CartoCrítica

El gas no es transición

Las centrales de ciclo combinado en México y su crecimiento al 2039

Manuel Llano Vázquez Prada
Carla Flores Lot
José Rafael Flores Hernández



CartoCrítica

El gas no es transición

Las centrales de ciclo combinado en México y su crecimiento al 2039

Manuel Llano Vázquez Prada
Carla Flores Lot
José Rafael Flores Hernández

EL GAS NO ES TRANSICIÓN
Las centrales de ciclo combinado en México y su crecimiento al 2039

Autoría
Manuel Llano Vázquez Prada
Carla Flores Lot
José Rafael Flores Hernández

Edición y publicación
CartoCrítica, A.C.
www.cartocritica.org.mx

Diseño editorial y diagramación
Antonia Isaacson Labarthe

México, noviembre de 2026

ISBN: En trámite

Cómo citar este estudio: Llano Vázquez Prada, M., Flores Lot, C. y Flores Hernández, J. R. (2026). El gas no es transición. Las centrales de ciclo combinado en México y su crecimiento al 2039. CartoCrítica, A.C.

Licencia Creative Commons
Esta publicación se distribuye bajo la licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional (CC BY-NC-SA 4.0).

Se permite compartir, reproducir y adaptar sus contenidos, siempre que se reconozca la autoría, no se utilicen con fines comerciales y las obras derivadas se distribuyan bajo la misma licencia.

creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/deed.es

Agradecemos a las instituciones donantes que hacen posible el trabajo de CartoCrítica. El contenido de este estudio es responsabilidad exclusiva de sus autores y no refleja necesariamente la posición de esas instituciones.





ÍNDICE

08 **Resumen**

13 Siglas y unidades

18 **I. El ciclo combinado en México**

19 1.1 Introducción

24 1.2 La gasificación del sistema eléctrico

34 **II. Emisiones y agua de las centrales en operación**

35 2.1 Óxidos de nitrógeno y demás contaminantes criterio: el control que no se pone y el dato que no se publica

46 2.2 Formaldehído: un cancerígeno sin límite en la chimenea

51 2.3 Tóxicos que nadie mide: BTEX, acetaldehído y acroleína

55 2.4 Gases de efecto invernadero: lo que ningún quemador evita

60 2.5 Agua: el ciclo combinado enfría como quiere y nadie lo registra

68 **III. El PLADESE: la expansión a 2039**

69 3.1 El ciclo combinado en el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039

80 **IV. Riesgos para la salud**

81 4.1 La salud frente a las emisiones del ciclo combinado

98 **Conclusiones: el ciclo combinado de cuerpo entero**

103 **Metodología**

124 **Bibliografía**

136 **Anexo de datos**

Resumen

El ciclo combinado a gas fósil produjo en 2024 el 60 % de la electricidad de México, y el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039 (PLADESE) prevé que en 2039 siga produciendo la mitad, con 16,454 megawatts nuevos. Se presenta como una fuente limpia y de transición, porque emite menos gases de efecto invernadero que el carbón o el combustóleo por cada megawatt hora. Este estudio hace dos cosas. Describe a las centrales de ciclo combinado por lo que emiten y por el agua que toman, es decir, por lo que son y no por lo que dejan de emitir frente a otras tecnologías. Y revisa qué les exige la regulación mexicana, comparada con la de Estados Unidos, y quién mide y registra lo que sale de sus chimeneas.

El punto de partida es la historia reciente del sistema eléctrico. Con la apertura de la generación a los particulares, la promoción pública del gas como un energético de menor impacto ambiental y su abaratamiento, la capacidad de ciclo combinado se multiplicó por diez entre 2000 y 2024 y desplazó al combustóleo y al diésel. Pero el país no dejó de depender de los combustibles fósiles, que en 2024 generaban el 75 % de la electricidad, más que en 1985. Cada megawatt hora se genera con menos gases de efecto invernadero que antes, pero la demanda creció, se cubrió sobre todo con ciclo combinado, y las emisiones del sector aumentaron 24 % entre 2000 y 2024. Eso pone en duda que el gas sea un combustible de transición.

En México no existe un listado oficial de estas centrales, y casi nada de lo que sale de ellas se mide. Por eso el estudio reconstruyó el parque con los permisos de generación y la imagen satelital de cada sitio: 110 proyectos de central, de los que 74 estaban en operación a mediados de 2026, con 42,020 megawatts de capacidad instalada. Sus emisiones y su agua se estimaron con factores de emisión, cifras que dicen cuánto sale de cada sustancia, o cuánta agua se usa, por cada unidad de gas quemado. Los factores se construyeron con las centrales de ciclo combinado de Estados Unidos, que sí miden y reportan con detalle. Como en México tampoco se publica cuánto gas quema cada central, el gas se dedujo del dióxido de carbono que cada una declara al Registro Nacional de Emisiones (RENE) o, si no reporta, del consumo que prevé su permiso, que es un máximo.

El cálculo se hizo para 2023, el año más reciente con datos homologados, y por eso cubre a las 71 centrales que ya operaban como ciclo combinado ese año: las otras tres empezaron a operar en diciembre de 2023 y en 2026. Cada factor describe a la central típica, y las pocas centrales que emiten mucho más quedan fuera de esa mediana, así que los totales son un mínimo. Lo estimado se comparó con lo que las centrales declaran a los registros públicos, con lo que dicen sus manifestaciones de impacto ambiental (MIA) y con lo que exigen las normas, y el mismo cálculo se extendió al PLADESE.

En 2023, esas 71 centrales emitieron unos 94 millones de toneladas de dióxido de carbono y al menos 24,000 toneladas de óxidos de nitrógeno, que dañan las vías respiratorias y forman ozono y partículas finas. Emitieron también unas 527 toneladas de formaldehído, un cancerígeno, y unas 230 toneladas de otros compuestos orgánicos tóxicos, como el benceno, el tolueno y los xilenos. El gas que quemaron dejó escapar antes, en pozos, plantas y ductos, unas 740,000 toneladas de metano, cuyo efecto de calentamiento en veinte años equivale al de otros 62 millones de toneladas de dióxido de carbono. Tomaron entre 52 y 83 hectómetros cúbicos de agua dulce o residual, y las que se enfrían con agua de mar o de río movieron unos 4,100 hectómetros cúbicos que devolvieron más calientes. El catalizador que en Estados Unidos es estándar reduce mucho los óxidos de nitrógeno, pero ningún equipo evita el dióxido de carbono ni el metano de la cadena.

En México ni siquiera se exige ese control. La norma de emisiones de 1994 incluía al ciclo combinado, con un límite de óxidos de nitrógeno y medición continua en las principales zonas metropolitanas. La que la sustituyó en 2012 sacó a las turbinas de gas, con el argumento de que necesitaban una norma propia que catorce años después no existe, y dejó sólo un límite provisional para las nuevas, que permite lo que emiten las turbinas más antiguas de Estados Unidos. De las 74 centrales en operación, sólo se localizó la MIA de 44, y una sola declara catalizador. El formaldehído no tiene límite en ninguna chimenea del país. La calidad del aire tampoco se cuida. Veintiuna de las veintitrés MIA que calcularon el dióxido de nitrógeno en el aire alrededor de

la central lo compararon con la norma de salud de 1993, que permitía casi el doble que la norma vigente, de 2021, y con el límite vigente ocho lo rebasan con sus propios números. La mayoría se presentó cuando la norma de 1993 seguía vigente, pero la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la siguió usando en centrales autorizadas en 2022 y en 2026, sin que la autoridad lo observara.

A la falta de regulación se suma la falta de información. De las 59 centrales que, según el cálculo de este estudio, rebasaron en 2023 el umbral a partir del cual deben reportar sus óxidos de nitrógeno al Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC), sólo siete lo hicieron por su cuenta. Dieciséis dejaron de declarar formaldehído sin dejar de operar. Y lo que se declara no es una medición, es también un cálculo. Nadie registra cómo se enfría cada central, y en las trece que lo hacen con torres húmedas, donde puede crecer la bacteria Legionella, ninguna norma la vigila. No existe un solo cálculo de cuántas enfermedades o muertes causan estas centrales, aunque la literatura asocia sus contaminantes con enfermedades respiratorias y cardiovasculares, partos prematuros y cáncer.

El PLADESE profundiza esta situación. Con la generación que proyecta, el ciclo combinado emitiría en 2039 unos 112 millones de toneladas de dióxido de carbono, casi 30 % más que en 2024, unas 28,700 toneladas de óxidos de nitrógeno y 630 de formaldehído, y la cadena de su gas fugaría metano cuyo efecto de calentamiento en veinte años equivale al de otros 75 millones de toneladas de dióxido de carbono. La generación de electricidad crecería más de la mitad y el dióxido de carbono de todo el sector seguiría prácticamente igual que en 2024, porque el gas ocupa el lugar del carbón y del combustóleo. El Plan no estima ninguna de esas emisiones ni pone condiciones a las nuevas centrales, aunque con el control de Estados Unidos dejarían de emitirse unas 21,000 toneladas de óxidos de nitrógeno al año. Casi la mitad de lo nuevo caería en el Norte y el Noreste del país, donde el agua ya es un problema. Y como una central de ciclo combinado opera treinta años o más, lo que el Plan ordena no es una transición fuera del gas, sino depender de él hasta la segunda mitad del siglo.

El gas fósil contamina aunque se queme con el mejor control, en México ni siquiera se le pone ese control, y lo que sale de las chimeneas nadie lo mide. Las cifras de este estudio son estimaciones mínimas porque no hay mediciones, y esa falta no puede seguir dejando la duda, y el daño,

del lado de quienes respiran el aire de estas centrales. La obligación de medir y de probar es de quien las autoriza y de quien las opera.

El estudio en una tabla

La tabla reúne, sustancia por sustancia, lo que sale de las centrales de ciclo combinado y el agua que toman, con la generación nacional del PLADESE para 2024 y 2039. Por eso sus cifras difieren un poco de las de 2023 que se dan arriba y en los capítulos sobre las centrales.

Tabla 1. Lo que sale de las centrales de ciclo combinado a gas fósil en México y el agua que toman: estimado en 2024 y en 2039, quién lo declara y lo que exige la norma.

Sustancia	Estimado 2024	Estimado 2039 con el PLADESE	Centrales obligadas que lo declararon (2023)	Qué exige la norma
Dióxido de carbono (CO_2)	86.8 millones de t	112.2 millones de t	93 %	Reportar al RENE si el establecimiento suma 25,000 t de CO_2e al año, y al RETC desde 100 t. Sin límite.
Metano de la chimenea (CH_4)	1,616 t (136,000 t de CO_2e a 20 años)	2,088 t (175,000 t de CO_2e a 20 años)	93 %	Reportar al RENE si el establecimiento suma 25,000 t de CO_2e al año, y al RETC desde 100 t. Sin límite.
Óxido nitroso (N_2O)	162 t (43,000 t de CO_2e a 20 años)	209 t (55,000 t de CO_2e a 20 años)	93 %	Reportar al RENE si el establecimiento suma 25,000 t de CO_2e al año, y al RETC desde 100 t. Sin límite.
Metano fugado en la cadena de suministro (CH_4)	687,000 t (58 millones de t de CO_2e a 20 años)	887,000 t (75 millones de t de CO_2e a 20 años)	No se pide	A la central, nada. La ASEA obliga a ductos y plantas de gas a programas para reducir sus fugas.
Óxidos de nitrógeno (NOx)	22,190 t (6,107 a 69,311)	28,673 t (7,891 a 89,562)	14 %	Reportar al RETC como bióxido de nitrógeno desde 100 t al año. Turbinas instaladas desde 2012: 70 ppm. Las anteriores, sin límite.
Formaldehído (HCHO)	487 t	629 t	35 %	Reportar al RETC desde 100 kg al año. Sin límite.
Benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (BTEX)	174 t	225 t	Tolueno 35 %, xilenos 35 %	Reportar benceno desde 500 kg, tolueno y xilenos desde 1,000 kg. El etilbenceno no está en la lista. Sin límite.
Acetaldehído (CH_3CHO)	29 t	38 t	34 %	Reportar al RETC desde 100 kg al año. Sin límite.
Acroleína (C_3H_4O)	4.7 t	6.0 t	35 %	Reportar al RETC desde 100 kg al año. Sin límite.

Sustancia	Estimado 2024	Estimado 2039 con el PLADESE	Centrales obligadas que lo declararon (2023)	Qué exige la norma
Dióxido de azufre (SO_2)	de menos de 89 a 1,796 t	de menos de 116 a 2,321 t	No se pide	A la central, nada, y no está en la lista del RETC. Sólo se limita el azufre del gas.
Amoniaco (NH_3)	3 t (872 si todas tuvieran catalizador)	4 t (1,127 si todas tuvieran catalizador)	No se pide	No está en la lista del RETC. Sin límite.
Mercurio (Hg)	310 kg en total, 200 al aire y 110 al suelo (total de 163 a 2,038)	400 kg en total, 260 al aire y 140 al suelo (total de 211 a 2,633)	29 %	Reportar al RETC desde 1 kg al año. En el aire, sin límite.
Agua dulce o residual que toman	55 hm^3 (48 a 76)	76 hm^3 (67 a 104)	No se pide	Concesión de la CONAGUA para pozos, ríos o presas. El agua residual que entrega un municipio no requiere título a nombre de la central. Descargar la purga de las torres a un cuerpo de agua requiere permiso.
Agua de mar o de río que toman y devuelven caliente	3,800 hm^3	3,300 hm^3	No se pide	Mar: sin concesión, salvo para desalinizar. Río: concesión. Devolverla requiere permiso de descarga y cumplir un límite de temperatura.

Fuente: elaboración propia con base en el PLADESE 2025-2039, el RETC y el RENE 2023 (SEMARNAT) y los factores del capítulo de Metodología.

Notas: entre paréntesis va el rango. En los gases de efecto invernadero, entre paréntesis va su equivalente en dióxido de carbono a veinte años.

Cada estimado es el gas de ciclo combinado del PLADESE (1,612 millones de MMBtu en 2024 y 2,083 en 2039) multiplicado por un factor. Los factores son la central típica. En los óxidos de nitrógeno y el amoniaco, las pocas centrales que emiten mucho más que las demás quedan fuera de la mediana, así que esos totales son un mínimo. En los óxidos de nitrógeno, la cifra principal supone el control que declaran o se supone para casi todas las centrales, y el rango va de todas con catalizador a todas sólo con inyección de agua.

Centrales obligadas: las que, con su gas de 2023, rebasaban el umbral de reporte de la sustancia. El porcentaje es cuántas de ellas la declararon al RETC o al RENE en 2023.

Sin factor ni obligación de reporte: monóxido de carbono, partículas y partículas ultrafinas.

Siglas y unidades

Siglas y acrónimos

AP-42	Compilación de factores de emisión de contaminantes del aire de la EPA (Compilation of Air Pollutant Emission Factors)
AR5	Quinto Informe de Evaluación del IPCC
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
ATSDR	Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades de Estados Unidos (Agency for Toxic Substances and Disease Registry)
BTEX	Benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos
CAMPD	Datos de los programas de mercados de emisiones de la EPA (Clean Air Markets Program Data)
CCA	Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte
CCAC	Coalición Clima y Aire Limpio (Climate and Clean Air Coalition)
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFR	Código de Regulaciones Federales de Estados Unidos (Code of Federal Regulations)
CNE	Comisión Nacional de Energía
COA	Cédula de Operación Anual
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DLN	Quemadores secos de bajo NOx (dry low NOx)
EIA	Administración de Información Energética de Estados Unidos (Energy Information Administration)
EPA	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (Environmental Protection Agency)
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (Electric Power Research Institute)

GCR	Gerencia de Control Regional, cada una de las regiones en que se opera el sistema eléctrico
GHGRP	Programa de Reporte de Gases de Efecto Invernadero de Estados Unidos (Greenhouse Gas Reporting Program)
IARC	Agencia Internacional de Investigación sobre el Cáncer (International Agency for Research on Cancer)
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (Intergovernmental Panel on Climate Change)
MIA	Manifestación de impacto ambiental
NOM	Norma Oficial Mexicana
NTP	Programa Nacional de Toxicología de Estados Unidos (National Toxicology Program)
NYC DOHMH	Departamento de Salud e Higiene Mental de la Ciudad de Nueva York
OEHHA	Oficina de Evaluación de Riesgos para la Salud Ambiental de California (Office of Environmental Health Hazard Assessment)
OMS	Organización Mundial de la Salud
PIE	Productor independiente de energía
PLADESE	Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PVIRCE	Programa Vinculante de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
RENE	Registro Nacional de Emisiones
REPDA	Registro Público de Derechos de Agua
RETC	Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes
SCJN	Suprema Corte de Justicia de la Nación
SCR	Reducción catalítica selectiva, el catalizador que reduce los óxidos de nitrógeno (selective catalytic reduction)
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

SENER	Secretaría de Energía
SIE	Sistema de Información Energética
SIGEIA	Sistema de Información Geográfica para la Evaluación del Impacto Ambiental
SRE	Secretaría de Relaciones Exteriores
SWRCB	Junta Estatal de Control de Recursos Hídricos de California (State Water Resources Control Board)
TRI	Inventario de Emisiones Tóxicas de Estados Unidos (Toxics Release Inventory)
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México

Fórmulas químicas

C_3H_4O	Acroleína
CH_3CHO	Acetaldehído
CH_4	Metano
CO	Monóxido de carbono
CO_2	Dióxido de carbono
CO_2e	Dióxido de carbono equivalente
HCHO	Formaldehído
N_2O	Óxido nitroso
NH_3	Amoniaco
NO	Monóxido de nitrógeno
NO_2	Dióxido de nitrógeno
NOx	Óxidos de nitrógeno, la suma del monóxido y el dióxido de nitrógeno, expresada como NO_2
O_3	Ozono
PM_{10}, $PM_{2.5}$	Partículas menores de 10 y de 2.5 micras
SO_2	Dióxido de azufre

Unidades

g/MMBtu	Gramos por millón de unidades térmicas británicas de gas quemado
GW	Gigawatt, mil megawatts
hm³	Hectómetro cúbico, un millón de metros cúbicos o mil millones de litros
kg	Kilogramo
L	Litro
MJ/m³	Megajoules por metro cúbico, el poder calorífico del gas
MMBtu	Millón de unidades térmicas británicas (BTU), la energía de unos 27.8 metros cúbicos de gas
Mt	Millones de toneladas
MW	Megawatt, la unidad de capacidad de una central
MWh	Megawatt hora, la unidad de electricidad generada
ppm	Partes por millón
t	Tonelada
TWh	Terawatt hora, un millón de megawatts hora
µg/m³	Microgramos por metro cúbico

I. El ciclo combinado en México

1.1 Introducción

Durante tres décadas, el gas fósil se ha presentado en México como el combustible de la transición: el que permite dejar el combustóleo y el carbón, y emitir menos gases de efecto invernadero mientras las energías renovables alcanzan la escala para sustituirlos. Esa promesa descansa sobre todo en una tecnología, el ciclo combinado, que en 2024 produjo el 60 % de la electricidad del país (SENER, 2025) y que, según el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039, seguirá produciendo cerca de la mitad en 2039. Como una central de ciclo combinado opera treinta años o más, las que se planean ahora definirán buena parte del sistema eléctrico hasta la segunda mitad del siglo. El capítulo siguiente, sobre la gasificación del sistema eléctrico, cuenta cómo llegó a ese lugar.

Pese a esto, del ciclo combinado se habla casi siempre por comparación. Emite menos dióxido de carbono que una central de carbón, menos óxidos de nitrógeno que una termoeléctrica convencional, menos por cada megawatt hora. Esas comparaciones pueden ser ciertas, pero no dicen cuánto emite una central, qué sale de su chimenea, cuánta agua toma ni qué significa todo eso para quienes viven alrededor, y han ayudado a que una tecnología fósil ocupe, casi sin discusión, el lugar de una solución. Este estudio propone describir al ciclo combinado por lo que es y no por lo que deja de emitir frente a otras tecnologías, es decir, verlo de cuerpo entero.

Para eso se hace tres preguntas sobre las centrales de ciclo combinado que operan en México. Qué emiten y cuánta agua toman, aun cuando operan bien. Qué control les exige la regulación mexicana. Y quién mide y registra lo que sale de ellas. Después hace la misma cuenta con el ciclo combinado que el gobierno planea construir hasta 2039. Responderlas no fue sencillo, porque en el país no existe un listado oficial de estas centrales ni un dato público de cuánto gas quema o cuánta electricidad genera cada una, y buena parte del trabajo consistió en reconstruir, central por central, la información que la autoridad no publica.

El estudio continúa una revisión de CartoCrítica que reunió 43 publicaciones sobre los daños a la salud de las centrales eléctricas que queman gas fósil (Flores Lot, 2025), y que se retoma en el capítulo sobre salud. Si aquella revisión documentó qué daños pueden causar estas centrales, este estudio estima cuánto de lo que los causa sale de las centrales mexicanas y quién lo vigila.

Cómo funciona una central de ciclo combinado

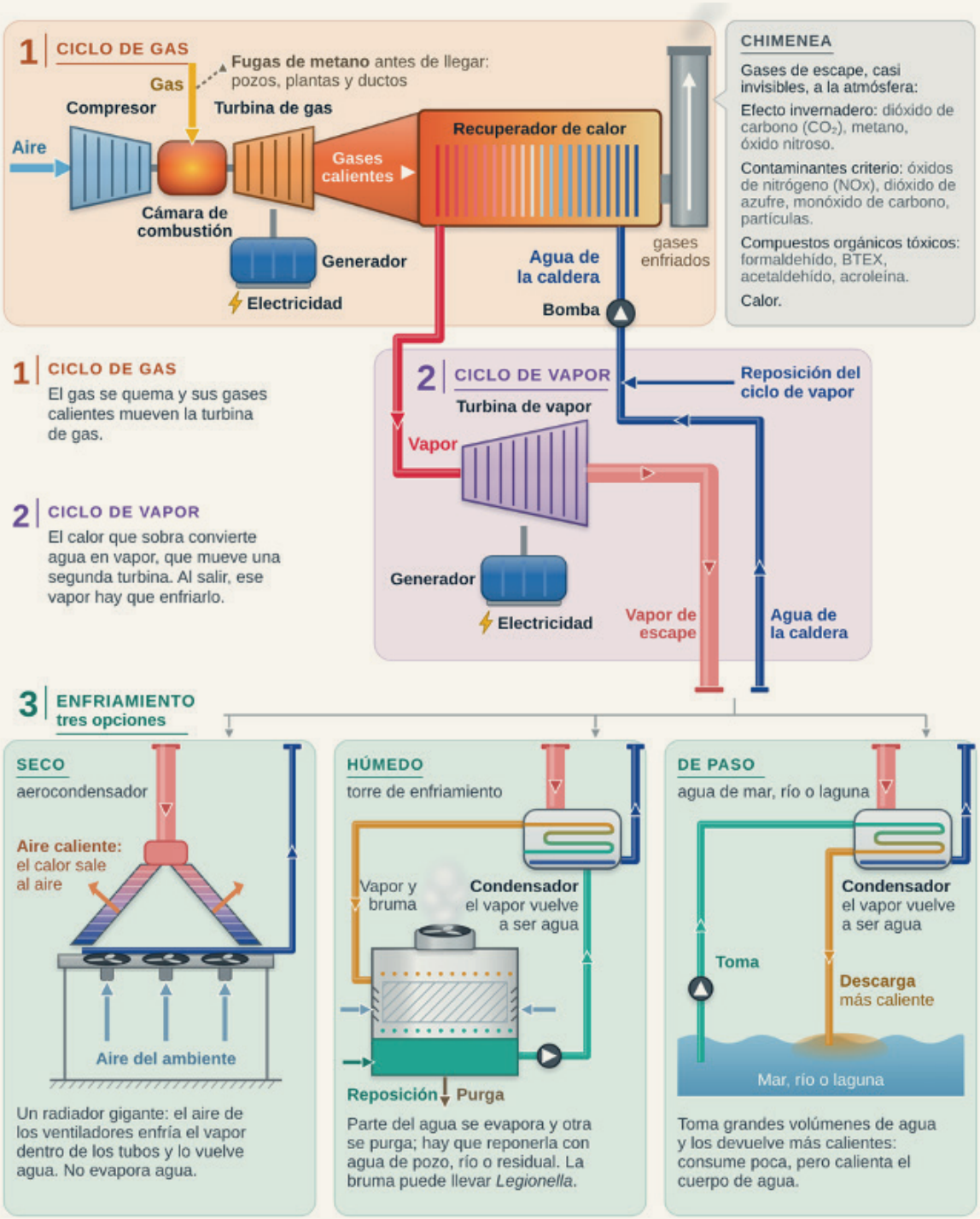
Una central de ciclo combinado genera electricidad dos veces con el mismo gas (Figura 1). Primero lo quema en una cámara de combustión con aire comprimido, y los gases calientes que resultan mueven una turbina de gas unida a un generador. Esos gases salen de la turbina todavía muy calientes. En lugar de soltarlos a la atmósfera, la central los hace pasar por un recuperador de calor, una caldera sin flama propia, donde calientan agua hasta convertirla en vapor. Ese vapor mueve una segunda turbina, de vapor, con su propio generador. Así, el ciclo combinado convierte en electricidad alrededor de la mitad de la energía del gas que quema.

De la otra mitad del calor, una parte sale por la chimenea, y la mayor parte, del orden de un tercio de la energía del gas, se queda en el vapor que sale de la turbina. Para que ese vapor vuelva a ser agua y regrese al recuperador, hay que quitarle ese calor. Ésa es la tercera parte de la central, el enfriamiento, y es la que decide cuánta agua usa. Hay tres maneras de hacerlo (Figura 1). Con torres húmedas, el agua que enfría el vapor se enfría a su vez evaporándose en parte al aire, y la central tiene que reponer la que se evapora y la que purga para que no se acumulen las sales. Con enfriamiento seco, un aerocondensador, una especie de radiador gigante con ventiladores, condensa el vapor con aire, y la central sólo usa el agua de su proceso. Con enfriamiento de paso, la central toma agua de un río, una laguna o el mar, la hace pasar por el condensador y la devuelve varios grados más caliente. Las cogeneraciones, que además de electricidad entregan vapor a una fábrica o a una refinería, mandan ese vapor al proceso industrial en lugar de condensarlo. De las 74 centrales de ciclo combinado en operación, 30 enfrían en seco, 13 con torres húmedas y 9 de paso, 4 son cogeneraciones que entregan su vapor, y de 18 no se pudo determinar cómo enfrían (véase el capítulo sobre agua).

La figura muestra también lo que sale de la central. Por la chimenea salen, casi invisibles, gases de efecto invernadero (dióxido de carbono, metano y óxido nitroso), contaminantes criterio (óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre, monóxido de carbono y partículas), compuestos orgánicos tóxicos (formaldehído, benceno, tolueno, etilbenceno, xilenos, acetaldehído y acroleína) y calor. Antes de llegar a la central, una parte del gas se fuga como metano en pozos, plantas y ductos. Y de las torres húmedas sale vapor con una bruma que puede llevar la bacteria Legionella.

En la figura no hay catalizador, el equipo que en la chimenea reduce los óxidos de nitrógeno y que en Estados Unidos se exige a toda turbina grande nueva que opere como carga base, es decir, casi todo el tiempo (EPA, 2026a). Y así, sin catalizador, es casi todo el parque mexicano (véase el capítulo sobre óxidos de nitrógeno).

Figura 1. Cómo funciona una central de ciclo combinado y sus tres maneras de enfriarse.



Fuente: elaboración propia.

Cómo se construyó la información

En México no existe un listado oficial de las centrales de ciclo combinado. Este estudio lo construyó con los permisos de generación de la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2026) y con la imagen satelital de cada sitio. De los 181 permisos que se revisaron, 167 amparan un ciclo combinado y corresponden a 110 proyectos de central. De ellos, 80 están construidos y sólo 74 estaban en operación al 30 de junio de 2026, con 42,020 megawatts de capacidad de ciclo combinado. Esas 74 son el parque que analiza el estudio. Sus emisiones se calcularon para 2023, el último año de la base homologada de emisiones de México, Estados Unidos y Canadá que compila la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte (CCA), con la que se construyeron varios de los factores. En 2023 operaban como ciclo combinado 71 de ellas. De las tres restantes, Topolobampo III empezó a operar en diciembre de ese año, y los ciclos combinados de la CFE en Mérida y en González Ortega, en 2026. Por eso el estudio habla de las 74 centrales en operación cuando se trata del parque, y de las 71 que operaban como ciclo combinado en 2023 cuando se trata de lo que emitieron.

Casi nada de lo que sale de estas centrales se mide en México, así que sus emisiones se estimaron con factores de emisión, cifras que dicen cuánto sale de cada sustancia por cada unidad de gas quemado, multiplicados por el gas que quemó cada central. Como tampoco es público ese consumo, el gas se dedujo del dióxido de carbono que cada central declara al Registro Nacional de Emisiones (RENE) o, si no reporta, del consumo que prevé su permiso. Los factores se construyeron con las centrales de ciclo combinado de Estados Unidos, cuyos datos son públicos: miden en la chimenea sus óxidos de nitrógeno y reportan con detalle sus demás emisiones y su agua. Donde esos datos no alcanzan para estimar un factor, se usaron los que publica la Agencia de Protección Ambiental de ese país (EPA). Cada factor es la mediana, es decir, la central típica. Las pocas centrales que emiten mucho más que las demás, como ocurre con los óxidos de nitrógeno, quedan fuera de esa mediana, y por eso la suma las subestima y esos totales son un mínimo.

Lo estimado se comparó con lo que cada central declara a los registros públicos, el Registro Nacional de Emisiones (RENE) para los gases de efecto invernadero y el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC) para las demás sustancias, con lo que se planeó para ella en su manifestación de impacto ambiental (MIA) y con lo que le exigen las normas mexicanas. El detalle del método está en el capítulo de Metodología, al final del estudio.

Para calcular las emisiones futuras se usó el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039 (PLADESE), que la Secretaría de Energía publicó en diciembre de 2025 y que fija cuántos megawatts de ciclo combinado se instalarán en cada región del país hasta 2039. El Plan no nombra centrales, así que ahí el cálculo no se hace central por central sino con la generación nacional de ciclo combinado que el Plan proyecta de 2024 a 2039, con los mismos factores. Por eso las cifras del capítulo sobre el PLADESE, y las de la tabla que abre el estudio, no coinciden exactamente con las de 2023 de los capítulos sobre las centrales.

Las cuatro partes del estudio

El estudio abre con un resumen y una tabla que reúne, sustancia por sustancia, lo que estimamos que sale de estas centrales y el agua que toman, cuánto crecería con el PLADESE, cuántas de las centrales obligadas a declararlo lo declaran y qué exige la norma. Después, el estudio se divide en cuatro secciones.

La primera, «El ciclo combinado en México», comprende esta introducción y el capítulo sobre la gasificación del sistema eléctrico, que cuenta cómo el gas fósil y el ciclo combinado llegaron a dominarlo y por qué eso pone en entredicho su papel como combustible de transición.

La segunda sección, «Emisiones y agua de las centrales en operación», revisa en cinco capítulos lo que sale de las centrales que ya operan y el agua que toman, siempre sobre las 71 que operaban como ciclo combinado en 2023. Primero lo que sale por la chimenea: los óxidos de nitrógeno y demás contaminantes criterio, el formaldehído, los demás tóxicos que nadie mide y los gases de efecto invernadero. Después, el agua. Cada capítulo cuenta cuánto se emite o se toma, qué control existe, qué dice la norma y qué se declara a los registros públicos. Todos empiezan con un resumen y pueden leerse por separado.

La tercera sección, «El PLADESE: la expansión a 2039», mira hacia adelante. Su capítulo no repite lo que explican los anteriores: aplica sus factores al ciclo combinado que el Plan ordena construir, para mostrar cuánto crecería cada emisión, dónde caerían las centrales nuevas y qué condiciones les pone el Plan. La cuarta, «Riesgos para la salud», reúne todas esas emisiones, las de las centrales que operan y las del Plan, y revisa lo que se sabe de sus daños y lo que se mide en México.

Las conclusiones cierran el estudio. Al final, la Metodología explica cómo se identificaron las centrales y cómo se construyeron y aplicaron los factores, un anexo de datos da las cifras de cada una de las 74 centrales en operación, y la bibliografía reúne las fuentes de todos los capítulos.

1.2 La gasificación del sistema eléctrico

A lo largo de las últimas tres décadas el sistema eléctrico mexicano ha estado sometido a un proceso profundo de transformación, tanto por lo que se refiere a los cambios administrativos y jurídicos del mismo, que se gestaron con la apertura a la participación privada en la generación eléctrica a inicios de los años noventa, como por lo que respecta a la transformación tecnológica y modificación de la mezcla energética empleada en los procesos de la generación de electricidad, que dicha apertura provocó tras su implementación.

En lo que respecta a la cuestión tecnológica, la participación privada en la generación tuvo como consecuencia directa un aumento significativo en la instalación de plantas de ciclo combinado. La producción independiente de energía, en la que empresas privadas venden su electricidad a la CFE, fue la modalidad que más creció tras la reforma de 1992 a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que abrió la generación a los particulares (Ramírez-Camperos et al., 2013), y casi toda su capacidad es de ciclo combinado: 16,051 de 16,664 megawatts en 2023 (SENER, 2026).

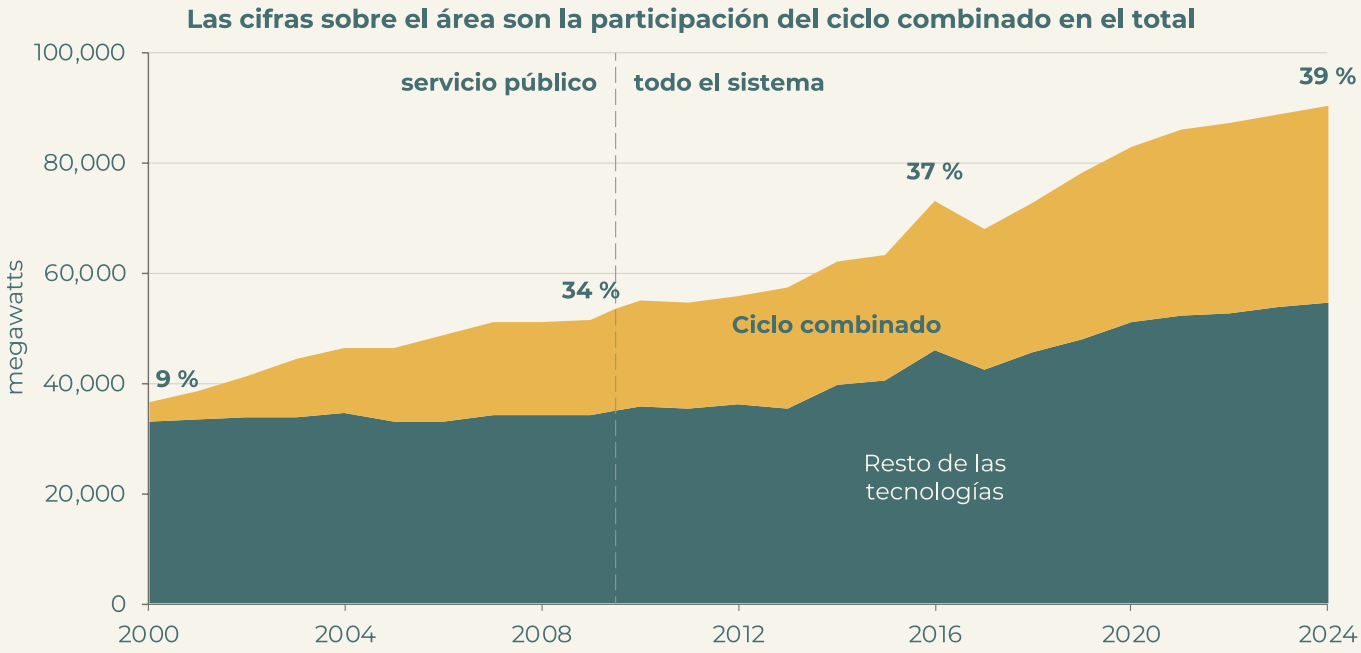
La preferencia por el ciclo combinado tuvo razones económicas y técnicas, y también la promoción pública del gas fósil como un energético de menor impacto ambiental. En su Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026, por ejemplo, la Secretaría de Energía (SENER) señalaba que estas centrales «presentan bajos niveles de contaminación por utilizar gas natural, alta eficiencia térmica y construcción modular, así como menores requerimientos de inversión comparados con otras tecnologías» (SENER, 2012, p. 133). A ello se sumaron el pico de la producción de gas en México, en 2009, y la llamada revolución del shale en Estados Unidos, que produjo excedentes de gas que había que exportar y abarató su precio en la región, lo que hizo mucho más atractivo su uso (Geocomunes, 2025; Pérez y Ferrari, 2025). La misma Prospectiva lo celebraba: con el shale, «la región cuenta con el gas más barato del mundo» (SENER, 2012, p. 143).

Entre 2000 y 2024 la capacidad instalada de ciclo combinado se multiplicó por diez, de 3.4 a 35.7 GW, mientras que la del resto de las tecnologías apenas creció 65 %, de 33.3 a 54.9 GW (Figura 2). Así, el ciclo combinado pasó de ser el 9 % de la capacidad de generación del país a casi el 40 %.

Hasta 2013 prácticamente todo el crecimiento fue suyo: su capacidad se multiplicó por seis y la de las demás tecnologías casi no cambió, de 33.3 a 35.7 GW. Después crecieron también la eólica, sobre todo desde 2014, y la solar, desde 2018 (SENER, 2025).

Los 35.7 GW del ciclo combinado al cierre de 2024 corresponden a las centrales en operación comercial según el PLADESE (SENER, 2025). Al incluir las que estaban en pruebas, el PLADESE suma 38.1 GW, y los permisos de generación vigentes de las 74 centrales de ciclo combinado en operación suman 42.0 GW.

Figura 2. Capacidad instalada de ciclo combinado y del resto de las tecnologías en México, 2000-2024.



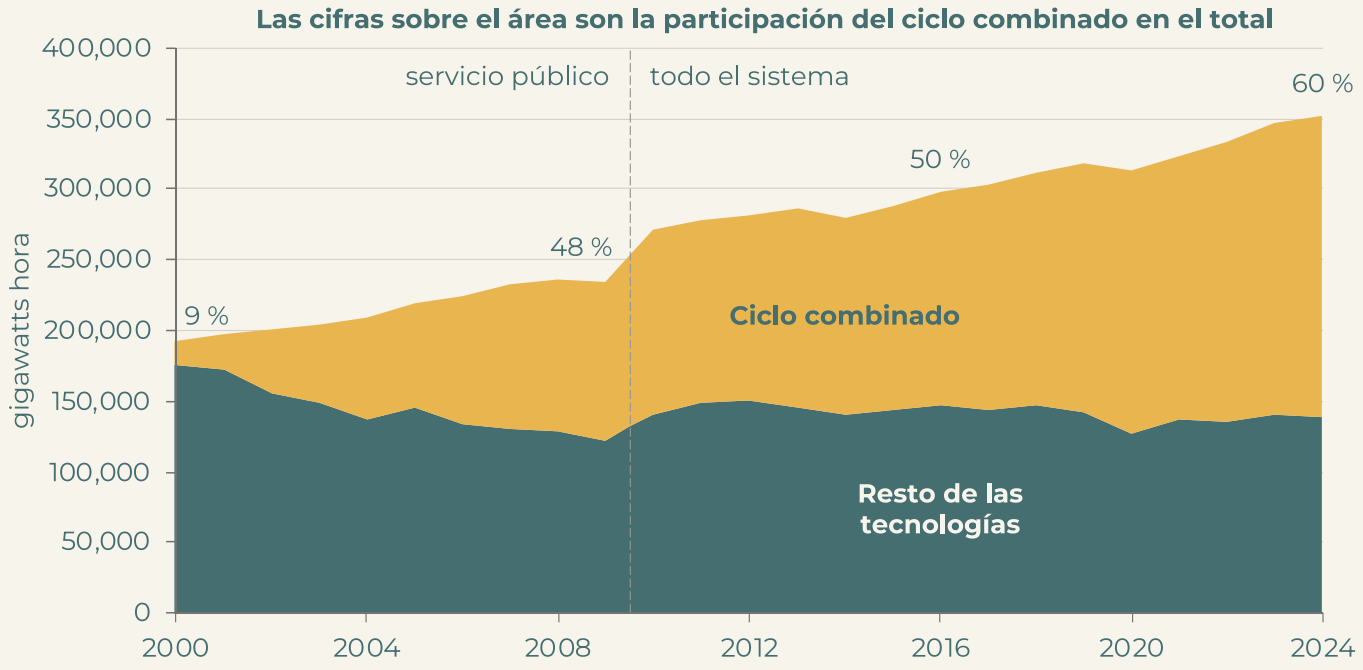
Fuente: elaboración propia con base en SENER (2012, 2025).

Nota: las cifras sobre el área son la participación del ciclo combinado en la capacidad total. Antes de 2010 la capacidad es la del servicio público (CFE y productores independientes) y no incluye la de los permisionarios. Desde 2010 incluye todo el sistema eléctrico.

En la generación, es decir, en la electricidad que efectivamente se produce, el peso del ciclo combinado es todavía mayor, porque sus centrales trabajan más horas al año que el promedio del sistema. Con 39 % de la capacidad, en 2024 produjo el 60 % de la electricidad del país, cuando en 2000 producía el 9 % (Figura 3). Su generación, que se mide en terawatts hora (TWh) y no en gigawatts (GW) como la capacidad, se multiplicó por doce, de 17.8 a 212.8 TWh, mientras la del resto de las tecnologías bajó alrededor de 20 %, de unos 175 a 139.5 TWh, sobre todo por la menor generación con carbón, diésel y combustóleo (SENER, 2012, 2025).

Esa caída fue rápida hasta 2009 y después más lenta, porque la eólica, la solar y, en menor medida, la turbogás, que también quema gas, compensaron parte de la baja (SENER, 2025). Entre 2010 y 2024 la generación con carbón bajó de 35.4 a 13.0 TWh y la de las termoeléctricas convencionales de 47.4 a 28.2, mientras la eólica y la solar juntas subieron de 1.3 a 38.6 y el ciclo combinado de 130.3 a 212.8. Es decir, la energía renovable instalada en los últimos años no ha reducido la dependencia del gas: apenas ha sustituido parte del carbón y el combustóleo.

Figura 3. Generación de electricidad con ciclo combinado y con el resto de las tecnologías en México, 2000-2024.



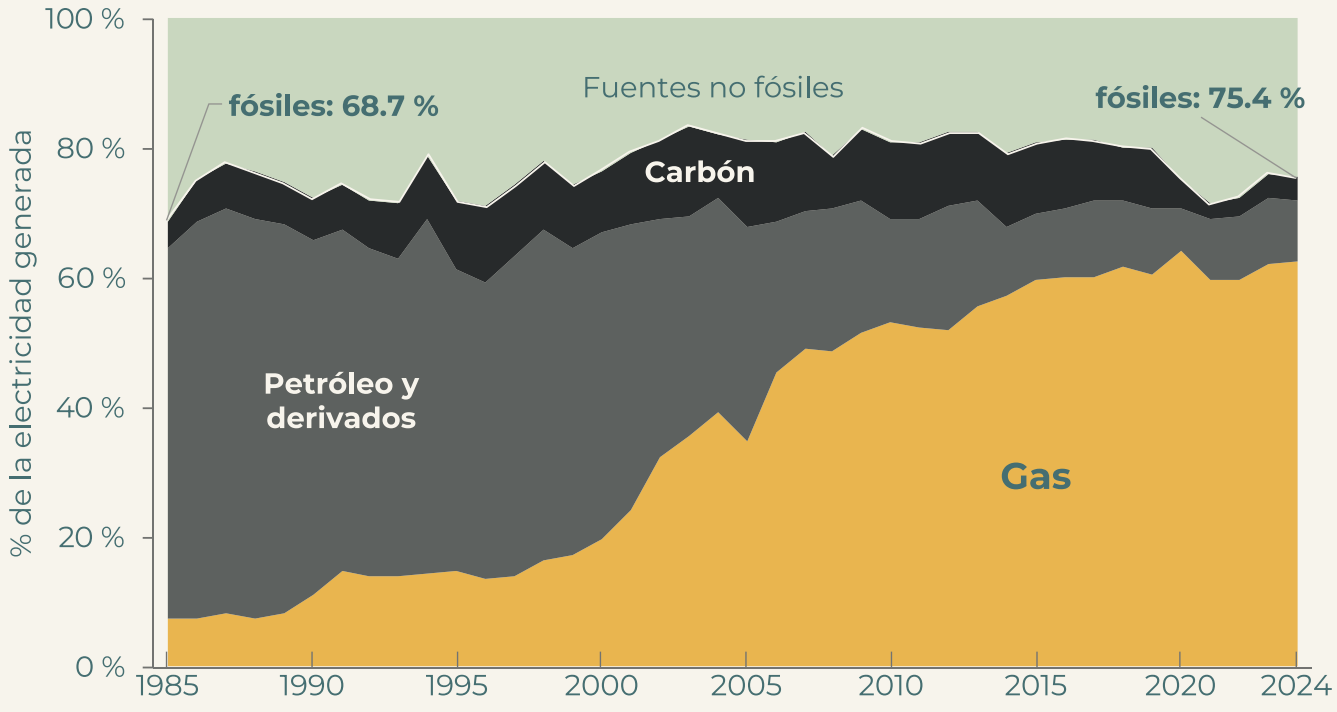
Fuente: elaboración propia con base en SENER (2012, 2025).

Nota: las cifras sobre el área son la participación del ciclo combinado en la generación total. Antes de 2010 es la generación bruta del servicio público (CFE y productores independientes), sin los permisionarios. Desde 2010 es la generación neta de todo el sistema eléctrico. Parte del salto entre 2009 y 2010 se debe a ese cambio de fuente.

La incorporación del gas a través del ciclo combinado desplazó a combustibles más contaminantes, como el combustóleo y el diésel, pero avanzó poco o nada en la descarbonización del sistema. Entre 1985 y 2024 la mezcla de combustibles fósiles se invirtió (Figura 4). En 1985 el carbón y los derivados del petróleo generaban poco más del 60 % de la electricidad del país, y el gas, 7.5 %. En 2024 los primeros generaban 13 % y el gas 62 %, algo más que el 60 % del ciclo combinado porque incluye también la turbogás, las termoeléctricas convencionales y la cogeneración que queman gas (Energy Institute, 2025).

El gas desplazó a los otros combustibles fósiles, pero el sistema sigue dominado por ellos. A pesar de la incorporación de nuevas fuentes, los fósiles generaban 68.7 % de la electricidad en 1985 y 75 % en 2024 (Figura 4). En 2001, todo el parque de centrales fósiles del país emitía unos 104 millones de toneladas de dióxido de carbono (Vijay et al., 2004). En 2023, sólo el ciclo combinado emitió casi lo mismo, 94 millones.

Figura 4. Electricidad generada en México por fuente, 1985-2024 (porcentaje del total).



Fuente: elaboración propia con base en Energy Institute (2025).

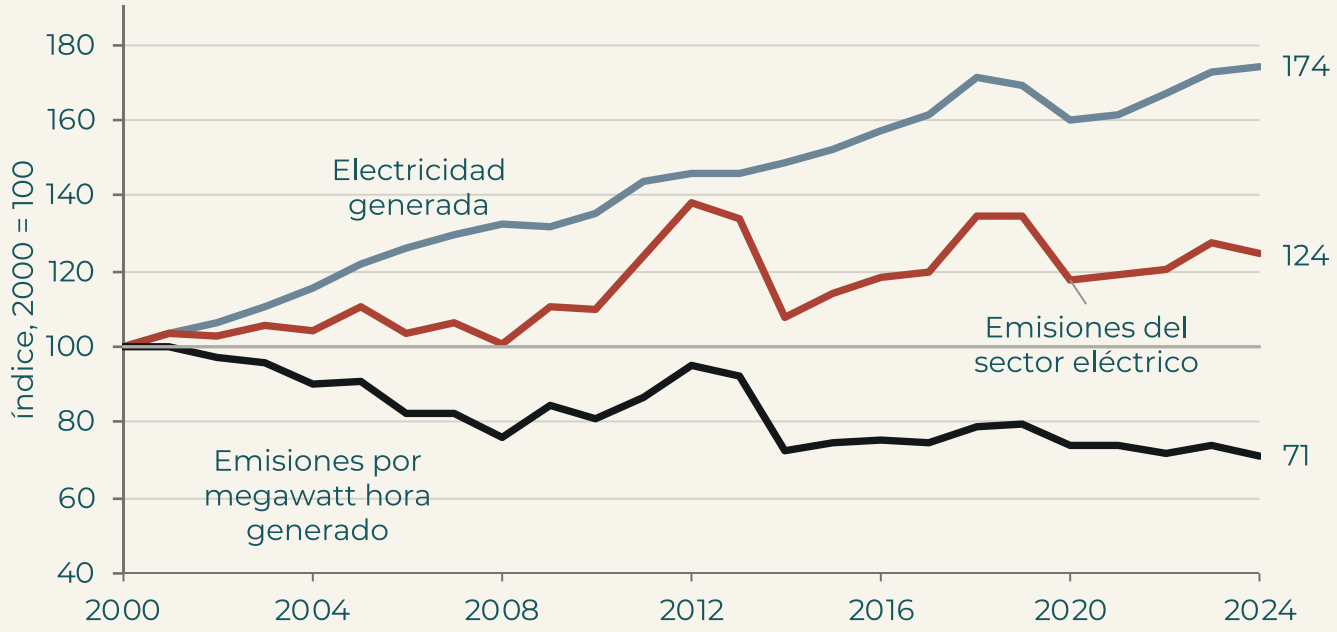
Nota: el gas, el petróleo y el carbón suman la participación de los combustibles fósiles, que se señala para 1985 y 2024. El gas incluye, además del ciclo combinado, al turbogás, las termoeléctricas convencionales y la cogeneración que lo queman.

Y mientras su participación se ha mantenido, el consumo absoluto de combustibles fósiles para generar electricidad casi se duplicó. Según el Balance Nacional de Energía, en 2000 las centrales del país consumieron 1,550 petajoules de carbón, combustóleo, diésel, gas licuado y gas, y en 2023, 2,729 petajoules, 76 % más y la cifra más alta de la serie, aunque desde 2021 el Balance incluye más tipos de permisos de generación (SENER, 2026). En 2000 el gas era menos de la cuarta parte de ese consumo, y en 2023 era 82 %.

El incremento se sigue del aumento de la demanda de electricidad, consecuencia del lento pero continuo crecimiento de la economía mexicana, que se ha cubierto sobre todo con ciclo combinado. Además, la mayor eficiencia de estas centrales no siempre se ha traducido en ahorro de gas. Un estudio sobre las centrales de la CFE y de los productores independientes encontró en su consumo de gas un efecto rebote, mayor en las de la CFE (Bonilla et al., 2022). Es una forma de lo que se conoce como paradoja de Jevons: la eficiencia abarata la energía y termina por aumentar su consumo.

Cualesquiera que sean las causas últimas de la mayor demanda de electricidad, el resultado es que, aunque el ciclo combinado sea una tecnología eficiente y el gas emita en la chimenea menos gases de efecto invernadero que otros combustibles fósiles por cada unidad de electricidad, las emisiones absolutas del sector eléctrico han seguido aumentando, sobre todo por el crecimiento de la generación (Santillán Vera et al., 2023) (Figura 5). Y esa ventaja en la chimenea es menor de lo que parece. Antes de llegar a la central, en pozos, plantas y ductos, se fuga una parte del gas, y el metano que escapa, por su efecto de calentamiento en los próximos veinte años, equivale a unas dos terceras partes del dióxido de carbono que sale de las chimeneas del ciclo combinado (véase el capítulo sobre gases de efecto invernadero).

Figura 5. Electricidad generada, emisiones de gases de efecto invernadero del sector eléctrico y emisiones por megawatt hora generado en México, 2000-2024 (índice, 2000 = 100).



Fuente: elaboración propia con base en Energy Institute (2025) e INECC (2026).

Nota: las emisiones son las de la categoría «[1A1a] Actividad principal producción de electricidad y calor» del inventario nacional, que incluye la generación de electricidad, la generación conjunta de electricidad y calor, y las plantas de calor (IPCC, 2006).

Lo anterior quiere decir que el aumento total en la demanda de electricidad ha anulado la reducción de emisiones por unidad de electricidad que el gas en el ciclo combinado podía ofrecer. La Figura 5 lo muestra. Entre 2000 y 2024 la electricidad generada creció 74 %, y aunque las emisiones por megawatt hora bajaron 29 %, las emisiones totales de gases de efecto invernadero (CO_2, CH_4 y N_2O) del sector crecieron 24 %, según el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INECC, 2026). Sobre estos datos, es interesante observar que durante el periodo comprendido entre los años 2000 y 2008, las emisiones totales de las actividades de generación de electricidad y calor permanecieron casi invariables y cercanas a un nivel de 120 millones de toneladas de CO_2 equivalente. Dicho comportamiento se da en un contexto de mayor generación absoluta de electricidad pero en donde el gas comienza a desplazar a las fuentes más contaminantes como el combustóleo, el diésel o el carbón.

Durante la siguiente década, del año 2009 al 2019, las emisiones totales experimentaron una tendencia general creciente al pasar de un valor inicial del periodo situado en 134.5 millones de toneladas de CO_2 equivalente a un nivel de 163.4 millones de toneladas de CO_2 equivalente, con un máximo de 167.5 millones en 2012. Dicho incremento se da a pesar de la mayor participación del gas en la generación de electricidad a través de los ciclos combinados y se sigue, como ya habíamos adelantado, del mayor nivel total de demanda eléctrica del país que se cubre con un sistema eléctrico basado principalmente en el uso de fuentes fósiles y en particular en el uso de gas (Figura 4). Y ese gas se quema cada vez más en ciclo combinado: según la estimación de este estudio, el ciclo combinado emitía alrededor del 6 % del dióxido de carbono de la producción de electricidad y calor del país en 2000, y cerca del 60 % en 2024 (véase el capítulo sobre el PLADESE).

Después de 2019 las emisiones del sector bajaron a 143 millones de toneladas de CO_2 equivalente en 2020, con la menor demanda de electricidad durante la pandemia de COVID-19 (González-López y Ortiz-Guerrero, 2022), y desde entonces se han mantenido entre 145 y 155 millones, 151 en 2024 (INECC, 2026). El PLADESE, con su propia serie, atribuye el aumento reciente de las emisiones al crecimiento de la generación «sin cambios significativos en las tecnologías» (SENER, 2025). Ni el aumento de la generación renovable ni la caída de la demanda le han restado preponderancia al gas, que mantiene altos niveles de participación en la generación eléctrica (Figuras 3 y 4).

De la revisión presentada hasta este punto se deduce que, a lo largo de las últimas décadas, México realizó una transición tecnológica en lo que respecta a la generación de electricidad, esto al desplazar y sustituir plantas de generación térmica convencional basadas en el uso de carbón, combustóleo o diésel, por el uso de tecnologías como lo es el ciclo combinado que emplea principalmente gas fósil. Con dicha transición no se ha conseguido una descarbonización del sistema eléctrico, pues todavía cerca del 75 % de la electricidad en el país se genera con fuentes fósiles, en su mayoría gas. Lo anterior pone en entredicho la presunción de que el gas puede funcionar como un combustible de transición toda vez que su incorporación dentro del sistema no ha logrado ni estabilizar, ni mucho menos, reducir el volumen total de emisiones de gases de efecto invernadero asociado a la generación eléctrica.

Es probable que, sin el ciclo combinado y el gas, un sistema basado en combustóleo y carbón emitiría más gases de efecto invernadero que el actual. Pero esa comparación no cambia los hechos: el sistema eléctrico de México emite gases de efecto invernadero en niveles cercanos a su máximo histórico y muy por encima de los de inicios de siglo, y depende de los combustibles fósiles en la misma proporción que en 1985, o un poco más (Figuras 4 y 5). Y los gases de efecto invernadero al menos se registran en un inventario nacional. Lo demás que sale de la chimenea de un ciclo combinado, los óxidos de nitrógeno, el formaldehído y otros tóxicos, en México casi nadie lo mide ni lo limita.

Hay también señalamientos directos contra centrales de ciclo combinado como focos de contaminación. En Mexicali, Baja California, la Secretaría de Protección al Ambiente del estado señaló en 2019 a las centrales de ciclo combinado de Sempra e Intergen y a la geotérmica de Cerro Prieto como los principales emisores de contaminantes de la ciudad, y destacó el dióxido de nitrógeno entre lo que emiten los ciclos combinados (Domínguez, 2019). Un estudio sobre esas centrales, que exportan electricidad a California, encontró efectos en la salud de la población por sus emisiones al aire, modestos pero no triviales y en su mayoría del lado estadounidense, porque el viento lleva las emisiones hacia allá y porque las zonas cercanas están poco pobladas (Blackman et al., 2012). Pero esas centrales no son representativas del parque nacional. Según el mismo estudio, sus turbinas tienen catalizador para reducir los óxidos de nitrógeno, y las de Sempra también uno de oxidación, un control de emisiones que casi ninguna otra central del país tiene (véase el capítulo sobre óxidos de nitrógeno). Además, el estudio modela la dispersión, no mide. Si aun las centrales mejor controladas del país tienen efectos medibles, la pregunta es qué ocurre con las demás.

Estudios como el antes citado, junto a los resultados que se derivan del mismo, abren interrogantes como ¿qué tanto contamina una planta de ciclo combinado cuando no está operando de forma óptima? ¿Operan de forma óptima todas las plantas de ciclo combinado en el país?, ¿Qué tanto es el impacto a la salud cuando los territorios aledaños a las plantas están altamente poblados y no hay una corriente de aire que disperse dichos contaminantes? ¿Quién mide y vigila lo que emiten? Dichas cuestiones son apremiantes, porque más allá de los casos teóricamente óptimos o de los escenarios contrafactuales en donde las plantas de ciclo combinado operan de la forma más eficiente posible o en donde las

emisiones del sector eléctrico podrían estar en una peor situación que la observada, en la realidad estas plantas y el consumo de gas que conllevan podrían estar afectando de forma negativa e importante la salud de la población y generando impactos directos e irreversibles sobre el medio ambiente, aunque la magnitud de tal situación es desconocida. Las secciones que siguen intentan responderlas hasta donde la información disponible lo permite, empezando por lo que sale de las centrales que ya operan en el país.

II. Emisiones y agua de las centrales en operación

Esta sección revisa lo que sale de las centrales que ya operan y el agua que toman. Todas sus cifras de emisiones y de agua son de 2023, el año más reciente en que los registros de emisiones de México, Estados Unidos y Canadá están homologados, y eso obliga a hablar de dos números. Las 74 centrales en operación a mediados de 2026 son el parque: así se cuentan cuando se trata de permisos, enfriamiento, MIA o registros. Las 71 que ya operaban como ciclo combinado en 2023 son las que emitieron, y a ellas se refieren las toneladas y los hectómetros cúbicos. Las tres centrales que no operaban como ciclo combinado en 2023 son Topolobampo III, que empezó a operar en diciembre de ese año, y los ciclos combinados de la CFE en Mérida y en González Ortega, que entraron en operación en 2026, así que esas tres se cuentan en cero para 2023. Los cinco capítulos siguen el mismo orden: cuánto se emite o se toma, qué control existe y qué exige la norma, y qué se declara a los registros públicos. Los cuatro primeros tratan de lo que sale por la chimenea, empezando por los óxidos de nitrógeno, que son con mucho lo que más emiten estas centrales, y el quinto, del agua. Como se verá, lo que la regulación no limita casi nunca se mide ni se publica, y por eso buena parte de las cifras son estimaciones de este estudio.

2.1 Óxidos de nitrógeno y demás contaminantes criterio: el control que no se pone y el dato que no se publica

De los contaminantes criterio, los que la Secretaría de Salud usa para juzgar si el aire es sano, el principal que emite un ciclo combinado son los óxidos de nitrógeno (NOx). Para ellos existe un control probado, el catalizador con quemadores de bajo NOx, con el que una central emite menos de la tercera parte. En México ese control casi no existe y nada obliga a ponerlo. Desde 2012 no hay norma de emisión para turbinas de gas, y el único límite, provisional y sólo para turbinas nuevas, permite lo que en Estados Unidos emiten las turbinas más antiguas. De las 74 centrales en operación en 2026, sólo se localizó la manifestación de impacto ambiental de 44, y una sola declara catalizador. Estimamos que las 71 centrales que operaban como ciclo combinado en 2023 emitieron ese año del orden de 24,000 toneladas de NOx, y es apenas un mínimo. Cincuenta y nueve de esas 71 rebasaron el umbral a partir del cual la ley obliga a reportarlo, y sólo siete lo reportan, por su cuenta, en el registro público de emisiones. De los demás contaminantes criterio, el dióxido de azufre es poco, porque el gas casi no trae azufre, y el monóxido de carbono y las partículas no se pueden estimar con una base medida. Ninguno de los tres está en la lista del RETC.

Los contaminantes criterio

Los contaminantes más comunes del aire se llaman contaminantes criterio. Se llaman así porque cada uno tiene una norma de la Secretaría de Salud que es un criterio para evaluar la calidad del aire: la concentración máxima que puede haber en el aire que respira la población, y que vigilan las estaciones de monitoreo. En México son seis: el ozono, el dióxido de nitrógeno, el dióxido de azufre, el monóxido de carbono, las partículas (PM_{10} y $PM_{2.5}$, las menores de 10 y de 2.5 micras) y el plomo (Secretaría de Salud, 2019, 2021a, 2021b, 2021c, 2021d, 2021e). Esas normas no se aplican a ninguna chimenea: dicen cuánto contaminante puede haber en el aire, no cuánto puede emitir una central. Lo que las MIA calculan que habrá de dióxido de nitrógeno en el aire alrededor de las centrales, y la norma de salud con que lo compararon, se trata en el capítulo sobre salud. Al quemar gas, una central de ciclo combinado emite óxidos de nitrógeno,

dióxido de azufre, monóxido de carbono y partículas, y los óxidos de nitrógeno forman después, en la atmósfera, más dióxido de nitrógeno, ozono y más partículas. De todos ellos, los óxidos de nitrógeno son, con mucho, lo que más emiten estas centrales, y por eso ocupan casi todo el capítulo. Los demás contaminantes se tratan al final.

Cómo se forma el NOx en una turbina

El aire que entra a una turbina contiene aproximadamente 78 % de nitrógeno y 21 % de oxígeno. Ese aire se comprime y se mezcla con el gas fósil para quemarlo. En las partes más calientes de la flama, parte del nitrógeno y del oxígeno del aire reaccionan y forman óxidos de nitrógeno (NOx): sobre todo monóxido de nitrógeno (NO) y, en menor medida, dióxido de nitrógeno (NO_2). Cuando la turbina opera a plena carga, la proporción de monóxido de nitrógeno (NO) es mayor (Sargent & Lundy, 2022). Al salir de la chimenea, los gases se enfrían y se mezclan con el aire, y buena parte del monóxido de nitrógeno (NO) se oxida a dióxido de nitrógeno (NO_2). Cuánto se transforma depende de la temperatura, de las concentraciones de los gases y del tiempo disponible para reaccionar (Ko et al., 2024).

Por eso las normas no regulan uno u otro gas sino su suma, y expresan toda su masa como dióxido de nitrógeno (NO_2): se calcula cuánto pesaría el conjunto si todo fuera dióxido de nitrógeno (NO_2), lo que permite comparar las emisiones sobre una misma base, aunque no todo salga de la chimenea en esa forma. Así lo hace la norma mexicana de emisiones, la NOM-085-SEMARNAT-2011, cuya tabla de equivalencias convierte las partes por millón de NOx a masa con el peso del NO_2, y así lo hace el método de medición que esa norma prescribe, el Método 7E de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA), que «mide la concentración de óxidos de nitrógeno como NO_2» (EPA, 2020b). Todas las toneladas de este capítulo son NOx expresado como NO_2, y las emisiones por unidad de combustible se dan en gramos por millón de unidades térmicas británicas de gas quemado (g/MMBtu).

No hay norma de emisión para turbinas de gas

La NOM-085, publicada en 2012, fija límites de NOx a calderas, hornos y calentadores, y excluye expresamente de su campo de aplicación a las turbinas de gas (numeral 2), que son la máquina central de todo ciclo combinado. No siempre fue así. La norma anterior sustituida, la NOM-

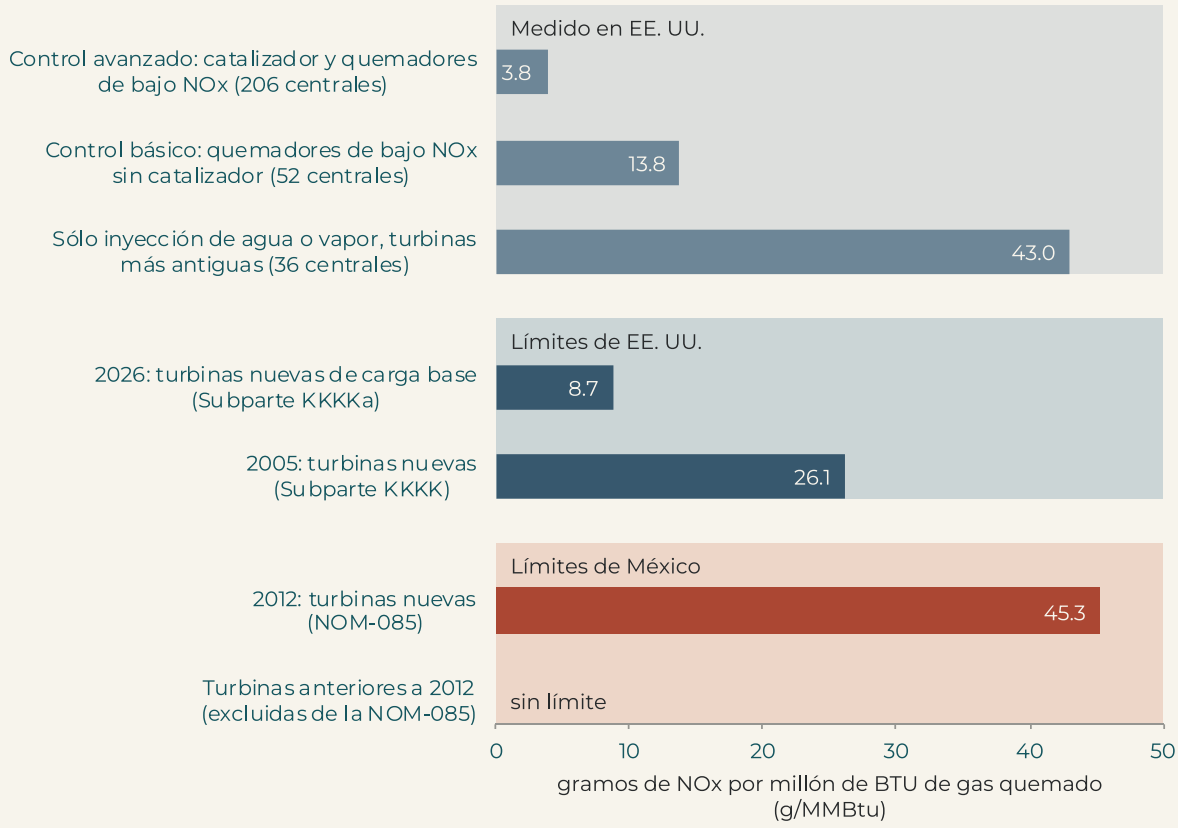
085-ECOL-1994, incluía en su campo de aplicación a «los equipos de generación eléctrica que utilizan la tecnología de ciclo combinado». Desde 1998 les fijaba un límite de 110 ppm de NOx en el Valle de México, Monterrey, Guadalajara, Tijuana y Ciudad Juárez, y de 375 ppm en el resto del país, y les exigía medirlo de forma continua, sin interrupción en las zonas metropolitanas de la Ciudad de México, Guadalajara y Monterrey (Secretaría de Desarrollo Social, 1994). El proyecto de la nueva norma, publicado en 2009, ya no mencionaba al ciclo combinado (SEMARNAT, 2009). La exclusión expresa de las turbinas se añadió en la versión final, al responder un comentario de la industria del cemento sobre otros equipos, con un solo argumento: que son equipos «con diseños operativos muy distintos» y que «se requiere de una normatividad ambiental particular» (SEMARNAT, 2012b). En lugar de esa norma particular, que no existe, la de 2012 dejó sólo su Transitorio Tercero: «hasta en tanto se emita» una norma específica, las turbinas de gas nuevas deben cumplir 70 partes por millón en volumen (ppmV) de NOx, referidas al 5 % de oxígeno. El límite es provisional por su propio texto, aplica sólo a turbinas instaladas después de 2012 y limita una concentración en la chimenea, no la masa que se emite al año. Para las turbinas nuevas el límite bajó. Para las que ya operaban el límite desapareció, y desde entonces ninguna norma dice cada cuándo ni cómo debe medir su NOx una turbina, nueva o anterior.

Un proyecto de la norma específica se publicó en 2016 (PROY-NOM-168-SEMARNAT-ASEA-2016; SEMARNAT y ASEA, 2016). Pero para las turbinas nuevas no endurecía el transitorio: indicaba 26 ppmV al 15 % de oxígeno, que son las mismas 70 ppmV al 5 % de la norma del 2012. Para las turbinas existentes, que no tienen límite, proponía entre 113 y 251 ppmV al 5 % de oxígeno, de 1.6 a 3.6 veces lo que se permite a una nueva. La actualización de esta norma figuró como tema reprogramado en el Programa Nacional de Normalización de 2017 a 2020 y, de 2021 a 2023, en el que lo sustituyó, el Programa Nacional de Infraestructura de la Calidad, con un avance declarado de 85 % o más en todos. Desde 2024 ya no aparece, sin haberse expedido ni cancelado (Secretaría de Economía, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026). El programa de 2026 inscribe una modificación de la NOM-085 cuyo campo de aplicación sigue excluyendo a las turbinas de gas. Catorce años después, el transitorio de 2012 sigue siendo la única regla de emisión de NOx para la tecnología que genera la mayor parte de la electricidad del país.

Dos maneras de reducir el NOx

Hay dos maneras de reducir el NOx de una turbina. La primera, evitar que se forme durante la combustión: los quemadores secos de bajo NOx (DLN), que mezclan el gas con el aire antes de quemarlo para evitar zonas de temperatura muy elevada, o la inyección de agua o vapor, que baja la temperatura de la flama. La segunda, eliminar el NOx de los gases ya quemados: la reducción catalítica selectiva (SCR), que añade amoniaco y, con un catalizador, transforma los NOx en nitrógeno y agua (Sargent & Lundy, 2022). Para este estudio agrupamos las centrales de ciclo combinado de Estados Unidos, que miden su NOx en la chimenea de forma continua, según esos equipos (el detalle está en la Metodología). Tres grupos importan para México. El control avanzado combina el catalizador con quemadores de bajo NOx en todas las unidades. El control básico son quemadores de bajo NOx sin catalizador. El tercer grupo sólo inyecta agua o vapor, el control de las turbinas más antiguas. La pone el límite mexicano, que convertido a gramos por MMBtu con las constantes de la propia NOM-085 equivale a 45.3 g/MMBtu, junto a lo que emitieron los tres grupos entre 2015 y 2024.

Figura 6. Emisiones medidas y límites de NOx por unidad de gas quemado.



Nota: las emisiones medidas son la mediana de las centrales de cada grupo, con monitoreo continuo en chimenea, 2015-2024. Los límites están convertidos de ppm a g/MMBtu con la ecuación de la NOM-085.

Fuente: elaboración propia con base en EPA (Clean Air Markets Program Data), EIA-923 y EIA-860, 2015-2024, Electronic Code of Federal Regulations (2026), 40 CFR 60, Subpartes KKKK y KKKKa, y NOM-085-SEMARNAT-2011.

El límite mexicano para turbinas nuevas es 1.7 veces el que Estados Unidos fijó en 2005 para sus turbinas nuevas grandes y más de cinco veces el que les exige desde enero de 2026 cuando operan como carga base[1], que sólo se alcanza con catalizador (EPA, 2026a). Está a la altura de lo que emiten las turbinas más antiguas de ese país. Un límite es un techo que no debe rebasarse en ninguna condición de operación, y la operación normal debe quedar por debajo de él. Aun así, una turbina nueva puede cumplir la norma mexicana emitiendo más de tres veces lo que emiten las centrales estadounidenses con control básico y casi doce veces lo que emiten las de control avanzado. Si cada central emitiera hasta la concentración que garantiza su MIA o, cuando la MIA no lo dice, hasta

1 Operar como carga base quiere decir funcionar casi todo el tiempo: la norma lo define como quemar en un año más de 45 % del gas que la turbina quemaría a plena capacidad todas las horas del año, que es el régimen habitual de un ciclo combinado.

el límite de la NOM-085, las 71 centrales que operaban en 2023 habrían podido emitir ese año 83,511 toneladas de NOx, 3.5 veces las 24,064 toneladas que probablemente emitieron con el control que declaran sus MIA, sin rebasar ningún límite, y las anteriores a 2012 podrían emitir aún más. Cumplir la norma, en México, no dice nada sobre cuánto NOx sale de una chimenea.

Una sola MIA declara catalizador

Ningún registro público dice qué control de NOx tiene cada central mexicana. El único documento público donde puede constar es su manifestación de impacto ambiental (MIA), que por lo general presentan antes de construirse, y no siempre lo describe. Se localizó la MIA de 44 de las 74 centrales en operación en 2026:

- **una sola MIA declara catalizador: Energía de Baja California, en Mexicali, que exporta electricidad a California.**
- **12 declaran por escrito quemadores secos de bajo NOx y 2 los describen sin nombrarlos.**
- **24 dicen «combustores de baja emisión de NOx», con una definición que se repite, palabra por palabra, de una MIA a otra y que no describe ningún equipo: «un sistema de baja generación de NOx, en sí, no es un equipo adicional sino un diseño óptimo de los combustores y de la cámara de combustión».**
- **una controla el NOx sólo con inyección de agua: Cogeneración Monterrey, de Encon Monterrey, en Monterrey, Nuevo León.**
- **una es ambigua y tres no dicen nada.**

Hace dos décadas pasaba lo mismo. Según los datos de las cédulas de operación anual de 2002 que la SEMARNAT les proporcionó a Vijay, Molina y Molina (2004), de todas las centrales del país que queman combustibles fósiles, sólo una tenía instalado un equipo de control de NOx, y por confidencialidad no pudieron decir cuál.

Las MIA tampoco dicen cuánto emitirán. Las toneladas anuales que algunas MIA describen no son lo que la central emitirá, sino lo que «se evitará» frente a una central convencional. Las MIA de Escobedo, El Carmen, La Charrería y CCC Tuxpan dicen, con las mismas palabras, que cada proyecto evitará la emisión de «2,823 toneladas de NOx», junto con las mismas cifras de dióxido de azufre, partículas y dióxido de carbono: la misma cuenta copiada de un expediente a otro. Y las concentraciones que garantizan son el límite vigente al momento de la evaluación, 110

ppm en 2001-2006 y 67 o 70 ppm después: el máximo permisible y ningún esfuerzo más. La evaluación ambiental tampoco les pidió más.

Con esa información, este estudio estima cada central con el factor de las centrales estadounidenses que tienen su mismo control: inyección de agua para Cogeneración Monterrey, control avanzado para Energía de Baja California y control básico para todas las demás (que para las 30 sin MIA localizada es una hipótesis). Con el gas que quemó cada central en 2023 (el gas inferido del dióxido de carbono que declaró al Registro Nacional de Emisiones, o el estimado en su permiso cuando no hay reporte al RENE), las 71 centrales que operaban como ciclo combinado ese año emitieron, de acuerdo con nuestra estimación, 24,064 toneladas de NOx. Una central mediana emite unas 340 toneladas, y la mayor, unas 1,140. Esa suma es un mínimo: el factor de cada grupo describe a la central típica de Estados Unidos, y las que emiten mucho más que ese factor no están representadas. Si todas hubieran tenido control avanzado habrían sido unas 6,600 toneladas en el año, 17,400 menos que sin control avanzado. El catalizador no vuelve limpio al gas: esas 6,600 toneladas siguen siendo NOx, y se sumarían unas 950 toneladas de amoniaco. Lo que la comparación muestra es que en México ni de lejos se exige el control que en Estados Unidos es estándar. El capítulo del PLADESE hace la misma cuenta para el parque que ese plan ordena a 2039.

Un estudio de 2012 reporta que tres centrales de Mexicali que exportan electricidad a California, Energía de Baja California, Energía Azteca X y Termoeléctrica de Mexicali, tienen catalizador (Blackman et al., 2012). Este estudio estima las dos últimas con control básico, porque su MIA no lo menciona o no se localizó. Si conservan ese catalizador y lo operan, el total sería menos de 3 % menor.

Nadie publica el NOx en México

En Estados Unidos las centrales de ciclo combinado miden su NOx en la chimenea de forma continua y el dato se publica en la base de datos de la EPA (Clean Air Markets Program Data). De esas mediciones salen los factores de este estudio. En México ningún registro público muestra lo que mide una turbina de gas. La NOM-085 no aplica a las turbinas, y el proyecto de norma de 2016, que obligaba a las turbinas nuevas de 50 MW o más a instalar un sistema de monitoreo continuo de emisiones para el NOx, nunca se expidió.

Las únicas mediciones públicas que se encontraron vienen de dos MIA que presentaron centrales que ya operaban. Cogeneración Monterrey, en operación desde 2003, presentó una MIA en 2019, a petición de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), porque la autorización ambiental, otorgada en 1998, con que operaba había perdido su vigencia, e incluyó las mediciones de NOx que hace cada tres meses en las chimeneas de sus dos recuperadores de calor: de 57.9 a 99.0 ppm, 74 en promedio, alrededor de 48 g/MMBtu. La cogeneración Enertek, en Tamaulipas, presentó la suya en 2012 para encender los quemadores de su recuperador de calor, y reporta dos mediciones de su turbina, de 57.7 y 87.5 ppm, hechas conforme a la norma de 1994 y sin indicar la base de oxígeno. Las dos quedan por debajo del límite que cita su propia MIA, 375 ppm en el caso de Enertek, y a ninguna le aplican las 70 ppm de las turbinas nuevas, porque sus turbinas son anteriores a 2012.

Las mediciones de Monterrey existen porque un recuperador de calor con quemadores propios sí es un equipo de combustión regulado por la NOM-085 de 2012, que obliga a medir su NOx con un laboratorio acreditado una vez al año, o cada seis meses en equipos grandes como estos (Cogeneración Monterrey lo hace cada tres meses). Como la turbina descarga a través del recuperador, lo que se mide en esa chimenea incluye su escape. Las mediciones de Enertek son de antes de que esa norma excluyera a las turbinas. Cuando el recuperador no tiene quemadores, desde 2012 ninguna norma obliga a medir la turbina, y lo que la central declare será un estimado. Fuera de esos dos expedientes, ninguna medición se publica: la cifra de este capítulo es un estimado porque no se localizó ninguna otra.

Sólo siete de 59 lo declaran

El Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC) obliga a declarar el «bióxido de nitrógeno» a todo establecimiento federal que emita 100 toneladas o más al año (NOM-165-SEMARNAT-2013), exista o no una norma que limite su emisión. No exige medir: el instructivo de la Cédula de Operación Anual (COA), el formato con el que se integra el RETC, admite factores de emisión y pone como ejemplo precisamente los kilogramos de NOx por tonelada de gas quemado. Tampoco sirve para saber si una central cumple un límite: el RETC informa la masa emitida en un año, y el límite de las turbinas es una concentración en la chimenea. De acuerdo con nuestra estimación, 59 de las 71 centrales que operaban

en 2023 rebasaron ese umbral, y 31 lo habrían rebasado aunque tuvieran control avanzado. Sólo siete de ellas aparecen por su cuenta con esa sustancia en el registro público de 2023. Una más, Presidente Juárez, en Rosarito, está dentro de un complejo de la CFE que declara el bióxido de nitrógeno de todas sus unidades juntas, sin que se pueda separar el del ciclo combinado. Las otras 51 no aparecen. Entre 2006 y 2024, 25 centrales de ciclo combinado la han reportado alguna vez, entre 6 y 18 cada año.

Lo que esas siete declaran es mucho más de lo que este capítulo les estima. Seis de ellas declaran entre 1.7 y 4.4 veces su estimado, el equivalente de 23 a 60 gramos de NOx por MMBtu de gas, cuando las centrales estadounidenses con control básico emiten 14 y las que sólo inyectan agua emiten 43. Lo que declaran se parece a lo que emite una turbina que sólo inyecta agua, no a una con quemadores de bajo NOx, aunque dos de ellas, Valle Hermoso y Lomas de Real, describen quemadores de premezcla en su MIA. La séptima, Hermosillo, de la CFE, declara el equivalente de unos 200 gramos por MMBtu, más de lo que emite una turbina de gas sin ningún control según la compilación de factores de emisión de la EPA (AP-42), lo que sugiere que su reporte incluye otras fuentes del sitio o un error. En conjunto, las siete declaran 7,952 toneladas en 2023, frente a 2,527 que les estima este capítulo. Si el resto del parque emite como ellas, las 24,064 toneladas estimadas son un mínimo.

El propio formato de la COA explica buena parte del vacío. Trae dos renglones: «óxidos de nitrógeno», como parámetro de la NOM-085, en la Sección II (tabla 2.2 de la COA), junto con los monitoreos que esa norma y las licencias exigen, y «bióxido de nitrógeno», como sustancia RETC, en la Sección V, donde el instructivo pide reportar sólo lo que no se haya declarado en la Sección II. El registro público muestra únicamente las sustancias de la Sección V. Lo más probable, por tanto, es que las demás centrales declaren su NOx cada año en la Sección II y que la SEMARNAT lo reciba sin publicarlo. Este capítulo no pudo comprobarlo, porque esa sección no es pública.

Queda una ambigüedad de nombre. La NOM-165 habla de «bióxido de nitrógeno», que es el NO_2, pero lo que sale de la chimenea de una turbina es sobre todo monóxido de nitrógeno (NO), y sólo una parte es ya NO_2. Los dos juntos son los óxidos de nitrógeno (NOx). El método de medición que prescribe la NOM-085 mide el NO y el NO_2 juntos y reporta la suma como NO_2, y la COA hace la misma conversión, así que el renglón debe entenderse como todo el NOx expresado como NO_2, y así se hizo el conteo

(las demás razones están en la Metodología). Aun si se contara sólo el NO_2 que sale ya como tal de la chimenea de una turbina a plena carga, alrededor de 28 % del NOx (EPRI, 2020), 31 centrales rebasarían el umbral.

Con cualquier lectura, el registro público del país, el único instrumento con el que cualquier persona puede saber qué emite una fuente fija, contiene el NOx de sólo siete de las 59 centrales obligadas a reportarlo, y el de una octava central mezclado con el de un complejo. El de las otras 51 probablemente existe en manos de la autoridad. Lo que con certeza no existe es su publicación.

Dióxido de azufre, monóxido de carbono y partículas

Los óxidos de nitrógeno son lo principal, pero no lo único que sale de la chimenea. Una central de ciclo combinado emite también dióxido de azufre, monóxido de carbono y partículas, y, si tiene catalizador, amoniaco, que no es contaminante criterio pero contribuye a formar partículas en el aire.

El dióxido de azufre es el único que se puede calcular con seguridad, porque sale todo del azufre que trae el gas, y el azufre del gas que circula por los ductos del país se mide y se publica (CRE, 2010; CENAGAS, 2023a, 2023b, 2023c, 2023d). El gas que se importa de Estados Unidos casi no trae azufre, y el nacional trae hasta veinte veces más. Según cuál hayan quemado, las centrales emitieron en 2023 entre menos de 100 y unas 1,900 toneladas de dióxido de azufre. Es poco: aun la cifra alta es la doceava parte de sus óxidos de nitrógeno. En el aire se convierte en partículas finas y en lluvia ácida (Secretaría de Salud, 2019).

El monóxido de carbono es el gas de la combustión incompleta. Se reduce con el mismo catalizador que reduce el formaldehído, un equipo que sólo se reporta en una central mexicana, Termoeléctrica de Mexicali (véase el capítulo sobre formaldehído).

Una central de gas contribuye a las partículas de dos maneras: unas salen ya formadas por la chimenea y otras se forman después en el aire a partir de sus gases, sobre todo de los óxidos de nitrógeno (Secretaría de Salud, 2021b).

Ni el monóxido de carbono ni las partículas que salen por la chimenea se pueden estimar como los óxidos de nitrógeno. Las cifras de óxidos de nitrógeno de este capítulo vienen de lo que miden continuamente cientos de centrales estadounidenses. Para los otros dos no hay una base

pública de mediciones así, y lo que emite una turbina depende más de cómo se opera (a qué carga, cuántas veces arranca, qué tan bien está ajustada) que del gas que quema. Un factor promedio daría un número, pero no uno que dijera algo de una central mexicana, y por eso este estudio no los estima. Que no se estimen no quiere decir que sean pocos. En la chimenea de una turbina de gas moderna de California, las partículas más diminutas, tan pequeñas que casi no pesan, eran cien veces más numerosas que en el aire de alrededor, y las más pequeñas de todas, hasta diez mil veces más (Brewer et al., 2016). Como las normas cuentan las partículas por su peso, estas casi no aparecen.

El ozono (O_3) no sale de las chimeneas: se forma en el aire por reacciones entre los NOx y los compuestos orgánicos volátiles en presencia de luz solar, y su formación depende también de las condiciones meteorológicas y del aporte de otras fuentes. Conocer la contribución de las centrales requiere analizar esa formación y su transporte, además de cuantificar sus precursores (Secretaría de Salud, 2021c).

El plomo (Pb) también es un contaminante criterio y aparece entre las sustancias que estas centrales declaran al RETC. Esos registros corresponden al establecimiento y no identifican por sí solos el proceso que lo libera. Casi todo lo declarado es descarga al agua, y no es una medición (véase el capítulo sobre los tóxicos que nadie mide).

El amoniaco es el precio del catalizador que reduce los óxidos de nitrógeno: se inyecta para que reaccione con ellos, y una pequeña parte escapa sin reaccionar. En el aire también forma partículas finas (Secretaría de Salud, 2021b). Casi no hay, porque la única central que declara catalizador es Energía de Baja California: unas 3 toneladas al año. Ni el dióxido de azufre, ni el monóxido de carbono, ni el amoniaco están en la lista de sustancias que se reportan al RETC.

2.2 Formaldehído: un cancerígeno sin límite en la chimenea

> El formaldehído es el más abundante de los tóxicos que salen del escape de una turbina de gas, y un cancerígeno para el ser humano. Estimamos que las centrales de ciclo combinado mexicanas emiten unas 527 toneladas al año, y esa cifra es apenas un mínimo. Nadie lo ha medido en una chimenea mexicana: lo que reportan al Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC) las pocas centrales que lo declaran es un factor de emisión multiplicado por el gas, y dieciséis dejaron de declararlo sin dejar de operar. En Estados Unidos existe un límite en la chimenea para las turbinas nuevas. En México sólo existe como una casilla de autorreporte anual.

De dónde sale el formaldehído

Frente a las decenas de miles de toneladas de óxidos de nitrógeno, el formaldehído sale en cientos de toneladas, pero es un cancerígeno para el ser humano y en México ninguna norma limita su emisión. El formaldehído no viene en el gas fósil: se forma dentro de la cámara de combustión. El metano se oxida en varios pasos y uno de ellos pasa por el formaldehído. Si la combustión se completa, se convierte en monóxido de carbono y después en dióxido de carbono, y si algo la interrumpe, una parte escapa por la chimenea. Por eso la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) lo describe como resultado «principalmente de combustión incompleta» (EPA, 2019, p. 15062), y por eso aumenta cuando la turbina opera a carga parcial y durante los arranques (EPA, 2019, 2024a). El único control que existe es el catalizador de oxidación, el mismo que se instala para el monóxido de carbono (EPA, 2004a). La reducción catalítica selectiva que controla los óxidos de nitrógeno no lo elimina (EPA, 2020a). La única de las 74 centrales cuya manifestación de impacto ambiental declara un catalizador, Energía de Baja California, lo tiene para los óxidos de nitrógeno, y su MIA no menciona uno de oxidación (Energía de Baja California, 2001). Sólo Termoeléctrica de Mexicali, que exporta electricidad a California, se construyó con uno, según un estudio de 2012 (Blackman et al., 2012). Su MIA no lo menciona y este estudio la estima sin él. No se encontró evidencia de que alguna otra central mexicana tenga catalizador de oxidación.

Unas 527 toneladas al año

Con el gas estimado que cada central mexicana quemó en 2023 y el factor que resulta de lo que declaran las centrales de ciclo combinado de Estados Unidos (0.302 gramos por millón de unidades térmicas británicas, g/MMBtu), las 71 centrales que operaban como ciclo combinado en 2023 habrían emitido unas 527 toneladas de formaldehído. Ese factor es casi el mismo que la EPA publica para turbinas de gas fósil en su compilación AP-42 (0.322 g/MMBtu; EPA, 2000a), probablemente porque esas centrales calculan con él lo que declaran. Todas las centrales que operaban como ciclo combinado en 2023 rebasan los 100 kilogramos al año de formaldehído, a partir de los cuales la NOM-165-SEMARNAT-2013 obliga a declararlo (SEMARNAT, 2014).

La cifra estimada es probablemente un mínimo. La EPA construyó ese factor con 22 pruebas en turbinas que funcionaban al 80 % de su capacidad o más. En el documento técnico que respalda el AP-42 calculó también el factor con todas las pruebas, 33, incluidas las hechas a menor carga, y le resultó 4.4 veces mayor, pero ese no es el que publicó (EPA, 2000b, Tabla 3.4-1). El parque mexicano no opera siempre a plena carga. Además, nadie ha comprobado el factor con mediciones independientes. Para los óxidos de nitrógeno hay monitores continuos en las chimeneas de Estados Unidos, para el formaldehído no los hay en ningún lado.

Dieciséis centrales dejaron de declararlo

Al cruzar el RETC de 2006 a 2023 con las 74 centrales en operación en 2026 (y no sólo con las 71 de 2023), aparecen cuatro grupos (Tabla 2; SEMARNAT, RETC 2006-2023).

Tabla 2. Las 74 centrales en operación según su reporte de formaldehído al RETC.

Grupo	Centrales	MW de ciclo combinado	Estimado, 2023 (t)	Declarado al RETC (t)
A. Lo declaran en 2023	26	12,253	140.4	138.4 (2023)
B. Lo declararon y dejaron de hacerlo	16	10,894	146.4	163.9 (suma del último año de cada una)
C. Declaran otras sustancias, nunca formaldehído	14	7,655	99.2	0
D. Sin ningún contaminante atribuible	18	11,218	140.9	0
Total	**74**	**42,020**	**526.9**	**138.4 (2023)**

Fuente: elaboración propia con base en el RETC 2006-2023, el RENE, los permisos de generación y el factor de formaldehído de las centrales de Estados Unidos.

Nota: el grupo A incluye a Topolobampo III, que según su permiso entró en operación en diciembre de 2023. El D incluye a dos centrales que empezaron a operar como ciclo combinado en 2026 (estimado cero en 2023).

Quien declara, declara el factor: en 20 de las 26 centrales del primer grupo lo reportado está entre 0.85 y 1.16 veces lo que estimamos con el gas de la central, y la suma coincide casi exactamente con lo estimado. Ninguna de esas cifras viene de una medición.

El segundo grupo es el más revelador. Dieciséis centrales declararon formaldehído durante años, algunas desde 2006 y con cifras estables, y desaparecieron del registro sin haber dejado de operar: la mayoría entre 2020 y 2022, siete de ellas de un mismo grupo empresarial cuyas otras centrales siguieron declarando. En su último año de reporte esas dieciséis sumaban 164 toneladas, más de lo que el RETC recibió en 2023 de todos los ciclos combinados. En el tercer grupo la sección de la Cédula de Operación Anual que alimenta el RETC se llena con los metales de la descarga de agua y no con lo que sale por la chimenea. El cuarto no tiene

en el RETC ningún contaminante atribuible a la central: unas presentan la Cédula y declaran sólo gases de efecto invernadero, otras reportan dentro de un complejo del que no se puede separar lo que corresponde a la central, y de otras no hay registro vinculable.

De las 71 centrales que operaban como ciclo combinado en 2023, 46 no declararon formaldehído, entre ellas 16 de las 19 de la Comisión Federal de Electricidad. No es un problema de umbral, porque casi todas lo rebasan varias veces, ni de método, porque el factor está publicado desde 2000 y es el que usan las que sí declaran. Es un problema de llenado y de verificación: la misma Cédula que recibe el dióxido de carbono de una central, y con él el gas que quemó, recibe o no su formaldehído, y nadie contrasta una cosa con la otra.

Lo declarado no es lo emitido

Todo lo que México sabe del formaldehído emitido por las centrales de ciclo combinado del país es un factor de emisión multiplicado por el gas. La pregunta es qué tan lejos puede estar el factor de la realidad, y la respuesta más reciente la dio la propia EPA. En 2019 la industria estadounidense de turbinas le pidió a la agencia retirar a las turbinas de la lista de fuentes de contaminantes tóxicos del aire, con un análisis de riesgo basado en factores de emisión. La agencia requirió en 2022 pruebas en chimenea en 22 turbinas (EPA, 2024a), y en dos turbinas de gas fósil de una estación de compresión el formaldehído medido fue 31 y 18 veces mayor que lo que la petición de la industria había estimado para ellas (EPA, 2024a). La EPA concluyó que los factores de emisión «no dan la certeza suficiente sobre las emisiones específicas de un sitio», recordó que la propia introducción del AP-42 advierte que «aproximadamente la mitad de las fuentes tendrán tasas de emisión mayores que el factor» (EPA, 2024a, pp. 26843–26844), y en abril de 2024 denegó la petición.

Para México la consecuencia es directa. Las 527 toneladas que este estudio estima para las 71 centrales que operaban como ciclo combinado en 2023 y las 138 que registra el RETC comparten la misma base e incertidumbre. Y la EPA advierte que a menor carga la combustión es más incompleta y las emisiones proporcionalmente mayores (EPA, 2024a). Es decir, lo más probable es que emitan más de lo estimado, y no hay registro de ello.

Un límite en Estados Unidos, ninguno en México

En Estados Unidos el formaldehído tiene límite en la chimenea. Una turbina de gas emite varios contaminantes tóxicos, pero el formaldehído es el más abundante y el catalizador que lo reduce disminuye también a los demás. Por eso la EPA lo usa como indicador de los demás tóxicos que salen de la turbina, como el benceno o el acetaldehído: si una turbina cumple con el formaldehído, se da por hecho que controla el resto (EPA, 2004a). En Estados Unidos, desde 2004, las turbinas nuevas de las instalaciones grandes, las que emiten al año 10 toneladas o más de un contaminante tóxico o 25 de la suma de todos, no pueden tener más de 91 partes por mil millones de formaldehído en su gas de escape, y deben comprobarlo con una medición cada año. Las turbinas anteriores no tienen límite (EPA, 2004a). Traducido a lo que se emite por cada unidad de gas quemado en México, ese límite es alrededor de la tercera parte del factor con el que estimamos: si las centrales mexicanas lo cumplieran, emitirían unas 175 toneladas al año en lugar de 527 (cálculo propio con el Método 19 de la EPA; EPA, 2023). Pero en Estados Unidos, para las turbinas de gas, la obligación estuvo suspendida dieciocho años, de 2004 a 2022, mientras la EPA evaluaba si dejar de regularlas, y en ese lapso se instalaron unas 250 turbinas de gas sin ningún límite (EPA, 2004b; EPA, 2022).

En México el formaldehído no tiene límite en ninguna chimenea. La norma de emisiones de los equipos de combustión, la NOM-085-SEMARNAT-2011, no lo incluye y, además, excluye a las turbinas de gas (SEMARNAT, 2012a). La única obligación es la del RETC: la NOM-165-SEMARNAT-2013 lo pone en la lista de sustancias que debe reportar quien emita más de 100 kilogramos al año (SEMARNAT, 2014). Y como la Cédula de Operación Anual admite que el dato se calcule en lugar de medirse (SEMARNAT, 2015), las centrales que lo reportan multiplican el factor de emisión por el gas que queman. Nadie lo mide, nadie lo verifica y no hay un valor que no deba rebasarse.

Lo que el formaldehído le hace a la salud, y cuánto podría llegar al aire que respiran los vecinos de una central, se trata en el capítulo sobre salud.

2.3 Tóxicos que nadie mide: BTEX, acetaldehído y acroleína

El formaldehído no sale de la chimenea solo. De la misma combustión incompleta salen otros compuestos orgánicos tóxicos: sobre todo el benceno, el tolueno, el etilbenceno y los xilenos, que se conocen juntos como BTEX, y también el acetaldehído y la acroleína, entre otros. Con los factores que la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) publica para turbinas de gas fósil, las centrales de ciclo combinado en operación en México emiten unas 230 toneladas al año de estos compuestos, además del formaldehído. Seis de ellos están en la lista de sustancias que deben reportarse al Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC). Según nuestra estimación, cinco de esos seis los emite alguna central por encima del umbral de reporte (solo el benceno no), y la mayoría de las centrales que lo rebasan no los declaró en 2023. Otros, como el etilbenceno y el naftaleno, ni siquiera están en la lista. Y lo que sí se declara no es una medición. Los compuestos orgánicos que se reportan son el gas quemado multiplicado por los factores de emisión que la EPA publica para turbinas de gas, y por eso guardan siempre la misma proporción con el formaldehído. Los metales que se reportan al agua coinciden con límites de laboratorio multiplicados por el caudal.

Benceno, tolueno, xilenos, acetaldehído y acroleína

Junto con el formaldehído, una turbina de gas emite otros compuestos orgánicos tóxicos, como el benceno, el tolueno, los xilenos, el acetaldehído y la acroleína, y el formaldehído es, por mucho, el más abundante. Todos salen de la chimenea porque una parte del gas no termina de quemarse o se quema sólo a medias. Algunos ya venían en el gas fósil, en cantidades mínimas, y atraviesan la turbina sin quemarse, y otros se forman cuando el calor de la flama rompe los hidrocarburos más pesados que acompañan al metano (EPA, 2000a). Todos se podrían reducir con el mismo control, el catalizador de oxidación, que sólo se reporta en una central mexicana (véase el capítulo sobre formaldehído).

La compilación de factores de emisión de la EPA, el AP-42, incluye once compuestos orgánicos tóxicos para las turbinas de gas fósil. Nueve se detectaron en pruebas en chimeneas de turbinas de Estados Unidos, y para

ellos la EPA da un factor de emisión. Los otros dos, el 1,3-butadieno y el óxido de propileno, se buscaron en esas pruebas pero no se encontraron, y para ellos la EPA sólo da un valor máximo posible, por lo que aquí no se cuentan (EPA, 2000a).

Con los factores de esos nueve compuestos y el gas de cada central en 2023, calculamos que las centrales en operación emitieron unas 790 toneladas de compuestos orgánicos tóxicos (Tabla 3). El formaldehído es el 71 % de ese total. Del resto, unas 230 toneladas, 188 son benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos, cuatro compuestos que se conocen juntos como BTEX, por sus iniciales en inglés, y que suelen estudiarse como grupo (Bolden et al., 2015). Estos son factores obtenidos con turbinas que funcionaban a carga alta (EPA, 2000a), al igual que los del formaldehído.

Tabla 3. Compuestos orgánicos tóxicos de las centrales de ciclo combinado en operación, 2023.

Compuesto	Estimado (t/año)	¿En la lista del RETC?	Centrales que rebasarían el umbral	Lo declararon en 2023
Formaldehído	562	sí	71	26
Tolueno	103	sí	43	15
Xilenos	51	sí	17	6
Acetaldehído	32	sí	59	20
Etilbenceno	25	no	—	—
Benceno	9.5	sí	0	0
Acroleína	5	sí	17	6
Hidrocarburos aromáticos policíclicos	1.7	sólo algunos, uno por uno	—	—
Naftaleno	1.0	no	—	—
Total	**790**			

Fuente: elaboración propia con base en el AP-42 de la EPA, el RENE, los permisos de generación, la NOM-165-SEMARNAT-2013 y el RETC 2023.

Nota: el formaldehído va aquí con el factor del AP-42 para comparar todos con la misma base. El capítulo sobre formaldehído usa 527 toneladas, con el factor de las centrales de Estados Unidos. Los totales se calcularon sin redondear.

Seis de nueve están en la lista del RETC

En México, la obligación de reportar estas sustancias la fija la NOM-165-SEMARNAT-2013: una lista de 200 sustancias, cada una con la cantidad anual a partir de la cual quien la emite debe declararla al RETC (SEMARNAT, 2014). De los nueve compuestos de la Tabla 3, la lista incluye seis: el formaldehído, el acetaldehído y la acroleína, con un umbral de 100 kilogramos al año. El benceno tiene un umbral de 500 kg, y el tolueno y los xilenos, de 1,000. El etilbenceno y el naftaleno no están. El etilbenceno es el único de los BTEX que falta, y aunque saldrían unas 25 toneladas al año, poco menos que de acetaldehído, que sí está en la lista, ninguna central tiene que declararlo. Los hidrocarburos aromáticos policíclicos aparecen sólo algunos, uno por uno y con umbrales propios, y no como el grupo que estima el AP-42, de modo que no hay forma de saber si alguna central rebasa alguno.

Rebasan el umbral y no declaran

Según esta estimación, con esos umbrales y el gas que quemó cada central, en 2023 el formaldehído rebasaba el umbral de reporte en 71 centrales y lo declararon sólo 26. El acetaldehído lo rebasaba en 59 centrales y lo declararon 20. El tolueno, en 43, y lo declararon 15. Los xilenos y la acroleína, en 17 cada uno, y los declararon 6 (Tabla 3; SEMARNAT, RETC 2023). El conteo de las que rebasan el umbral sale de la estimación de este estudio, y el de las que declaran, del RETC. El benceno no llega al umbral en ninguna central. Es el mismo patrón que el capítulo sobre formaldehído describe para ese compuesto, en el que la mayoría de las centrales obligadas no declara. Y las que declaran no reportan una medición. Los compuestos orgánicos aparecen en el RETC casi siempre en la proporción exacta que el AP-42 fija para cada uno frente al formaldehído (EPA, 2000a). De modo que se trata del mismo cálculo repetido, no de un dato nuevo sobre la chimenea.

Metales y cianuros: el límite del laboratorio

El RETC registra también, para estas centrales, níquel, cromo, cadmio, plomo, arsénico, mercurio y cianuros, casi todo como descarga al agua. El AP-42 no trae ningún factor de metales para turbinas de gas fósil, sólo para las que queman diésel (EPA, 2000a). El mercurio que se declara al aire, de 2 a 12 kilogramos al año en las centrales que lo reportaron en 2023, es un cálculo con factor. El mercurio que se declara como emisión

al agua son decenas y hasta más de cien kilogramos al año que ninguna combustión de gas produce y que, dividido entre el caudal del agua de enfriamiento reportada por cada central, da siempre la misma concentración: se trata del límite inferior de detección del laboratorio o el límite de la norma de descargas (SEMARNAT, 2022). Para los resultados por debajo del límite de detección, el instructivo de la Cédula de Operación Anual pide reportar cero (SEMARNAT, 2015). No sabemos por qué estas centrales declaran en su lugar el límite multiplicado por el caudal. Todo indica que son límites, no mediciones.

Amoniaco, naftaleno y dioxinas en el inventario de Estados Unidos

Aparte de lo que la EPA estima para las turbinas, las centrales de ciclo combinado de Estados Unidos reportan sus sustancias tóxicas al Inventario de Emisiones Tóxicas (TRI, por sus siglas en inglés) de la EPA. Entre 2015 y 2024, de 505 centrales, 63 reportaron amoniaco, 16 hidrocarburos aromáticos policíclicos, 9 naftaleno, 6 n-hexano y 5 dioxinas y furanos (EPA, TRI 2015-2024). Tres de ellas, el amoniaco, el n-hexano y las dioxinas, no están en la Tabla 3, porque el AP-42 no trae factores para ellas. Ninguna de esas sustancias aparece en el RETC de las centrales mexicanas. El amoniaco, el naftaleno y el n-hexano no están en la NOM-165. Las dioxinas sí, y con la regla más estricta de la lista: hay que reportar cualquier cantidad mayor que cero (SEMARNAT, 2014).

Pero la EPA no publica un factor de dioxinas para turbinas de gas fósil (EPA, 2000a), así que con lo que se publica no hay forma de saber si alguna central mexicana debería declararlas. Ninguna lo hace. En cambio, en Estados Unidos casi ninguna central reporta los compuestos orgánicos de la Tabla 3, sólo 5 centrales el formaldehído y 2 el tolueno y el benceno. La razón está en el umbral del TRI, mucho más alto que el mexicano para estas sustancias. Para la mayoría de las sustancias, entre ellas las de la Tabla 3, una central debe reportar al TRI cuando produce más de 25,000 libras al año, unas 11 toneladas. Sólo un grupo de sustancias persistentes, como el mercurio, el plomo y las dioxinas, tiene umbrales mucho más bajos, de 10 libras al año (unos 4.5 kilogramos) para el mercurio, 100 (unos 45 kilogramos) para el plomo y una décima de gramo para las dioxinas (EPA, 2026d). En México, para el formaldehído, el acetaldehído y la acroleína bastan 100 kilogramos para estar dentro del umbral de reporte.

Lo que estos compuestos le hacen a la salud se trata en el capítulo sobre salud.

2.4 Gases de efecto invernadero: lo que ningún quemador evita

El dióxido de carbono es la emisión del ciclo combinado que mejor consta en los registros mexicanos, y por una razón simple: se calcula con exactitud a partir del gas. Quemar gas fósil produce unos 54 kilogramos de CO_2 por millón de unidades térmicas británicas (MMBtu), una constante química que ningún quemador ni catalizador cambia. Con ella, las 71 centrales que operaban como ciclo combinado en 2023 emitieron ese año unos 94 millones de toneladas de CO_2. Este capítulo añade tres cosas que el registro no dice. De 8 de las 74 centrales en operación en 2026, el 11 % de la capacidad de ciclo combinado, el Registro Nacional de Emisiones (RENE) no permite saber cuánto emiten. El metano y el óxido nitroso que el RENE recibe de las centrales no son mediciones, son el CO_2 multiplicado por un factor del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). Y el metano que se fuga antes de llegar a la central, en la cadena de Estados Unidos, de donde vienen tres cuartas partes del gas que México consume, equivale a unos 62 millones de toneladas de CO_2 por su efecto de calentamiento en los próximos veinte años, dos terceras partes de lo que salió por las chimeneas, y no aparece en ningún registro mexicano.

El CO_2, la cifra más segura

A diferencia de los contaminantes de los capítulos anteriores, que el equipo adecuado puede reducir en la chimenea, el dióxido de carbono no tiene control, y su factor es la cifra más segura de calcular. La mediana de las 136 centrales de ciclo combinado de Estados Unidos que reportan CO_2 y gas quemado es de 53.9 kg por MMBtu, con un intervalo de confianza de menos del 1 %, y el factor por defecto del IPCC, convertido a la misma base, es 53.3. Ambos dicen lo mismo: el carbono del gas sale como CO_2 y no hay tecnología comercial en una central que lo evite. Por eso el CO_2 reportado al RENE sirve en este estudio como el mejor indicador de cuánto gas quemó cada central. Los 94 millones de toneladas de 2023 no son por eso un hallazgo. De ellos, 80.6 millones están declarados al RENE y unos 13.5 se calculan con el consumo de gas que estiman los permisos de las centrales que no aparecen en él. Su trayectoria hasta 2039, con la generación que ordena el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039 (PLADESE), está en el capítulo dedicado a ese plan.

Un registro por establecimiento, no por central

El Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en materia del Registro Nacional de Emisiones (en adelante Reglamento del RENE) obliga a reportar a todo establecimiento que emita más de 25 mil toneladas de CO_2 equivalente al año (artículo 6). Una central de ciclo combinado de 50 megawatts lo rebasa y tendría que reportar. La unidad que reporta es el establecimiento, y en el sector energía se reporta por instalación (artículo 4) y, dentro de ella, un solo resultado por gas para todas las fuentes fijas de un mismo tipo de actividad (artículo 14). Un complejo termoeléctrico con varias centrales de distintas tecnologías es una instalación y una actividad: reporta un número. Así ocurre con 6 de las 74 centrales en operación (las de los complejos termoeléctricos de Manzanillo, Presidente Juárez y Valle de México de la CFE, el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, Braskem Idesa e Ingredion), que si bien cumplen reportando por instalación, el CO_2 del ciclo combinado no se puede separar del de las demás unidades, y el reporte sirve para calcular un total nacional o del sitio agrupado, pero no para analizar por tecnología de generación.

No es una omisión de esas centrales, es el diseño del registro que renuncia a saber qué hace cada unidad, incluso cuando la generación eléctrica sea una actividad distinta de la del complejo que la aloja. Distinto es el caso de otras dos, cogeneraciones pequeñas de 16 y 4 megawatts (Mexichem Resinas Vinílicas y Papelera Industrial Potosina), de las que no se identificó reporte alguno, ni propio ni dentro de un complejo. Estas ocho centrales suman unos 4,470 megawatts de ciclo combinado, el 11 % de la capacidad en operación, y el gas de diseño de sus permisos permite inferir hasta unos 13.5 millones de toneladas de CO_2 emitidas al año. Otras tres, Topolobampo III y los ciclos combinados de González Ortega y Mérida de la CFE, que entraron en operación en 2026, no operaban aún como ciclo combinado en 2023, y este estudio las cuenta en cero ese año. Topolobampo III, que según su permiso entró en operación en diciembre de 2023, alcanzó a operar unas semanas (ese año declaró formaldehído al RETC), pero no se identificó reporte suyo en el RENE de 2023, 2024 ni 2025. La Tabla 4 resume cómo quedan las 74 centrales frente al RENE.

Tabla 4. Las 74 centrales en operación frente al RENE, 2023 o el último año con CO_2.

	Centrales	Capacidad de ciclo combinado (MW)	CO_2 (Mt/año)
Con CO_2 atribuible en el RENE (2023 o último año)	63	35,278	80.6 reportadas
Reportan dentro de un complejo: cumplen, pero el dato de la central no se puede separar	6	4,452	≈ 13.3 según permiso
Sin reporte identificado, propio ni dentro de un complejo	2	20	≈ 0.1 según permiso
No operaban como ciclo combinado en 2023 (Topolobampo III, González Ortega y Mérida)	3	2,270	0
Total en operación	**74**	**42,020**	**≈ 94**

Fuente: elaboración propia con base en el RENE, los permisos de generación y el factor de CO_2 del gas fósil.
Nota: donde no hay reporte, el CO_2 se calcula con el consumo de gas que estima el permiso.

Pero hay otro problema además del RENE: en México no existe un dato público de cuánto gas quema ni cuánta electricidad genera cada central por año. Mediante solicitudes de información realizadas, la Secretaría de Energía dice desconocerlo, la CFE lo reserva y a los generadores privados no hay manera de pedírselo. El dato existe: el Reglamento del RENE obliga a declarar en la Cédula de Operación Anual el volumen anual de cada combustible consumido (artículo 14), pero lo que se hace público es la emisión, no el combustible. El CO_2 del RENE es así la única ventana pública a la operación real de cada central, y cuando no aparece el registro, como en estas ocho, el país queda a oscuras sobre las emisiones de unos 4,470 megawatts.

El metano y el óxido nitroso del RENE son un cálculo

El RENE recibe de cada central tres gases: CO_2, metano y óxido nitroso. Ninguno de los tres se mide, y el propio Reglamento lo dispone así: para la generación eléctrica por combustión la metodología es el cálculo con factores de emisión (artículo 7), y la medición directa se reserva a los casos en que los factores no sean aplicables (artículo 8). El CO_2 se calcula a partir del gas consumido, con un factor que la química hace casi exacto. Para el metano y el óxido nitroso las Directrices del IPCC ofrecen factores por defecto (1 kilogramo de metano y

0.1 de óxido nitroso por terajoule de gas) y las centrales los aplican al mismo gas con que calculan el CO_2. El cruce con los factores medidos en Estados Unidos lo confirma: en casi todas las centrales lo reportado es exactamente el CO_2 multiplicado por el factor del IPCC. Por lo tanto, el RENE no contiene tres datos por central, sino uno, la estimación del CO_2, y dos múltiplos suyos: ningún gas medido. Para la combustión eso no importa mucho: el metano y el óxido nitroso de una turbina bien operada son del orden de 1,750 y 175 toneladas al año para todo el parque, un 0.1 % del CO_2 en equivalente climático. Importa por lo que oculta: que nadie mide el metano de estas centrales, ni en arranques, ni a carga parcial, ni en las purgas, que es donde el metano de una turbina aparece.

El metano que se fuga antes de llegar a la central

Antes de llegar a una central de ciclo combinado, parte del gas se fuga en pozos, plantas de proceso, compresores y ductos. Esa fuga no aparece en el RENE de la central, porque no ocurre en ella, ni en ningún registro mexicano por establecimiento, y es el término que decide si el gas es o no el combustible fósil más limpio que la industria dice que es. La medición sobre fugas más completa de una cadena de suministro es la de Estados Unidos: 13 millones de toneladas de metano al año, el 2.3 % del gas bruto producido, un 60 % más de lo que el inventario oficial de ese país estimaba, y con un forzamiento radiativo a veinte años comparable al del CO_2 de quemar ese mismo gas (Alvarez et al., 2018). México importa de Estados Unidos alrededor de tres cuartas partes del gas que consume, de modo que esa tasa describe la mayor parte del gas que queman estas centrales. Para el gas de producción nacional no hay una medición equivalente, y la mejor aproximación apunta en la misma dirección: al contrastar el inventario mexicano de metano con lo que miden los satélites y las estaciones en tierra, Lu et al. (2022) encuentran que el sector petrolero, sobre todo en el sureste, emite alrededor del doble de lo que el inventario declara.

Aplicada la tasa del 2.3 % de fugas a los 48 mil millones de metros cúbicos de gas consumidos en 2023 por las 71 centrales que operaban como ciclo combinado, resulta que aproximadamente 0.7 millones de toneladas de metano al año podrían estarse escapando. Con el potencial de calentamiento que usa el propio RENE (28 veces el CO_2 a cien años) son unos 21 millones de toneladas de CO_2 equivalente, y a veinte años (84 veces), unos 62 millones. La cifra a cien años, la que usa el registro oficial,

no tiene sentido para un gas que dura unos doce años en la atmósfera: repartir su efecto en un siglo lo diluye en décadas en las que ya no existe. La que corresponde es la de veinte años, el plazo en que se juegan las metas climáticas de 2030 a 2050. Es decir, por cada 100 toneladas de CO_2 que salen de las chimeneas del ciclo combinado, la cadena que las alimenta añade el equivalente a entre 22 y 66 toneladas más, que no constan en ninguna parte. Y ese metano de la cadena es cuatrocientas veces más que el metano de combustión que sí está en el RENE. Esta cifra es una estimación de orden de magnitud con una tasa medida en otro país. Lo que no admite discusión es que ese metano existe y que ningún instrumento mexicano lo contabiliza. La Tabla 5 reúne los tres gases y dónde consta cada uno.

Tabla 5. Los gases de efecto invernadero del ciclo combinado en operación en 2023, dentro y fuera de la central.

Gas de efecto invernadero del ciclo combinado en operación (2023)	Toneladas de CO_2e al año (masa del gas entre paréntesis)	Comparado con el CO_2 de la combustión	Dónde consta
CO_2 de la combustión	94 millones	referencia	RENE en 63 de 74 centrales; el resto, calculado con su permiso
Metano de la combustión	49 mil (1,750 t de metano)	0.05 % de ese CO_2	RENE, calculado como fracción del CO_2
Óxido nitroso de la combustión	46 mil (175 t de óxido nitroso)	0.05 % de ese CO_2	RENE, calculado como fracción del CO_2
Metano de la cadena de suministro (2.3 % del gas consumido)	≈ 21 millones a cien años · ≈ 62 millones a veinte años (≈ 740,000 t de metano)	22 % (cien años) · 66 % (veinte años) de ese CO_2, adicionales	En ninguno

Fuente: elaboración propia con base en el RENE 2023, los factores de CO_2, CH_4 y N_2O del parque de Estados Unidos y del IPCC (2006), la tasa de fuga de Alvarez et al. (2018) y los potenciales de calentamiento del Acuerdo del RENE (AR5: 28 y 265) y del AR5 a veinte años (84).

2.5 Agua: el ciclo combinado enfría como quiere y nadie lo registra

> Una central de ciclo combinado puede usar mucha agua o casi ninguna, y la diferencia no la decide el gas que quema sino el condensador y el sistema de enfriamiento. Con torres húmedas evapora del orden de 108 litros por millón de unidades térmicas británicas (MMBtu) de gas, con enfriamiento de paso toma cien veces más del mar o de un río y la devuelve más caliente, y con un aerocondensador la central entera necesita unos 13 litros por MMBtu. Las tres opciones producen la misma electricidad con el mismo gas y emiten lo mismo por la chimenea: el agua es una decisión de diseño. En México nadie registra esa decisión. Ni el permiso de generación, ni el Registro Nacional de Emisiones, ni el Registro Público de Derechos de Agua (REPDA) dicen cómo enfría una central, y el PLADESE cotiza en seco sus 16,454 megawatts nuevos, pero no lo exige. Reconstruido central por central, de las 74 en operación 30 son secas, 9 de paso, 13 de torres húmedas y 4 cogeneraciones que entregan su vapor, y 18 quedan sin determinar. Las de paso mueven unos 4,100 hectómetros cúbicos al año, casi todo agua de mar, que no requiere concesión ni pago de derechos y sólo consta en su permiso de descarga. Y las trece de torres húmedas pueden criar Legionella, que ha causado brotes mortales en otros países, sin que en México encontráramos norma ni registro de torres.

Tres maneras de enfriar

Además de lo que emite al aire, una central de ciclo combinado necesita agua, y cuánta usa depende menos del gas que quema que de cómo se enfría. Como muestra la Figura 1, en la introducción, una central de ciclo combinado tiene que retirar del vapor que sale de la turbina del orden de un tercio de la energía del gas, para condensarlo y volver a usarlo. Ese calor se disipa de una de tres maneras.

1. **En las torres de enfriamiento húmedas, el agua que circula por el condensador se enfría evaporándose parcialmente al aire. El agua que se evapora hay que reponerla, y esa reposición es el consumo de agua de la central. Además, la torre desecha de manera continua una parte del agua que recircula, la purga, porque la evaporación deja atrás las sales que el agua traía y las va concentrando. Esa agua más salada se descarga o se envía a tratamiento, y también**

hay que reponerla. Por eso, como se verá en la Tabla 6, una torre extrae más agua de la que evapora. Las descargas de la central pueden llevar, además, los químicos con que se trata el agua, como la hidracina y la ciclohexilamina del ciclo de vapor y los biocidas y biodispersantes de las torres, de los que no hay registro público (Ferat Toscano et al., 2019).

2. **En el enfriamiento de paso se extrae un caudal enorme de un río, una laguna o el mar, pero casi todo regresa, varios grados más caliente.**
3. **En el enfriamiento seco, con un aerocondensador, la central sólo necesita el agua de proceso que necesita cualquier central.**

Además del enfriamiento, toda central repone el agua del ciclo de vapor y la de servicios. Es poca: la caldera repone del orden de 1.5 litros por MMBtu (Gerdes y Nichols, 2009), alrededor del 1 % de lo que extrae una torre. Las manifestaciones de impacto ambiental de 17 centrales secas mexicanas piden, para toda la central, entre 8 y 28 litros por MMBtu, con mediana de 13, porque suman los servicios y, en climas cálidos, el enfriamiento por evaporación del aire que entra a la turbina de gas. Ese 13 es el factor que este capítulo usa para las secas. La literatura, que cuenta sólo el enfriamiento, les asigna alrededor de 1.

La Tabla 6 describe los volúmenes de agua extraída y consumida por cada uno de los tres regímenes de enfriamiento estimados por este estudio, en litros por MMBtu de gas quemado. Estos son estimados principalmente con lo que reportan a la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) las centrales de ciclo combinado de ese país, y complementados con las manifestaciones de impacto ambiental mexicanas y la literatura donde la EIA no reporta. Una central de torres extrae unas diez veces más agua que una seca, aun contando en ésta toda el agua de la central, y una de paso, cien veces más que una de torres. Una central de la CFE con torres y agua de pozo, de la que se publicaron datos de su mes de mayor consumo, extrajo más de un tercio adicional de agua por unidad de gas que el factor de torres de este estudio, y consumió alrededor de 10 % más (Ferat Toscano et al., 2019), así que el factor calculado por este estudio es más bien bajo.

Tabla 6. Factores de agua por régimen de enfriamiento.

Régimen de enfriamiento	Extracción (L/MMBtu)	Consumo, evaporación (L/MMBtu)	Qué agua es
Torres húmedas	127	108	Dulce o residual, que se evapora
De paso	12,841	≈ 50	Mar, río o laguna, que vuelve más caliente
Seco (aerocondensador)	≈ 13 (toda la central)	≈ 13	Dulce o residual. No hay agua de enfriamiento, sólo la de proceso

Fuente: elaboración propia con base en EIA-923 Schedule 8 y EIA-860 (mediana por central 2015-2024, torres, 215 centrales, de paso, 15), Macknick et al. (2012) para el consumo de paso, Gerdes y Nichols (2009) y las MIA de SEMARNAT.

Nota: los factores de torres y de paso cuentan sólo el agua del sistema de enfriamiento, que es lo que reporta la EIA. El de las secas es el gasto de diseño de toda la central según sus manifestaciones de impacto ambiental.

¿Enfriar en seco cuesta eficiencia, es decir, más gas y más emisiones por la misma electricidad? En el año completo, no: en Estados Unidos, de 2015 a 2024, las 55 centrales secas tienen un consumo específico mediano de 7.30 MMBtu por megawatt hora y las 215 de torres húmedas, 7.31, con el mismo factor de planta y tamaños comparables. La penalización por enfriar mediante un aerocondensador es otra: cuesta más construirlo y rinde menos en las horas más calurosas. Para una central de referencia de 530 megawatts en cinco sitios de California, el sistema seco cuesta instalado entre 46 % y 76 % más que el húmedo, la turbina de vapor pierde de 15 a 55 gigawatts hora al año y el consumo de agua «prácticamente se elimina» (Maulbetsch y DiFilippo, 2018, pp. 4 y 40).

De modo que el incentivo para enfriar con agua es económico, no de eficiencia, y depende de cuánta agua haya y cuánto cueste frente al equipo. Donde el agua está disponible y sale barata, donde hay disponibilidad de concesiones, o el mar está cerca (que por ley no requiere concesión ni paga derechos), o donde hay agua residual de un municipio, la torre o la toma abierta son la opción más rentable para quien construye. Donde el agua tiene precio alto o simplemente no la hay, el aerocondensador gana. La distribución del parque mexicano es consistente con eso.

Cómo enfría el parque mexicano

Ninguna fuente pública mexicana registra el régimen de enfriamiento de una central. El permiso de generación sólo describe turbinas y capacidad. El Registro Nacional de Emisiones registra toneladas de dióxido de carbono, el REPDA, títulos de agua a nombre de un titular, y el PLADESE, megawatts por región y año. Para saber cómo enfría cada central este estudio recurrió a dos fuentes, en este orden. Primero, la imagen satelital: un aerocondensador y una obra de toma y descarga al mar o a un río se reconocen sin ambigüedad. Unas celdas con ventiladores, en cambio, no bastan para distinguir una torre húmeda de un aerocondensador de cubierta plana, y en ese caso el sistema de enfriamiento de la central queda sin determinar. Segundo, la manifestación de impacto ambiental (MIA) de la propia central. En las ocasiones en que la MIA describía torres y la imagen muestra un aerocondensador, prevalece lo construido. El título de agua del REPDA no se usó para inferir el régimen, por ser inconsistente.

El resultado de esa clasificación está en la Tabla 7. De las 74 centrales en operación en México, 56 tienen régimen de enfriamiento conocido. Treinta enfrían en seco y suman 18,883 megawatts, casi la mitad de la capacidad del parque. Nueve son de paso: ocho con agua de mar y una, con agua de un río. Trece son de torres húmedas. Cuatro son cogeneraciones sin condensación, en las que el vapor sale al proceso industrial: su agua es la del vapor que entregan a la refinería o a la planta, no agua de enfriamiento atribuible a la generación, y este capítulo no la cuantifica. Y 18 quedan sin determinar. Con el gas que cada central quemó en 2023 y los factores de la Tabla 6, las de paso extraen del orden de 4,100 hectómetros cúbicos al año y los devuelven al mismo cuerpo de agua: unos 1,380 del Golfo de México, 770 del Golfo de California, 1,780 del Pacífico y de la laguna de Cuyutlán, y 180 del río Cotaxtla, en Dos Bocas.

De las 74 centrales en operación, 44 tienen manifestación de impacto ambiental localizada, 40 de ellas con datos de abastecimiento de agua. De estas, 12 describen abastecimiento con agua residual municipal, cruda o tratada, entregada por el organismo operador de la ciudad vecina. Entre ellas están las dos grandes de Mexicali, que enfrían con torres el agua de las lagunas de oxidación de la ciudad. Esa agua no aparece en el REPDA a nombre de la central: la entrega el organismo operador bajo la asignación de agua del propio municipio (Ley de Aguas Nacionales, artículos 20 y 45) y no paga derecho (Ley Federal de Derechos, artículo 224, fracción II). La tabla no la distingue: la evaporación es la misma.

Tabla 7. Las 74 centrales en operación por régimen de enfriamiento.

Régimen de enfriamiento	Centrales	Capacidad (MW)	De dónde toman el agua	Extracción (hm³/año)	Consumo (hm³/año)
Seco	30	18,883	Dulce o residual	10	10
Torres húmedas	13	7,450	Dulce o residual	39	33
De paso	9	7,096	Mar (8) y río (1)	4,107	16
Sin condensación	4	939	—	—	—
Sin determinar	18	7,651	Dulce o residual	3 – 34	3 – 29
Total	**74**	**42,020**		**4,160 – 4,190**	**62 – 88**

Fuente: elaboración propia con base en el RENE 2023, los permisos de generación, las MIA de SEMARNAT, la EIA-923 y la EIA-860.

Nota: agua estimada con el gas quemado en 2023 (dióxido de carbono declarado al RENE o, donde no hay RENE, gas del permiso) y los factores de la Tabla 6. Las tres centrales que aún no operaban como ciclo combinado se cuentan en cero. Extracción es el agua que entra a la central, y consumo, la que no regresa. Para las sin determinar se da el rango entre «todas secas» y «todas de torres». De la extracción total, entre 52 y 83 hectómetros cúbicos son de agua dulce o residual (secas, torres y sin determinar). El resto es agua de mar o de río que las de paso devuelven.

Donde se conoce, el parque mexicano ya enfría mayoritariamente en seco, y la razón es la geografía antes que la regulación. Las centrales secas están en el norte y el centro-norte, donde no hay agua que concesionar. Las de paso están en la costa, junto al mar, y las de torres, donde hubo un río, una laguna, un complejo industrial con concesión o un municipio con agua residual. Nadie ordenó esa distribución: la produjeron la disponibilidad y el costo del agua en cada sitio. El total tampoco dice mucho: 52 a 83 hectómetros cúbicos al año parecen poco frente al agua que usa el país, pero el agua no se gasta a escala nacional sino en cada cuenca y en cada acuífero, y ahí una sola central puede acaparar la disponibilidad, frente a los demás usuarios de una zona sobreexplotada. Eso sólo se puede juzgar a nivel local, central por central, y no se puede: nadie registra la decisión, y el PLADESE, que prevé 16 mil megawatts nuevos, tampoco lo ordena.

Las torres húmedas tienen además un riesgo para la salud que no depende de cuánta agua usan, sino de cómo se mantienen: la bacteria Legionella, que se reproduce en el agua tibia que recircula en ellas y puede causar una neumonía mortal a quien vive o trabaja cerca. En México no encontramos norma ni registro de torres (véase el capítulo sobre salud).

El REPDA registra derechos, no lo que las centrales hacen con el agua

El REPDA es el registro público de derechos de agua nacional. La reforma de diciembre de 2025 a la Ley de Aguas Nacionales lo renombra Registro Público Nacional del Agua (artículo 30), pero como no hay todavía una versión pública descargable con ese nombre, el REPDA sigue siendo la única base consultable, y es la que usa este estudio. Cada central se vinculó con los títulos de su titular o de su predio, y cada título se clasificó como atribuible a la central, no atribuible porque ampara a un conjunto industrial del que la central es una parte, o inexistente. De las 74 centrales en operación, 33 tienen título propio, 17 tienen títulos que no se pueden separar del complejo al que pertenecen (en cinco cogeneraciones el agua llega con la concesión del complejo petroquímico o papelero que las aloja, según su propia manifestación) y a 24 no se les encontró ninguno. El cruce con el régimen de enfriamiento está en la Tabla 8.

Tabla 8. Régimen de enfriamiento y situación en el REPDA de las 74 centrales en operación.

Régimen	Centrales con título propio	Centrales con títulos del complejo, no separables	Centrales sin título encontrado	Volumen de agua concesionado atribuible (hm³/año)	Volumen de agua estimado que el régimen necesita (hm³/año)
Seco	15	4	11	20.3	10.1
Torres húmedas	6	3	4	37.8	38.7
De paso	4	2	3	781	4,107
Sin condensación	0	3	1	0	—
Sin determinar	8	5	5	37.5	3 – 34
Total	**33**	**17**	**24**	**877**	

Fuente: elaboración propia con base en el REPDA (corte del 24 de julio de 2025), el RENE 2023, la EIA-923 y la EIA-860.

Nota: la última columna es la extracción estimada con el gas de 2023.

Todas las centrales consumen agua, pero a 24 no se les encontró una concesión vigente a su nombre, por causas distintas. Tres son de paso con agua de mar. Diez se abastecen, según su manifestación, con agua residual municipal, que no requiere título a nombre de la central. Tres declaran pozos en su manifestación y no aparece título a su nombre (KST El Encino, en Chihuahua, la central Hermosillo de la Comisión Federal de Electricidad y Cogeneración Monterrey): desde el registro no se puede saber si el agua llega con un título ajeno o sin ninguno. Y de ocho no hay MIA con dato de agua.

El aprovechamiento del agua de mar se explica por separado. La Ley de Aguas Nacionales no exige concesión para extraer agua del mar territorial salvo para desalinizarla (artículo 17), pero sí requiere permiso de descarga para devolverla (artículo 88), y la Ley Federal de Derechos exime del pago, desde 2013, a «las aguas tomadas del mar» (artículo 224, fracción IX). Así, el mayor volumen de agua del ciclo combinado mexicano, los cerca de 4,100 hectómetros cúbicos al año que, según el cálculo de este capítulo, entran a los condensadores de nueve centrales y vuelven varios grados más calientes, entra sin título y sin pago, y sólo consta el registro del agua a la salida de la central. En el anexo de descargas del REPDA se identificaron los permisos de siete de esas nueve centrales, con el volumen diario autorizado y las obligaciones de medir, reportar y no rebasar el límite de temperatura que la norma impone a toda descarga, 35 grados, en el mar igual que en un río (NOM-001-SEMARNAT-2021; Ley de Aguas Nacionales, artículo 88 BIS; Ley Federal de Derechos, artículo 282). De las otras dos no se encontró permiso a su nombre. Que una de ellas tenga además un título de concesión para extracción de agua de mar del tamaño de su toma, y las demás no, muestra que la exención no impide pedirlo y que la práctica ha sido dispar.

Que el agua regrese no quiere decir que no pase nada: sale del condensador del orden de 8 a 12 grados más caliente que el agua de donde se tomó (Madden et al., 2013). En la descarga de la termoeléctrica convencional de Tuxpan se midieron unos 8 grados sobre el mar (Rendón-Villalobos et al., 1999). Ese calor altera la fotosíntesis, el metabolismo y el crecimiento de la comunidad acuática, reduce el oxígeno disuelto, cambia cuándo y dónde desovan y migran los peces, puede matarlos por choque térmico y favorece algas nocivas y patógenos, sobre todo donde el agua ya carga otras presiones (EPA, 2014). Frente a esa misma central de Tuxpan, un equipo de la Universidad Nacional Autónoma de México

(UNAM) encontró en el canal de descarga menos oxígeno, menos algas y una fotosíntesis hasta 78 % menor que en la toma (Martínez-Arroyo et al., 2000). Y la toma misma mata: la EPA estima que las tomas de centrales y fábricas de Estados Unidos retiran cada año cientos de miles de millones de organismos acuáticos, sobre todo huevos y larvas, y supone que ninguno de los que atraviesan el sistema sobrevive (EPA, 2014). Por eso California obligó a sus centrales costeras, desde 2010, a reducir su toma al menos 93 %, lo que en la práctica significa enfriar con torres o en seco (SWRCB, 2021). En México la toma de agua de mar no requiere concesión, y lo único regulado es la descarga. La norma fija la temperatura máxima con la que puede salir el agua, pero no cuánto puede calentar el mar o el río que la recibe: con el mar a unos 29 grados en verano, como frente a Tuxpan, la descarga puede salir seis grados más caliente, y más en invierno. En varios estados de Estados Unidos ese máximo es de 32 grados (Madden et al., 2013), y en los ríos europeos lo que se limita es justamente cuánto puede subir la temperatura del agua (Raptis et al., 2016).

También ocurre lo contrario: 15 centrales secas conservan títulos de agua vigentes, en la mayoría del orden de lo que su manifestación indicaba que se usaría para el ciclo de vapor y los servicios. A veces el diseño cambió en el camino: la manifestación de El Clérigo, en San Luis Potosí, describía torres húmedas, pero se construyó un aerocondensador y la central conserva una concesión de agua de 5.4 hectómetros cúbicos al año, suficiente para abastecer a las torres que no se hicieron. Desde el REPDA no se puede saber cuánta de esa agua se extrae ni para qué se usa.

Los factores de Estados Unidos se cotejaron con los datos mexicanos que lo permiten y del cotejo se desprende que, para el enfriamiento de paso, los permisos de descarga de las tres centrales de Tuxpan autorizan entre 1.1 y 1.2 veces lo que el factor estima con el gas que quemaron, y los de las otras cuatro, donde el permiso puede cubrir otras unidades, entre 1.5 y 2.1 veces. Tres de las seis centrales de torres con título propio tienen concesionado entre dos y tres veces lo que el factor estima, el margen habitual de un título sobre el diseño, y Energía Infra unas cuatro (en Altamira y Enertek el título no es comparable: Altamira se abastece de agua residual municipal y Enertek casi no operó en 2023), y las secas con MIA consultada, entre una y cuatro veces su gasto de diseño.

III. El PLADESE: la expansión a 2039

3.1 El ciclo combinado en el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039

En diciembre de 2025 la Secretaría de Energía (SENER) publicó el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039 (PLADESE), un programa vinculante que fija cuántos megawatts de cada tecnología se instalan en cada región del país hasta 2039. Se presenta como un plan de transición: casi ocho de cada diez megawatts nuevos son «limpios» y la generación limpia pasaría del 27 % al 48 %. Sus propias cifras cuentan otra historia. El Plan le suma 16,454 megawatts al ciclo combinado, no retira ninguna de sus centrales y, en 2039, el ciclo combinado seguiría produciendo la mitad de la electricidad del país, con la generación más alta de su historia. El PLADESE no proyecta sus emisiones: sólo afirma que se evitaría «aproximadamente la mitad» de los gases de efecto invernadero. Con los factores de este estudio, en 2039 el ciclo combinado emitiría unas 28,700 toneladas de óxidos de nitrógeno, 630 de formaldehído y 112 millones de toneladas de dióxido de carbono, casi 30 % más que en 2024, y el metano que se fuga en su cadena equivaldría, por su efecto de calentamiento en veinte años, a otros 75 millones de toneladas. Tomaría unos 76 hectómetros cúbicos de agua dulce o residual al año, y hasta 132 si todas las nuevas se enfriaran con torres húmedas. El Plan no pone una sola condición de emisiones, aunque con el control estándar en Estados Unidos no ocurrirían unas 21 mil toneladas de óxidos de nitrógeno al año. Y casi la mitad del ciclo combinado nuevo cae en el Norte y el Noreste, donde el agua ya es un problema.

16,454 megawatts nuevos de ciclo combinado

Este capítulo aplica los factores de los capítulos anteriores al ciclo combinado que ordena el PLADESE, el plan que las leyes del Sector Eléctrico, y de Planeación y Transición Energética, ambas de 2025, encargan a la Secretaría de Energía (Ley del Sector Eléctrico, 2025; Ley de Planeación y Transición Energética, 2025). Es vinculante, se actualiza cada año y las autoridades ambientales y energéticas deben tomarlo en cuenta al otorgar permisos. Su núcleo es el Programa Vinculante de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PVIRCE), que no nombra centrales, pero sí fija cuántos megawatts de cada tecnología se instalan, en qué año y en cuál de las ocho regiones, o

gerencias de control regional (GCR), en que el Centro Nacional de Control de Energía opera el sistema.

Al cierre de 2024 el ciclo combinado tenía, según el Plan, 35,669 megawatts en operación comercial, el 39 % de la capacidad del país, y 38,094 si se cuentan las centrales en pruebas, que es la base de la proyección (Tabla 9). Este estudio cuenta 42,020 en las 74 centrales en operación, porque parte de los permisos de generación. Ese año el ciclo combinado generó 213 terawatts hora, el 60 % de toda la electricidad que llegó a la red. Entre 2010 y 2024 su generación pasó de 130 a 213 terawatts hora. La eólica y la solar, sumadas, produjeron 39 terawatts hora en 2024.

Para 2039 el Plan proyecta 53,632 megawatts de ciclo combinado, 41 % más que en 2024, y una generación de 275 terawatts hora, 29 % más, la mitad de toda la electricidad del país. La generación crece menos que la capacidad porque cada central operaría menos: en 2024 trabajaban, en promedio, al 64 % de su capacidad, y en 2039 lo harían al 60 %, más como respaldo de la solar y la eólica. Las emisiones siguen a la generación, no a la capacidad, y por eso crecen alrededor de 30 % y no 40 %. Dos terceras partes del aumento de la generación ocurren en los primeros tres años. Después la generación sigue subiendo más despacio, hasta su máximo en 2039. El Plan lo describe así: mientras la solar y la eólica «tienen el crecimiento más acelerado», «se estabiliza la generación con Ciclo Combinado» (SENER, 2025).

Las adiciones suman 16,454 megawatts de ciclo combinado, más que las de cualquier otra tecnología convencional. Una quinta parte de esa capacidad, unos 3,700 megawatts, correspondería a centrales que, desde 2036, quemarían una mezcla de gas e hidrógeno. No todas las adiciones tienen la misma certeza de construirse. Las que entrarían en operación entre 2026 y 2030, alrededor de un tercio del total, son proyectos ya decididos, casi todos del Estado. Las otras dos terceras partes, previstas entre 2031 y 2039, resultan de un modelo que busca el sistema más barato, y dependen de lo que cueste el gas. El propio Plan lo muestra con un escenario alternativo: si el gas costara 42 % más que en su escenario principal, la mitad de ese ciclo combinado ya no se construiría: la solar y la eólica ocuparían su lugar, y la generación limpia de 2039 pasaría de 48 % a 59 %. Buena parte del gas que prevé el Plan es, así, una elección de costo y no una necesidad técnica. En sentido contrario, el Plan evalúa retirar antes de 2039 cinco centrales de ciclo combinado, Dos Bocas, Huinalá, Gómez Palacio, Felipe Carrillo Puerto,

en Valladolid, y Enertek, que suman 1,188 megawatts, pero sin fecha y sin descontarlas: en su escenario, la capacidad de ciclo combinado sólo crece.

Tabla 9. El ciclo combinado en el PLADESE.

	2024	2039	Cambio
Capacidad de ciclo combinado (MW)	38,094	53,632	+41 %
Participación en la capacidad total	39 %	29 %	
Generación de ciclo combinado (TWh)	213	275	+29 %
Participación en la generación total	60 %	50 %	
Adiciones 2025-2039 (MW)		16,454	
Ciclo combinado candidato a retiro antes de 2039 (MW)		1,188	

Fuente: elaboración propia con base en el PLADESE 2025-2039 (SENER, 2025).

Nota: las cifras de 2039 no incluyen la parte que el Plan atribuye al hidrógeno en las centrales de mezcla, 917 megawatts y 7 terawatts hora en 2039.

Un plan sin proyección de emisiones

El PLADESE dedica a las emisiones de gases de efecto invernadero un solo apartado, de dos páginas, que mira hacia atrás: muestra que desde 2021 cada megawatt hora del sistema emite un poco más, porque la generación creció «sin cambios significativos en las tecnologías» (SENER, 2025). Hacia adelante no proyecta ninguna cantidad de emisiones, sólo la participación de la energía limpia. No hay en el Plan una estimación de óxidos de nitrógeno, formaldehído ni partículas, ni una línea sobre el enfriamiento de las centrales: el agua aparece sólo como un costo de operación y como insumo del hidrógeno. La reducción de emisiones contaminantes figura entre sus metas, pero sin indicador ni cifra. Así, el PLADESE proyecta quince años de expansión de la tecnología que quema cerca de la mitad del gas del país sin decir cuánto emitirá.

La única cifra con que el Plan valora algún daño viene sin desglose: unos 900 millones de dólares al año de «externalidades», sin decir qué daños son, de qué contaminantes ni cómo se calcularon. La ley ordena a la Secretaría de Energía elaborar, junto con las autoridades de Salud y de Medio Ambiente, entre otras, una metodología para valorar esos daños. Mientras no exista, la cifra no permite saber cuánto corresponde al ciclo combinado.

Si se aplican los factores de este estudio a la generación del PLADESE (Tabla 10), el ciclo combinado habría emitido en 2024 unas 22 mil toneladas de óxidos de nitrógeno y emitiría 28,700 en 2039. El capítulo sobre óxidos de nitrógeno da para el parque actual algo más, unas 24,000 toneladas, porque se calcula de otro modo: central por central, a partir del gas que se estima para cada una, y no con la generación nacional que reporta el Plan. El formaldehído pasaría para el 2039 de 490 a 630 toneladas al año, y el dióxido de carbono de 87 a 112 millones de toneladas (el capítulo sobre gases de efecto invernadero da para 2023 unos 94 millones de dióxido de carbono, por la misma razón): en 2039 el ciclo combinado emitiría, por sí solo, el equivalente a siete de cada diez toneladas de gases de efecto invernadero que la SENER atribuye a todo el sector eléctrico en 2024. El agua dulce o residual pasaría de unos 55 hectómetros cúbicos al año a unos 76, y el metano que se fuga antes de llegar a las centrales (Alvarez et al., 2018) añadiría el equivalente a 25 millones de toneladas de dióxido de carbono al año.

Tabla 10. Lo que implica la generación de ciclo combinado del PLADESE.

	2024	2039	2025-2039 (acumulado)
Gas quemado (millones de MMBtu)	1,612	2,083	29,293
Dióxido de carbono (Mt)	86.8	112.2	1,578
Óxidos de nitrógeno con el control que declaran las centrales mexicanas (t)	22,190	28,673	403,194
Óxidos de nitrógeno si todas tuvieran catalizador y quemadores de bajo NOx (t)	6,107	7,891	110,966
Formaldehído (t)	487	629	8,840
Metano fugado en la cadena de suministro, como CO_2 equivalente a cien años · a veinte años (Mt)	19 · 58	25 · 75	349 · 1,048
Agua dulce o residual (hm^3)	55 (48 – 76)	76 (67 – 104)	—

Fuente: elaboración propia con base en el PLADESE 2025-2039 y los factores de emisión y de consumo de agua de este estudio.

Nota: cuánto gas quema una central por cada megawatt hora depende de su eficiencia. Este estudio usa 7.575 MMBtu por megawatt hora, la mediana del parque de Estados Unidos. En el agua, la columna de 2024 aplica al gas de 2024 la mezcla de sistemas de enfriamiento de las centrales que operaban en 2023. Entre paréntesis, cuánto podría variar según cómo enfríen 18 centrales actuales cuyo sistema no se pudo determinar.

Ninguna de estas cifras existe fuera de este estudio y, con la regulación mexicana vigente, tampoco existirá. Como se vio en los capítulos anteriores, no hay norma de emisión para turbinas de gas, y el Registro Nacional de Emisiones sólo recibe gases de efecto invernadero. De los óxidos de nitrógeno, el registro público de contaminantes, el RETC, recibe el reporte de sólo siete de las 59 centrales que en 2023 rebasaban su umbral de reporte, 100 toneladas al año (SEMARNAT, 2014), y lo que esas siete declaran se parece más a una turbina que sólo inyecta agua que al control básico con que se calculan estas cifras, que por eso son un mínimo. Lo son también porque suman el factor de una central típica, y las pocas centrales que emiten mucho más que las demás quedan fuera de esa mediana. En 2039 el ciclo combinado emitiría, en conjunto, 287 veces ese umbral, y las 403 mil toneladas de óxidos de nitrógeno que acumularía entre 2025 y 2039 en su mayor parte no constarían en ningún registro público.

Un plan vinculante sin condiciones de emisión

La ley obliga a que el Estado genere al menos el 54 % de la electricidad que llega a la red, y para los primeros años el Plan dice quién construye qué: hasta 2030, casi todo el ciclo combinado nuevo son proyectos del Estado, y la capacidad que se abre a particulares es casi toda renovable. Después de 2030 el Plan ya no dice quién construirá.

El Plan es una decisión de política pública, y no la acompaña de una sola condición de emisiones, construya quien construya. Lo único que dice sobre las emisiones del ciclo combinado es que, con el hidrógeno, «se disminuirán». Si se exigiera en México el control que es la norma en Estados Unidos (un catalizador junto con quemadores de bajo NOx), la generación de 2039 emitiría unas 21 mil toneladas menos de óxidos de nitrógeno al año, siete de cada diez de la emisión proyectada. Es una tecnología comercial desde hace tres décadas, y desde enero de 2026 la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) exige a toda turbina grande nueva que opere como carga base un límite que sólo se alcanza con catalizador (EPA, 2026a). En México, en cambio, sólo hay un límite provisional para turbinas nuevas, fijado en 2012 en la norma de equipos de combustión mientras se emite una norma propia, y el límite provisional (que ya lleva 14 años) permite más de cinco veces los óxidos de nitrógeno que admite el estadounidense para esas turbinas, y para las existentes no hay ningún límite (véase el capítulo sobre óxidos de nitrógeno).

Ninguna de las manifestaciones de impacto ambiental localizadas de las 19 centrales nuevas presentadas desde 2020 declara ese catalizador. Y la norma de salud de 1993 para el dióxido de nitrógeno (NOM-023-SSA1-1993), sustituida en diciembre de 2021 por la NOM-023-SSA1-2021, sigue usándose como referencia en las MIA de tres centrales de la CFE que el propio Plan incluye. Con la norma de 1993 la CFE evaluó la central de González Ortega, que la SEMARNAT autorizó en marzo de 2022, y las MIA de Altamira y Mazatlán, ingresadas para evaluación de impacto ambiental en abril y julio de 2025 y autorizadas en enero y marzo de 2026, ya en el sexenio 2024-2030, la siguen citando como la norma que cumplen, sin que la autoridad lo observara (Tabla 11).

Tabla 11. Las centrales de ciclo combinado de la CFE que prevé el PLADESE y la norma de salud con que sus manifestaciones de impacto ambiental evalúan el dióxido de nitrógeno.

Central de la CFE	Región, año y MW en el PLADESE	MIA	Ingreso	Resolutivo	Norma con que se evalúa el NO_2
González Ortega	Baja California, 2026, 770	02BC2021E0039	27 jul 2021	8 mar 2022	NOM de 1993 (395 µg/m³ en una hora). Concluye que cumple, aunque su total, 215 µg/m³, rebasa el límite vigente de 200.
Salamanca II	Occidental, 2028, 478	11GU2025E0025	31 mar 2025	16 oct 2025	NOM de 2021 (200 µg/m³ en una hora), pero el resolutivo sólo revisa el promedio anual: no evalúa el de una hora. La MIA no se puede descargar del portal.
Altamira	Noreste, 2028, 565	28TM2025E0012	29 abr 2025	8 ene 2026	La MIA afirma que cumple «sobradamente» la NOM de 1993 (395 µg/m³ en una hora) y sólo compara el promedio anual con la de 2021. El resolutivo no evalúa el de una hora.
Mazatlán	Noroeste, 2028, 569	25SI2025E0031	11 jul 2025	13 mar 2026	Sus modelos usan la NOM de 2021 (200 µg/m³ en una hora), pero la MIA cita la de 1993 en seis páginas, incluso como la que verificará su caseta de monitoreo. El resolutivo no lo observa.
Guadalajara	Occidental, 2029, 500	14JA2026E0120	18 sep 2026	En evaluación	NOM de 2021 (200 µg/m³ en una hora) y en el promedio anual. Sigue en evaluación.

Fuente: elaboración propia con base en las manifestaciones de impacto ambiental y sus resolutivos.

Nota: el PLADESE no nombra las centrales. La correspondencia sale del Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025-2030 (CFE, 2025), que les asigna la misma región, año y capacidad. La NOM-023-SSA1-1993 permitía 395 µg/m³ promedio de una hora. La NOM-023-SSA1-2021, vigente desde el 26 de diciembre de 2021, permite 200 µg/m³ promedio de una hora.

Lo único que el Plan saca del sistema son algunas termoeléctricas convencionales, unos 1,600 megawatts que se sustituyen en 2028. Ese mismo año, en esas mismas regiones, añade unos 2,000 megawatts de ciclo combinado.

Casi la mitad, en el Norte y el Noreste

Casi la mitad del ciclo combinado nuevo, el 47 %, cae en el Norte y el Noreste del país (Tabla 12). Una vez en operación, las centrales nuevas del Norte añadirían unas 2,200 toneladas de óxidos de nitrógeno al año y tomarían unos 7 hectómetros cúbicos de agua dulce o residual si se construyen como el parque actual, y las del Noreste, 2,000 toneladas y 6 hectómetros cúbicos. Son dos regiones donde la disponibilidad de agua ya es un problema, y la crisis de abasto de Monterrey en 2022 es el ejemplo más reciente. La región que más capacidad recibe es la Oriental, con 2,300 toneladas y 7 hectómetros cúbicos. El PLADESE no determina cómo se enfriará ninguna de estas centrales: sólo las cotiza como si fueran secas. Entre construirlas todas en seco o todas con torres húmedas, las adiciones tomarían 8.5 u 83.5 hectómetros cúbicos al año. De las 19 centrales nuevas con manifestación de impacto ambiental presentada desde 2020, 17 declaran enfriamiento en seco y dos, en la costa, enfriamiento de paso con agua de mar, pero es una decisión de cada proyecto y no una condición del Plan. En México ese dato sólo consta en la manifestación de impacto ambiental de cada central, cuando la hay, y lo construido no siempre coincide con lo manifestado.

Tabla 12. Lo que implican las adiciones de ciclo combinado del PLADESE por región, una vez en operación.

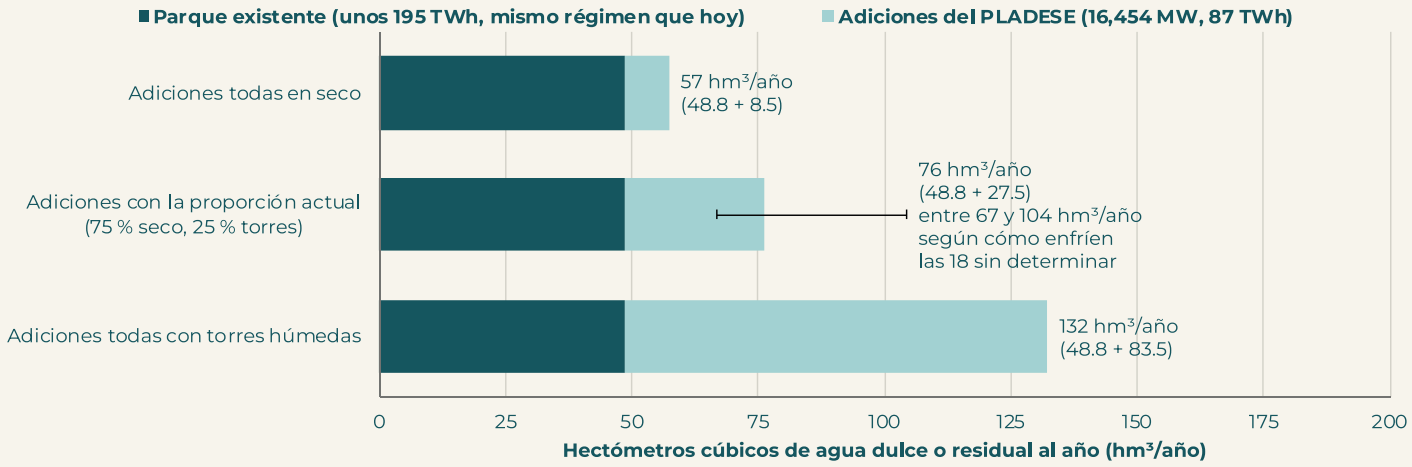
Región (GCR)	MW nuevos	% del total	NOx (t/año)	Formaldehído (t/año)	Agua dulce o residual, proporción actual (hm³/año)
Norte	4,010	24 %	2,198	48	6.7
Oriental	4,346	26 %	2,267	50	7.3
Noreste	3,717	23 %	1,979	43	6.2
Baja California	1,319	8 %	723	16	2.2
Central	992	6 %	544	12	1.7
Occidental	978	6 %	536	12	1.6
Noroeste	569	3 %	312	7	0.9
Peninsular	523	3 %	258	6	0.9
Total	**16,454**	**100 %**	**8,816**	**193**	**27.5**

Fuente: elaboración propia con base en el PLADESE 2025-2039 y los factores de emisión y de consumo de agua de este estudio.

Nota: se supone que las centrales nuevas operan en promedio al 60 % de su capacidad, como implica el Plan para 2039, y que se enfrían en la proporción actual entre centrales secas y de torres (entre 8.5 hm^3 si todas fueran secas y 83.5 si todas usaran torres). Los totales pueden no coincidir con la suma de las filas por redondeo.

La proyección de consumo de agua para 2039 se entiende mejor separando lo que ya está construido de lo que falta por construir (Figura 7). El parque existente ya tiene su sistema de enfriamiento construido. Para estas centrales el Plan sólo prevé que hacia 2039 generarán algo menos que en 2024, por lo que consumirían casi 49 hectómetros cúbicos de agua dulce o residual al año. La decisión sobre el tipo de enfriamiento existe sólo en las centrales nuevas: 8.5 hectómetros cúbicos si todas enfriaran en seco, 83.5 si todas usaran torres húmedas y unos 27 si se repartieran como el parque actual. Con las nuevas centrales sumadas al parque existente, el ciclo combinado tomaría en 2039 entre 57 y 132 hectómetros cúbicos al año según cómo se construyan las centrales nuevas: es la decisión que el Plan no toma. Nada impide construir todas las nuevas con aerocondensadores, como las cotiza el propio Plan, pero tampoco nada obliga a ello.

Figura 7. Agua dulce o residual del ciclo combinado en 2039 (hm³/año): el parque existente con el sistema de enfriamiento que ya tiene y las adiciones del PLADESE según cómo se enfríen.



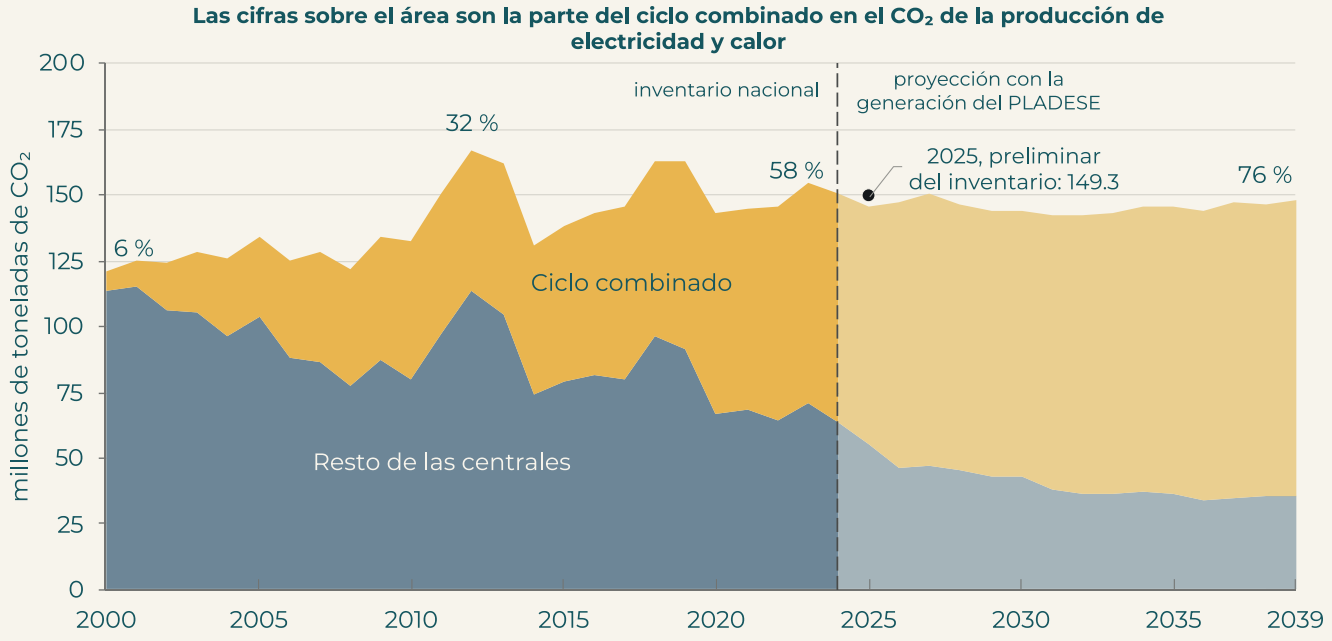
Fuente: elaboración propia con base en el PLADESE 2025-2039, el RENE 2023, las manifestaciones de impacto ambiental, la EIA-923 y la EIA-860.

Nota: la línea muestra cuánto podría variar la estimación según cómo enfríen 18 centrales actuales cuyo sistema no se pudo determinar.

El candado con el gas

El ciclo combinado ya es la fuente principal de las emisiones del sector, y con el Plan lo sería todavía más (Figura 8). En 2000 el ciclo combinado emitía alrededor del 6 % del dióxido de carbono de la producción de electricidad y calor del país, y en 2024 cerca del 60 %. Con la generación que prevé el Plan, la electricidad crecería más de la mitad y el dióxido de carbono del sector eléctrico seguiría prácticamente igual que en 2024, alrededor de 145 millones de toneladas al año, porque el ciclo combinado ocupa el lugar del carbón, que deja de usarse en 2031, y de las termoeléctricas convencionales, que casi desaparecen. En 2039 el ciclo combinado emitiría tres de cada cuatro de esas toneladas.

Figura 8. Dióxido de carbono de la producción de electricidad y calor en México, 2000-2039: ciclo combinado y resto de las centrales (millones de toneladas).



Fuente: elaboración propia con base en INECC (2026), SENER (2012) y PLADESE 2025-2039.

Nota: a partir de 2025, estimación con la generación del PLADESE (véase el capítulo de Metodología).

Una central de ciclo combinado se diseña para operar treinta años y en la práctica opera más: Dos Bocas, en Veracruz, funciona como ciclo combinado desde 1975, Gómez Palacio desde 1976, y Huinalá, El Sauz y Tula desde 1981. Las centrales que el Plan prevé hasta 2039 estarían quemando gas en 2060 y 2070. El PLADESE presenta el 48 % de generación limpia de 2039 como una reducción de emisiones, y la política climática que invoca cuenta el paso al gas como una medida para mitigarlas. Es una reducción relativa: cada megawatt hora del sistema emite menos dióxido de carbono porque las renovables crecen al lado del gas. Sin embargo, en términos absolutos el ciclo combinado emite más, porque también crece: su dióxido de carbono pasaría, según nuestro cálculo, de 87 a 112 millones de toneladas al año, 1,578 millones acumuladas entre 2025 y 2039, más el metano de la cadena de suministro, equivalente a otros 25 millones de toneladas de CO_2 al año en 2039 a cien años y 75 millones a veinte años, que ningún registro mexicano contabiliza. La intensidad de emisiones por megawatt hora baja, pero las toneladas de gases de efecto invernadero suben. El Plan dice que el hidrógeno permitirá ir dejando el gas. En sus propias cifras, la generación de ciclo combinado a gas llega en 2039 a su máximo. Es un parque que en 2039 necesitaría, por sí solo, el equivalente a casi nueve de cada diez metros cúbicos del gas que México importó de Estados Unidos en 2024 (EIA, 2025). Eso no es una transición fuera del gas, es una transición hacia más gas.

IV. Riesgos para la salud

4.1 La salud frente a las emisiones del ciclo combinado

Una central de ciclo combinado emite sobre todo óxidos de nitrógeno, que dañan las vías respiratorias de quien los respira cerca y que, ya en el aire, se convierten en ozono y en partículas finas que el viento lleva lejos. Emite también, en cantidades mucho menores, sustancias que causan cáncer o que dañan a los bebés antes de nacer, como el formaldehído y el benceno. Y hay más daños: el dióxido de azufre y el monóxido de carbono que salen de la misma chimenea, los metales y biocidas que salen con el agua de las torres de enfriamiento, la bacteria Legionella que puede crecer en ellas y el gas que se fuga en la cadena que abastece a las centrales. Para cada uno de esos daños hay un mecanismo descrito y asociaciones observadas en la población. Lo que no hay es medición. Ninguna norma limita lo que sale de las turbinas instaladas antes de 2012, nadie mide estos tóxicos en el aire de las zonas donde se concentran las centrales y no existe un solo cálculo de cuántas enfermedades o muertes causan. Veintiuna de las veintitrés manifestaciones de impacto ambiental que calcularon el dióxido de nitrógeno se evaluaron contra un límite que ya no existe. Y el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) prevé ampliar 41 % la capacidad de estas centrales hacia 2039. Ante una duda razonable sobre el daño, la obligación de medir es de quien autoriza y de quien emite, no de quien respira.

Aire, agua y suelo: lo que reunió la revisión previa

Las centrales de ciclo combinado liberan contaminantes que pueden afectar la salud de quienes viven y trabajan cerca de ellas, y también de quienes viven lejos, en la dirección del viento. Una revisión previa de CartoCrítica reunió 43 publicaciones sobre los efectos en la salud de las centrales eléctricas que queman gas fósil. Encontró una contaminación múltiple del aire, el agua y el suelo, con enfermedades respiratorias y cardiovasculares, partos prematuros, trastornos neurológicos, daño reproductivo y cáncer, que alcanza también a poblaciones a decenas de kilómetros (Flores Lot, 2025). Para las 71 centrales que operaban en México en 2023, este estudio estimó un mínimo de 24,000 toneladas de óxidos de nitrógeno, 527 toneladas de formaldehído y alrededor de 230 toneladas de otros compuestos orgánicos tóxicos, entre ellos benceno,

tolueno, xilenos, acetaldehído y acroleína. El Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC), donde las empresas declaran lo que emiten, muestra sólo una parte. De las 59 centrales que, según la estimación, rebasaron el umbral de reporte del dióxido de nitrógeno en ese registro, sólo siete lo declararon por su cuenta en 2023, y dieciséis dejaron de declarar formaldehído sin haber dejado de operar.

Y eso es sólo lo que ya opera. El PLADESE prevé que la capacidad de las centrales de ciclo combinado crezca 41 % hacia 2039, y este estudio estima que sus emisiones crecerían alrededor de 30 % (véase el capítulo sobre el PLADESE). Cada uno de los daños que se describen a continuación crecería con ellas.

Para saber si una sustancia daña la salud, la ciencia avanza por pasos. Primero describe el mecanismo, es decir, qué le hace la sustancia a las células y a los órganos. Después busca en la población si quienes viven o respiran más de ella enferman más. Esa asociación no prueba por sí sola que la sustancia cause la enfermedad, pero cuando hay un mecanismo que la explica y personas expuestas, con una asociación estadísticamente significativa, deja una duda razonable sobre el daño. Para cada contaminante de las centrales mexicanas, ese camino lleva a una última pregunta: qué se ha medido. En casi todos los casos, nada (Tabla 13).

Tabla 13. Lo que emiten las centrales de ciclo combinado, el daño que causa y lo que se mide en México.

Contaminante	Qué daña	Quién es más vulnerable	Emisión estimada en 2023 (71 centrales)	Qué se mide o se registra en México
Óxidos de nitrógeno (y el ozono y las partículas que forman)	Vías respiratorias, corazón. Asma infantil, más muertes	Niñas y niños, personas con asma, quienes hacen ejercicio al aire libre	24,000 t (mínimo)	Sin límite para turbinas instaladas antes de 2012. 7 de 59 centrales lo declaran por su cuenta
Formaldehído	Cáncer nasofaríngeo y leucemia. Asma en niños	Niñas y niños	527 t	No se encontró monitoreo cerca de las centrales. 16 centrales dejaron de declararlo
Benceno	Leucemia. Daño al bebé antes de nacer	Embarazadas, niñas y niños	9.5 t	Ninguna central alcanzaría el umbral del RETC. No se encontró monitoreo cerca de las centrales
Tolueno, xilenos y etilbenceno	Sistema nervioso. Tolueno, daño al bebé antes de nacer	Embarazadas	179 t	Tolueno, 15 de 43 lo declaran. Xilenos, 6 de 17. Etilbenceno fuera del RETC
Acetaldehído y acroleína	Irritación y lesión de las vías respiratorias. Probables cancerígenos	No hay estudios en población	32 t y 5 t	Sin norma de calidad del aire
Dióxido de azufre	Estrechamiento de los bronquios	Personas con asma	Menos de 100 a 1,900 t	Fuera del RETC. Sin límite para turbinas
Monóxido de carbono	Menos oxígeno al corazón y al cerebro	Personas con enfermedades del corazón	No estimado	Fuera del RETC. Sin límite para turbinas
Legionella	Neumonía	Personas mayores, fumadoras, con enfermedades pulmonares o defensas bajas	13 centrales con torres húmedas	Sin norma ni registro de torres

Fuente: elaboración propia con base en las estimaciones de este estudio para 2023 y las fuentes citadas en el texto.

Los óxidos de nitrógeno: tres caminos al cuerpo

El monóxido y el dióxido de nitrógeno que se respiran

Tanto el monóxido de nitrógeno (NO) como el dióxido de nitrógeno (NO_2) son tóxicos, aunque actúan de manera diferente. El NO es incoloro e inodoro, por lo que su presencia puede pasar inadvertida. El NO_2, en cambio, es café rojizo y de olor fuerte y acre. Ese olor avisa de una exposición breve e intensa, pero no de una exposición prolongada (ATSDR, 2014).

El NO puede reaccionar con la hemoglobina de la sangre y formar metahemoglobina, cuyo hierro ya no puede llevar oxígeno a los tejidos. Este efecto se describe sobre todo en exposiciones agudas a dosis altas (ATSDR, 2014). El NO_2 daña principalmente las vías respiratorias. Su acción oxidante lesiona las células, provoca inflamación y debilita las defensas del pulmón frente a infecciones. Las personas con asma reaccionan a concentraciones relativamente bajas. Un análisis de estudios experimentales encontró que cerca de siete de cada diez personas con asma, expuestas en reposo a 0.1 partes por millón de NO_2 durante una hora o a entre 0.2 y 0.3 durante treinta minutos, quedaron con las vías respiratorias más sensibles a sustancias que las estrechan, y en una de cada cuatro personas el cambio fue clínicamente relevante (Brown, 2015). Una hora a 0.1 partes por millón equivale a unos 188 microgramos por metro cúbico, apenas debajo de los 200 que permite como máximo de una hora la norma mexicana del NO_2, la NOM-023-SSA1-2021 (Secretaría de Salud, 2021a).

Con exposición prolongada, el NO_2 se asocia con el desarrollo de asma en niñas y niños y con más muertes. Una revisión de 20 estudios encontró alrededor de 5 % más riesgo de que un niño desarrolle asma por cada 4 microgramos por metro cúbico ($\mu g/m^3$) adicionales de NO_2 cerca de su casa (Khreis et al., 2017), y una estimación mundial atribuye al NO_2 el 13 % de los casos nuevos de asma infantil, unos cuatro millones al año. Nueve de cada diez de esos casos ocurrieron donde el NO_2 estaba por debajo de 40 $\mu g/m^3$ en el promedio anual, lo mismo que permite la norma mexicana (Achakulwisut et al., 2019). En esos estudios el NO_2 se usa como indicador de la contaminación que sale de los escapes de autos y camiones. No se encontró un estudio equivalente alrededor de una central de ciclo combinado. Una actualización de la revisión que sirvió de base a las guías de calidad del aire de la Organización Mundial de la Salud (OMS) asocia cada 10 $\mu g/m^3$ adicionales de NO_2 en el promedio anual con 5 % más mortalidad por todas las causas (Kasdagli et al., 2024). La guía de

la OMS para el promedio anual, que en 2021 bajó a 10 µg/m³, marca el nivel más bajo al que ya se han observado daños. Para los países que están muy por encima, la OMS propuso metas intermedias, la primera y menos exigente de 40 µg/m³. México fijó ese mismo año, en la NOM-023-SSA1-2021, justamente esos 40 µg/m³ como promedio anual, y 200 µg/m³ como máximo de una hora, que se incumple con una sola hora por encima (OMS, 2021; Secretaría de Salud, 2021a).

Ozono y partículas: el daño que viaja

Al salir de la chimenea, parte del monóxido de nitrógeno (NO) se convierte en dióxido de nitrógeno (NO_2), y estos óxidos de nitrógeno (NOx), con la luz del sol y otros compuestos del aire, forman ozono (O_3) y partículas finas de nitrato (NO_3) mientras el viento los lleva a decenas o cientos de kilómetros (Secretaría de Salud, 2021c). Por eso la mayor exposición no necesariamente ocurre junto a la central. En la electricidad a gas fósil de Estados Unidos, el daño por partículas finas viene tanto de las que salen ya formadas de la chimenea como de las que forma el NOx en el aire (Buonocore et al., 2021, figura 5), y casi cuatro de cada cinco muertes atribuibles a las centrales eléctricas del país, la mayoría de carbón, ocurren fuera del estado donde se emitió la contaminación (Penn et al., 2017). En Qom, Irán, en una central que quema gas fósil en turbinas de gas y en unidades de ciclo combinado, un modelo ubicó la concentración más alta a unos ocho kilómetros, los daños calculados a más de 50 kilómetros pesaron más que los cercanos, y las partículas de nitrato causaron la mayor parte (Fouladi Fard et al., 2016).

El ozono reacciona con el líquido que recubre las vías respiratorias y daña la capa de células que las protege. Eso provoca inflamación, vuelve más sensibles los bronquios y favorece que se cierren, lo que dificulta respirar y agrava el asma. Quienes hacen ejercicio al aire libre respiran más aire, y el ozono llega en mayor cantidad a la parte profunda de sus pulmones (Russo et al., 2025). En un experimento con 59 jóvenes sanos, respirar cerca de 118 microgramos por metro cúbico (µg/m³) de ozono durante 6.6 horas con ejercicio moderado redujo en promedio 1.7 % el aire que podían exhalar en un segundo y aumentó la inflamación de sus vías respiratorias, sin que sintieran más molestias que con aire limpio (Kim et al., 2011). El daño ocurre aunque no se sienta. A largo plazo, cada 10 µg/m³ adicionales de ozono en el promedio anual se asocian con 5 % más muertes por enfermedades respiratorias (Kasdagli et al., 2024). La norma

mexicana del ozono, la NOM-020-SSA1-2021, publicada en octubre de 2021, baja su límite por etapas. Para el promedio de ocho horas permitió 127 en su primer año de vigencia y 118 a partir del tercero, justo lo que respiraron esos jóvenes. Desde el quinto año de vigencia, que comenzó a fines de 2025, permite 100 (Secretaría de Salud, 2021c). En niños con asma, la propia norma reconoce menor función pulmonar y mayor uso de medicamentos.

El camino también funciona al revés. Un modelo del este de Estados Unidos estimó que, al recortar 37 % las emisiones de NOx de las centrales eléctricas entre 2002 y 2004, el ozono bajó en promedio entre 1 y 2 %, y hasta unas 4 partes por mil millones en los días más contaminados (Gégo et al., 2008).

Las partículas finas, $PM_{2.5}$, llegan hasta el fondo de los pulmones y desencadenan inflamación y estrés oxidativo. También dañan los vasos sanguíneos, elevan la presión arterial, favorecen las placas en las arterias y alteran el ritmo del corazón, lo que contribuye a infartos y accidentes cerebrovasculares (Lim y Kim, 2024). Un metaanálisis de 52 estudios encontró que cada 10 microgramos por metro cúbico ($\mu g/m^3$) adicionales en el promedio anual se asocian con 9.5 % más riesgo de morir (Orellano et al., 2024). Las partículas ultrafinas que salen de la chimenea de una turbina casi no pesan, y por eso las normas, que cuentan las partículas por su peso, casi no las ven (Brewer et al., 2016). La OMS recomienda contarlas en el aire también por su número (OMS, 2021).

También para las partículas finas México fijó un límite más laxo que la guía de la OMS. La OMS recomienda no rebasar 5 $\mu g/m^3$ de $PM_{2.5}$ en el promedio anual, y la NOM-025-SSA1-2021 establece como límite, desde su entrada en vigor, el doble, 10 $\mu g/m^3$ (OMS, 2021; Secretaría de Salud, 2021b).

Lo que calculan las propias manifestaciones de impacto ambiental

Algunas manifestaciones de impacto ambiental de centrales de ciclo combinado a gas fósil en México calculan cuánto NO_2 llegará al aire alrededor de la central. Modelan cómo se dispersan sus óxidos de nitrógeno y suman la concentración que ya había en la zona, el «fondo». En este estudio se encontró ese resultado, para el promedio de una hora, en 23 de las MIA localizadas de centrales que operan (Tabla 14). Veintiuna lo compararon con la norma de salud de 1993, que permitía 395 microgramos por metro cúbico ($\mu g/m^3$), y concluyeron que cumplían. Sólo las de El

Sauz II (2021) y Manzanillo III (2023) usaron el límite vigente de 200 µg/m³. Frente a ese límite, en ocho el total que calcula la propia MIA lo rebasa, y en dos más, Energía del Valle de México II (199) y Hermosillo (190), queda muy cerca. La central González Ortega, de la CFE, se autorizó en marzo de 2022, cuando la norma de 1993 ya no tenía efectos, y la autoridad la evaluó con ese límite sin mencionar el vigente. La práctica no terminó con la norma nueva: las MIA de centrales nuevas presentadas en Tecate en 2023 y en Altamira y Mazatlán en 2025 todavía citan la norma de 1993 junto a la vigente, y las dos de la CFE se autorizaron sin que la autoridad lo observara.

Tabla 14. Lo que calculan las MIA de las centrales que operan: dióxido de nitrógeno en una hora y norma con que se compararon.

Central	Clave de la MIA	Ingreso	Resolutivo	NO_2 en una hora, según la MIA (µg/m³)	Norma con que se comparó (µg/m³ en una hora)
La Laguna II	10DU2001E0006	mar 2001	s. d.	245	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Río Bravo III (ahora Lomas de Real)	28TM2001E0009	ago 2001	s. d.	140	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Hermosillo (conversión, CFE)	26SO2002E0006	nov 2002	feb 2003	190	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Valladolid III	31YU2003E0002	jun 2003	s. d.	114	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Tamazunchale I	24SL2003E0015	dic 2003	mar 2004	220	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Tamazunchale II	24SL2005E0002	jun 2005	oct 2005	208	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Norte Durango	10DU2005E0007	sep 2005	nov 2005	104	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Presidente Juárez (Rosarito, CFE)	02BC2005E0010	sep 2005	dic 2005	129	395 µg/m³ (NOM de 1993)
San Lorenzo (CFE)	21PU2005E0011	oct 2005	ene 2006	305*	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Agua Prieta II (CFE)	26SO2006E0013	sep 2006	nov 2006	202	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Baja California III	02BC2010E0007	jul 2010	mar 2011	290	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Norte III (Juárez)	08CI2012E0001	mar 2012	jun 2012	112	395 µg/m³ (NOM de 1993)

Central	Clave de la MIA	Ingreso	Resolutivo	NO_2 en una hora, según la MIA (µg/m³)	Norma con que se comparó (µg/m³ en una hora)
Guaymas II y III (ahora Empalme I y II, CFE)	26SO2014E0015	ago 2014	nov 2014	157	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Noreste (Escobedo)	19NL2014E0009	nov 2014	mar 2015	148	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Topolobampo II	25SI2015E0001	ene 2015	may 2015	122*	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Topolobampo III (con la II)	25SI2015E0003	feb 2015	ago 2015	260	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Energía del Valle de México II	15EM2017E0099	jun 2017	ago 2017	199	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Salamanca (347 CC, CFE)	11GU2019E0072	may 2019	jul 2019	129	395 µg/m³ (NOM de 1993)
Mérida IV (ahora Mérida, CFE)	31YU2019E0052	dic 2019	mar 2020	70	395 µg/m³ (NOM de 1993)
San Luis Río Colorado (CFE)	26SO2021E0033	jul 2021	sep 2021	179	395 µg/m³ (NOM de 1993)
González Ortega (CFE)	02BC2021E0039	jul 2021	mar 2022	215	395 µg/m³ (NOM de 1993)
El Sauz II (CFE)	22QE2021E0114	dic 2021	jul 2022	106	200 µg/m³ (NOM de 2021)
Manzanillo III (CFE)	06CL2023E0008	jun 2023	dic 2023	86*	200 µg/m³ (NOM de 2021)

Fuente: elaboración propia con base en las manifestaciones de impacto ambiental y sus resolutivos.

Nota: el valor es el total que presenta cada MIA, el aporte modelado más el fondo, salvo los marcados con asterisco, que no suman fondo. El de San Lorenzo y el de Agua Prieta II vienen del resolutivo. El límite de 395 es el de la NOM-023-SSA1-1993, y el de 200, el de la NOM-023-SSA1-2021, vigente desde el 26 de diciembre de 2021. s. d.: sin dato de la fecha del resolutivo.

Esos resultados tienen matices en ambos sentidos. Varias MIA suponen que todo el NOx modelado ya se convirtió en NO_2. Es el supuesto más precavido, porque da una concentración mayor que la real cerca de la central, donde buena parte sigue siendo monóxido. El fondo que suman es el de entonces, no el actual. Y muchas no reportan la hora más alta que da el modelo sino la cuarta, mientras que la norma vigente se incumple con una sola hora por encima. Con esos matices, lo que muestran las propias MIA es que varias centrales se autorizaron con un límite que ya no existe y que, con sus mismos números, no cabrían en el actual.

Fuera de lo que calculan las MIA, no hay más información. Desde 2012, las turbinas que ya operaban no tienen límite de emisión, y ninguna norma fija cómo ni cada cuándo medir su NOx (véase el capítulo sobre óxidos de nitrógeno). Para saber cuántas enfermedades o muertes causan las 24,000 toneladas emitidas anualmente por las centrales en México, habría que modelar hacia dónde las lleva el viento, cuánta gente vive ahí y cuánto aumenta su riesgo con cada microgramo adicional. Ese cálculo no existe para ninguna central mexicana de ciclo combinado, y tampoco hay estudios de salud en las poblaciones vecinas.

Pocos kilos, pero mucho daño

Junto con los óxidos de nitrógeno, la combustión incompleta del gas deja salir compuestos orgánicos en cantidades mucho menores, de cientos de toneladas y no de decenas de miles. Su importancia no está en la masa. Varios causan cáncer, y para el cáncer la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) supone que cualquier concentración aumenta el riesgo (EPA, 2024b).

Formaldehído

El formaldehído reacciona con las proteínas y el ADN de los tejidos con los que entra en contacto y daña las células de las vías respiratorias (IARC, 2012). Irrita los ojos, la nariz y la garganta, y en exposiciones agudas a concentraciones altas puede causar bronquitis y edema pulmonar (EPA, 2004a). La Agencia Internacional de Investigación sobre el Cáncer (IARC) lo clasifica como cancerígeno para el ser humano, su categoría más alta, desde 2004 por cáncer nasofaríngeo y, en la monografía publicada en 2012, también por leucemia (IARC, 2012).

Casi toda la evidencia de cáncer viene de personas expuestas en su trabajo, como obreros de plantas que producían o usaban formaldehído, trabajadores de la confección y embalsamadores, a cientos o miles de partes por mil millones de formaldehído en el aire (Nielsen et al., 2017). Pero también hay estudios en casas y escuelas, a concentraciones mucho menores, que lo asocian con asma en niños (Lam et al., 2021) y con peor función pulmonar (EPA, 2024b). En estudios de ese tipo basó la EPA en 2024 su nivel de referencia, el que considera seguro respirar toda la vida, unas 6 partes por mil millones, un nivel que, reconoce, el aire de muchas casas rebasa. Para el cáncer supone que cualquier concentración aumenta el riesgo (EPA, 2024b). En 2010, la OMS consideraba que sólo dañaba por encima de cierto nivel y recomendaba no rebasar 80 partes por mil millones en ningún periodo de 30 minutos, a partir de la irritación de los ojos, y juzgó poco convincentes los estudios que lo asociaban con daños pulmonares en niños (OMS, 2010). En el aire exterior suele haber menos de 8 partes por mil millones, y unas 16 en zonas muy urbanizadas o industriales (OMS, 2010).

No se encontró ningún estudio que haya medido los efectos del formaldehído de una central de ciclo combinado en la salud de quienes viven cerca. Lo que sí existe es una evaluación de riesgo de la EPA, un cálculo con modelos de cuánto aumentaría el riesgo de cáncer de quienes viven alrededor de las 253 instalaciones estadounidenses con turbinas sujetas a su norma si respiraran sus emisiones tóxicas toda la vida (EPA, 2019). El formaldehído resultó el principal contribuyente. Para las personas más expuestas, el riesgo adicional fue de hasta 3 en un millón: de cada millón de personas expuestas así, tres desarrollarían un cáncer que de otro modo no tendrían. Unas 42 mil personas quedaron por encima de 1 en un millón, y entre ellas la proporción de personas hispanas y de personas pobres era mayor que en el conjunto del país (EPA, 2019). La agencia consideró aceptable ese riesgo en 2020 (EPA, 2020a), pero en 2024 advirtió que podía estar muy subestimado, porque algunas turbinas que mandó medir emitían mucho más formaldehído que lo estimado (EPA, 2024a).

¿Cuánto formaldehído llega al aire que respiran los vecinos de una central mexicana? Nadie lo ha medido, pero el orden de magnitud puede estimarse. Las manifestaciones de impacto ambiental (MIA) calculan cuánto óxido de nitrógeno llega a los alrededores de la central,

y como el formaldehído sale por la misma chimenea, basta multiplicar ese resultado por la proporción entre lo que se emite de uno y de otro. Con las MIA de cuatro centrales que operan, Noreste (Escobedo), en Nuevo León, Topolobampo III, en Sinaloa, González Ortega, en Mexicali, y Valladolid III, en Yucatán, los valores horarios más altos de formaldehído que alcanzarían, según lo que reportan las MIA, van de 0.6 a 1.6 partes por mil millones con el factor de la EPA (CFE, 2003, 2014, 2015, 2021). La cifra de Topolobampo III incluye a la vecina Topolobampo II. Es poco frente a lo que ya hay en el aire exterior. Pero en 2022 la EPA mandó medir varias turbinas, y en una de una estación de compresión de gas el formaldehído medido fue 31 veces lo que había estimado la industria (EPA, 2024a). Si una central mexicana emitiera así, llegaría a unas 19 a 50 partes por mil millones, más de lo que suele haber en una zona muy industrializada. La única modelación directa que conocemos, una tesis para la central El Sauz, en Querétaro, queda por debajo de ese rango, con unas 0.3 partes por mil millones en la peor hora (Arellano Rivera, 2012). Son valores horarios altos, lo que cada central puede producir donde caiga su pluma, y no incluyen el formaldehído que se forma en la atmósfera. Lo que muestran es que el aporte de una central puede ir de despreciable a muy relevante según una cifra que nadie mide.

En México, la única medición cercana se hizo en 2017 en Tula, donde la refinería y la central termoeléctrica juntas emitían del orden de 3 toneladas de formaldehído al día (Rivera-Cárdenas y Arellano, 2024). A ese ritmo promedio, en un año sumaría más del doble de lo que este estudio estima para todas las centrales de ciclo combinado del país. Si ese formaldehído se dispersara como el dióxido de nitrógeno que el mismo grupo modeló para el complejo, en las peores horas llegaría a varias decenas de partes por mil millones (cálculo propio con González Rivero et al., 2025). Pero se midió sólo dos días y sin separar una fuente de la otra. No hay monitoreo de formaldehído en el aire de las zonas donde se concentran los ciclos combinados, no hay norma de salud con la cual comparar y no hay estudios de exposición. Sobre el formaldehído de estas centrales, la salud se discute a ciegas.

Benceno y los demás BTEX

El benceno, el tolueno, el etilbenceno y los xilenos (BTEX) son compuestos orgánicos volátiles. El benceno es cancerígeno humano. Se transforma en el organismo en compuestos que dañan la médula ósea, donde se producen las células de la sangre, causa leucemia mieloide aguda y se asocia con otros

cánceres de la sangre (IARC, 2018). En niños, el benceno del aire exterior se asocia con más leucemia, de manera casi proporcional a la concentración y sin un nivel por debajo del cual desaparezca el riesgo (Filippini et al., 2019).

El benceno y el tolueno están reconocidos además como sustancias que pueden dañar a los bebés antes de nacer (OEHHA, 2026). Lo más claro que se sabe del tolueno en el embarazo viene de mujeres que lo inhalaban como droga, a miles de partes por millón. Los bebés afectados solían nacer prematuros o pequeños, con la cabeza más chica de lo normal y rasgos de la cara alterados (Arnold et al., 1994; Bowen y Hannigan, 2006; ATSDR, 2017). Para el benceno hay estudios con los niveles del aire exterior. En Texas, las madres que vivían en los sectores con más benceno tuvieron más del doble de probabilidad de tener un hijo con espina bífida que las de los sectores con menos benceno (Lupo et al., 2011), y en Florida, las más expuestas tuvieron más bebés con paladar hendido (Tanner et al., 2015).

El tolueno daña además el sistema nervioso. En trabajadores expuestos durante años reduce el desempeño en pruebas de memoria y coordinación y afecta la audición y la visión de los colores (ATSDR, 2017). Y una revisión reunió 42 estudios en la población general, con las concentraciones de BTEX que se respiran todos los días dentro y fuera de las casas (Bolden et al., 2015). Según el compuesto y el estudio, la exposición se asoció con menor peso al nacer, asma y otros problemas respiratorios, alergias y alteraciones del sistema inmunitario, y en algunos estudios con daños al semen y enfermedades del corazón. Muchos de esos efectos aparecieron con concentraciones muy por debajo de las que la EPA considera seguras, y los autores plantean que los BTEX podrían alterar el sistema hormonal incluso a esos niveles, sobre todo durante el embarazo y la infancia.

En los 35 estudios de esa revisión que analizaron el benceno, el que se midió en el aire tuvo promedios de 1 a 25 microgramos por metro cúbico (Bolden et al., 2015). Lo que añade una central sola, según el mismo cálculo con las MIA que se hizo para el formaldehído, son centésimas de microgramo en la peor hora (cálculo propio). Pero esas centésimas salen de factores obtenidos a carga alta, y a carga baja la combustión es más incompleta (EPA, 2000a). Lo que una central aporta se suma a lo que ya hay en el aire, y nadie mide ni el aire ni la chimenea.

Acetaldehído y acroleína

La acroleína es un irritante muy potente de los ojos y las vías respiratorias. Favorece el estrés oxidativo y la inflamación y daña la reparación del

ADN (IARC, 2021). La concentración que la EPA considera segura para respirarla toda la vida es de 0.02 microgramos por metro cúbico, unas mil quinientas veces menor que la del benceno y 450 veces menor que la del acetaldehído (EPA, 1991, 2003a, 2003b). En 2021, la IARC la clasificó como probable cancerígeno humano, porque causó tumores en ratas y ratones que la respiraron y porque daña el material genético en células humanas (IARC, 2021). El acetaldehído, en ratas, daña el tejido que recubre la nariz (EPA, 1991). Para el gobierno de Estados Unidos es un cancerígeno humano razonablemente previsible, porque causó cáncer de nariz en ratas y de laringe en hámsteres que lo respiraron (NTP, 2021).

Para las 71 centrales, el estudio estimó en 2023 unas 188 toneladas de BTEX, 103 de tolueno, 51 de xilenos, 25 de etilbenceno y 9.5 de benceno, además de 32 de acetaldehído y 5 de acroleína. Declararon tolueno 15 de las 43 centrales que, según la estimación, rebasarían el umbral del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC), y xilenos 6 de 17. Ninguna alcanzaría el umbral de reporte del benceno, y el etilbenceno no está en la lista. No hay norma de calidad del aire para ninguno de estos compuestos ni límite de emisión para las turbinas.

Sin norma ni registro: SO_2, CO y torres húmedas

Dióxido de azufre

El dióxido de azufre (SO_2) se disuelve en la humedad de las vías respiratorias y forma una solución ácida que las inflama. La inflamación aumenta el moco y estrecha los bronquios, y las dos cosas estorban el paso del aire, sobre todo en personas con asma, en quienes el estrechamiento empieza en minutos. Se han documentado síntomas y menor función pulmonar en asmáticos con la respiración acelerada, como al hacer ejercicio, expuestos de 5 a 10 minutos a partir de 0.2 partes por millón, unos 524 microgramos por metro cúbico ($\mu g/m^3$) (Secretaría de Salud, 2019). En la población, a corto plazo, cada 10 $\mu g/m^3$ adicionales en el promedio de 24 horas se asocian con 0.67 % más muertes por enfermedades respiratorias (Orellano et al., 2021). La OMS recomienda no rebasar 40 $\mu g/m^3$ en 24 horas, y la NOM-022-SSA1-2019 permite 104.8 (OMS, 2021; Secretaría de Salud, 2019). Las centrales emitieron en 2023 entre menos de 100 y unas 1,900 toneladas, según el azufre del gas que quemaron (véase el capítulo sobre óxidos de nitrógeno). El SO_2 no está en la lista del RETC, y ninguna norma limita lo que sale de una turbina.

Monóxido de carbono

El monóxido de carbono (CO), como el monóxido de nitrógeno, no tiene color ni olor. Se une a la hemoglobina unas 250 veces más que el oxígeno, reduce el oxígeno que la sangre lleva a los tejidos y afecta sobre todo al corazón y al cerebro. En quienes ya tienen enfermedad de las arterias del corazón puede provocar un infarto (Rose et al., 2017). Una turbina emite más CO cuando trabaja a baja carga (EPA, 2000a). El estudio no lo estimó, porque no hay una base pública de mediciones como la de los óxidos de nitrógeno (NOx) y la cifra depende más de cómo se opera la central que del gas que quema. Las turbinas están fuera de la norma de emisión, el CO no está en la lista del RETC y sólo se reporta una central mexicana con el catalizador que lo reduce (véase el capítulo sobre formaldehído).

Lo que sale con el agua

Las torres húmedas descargan además una purga. La evaporación concentra las sales y todo lo que se le agrega en el agua que recircula, y para que no se incruste hay que retirar una parte. Esa purga puede llevar inhibidores de corrosión, como cromatos, nitritos y molibdatos, biocidas, como el glutaraldehído y las isotiazolinonas, y metales. Son sustancias muy tóxicas para la vida acuática cuando se vierten a un río, una laguna o el mar, y que pueden pasar a los suelos y a los cultivos cuando esa agua se usa para regar. Su composición cambia de una torre a otra, según el agua con que se alimenta y los productos que se usan para tratarla (Soliman et al., 2022).

El plomo no tiene un nivel seguro. Altera los procesos en los que participa el calcio, favorece el estrés oxidativo y afecta la comunicación entre neuronas y el desarrollo del cerebro, y en la infancia perjudica el aprendizaje, la atención y el comportamiento (Parithathvi et al., 2024). Se acumula en los huesos durante años y puede liberarse durante el embarazo y llegar al bebé, y concentraciones en sangre de apenas 3.5 microgramos por decilitro (µg/dL) pueden asociarse con dificultades de aprendizaje en niños (OMS, 2026). Las centrales declaran al RETC plomo, mercurio, cadmio y otros metales, casi todo como descarga al agua. Iberdrola Energía Altamira (ahora ATC Altamira III y IV), por ejemplo, declaró 803 kilogramos de plomo en 2023. Pero esas cifras no son una medición (véase el capítulo sobre los tóxicos que nadie mide). Lo que de verdad sale con el agua de las centrales, nadie lo ha medido ni publicado.

Legionella en las torres de enfriamiento

Las torres húmedas tienen otro riesgo, que no depende de cuánta agua usan sino de cómo se mantienen (Walser et al., 2014). El agua tibia que recircula en ellas favorece a la bacteria Legionella, y la bruma que expulsan puede llevarla a quien vive o trabaja cerca, donde causa una neumonía que puede ser mortal, sobre todo en personas mayores, fumadoras, con enfermedades pulmonares o con las defensas bajas (NYC DOHMH, 2026). La revisión de CartoCrítica sobre gas fósil y salud ya había señalado la presencia de esta bacteria en las instalaciones de enfriamiento de las centrales a gas (Flores Lot, 2025). En 19 brotes por torres de enfriamiento publicados entre 2001 y 2012 hubo 1,609 enfermos confirmados y 102 muertos, y hubo enfermos que vivían hasta a 12 kilómetros de la torre. Uno de esos brotes salió de una planta petroquímica (Walser et al., 2014). En el Bronx, en Nueva York, otro salió de la torre de la central eléctrica propia de un gran conjunto de departamentos (Fitzhenry et al., 2017). No conocemos brotes en centrales de ciclo combinado, pero las trece que en México usan torres húmedas tienen el mismo tipo de torre, de celdas con ventiladores.

Nueva York obliga desde 2015 a registrar las torres, inspeccionarlas y mantenerlas (Fitzhenry et al., 2017), y desde mayo de 2026 a buscar la bacteria cada 31 días mientras operan, en lugar de cada 90 (NYC DOHMH, 2026). En México no encontramos norma ni registro de torres, y la legionelosis ni siquiera aparece en la lista de padecimientos que la norma de vigilancia epidemiológica obliga a notificar (Secretaría de Salud, 2013, apéndice informativo A).

Clima y ozono: el daño lejos de la central

El daño no empieza ni termina en la chimenea. El dióxido de carbono (CO_2), el metano y el óxido nitroso de las centrales calientan el planeta, y el calentamiento aumenta la exposición al calor extremo, altera la transmisión de enfermedades y compromete el acceso al agua y a los alimentos, también lejos de cualquier central (OMS, 2023). El metano, además, forma ozono a ras de suelo: el que se atribuye a las emisiones humanas de metano causa alrededor de medio millón de muertes prematuras al año en el mundo (PNUMA y CCAC, 2021). Para las 71 centrales, este estudio estima unos 94 millones de toneladas de CO_2 en 2023 y, en la cadena que les lleva el gas, se estima la fuga de unas 740,000 toneladas de metano, que por su efecto de calentamiento en veinte años

equivalen a unos 62 millones de toneladas de CO_2 (véase el capítulo sobre gases de efecto invernadero). Con la proporción del informe del PNUMA y la CCAC, 1,430 muertes prematuras por ozono por cada millón de toneladas de metano, esas 740,000 toneladas de metano equivalen a unas mil muertes al año en el mundo, porque el metano dura una década en la atmósfera y se reparte por todo el planeta antes de formar ozono, y a unas 3,000 visitas a urgencias por asma (cálculo propio con PNUMA y CCAC, 2021).

En esa cadena hay también exposición directa. En la provincia petrolera de Burgos, en el noreste de México, las madres que vivían en localidades con más pozos de gas cerca tuvieron más bebés con malformaciones del sistema digestivo, del sistema circulatorio y de los órganos genitales, y con labio y paladar hendido (Llano Vázquez Prada y Flores Lot, 2023). Coincide con lo que se había encontrado en Colorado para el corazón: las cardiopatías congénitas aumentaban con la cercanía y la cantidad de pozos alrededor de la casa de la madre (McKenzie et al., 2014). La cadena que abastece a las centrales pasa por pozos como esos, en México y en Estados Unidos.

Quién debe despejar la duda

Para cada contaminante, la evidencia sigue el mismo camino: un mecanismo de daño descrito, asociaciones en la población y una exposición posible alrededor de las centrales mexicanas. Y para cada uno, el camino se corta en el mismo punto. No hay norma que limite lo que sale de una turbina instalada antes de 2012, ni que diga cada cuándo medirla. No hay monitoreo de formaldehído ni de benceno en el aire de las zonas donde se concentran los ciclos combinados. Veintiuna de veintitrés manifestaciones de impacto ambiental se evaluaron contra un límite que ya no existe, y en varias la autoridad ordenó monitorear el aire alrededor de la central, pero esos resultados no se publican. El Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes tiene el NOx de siete de las 59 centrales obligadas a reportarlo. No hay registro de torres de enfriamiento ni vigilancia de Legionella. Y no hay un solo cálculo de las enfermedades o muertes que causan.

Y esto sólo crecerá. Las centrales de ciclo combinado operan treinta años o más, de modo que las que el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) prevé construir hacia 2039 seguirían emitiendo hasta 2060 o 2070. Casi la mitad de la nueva capacidad se ubicaría en el Norte y el

Noreste del país. El Plan es obligatorio, pero no condiciona las nuevas centrales a controlar sus óxidos de nitrógeno, un control que evitaría siete de cada diez toneladas (véase el capítulo sobre el PLADESE).

Esa falta de datos no es una limitación de la ciencia. Es una decisión sobre quién carga con la incertidumbre. La Suprema Corte de Justicia de la Nación ha establecido que el principio de precaución opera «ante las limitaciones de la ciencia» y que permite revertir la carga de la prueba «a cargo del agente potencialmente responsable» (SCJN, 2018, pp. 49 y 52). México se obligó, con el Acuerdo de Escazú, a guiarse por ese principio al aplicar el Acuerdo, a procurar con los recursos disponibles que sus autoridades generen y difundan la información ambiental de manera sistemática y a promover el acceso a la que está en manos de empresas privadas sobre sus operaciones y sus posibles riesgos para la salud (SRE, 2021, artículos 3 y 6). Quien autoriza las centrales y quien las opera tiene los medios para medir. Mientras no lo haga, la duda sobre el daño la cargan quienes respiran su aire.

Conclusiones: el ciclo combinado de cuerpo entero

Como se planteó al inicio, el ciclo combinado a gas fósil, que en 2024 produjo el 60 % de la electricidad de México y se presenta como la tecnología de la transición, casi siempre se describe por comparación: que si emite menos que una central de carbón, que si emite menos que una termoeléctrica convencional, que si emite menos por cada megawatt hora. Así lo hacen sus propias manifestaciones de impacto ambiental: cuatro de ellas dicen, con las mismas palabras, que cada proyecto «evitará» 2,823 toneladas de óxidos de nitrógeno frente a una central convencional, pero ninguna dice cuánto emitirá. Hasta el nombre con que se vende, gas «natural», es parte de esa comparación favorable. Este estudio hizo lo contrario: describir al ciclo combinado de cuerpo entero, por lo que emite y no por lo que deja de emitir frente a otro. Lo que encontró cabe en una tabla, al principio de este estudio (Tabla 1), y en tres afirmaciones: contamina aunque se queme con el mejor control, en México ni siquiera tiene ese control, y lo que sale de las chimeneas, nadie lo mide.

Sumando central por central, las 71 centrales que operaban como ciclo combinado en 2023 emitieron unos 94 millones de toneladas de dióxido de carbono. El gas que quemaron dejó escapar antes, en pozos, plantas y ductos, unas 740,000 toneladas de metano, cuyo efecto de calentamiento en veinte años equivale al de otros 62 millones de toneladas de dióxido de carbono, dos terceras partes de lo que salió por sus chimeneas. Ese metano no aparece en ningún registro mexicano. Emitieron al menos 24,000 toneladas de óxidos de nitrógeno, que dañan las vías respiratorias y forman ozono y partículas finas lejos de la central, unas 527 toneladas de formaldehído, un cancerígeno, y unas 230 toneladas de otros compuestos tóxicos, entre ellos benceno, tolueno y xilenos. Tomaron entre 52 y 83 hectómetros cúbicos de agua dulce o residual y movieron unos 4,100 de agua de mar y de río que devolvieron más caliente, casi toda agua de mar, que la ley deja tomar sin concesión ni pago. Y las trece que enfrían con torres húmedas pueden criar Legionella, una bacteria que causa neumonía y que en México ninguna norma vigila. Son cifras mínimas. Se calcularon con lo que emite la central típica de Estados Unidos, y cuando la agencia ambiental de ese país mandó medir turbinas encontró una, en

una estación de compresión de gas, que emitía 31 veces el formaldehído que había estimado la industria. Las emisiones reales pueden ser mucho mayores.

Ninguno de estos impactos desaparece con la mejor tecnología. Si todas las centrales tuvieran el control de óxidos de nitrógeno que en Estados Unidos es estándar, un catalizador, habrían emitido unas 6,600 toneladas en lugar de 24,000, y a cambio habrían escapado unas 950 toneladas de amoniaco, que se inyecta para que el catalizador funcione y que también forma partículas en el aire. El dióxido de carbono no tiene control: todo el carbono del gas sale por la chimenea. El metano de la cadena no depende de la central. Ningún quemador, ningún catalizador y ningún condensador seco convierten al gas en un combustible limpio. Pueden hacer que dañe menos, pero no que deje de dañar.

Y en México ni siquiera se le pide ese control a las centrales. La norma de emisiones de los equipos de combustión de 1994 (NOM-085-ECOL-1994) sí regulaba al ciclo combinado: le fijaba un límite de óxidos de nitrógeno y lo obligaba a medirlo de forma continua en las principales zonas metropolitanas. La norma de 2012 que la sustituyó (NOM-085-SEMARNAT-2011) sacó a las turbinas de gas con el argumento de que necesitaban una norma propia, que catorce años después todavía no existe. Lo único que quedó es un límite «provisional» para turbinas nuevas que permite lo que emiten las turbinas más antiguas de Estados Unidos. Las turbinas anteriores a 2012 no tienen límite alguno, y ninguna norma dice cuándo ni cómo debe medir una turbina los óxidos de nitrógeno que emite. De las 74 centrales en operación sólo se localizó la manifestación de impacto ambiental de 44, y sólo una de ellas declara catalizador. El formaldehído no tiene límite en ninguna chimenea del país. Las manifestaciones de las centrales que operan tampoco cuidaron el aire que se respira alrededor de las centrales: sólo en veintitrés se encontró una modelación de cuánto dióxido de nitrógeno llegaría al aire, y veintiuna lo compararon con la norma de salud de 1993 para el dióxido de nitrógeno en el aire (NOM-023-SSA1-1993), que permitía casi el doble que la vigente. Con sus propios números, ocho centrales rebasan el límite vigente. La práctica siguió después de que esa norma se sustituyó por la vigente (NOM-023-SSA1-2021), en diciembre de 2021. La CFE la usó en su central de González Ortega, autorizada en 2022, y la siguió citando en las de Altamira y Mazatlán, dos de las centrales nuevas que prevé el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico, que la SEMARNAT autorizó en enero y marzo de 2026 sin señalar el error.

La referencia de este estudio se construyó con base en lo que se mide en las chimeneas de Estados Unidos, no en la política actual del gobierno de aquel país. En septiembre de 2026 la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) derogó la captura de carbono que iba a exigir a los ciclos combinados nuevos de carga base y propuso dejar de regular los gases de efecto invernadero de las centrales eléctricas (EPA, 2026b, 2026c). Veintiún estados y organizaciones ambientales y de salud ya lo impugnan en los tribunales (American Public Health Association, 2026; New York State Attorney General, 2026). Aun así, la misma agencia sigue exigiendo catalizador a toda turbina grande nueva que opere como carga base (EPA, 2026a), y las mediciones siguen diciendo lo que dicen. Que esas protecciones dependan de la voluntad de cada gobierno es una razón más para que México tenga las suyas.

Lo que sale, además, casi nadie lo ve. De las 59 centrales en México que en 2023 estimamos que estaban obligadas a reportar sus óxidos de nitrógeno al registro público de emisiones, sólo siete lo hicieron por su cuenta. Dieciséis dejaron de declarar formaldehído sin dejar de operar. Y lo que sí se declara no es una medición, es un factor de emisión multiplicado por el gas, un cálculo como el de este estudio, pero presentado como lo que sale de la chimenea por quien tiene los medios para medirlo y la obligación de reportarlo. El registro de gases de efecto invernadero recibe de cada central un solo dato calculado, y de ocho centrales ni siquiera eso, porque reportan mezcladas con otras instalaciones o no reportan. Cuánto gas quema y cuánta electricidad genera cada central no es público: la Secretaría de Energía dice no saberlo y la CFE lo reserva. Nadie registra cómo enfría una central ni cuántas torres de enfriamiento hay en el país. Y no existe un solo cálculo de cuántas enfermedades o muertes causan estas centrales. Las cifras de este estudio son estimaciones mínimas, conservadoras, porque no hay otras. La ausencia de mejores datos y estimados no es una limitación de la ciencia. Es una decisión sobre quién carga con la duda y las afectaciones, y actualmente la cargan quienes respiran el aire de estas centrales, cuando la obligación de medir y de probar es de quien las autoriza y de quien las opera.

Sobre ese cuadro, el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) 2025-2039 ordena todavía más. Se presenta como un plan de transición: casi ocho de cada diez megawatts nuevos serían limpios y la generación limpia pasaría de 27 % a 48 %. Pero es una cifra relativa. Probst (2024) mostró que en México el porcentaje de energía limpia ya no dice si las

emisiones suben o bajan: en su proyección a 2026 ese porcentaje se mantiene, mientras las emisiones del sector crecen alrededor de 30 %. Cada megawatt hora del sistema emitiría menos dióxido de carbono porque las renovables crecen al lado del gas, no en su lugar. En términos absolutos, el PLADESE suma 16,454 megawatts de ciclo combinado, no retira ninguna central, y en 2039 el ciclo combinado generaría más electricidad que nunca en su historia. Con la generación que el propio PLADESE proyecta, emitiría entonces unos 112 millones de toneladas de dióxido de carbono al año, casi 30 % más, 1,578 millones acumulados en quince años, y el metano de su cadena añadiría cada año, por su efecto de calentamiento en veinte años, el equivalente a otros 75 millones de toneladas. La generación de electricidad crecería más de la mitad y el dióxido de carbono de todo el sector seguiría prácticamente igual que en 2024, porque el ciclo combinado ocupa el lugar del carbón y del combustóleo: en 2039 emitiría tres de cada cuatro de esas toneladas, cuando en 2000 emitía menos de una de cada diez. El PLADESE no proyecta ninguna de esas cifras. Dice cuánto ciclo combinado se construye y dónde, y no le pone una sola condición de emisiones, cuando el control que en Estados Unidos es estándar evitaría siete de cada diez toneladas de sus óxidos de nitrógeno, unas 21 mil al año. Casi la mitad de lo nuevo caería en el Norte y el Noreste, donde el agua ya es un problema. Las centrales que se construyan seguirían quemando gas en 2060 y 2070, y ese parque necesitaría en 2039, por sí solo, casi tanto gas como el que México importó de Estados Unidos en 2024.

La CFE sigue la misma lógica. Su Plan de Sostenibilidad 2026-2030, publicado en octubre de 2026, llama al gas en ciclo combinado «tecnología de transición» y se pone como meta bajar 15 % la intensidad de sus emisiones, de 0.398 a 0.335 toneladas de dióxido de carbono equivalente por megawatt hora, al mismo tiempo que prevé aumentar 72 % la generación de sus centrales de ciclo combinado hacia 2030 (CFE, 2026). Es cierto que cada megawatt hora de ciclo combinado emite menos dióxido de carbono que uno de carbón o de combustóleo, y que con más renovables la intensidad de un parque puede bajar. Pero la atmósfera no recibe intensidades, recibe toneladas. Lo que emite un megawatt hora de gas casi no cambia, así que el dióxido de carbono de esas centrales crecería más o menos al ritmo de su generación, y a cada tonelada de la chimenea se suma el metano que se fugó antes en la cadena, que ninguna de esas metas cuenta.

Y este escenario es una elección. En el escenario del propio PLADESE con el gas 42 % más caro, la mitad de ese ciclo combinado ya no se construiría y la solar y la eólica ocuparían su lugar. El crecimiento de la eólica y la fotovoltaica no debe distraer de lo que el PLADESE dice en sus propias cifras: más gas, más gases de efecto invernadero, más contaminantes y ningún control. No es una transición fuera del gas. Es una transición hacia más gas.

El gas no es natural, ni limpio, ni puente, ni transición. Es un combustible fósil, y lo que sale de quemarlo es tóxico. La ceguera que este estudio documenta se corrige midiendo, publicando y regulando. El gas no se corrige. Por eso la pregunta no es cómo hacer mejores centrales de gas, sino cómo dejar de necesitarlas, y eso obliga a cuestionar lo que casi nunca se cuestiona: un consumo de energía que se supone destinado a crecer sin fin, un crecimiento económico que se mide sin contar sus daños y una idea de desarrollo que sigue atada a los combustibles fósiles. Hay otras formas de vivir bien con mucho menos gas, con menos desigualdad y con más bienestar. Este estudio no las resuelve. Lo que hace es quitarle al ciclo combinado el disfraz de energía limpia y mostrarlo como es.

Metodología

Esta sección describe cómo se identificaron las centrales de ciclo combinado a gas fósil de México y cómo se estimaron sus emisiones y el agua que usan. El método responde cuatro preguntas:

1. **¿Cuáles son y dónde están?**
2. **¿Qué contaminantes y gases de efecto invernadero emiten y cuánta agua usan?**
3. **¿Qué parte de todo eso reportan a los registros públicos del país?**
4. **¿Cuánto crecerá todo eso con las centrales que el gobierno planea construir hasta 2039?**

Ninguna de esas preguntas tiene una respuesta oficial en México. No hay un listado confiable de estas centrales y casi nada de lo que sale de ellas se mide. Tampoco hay reportes públicos de cuánto gas quema ni de cuánta electricidad genera cada central al año. No es un problema nuevo: en 2004, por las mismas razones, Vijay, Molina y Molina estimaron con factores de emisión las emisiones del sector eléctrico de 2001 y 2002, y advirtieron que las pocas mediciones en chimenea se hacen en condiciones «óptimas» (Vijay et al., 2004).

El estudio se construyó en cinco pasos. Primero se identificaron las centrales a partir de sus permisos de generación y de la imagen satelital de cada sitio. Después se buscó lo que cada una declara a los registros públicos y lo que se planeó para ella en su manifestación de impacto ambiental (MIA). Luego se calcularon factores de emisión y de uso de agua con los datos de las centrales de ciclo combinado de Estados Unidos, que sí se miden o se reportan con detalle, y, donde esos datos no alcanzan, con los que publica la Agencia de Protección Ambiental de ese país (EPA) y la literatura técnica. Esos factores se aplicaron al gas que se estimó para cada central mexicana, y el resultado se comparó con lo que cada una declara. Por último, el mismo cálculo se extendió al Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039 (PLADESE). Lo que el estudio dice sobre los efectos en la salud proviene de la literatura que se cita en cada capítulo.

Qué centrales se incluyen

El estudio incluye las centrales que generan electricidad con una o más turbinas de gas, un recuperador de calor y una o más turbinas de vapor,

la configuración de ciclo combinado que se describe en la introducción. También incluye las cogeneraciones de ciclo combinado, que además de electricidad entregan vapor a una fábrica o a una refinería, aun cuando ese vapor sale de la turbina hacia el proceso industrial en lugar de condensarse.

No incluye las turbinas de gas que operan solas, sin recuperador ni turbina de vapor, llamadas de ciclo abierto o turbogás. Tampoco incluye las termoeléctricas convencionales, cuya turbina de vapor se alimenta de una caldera, ni las centrales que combinan motores de combustión interna con una turbina de vapor. Estas últimas también aprovechan dos veces el combustible, pero los factores del estudio se construyeron con turbinas de gas, y un motor emite cantidades distintas de cada contaminante. Cuando un ciclo combinado comparte el sitio con unidades de otra tecnología, como las de una termoeléctrica convencional en el mismo complejo, sólo se cuenta la capacidad del ciclo combinado.

De los permisos a las 74 centrales en operación

Para construir el universo de centrales de ciclo combinado del país se partió de los permisos de generación. Toda central que genera electricidad para la red necesita un permiso de la Comisión Nacional de Energía (CNE), antes Comisión Reguladora de Energía (CRE), y el título de cada permiso describe las máquinas que ampara. La CNE publica la lista de los permisos, vigentes y no vigentes, con la tecnología de cada uno. Se usó su actualización del 30 de junio de 2026.

Esa lista no basta para saber cuáles centrales son de ciclo combinado, porque la tecnología que asigna no siempre corresponde a las máquinas que describe el permiso. Se consultó entonces el título de cada permiso que la lista clasifica como ciclo combinado y el de los que clasifica como cogeneración, turbogás o termoeléctrica convencional pero describen un ciclo combinado. En total se consultaron 181 permisos. Catorce de ellos, que figuraban como ciclo combinado en la lista de la CNE o en otros listados públicos, amparan en realidad turbinas de gas sin turbina de vapor, turbinas de vapor con calderas de proceso, motores o la importación de electricidad desde una central que está fuera del país, y se excluyeron. Quedaron 167 permisos.

Una misma central puede tener varios permisos, otorgados en distintos momentos por la CRE o por la CNE: uno que describe la planta completa y

otros que amparan sólo una parte de su electricidad bajo otra modalidad[1], que sustituyen a uno anterior o que añaden nuevas máquinas. Para no contar dos veces la misma planta, la capacidad de cada central se toma del permiso que la describe completa, más los permisos que de verdad añaden máquinas. Así, los 167 permisos corresponden a 110 centrales.

Que exista un permiso no significa que exista una planta. La CNE otorga permisos a proyectos que después no se construyen, y su lista los conserva. Al revisar cada sitio en imagen satelital y compararlo con el estado de operación que registra la CNE aparecieron permisos sin planta. Varios de esos proyectos declaran como domicilio el terreno de una central que sí existe, y en un mapa parecen reales. Cuando en el predio que declara un permiso sólo se ve la central que ya opera con otro permiso, el proyecto se cuenta como no construido. Así resultaron 80 centrales construidas y 30 que no lo están.

De las 80 centrales construidas, 74 estaban en operación al 30 de junio de 2026, la fecha de corte de la tabla de la CNE (73 en operación y una en operación parcial), y suman 42,020 megawatts de capacidad de ciclo combinado. De las otras seis, la CNE registraba tres todavía en construcción, entre ellas Salamanca I, y tres tienen el permiso caducado, terminado o revocado. Esas 74 son el parque actual y la base de todo el estudio. Su capacidad es mayor que la que el PLADESE da para el ciclo combinado porque se construyó a partir de los permisos y no de la estadística del sistema eléctrico, que no está disponible por central.

Las 110 centrales son las que este estudio pudo identificar. Algunas unidades nuevas de ciclo combinado de la CFE aparecen dentro de permisos que el padrón clasifica como termoeléctricas convencionales, como las de Villa de Reyes, Felipe Carrillo Puerto, en Valladolid, y Tuxpan. La CNE las registraba en construcción al corte, y no se incluyen.

El año de referencia: por qué 71 de 74

Las emisiones se calcularon para 2023, el año más reciente en que los registros de emisiones y transferencias de contaminantes de México, Estados Unidos y Canadá están homologados por la Comisión para la

1 La modalidad es la figura legal con la que se otorga el permiso y depende de para quién se genera la electricidad, por ejemplo para el consumo del propio permisionario y de sus socios (autoabastecimiento y, desde 2025, autoconsumo), para venderla a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que es la producción independiente, o para venderla en el mercado eléctrico.

Cooperación Ambiental de América del Norte (CCA). En ese año operaban como ciclo combinado 71 de las 74 centrales actuales. Para saber desde cuándo opera cada central como ciclo combinado se usa la fecha de entrada en operación de su permiso vigente. Cuando una planta empezó como termoeléctrica convencional y después se convirtió o se le añadió un ciclo combinado, como en Manzanillo, Valle de México, Poza Rica y Mérida, se usa la fecha de la conversión que documentan sus permisos.

Una central que entró en operación en 2023 o después y no tiene dióxido de carbono en el RENE de ese año no puede tener emisiones de un año en que no operaba, y cuenta cero. Son tres. Topolobampo III empezó a operar en diciembre de 2023, según su permiso, y no reportó al RENE ese año. Los ciclos combinados de la CFE en Mérida, añadido a una termoeléctrica de 1982, y en González Ortega entraron en operación en 2026, según el padrón de la CNE. El estudio los cuenta entre las 74 porque así los registra la CNE, y para 2023 eso no cambia ninguna cifra.

Esa fecha no es del todo firme. Los permisos de esas dos centrales reprogramaron su operación comercial para el 1 de noviembre de 2026 en González Ortega y el 1 de mayo de 2027 en Mérida (CNE/RES/003/2025 y CNE/RES/151/2026), así que al corte podían estar todavía en pruebas. La directora de la CFE, en cambio, afirmó en la conferencia presidencial del 7 de octubre de 2026 que ambas entraron en operación entre 2025 y 2026, con menos capacidad que la de sus permisos (499 y 641 megawatts, frente a 612 y 790), y junto con Salamanca I y Villa de Reyes, que el padrón todavía registraba en construcción al corte (Presidencia de la República, 2026).

Dónde están y qué declaran a los registros

Cada central es un punto en el sistema de información geográfica del estudio. Su ubicación se tomó del domicilio o de las coordenadas de su permiso y se verificó en imagen satelital sobre la propia planta. Varias se corrigieron, porque las coordenadas de los permisos suelen caer en el borde del terreno o en el predio vecino. Los proyectos que no se construyeron quedan en el domicilio que declara su permiso, con una ubicación aproximada.

Para conocer lo que cada central declara de sus emisiones y de su agua, se buscaron sus reportes en tres registros públicos: el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC), donde los establecimientos declaran emisiones de sustancias contaminantes, el Registro Nacional de Emisiones (RENE), donde declaran gases de efecto invernadero, y

el Registro Público de Derechos de Agua (REPDA), donde constan las concesiones de agua y los permisos de descarga. Los reportes al RETC se tomaron de la base homologada de la CCA, que se describe más adelante, y en algunas centrales se cotejaron con las bases anuales que publica la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), incluida la de 2024. La base de la CCA no incluye el «bióxido de nitrógeno» que el RETC mexicano sí recibe, así que ese dato se tomó de las bases anuales de la SEMARNAT, sin los registros que la propia SEMARNAT marca como inconsistentes. Los reportes al RENE de cada establecimiento los entregó la SEMARNAT en respuesta a una solicitud de acceso a la información (SEMARNAT, 2026).

Vincular cada central con sus reportes no es directo. Los nombres de las centrales, de sus empresas y de sus domicilios no siempre coinciden entre los permisos y los registros, las coordenadas de los registros están a menudo desplazadas, a veces por decenas de kilómetros, y en un mismo predio pueden reportar varias empresas. La cercanía en el mapa sirvió para encontrar candidatos, pero nunca bastó para asignarlos: un reporte se asignó a una central sólo cuando coincidían el número de permiso, el nombre del establecimiento o el titular de la concesión.

El RETC y el RENE reciben los reportes por establecimiento, no por unidad generadora. Cuando una central reporta junto con una refinería o con las unidades convencionales de un complejo termoeléctrico, su reporte existe, pero no permite separar lo que corresponde al ciclo combinado, y el estudio lo marca como no atribuible. El RETC registra en kilogramos y el RENE en toneladas de dióxido de carbono equivalente, y cuando ambos repiten el mismo dato de gases de efecto invernadero, el estudio lo cuenta una sola vez.

Lo que cada empresa declara se usa tal como está, sin corregirlo ni descartarlo por parecer alto o bajo, con dos excepciones. Los reportes imposibles para el tamaño de la central se dejan fuera y se señalan donde ocurren, como las 258 toneladas de benceno que la central Dulces Nombres declaró al RETC en 2024, más de lo que este estudio estima para todas las centrales del país. Y también se corrigió un error de unidades evidente: Energía del Valle de México, una central de 850 megawatts, declaró al RETC 2.1 millones de kilogramos de dióxido de carbono en 2023, cuando en 2021 y 2022 había declarado 2,169 y 2,312 millones, mil veces más. Es la cifra en toneladas anotada en la casilla de kilogramos, y el estudio la usa como 2.1 millones de toneladas.

El REPDA no registra cuánta agua usa una central, sino cuánta tiene derecho a extraer (CONAGUA, 2025). Cada concesión de agua es un título que puede amparar varios pozos o tomas, cada uno en un anexo con sus coordenadas. Se identificaron todos los anexos de cada título y se tomó el volumen total que el título autoriza. Cuando la central toma el agua del complejo industrial que la aloja, se localizó el título de ese complejo y se marcó como no atribuible a la central. Que una central no tenga título de agua no implica necesariamente que use el agua de forma ilegal: puede recibir agua residual municipal o de un tercero, y el agua de mar no requiere concesión. Devolver el agua a un río, a una laguna o al mar sí requiere un permiso de descarga, y en las centrales de enfriamiento de paso ese permiso es el único registro público del volumen de agua que mueven. Los permisos de descarga se buscaron entre los que el REPDA ubica a menos de tres kilómetros de cada central, y se asignaron sólo los que están a su nombre.

Control de emisiones y enfriamiento en la MIA

Lo que se planeó para cada central consta en su MIA, el único documento público en el que en ocasiones se describe cómo enfriaría y con qué equipo controlaría sus emisiones. Lo que se construyó, o lo que cambió después, puede ser distinto, y no hay un registro público de ello. Las MIA se buscaron con el Sistema de Información Geográfica para la Evaluación del Impacto Ambiental (SIGEIA) de la SEMARNAT y en sus Gacetas Ecológicas, y se localizó la de 44 de las 74 centrales en operación. De ellas se tomaron los datos de combustión, control de óxidos de nitrógeno, enfriamiento y uso de agua.

Tampoco existe un registro público de cómo enfría cada central. Algunas MIA lo describen, pero muchas centrales no tienen MIA localizable o la suya no lo dice. Para clasificar el enfriamiento, el estudio usó dos fuentes. La primera es la imagen satelital, que permite reconocer un aerocondensador (enfriamiento seco, con aire), una obra de toma y descarga a un río, una laguna o el mar (enfriamiento de paso) y las cogeneraciones que no tienen condensador porque entregan su vapor a un proceso industrial. Una fila de ventiladores vista desde la imagen satelital puede ser una torre húmeda o un aerocondensador, y en ese caso la central queda sin determinar. La segunda fuente es la MIA, que confirma o completa lo que la imagen no resuelve. Cuando la MIA describe

torres y la imagen muestra un aerocondensador, prevalece lo construido. El título de agua no se usó para inferir cómo enfría una central. De las 74 centrales en operación, 56 tienen un régimen conocido: 30 secas, 13 con torres húmedas, 9 de paso y 4 sin condensación. Las 18 restantes quedan sin determinar y siempre se calculan como un rango.

Cómo se construye un factor con datos de Estados Unidos

Un factor de emisión dice cuánto de una sustancia sale por cada unidad de gas que se quema. Si una central quema el doble de gas, emite el doble. El estudio expresa el gas en millones de unidades térmicas británicas (MMBtu), la unidad de energía con que se mide el combustible en el mercado de gas. Un MMBtu equivale a unos 27.8 metros cúbicos de gas. El factor está en gramos por MMBtu para las emisiones y en litros por MMBtu para el agua, y la Tabla 15 lo da también por metro cúbico de gas. Para construir un factor es necesario conocer de cada central dos datos medidos o reportados: cuánto gas quemó y cuánto emitió o cuánta agua usó. México no publica ninguno de los dos por central, y Estados Unidos sí.

En Estados Unidos, la Administración de Información Energética (EIA) publica, central por central y año por año, cuánto gas quema cada planta, cuánta electricidad genera y cuánta agua extrae y consume su sistema de enfriamiento, en dos formularios: el informe de operación de las centrales (Power Plant Operations Report, EIA-923) y el informe anual de los generadores (Annual Electric Generator Report, EIA-860). El EIA-860 dice qué generadores tiene cada central y de qué tipo son, y es lo que permite saber cuáles son de ciclo combinado. Sin ese dato no se podría separar el ciclo combinado del resto de las centrales de gas. La EPA publica los óxidos de nitrógeno que cada central mide de forma continua en su chimenea, en la base de datos de sus programas de mercados de emisiones (Clean Air Markets Program Data, CAMPD), y las sustancias tóxicas que declara cada establecimiento al Inventario de Emisiones Tóxicas (Toxics Release Inventory, TRI), el equivalente del RETC. Para obtener factores que describan el ciclo combinado a gas fósil, de esas bases se tomaron los años de 2015 a 2024 (2015 a 2023 en el TRI) y sólo las centrales de ciclo combinado cuyo combustible durante el año fue al menos 99 % de gas fósil, para que lo emitido se pueda atribuir al gas y no a otro combustible. Se descartaron también los años con una

generación casi nula y aquellos en que el gas quemado por megawatt hora quedó fuera del rango de 5 a 20 MMBtu. Con menos de 5, la central habría convertido en electricidad más de dos terceras partes de la energía del gas, más de lo que logra cualquier central, y con más de 20, menos de una quinta parte. Esos valores suelen ser errores de captura o cogeneraciones cuyo producto principal no es la electricidad. Quedaron 505 centrales de ciclo combinado de Estados Unidos, con 4,123 años de operación en total.

Los datos del TRI, igual que los reportes de las centrales mexicanas al RETC, se tomaron de la base en la que la CCA reúne los registros de emisiones y transferencias de contaminantes de Canadá, Estados Unidos y México. La CCA los somete a un proceso de armonización para que sean comparables entre los tres países, y los publica en su base En balance en línea (CCA, 2023), que llega hasta 2023. De ahí que los factores del TRI usen los años de 2015 a 2023. El dióxido de carbono, el metano y el óxido nitroso no se declaran al TRI: en Estados Unidos se declaran a otro programa de la EPA, el de reporte de gases de efecto invernadero (Greenhouse Gas Reporting Program, GHGRP), y la CCA los publica en la misma base, junto a los del TRI (CCA, s. f.). Sus factores usan los mismos años.

El TRI recibe los reportes por establecimiento y la EIA por central, y no siempre describen lo mismo, porque un establecimiento puede incluir una refinería o varias centrales. Para usar sólo los casos en que los dos registros hablan de la misma planta, se comparó el dióxido de carbono que cada establecimiento declara al GHGRP con el que la EIA calcula para la central, y se conservaron sólo los años en que ambos coinciden dentro de 20 %. Quedaron 136 centrales, y de ellas salen los factores de las sustancias del TRI y de los gases de efecto invernadero. De las 43 sustancias que alguna de esas centrales declaró, seis tienen un factor sostenido por seis centrales o más: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, amoniaco, naftaleno y mercurio. En el metano y el óxido nitroso, lo que declaran esas centrales es el factor por defecto de la EPA multiplicado por el gas, de modo que su factor repite ese valor. El del naftaleno, sostenido por nueve centrales (0.00059 gramos por MMBtu), es prácticamente igual al de la compilación de factores de la EPA que se describe más adelante, y no se repite en la Tabla 15. El formaldehído lo sostienen cinco centrales, y su factor (0.302 gramos por MMBtu) es casi igual al que la EPA publica para turbinas de gas.

Con esos datos, el factor de cada sustancia se construyó con tres decisiones. La primera es dividir lo emitido entre el gas quemado y no entre la electricidad generada. Un factor por megawatt hora trae dentro la eficiencia de la central que lo produjo, y si este factor se aplica a otra central se equivoca en esa diferencia. La segunda es tratar cada central, y no cada año, como un dato. Diez años de la misma planta no son diez plantas distintas, así que cada central se resume en la mediana de sus factores anuales. La tercera es usar como factor la mediana entre centrales: el valor de la central que queda en medio cuando se ordenan de menor a mayor. La mediana describe a la central típica y no se deja arrastrar por unas cuantas centrales con valores extremos, como sí lo haría un promedio.

Para saber cuánto se equivoca cada factor al aplicarse a una central que no ayudó a construirlo, se hizo un ensayo: se aparta una central, se calcula el factor con todas las demás y se compara lo que ese factor predice para la central apartada con lo que esa central realmente reportó. Eso se repite con cada central, y la mediana de esas diferencias, en porcentaje, es el error que acompaña a cada factor en la Tabla 15. En el dióxido de carbono, el metano y el óxido nitroso el error es de 2 %, sobre todo el ruido entre el registro de la EPA y el de la EIA, porque las centrales se escogieron justamente porque esos dos registros coinciden. En el agua de torres el error es de 15 %, y en el formaldehído, de 10 %, aunque con sólo cinco centrales.

Ese error es distinto del intervalo de confianza de 95 % que también aparece en la tabla. El intervalo dice qué tan bien se conoce la mediana, y se reduce conforme se suman centrales. El error dice cuánto se equivoca el factor con una central concreta, y no mejora con más centrales, porque refleja diferencias reales entre ellas. El mismo ensayo sirvió para decidir cómo construir los factores. Se probó usar, en lugar de la mediana, el cociente de las emisiones totales de todas las centrales entre su gas total: ese cociente pesa más a las centrales grandes y a las pocas con valores extremos, y en el agua duplica el error. Y se probó también dividir entre la electricidad en lugar del gas: en el dióxido de carbono el error subiría de 2 a 10 %, porque se le suma la diferencia de eficiencia entre centrales.

Óxidos de nitrógeno según su control

Los óxidos de nitrógeno se forman con el nitrógeno del aire cuando la flama es muy caliente, y lo que sale por la chimenea depende sobre todo

del equipo que los controla. Hay tres tecnologías de control, que una central puede usar solas o combinadas:

1. **Los quemadores de bajo NOx (dry low NOx, DLN), que mezclan el gas y el aire antes de quemarlos para que la flama sea menos caliente.**
2. **La reducción catalítica selectiva (selective catalytic reduction, SCR), que en el estudio se llama simplemente catalizador, se instala después de la turbina y convierte los óxidos de nitrógeno en nitrógeno con ayuda de amoniaco. No hay que confundirla con el catalizador de oxidación, otro equipo, que reduce el monóxido de carbono y los compuestos orgánicos.**
3. **La inyección de agua o vapor en la cámara de combustión, que también enfría la flama.**

Para calcular los factores de óxidos de nitrógeno se usaron sólo años con mediciones de las centrales. La EPA publica lo que cada unidad mide de forma continua en su chimenea y el equipo de control que tiene instalado, y esa base se enlazó con la de la EIA unidad por unidad. Se usaron los años en que ese enlace es inequívoco y completo, en que el gas que registra la EPA difiere menos de 20 % del que reporta la EIA y en que el control de la central está registrado. Se descartaron, además, los años en que la cifra de la EIA no es la medición: cuando una central no tiene medición, la EIA publica una estimación propia con el factor de una caldera de gas sin control, unas veinte veces lo que se mide en un ciclo combinado. Quedaron 395 centrales.

Como las centrales combinan estas tecnologías, la EPA registra seis clases de control. El estudio las agrupó según el equipo, porque lo que se sabe de cada central mexicana es el equipo que declara su MIA, y a cada una se le aplicó el factor de las centrales estadounidenses correspondiente. Quedaron cinco grupos, de mayor a menor control. El control avanzado combina el catalizador con quemadores de bajo NOx en todas las unidades. El segundo grupo tiene catalizador sin quemadores de bajo NOx declarados en todas sus unidades. El tercero combina el catalizador con la inyección de agua o vapor, en turbinas más antiguas. El control básico son quemadores de bajo NOx sin catalizador, y entran en él también los que además inyectan agua, porque eso no cambia sus emisiones de forma apreciable. El último grupo sólo inyecta agua o vapor. Cada grupo se comparó con el siguiente mediante una prueba estadística que dice si los valores de uno tienden a ser mayores que los del otro sin suponer cómo se distribuyen (la prueba de Mann-Whitney). Todos se distinguen

de su vecino salvo el tercero y el control básico, que emiten casi lo mismo cuando se comparan centrales completas, aunque no cuando se compara cada unidad con su propia medición. Se mantuvieron separados porque su equipo es distinto. Dos centrales cambiaron de equipo de control durante el periodo y aportan un valor a cada uno de sus dos grupos, por eso los grupos de la Tabla 15 suman 397 centrales y no 395.

Un solo factor para todo el parque, sin tomar en cuenta el control de cada central, se equivocaría 58 % al aplicarse a una central concreta. Con un factor para cada grupo, el error baja a entre 20 y 40 % (Tabla 15). Ninguna MIA mexicana describe el equipo del segundo o del tercer grupo, así que sus factores, de 5.83 y 12.16 gramos por MMBtu, no se aplicaron a ninguna central mexicana, aunque aparecen en la Tabla 15.

Agua

Los factores de agua se tomaron del dato por central del anexo de sistemas de enfriamiento del formulario EIA-923, sólo de los sistemas que enfrían generadores de ciclo combinado, y se separaron según cómo enfría cada central. Hay factores para las torres húmedas, que evaporan parte del agua que extraen, y para el enfriamiento de paso, que toma grandes volúmenes de un río, una laguna o el mar y los devuelve más calientes. La EIA registra la extracción y el consumo de cada sistema, pero sólo una central de paso tiene un dato de consumo válido, así que el consumo de las centrales de paso se tomó de la revisión de Macknick et al. (2012), que da 50 litros por MMBtu. Las centrales secas no tienen factor en Estados Unidos, porque ese anexo sólo registra el agua del condensador y en un aerocondensador ese consumo es nulo. Para ellas se usó la mediana del agua que declaran para toda la planta las MIA de 17 centrales secas mexicanas, de 13 litros por MMBtu, que corresponde a los servicios de la central y no al enfriamiento.

Factores de otras fuentes

Algunos compuestos orgánicos tóxicos, como el benceno, el tolueno, los xilenos, el acetaldehído y la acroleína, casi no aparecen en los reportes de las centrales estadounidenses, porque casi ninguna rebasa los umbrales del TRI. Una central debe reportar una sustancia cuando produce más de 25,000 libras al año de ella, unas 11 toneladas (CCA, 2023). Para estos compuestos se usaron los factores que la EPA publica en su compilación de factores de emisión, conocida como AP-42, para turbinas de gas sin

catalizador de oxidación, el equipo que destruye estos compuestos antes de la chimenea. Son de 0.108 gramos por MMBtu para el benceno, el tolueno, el etilbenceno y los xilenos juntos, 0.0181 para el acetaldehído y 0.0029 para la acroleína. La tabla de la EPA trae once compuestos. Dos de ellos, el 1,3-butadieno y el óxido de propileno, no se detectaron en las pruebas con que la EPA calculó los factores, por lo que sólo les da un valor máximo posible, y no se tomaron en cuenta en este estudio. Esas pruebas las realizó la EPA con turbinas funcionando a 80 % o más de su capacidad. A menor carga la combustión es más incompleta y estos compuestos aumentan, así que estos estimados se quedan cortos.

El dióxido de azufre tampoco se calculó con datos de Estados Unidos. La EIA asigna a todas las centrales de gas un valor por defecto, que no es una medición. El factor para este estudio se calculó con el azufre total que el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) midió en 2023 en los puntos de inyección del sistema de gasoductos, según sus informes mensuales de calidad del gas de marzo, junio, septiembre y diciembre. En los puntos de importación desde Estados Unidos el azufre quedó siempre por debajo de 1 miligramo por metro cúbico, el límite de detección, y en los de producción nacional varió entre menos de 1 y unos 20 miligramos. La NOM-001-SECRE-2010 permite hasta 150 miligramos por metro cúbico.

El metano que se escapa antes de que el gas llegue a la central, en pozos, plantas de proceso y ductos, no aparece en ningún registro por establecimiento. Su orden de magnitud se calculó con la tasa de fuga de 2.3 % del gas producido que midieron Alvarez et al. (2018) en la cadena de suministro de Estados Unidos, de donde viene la mayor parte del gas que México consume. Para expresarlo como dióxido de carbono equivalente se usó el potencial de calentamiento a veinte años que da el IPCC (2013), que hace al metano 84 veces más potente que el dióxido de carbono. Se usa ese horizonte porque el metano calienta sobre todo en sus primeras dos décadas en la atmósfera, las que deciden las metas climáticas de 2030 a 2050.

El resultado es un conjunto de factores, que reúne la Tabla 15. Para cada sustancia dice a qué centrales se aplica, cuánto sale por MMBtu y por metro cúbico de gas, cuántas centrales sostienen el factor, cuánto se equivoca al aplicarlo a una central y de dónde sale.

Tabla 15. Factores de emisión y de agua de una central de ciclo combinado a gas fósil.

Sustancia	Aplica a	Por MMBtu de gas	Por m^3 de gas	Centrales con que se estimó el factor	Error al aplicarlo a una central	Fuente
Dióxido de carbono (CO_2)	Todas las centrales	53,864 g (53,514 a 54,188)	1,940 g (1,927 a 1,952)	136	2 %	GHGRP (CCA), EIA-923 y EIA-860
Metano de la chimenea (CH_4)		1.002 g (0.997 a 1.008)	0.0361 g (0.0359 a 0.0363)	136	2 %	Factor por defecto de la EPA (40 CFR 98), repetido en el GHGRP (CCA)
Óxido nitroso (N_2O)		0.1004 g (0.1000 a 0.1011)	0.00362 g (0.00360 a 0.00364)	136	2 %	
Metano fugado en la cadena de suministro (CH_4)	Todo el gas que se quema, con una fuga de 2.3 % (2.0 a 2.7) de la producción en la cadena de suministro de Estados Unidos. No es emisión de la central	426 g (370 a 500)	15.3 g (13.3 a 18.0)	—	—	Alvarez et al. (2018)
Óxidos de nitrógeno (NOx)	Centrales con control avanzado (catalizador y quemadores de bajo NOx)	3.79 g (3.43 a 4.12)	0.136 g (0.124 a 0.148)	206	27 %	CAMPD (EPA), EIA-923 y EIA-860
	Centrales con catalizador, sin quemadores de bajo NOx declarados	5.83 g (4.70 a 6.87)	0.210 g (0.169 a 0.248)	65	34 %	
	Centrales con catalizador e inyección de agua o vapor	12.16 g (8.57 a 15.58)	0.438 g (0.309 a 0.561)	38	40 %	
	Centrales con control básico (quemadores de bajo NOx sin catalizador, con o sin inyección de agua)	13.76 g (12.54 a 15.70)	0.496 g (0.452 a 0.566)	52	20 %	
	Centrales sólo con inyección de agua o vapor	42.99 g (35.73 a 54.62)	1.549 g (1.287 a 1.967)	36	30 %	
Formaldehído (HCHO)	Centrales sin catalizador de oxidación	0.30 g (sin intervalo)	0.0109 g	5	10 %	TRI (CCA), EIA-923 y EIA-860. Coincide con el AP-42

Sustancia	Aplica a	Por MMBtu de gas	Por m³ de gas	Centrales con que se estimó el factor	Error al aplicarlo a una central	Fuente
Benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (BTEX)	Centrales sin catalizador de oxidación, a 80 % de carga o más	0.108 g	0.0039 g	—	—	AP-42 (EPA)
Acetaldehído (CH_3CHO)		0.0181 g	0.00065 g	—	—	
Acroleína (C_3H_4O)		0.0029 g	0.00010 g	—	—	
Dióxido de azufre (SO_2)	Según el azufre del gas, de menos de 1 mg/m³ (importado) a 20.1 mg/m³ (nacional más azufrado)	0.0555 a 1.114 g	0.0020 a 0.040 g	—	—	Azufre del gas medido por el CENAGAS (2023a, 2023b, 2023c, 2023d)
Amoniaco (NH_3)	Centrales con catalizador (en Estados Unidos lo reportan también algunas sin catalizador)	0.54 g (0.37 a 0.84)	0.0195 g (0.0134 a 0.0303)	63	65 %	TRI (CCA), EIA-923 y EIA-860
Mercurio (Hg)	Todas las centrales, como orden de magnitud. 64 % al aire y 36 % al suelo	0.19 mg (0.10 a 1.26)	0.0069 mg (0.0036 a 0.0455)	9	76 %	
Agua dulce o residual	Centrales con torres húmedas: extracción	127 L (124 a 134)	4.59 L (4.45 a 4.84)	215	15 %	EIA-923 y EIA-860
	Centrales con torres húmedas: consumo (evaporación)	108 L (103 a 111)	3.89 L (3.70 a 3.99)	211	15 %	
	Centrales con enfriamiento seco: extracción	13 L (8 a 28)	0.47 L (0.29 a 1.01)	17	—	MIA de 17 centrales secas mexicanas
Agua de mar o de río	Centrales con enfriamiento de paso: extracción	12,841 L (9,765 a 16,746)	463 L (352 a 603)	15	28 %	EIA-923 y EIA-860
	Centrales con enfriamiento de paso: consumo (evaporación)	50 L	1.80 L	—	—	Macknick et al. (2012)

Fuente: elaboración propia con base en las fuentes de cada fila.

Nota: los factores construidos con centrales de Estados Unidos son medianas por central: 2015-2023 en las sustancias del TRI y los gases de efecto invernadero, 2015-2024 en los óxidos de nitrógeno y el agua. Entre paréntesis va el intervalo de 95 % de la mediana, salvo en el agua de las centrales secas (rango de las MIA), en el metano de la cadena (incertidumbre de Alvarez et al., 2018) y en el dióxido de azufre (según el azufre del gas). Por m³ de gas se usan 38 MJ/m³, en poder calorífico superior. Con otro poder calorífico el factor cambia en la misma proporción, y con datos de gas en poder calorífico inferior se multiplica por 1.11.

El gas de cada central mexicana

Para aplicar un factor hace falta saber cuánto gas quemó cada central, y en México no existe un dato público de cuánto gas quema cada una al año. El estudio lo dedujo del dióxido de carbono que cada central declara al RENE. El dióxido de carbono sale del carbono del gas, de modo que es proporcional al gas quemado. El factor de Estados Unidos es de 53.864 kilogramos por MMBtu, prácticamente el valor teórico de la combustión del gas (53.06 kilogramos según la EPA), y dividir el dióxido de carbono declarado entre ese factor da el gas quemado. A diferencia de lo que se hizo con Estados Unidos, para México se usó un solo año, 2023, porque los datos públicos por central no alcanzan para construir series. Para cada central se tomó su reporte al RENE de ese año o, si no reportó dióxido de carbono en 2023, el del último año en que lo hizo (2021 en El Sauz y 2022 en Huinalá y en Tamazunchale Energía).

Cuando una central no reporta al RENE, o su reporte no se puede separar del de otras instalaciones, se usó el consumo anual de gas que estima su permiso de generación. Los permisos lo expresan en metros cúbicos, que se convirtieron a MMBtu con un poder calorífico de 38 megajoules por metro cúbico (MJ/m^3), la mediana, redondeada, de las mediciones diarias que el CENAGAS publicó en sus informes de marzo, junio, septiembre y diciembre de 2023 para los puntos de medición del sistema nacional de gasoductos. Ese valor está dentro de lo que permite la NOM-001-SECRE-2010, de 36.8 a 43.6 en la zona sur y de 37.3 a 43.6 MJ/m^3 en el resto del país. El consumo del permiso es la proyección de uso del generador, no un máximo físico. Cuando el permiso no da una cifra de gas utilizable, el consumo se calculó a partir de la generación anual que estima el permiso, con 7.575 MMBtu por megawatt hora, el consumo mediano de las centrales de ciclo combinado de Estados Unidos.

De las 71 centrales que operaban en 2023, 63 se calcularon con su reporte al RENE y 8 con su permiso. En total, su gas suma unos 1,746 millones de MMBtu, cerca de 48 mil millones de metros cúbicos. Con la generación de ciclo combinado que reportó el CENACE para 2023, 203.6 TWh (Probst, 2024), ese gas equivale a unos 8.6 MMBtu por megawatt hora, un consumo plausible para el parque mexicano.

De gas a emisiones y agua

Cada sustancia se estimó multiplicando el gas de cada central por su factor. Como el factor es la mediana, la central típica de Estados Unidos,

las pocas centrales que emiten mucho más que las demás, como ocurre con los óxidos de nitrógeno y el amoniaco, quedan fuera de él, y la suma de las centrales mexicanas tiende a quedarse corta.

A los óxidos de nitrógeno se les aplicó el factor del grupo que corresponde al control de cada central. El control no consta en ningún registro mexicano y sólo algunas MIA lo describen. De las 44 MIA localizadas, 38 describen quemadores de bajo NOx: 12 los declaran por escrito, 2 los describen sin nombrarlos y 24 dicen sólo «combustores de baja emisión de NOx», sin describir el equipo. La de Cogeneración Monterrey describe sólo inyección de agua, la de Energía de Baja California describe un catalizador junto con quemadores de bajo NOx, y de las cuatro restantes una es ambigua y tres no dicen nada. Así, a 72 de las 74 centrales se les aplicó el factor de control básico, a Energía de Baja California el de control avanzado y a Cogeneración Monterrey el de sólo inyección. Para las 30 centrales sin MIA localizada se supuso control básico, el que describe la mayoría de las MIA.

El agua se estimó con el factor del régimen de enfriamiento de cada central, sea de torres, de paso o seca. Las centrales sin determinar el tipo de enfriamiento se calcularon dos veces, como si fueran secas y como si tuvieran torres, y el resultado se da como un rango. Las cogeneraciones sin condensador no reciben factor de agua de enfriamiento, y el agua de mar se cuenta aparte del agua dulce.

El dióxido de azufre se da como un rango, porque no se sabe qué gas quemó cada central: va del caso en que todo el gas fuera importado al del gas nacional más azufrado. El monóxido de carbono y las partículas no se estimaron, porque no hay una base pública de mediciones comparable y su emisión depende más de cómo se opera la central que del gas.

Lo estimado frente a lo declarado

En cada capítulo, lo estimado para cada central se comparó con lo que la central declaró en 2023 al RETC o al RENE. Para saber si una central estaba obligada a declarar una sustancia se usó la NOM-165-SEMARNAT-2013, que fija para cada sustancia la cantidad anual a partir de la cual un establecimiento de competencia federal debe reportarla. Con el estimado se contó cuántas centrales rebasan ese umbral y cuántas de ellas declararon la sustancia.

La NOM-165 pide declarar el «bióxido de nitrógeno» y lo identifica con el número de registro químico (CAS) del NO_2, mientras la chimenea de

una turbina emite sobre todo monóxido de nitrógeno (NO) y sólo una parte de NO_2. El estudio lee ese renglón como todo el NOx, el NO y el NO_2 juntos, expresado como NO_2, por cuatro razones:

1. Es lo único que se mide. El método que prescribe la NOM-085-SEMARNAT-2011, la norma de emisiones de los equipos de combustión, mide el NO y el NO_2 juntos y reporta la suma como NO_2, y ningún establecimiento mexicano está obligado a medir el NO_2 por separado.
2. Es la convención de la norma mexicana. La NOM-085 y el propio instructivo de la Cédula de Operación Anual (COA), el formato con que los establecimientos reportan al RETC, convierten 1 ppm de NOx en 1.88 mg/m³, que es la masa del NO_2.
3. Es como lo usa la autoridad. El proyecto de norma para turbinas de gas de 2016 llama «bióxido de nitrógeno» a lo que emiten las turbinas en sus considerandos y fija límites a los «óxidos de nitrógeno» en su objetivo.
4. Es lo que hace aplicable el umbral. Cien toneladas de NO_2 por separado, que nadie mide, no se podrían verificar, y cien toneladas de NOx expresado como NO_2 son exactamente lo que entrega cualquier analizador.

Con esa lectura, 59 de las 71 centrales que operaban en 2023 estaban obligadas a declarar su NOx. Con la lectura más estricta, contando sólo el NO_2 que sale ya como tal de la chimenea de una turbina a plena carga, alrededor de 28 % del NOx (EPRI, 2020), serían 31. Estas normas de emisión no son la norma de salud que fija cuánto dióxido de nitrógeno puede haber en el aire, que se trata en el capítulo sobre salud.

Lo que las centrales declaran al RETC y al RENE se revisó también para saber si es una medición o un cálculo. Para ello se compararon las proporciones entre las sustancias que declara cada central con las de los factores de la EPA y del IPCC. Cuando coinciden exactamente, lo más probable es que lo declarado se haya calculado con esos factores multiplicados por el gas. En las descargas al agua de metales y de cianuros, cada cantidad declarada se dividió entre el caudal que descarga la central, para ver si la concentración resultante es un límite de detección o el límite de la NOM-001-SEMARNAT-2021 y no una medición. Los resultados de estas revisiones están en los capítulos de cada sustancia.

La proyección a 2039

El Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039 fija cuántos megawatts de cada tecnología se añadirán por región y por año, pero no dice qué centrales ni proyecta sus emisiones. Para estimarlas se tomó la generación de ciclo combinado que el Plan proyecta para cada año y se convirtió a gas con 7.575 MMBtu por megawatt hora, el consumo mediano de las centrales de ciclo combinado a gas fósil de Estados Unidos. Ese valor se prefirió al que resulta de dividir el gas que este estudio estimó para las centrales mexicanas entre la generación de ciclo combinado, de 8.5 a 8.6 MMBtu por megawatt hora según la fuente de la generación, porque ese cociente mezcla el gas deducido del RENE con los consumos que declaran los permisos y con cogeneraciones que entregan vapor, y no mide la eficiencia de ninguna central. Con ese cociente, las emisiones de 2039 serían de 12 a 14 % mayores.

El estudio usa, así, dos bases. Los capítulos sobre el parque actual calculan central por central con el gas de 2023, unos 94 millones de toneladas de dióxido de carbono. El capítulo sobre el PLADESE calcula con la generación nacional de 2024 y el consumo mediano de Estados Unidos, unos 87 millones. La diferencia viene del método y del año, no de las centrales.

La parte de la energía que el Plan atribuye al hidrógeno, en las centrales que desde 2036 lo mezclarían con gas, se descontó del gas y de lo que sale por la chimenea, pero no del agua, porque el agua de enfriamiento depende de la electricidad generada y no del combustible. El agua de las centrales nuevas depende además de cómo se enfríen, algo que el Plan no define, y se calcula para tres casos: todas secas, todas con torres y la proporción actual entre secas y con torres.

El peso del ciclo combinado en el sector eléctrico

Para mostrar qué parte de las emisiones del sector eléctrico corresponde al ciclo combinado (Figura 8), su dióxido de carbono se calculó con esa misma base nacional de 2000 a 2039 y se comparó con el total que registra el inventario nacional de emisiones en la categoría de producción de electricidad y calor (INECC, 2026). Hasta 2024, el resto de las centrales es la diferencia entre ese total y el ciclo combinado. Desde 2025, las demás centrales fósiles se calcularon con la generación que el PLADESE proyecta para cada tecnología y con lo que emitió cada una por megawatt hora según las tablas del inventario de 2014 y 2015, las únicas

que las separan por tipo de central (INECC, 2016, 2017): 0.94 toneladas de dióxido de carbono el carbón, 0.65 la termoeléctrica convencional, 0.57 la turbogás y 0.61 la combustión interna. A eso se sumó, constante en su valor de 2024, la parte del inventario que no se explica con esas tecnologías, unos 22 millones de toneladas, que incluye centrales como las de autoabastecimiento. La base nacional de este estudio da al ciclo combinado 0.41 toneladas por megawatt hora, menos que las 0.47 que usa el propio gobierno (SEMARNAT e INECC, 2022), así que, si en algo se equivoca, el estudio se queda corto en la parte del ciclo combinado. La proyección de este estudio da para 2025 unos 146 millones de toneladas de dióxido de carbono, frente a los 149 del valor preliminar del inventario.

Los límites del cálculo

Los factores describen centrales de Estados Unidos, con su regulación, su clima y sus equipos. Aplicarlos a una central mexicana es una extrapolación, no una medición. La incertidumbre cambia según la sustancia. El dióxido de carbono depende casi sólo de la química del gas. Los óxidos de nitrógeno dependen del control instalado, que en las 30 centrales sin MIA localizada es un supuesto, y que en 24 de las 44 con MIA se describe sólo como «combustores de baja emisión de NOx», sin decir con qué equipo. Los compuestos orgánicos se calcularon con factores obtenidos a carga alta, y las centrales no siempre operan así. Cuando no hay un factor o los datos no alcanzan para estimar un valor único, el estudio da un rango.

El gas de cada central es también un estimado: deducido de un dióxido de carbono que la propia central calcula, o tomado de un permiso que describe la operación prevista y no la real. El RETC, el RENE y el REPDA se usan como los publica la autoridad, con sus huecos y sus errores. Que una central no aparezca en un registro no significa que no emita ni que no use agua, y que aparezca no significa que lo declarado se haya medido.

El estudio no suma en un solo número sustancias con toxicidades distintas, no compara las emisiones del gas con las de otros combustibles y, salvo el metano que se fuga en la cadena de suministro, no estima los impactos de la infraestructura asociada a las centrales, como los gasoductos y las líneas de transmisión, ni el ruido ni las partículas ultrafinas. Todo lo que no se mide queda fuera de las cifras. Una parte del cálculo es un supuesto, el gas que se tomó de los permisos de las ocho centrales sin reporte atribuible al RENE. El resto tiende a quedarse corto: los factores son la

mediana y se obtuvieron en buenas condiciones de operación, y lo que se pudo cotejar, como las pruebas en chimenea que mandó hacer la EPA en 2022 o el agua medida en una central mexicana con torres, apunta a cifras reales mayores. En conjunto, las cifras de este estudio son una estimación baja de lo que sale de estas centrales.

Datos y mapa del estudio

Los datos de cada una de las 74 centrales en operación están en el anexo de datos, al final del estudio. La memoria de cálculo, con el anexo en extenso, que reúne todas las sustancias y la fuente de cada cifra, y los factores de Estados Unidos por sustancia y por grupo (CartoCrítica, 2026), está disponible previa solicitud a los autores, para que el mismo cálculo pueda repetirse con otras centrales o en otros países.

Las centrales, con sus atributos, sus registros y su ficha, están en el mapa del estudio. El mapa muestra la ubicación de cada central y la de los reportes al RETC y al RENE y de las concesiones y descargas del REPDA que se le asignaron. La ficha reúne sus permisos, sus registros, lo que planeó su MIA y cómo enfría, con una descripción de la central para el público.

Bibliografía

Achakulwisut, P., Brauer, M., Hystad, P. y Anenberg, S. C. (2019). Global, national, and urban burdens of paediatric asthma incidence attributable to ambient NO_2 pollution: Estimates from global datasets. *The Lancet Planetary Health*, 3(4), e166–e178. https://doi.org/10.1016/S2542-5196(19)30046-4

Acuerdo que establece los gases o compuestos de efecto invernadero y sus potenciales de calentamiento. (2015). *Diario Oficial de la Federación*, 14 de agosto de 2015.

Alvarez, R. A., Zavala-Araiza, D., Lyon, D. R., Allen, D. T., Barkley, Z. R., Brandt, A. R., Davis, K. J., Herndon, S. C., Jacob, D. J., Karion, A., Kort, E. A., Lamb, B., Lauvaux, T., Maasakkers, J. D., Marchese, A. J., Omara, M., Pacala, S. W., Peischl, J., Robinson, A. L., . . . Hamburg, S. P. (2018). Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. *Science,* 361(6398), 186–188. https://doi.org/10.1126/science.aar7204

American Public Health Association. (2026, 17 de septiembre). *EPA sued over repeal of power plant carbon reduction rules* [Comunicado de prensa]. https://www.apha.org/news-and-media/news-releases/apha-news-releases/epa-sued-over-repeal-of-power-plant-rules

Arellano Rivera, A. (2012). *Evaluación de riesgos a la salud por tóxicos atmosféricos generados por la operación de una termoeléctrica de ciclo combinado* [Tesis de licenciatura, Facultad de Estudios Superiores Zaragoza]. Universidad Nacional Autónoma de México.

Arnold, G. L., Kirby, R. S., Langendoerfer, S. y Wilkins-Haug, L. (1994). Toluene embryopathy: Clinical delineation and developmental follow-up. *Pediatrics*, 93(2), 216–220. https://doi.org/10.1542/peds.93.2.216

ATSDR, Agency for Toxic Substances and Disease Registry. (2014). *Medical management guidelines for nitrogen oxides.* Toxic Substances Portal, Centers for Disease Control and Prevention. Última revisión del 21 de octubre de 2014 [página archivada].

ATSDR, Agency for Toxic Substances and Disease Registry. (2017). *Toxicological profile for toluene.* U.S. Department of Health and Human Services.

Blackman, A., Chandru, S., Mendoza-Domínguez, A. y Russell, A. G. (2012). Health impacts of power-exporting plants in northern Mexico. *Energy Policy*, 44, 34–45. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.12.055

Bolden, A. L., Kwiatkowski, C. F. y Colborn, T. (2015). New look at BTEX: Are ambient levels a problem? *Environmental Science & Technology*, 49(9), 5261–5276. https://doi.org/10.1021/es505316f

Bonilla, D., Livas-García, A. y Caballero-Castrillo, A. (2022). El efecto rebote del consumo de gas natural: el caso de generación eléctrica en la reforma energética. *Investigación Económica*, 81(321), 174–198. https://doi.org/10.22201/fe.01851667p.2022.321.81564

Bowen, S. E. y Hannigan, J. H. (2006). Developmental toxicity of prenatal exposure to toluene. *The AAPS Journal, 8*(2), E419–E424. https://doi.org/10.1208/aapsj080249

Brewer, E., Li, Y., Finken, B., Quartucy, G., Muzio, L., Baez, A., Garibay, M. y Jung, H. S. (2016). PM2.5 and ultrafine particulate matter emissions from natural gas-fired turbine for power generation. *Atmospheric Environment, 131*, 141–149. https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2015.11.048

Brown, J. S. (2015). Nitrogen dioxide exposure and airway responsiveness in individuals with asthma. *Inhalation Toxicology*, 27(1), 1–14. https://doi.org/10.3109/08958378.2014.979960

Buonocore, J. J., Salimifard, P., Michanowicz, D. R. y Allen, J. G. (2021). A decade of the U.S. energy mix transitioning away from coal: Historical reconstruction of the reductions in the public health burden of energy. *Environmental Research Letters, 16*(5), 054030. https://doi.org/10.1088/1748-9326/abe74c

CartoCrítica. (2026). *Hojas de cálculo del estudio: centrales de ciclo combinado de México y sus registros, factores de ciclo combinado de Estados Unidos, estimación por central, agua, PLADESE y fichas de las manifestaciones de impacto ambiental* [Conjunto de datos].

CCA, Comisión para la Cooperación Ambiental. (s. f.). *En balance en línea (Taking Stock Online): registros de emisiones y transferencias de contaminantes de América del Norte, 2006-2023* [Base de datos]. Consultado el 12 de octubre de 2026. https://takingstock.cec.org

CCA, Comisión para la Cooperación Ambiental. (2023, 24 de agosto). *Sharing perspectives on industrial pollutant data: The North American PRTR Initiative* [Documento de antecedentes, Public Engagement Event].

CENAGAS, Centro Nacional de Control del Gas Natural. (2023a). *Informe mensual sobre las especificaciones del gas natural, Sistema Nacional de Gasoductos, marzo de 2023*.

CENAGAS, Centro Nacional de Control del Gas Natural. (2023b). *Informe mensual sobre las especificaciones del gas natural, Sistema Nacional de Gasoductos, junio de 2023*.

CENAGAS, Centro Nacional de Control del Gas Natural. (2023c). *Informe mensual sobre las especificaciones del gas natural, Sistema Nacional de Gasoductos, septiembre de 2023*.

CENAGAS, Centro Nacional de Control del Gas Natural. (2023d). *Informe mensual sobre las especificaciones del gas natural, Sistema Nacional de Gasoductos, diciembre de 2023*.

CFE, Comisión Federal de Electricidad. (2003). *Manifestación de impacto ambiental, proyecto Central Ciclo Combinado Valladolid III* (Clave 31YU2003E0002). Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

CFE, Comisión Federal de Electricidad. (2014). *Manifestación de impacto ambiental, proyecto 43 CC Noreste Escobedo* (Clave 19NL2014E0009). Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

CFE, Comisión Federal de Electricidad. (2015). *Manifestación de impacto ambiental, proyecto 45 CC Topolobampo III* (Clave 25SI2015E0003). Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

CFE, Comisión Federal de Electricidad. (2021). *Manifestación de impacto ambiental, proyecto Central de Ciclo Combinado González Ortega* (Clave 02BC2021E0039). Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

CFE, Comisión Federal de Electricidad. (2025, 5 de febrero). *Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico Nacional 2025-2030* [Presentación en la conferencia de prensa matutina]. https://www.proyectosmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2025/02/Plan-Fortalecimiento-y-Expansion-Sistema-Electrico-Nacional.pdf

CFE, Comisión Federal de Electricidad. (2026). *Plan de Sostenibilidad 2026-2030 de la Comisión Federal de Electricidad*. https://www.cfe.gob.mx/Documents/Plan_SostenibilidadCFE-18-VP.pdf

CNE, Comisión Nacional de Energía. (2026). *Permisos vigentes y permisos no vigentes de generación, importación y exportación de energía eléctrica* [Base de datos, actualización del 30 de junio de 2026] y títulos de permiso del buscador público de permisos.

CONAGUA, Comisión Nacional del Agua. (2025). *Registro Público de Derechos de Agua (REPDA): concesiones y anexos de aprovechamientos superficiales, subterráneos y de descargas de aguas residuales* [Base de datos, corte del 24 de julio de 2025]. Consultado por última vez el 3 de julio de 2026.

CRE, Comisión Reguladora de Energía. (2010). Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural. *Diario Oficial de la Federación,* 19 de marzo de 2010.

Domínguez, A. (2019, 26 de agosto). Plantas de ciclo combinado y geotérmica principales contaminantes para Mexicali: SPA. *OEM-La Voz de la Frontera*. https://oem.com.mx/lavozdelafrontera/local/plantas-de-ciclo-combinado-y-geotermica-principales-contaminantes-para-mexicali-spa-17371666

EIA, U.S. Energy Information Administration. (s. f.). *Form EIA-860, Annual Electric Generator Report, 2015-2024* [Base de datos].

EIA, U.S. Energy Information Administration. (s. f.). *Form EIA-923, Power Plant Operations Report*, 2015-2024 [Base de datos], incluido el anexo de sistemas de enfriamiento (Schedule 8).

EIA, U.S. Energy Information Administration. (2025, 20 de octubre). U.S. natural gas exports to Mexico reach new records. *Today in Energy.*

Electronic Code of Federal Regulations. (2026). 40 CFR Part 60, *Subpart KKKK, Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines*. Versión vigente al 8 de septiembre de 2026.

Energía de Baja California. (2001). *Manifestación de impacto ambiental, modalidad particular, Central Termoeléctrica Energía de Baja California* (Clave 02BC2001E0002). Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Energy Institute. (2025). *Energy Institute statistical review of world energy*. https://www.energyinst.org/statistical-review

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (s. f.-a). *40 CFR Part 98, Subpart C, Table C-1, Default CO_2 emission factors and high heat values for various types of fuel.*

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (s. f.-b). *Clean Air Markets Program Data (CAMPD), emisiones por unidad, 2015-2024* [Base de datos].

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (s. f.-c). *Toxics Release Inventory (TRI), 2015-2024* [Base de datos].

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (1991). *Acetaldehyde (CASRN 75-07-0).* Integrated Risk Information System (IRIS), chemical assessment summary.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2000a). *AP-42, Compilation of air pollutant emission factors, Section 3.1, Stationary gas turbines.*

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2000b). *Emission factor documentation for AP-42 Section 3.1, Stationary gas turbines.*

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2003a). *Benzene (CASRN 71-43-2).* Integrated Risk Information System (IRIS), chemical assessment summary.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2003b). *Acrolein (CASRN 107-02-8).* Integrated Risk Information System (IRIS), chemical assessment summary.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2004a, 5 de marzo). National emission standards for hazardous air pollutants for stationary combustion turbines, final rule. *Federal Register, 69*(44), 10512–10548.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2004b, 18 de agosto). Stationary combustion turbines, final rule, stay. *Federal Register*, 69(159), 51184–51188.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2014, 15 de agosto). National Pollutant Discharge Elimination System, final regulations to establish requirements for cooling water intake structures at existing facilities and amend requirements at Phase I facilities. *Federal Register*, 79(158), 48300–48439.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2019, 12 de abril). Stationary combustion turbines residual risk and technology review, proposed rule. *Federal Register*, *84*(71), 15046–15077.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2020a, 9 de marzo). Stationary combustion turbines residual risk and technology review, final rule. *Federal Register, 85*(46), 13524–13546.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2020b). Method 7E, *Determination of nitrogen oxides emissions from stationary sources (instrumental analyzer procedure)*. Versión del 7 de octubre de 2020.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2022, 9 de marzo). Stationary combustion turbines, amendments, final rule. *Federal Register, 87*(46), 13183–13192.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2023). *Method 19, Determination of sulfur dioxide removal efficiency and particulate matter, sulfur dioxide, and nitrogen oxide emission rates.* 40 CFR Part 60.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2024a, 16 de abril). Petition to remove the stationary combustion turbines source category from the list of categories of major sources of hazardous air pollutants, notification of denial. *Federal Register, 89*(74), 26835–26846.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2024b). IRIS t*oxicological review of formaldehyde (inhalation)* (EPA/635/R-24/162aF). Integrated Risk Information System.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2026a, 15 de enero). New source performance standards review for stationary combustion turbines and stationary gas turbines (40 CFR 60, subparte KKKKa). *Federal Register, 91,* 1910. Corrección en 91 FR 43561, 16 de julio de 2026.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2026b, 17 de septiembre). Partial repeal of the carbon pollution standards for fossil fuel-fired electric generating units. *Federal Register, 91,* 58954.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2026c, 17 de septiembre). Rescission of the greenhouse gas findings for fossil fuel-fired power plants and repeal of regulations for power plant greenhouse gas emissions under Clean Air Act Section 111. *Federal Register, 91*, 59002.

EPA, U.S. Environmental Protection Agency. (2026d). *40 CFR Part 372, Toxic chemical release reporting: Community right-to-know.* Electronic Code of Federal Regulations.

EPRI, Electric Power Research Institute. (2020). *Phase II assessment of NO2/NOX ratios at fossil fuel power plants* (Technical Update 3002017533).

Ferat Toscano, C., Martin-del-Campo, C., Moeller-Chavez, G., Leon de los Santos, G., François, J.-L. y Revollo Fernandez, D. (2019). Life cycle assessment of a combined-cycle gas turbine with a focus on the chemicals used in water conditioning. *Sustainability,* 11(10), 2912. https://doi.org/10.3390/su11102912

Filippini, T., Hatch, E. E., Rothman, K. J., Heck, J. E., Park, A. S., Crippa, A., Orsini, N. y Vinceti, M. (2019). Association between outdoor air pollution and childhood leukemia: A systematic review and dose-response meta-analysis. *Environmental Health Perspectives,* 127(4), 046002. https://doi.org/10.1289/EHP4381

Fitzhenry, R., Weiss, D., Cimini, D., Balter, S., Boyd, C., Alleyne, L., Stewart, R., McIntosh, N., Econome, A., Lin, Y., Rubinstein, I., Passaretti, T., Kidney, A., Lapierre, P., Kass, D. y Varma, J. K. (2017). Legionnaires' disease outbreaks and cooling towers, New York City, New York, USA. *Emerging Infectious Diseases, 23*(11), 1769–1776. https://doi.org/10.3201/eid2311.161584

Flores Lot, C. (2025). *De cuando el gas natural fósil genera energía y también enfermedad*. Conexiones Climáticas y CartoCrítica.

Fouladi Fard, R., Naddafi, K., Yunesian, M., Nabizadeh Nodehi, R., Dehghani, M. H. y Hassanvand, M. S. (2016). The assessment of health impacts and external costs of natural gas-fired power plant of Qom. *Environmental Science and Pollution Research, 23*(20), 20922–20936. https://doi.org/10.1007/s11356-016-7258-0

Gégo, E., Gilliland, A., Godowitch, J., Rao, S. T., Porter, P. S. y Hogrefe, C. (2008). Modeling analyses of the effects of changes in nitrogen oxides emissions from the electric power sector on ozone levels in the eastern United States. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 58(4), 580–588. https://doi.org/10.3155/1047-3289.58.4.580

Geocomunes. (2025, febrero). *¿Qué impulsa la expansión de plantas de licuefacción de gas metano (GNL) en México?* https://geocomunes.org/Visualizadores/GNL-Mexico/

Gerdes, K. y Nichols, C. (2009). *Water requirements for existing and emerging thermoelectric plant technologies* (DOE/NETL-402/080108; agosto de 2008, revisado en abril de 2009). National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy.

González Rivero, R. A., Rivera Cárdenas, C. I., Barrera Huertas, H. A. y Trueba Vázquez, M. (2025). Assessment of NO_2 and SO_2 emissions in the Tula industrial complex, Hidalgo, using the mobile mini-DOAS technique combined with the AERMOD dispersion model. *Environmental Monitoring and Assessment, 197,* 864. https://doi.org/10.1007/s10661-025-14265-2

González-López, R. y Ortiz-Guerrero, N. (2022). Integrated analysis of the Mexican electricity sector: Changes during the Covid-19 pandemic. *The Electricity Journal, 35*(6), 107142. https://doi.org/10.1016/j.tej.2022.107142

IARC, International Agency for Research on Cancer. (2012). Formaldehyde. En *Chemical agents and related occupations* (IARC Monographs on the Evaluation of Carcinogenic Risks to Humans, Vol. 100F, pp. 401–435).

IARC, International Agency for Research on Cancer. (2018). Benzene (IARC Monographs on the Evaluation of Carcinogenic Risks to Humans, Vol. 120).

IARC, International Agency for Research on Cancer. (2021). *Acrolein, crotonaldehyde, and arecoline* (IARC Monographs on the Identification of Carcinogenic Hazards to Humans, Vol. 128).

INECC, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2016). *Tabla del Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2014, sector energía*.

INECC, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2017). *Tabla del Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015*.

INECC, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2026). I*nventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2024 y 2025 preliminar* (Actualización de octubre de 2026). https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. (2006). *2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories: Vol. 2. Energía. Capítulo 2, Combustión estacionaria.* https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. (2013). *Climate change 2013: The physical science basis. Contribución del Grupo de Trabajo I al Quinto Informe de Evaluación.* Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324

Kasdagli, M.-I., Orellano, P., Pérez Velasco, R. y Samoli, E. (2024). Long-term exposure to nitrogen dioxide and ozone and mortality: Update of the WHO Air Quality Guidelines systematic review and meta-analysis. *International Journal of Public Health*, 69, 1607676. https://doi.org/10.3389/ijph.2024.1607676

Khreis, H., Kelly, C., Tate, J., Parslow, R., Lucas, K. y Nieuwenhuijsen, M. (2017). Exposure to traffic-related air pollution and risk of development of childhood asthma: A systematic review and meta-analysis. *Environment International, 100,* 1–31. https://doi.org/10.1016/j.envint.2016.11.012

Kim, C. S., Alexis, N. E., Rappold, A. G., Kehrl, H., Hazucha, M. J., Lay, J. C., Schmitt, M. T., Case, M., Devlin, R. B., Peden, D. B. y Diaz-Sanchez, D. (2011). Lung function and inflammatory responses in healthy young adults exposed to 0.06 ppm ozone for 6.6 hours. *American Journal of Respiratory and Critical Care Medicine, 183*(9), 1215–1221. https://doi.org/10.1164/rccm.201011-1813OC

Ko, L. S., Pan, K. L. y Chang, M. B. (2024). Review on catalytic oxidation of NO by gas-phase oxidants. *Aerosol and Air Quality Research, 24*(12), 240153. https://doi.org/10.4209/aaqr.240153

Lam, J., Koustas, E., Sutton, P., Padula, A. M., Cabana, M. D., Vesterinen, H., Griffiths, C., Dickie, M., Daniels, N., Whitaker, E. y Woodruff, T. J. (2021). Exposure to formaldehyde and asthma outcomes: A systematic review, meta-analysis, and economic assessment. *PLoS ONE, 16*(3), e0248258. https://doi.org/10.1371/journal.pone.0248258

Ley de Aguas Nacionales. (2025). Texto vigente, última reforma publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 11 de diciembre de 2025.

Ley de Planeación y Transición Energética. (2025). *Diario Oficial de la Federación,* 18 de marzo de 2025.

Ley del Sector Eléctrico. (2025). *Diario Oficial de la Federación,* 18 de marzo de 2025.

Ley Federal de Derechos. (2025). Texto vigente, última reforma publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 7 de noviembre de 2025.

Lim, E. Y. y Kim, G.-D. (2024). Particulate matter-induced emerging health effects associated with oxidative stress and inflammation. *Antioxidants, 13*(10), 1256. https://doi.org/10.3390/antiox13101256

Llano Vázquez Prada, M. y Flores Lot, C. (2023). *Impactos al desarrollo fetal por proximidad a pozos de gas «natural» (fósil): anomalías congénitas y genéticas en recién nacidos en la provincia petrolera de Burgos 2017–2021.* Centro Mexicano de Derecho Ambiental y CartoCrítica.

Lu, X., Jacob, D. J., Wang, H., Maasakkers, J. D., Zhang, Y., Scarpelli, T. R., Shen, L., Qu, Z., Sulprizio, M. P., Nesser, H., Bloom, A. A., Ma, S., Worden, J. R., Fan, S., Parker, R. J., Boesch, H., Gautam, R., Gordon, D., Moran, M. D., . . . Andrews, A. E. (2022). Methane emissions in the United States, Canada, and Mexico: Evaluation of national methane emission inventories and 2010–2017 sectoral trends by inverse analysis of in situ (GLOBALVIEWplus CH_4 ObsPack) and satellite (GOSAT) atmospheric observations. *Atmospheric Chemistry and Physics, 22*(1), 395–418. https://doi.org/10.5194/acp-22-395-2022

Lupo, P. J., Symanski, E., Waller, D. K., Chan, W., Langlois, P. H., Canfield, M. A. y Mitchell, L. E. (2011). Maternal exposure to ambient levels of benzene and neural tube defects among offspring: Texas, 1999–2004. *Environmental Health Perspectives*, 119(3), 397–402. https://doi.org/10.1289/ehp.1002212

Macknick, J., Newmark, R., Heath, G. y Hallett, K. C. (2012). Operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies: A review of existing literature. *Environmental Research Letters, 7*(4), 045802. https://doi.org/10.1088/1748-9326/7/4/045802

Madden, N., Lewis, A. y Davis, M. (2013). Thermal effluent from the power sector: An analysis of once-through cooling system impacts on surface water temperature. *Environmental Research Letters, 8*(3), 035006. https://doi.org/10.1088/1748-9326/8/3/035006

Martínez-Arroyo, A., Abundes, S., González, M. E. y Rosas, I. (2000). On the influence of hot-water discharges on phytoplankton communities from a coastal zone of the Gulf of Mexico. *Water, Air, and Soil Pollution, 119,* 209–230. https://doi.org/10.1023/A:1005161309609

Maulbetsch, J. S. y DiFilippo, M. N. (2018). *Evaluating cost, performance and water conserving capability of hybrid cooling* (CEC-500-2018-015). California Energy Commission.

McKenzie, L. M., Guo, R., Witter, R. Z., Savitz, D. A., Newman, L. S. y Adgate, J. L. (2014). Birth outcomes and maternal residential proximity to natural gas development in rural Colorado. *Environmental Health Perspectives, 122*(4), 412–417. https://doi.org/10.1289/ehp.1306722

New York State Attorney General. (2026, 1 de octubre). *Attorney General James challenges EPA rollback of power plant pollution limits* [Comunicado de prensa]. https://ag.ny.gov/press-release/2026/attorney-general-james-challenges-epa-rollback-power-plant-pollution-limits

Nielsen, G. D., Larsen, S. T. y Wolkoff, P. (2017). Re-evaluation of the WHO (2010) formaldehyde indoor air quality guideline for cancer risk assessment. *Archives of Toxicology,* 91(1), 35–61. https://doi.org/10.1007/s00204-016-1733-8

NTP, National Toxicology Program. (2021). Acetaldehyde. En *Report on carcinogens* (15.ª ed.). U.S. Department of Health and Human Services.

NYC DOHMH, New York City Department of Health and Mental Hygiene. (2026, 8 de mayo). *New Legionella testing regulations for cooling towers go into effect citywide as summer nears* [Comunicado].

OEHHA, Office of Environmental Health Hazard Assessment. (2026). Chemicals known to the State to cause cancer or reproductive toxicity (Lista de la Proposición 65, 31 de julio de 2026). California Environmental Protection Agency.

OMS, Organización Mundial de la Salud. (2010). Formaldehyde. En *WHO guidelines for indoor air quality: Selected pollutants* (pp. 103–156). Oficina Regional para Europa.

OMS, Organización Mundial de la Salud. (2021). *WHO global air quality guidelines: Particulate matter ($PM_{2.5}$ and PM_{10}), ozone, nitrogen dioxide, sulfur dioxide and carbon monoxide*.

OMS, Organización Mundial de la Salud. (2023, 12 de octubre). *Cambio climático y salud* [Nota descriptiva].

OMS, Organización Mundial de la Salud. (2026, 10 de junio). Lead poisoning [Nota descriptiva].

Orellano, P., Kasdagli, M.-I., Pérez Velasco, R. y Samoli, E. (2024). Long-term exposure to particulate matter and mortality: An update of the WHO Global Air Quality Guidelines systematic review and meta-analysis. *International Journal of Public Health,* 69, 1607683. https://doi.org/10.3389/ijph.2024.1607683

Orellano, P., Reynoso, J. y Quaranta, N. (2021). Short-term exposure to sulphur dioxide (SO_2) and all-cause and respiratory mortality: A systematic review and meta-analysis. *Environment International, 150,* 106434. https://doi.org/10.1016/j.envint.2021.106434

Parithathvi, A., Choudhari, N. y Dsouza, H. S. (2024). Prenatal and early life lead exposure induced neurotoxicity. *Human & Experimental Toxicology, 43.* https://doi.org/10.1177/09603271241285523

Penn, S. L., Arunachalam, S., Woody, M., Heiger-Bernays, W., Tripodis, Y. y Levy, J. I. (2017). Estimating state-specific contributions to PM2.5- and O3-related health burden from residential combustion and electricity generating unit emissions in the United States. *Environmental Health Perspectives, 125*(3), 324–332. https://doi.org/10.1289/EHP550

Pérez, L. y Ferrari, L. (2025). *El gas natural en México: implicaciones para la política energética y la sostenibilidad* (Cuaderno Temático 12). Pronace Energía y Cambio Climático, Conahcyt.

PNUMA y CCAC, Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y Climate and Clean Air Coalition. (2021). *Global methane assessment: Benefits and costs of mitigating methane emissions.*

Presidencia de la República. (2026, 7 de octubre). Versión estenográfica. Conferencia de prensa de la presidenta Claudia Sheinbaum Pardo del 07 de octubre de 2026. https://www.gob.mx/presidencia/es/articulos/version-estenografica-conferencia-de-prensa-de-la-presidenta-claudia-sheinbaum-pardo-del-07-de-octubre-de-2026

Probst, O. (2024). Clean energy and carbon emissions in Mexico's electric power sector: Past performance and current trend. *Energies*, 17(23), 5859. https://doi.org/10.3390/en17235859

Ramírez-Camperos, A., Rodríguez Padilla, V. y Guido-Aldana, P. (2013). The Mexican electricity sector: Policy analysis and reform (1992–2009). *Energy Policy, 62*, 1092–1103. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.063

Raptis, C. E., van Vliet, M. T. H. y Pfister, S. (2016). Global thermal pollution of rivers from thermoelectric power plants. Environmental Research Letters, 11(10), 104011. https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/10/104011

Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en materia del Registro Nacional de Emisiones. (2014). *Diario Oficial de la Federación,* 28 de octubre de 2014.

Rendón-Villalobos, J. R., Vicente-Vidal, F. y Vicente-Vidal, V. M. (1999). Aplicación de un modelo hidrodinámico en una zona costera. *Ciencias Marinas, 25*(3), 293–323.

Rivera-Cárdenas, C. I. y Arellano, T. (2024). The Tula industrial area field experiment: Quantitative measurements of formaldehyde, sulfur dioxide, and nitrogen dioxide emissions using mobile differential optical absorption spectroscopy instruments. *Pollutants, 4*(4), 463–473. https://doi.org/10.3390/pollutants4040031

Rose, J. J., Wang, L., Xu, Q., McTiernan, C. F., Shiva, S., Tejero, J. y Gladwin, M. T. (2017). Carbon monoxide poisoning: Pathogenesis, management, and future directions of therapy. *American Journal of Respiratory and Critical Care Medicine, 195*(5), 596–606. https://doi.org/10.1164/rccm.201606-1275CI

Russo, R. C., Togbe, D., Couillin, I., Segueni, N., Han, L., Quesniaux, V. F., Stoeger, T. y Ryffel, B. (2025). Ozone-induced lung injury and inflammation: Pathways and therapeutic targets for pulmonary diseases caused by air pollutants. *Environment International, 198*, 109391. https://doi.org/10.1016/j.envint.2025.109391

Santillán Vera, M., García Manrique, L., Rodríguez Peña, I. y De La Vega Navarro, A. (2023). Drivers of electricity GHG emissions and the role of natural gas in mexican energy transition. *Energy Policy, 173,* 113316. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113316

Sargent & Lundy. (2022). *Combustion turbine NOx control technology memo* (Final, revisión 1, proyecto 13527-002). Eastern Research Group, para la EPA. https://www.epa.gov/system/files/documents/2022-03/combustion-turbine-nox-technology-memo.pdf

SCJN, Suprema Corte de Justicia de la Nación. (2018). *Amparo en revisión 307/2016.* Primera Sala. Ministra ponente Norma Lucía Piña Hernández, 14 de noviembre de 2018.

Secretaría de Desarrollo Social. (1994). Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994, Contaminación atmosférica, Fuentes fijas. Para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones. *Diario Oficial de la Federación*, 2 de diciembre de 1994 (modificada el 11 de noviembre de 1997).

Secretaría de Economía. (2017). Programa Nacional de Normalización 2017. *Diario Oficial de la Federación*, 3 de febrero de 2017.

Secretaría de Economía. (2018). Programa Nacional de Normalización 2018. *Diario Oficial de la Federación*, 12 de marzo de 2018.

Secretaría de Economía. (2019). Programa Nacional de Normalización 2019. *Diario Oficial de la Federación*, 26 de abril de 2019.

Secretaría de Economía. (2020). Programa Nacional de Normalización 2020. *Diario Oficial de la Federación*, 17 de febrero de 2020.

Secretaría de Economía. (2021). Programa Nacional de Infraestructura de la Calidad 2021. *Diario Oficial de la Federación*, 25 de febrero de 2021.

Secretaría de Economía. (2022). Programa Nacional de Infraestructura de la Calidad 2022. *Diario Oficial de la Federación*, 24 de febrero de 2022.

Secretaría de Economía. (2023). Programa Nacional de Infraestructura de la Calidad 2023. *Diario Oficial de la Federación*, 28 de febrero de 2023.

Secretaría de Economía. (2024). Programa Nacional de Infraestructura de la Calidad 2024. *Diario Oficial de la Federación*, 30 de enero de 2024.

Secretaría de Economía. (2025). Programa Nacional de Infraestructura de la Calidad 2025. *Diario Oficial de la Federación*, 17 de febrero de 2025.

Secretaría de Economía. (2026). Programa Nacional de Infraestructura de la Calidad 2026. *Diario Oficial de la Federación*, 24 de febrero de 2026.

Secretaría de Salud. (2013). Norma Oficial Mexicana NOM-017-SSA2-2012, Para la vigilancia epidemiológica. *Diario Oficial de la Federación*, 19 de febrero de 2013.

Secretaría de Salud. (2019). Norma Oficial Mexicana NOM-022-SSA1-2019, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente, con respecto al dióxido de azufre (SO_2). *Diario Oficial de la Federación*, 20 de agosto de 2019.

Secretaría de Salud. (2021a). Norma Oficial Mexicana NOM-023-SSA1-2021, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente, con respecto al dióxido de nitrógeno (NO_2). *Diario Oficial de la Federación*, 27 de octubre de 2021.

Secretaría de Salud. (2021b). Norma Oficial Mexicana NOM-025-SSA1-2021, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente, con respecto a las partículas suspendidas PM_{10} y $PM_{2.5}$. *Diario Oficial de la Federación*, 27 de octubre de 2021.

Secretaría de Salud. (2021c). Norma Oficial Mexicana NOM-020-SSA1-2021, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente, con respecto al ozono (O_3). *Diario Oficial de la Federación*, 28 de octubre de 2021.

Secretaría de Salud. (2021d). Norma Oficial Mexicana NOM-021-SSA1-2021, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente, con respecto al monóxido de carbono (CO). *Diario Oficial de la Federación*, 29 de octubre de 2021.

Secretaría de Salud. (2021e). Norma Oficial Mexicana NOM-026-SSA1-2021, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente, con respecto al plomo (Pb). *Diario Oficial de la Federación*, 29 de octubre de 2021.

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (s. f.-a). *Manifestaciones de impacto ambiental y resolutivos, consultados en el Sistema de Información Geográfica para la Evaluación del Impacto Ambiental* (SIGEIA). https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/sistema-de-informacion-geografica-para-la-evaluacion-del-impacto-ambiental-sigeia

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (s. f.-b). *Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC), bases anuales 2004-2024* [Base de datos]. Consultado el 14 de octubre de 2026. http://sinat.semarnat.gob.mx/retc/retc/index.php

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2009). Proyecto de Modificación de la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994. *Diario Oficial de la Federación*, 3 de septiembre de 2009.

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2012a). Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación atmosférica, Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición. *Diario Oficial de la Federación*, 2 de febrero de 2012.

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2012b). Respuestas a los comentarios recibidos al Proyecto de Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994. *Diario Oficial de la Federación*, 6 de enero de 2012.

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2014). Norma Oficial Mexicana NOM-165-SEMARNAT-2013, Que establece la lista de sustancias sujetas a reporte para el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes. *Diario Oficial de la Federación*, 24 de enero de 2014.

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2015). Acuerdo por el que se da a conocer el instructivo y formato de la Cédula de Operación Anual. *Diario Oficial de la Federación*, 14 de agosto de 2015.

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2022). Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMARNAT-2021, Que establece los límites permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en cuerpos receptores propiedad de la nación. *Diario Oficial de la Federación*, 11 de marzo de 2022.

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2026). *Registro Nacional de Emisiones (RENE): emisiones de gases de efecto invernadero por establecimiento y por gas, 2015-2025 (Sección VI de la Cédula de Operación Anual)* [Respuesta de la Unidad de Transparencia a la solicitud de información con folio 340026700012026, 6 de febrero de 2026].

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, e INECC, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2022). *Tercer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*.

SEMARNAT, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y ASEA, Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. (2016). Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-168-SEMARNAT-ASEA-2016, Niveles máximos permisibles de emisión provenientes de turbinas de gas, a ciclo abierto o ciclo combinado, aeroderivadas y su medición. D*iario Oficial de la Federación*, 5 de octubre de 2016.

SENER, Secretaría de Energía. (2012). *Prospectiva del sector eléctrico 2012-2026.*

SENER, Secretaría de Energía. (2025). *Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039 (PLADESE), capítulos 1 a 4 y Anexo Estadístico.*

SENER, Secretaría de Energía. (2026). *Sistema de Información Energética (SIE): capacidad instalada y generación bruta de CFE y PIE por tecnología, y Balance Nacional de Energía, consumo de energía para generación eléctrica* [Base de datos]. Consultado el 25 de octubre de 2026. https://sie.energia.gob.mx/

Soliman, M., Eljack, F., Kazi, M.-K., Almomani, F., Ahmed, E. y El Jack, Z. (2022). Treatment technologies for cooling water blowdown: A critical review. *Sustainability, 14*(1), 376. https://doi.org/10.3390/su14010376

SRE, Secretaría de Relaciones Exteriores. (2021). Decreto Promulgatorio del Acuerdo Regional sobre el Acceso a la Información, la Participación Pública y el Acceso a la Justicia en Asuntos Ambientales en América Latina y el Caribe, hecho en Escazú, Costa Rica, el cuatro de marzo de dos mil dieciocho. *Diario Oficial de la Federación*, 22 de abril de 2021.

SWRCB, State Water Resources Control Board de California. (2021). *Water quality control policy on the use of coastal and estuarine waters for power plant cooling (Once-Through Cooling Policy)*. Versión enmendada el 19 de octubre de 2021.

Tanner, J. P., Salemi, J. L., Stuart, A. L., Yu, H., Jordan, M. M., DuClos, C., Cavicchia, P., Correia, J. A., Watkins, S. M. y Kirby, R. S. (2015). Associations between exposure to ambient benzene and PM2.5 during pregnancy and the risk of selected birth defects in offspring. *Environmental Research*, 142, 345–353. https://doi.org/10.1016/j.envres.2015.07.006

Vijay, S., Molina, L. T. y Molina, M. J. (2004). Cálculo de emisiones de contaminación atmosférica por uso de combustibles fósiles en el sector eléctrico mexicano. Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte. https://www.cec.org/files/documents/publications/2166-estimating-air-pollution-emissions-from-fossil-fuel-use-in-electricity-sector-in-es.pdf

Walser, S. M., Gerstner, D. G., Brenner, B., Höller, C., Liebl, B. y Herr, C. E. W. (2014). Assessing the environmental health relevance of cooling towers: A systematic review of legionellosis outbreaks. *International Journal of Hygiene and Environmental Health*, 217(2-3), 145–154. https://doi.org/10.1016/j.ijheh.2013.08.002

Anexo de datos

Lo que este estudio estima para cada central en 2023, el año de referencia (Tabla 16). Las cifras son gas quemado × factor, con el gas que se deduce del dióxido de carbono que declara al RENE o, si no reporta, del que estima su permiso. El método está en el capítulo de Metodología. La memoria de cálculo y el anexo en extenso, con todas las sustancias y la fuente de cada cifra, están disponibles previa solicitud a los autores.

Tabla 16. Emisiones y agua estimadas de las 74 centrales de ciclo combinado en operación, 2023.

Central	Estado	MW	Desde	Enfriamiento	Agua (hm^3)	CO_2 (miles de t)	Control de NOx	NOx (t)	NOx declarado al RETC	Formaldehído (t)	Formaldehído declarado al RETC	BTEX (t)
Abent 3T	Tabasco	262	2018	seco	0.15	641	básico	164	no	3.6	no	1.3
Agua Prieta II (CFE)	Sonora	409	2016	seco	0.28	1,180	básico	302	no	6.6	no	2.4
Altamira III y IV	Tamaulipas	1,214	2003	torres	6.09	2,571	básico	657	no	14.4	no	5.2
Altamira V	Tamaulipas	1,223	2006	sin determinar	0.73–7.14	3,017	básico	771	no	16.9	no	6.0
Baja California III (La Jovita)	Baja California	303	2017	de paso	179 (paso)	750	básico	192	no	4.2	no	1.5
Central Anáhuac	Tamaulipas	569	2002	seco	0.31	1,275	básico	326	sí	7.1	sí	2.5
Central Saltillo	Coahuila	248	2001	seco	0.15	621	básico	159	sí	3.5	sí	1.2
Centro (Huexca, CFE)	Morelos	656	2016	torres	3.66	1,545	básico	395	no	8.7	no	3.1
Chihuahua (CFE)	Chihuahua	619	2001	seco	0.39	1,622	básico	414	no	9.1	no	3.2
Cogeneración Braskem Idesa	Veracruz	176	2016	sin determinar	0.11–1.04	438	básico	112	no	2.5	no	0.9
Cogeneración Cosoleacaque	Veracruz	118	2014	sin condensación	—	495	básico	126	no	2.8	no	1.0
Cogeneración de Altamira	Tamaulipas	750	2019	torres	3.22	1,361	básico	348	no	7.6	sí	2.7
Cogeneración Ingredion San Juan del Río	Querétaro	29	1996	sin determinar	0.02–0.21	89	básico	23	no	0.5	no	0.2
Cogeneración Mexichem Altamira	Tamaulipas	16	2000	sin condensación	—	124	básico	32	no	0.7	no	0.2
Cogeneración Monterrey	Nuevo León	64	2003	sin determinar	0.04–0.38	161	sólo inyección	129	no	0.9	sí	0.3

Central	Estado	MW	Desde	Enfriamiento	Agua (hm^3)	CO_2 (miles de t)	Control de NOx	NOx (t)	NOx declarado al RETC	Formaldehído (t)	Formaldehído declarado al RETC	BTEX (t)
Cogeneración Nuevo Pemex	Tabasco	412	2013	sin condensación	—	1,624	básico	415	no	9.1	no	3.3
Cogeneración Papelera Industrial Potosina	San Luis Potosí	4	1999	sin determinar	0.00–0.05	20	básico	5	no	0.1	no	0.0
Cogeneración Salamanca (CFE)	Guanajuato	393	2015	sin condensación	—	2,081	básico	532	no	11.7	no	4.2
Dos Bocas (CFE)	Veracruz	452	1975	de paso	179 (paso)	752	básico	192	no	4.2	no	1.5
Dulces Nombres	Nuevo León	1,546	2002	sin determinar	0.51–5.04	2,131	básico	544	no	11.9	sí	4.3
El Sauz (CFE)	Querétaro	591	1981	seco	0.37	1,547	básico	395	no	8.7	sí	3.1
Electricidad Águila de Altamira	Tamaulipas	565	2002	sin determinar	0.35–3.42	1,444	básico	369	sí	8.1	sí	2.9
Electricidad Águila de Tuxpan	Veracruz	536	2001	de paso	328 (paso)	1,374	básico	351	no	7.7	no	2.8
Electricidad Sol de Tuxpan	Veracruz	548	2006	de paso	347 (paso)	1,455	básico	372	no	8.2	no	2.9
Emilio Portes Gil (Río Bravo, CFE)	Tamaulipas	511	1982	sin determinar	0.05–0.45	188	básico	48	no	1.1	no	0.4
Empalme I (CFE)	Sonora	784	2018	de paso	347 (paso)	1,454	básico	372	no	8.2	no	2.9
Empalme II (CFE)	Sonora	807	2018	de paso	421 (paso)	1,765	básico	451	no	9.9	no	3.5
Energía Azteca VIII (El Bajío)	Guanajuato	728	2002	seco	0.42	1,736	básico	444	no	9.7	no	3.5
Energía Azteca X (La Rosita)	Baja California	896	2003	sin determinar	0.49–4.85	2,048	básico	523	no	11.5	sí	4.1
Energía Chihuahua	Chihuahua	318	2003	seco	0.21	865	básico	221	no	4.8	sí	1.7
Energía de Apizaco	Tlaxcala	60	2009	sin determinar	0.04–0.41	175	básico	45	no	1.0	sí	0.3
Energía de Baja California	Baja California	337	2003	torres	0.73	306	avanzado	22	no	1.7	sí	0.6
Energía del Valle de México	Estado de México	850	2021	seco	0.51	2,114	básico	540	no	11.8	no	4.2
Energía Infra	Veracruz	145	2017	torres	1.12	474	básico	121	no	2.7	no	0.9
Enertek	Tamaulipas	168	1998	torres	0.07	28	básico	7	no	0.1	no	0.1
Escobedo	Nuevo León	950	2019	seco	0.67	2,785	básico	712	no	15.6	no	5.6
Fuerza y Energía de Hermosillo	Sonora	284	2001	sin determinar	0.10–1.00	421	básico	108	no	2.4	no	0.8
Fuerza y Energía de Tuxpan	Veracruz	1,120	2003	de paso	701 (paso)	2,942	básico	752	no	16.5	no	5.9

Central	Estado	MW	Desde	Enfriamiento	Agua (hm^3)	CO_2 (miles de t)	Control de NOx	NOx (t)	NOx declarado al RETC	Formaldehído (t)	Formaldehído declarado al RETC	BTEX (t)
Gómez Palacio (CFE)	Durango	240	1976	sin determinar	0.01–0.07	28	básico	7	no	0.2	no	0.1
González Ortega (CFE)	Baja California	790	2026	seco	—	—	básico	—	—	—	—	—
Hermosillo (CFE)	Sonora	227	1998	seco	0.10	432	básico	110	sí	2.4	no	0.9
Huinalá (CFE)	Nuevo León	987	1981	seco	0.18	750	básico	192	no	4.2	no	1.5
Iberdrola Cogeneración Altamira	Tamaulipas	61	2018	torres	0.55	233	básico	60	no	1.3	sí	0.5
Iberdrola Cogeneración Bajío	Querétaro	62	2018	sin determinar	0.05–0.47	200	básico	51	no	1.1	sí	0.4
Iberdrola Cogeneración Ramos	Coahuila	60	2016	torres	0.50	212	básico	54	no	1.2	sí	0.4
KST El Encino	Chihuahua	533	2013	seco	0.34	1,389	básico	355	no	7.8	no	2.8
La Caridad (México Generadora de Energía)	Sonora	530	2013	torres	3.17	1,340	básico	342	no	7.5	sí	2.7
La Laguna II	Durango	615	2005	seco	0.35	1,442	básico	368	no	8.1	sí	2.9
Lomas de Real	Tamaulipas	541	2004	seco	0.37	1,537	básico	393	sí	8.6	sí	3.1
Manzanillo (CFE)	Colima	1,454	2018	de paso	1,062 (paso)	4,455	básico	1,138	no	25.0	no	8.9
Mérida (CFE)	Yucatán	612	2026	seco	—	—	básico	—	—	—	—	—
Mérida III	Yucatán	532	2000	sin determinar	0.29–2.87	1,211	básico	309	no	6.8	sí	2.4
Naco-Nogales	Sonora	339	2003	sin determinar	0.17–1.69	713	básico	182	no	4.0	no	1.4
Noreste (Escobedo)	Nuevo León	946	2018	seco	0.50	2,072	básico	530	no	11.6	no	4.2
Noroeste (Topolobampo II)	Sinaloa	1,005	2019	seco	0.54	2,227	básico	569	no	12.5	no	4.5
Norte Durango	Durango	596	2010	seco	0.37	1,547	básico	395	no	8.7	no	3.1
Norte III (Abeinsa Juárez)	Chihuahua	970	2020	seco	0.65	2,694	básico	688	no	15.1	no	5.4
Poza Rica (CFE)	Veracruz	280	2016	sin determinar	0.10–0.97	411	básico	105	no	2.3	no	0.8
Presidente Juárez (Rosarito, CFE)	Baja California	1,093	1982	de paso	543 (paso)	2,279	básico	582	en complejo	12.8	no	4.6
Samalayuca (CFE)	Chihuahua	522	1984	seco	0.27	1,137	básico	290	no	6.4	sí	2.3
San Lorenzo Potencia (CFE)	Puebla	382	2003	seco	0.28	1,178	básico	301	no	6.6	sí	2.4
San Luis de la Paz	Guanajuato	220	2015	seco	0.19	795	básico	203	no	4.5	sí	1.6

Central	Estado	MW	Desde	Enfriamiento	Agua (hm^3)	CO_2 (miles de t)	Control de NOx	NOx (t)	NOx declarado al RETC	Formaldehído (t)	Formaldehído declarado al RETC	BTEX (t)
Tamazunchale Energía (El Clérigo)	San Luis Potosí	532	2022	seco	0.19	787	básico	201	no	4.4	sí	1.6
Tamazunchale I	San Luis Potosí	1,261	2007	torres	6.47	2,736	básico	699	no	15.3	no	5.5
Techgen Pesquería	Nuevo León	1,025	2016	torres	7.02	2,967	básico	758	sí	16.6	no	6.0
Termoeléctrica de Mexicali	Baja California	680	2003	torres	2.96	1,250	básico	319	no	7.0	no	2.5
Tierra Mojada	Jalisco	874	2020	seco	0.58	2,392	básico	611	no	13.4	no	4.8
Topolobampo III	Sinaloa	868	2023	seco	—	—	básico	—	—	—	sí	—
Tractebel Monterrey	Nuevo León	284	2003	seco	0.24	1,001	básico	256	no	5.6	no	2.0
TransAlta Campeche	Campeche	275	2003	sin determinar	0.03–0.25	107	básico	27	no	0.6	sí	0.2
Tula (CFE)	Hidalgo	567	1981	sin determinar	0.36–3.57	1,508	básico	385	no	8.4	no	3.0
Valladolid III	Yucatán	563	2006	torres	3.15	1,331	básico	340	no	7.5	sí	2.7
Valle de México (CFE)	Estado de México	1,288	2002	seco	1.08	4,457	básico	1,139	no	25.0	no	8.9
Valle Hermoso	Tamaulipas	547	2005	seco	0.39	1,613	básico	412	sí	9.0	sí	3.2
Total		**42,020**			**52–83**	**94,048**		**24,064**		**527.0**		**188.4**

Fuente: elaboración propia con base en los permisos de generación de la CNE, el RENE y el RETC 2023 (SEMARNAT), las manifestaciones de impacto ambiental y los factores del capítulo de Metodología.

Nota: NOx expresado como NO_2. Agua: extracción de agua dulce o residual, salvo en las centrales de paso, que toman agua de mar o de río y la devuelven. En las centrales sin determinar se da el rango entre seca y con torres. El total, 52 a 83 hm^3, es agua dulce o residual, sin los 4,107 hm^3 de las centrales de paso. Las cogeneraciones sin condensación no reciben agua de enfriamiento. Topolobampo III, González Ortega y Mérida no operaban como ciclo combinado en 2023 (—). Las cifras de Energía del Valle de México corrigen un error de unidades en su dióxido de carbono de 2023 (véase Metodología). Desde: año en que empezó a operar como ciclo combinado. Control de NOx: el grupo con que se estima, según su MIA. NOx y formaldehído declarados al RETC: si la central los declaró en 2023. El NOx se declara al RETC como bióxido de nitrógeno (NO_2). Presidente Juárez (Rosarito) lo declara dentro de un complejo de la CFE (en complejo).

El ciclo combinado a gas fósil produce el 60 % de la electricidad de México y se presenta como la tecnología de la transición.

En 2023, las 71 centrales que operaban emitieron unos 94 millones de toneladas de dióxido de carbono. Antes de llegar a ellas, el gas que quemaron dejó escapar unas 740,000 toneladas de metano, que en veinte años calientan tanto como otros 62 millones de toneladas de dióxido de carbono. Emitieron también al menos 24,000 toneladas de óxidos de nitrógeno, que dañan las vías respiratorias, y más de 500 toneladas de formaldehído, un cancerígeno.

Casi nada de esto se regula ni se mide. Las turbinas anteriores a 2012 no tienen límite de óxidos de nitrógeno, y el formaldehído no lo tiene en ninguna chimenea.

Aun así, el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE) pretende sumar 16,454 megawatts nuevos de ciclo combinado hacia 2039 y lo presenta como transición energética. No es una transición fuera del gas. Es una transición hacia más gas.

CartoCrítica