ambientales causados por los sistemas de energía usados en todo el planeta se impone sobre otras consideraciones que hemos venido tomando en cuenta durante los últimos 50 años para pensar, diseñar, construir y aprovechar tales sistemas, así como para la explotación de los recursos presentes en la naturaleza. Las evidencias muestran que la atmósfera ya no puede absorber más Gases de Efecto Invernadero (GEI) –compuestos principalmente por dióxido de carbono (CO₂) y por emisiones fugitivas de metano (CH₄)– lo que ha causado según la información y los conocimientos disponibles, un aumento sostenido de temperatura del aire planetario además de cambios cada vez más severos en los patrones climáticos observados hasta ahora. Siendo así la situación, todo lo que tenga que ver con energía y su impacto en el ambiente deberá ser atendido con esta nueva perspectiva, tanto en nuestra nación como en todo el mundo¹. Ilustración 1 muestra los datos a agosto 2023 de NOAA².

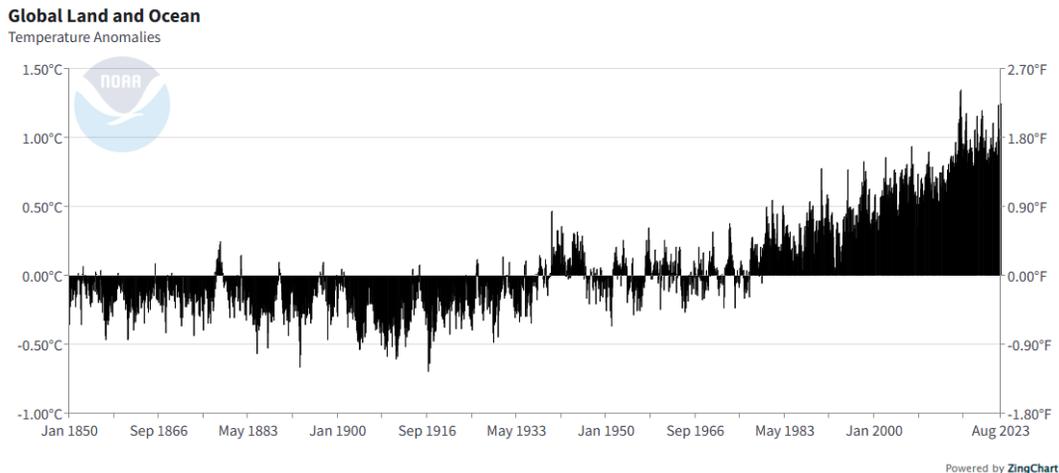


Ilustración 1. Anomalías de temperatura global en tierra y mar.

¹ Para Transición energética ver: Rojas José Antonio en La Jornada, Torres Ramón Carlos en Grano de Sal y Barnés Francisco en www.energia.org.mx.

² [Global Time Series | Climate at a Glance | National Centers for Environmental Information \(NCEI\) \(noaa.gov\)](https://www.noaa.gov/global-time-series-climate-at-a-glance-national-centers-for-environmental-information-ncei)

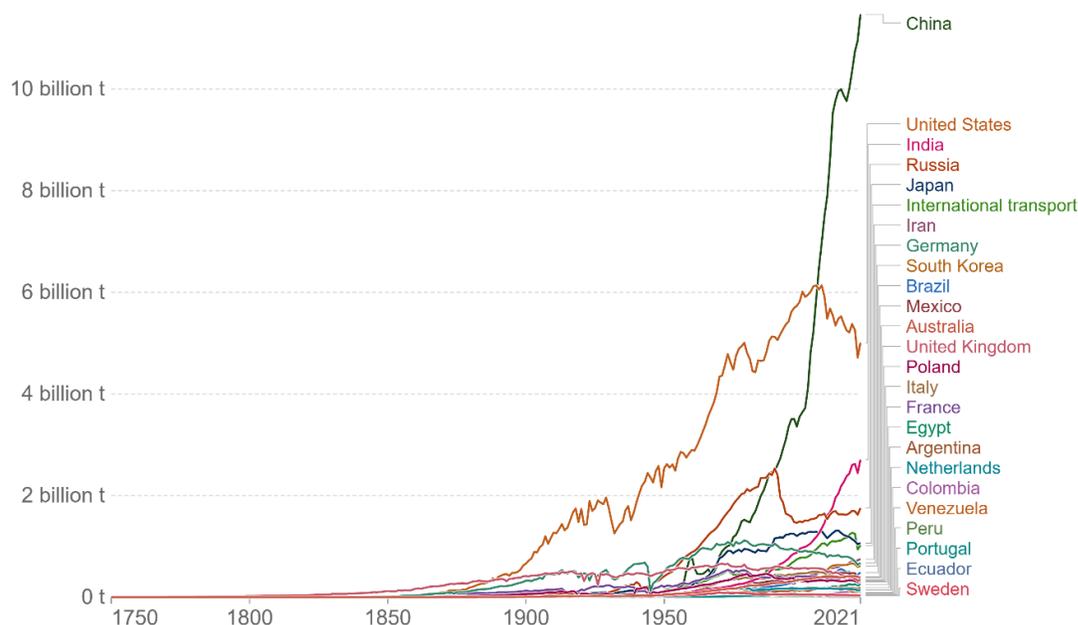
¿Cuánto se emite en el planeta?

La suma de las emisiones planetarias de CO₂ provenientes del uso de combustibles fósiles y de la industria reportadas por *Our World In Data*³ para la suma de todo los países es de 37,120 millones de toneladas⁴. Hay países que emiten mucho como lo muestran las gráficas y la tabla de las Ilustraciones 2, 3 y 4 donde se puede ver la participación de China con 11.5 Gt y 30.9% del total; Estados Unidos con 5 Gt y 13.4%; India con 2.7 Gt y 7.3%; Rusia con 1.8 Gt y 4.7%; Japón con 1.1 Gt y 2.9%; el Transporte Internacional con 1.02 Gt y 2.7%. Estos seis emisores acumulan el 62% de las emisiones globales, mientras que con los 14 siguientes, o sea los primeros 20 acumulan el 78% según se ve más abajo.

Es interesante ver que China, USA, India, Rusia y Japón, son gigantes que tendrían que encabezar la reducción de emisiones, aunque los siguientes países de la lista son en conjunto de tomarse en cuenta. Y México con el lugar 14 es parte importante de este grupo de países medianos que evidentemente tienen una obligación, pero también una oportunidad de ser parte de la solución global al desastre climático.

Annual CO₂ emissions

Carbon dioxide (CO₂) emissions from fossil fuels and industry¹. Land use change is not included.

Source: Global Carbon Budget (2022)

OurWorldInData.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions • CC BY

1. **Fossil emissions:** Fossil emissions measure the quantity of carbon dioxide (CO₂) emitted from the burning of fossil fuels, and directly from industrial processes such as cement and steel production. Fossil CO₂ includes emissions from coal, oil, gas, flaring, cement, steel, and other industrial processes. Fossil emissions do not include land use change, deforestation, soils, or vegetation.

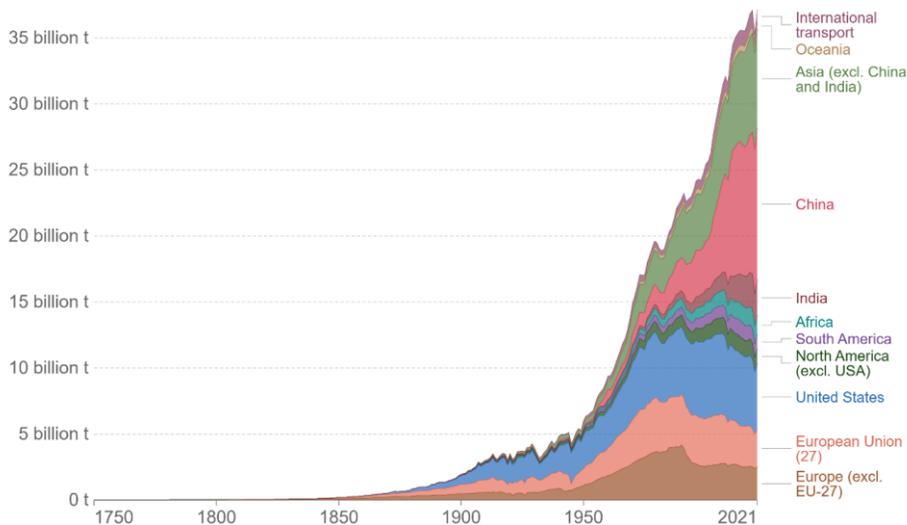
Ilustración 2. Gráfica de emisiones de 1750 a 2022 de varios países seleccionados aquí, tomados de la referencia.

³ [Annual CO₂ emissions \(ourworldindata.org\)](https://ourworldindata.org)

⁴ 37.12 billones le llaman en algunos países, Giga toneladas (Gt) le vamos a llamar aquí.

Annual CO₂ emissions by world region

This measures fossil fuel and industry emissions¹. Land use change is not included.



Source: Global Carbon Budget (2022)

OurWorldInData.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions • CC BY

1. **Fossil emissions:** Fossil emissions measure the quantity of carbon dioxide (CO₂) emitted from the burning of fossil fuels, and directly from industrial processes such as cement and steel production. Fossil CO₂ includes emissions from coal, oil, gas, flaring, cement, steel, and other industrial processes. Fossil emissions do not include land use change, deforestation, soils, or vegetation.

Ilustración 3. Emisiones anuales de CO₂ por región del planeta.

	Entity	Year	Emisiones Gt CO ₂ /año	Participación Pais/Mundo	Em Acum Gt CO ₂ /año	Part Acum
	World	2021	37.12	1.000		
1	China	2021	11.47	0.309		
2	United States	2021	5.01	0.135	16.5	0.444
3	India	2021	2.71	0.073	19.2	0.517
4	Russia	2021	1.76	0.047	20.9	0.564
5	Japan	2021	1.07	0.029	22.0	0.593
6	Germany	2021	0.67	0.018	22.7	0.611
7	Saudi Arabia	2021	0.67	0.018	23.4	0.629
8	Indonesia	2021	0.62	0.017	24.0	0.646
9	South Korea	2021	0.62	0.017	24.6	0.663
10	Canada	2021	0.55	0.015	25.1	0.677
11	Brazil	2021	0.49	0.013	25.6	0.690
12	Turkey	2021	0.45	0.012	26.1	0.702
13	South Africa	2021	0.44	0.012	26.5	0.714
14	Mexico	2021	0.41	0.011	26.9	0.725
15	Australia	2021	0.39	0.011	27.3	0.736
16	United Kingdom	2021	0.35	0.009	27.7	0.745
17	Italy	2021	0.33	0.009	28.0	0.754
18	Poland	2021	0.33	0.009	28.3	0.763
19	Vietnam	2021	0.33	0.009	28.6	0.771
20	France	2021	0.31	0.008	28.9	0.780
	Total estos primeros 20		28.95	0.780		

Ilustración 4. Los primeros veinte países en emisiones de CO₂ provenientes de quema de combustibles. Misma fuente.

Tiempo de empezar

La disyuntiva entre empezar a moverse y esperar a que *los otros* lo hagan, es solo una mala broma motivada por los intereses inmediatos para que todo siga igual. Sería bueno empezar a pensar, actuar y exigir como ciudadanos del planeta que estamos viendo cómo se destruye por la presión humana, que como lo muestran las gráficas de las Ilustraciones 3 y 4, empezó apenas en el siglo XIX y no ha parado desde mediados del siglo XX.

Este es un trabajo de reflexión y propuestas sobre la reducción de las emisiones de carbono de los grandes sistemas energéticos, los que son responsables de una buena parte de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) que se añaden a la atmósfera planetaria, en el que la primera parte se refiere a la Generación de Electricidad para el Servicio Público de Electricidad (SPE), la segunda parte podría ser la de costos de construcción y operación de las diversas tecnologías de generación; la tercera puede ser la de Transporte de personas y de mercancías; la cuarta parte de este conjunto de reflexiones puede ser el consumo de energía y la producción de emisiones en el Ámbito Doméstico; la quinta será el tema de la fuga de metano (CH₄); una sexta parte de este ejercicio sería la de la eficiencia en el uso de los energéticos.

El futuro es nuclear

De entrada debe decirse que en el Observatorio Ciudadano de la Energía, AC (OCE) hemos avanzado en entender que en materia de producción de energía para el Servicio Público de Electricidad conviene abandonar o reducir drásticamente el uso de carbón como combustible, también del aceite residual o combustóleo y del aceite Diesel para pasar a usar de manera temporal, gas natural como combustible de transición en la generación termoeléctrica, pero sobre todo estamos convencidos que se debe establecer un gran programa de construcción de centrales generadoras nucleares –sin emisiones de GEI- para que se hagan cargo de la demanda de energía de base del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Los trabajos de nuestros compañeros del OCE sobre energía nuclear, Eibenschutz, Rangel, Villanueva, Francois y Fernández, todos publicados en el portal del OCE, son fundamentales para entender la viabilidad de lo aquí planteado⁵.

Hay otras fuentes que conviene desarrollar como son la geotermia, que requiere de inversión en exploración y maduración de campos, algo que la CFE inició hace más de medio siglo pero que dejó de hacerlo⁶; también la hidroelectricidad que ha sido aprovechada por la CFE pero que requiere de obras con gran impacto social y ambiental y que podría haber llegado ya a su máxima utilización en nuestro país; la cogeneración industrial, principalmente en instalaciones de procesamiento de hidrocarburos, las mayores de las cuales son de nuestra petrolera nacional, merece atención puntual desde

⁵ Ver www.energia.org.mx

⁶ Ver Gerardo Hiriart en www.energia.org.mx y en muchas otras publicaciones, para costos y potencial en México.

la CFE, hay unas diez grandes plantas de Pemex sin sistema de cogeneración moderno; por último conviene desarrollar la energía renovable, aunque el bajo factor de utilización y la variabilidad de las tecnologías más desarrolladas, que son el sol y viento, hacen que se necesiten simultáneamente otras fuentes de las llamadas firmes, o bien que se invierta en sistemas de almacenamiento, lo que implica costos adicionales de magnitud considerable⁷.

¿Qué tenemos en generación eléctrica?

El consumo neto de energía eléctrica reportada por el PRODESEN⁸ para el año 2022 en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue de 334 TWh, 3.5% más que en el año anterior. A su vez, el pronóstico para los próximos 15 años es de aumento de 2.5% anual; también hay distinción regional, ya que en zonas de muy alto crecimiento como Baja California este pronóstico sube a 3%, Baja California Sur a 3.5% y la Península de Yucatán se va hasta 3.6%. La zona Central con crecimiento bajo, tiene un pronóstico de 1.9%. Ver tabla de la Ilustración 5.

CUADRO 3.1 CONSUMO NETO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2020-2022

	CONSUMO NETO					
	2020		2021		2022	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA						
Eléctrico Nacional (SEN)	311,604	-2.2	322,552	3.5	333,662	3.4
Interconectado Nacional (SIN)	294,166	-2.5	304,034	3.4	314,317	3.4
Baja California (SIBC)	14,683	3.9	15,541	5.8	16,233	4.5
Baja California Sur (SIBCS)	2,608	-3.8	2,826	8.4	2,964	4.9
Mulegé (SIMUL)	148	6.8	150	1.9	148	-1.4
GERENCIA DE CONTROL REGIONAL						
Central (CEN)	56,243	-5.0	56,862	1.1	58,099	2.2
Oriental (ORI)	49,847	-2.0	52,083	4.5	53,321	2.4
Occidental (OCC)	67,867	-1.6	69,893	3.0	72,679	4.0
Noroeste (NOR)	25,421	4.5	25,548	0.5	25,735	0.7
Norte (NTE)	28,572	0.5	28,948	1.3	29,735	2.7
Noreste (NES)	53,769	-4.4	57,152	6.3	60,277	5.5
Peninsular (PEN)	12,447	-10.0	13,549	8.9	14,470	6.8

FUENTE: Elaboración propia con datos del CENACE.

Ilustración 5. Consumo neto de energía eléctrica, reportado en PRODESEN.

Evolución de la generación bruta en 2023

Con los datos mensuales de generación bruta que reporta el Sistema de Información Energética (SIE)⁹ al mes de julio de este 2023 se puede ver que en 6 de 7 meses hubo un alto crecimiento, más de 8% en tres de ellos y más de 10% en junio, así cabría suponer que se superó el pronóstico mencionado en el PRODESEN; además la demanda máxima en

⁷ Ver Hiriart, Barnés, Terrazas & Keijser, Shaar & Flores, Ollivier, por lo menos, en www.energia.org.mx

⁸ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037 | Secretaría de Energía | Gobierno | gob.mx (www.gob.mx)

⁹ SENER | Sistema de Información Energética (energia.gob.mx)

2022 fue de \approx 50,000 MW y parece que en 2023 creció a cerca de 55,000 MW, según dijo el CENACE a la prensa; habrá que esperar al 2024 para saber si ese crecimiento fue atípico o si es una nueva normalidad. Ver tabla de Ilustración 6.

Generación Mensual	MWh						
	Ene/2022	Feb/2022	Mar/2022	Abr/2022	May/2022	Jun/2022	Jul/2022
2022	17,240,848	16,242,573	18,352,702	19,712,913	22,796,557	22,285,169	22,872,450
2023	18,647,586	16,724,661	19,931,708	19,986,181	22,549,702	24,533,022	24,794,833
Variación	1.082	1.030	1.086	1.014	0.989	1.101	1.084

Ilustración 6. Evolución mensual de la generación bruta.

Año 2022	Capacidad MW	Generación MWh	Factor Planta %	Particip Energ	Factor Emision tCO ₂ /MWh	Toneladas CO ₂	Particip Emisiones
Total	60,431	238,092,668	45.0%	100.0%	0.404	96,186,697	100.0%
Termoeléctrica	39,579	186,758,386	53.9%				
Vapor	9,998	17,657,334	20.2%	7.4%	0.700	12,360,134	12.9%
Ciclo combinado	26,393	145,552,526	63.0%				
CFE	11,108	50,391,848	51.8%	21.2%	0.450	22,676,332	23.6%
PIE 1	15,285	95,160,678	71.1%	40.0%	0.400	38,064,271	39.6%
Turbogas	2,833	7,205,780	29.0%	3.0%	1.000	7,205,780	7.5%
Combustión inte	355	1,156,413	37.2%	0.5%	0.600	693,848	0.7%
Carboeléctrica	5,463	15,186,332	31.7%	6.4%	1.000	15,186,332	15.8%
Geotermoléctrica	951	4,543,090	54.5%	1.9%			
Nucleoeléctrica	1,608	10,849,617	77.0%	4.6%			
Eólica	699	1,824,466	29.8%	0.8%			
CFE	86	70,484	9.4%	0.0%			
PIE 1	613	1,753,982	32.7%	0.7%			
Hidroeléctrica	12,125	34,110,314	32.1%	14.3%			
Fotovoltaica	6	6,796	12.9%	0.0%			

Ilustración 7. Capacidad y generación eléctrica de la CFE 2022, reportadas en SIE y emisiones calculadas aquí.

La CFE

De los 334 TWh de consumo, mencionados en el PRODESEN, la CFE con sus Productores Externos (PEE) también llamados Productores Independientes (PIE), generó el 71% o sea 238 TWh, esto según el SIE. Si asumimos que esta energía demandada crezca 2.5% al año según el pronóstico del PRODESEN, tendremos que en los 15 años del periodo de planeación de la SENER, la demanda nacional de electricidad estaría rondando los 520 TWh/año y que si la CFE sigue haciéndose responsable del 71% que ahora aporta,

entonces tendrá que subir a más de 370 TWh/año. Ver Ilustración 5 para crecimiento observado en los últimos tres años.

En la Ilustración 7 se presenta la tabla que reporta el SIE con la composición de la generación a cargo de la CFE y de sus Productores Externos, así como con sus emisiones de CO₂, calculadas de acuerdo con los combustibles usados, la que resulta en 96 millones de toneladas de este gas de efecto invernadero, a una tasa promedio de 0.4 t CO₂/MWh.

Permisos, otros generadores y capacidad nacional

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorga permisos de generación a cualquier empresa que lo solicite desde la propia CFE, las empresas que esta contrata y otras muchas que se dedican a la producción de electricidad, así la capacidad instalada nacional tiene que ser la suma de las capacidades autorizadas en los 1,208 permisos vigentes que a enero de este 2023, es de 127,752 MW la que a su vez tiene una generación estimada de 683 TWh, lo que resultaría en un factor de planta de 61% para toda esa capacidad instalada en México.

Ciertamente que no todas las instalaciones se encuentran en operación porque su construcción no ha terminado pero de cualquier forma estos datos de capacidad de generación y producción posible hacen que nuestro país parezca estar bien equipado para afrontar sus necesidades eléctricas. Ya lo veremos más adelante.

Y dado que la CFE es responsable del SPE empezaremos por decir que esta empresa tiene 169 permisos que amparan 51,924 MW aunque hay 2,187 de estos que están en construcción, así que resta la capacidad más conocida de 49,737 MW.

Los Productores Externos de la CFE tienen 35 permisos que amparan 18,748 MW, de los cuales 28 son por centrales de ciclo combinado con una capacidad de 17,523 MW, una generación estimada de 131 TWh lo que resulta en un factor de planta de 86%. Habrá que saber por qué en el informe del SIE citado en este trabajo la capacidad de ciclos combinados de los mencionados PEE o PIE, es de solo 15,285 MW y preguntarse si esos más de 2,000 MW es la capacidad que estos permisionarios dedican al comercio eléctrico del que siempre se ha dudado si es legal.

Los otros 613 MW de PEE-PIE son de 6 plantas de 102 y 103 MW cada una, todas de viento localizadas en Oaxaca y según la estimación de los permisos pueden generar 2 TWh lo que da un factor de planta de 38%.

Otro gran conjunto de permisionarios, los que sí debieran llamarse *Productores Independientes*, dado que no tienen contrato con la CFE; también podría llamárseles simplemente Productores Privados. Estos suman 1,005 permisos con un total de 57,692 MW los que podrían generar de acuerdo con lo estimado en cada permiso un total de 290 TWh con un factor de planta de 57%. Sin embargo estos permisos tienen algo que podría ser solo especulación dado que varios de ellos se han tramitado sin que realmente se

concluyan los proyectos. Veamos las cifras: hay 123 con una capacidad total autorizada de 4,712 MW, que **no se encuentran en operación** porque se encuentran **en construcción**; hay otros 155 con capacidad autorizada de 18,817 MW que tampoco operan, no están en construcción, están **por iniciar obras**. Así que la capacidad real de los permisionarios privados diferentes a los PEE de la CFE es de solo 34,164 MW con el estimado de generación anual de 184 TWh.

La capacidad nacional total, CFE más sus PEE más los permisionarios privados suman:

Capacidad instalada en operación = 49,737 + 18,748 + 34,164 = **102,649 MW**

A estas cuentas faltaría añadir 6,646 MW que la CFE tiene en construcción en estos momentos.

Optimización inmediata

En la Ilustración 7 ya citada, aparecen los datos de generación a cargo de la CFE desglosados por tecnología de generación a la cual se le ha añadido la tercera columna con la participación; la cuarta columna muestra los factores de emisión que son valores derivados de mi experiencia acordes con datos publicados en el excelente portal citado abajo¹⁰; la siguiente columna muestra el valor calculado de toneladas de emisión de dióxido de carbono por cada tecnología; la última columna muestra la participación en emisiones. Para empezar a entender cómo se puede reducir la emisión de CO₂, se calculó el resultado de un *escenario imaginario* de aumento de la generación de los ciclos combinados a factores de planta de 90 y 63% en PIE y en CFE, lo que se muestra en la Ilustración 8, la que inicialmente es copia de la tabla de la Ilustración 7, pero con el aumento de factor de planta de los ciclos combinados mencionado.

Para mantener constante la generación de 238 TWh a cargo de la CFE se eliminó la generación –y las emisiones- de la *Termoeléctrica* que consume combustóleo, algo de gas y un poco de Diesel; también se redujo a la mitad la de *Turbogas*, que consume Diesel y algo de gas; por último se eliminó por completo la generación de la *Carboeléctrica*. En este escenario se redujo la producción de dióxido de carbono en 16 millones de toneladas y así el factor de emisión global de la CFE hubiera bajado de 0.404 a 0.337 tCO₂/MWh.

Ciertamente que las unidades nuevas con eficiencias brutas que pueden ser de más de 60% en PCI (Poder calorífico inferior o LHV por sus siglas en inglés), lleva a factores de emisión que teóricamente pueden ser de menos de 380 gCO₂/MWh. Ejemplos de estas centrales son: Empalme en Sonora, Centro en Morelos, Tula en Hidalgo, Valle de México en el estado de México, estas propiedad de la CFE, mientras que por parte de PEE al servicio de la CFE, están Noroeste en Sonora, Noreste en Nuevo León, Norte III en Chihuahua y Topolobampo en Sinaloa.

¹⁰ [The Engineering ToolBox](#)

Año 2022	Capacidad MW	Generación MWh	Factor Planta %	Particip Energ	Factor Emision tCO ₂ /MWh	Toneladas CO ₂	Particip Emisiones
Total	60,431	238,092,668	0.45	100.0%	0.337	80,169,322	100.0%
Termoeléctrica	39,579	186,758,386	0.54				
Vapor	9,998	-	-	0.0%	0.700	-	0.0%
Ciclo combinado	26,393	145,552,526	0.63				
CFE	11,108	61,493,708	0.632	25.8%	0.450	27,672,169	34.5%
PIE 1	15,285	120,508,265	0.90	50.6%	0.400	48,203,306	60.1%
Turbogas	2,833	3,600,000	0.15	1.5%	1.000	3,600,000	4.5%
Combustión interna	355	1,156,413	0.37	0.5%	0.600	693,848	0.9%
Carboeléctrica	5,463	-	-	0.0%	1.000	-	0.0%
Geotermoléctrica	951	4,543,090	0.55	1.9%			
Nucleoeléctrica	1,608	10,849,617	0.77	4.6%			
Eólica	699	1,824,466	0.30	0.8%			
CFE	86	70,484	0.09	0.0%			
PIE 1	613	1,753,982	0.33	0.7%			
Hidroeléctrica	12,125	34,110,314	0.32	14.3%			
Fotovoltaica	6	6,796	0.13	0.0%			

Ilustración 8. Escenario con más Factor de Planta de ciclos combinados y eliminación de generación de carbón y residual.

Además de que los costos variables de generación (CVG) de las unidades de carbón, de residual o combustóleo y de Diesel son altos, ello derivado de su alto régimen térmico – inverso de la eficiencia- y del alto precio de los combustibles líquidos, hacen obvia la necesidad del retiro de tales plantas. Afortunadamente el CENACE sigue aplicando el despacho económico y el factor de planta de las unidades caras es cada vez menor. Ciertamente hay casos en que las unidades antiguas debieran pasar a reserva fría, antes de decidir el paro total y su desmantelamiento, pero hace falta la decisión de hacerlo con sentido de urgencia, además de con las consideraciones económicas correspondientes.

Participación privada

Otro escenario imaginado consiste en la estimación de la participación privada, la de los 34,164 MW realmente en operación ya mencionados antes, que deben aportar aproximadamente la mitad de su generación máxima establecida en el informe de permisos de la CRE. Para mostrar los resultados de este nuevo escenario, en la Ilustración 9 se añadió un participante llamado *Permisarios* al que le adjudicamos una generación de 96 TWh, para que al sumarse a los 238 TWh de la CFE lleguemos a la cifra de 333.6 TWh mencionada en el PRODESEN.

En cálculo aparte se estimó la producción de CO₂ de cada grupo de generadores privados con factores de emisión correspondientes como se puede apreciar en la Ilustración 10. Es interesante ver que el nuevo factor de emisión global es muy parecido al de la CFE y sus PEE. La reducción de 183 TWh –máximo admisible- a 96.6 TWh se hizo, como ya se ha dicho, para que la suma nacional fuera idéntica a lo reportado por la SENER.

Resulta sumamente interesante que resultado de la adición de este segmento de energía a cargo de privados, presentado en la Ilustración 9, prácticamente no altera el promedio nacional.

Año 2022	Capacidad MW	Generación MWh	Factor Planta %	Particip Energ	Factor Emision tCO ₂ /MWh	Toneladas CO ₂	Particip Emisiones
Total	94,595	333,662,000	40.3%	100.0%	0.40	134,414,430	100.0%
Termoeléctrica	39,579	186,758,386	53.9%	56.0%			
Vapor	9,998	17,657,334	20.2%	5.3%	0.70	12,360,134	9.2%
Ciclo combinado	26,393	145,552,526	63.0%	43.6%			
CFE	11,108	50,391,848	51.8%	15.1%	0.45	22,676,332	16.9%
PIE 1	15,285	95,160,678	71.1%	28.5%	0.40	38,064,271	28.3%
Turbogas	2,833	7,205,780	29.0%	2.2%	1.00	7,205,780	5.4%
Combustión interna	355	1,156,413	37.2%	0.3%	0.60	693,848	0.5%
Carboeléctrica	5,463	15,186,332	31.7%	4.6%	1.00	15,186,332	11.3%
Geotermoléctrica	951	4,543,090	54.5%	1.4%	-	0	0.0%
Nucleoeléctrica	1,608	10,849,617	77.0%	3.3%	-	0	0.0%
Eólica	699	1,824,466	29.8%	0.5%	-	0	0.0%
CFE	86	70,484	9.4%	0.0%	-	0	0.0%
PIE 1	613	1,753,982	32.7%	0.5%	-	0	0.0%
Hidroeléctrica	12,125	34,110,314	32.1%	10.2%	-	0	0.0%
Fotovoltaica	6	6,796	12.9%	0.0%	-	0	0%
Permisarios	34,164	95,569,332	31.9%	28.6%	0.40	38,227,733	28.4%

Ilustración 9. Escenario que incluye la generación estimada de permisionarios privados.

Tipo de generador	Permisos	Capacidad MW	Generacion GWh/año	FP %	Factor Emisión kgCO ₂ /MWh	tCO ₂ /año
Generadores Hidraulicos	40	517	2,596	57%	-	-
Bagazo	28	645	1,907	34%	2	3,814,940
Biogas	25	114	725	73%	1	435,029
Geotermia	1	52	387	85%	-	-
Combustoleo & otros	45	656	2,666	46%	0.90	2,399,227
Coke	2	580	3,825	75%	1.00	3,824,500
Diesel	145	569	1,711	34%	0.60	1,026,707
Freno cinético	1	7	19	33%	-	-
Gas	258	17,291	123,163	81%	0.50	61,581,461
Importacion	33	1,703	8,190	55%	-	-
Sol	94	6,486	17,038	30%	-	-
Viento	56	6,555	23,471	41%	-	-
Suma	728	34,164	182,876	61%	0.40	73,081,865

Ilustración 10. Emisiones estimadas de permisionarios privados. (Los valores totales de capacidad y generación no concuerdan con una suma directa).

Intensidad de carbono

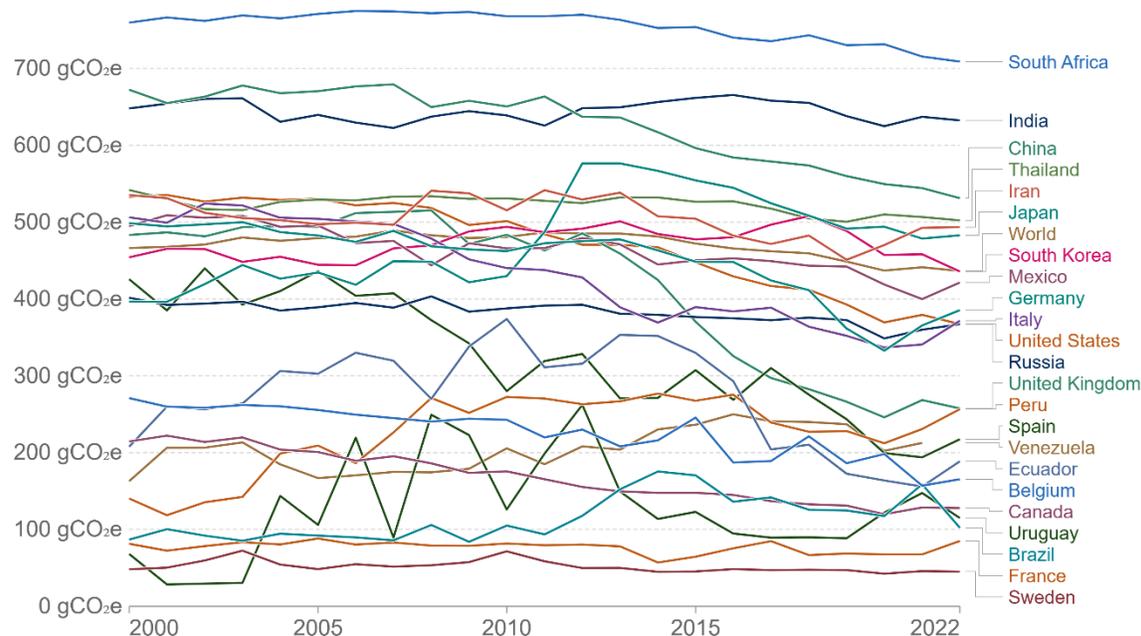
En la gráfica de la Ilustración 11 se presentan las emisiones específicas en la generación de electricidad en gCO₂/kWh –también conocida como *Intensidad de Carbono*- por país, del 2000 al 2022 en la que se puede ver una gran dispersión, desde los muy limpios como

Suecia, pasando por Francia, Brasil, Uruguay, Canadá que deben sus valores tan bajos a las centrales nucleares en el caso de Francia y a la alta proporción de generación hidroeléctrica de los otros tres junto con los dos países escandinavos mencionados antes. Y los del extremo alto, Sudáfrica, India, China, Tailandia, Irán, que desgraciadamente son de los más grandes. Los primeros dos no muestran tendencia de disminución, ha de ser por falta de incentivos, China en cambio muestra una tendencia de disminución importante desde 672 hasta 531 gCO₂/kWh en el periodo mostrado.

Carbon intensity of electricity, 2000 to 2022



Carbon intensity is measured in grams of carbon dioxide-equivalents¹ emitted per kilowatt-hour of electricity.



Source: Ember's Yearly Electricity Data; Ember's European Electricity Review; Energy Institute Statistical Review of World Energy
OurWorldInData.org/energy • CC BY

1. Carbon dioxide-equivalents (CO₂eq): Carbon dioxide is the most important greenhouse gas, but not the only one. To capture all greenhouse gas emissions, researchers express them in 'carbon dioxide-equivalents' (CO₂eq). This takes all greenhouse gases into account, not just CO₂. To express all greenhouse gases in carbon dioxide-equivalents (CO₂eq), each one is weighted by its global warming potential (GWP) value. GWP measures the amount of warming a gas creates compared to CO₂. CO₂ is given a GWP value of one. If a gas had a GWP of 10 then one kilogram of that gas would generate ten times the warming effect as one kilogram of CO₂. Carbon dioxide-equivalents are calculated for each gas by multiplying the mass of emissions of a specific greenhouse gas by its GWP factor. This warming can be stated over different timescales. To calculate CO₂eq over 100 years, we'd multiply each gas by its GWP over a 100-year timescale (GWP100). Total greenhouse gas emissions – measured in CO₂eq – are then calculated by summing each gas' CO₂eq value.

Ilustración 11. Emisiones específicas por país, también llamadas “Carbon Intensity of electricity”.

Nuestro país se muestra a *media tabla* con una tendencia de disminución, clara pero tímida, que empieza en 495 y termina en 421 gCO₂/kWh¹¹, ligeramente por debajo del promedio mundial y de Corea del Sur. Más adelante, cuando hablemos de la participación del transporte y el ámbito doméstico en la transición energética, veremos que México

¹¹ Cuestión de factores de emisión y de otras consideraciones, pero nuestro cálculo expuesto arriba con resultado de 400 gCO₂/kWh, anda muy cerca de lo reportado por esta fuente.

tendría que reducir a la mitad o menos este valor de emisión específica con el objetivo de transferir los efectos de la energía más limpia a los dos sectores mencionados.

Los niveles de emisiones de Francia, Suecia y Noruega (no mostrada pero que es de los más bajos) tendrían que ser la explicación simple de por qué estos países han tomado la decisión radical de *ponerle fecha* al fin del motor de gasolina, que es para uso individual. Esos países ya *transitaron* la primera fase de la energía libre de carbono y cuentan entre otros recursos, con sistemas de transporte eléctrico masivo.

¿Cómo reducir la emisión específica?

Para cuantificar la afectación de las tecnologías de generación presentamos un ejercicio que –como ya se dijo antes- consistió en varias suposiciones: La primera, calcular que hubiera pasado si en la situación presentada anteriormente en la Ilustración 7 –que viene de los datos de generación de la CFE y sus productores externos reportados por el SIE- hubiera aumentado la generación de la tecnología de ciclo combinado (CC), así que se subió la generación de todos los productores externos desde 95 hasta 120 TWh de manera que su factor de planta hubiera sido de 90 en lugar de 71%, además se aumentó la generación de ciclo combinado de la CFE desde 50 hasta 61 TWh lo que aumentó su factor

	MW
CICLO COMBINADO	
Gonzalez Ortega CC	683
San Luis Río Colorado CC	680
La Paz	327
Tuxpan	1,086
Valladolid	1,037
Merida	509
El Sauz	261
Salamanca	927
Manzanillo III	349
Lerdo	350
San Luis Potosí	437
Todo CC	6,646
COMBUSTIÓN INTERNA & TG	
Gonzalez Ortega TG	184
Gonzalez Ortega CCI	442
San Luis Rio Colorado CCI	205
TG & CCI	831
SUMA TERMOELÉCTRICAS	7,477
SOLAR PEÑASCO	120
GRAN TOTAL	7,597

Ilustración 12. Centrales CFE en construcción.

de planta desde 52 hasta 63%. Para absorber estos dos aumentos de generación –que tienen factores de emisión de 400 y 450 gCO₂/kWh respectivamente- se eliminó por completo la generación de *Carboeléctrica* y de *Vapor* y se redujo a la mitad la de *Turbogas*, dado que sus factores de emisión son 1,000, 700 y 1,000 gCO₂/kWh respectivamente. La generación total se mantuvo en 238.092 TWh, mientras que el factor de emisión bajó de 404 a 337 gCO₂/kWh; nada mal. Pero aún insuficiente según lo veremos más adelante. Como ya se dijo antes el resultado se presentó en la Ilustración 8.

La CFE ha informado por diversos medios de la llegada de nuevas centrales de ciclo combinado

que actualmente están en construcción, con una capacidad acumulada de 6,646 MW como se presenta en la tabla de la Ilustración 12.

También se ha informado de dos centrales con una capacidad total de 600 MW en la zona de Mexicali, estas de combustión interna, con capacidad dual para quemar Diesel o gas natural, con eficiencia que supondremos será de 45%. Se ha dicho que esta nueva capacidad irá entrando en servicio en los siguientes cuatro años, así que haremos otro ejercicio considerando un aumento de 3% anual en la generación atribuida a la CFE, considerando los aumentos de capacidad mencionados. Como se puede ver en la Ilustración 13 se han añadido tres líneas: la de nuevas centrales de ciclo combinado de la CFE con 6,646 MW; turbinas de gas nuevas de la CFE por 184 MW y combustión interna también nuevas por 647 MW, además de 120 MW de solar nueva; esto resulta en un incremento de capacidad de generación de 7,597 MW, 12% más que en el año 2022. También se incrementó la generación de 2022 en un 3% anual durante 4 años lo que resultó en una generación calculada de 268 TWh para el escenario de 2026. En este punto del ejercicio se dejó de contabilizar la capacidad de termoeléctricas y carbón de manera que el factor de planta de la capacidad instalada aumenta a 58%.

Simulación Año 2026	Capacidad MW	Generación MWh	Factor Planta %	Particip Energ	Factor Emision tCO ₂ /MWh	Toneladas CO ₂	Particip Emisiones
Total	52,447	267,904,541	58.3%	100.0%	0.326	87,224,354	100.0%
Termoeléctrica	37,058	210,358,951	64.8%	78.5%			
Vapor	-	-	0.0%	0.0%	0.700	-	
Ciclo combinado	33,039	204,473,353		76.3%			
CFE CC	11,108	56,594,108	58.2%	21.1%	0.450	25,467,348	29.2%
PIE 1 CC	15,285	94,317,802	70.4%	35.2%	0.400	37,727,121	43.3%
CFE nuevas CC	6,646	53,561,443	92.0%	20.0%	0.370	19,817,734	22.7%
Turbogas	2,833	1,985,366	8.0%	0.7%	1.000	1,985,366	2.3%
Turbogas nuevas	184	483,552	30.0%	0.2%	0.600	290,131	0.3%
Combustión interna	355	1,149,592	37.0%	0.4%	0.600	689,755	0.8%
Combustión interna nuevas	647	2,267,088	40.0%	0.8%	0.550	1,246,898	1.4%
Carboeléctrica	-	-	0.0%	0.0%	1.000	-	
Geotermoléctrica	951	7,497,684	90.0%	2.8%			
Nucleoeléctrica	1,608	12,959,194	92.0%	4.8%			
Eólica	699	2,019,368		0.8%			
CFE	86	247,742	33.0%	0.1%			
PIE 1	613	1,771,627	33.0%	0.7%			
Hidroeléctrica	12,125	35,051,999	33.0%	13.1%			
Fotovoltaica	6	17,345	33.0%	0.0%			

Ilustración 13. Simulación al año 2026.

Para lograr la generación calculada con el 3% de aumento anual supusimos una utilización máxima de 92% de factor de planta para la nueva generación de ciclo combinado de la CFE, también asignamos un 90% de factor de planta a la generación nuclear y a la geotérmica y dado que el bloque de nuevas centrales de ciclo combinado de la CFE es suficiente, se le asignó solamente 70% el factor de planta a los ciclos combinados de productores externos y de 58% a los ciclos combinados existentes de la CFE –además de

que ahora tendrían que absorber la carga variable. La categoría *Turbina de gas existente* de la CFE redujo su factor de planta a 8%, se le asignó 30% a la turbina de gas nueva, 37% a la combustión interna existentes, 40% a la combustión interna nueva y 33% a toda la capacidad renovable: eólica de la CFE, eólica de PIE, hidroeléctrica y fotovoltaica. Los factores de emisiones fueron: de 0.37 kgCO₂/MWh correspondiente con su buena eficiencia al ciclo combinado nuevo de la CFE. El resultado final es que se disminuyó el factor de emisión de la condición original de 2022 que estaba en 0.404 a 0.326 tCO₂/MWh, por virtud de la de la inclusión de los 6,646 MW ya mencionados de ciclo combinado de la mejor eficiencia disponible y por el Factor de Planta de 92% que supusimos. Muy bueno, pero hace falta reducir más.

¿Cuántos MW nucleares?

Antes de empezar con este tema, es útil recordar lo que dice Juan Eibenschutz uno de los expertos en energía y seguridad nuclear más importantes en nuestro país: “La energía nuclear es la única de la que la humanidad no debe preocuparse”.

La demanda mínima del SIN el 26 de septiembre de 2023 es de 38,000 MW, como se muestra en la Ilustración 14¹², durante los meses de invierno esta demanda mínima puede bajar a unos 30,000 MW, lo que puede significar que fácilmente podríamos tener unos 25,000 MW nucleares en este momento, mismos que podrían generar en la base con más de 90% de FP.

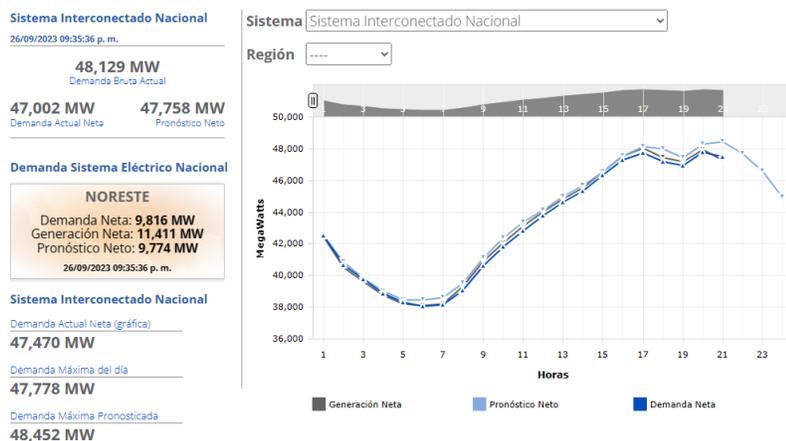


Ilustración 14. Gráfica de demanda del SIN publicada por el CENACE el 26 de septiembre de 2023.

Esto significa que la CFE podría tener un programa de construcción y puesta en servicio de una decena de centrales cada una con dos unidades de entre 880 y 1,750 MW¹³, con

¹² [Gráfica de Demanda \(cenace.gob.mx\)](https://cenace.gob.mx)

¹³ Hay siete modelos de reactores avanzados en operación, de la llamada tercera generación, que seguramente serían la opción para México por tecnología avanzada y probada. Los fabricantes están en Europa, Norteamérica, Rusia, Corea, China y Japón. Ver: [Advanced Nuclear Power Reactors | Generation III+ Nuclear Reactors - World Nuclear Association \(world-nuclear.org\)](https://www.world-nuclear.org/)

puesta en servicio de una unidad cada año al inicio del programa y después dos unidades por año. El ININ ya ha hecho la recomendación a la CFE de iniciar tal programa con un conjunto de 4 unidades de 1,400 MW por unidad para ser construidas en dos sitios, con lo que tendríamos dos centrales de 2,800 MW nucleares nuevos dentro de unos años, la mitad en Laguna Verde y la otra mitad en Puerto Libertad.

Habría que revivir el sistema de selección de sitios que la CFE tuvo durante muchos años y empezar a recordar o a ponerle nombre a las nuevas plantas cada una de entre 2,000 y 3,000 MW. Hay sitios que actualmente cuentan con las instalaciones y la infraestructura necesaria para este efecto, misma que dejará de usarse, tanto por cuestión de emisiones de GEI, como por altos costos variables, obsolescencia y agotamiento de vida útil.

Algunos de estos sitios son:

- Río Escondido, donde actualmente hay 2,600 MW enfriados con agua del Río Bravo;
- Tuxpan, con 2,100 MW sobre la costa del Golfo de México;
- Petacalco, con 2,800 MW sobre la costa del Océano Pacífico;
- Altamira, con casi 1,000 MW, localizada junto al agua de las lagunas costeras, pero muy cerca del Golfo de México.

Otras regiones que de preferencia tengan acceso al agua del mar, son la costa norte del Golfo de México, la costa de Sonora y por supuesto todo el litoral de Baja California. Pero todo ese señalamiento tiene que desarrollarse con conocimiento territorial, a la luz de una planeación central y con el objetivo de cumplir las metas de tener energía libre de carbono.

Con el objetivo de evaluar el impacto sobre las emisiones del mismo conjunto de generadores de 2022, aunque ya sin termoeléctricas de carbón y de combustóleo, se elaboró la tabla presentada en la Ilustración 15, que parte de la base de la tabla de la Ilustración 13, a la que se le han añadido 5,600 MW en la línea denominada *Nucleoeléctrica* –4 unidades de 1,400 MW, dos en Laguna Verde y dos en Puerto Libertad– con un factor de planta de 92%. Además se han añadido 4,000 MW de capacidad de generación renovable, misma que podría ubicarse en Sonora, como se ha dicho últimamente y en Chihuahua, donde sabemos que hay alta insolación y es una región mejor conectada al resto del SIN. Por último se añadieron 400 MW con factor de planta de 92% a la línea *Geotermoeléctrica*.

Después de 14 años de aumento de generación a un ritmo de 3% anual resulta que la CFE aportaría 356 TWh en 2036, la emisión específica bajaría finalmente a 280 gCO₂/MWh, lo que ya puede calificarse de un sistema eléctrico limpio, que permita entrar a la transición energética con ventajas ambientales.

Es probable que el factor de planta del parque completo de generación que quedó en 65%, sea alto pero este es solo un ejercicio de escenarios imaginados.

Simulación Año 2036	Capacidad MW	Generación MWh	Factor Planta %	Particip Energ	Factor Emision tCO ₂ /MWh	Toneladas CO ₂	Particip Emisiones
Total	62,567	356,065,141	65.0%	100.0%	0.280	99,764,776	100.0%
Termoeléctrica	37,058	238,087,639	73.3%	66.9%			
Vapor	-	-	0.0%	0.0%	0.700	-	
Ciclo combinado	33,039	230,982,649		64.9%			
CFE CC	11,108	72,980,710	75.0%	20.5%	0.450	32,841,319	32.9%
PIE 1 CC	15,285	104,440,496	78.0%	29.3%	0.400	41,776,198	41.9%
CFE nuevas CC	6,646	53,561,443	92.0%	15.0%	0.370	19,817,734	19.9%
Turbogas	2,833	2,978,050	12.0%	0.8%	1.000	2,978,050	3.0%
Turbogas nuevas	184	483,552	30.0%	0.1%	0.600	290,131	0.3%
Combustión interna	355	1,149,592	37.0%	0.3%	0.600	689,755	0.7%
Combustión interna nuevas	647	2,493,797	44.0%	0.7%	0.550	1,371,588	1.4%
Carboeléctrica	-	-	0.0%	0.0%	1.000	-	
Geotermoléctrica (+400)	1,351	10,887,979	92.0%	3.1%			
Nucleoeléctrica (LV+5,600)	7,208	58,090,714	92.0%	16.3%			
Eólica	699	2,019,368		0.6%			
CFE	86	247,742	33.0%	0.1%			
PIE 1	613	1,771,627	33.0%	0.5%			
Hidroeléctrica	12,125	35,051,999	33.0%	9.8%			
Fotovoltaica (+4,000)	4,126	11,927,441	33.0%	3.3%			

Ilustración 15. Simulación al 2036 con más generación nuclear y renovable.

El factor de emisión reducido por la inclusión de las capacidades nuclear y renovables mencionadas podría no ser suficientemente bajo por la existencia de otros generadores que sigan usando combustibles, tanto de privados, como de la propia CFE, que tiene que absorber las variaciones de la carga y de la generación renovable, precisamente con unidades que queman combustibles.

Mientras arranque un programa de construcción de unidades nucleares –que como se dijo antes podría ser de unos 25,000 MW- el factor de emisión del sistema eléctrico mexicano se mantendrá alrededor de los 0.4 tCO₂/MWh y en ausencia de la adición de las unidades nucleares que estamos imaginando aquí, tendría que seguir habiendo un programa de construcción de sistemas generadores de ciclo combinado con la mejor eficiencia posible, que es mayor a 60% en PCI.

Otro cambio de rumbo pendiente. En México tenemos que los hidrocarburos –petróleo y gas- han formado parte de nuestra historia y nuestra economía de manera indeleble desde la primera mitad del siglo pasado, con la empresa estatal Petróleos Mexicanos (Pemex) siempre presente, además tenemos la otra empresa estatal la CFE que ha sido fundamental en el desarrollo del Servicio Público de Electricidad, de manera que es absolutamente natural que lo que pensemos y propongamos tenga ese binomio como parte fundamental de nuestros afanes.

En el Observatorio Ciudadano de la Energía (OCE) hemos avanzado en una primera propuesta respecto de Pemex en el sentido de que su papel de proveedora de abundantes recursos fiscales, si bien puede y conviene mantenerse, debe reorientarse en dos

vertientes: la primera consiste en dejar de *dispersar* –como sostiene nuestro compañero Sergio Benito Osorio¹⁴- los ingresos de Pemex en gasto corriente y en sustituto de impuestos progresivos a los ingresos fiscales, para convertirse a través del Fondo Petrolero en fuente de fondos de inversión para infraestructura.

La segunda gran decisión sobre lo que hay que hacer con nuestros recursos petroleros es retomar el camino de la industrialización de dichos recursos petroleros para ir abandonando la producción casi exclusiva de combustibles y pasar a producir petroquímicos, los que en lugar de quemarse y convertirse en dióxido de carbono atmosférico, son productos de más alto valor agregado que los combustibles y materia prima para una infinidad de industrias; esta visión la ha desarrollado principalmente nuestro compañero el Ing. Alejandro Villalobos Hiriart¹⁵.

No abordaremos aquí este conjunto de temas que podría ser otra parte de este trabajo relativa a la conversión de nuestra industria petrolera en petroquímica y en fuente de recursos de financiamiento, dado que Osorio y Villalobos lo tratan por separado de manera magistral.

Algunas notas finales

Hasta aquí solo hemos hablado de la generación de electricidad pensando en que el crecimiento anual de la demanda será de *solo* 3% en los próximos años, algo que quizás no suceda si se repite la alta demanda de este año 2023, aparentemente por el verano tan caliente y largo que hemos estado sufriendo.

También puede ser causa de aumento de demanda la relocalización de industrias que están llegando a México para estar cerca del mercado norteamericano, tanto por las propias fábricas que requieren de electricidad como por la actividad económica adicional conocida como *efecto multiplicador*. Existe además la tendencia a abandonar o reducir el uso del transporte individual que requiere de gasolina y Diesel, lo que produciría la necesidad de electricidad, tanto para los sistemas colectivos como para la carga de baterías de autos individuales, algo que no está contemplado en la planeación actual.

Otro segmento de aumento de demanda de electricidad es el doméstico, ya que hay tendencias fuertes en el planeta para dejar de usar combustibles en las casas, introducir en las cocinas las estufas de inducción y usar cada vez más calentadores de bomba de calor. Estos dos últimos segmentos, el transporte y el doméstico pueden aportar mucho en la transición energética y lo harán más en la medida en que el Servicio Público de Electricidad sea de menos emisiones.

¹⁴ Osorio Sergio Benito, Renta petrolera para la estabilidad económica, en preparación de publicación en: www.energia.org.mx.

¹⁵ Ver varios trabajos de Villalobos Hiriart Alejandro en: www.energia.org.mx

Visto este panorama, tendríamos que estar pensando en tasas de aumento de la demanda eléctrica mucho mayores, lo que le imprimiría más prisa a la necesidad de contar con sistemas de generación libres de carbono, en vista de lo cual se hace necesario tratar con mucho cuidado, por el interés público que esto conlleva, el programa de construcción de nueva capacidad, con las mejores eficiencias posibles en las termoeléctricas de *la transición* y con la mayor responsabilidad, capacidades y conocimientos científicos y tecnológicos en el desarrollo de un programa nuclear, para llegar cuanto antes a un sistema energético libre de carbono.

Tenemos que diseñar las vías de salida a los sistemas actuales que dependen masivamente del consumo de combustibles, todos con emisiones de dióxido de carbono, y es que tanto el carbón mineral, como los aceites derivados del petróleo y lamentablemente el gas natural, emiten gases de efecto invernadero; además los sistemas de uso y transporte de gas natural emiten metano.

Una razón adicional para acelerar la salida de este último combustible que mayoritariamente importamos de Texas¹⁶, es que este proviene del método que acá rechazamos vehementemente: la fractura hidráulica o *fracking*. Habría que ser consecuentes con lo que pensamos, y dejar de ignorar este hecho que, en efecto causa daños ambientales que difícilmente son reparables, además de afectaciones a la economía y a la disponibilidad de recursos para satisfacer la demanda de agua para uso de la población.

En el trabajo citado abajo¹⁷ se refiere como la explotación de agua para la extracción de petróleo y gas es cada vez más grande, de hecho las explotaciones son llamadas *Monster Fracks*¹⁸, y como el tema del tratamiento del agua para recircular a la producción de hidrocarburos ha sido solo un cuento para alimentar la propaganda que pagan las empresas petroleras, a grado tal que no llega ni a 15% del agua usada. Ver Ilustración 16.

Y por supuesto que también tenemos que salir del sueño del combustible fácil que los texanos nos han estado vendiendo: abundante, barato, llamado convenientemente *de transición* y a nuestras puertas.

Y es que para empeorar el panorama, conforme la distancia entre la abundancia texana y la escasez de los mercados europeo y del extremo oriente se acorte, nuestro precio puede terminar multiplicándose por 4¹⁹.

¹⁶ Ver los importantes trabajos de Barnés y Mañón sobre el gas natural en México en www.energia.org.mx

¹⁷ [Fracking For Oil and Gas Is Devouring American Groundwater - The New York Times \(nytimes.com\)](https://www.nytimes.com/2014/01/26/us/politics/fracking-for-oil-and-gas-is-devouring-american-groundwater.html)

¹⁸ Ver Mañón y Barnés en www.energia.org.mx

¹⁹ De acuerdo con la siguiente referencia la proporción de precios entre Europa y USA, el día de hoy 29 septiembre 2023, es 3.95. [EU Natural Gas - 2023 Data - 2010-2022 Historical - 2024 Forecast - Price - Quote \(tradingeconomics.com\)](https://tradingeconomics.com/eu-natural-gas)

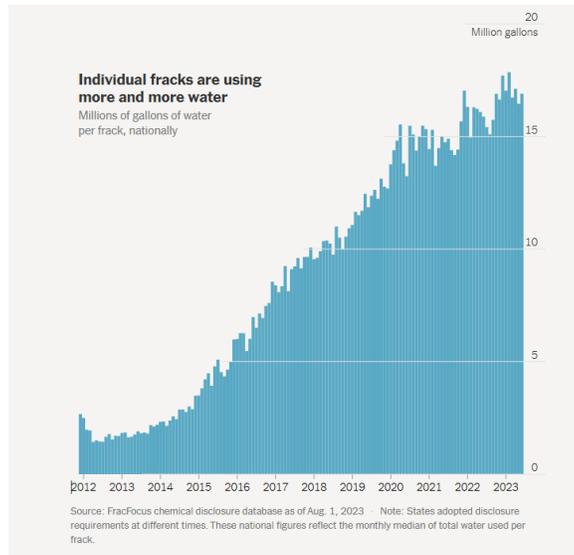


Ilustración 126. Uso de agua por explotación individual según la referencia del NYT.

Hay que decir que es indispensable que el Factor de Emisión –también llamado *Carbon Intensity*- aparezca en la planeación nacional del sector, específicamente en el PRODESEN con un programa de reducción radical para el futuro cercano, lo que tendrá que lograrse con más generación nuclear y geotérmica, además de renovables como sol y viento como fuentes de emisiones nulas; también con una promoción decidida de proyectos de cogeneración en Pemex en las 10 plantas que carecen de sistemas modernos y en la industria en general, además con otro programa de clausura de centrales de carbón y finalmente otro de reducción drástica en el consumo de combustóleo y Diesel. Tendrá que ser obvio que la generación con centrales de ciclo combinado que consumen gas tendrán un papel de respaldo de la generación renovable variable, por lo que su importancia como generadores de carga base tendrá que cambiar.

Y ya por último es necesario recordar que es necesaria una convicción de la urgencia de abatir las emisiones de gases de efecto invernadero, tanto el dióxido de carbono CO₂, como el metano CH₄, ello a través de una sociedad informada y exigente, con representantes responsables, tanto en el poder legislativo como en el ejecutivo y con una voz nacional que a partir de logros propios tenga eco en la sociedad de los países.