



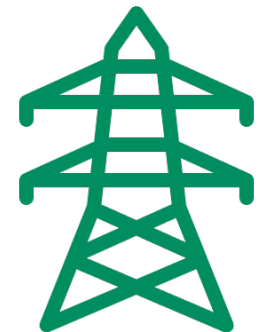
Comisión Federal de Electricidad®

Foro 15

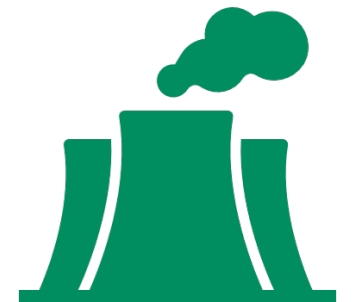
- **Cambio constitucional para un nuevo Sistema Eléctrico y su régimen transitorio**
- **Competencia en la adquisición de energía del sector privado para abastecer el servicio público de electricidad.**

8 de febrero de 2022

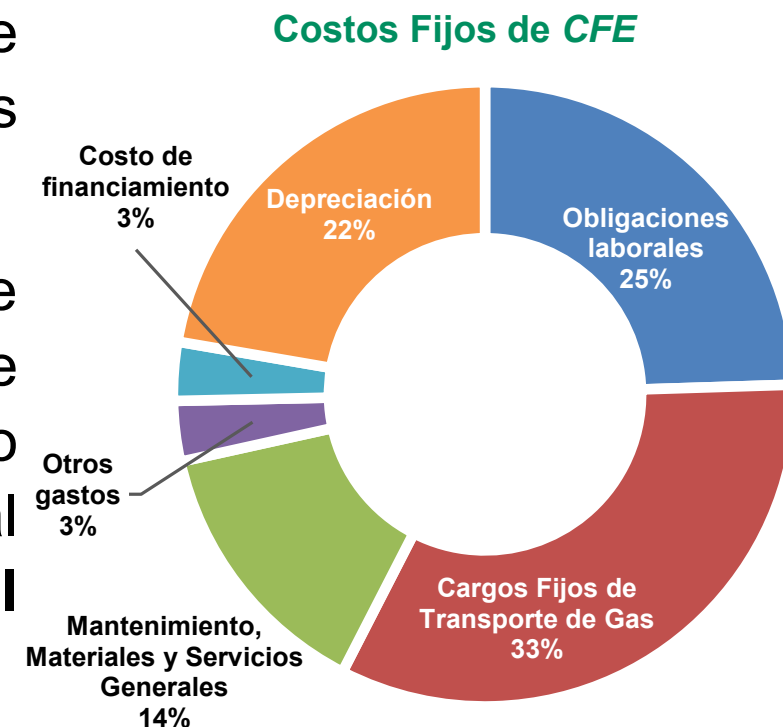
- Los **Servicios Conexos** se definen como los servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad.
- La **alta penetración desordenada de tecnologías renovables** ha provocado **costos** adicionales **para operar el Sistema Eléctrico Nacional**.
- Las tecnologías intermitentes producen inestabilidad en el sistema eléctrico y **no se les obliga a participar en la regulación de frecuencia y control de voltaje** (servicios conexos).
- Estas inestabilidades en el sistema deben de ser compensadas con los **servicios conexos** que aporta la generación firme (como hidroeléctricas, ciclos combinados, termoeléctricas, turbogas, etc.), con la finalidad de **asegurar en todo momento el suministro eléctrico a los mexicanos**.



- Los **Servicios Conexos no Incluidos en el MEM** son: el soporte de tensión para regulación y control de voltaje, el servicio de arranque negro (emergencia), el servicio operación en isla y la conexión a bus muerto del sistema.
- Todos estos servicios son fundamentales para mantener la calidad, continuidad y seguridad en el sistema eléctrico
- Estos servicios no se pagan a través del mercado debido a que deberían de liquidarse a través de **tarifas reguladas por la CRE.**
- Sin embargo, desde el inicio de operaciones del MEM estos **servicios no le han sido pagados a los generadores que proveen dichos servicios** debido a que la **CRE no ha definido las tarifas reguladas** para realizar los pagos correspondientes a estos servicios.

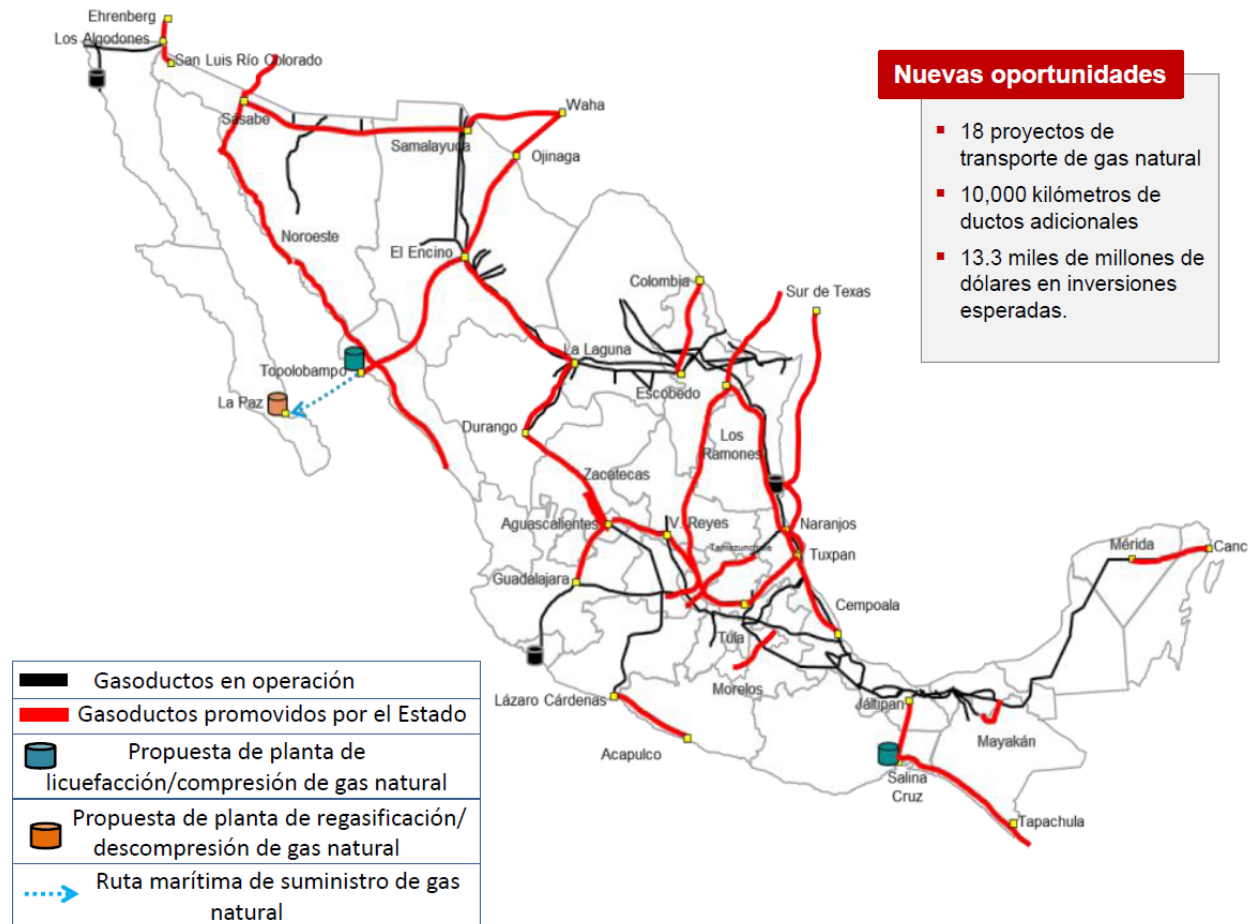


- Los costos fijos, son aquellos que se deben cubrir aun cuando no genere la central como: costos de inversión, reserva de capacidad de los gasoductos, obligaciones laborales, costos fijos de operación y mantenimiento, etc.
- Actualmente el **Mercado de Potencia (capacidad)** no retribuye la totalidad de los costos fijos asociados a una central ya que existe un exceso de capacidad instalada en el sistema eléctrico debido a una mala planeación. Este hecho es evidente al observar el precio del **mercado de balance de potencia del 2021** el cual cerró en **CERO pesos**.
- El **Mercado de Potencia** no fue diseñado para para pagar la capacidad sino para dar señales de donde hay **déficits de generación** en otras palabras se creó para dar **señales de inversión en capacidad**.



Antes de la Reforma de la LIE 2013, el gas natural era un mercado liberalizado, pero el Estado decidió usar a CFE para suscribir la gran expansión en ductos. Se facultó a la SENER a instruir a la CFE a realizar licitaciones de la infraestructura de transporte.

Mediante el Plan Quinquenal 2015-2019 se contempló la construcción de 12 gasoductos a cargo del presupuesto de la CFE y que los mexicanos seguiremos pagando por al menos 20 años más.



Capacidad de la Red Nacional de Gasoductos

Participante	% Participación en la Capacidad Total
CFE	51%
CENAGAS	32%
Sector Privado	17%
Total	100%

Mientras no existan medios de almacenamiento a gran escala y con precios accesibles, se tiene que conservar, mantener y crecer la oferta de energía proveniente de las centrales hidroeléctricas, nucleares y los ciclos combinados junto con las tecnologías intermitentes como la fotovoltaica y eólica para poder asegurar la Confiabilidad, Seguridad y Estabilidad del Sistema Eléctrico y por tanto el suministro continuo a los mexicanos.

- La estrategia de la CFE consiste en utilizar el gas como el combustible de transición
- Genera 34% menos de emisiones de CO₂ que el combustóleo

Combustible	Tecnología de Generación	Emisiones CO ₂	% Emisiones vs Combustóleo
		tCO ₂ /MWh	
Gas Natural	Ciclo Combinado	0.52	-34%
Combustóleo	Termoeléctrica Convencional	0.79	



Gas



Combustóleo



Diésel



Carbón



Nuclear



Solar



Eólica

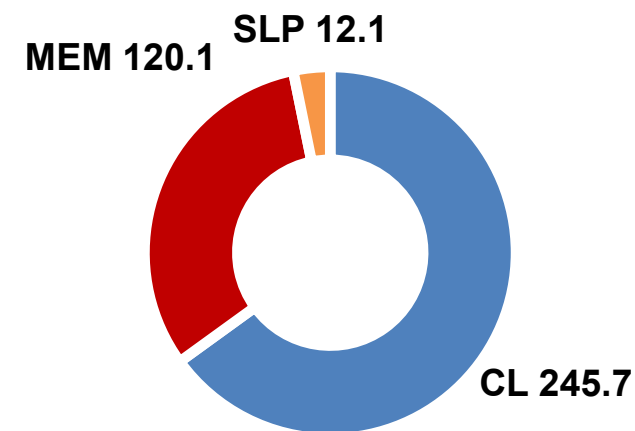


Hidráulica

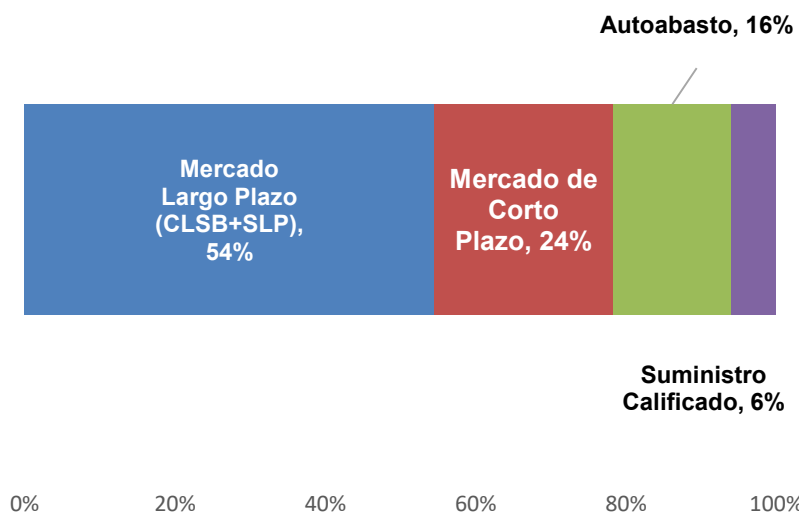


Geotérmica

- La regulación vigente propuesta en la LIE 2013 **no permite que CFE SSB celebre contratos de compra-venta*** de Energía, Potencia, Servicios Conexos y CELs entre sus propias empresas libremente.
- Los Suministradores Calificados **SI** cuentan con esta posibilidad pudiendo firmar contratos de cobertura con quién ellos decidan.
- Se establecieron Cláusulas que **impiden la incorporación al Contrato Legado tanto de centrales que van saliendo del Contrato como de las nuevas centrales de la CFE**, relegándolas a ofrecer su energía en el MEM sin poder recuperar la totalidad de sus costos fijos.



Miles Millones de Pesos

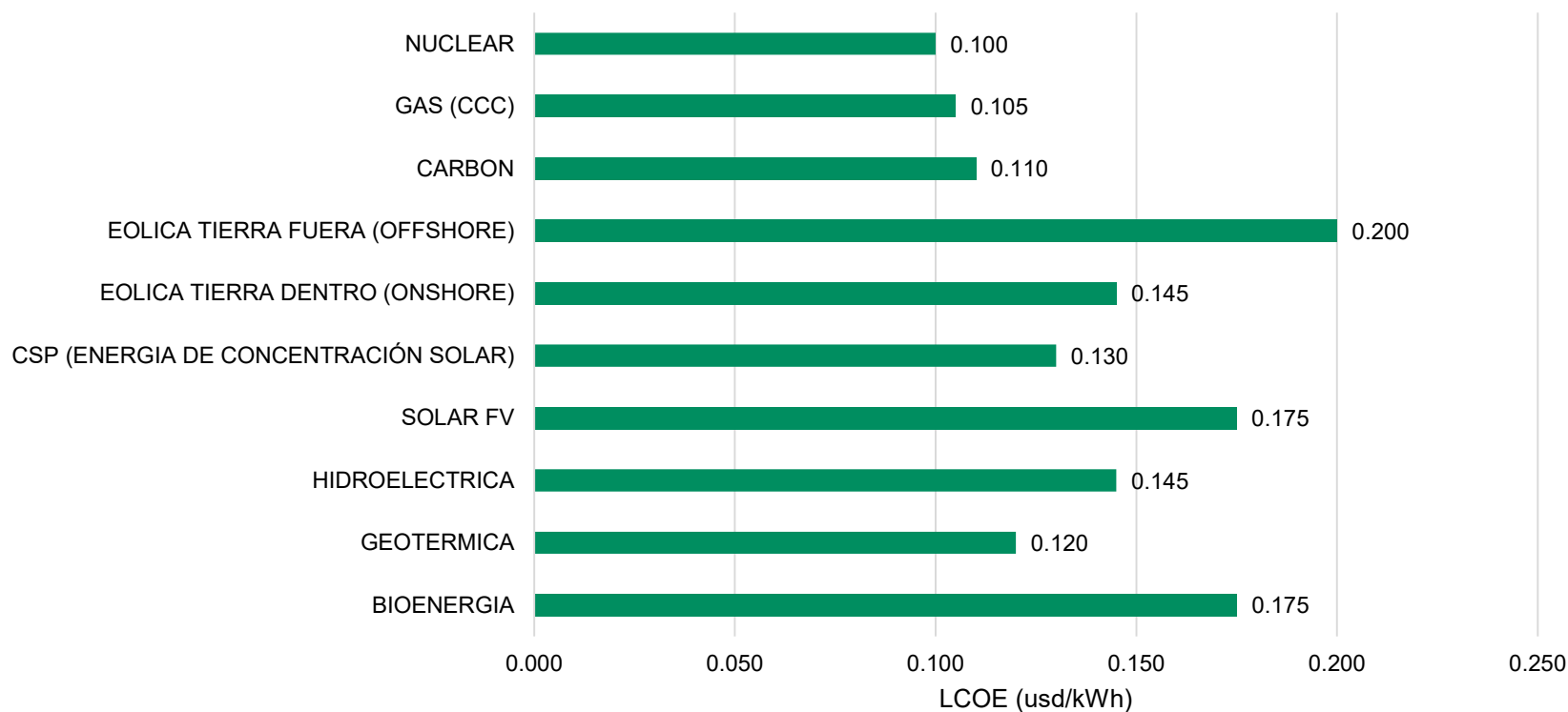


*Son contratos de compra-venta de energía eléctrica que permiten a las centrales de la CFE y PIES dentro del Contrato recuperar la totalidad de sus costos de generación: fijos más variables a través del Suministrador de Servicios Básicos de la CFE.

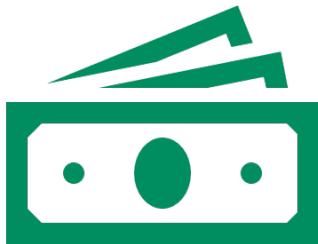
El esquema de Mercado y Subastas de la LIE 2013 ha generado que **los costos de las tecnologías renovables sean más atractivos** ya que **no consideran los asociados a sus intermitencias** y además tienen **asegurado el despacho de su energía eléctrica** por lo que su financiamiento es también más atractivo contra el de una tecnología convencional.

- Se enfocaron en promover energía eléctrica acumulable y Certificados de Energías Limpias.
- La Potencia era un producto que basaba su oferta en el costo de cierre de Mercado de Balance de Potencia, resultando poco atractivo a generadores firmes.
- Las Centrales a participar debían tener máximo 5 años de antigüedad.

Costo Nivelado de Electricidad por Tipo de Tecnología



- La reforma energética de 2013 no propuso una verdadera transición energética, **sino un sistema de subsidio** a inversiones extranjeras en centrales de energías renovables, a cargo de la CFE, las finanzas públicas y los usuarios.
- Se obligó al **usuario final** a pagar CEL's para poder cumplir con las obligaciones establecidas por la SENER. La CFE ha pagado más de **6 mil millones de pesos en CEL's** a 335 centrales privadas, lo que les ha permitido subsidiar hasta el 50% de la inversión inicial de estas plantas.

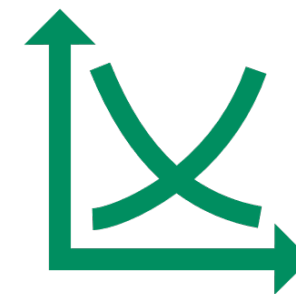


- Características generales de los titulares de los Autoabasto :
 - Despacho mediante **programas fijos** que ellos mismos elaboran.
 - **Venta de sus excedentes** de energía al MEM.
 - **Transmiten** su energía por las redes de transmisión pagando una **tarifa de porteo** calculada por la CRE la cual está **muy por debajo de la tarifa de transmisión** que pagan todos los participantes del mercado.
 - Servicio de **respaldo de CFE SSB** en caso de que sus centrales se encuentren indisponibles.
- Se estiman **109 permisionarios** con Contratos de Interconexión Legados que **operan de manera ilegal** ya que venden energía a una gran **cantidad de socios falsos** bajo la figura del autoabasto desvirtuando el concepto y compitiendo de manera desleal con todos los demás participantes del mercado.

- Los contratos incluyen pagos por el total de la capacidad y de energía. Al término del contrato las centrales quedan como propiedad del privado.
- Actualmente, los PIES generan el 31% del total de energía eléctrica del país.
- Los PIES venden parte de la capacidad y energía financiada por CFE en la modalidad de Autoabasto o LIE. Es decir, que venden la capacidad y energía que ya tienen contratada y financiada con CFE argumentando **excedentes**.
- En el Contrato Legado, **las condiciones no fueron parejas para CFE y los PIES**. Estos últimos tienen asegurado el pago de sus costos fijos y variables por **toda la vigencia del Contrato**.
- Además, los PIES, **realizan sus ofertas de venta de energía con parámetros establecidos en la firma de sus contratos iniciados en 1992** y que no son ya los reales por lo que tienen preferencias en el despacho.



- **La competencia bajo estos términos es falsa**, dado que **los usuarios finales** no se ven beneficiados por los costos menores de generación de las tecnologías más baratas (se paga el costo de la tecnología más cara a todos los generadores, la planta marginal), solo da prioridad en el orden del despacho a las tecnologías más baratas **sin tener en cuenta los costos de la estabilidad y confiabilidad del sistema.**
- Se invierte en tecnologías con bajos costos variables de corto plazo, no se minimizan costos totales de largo plazo, ni se toma en cuenta las externalidades positivas que una matriz diversa (diferentes tecnologías) aporta al sistema.





Gas



Combustóleo



Diésel



Carbón



Nuclear



Solar



Eólica



Hidráulica



Geotérmica

- La mejor **estrategia energética** es aquella que le permita al país contar con un mix de tecnologías de generación de electricidad que permitan suministrar energía eléctrica de la manera **más Confiable, Segura, Estable, Continua, con Calidad y Limpia.**
- Se requiere que **los mexicanos paguen** por la electricidad el **precio más eficiente y menor posible**, sin que esto implique **poner en riesgo la Estabilidad y Confiabilidad del Sistema Eléctrico** y por lo tanto el **Suministro continuo a los mexicanos.**
- Cualquier **estrategia de transición hacia las energía renovables debe considerar los riesgos y costos** asociados a las características existentes en el Sistema Eléctrico y a las **inversiones previas en infraestructura** instruidas por administraciones pasadas a **cargo del presupuesto de la CFE.**

CFE

Comisión Federal de Electricidad®

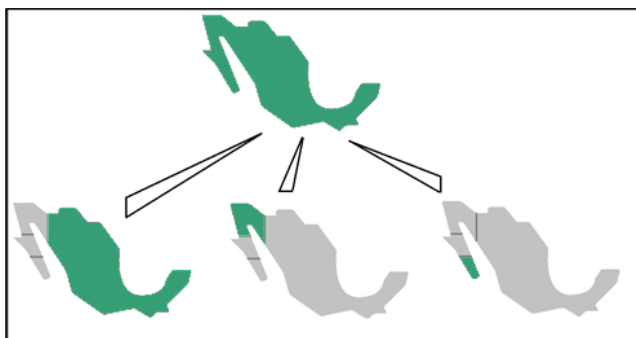
La CFE cuenta con la siguiente capacidad para responder **ante emergencias climáticas y posibles cortos de suministro de gas proveniente de USA** (como sucedió en el mes de febrero de 2021) y que NO recupera costos FIJOS:

1. Estrategia de almacenamiento de gas y compra de coberturas.
2. Diez centrales térmicas convencionales duales que cuentan con flexibilidad de operar tanto con combustóleo como con gas natural.
3. Una central Ciclo Combinado que puede conmutar de gas a diésel como combustible.
4. Gestión de inventario y autonomía mínima de 10 días de combustibles líquidos y carbón

Número Centrales CFE	Tecnología	Tipo de Combustible	Capacidad (MW)	% total CFE
1	Ciclo Combinado	Gas/Diésel	220	1%
10	Termoeléctricas	Gas/Combustóleo	6,461	23%
11			6,681	24%

El Mercado para el Balance de Potencia tiene el objetivo de establecer señales de precio que identifiquen condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en una Zona de Potencia. Se ejecuta anualmente de forma ex-post considerando para el cálculo del precio, los datos de **Capacidad Entregada** de energía, **Capacidad Demanda** de energía, **Zonas de Potencia** y **horas críticas (100 horas de menor reserva en el año de producción para cada Zona de Potencia)**.

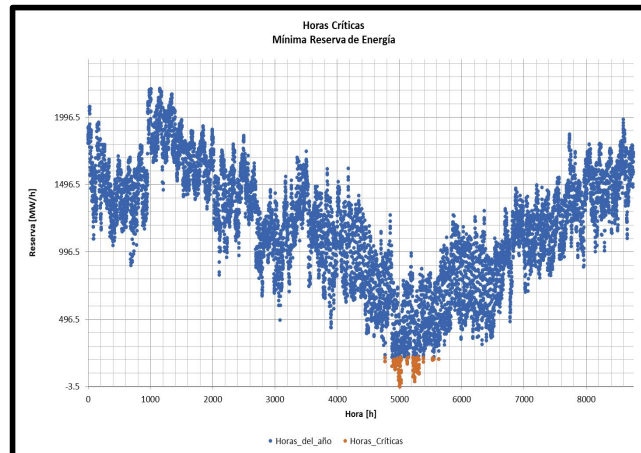
Zonas de Potencia



- Sistema Interconectado Nacional (SIN)
- Sistema Interconectado Baja California (BCA)
- Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)

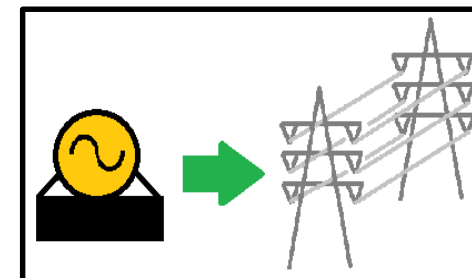
100 Horas Críticas

Para cada Zona de Potencia



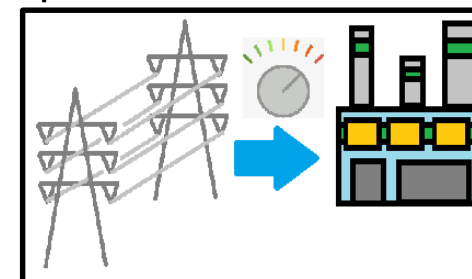
Capacidad Entregada

Por Participante en cada Zona de Potencia



Capacidad Demandada

Por Participante en cada Zona de Potencia

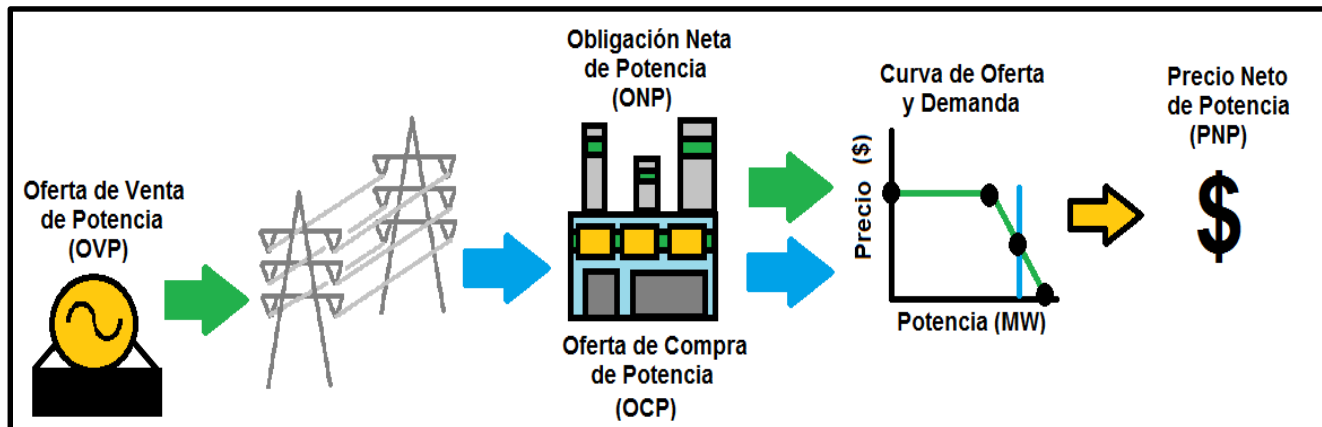


El proceso del Mercado para el Balance de Potencia consiste en determinar la acreditación y requisitos de Potencia para cada Participante del Mercado.

- **Acreditación de Potencia:** cantidad promedio de energía puesta a disposición de la Zona de Potencia en las 100 horas críticas.
- **Requisitos de Potencia:** cantidad promedio de energía requerida por la Entidad Responsable de Carga en las 100 horas críticas para cada Zona de potencia, **incluyendo los valores de reserva mínima y eficiente** determinados por la CRE.

Con estos valores se construyen las **curva de demanda y la curva de oferta de Potencia** para identificar el Precio de Cierre de Potencia (PCP).

Una vez conocido el PCP, se utilizan los valores de los Costos Fijos Nivelados y los Ingresos en el Mercado de Corto Plazo de la Tecnología de Generación de Referencia identificada por CENACE, para calcular el **precio al que se pagará cada MW-año** conocido como **Precio Neto de Potencia (PNP)**,



$$PNP_{zp,a} = PCP_{zp,a} * CFNTGR - IMTGR_{zp,a}$$

PNP = Precio Neto de potencia

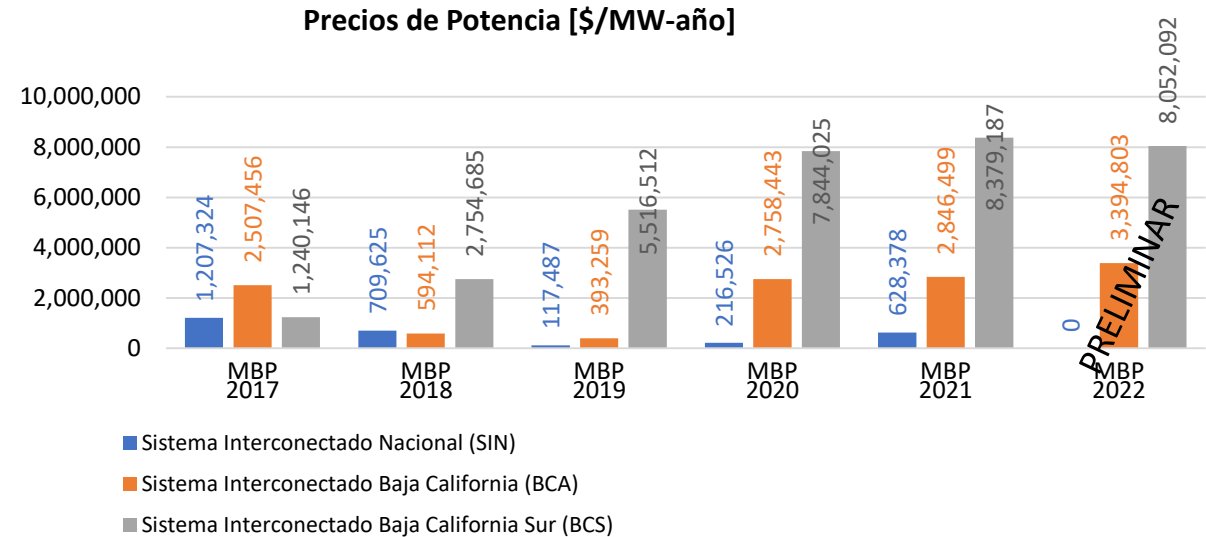
PCP = Precio de Cierre de Potencia

CFNTGR = Costos Fijos Nivelados de la Tecnología de Generación de Referencia

IMTGR = Ingresos en el Mercado de Corto Plazo de la Tecnología de Generación de Referencia

zp = Zona de Potencia, a = año de producción

Los Precios de Potencia tanto para el SIN como para BCA, tuvieron decrementos del 2017 al 2019 debido a la entrada en operación de nuevas Centrales Eléctricas; incrementándose en 2020 y 2021 por el mayor crecimiento en los Requisitos de Potencia vs la entrada en operación de nuevas Centrales Eléctricas.



Ventajas del Mercado para el Balance de Potencia:

- Es un medio para recuperar parte de los costos fijos de una Central Eléctrica
- Se puede utilizar como indicador de certeza para el abastecimiento de electricidad a los Centros de Carga
- Incentiva la instalación de nuevas Centrales Eléctricas en las Zonas de Potencia BCA y BCS

Desventajas del Mercado para el Balance de Potencia:

- No contempla los eventos atípicos de operación del Sistema Eléctrico, como el ocurrido en febrero del 2021, donde existió déficit en la capacidad de generación disponible por un tiempo considerable
- Al tratar todo el SIN como una Zona de Potencia, no refleja las señales adecuadas de escasez o superávit de capacidad de generación en las distintas regiones del Sistema Interconectado Nacional
- Utiliza una sola Tecnología de Generación de Referencia para el SIN, lo que demerita el valor de instalación de Centrales Eléctricas en regiones con déficit de capacidad de generación, como el caso de la península de Yucatán
- Paga Potencia a Centrales de Energía Limpia Intermitente por una capacidad de generación, aún cuando no se puede asegurar la disponibilidad de este tipo de Centrales

Los **costos totales** de cualquier generador independientemente de su tecnología son:

- **Costos Fijos:** Inversión/Financiamiento, Gasoductos, Obligaciones Laborales, Depreciación, Fijos de Operación y Mantenimiento;
- **Costos Variables:** Costo de Combustibles, Costos Variables de operación y mantenimiento, costos de transmisión, costos operación CENACE y cuotas supervisión CRE.

El **despacho eléctrico** es el mecanismo que **determina el orden en el que cada central eléctrica inyecta su energía a la red** en un periodo determinado.

- Todos los generadores participantes del mercado **deben realizar sus ofertas de venta** de energía en el mercado del día en Adelanto MDA) **considerando ÚNICAMENTE sus costos variables de producción:**
 1. Las distintas tecnologías tienen **distinto costo variable unitario** y se jerarquizan de menor a mayor.
 2. Se despacha primero a las tecnologías conocidas como no despachables: Nuclear, Geotérmica y Minihidroeléctrica y **después a la central eléctrica más “barata” y así consecutivamente hasta satisfacer la demanda total del Sistema.**

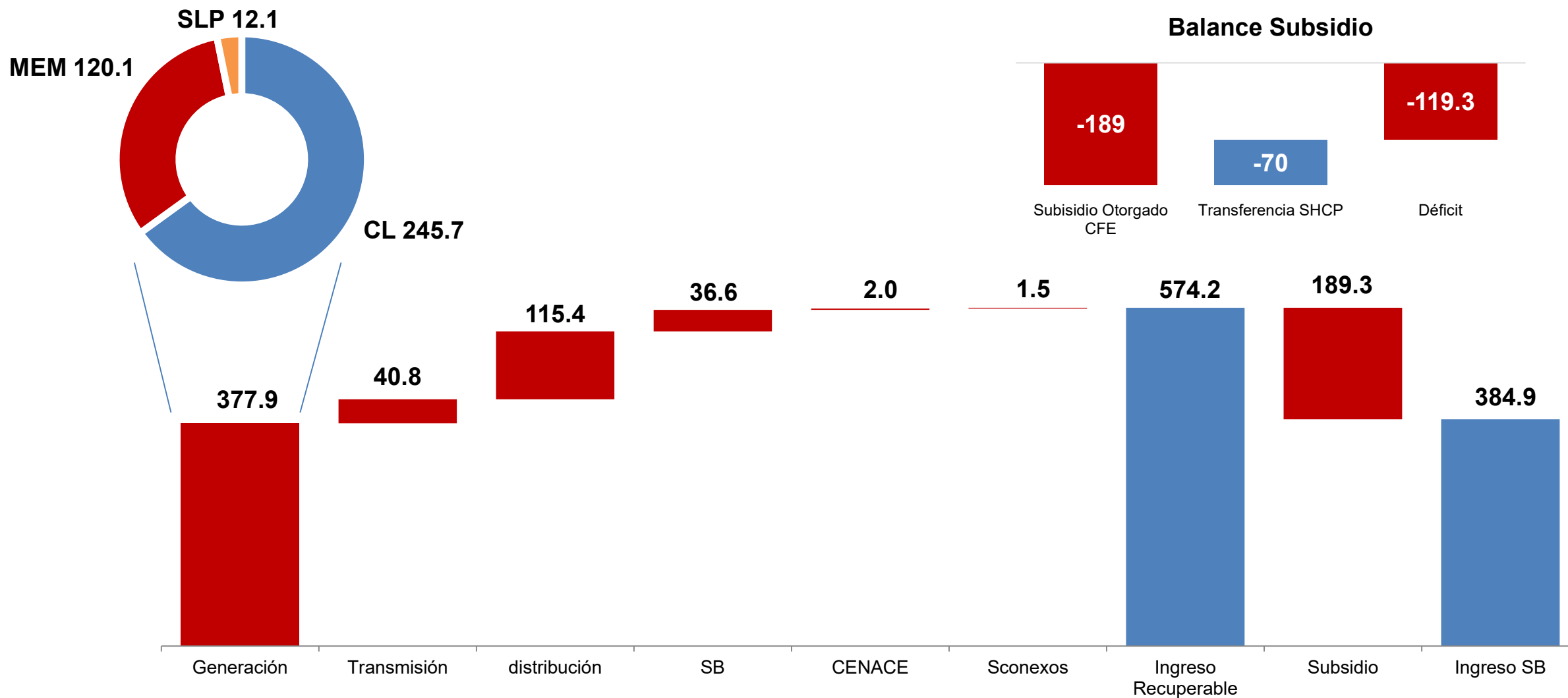
3. La **energía** requerida para satisfacer la **demanda** del Sistema, determina la última planta que debe despacharse y se le conoce como marginal.

4. El **Precio Marginal Local (PML)** lo establece la última central asignada para cubrir la demanda.

5. La Central marginal recupera sus costos variables de producción, las otras unidades asignadas obtienen un **margen de ganancia determinado por el diferencial entre su costo variable de producción ofertado y el PML** de la central más cara requerida para satisfacer la **demanda** del Sistema.

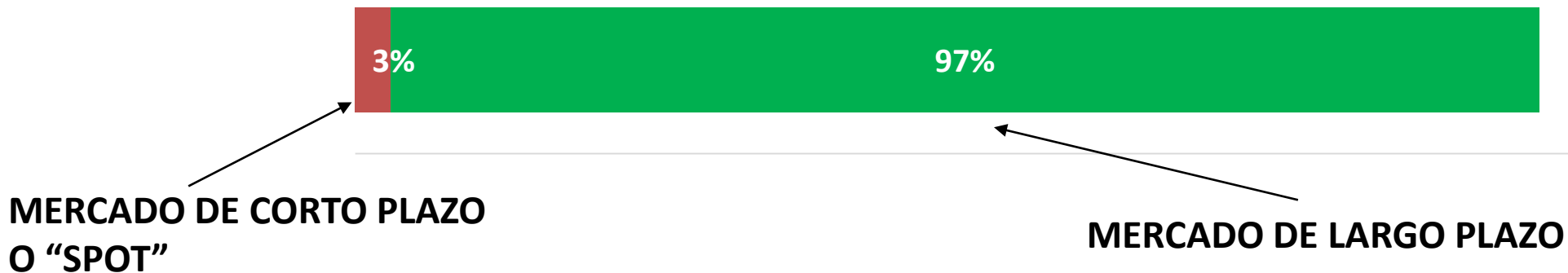
6. Al no considerar **los costos fijos de producción para determinar el orden del despacho eléctrico**; tecnologías con **costos variables cercanos a cero** (Renovables: debido a que no usan combustible) **se ven beneficiadas en el orden del despacho teniendo ganancias por los diferenciales entre lo costos de generación.**

- Los Contratos Legados para CFE SSB firmados en 2017, son contratos de compra-venta de energía eléctrica que permiten a las centrales de la CFE y PIES dentro del Contrato recuperar la totalidad de sus costos de generación: fijos más variables a través del Suministrador de Servicios Básicos de la CFE.
- Sin embargo, las condiciones no fueron parejas para CFE y los PIES. Estos últimos tienen asegurado el pago de sus costos fijos y variables por toda la vigencia del Contrato, caso contrario al de las centrales de la CFE que contemplan la salida masiva de centrales durante los primeros años de vigencia del Contrato. Además, los PIES, realizan sus ofertas de venta de energía con parámetros establecidos en la firma de sus contratos iniciados en 1992 y que no son ya los reales por lo que tienen preferencias en el despacho.
- Para 2022, ya **hay 23 centrales de generación menos que en 2017, lo que significa un total de 87 centrales** del parque de generación de CFE fuera del Contrato Legado que entregan su energía en el mercado spot y no recuperan la totalidad de sus costos fijos reales de generación en el MEM a través del Mercado de Balance de Potencia Lo anterior implica que se trasladen costos menores a los reales a la tarifa del usuario final.
- Con la salida de centrales del Contrato, CFE SSB queda expuesto a la compra de energía y potencia en el MEM con la volatilidad del precio asociada, afectando a los usuarios finales.
- Además, se establecieron Cláusulas que impiden la incorporación tanto de centrales que van saliendo del Contrato como de las nuevas centrales de la CFE, relegándolas a ofrecer su energía en el MEM sin poder recuperar la totalidad de sus costos fijos.

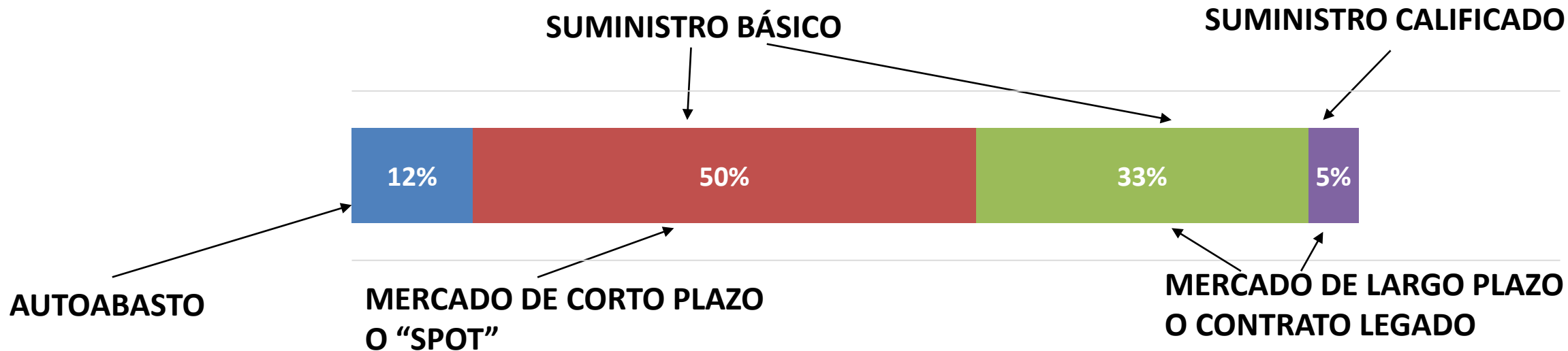


En 2021, la CFE tuvo pérdidas financieras por falta de reconocimiento de costos en tarifas por: 120 miles de millones de pesos.

MERCADOS ELECTRICOS OTROS PAISES



MERCADO ELECTRICO MAYORISTA MEXICO

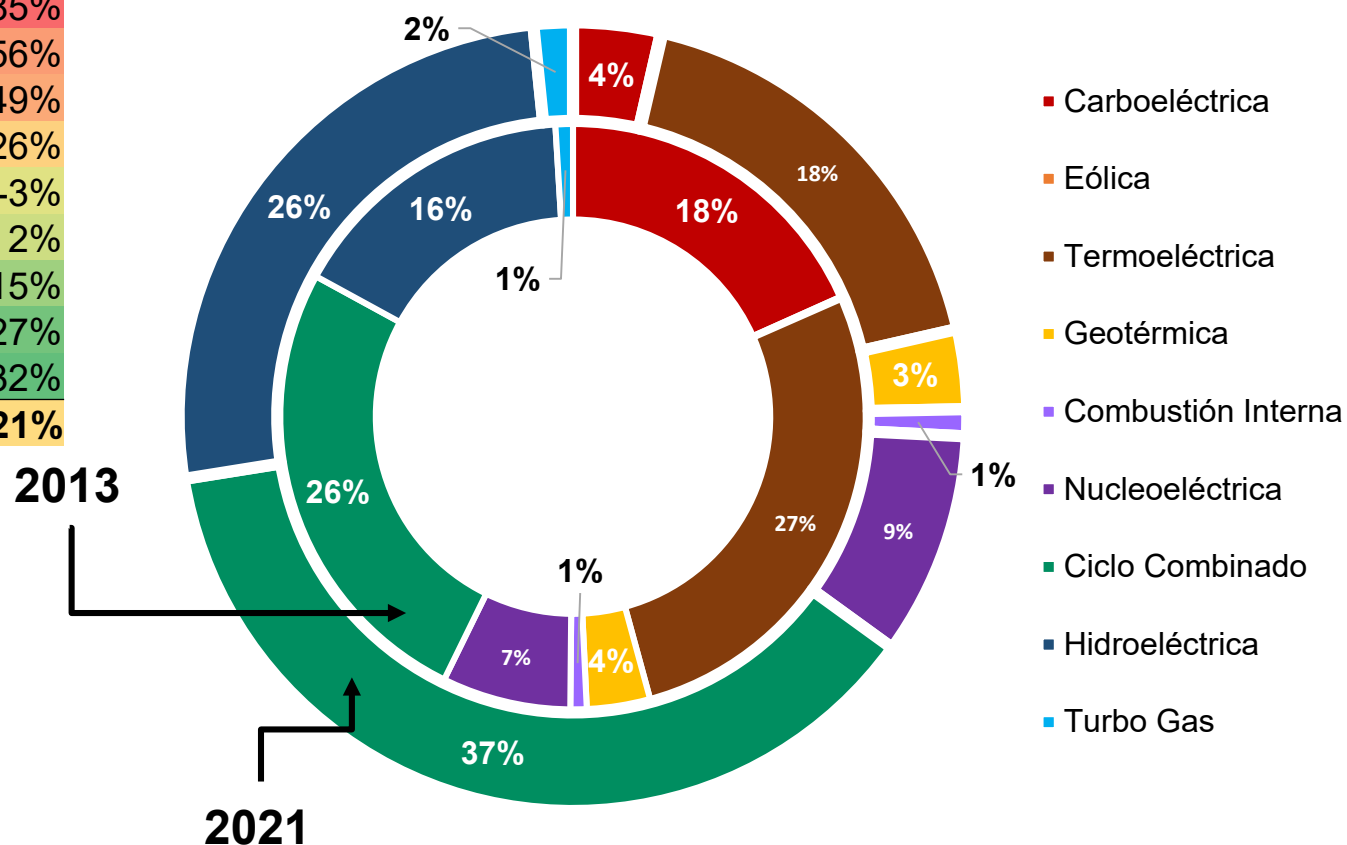


Para la generación de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) posee un parque de generación de tecnologías que utilizan:

- 1.- Combustibles fósiles no Renovables: Gas, Combustóleo, Diesel y Carbón
- 2.- Recursos Renovables: Agua, Viento y Sol
- 3.- Combustible Nuclear

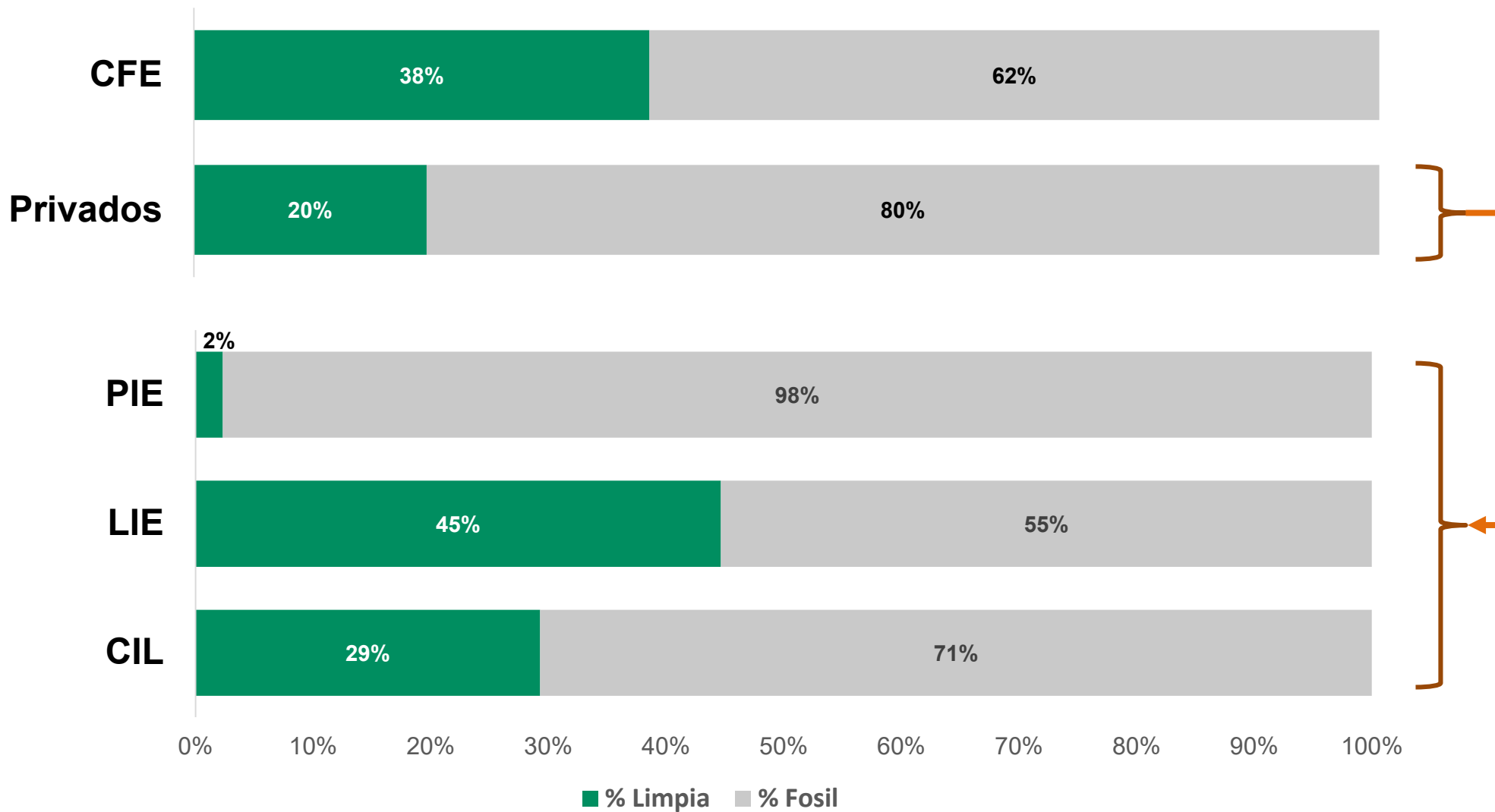
Tecnología	Generación (MWh) 2013	Generación (MWh) 2021	% de Cambio
Carboeléctrica	29,300	4,524	-85%
Eólica	189	83	-56%
Termoeléctrica	43,782	22,462	-49%
Geotérmica	5,592	4,124	-26%
Combustión Interna	1,439	1,391	-3%
Nucleoeléctrica	11,377	11,602	2%
Ciclo Combinado	41,159	47,356	15%
Hidroeléctrica	25,753	32,736	27%
Turbo Gas	1,540	2,030	32%
TOTAL	160,132	126,309	-21%

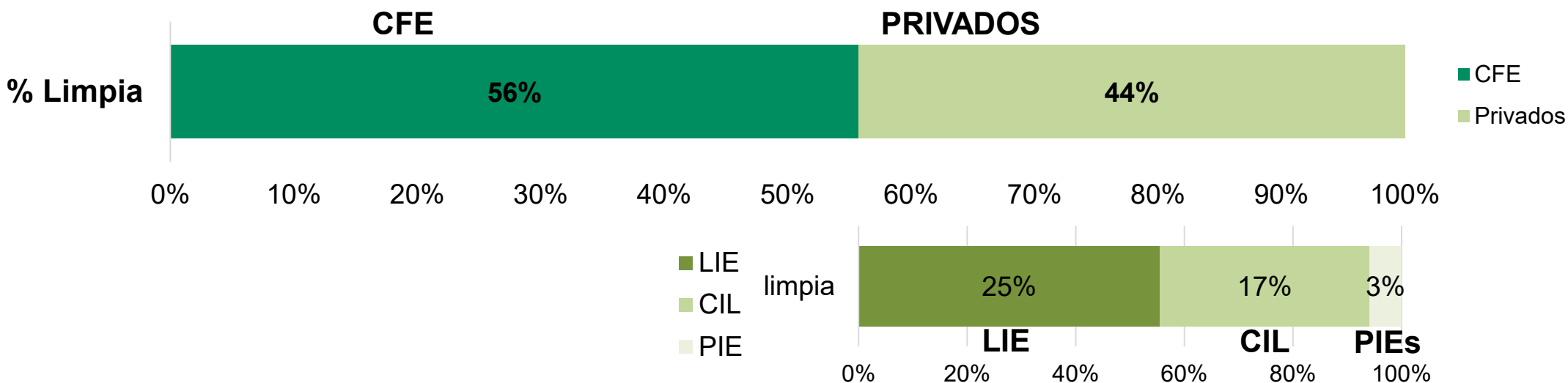
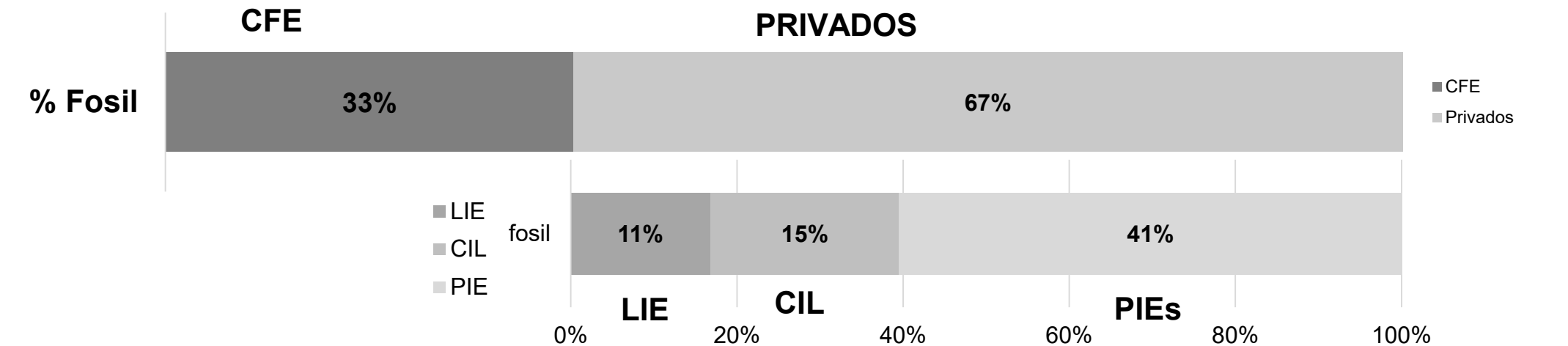
Generación Eléctrica de CFE por Tecnología (%)



Tipo	2013 (GWh)	2021 (GWh)	2013 (%)	2021 (%)
Limpia	42,912	48,545	27%	38%
Fósil	117,220	77,764	73%	62%
TOTAL	160,132	126,309	100%	100%

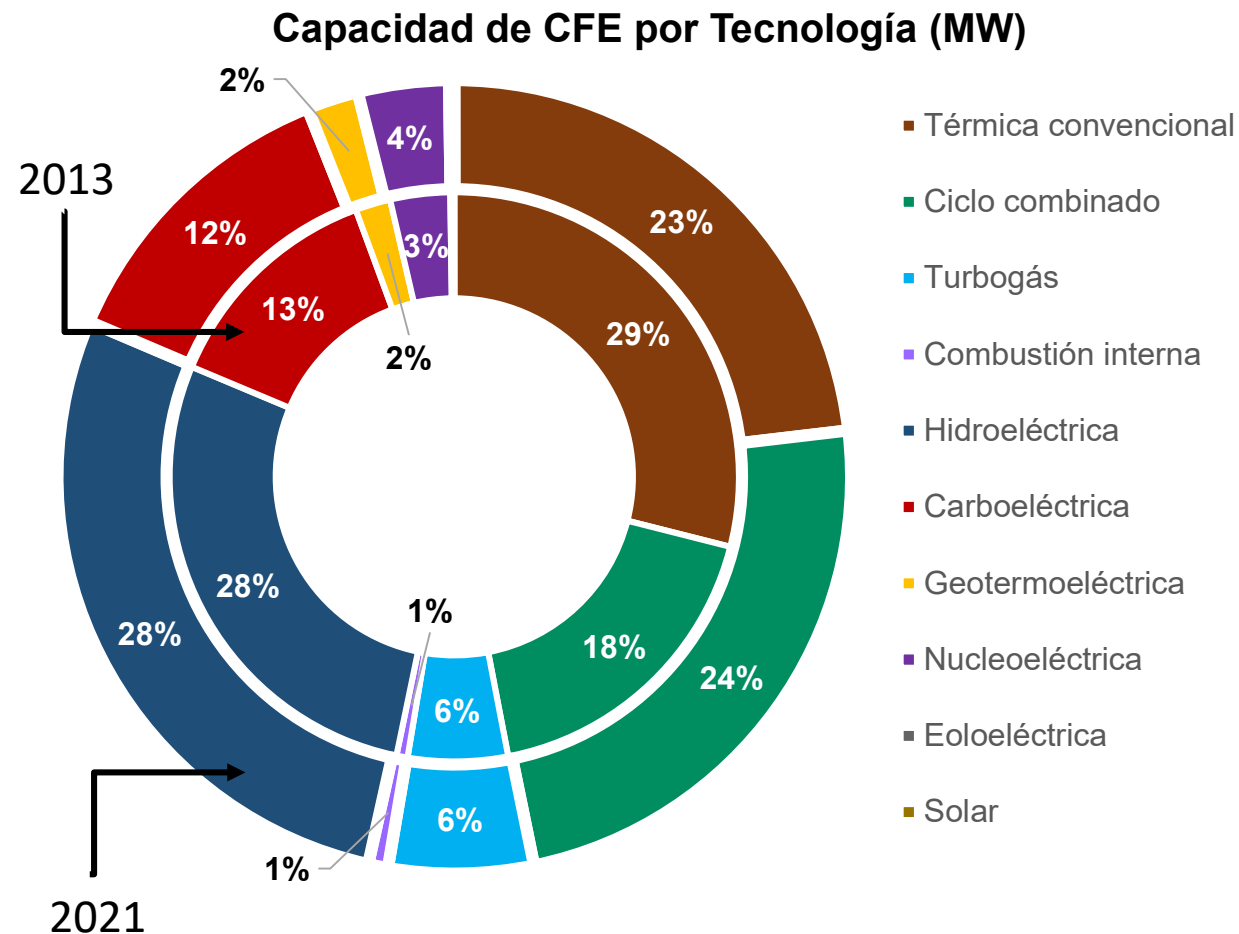
Limpia vs Fósil (Porcentajes Individuales)





De 2013 a 2021 la **Capacidad de CFE** incrementó principalmente en la tecnología de ciclo combinado con 2,852 MW e Hidroeléctricas con 570 MW y a su vez disminuyó su capacidad de centrales térmicas convencionales en 1,875 MW.

Tecnología	Capacidad (MW) 2013	Capacidad (MW) 2021	Cambio (%)	Cambio (MW)
Térmica convencional	11,923	10,048	-16%	-1,875
Ciclo combinado	7,420	10,272	38%	2,851
Turbogás	2,332	2,563	10%	231
Combustión interna	259	349	35%	90
Hidroeléctrica	11,555	12,125	5%	570
Carboeléctrica	5,378	5,463	2%	85
Geotermoeléctrica	823	918	11%	95
Nucleoeléctrica	1,400	1,608	15%	208
Eoloeléctrica	87	86	-1%	-1
Solar	6	6	0%	0
TOTAL	41,184	43,437	5%	2,253



CFE tiene **158 centrales** de generación con una **Capacidad instalada de 43,437 MW**:

- a) **69 Centrales de Energías Limpias con 14,743 MW** (Hidroeléctrica, Geotérmica, Eólica y Solar), y representan el **49 % del total** de energías limpias en el SEN.
- b) **20 Centrales Ciclos Combinados 10,272 MW** representan el 30% en el SEN y el **24%** de la capacidad total de la CFE.
- c) **3 Centrales carboeléctricas con 5,463 MW** que representan el **13%** de la capacidad de la CFE.
- d) **19 Centrales Térmicas Convencionales con 10,048 MW** de los cuales:
 - 1. **6 Centrales con 2,966 MW** con Combustóleo y representan el 7 % del total de CFE y el **2.7%** de la capacidad total en el SEN
 - 2. **14 Centrales con 7,698 MW** de Gas Natural como y pueden operar con combustóleo. Por sus características están ubicadas en **Las Penínsulas de Baja California y Yucatán**;

e) **5 Centrales de Combustión Interna** y operan con combustóleo por **349 MW** con 0.8% de la capacidad total de CFE, para ambas penínsulas.

La capacidad total de CFE que usa combustóleo para la generación representa el 6.2% con 2,350 MW de térmicas convencionales y 349 MW de Combustión Interna (3.2 % SEN)

f) **42 centrales turbogas por 2,563 MW** con un **5.9%** del total de la capacidad de CFE, **15** operan únicamente con diésel (**745 MW**).

g) **Una central de cogeneración eficiente en proceso de certificación**, con **393 MW**, es 1% de la capacidad total de CFE (actualmente se considera turbogas).

Proyectos Generación CFE	Inversión MDD	Capacidad MW
Proyecto de modernización de 16 Centrales Hidroeléctricas	1,100	305
Proyecto de Central Fotovoltaica Puerto Peñasco. (incluye un sistema de almacenamiento con baterías de última generación, así como inversión para la red de interconexión)	1,617	1,000.0
Proyecto Geotérmico “Los Humeros III Fase B”	57	25.0
Proyectos de Corto Plazo para 5 Centrales Ciclo Combinado	1,805	2,388
Proyectos de Corto Plazo para 3 Centrales de Combustión Interna	840	1,040
Proyecto de Corto Plazo para 1 Central Turbogas	57	49
Proyectos de Mediano Plazo para 6 centrales Ciclo Combinado	3,473	4,008
Proyectos de centrales turbogas	231.97	260
Total	9,181	9,075

- La capacidad de CFE se incrementará en **20%**.
- Esta capacidad adicional equivale al **96% de la capacidad de los generadores privados** que entraron a partir de la reforma de 2013, excluyendo subastas.

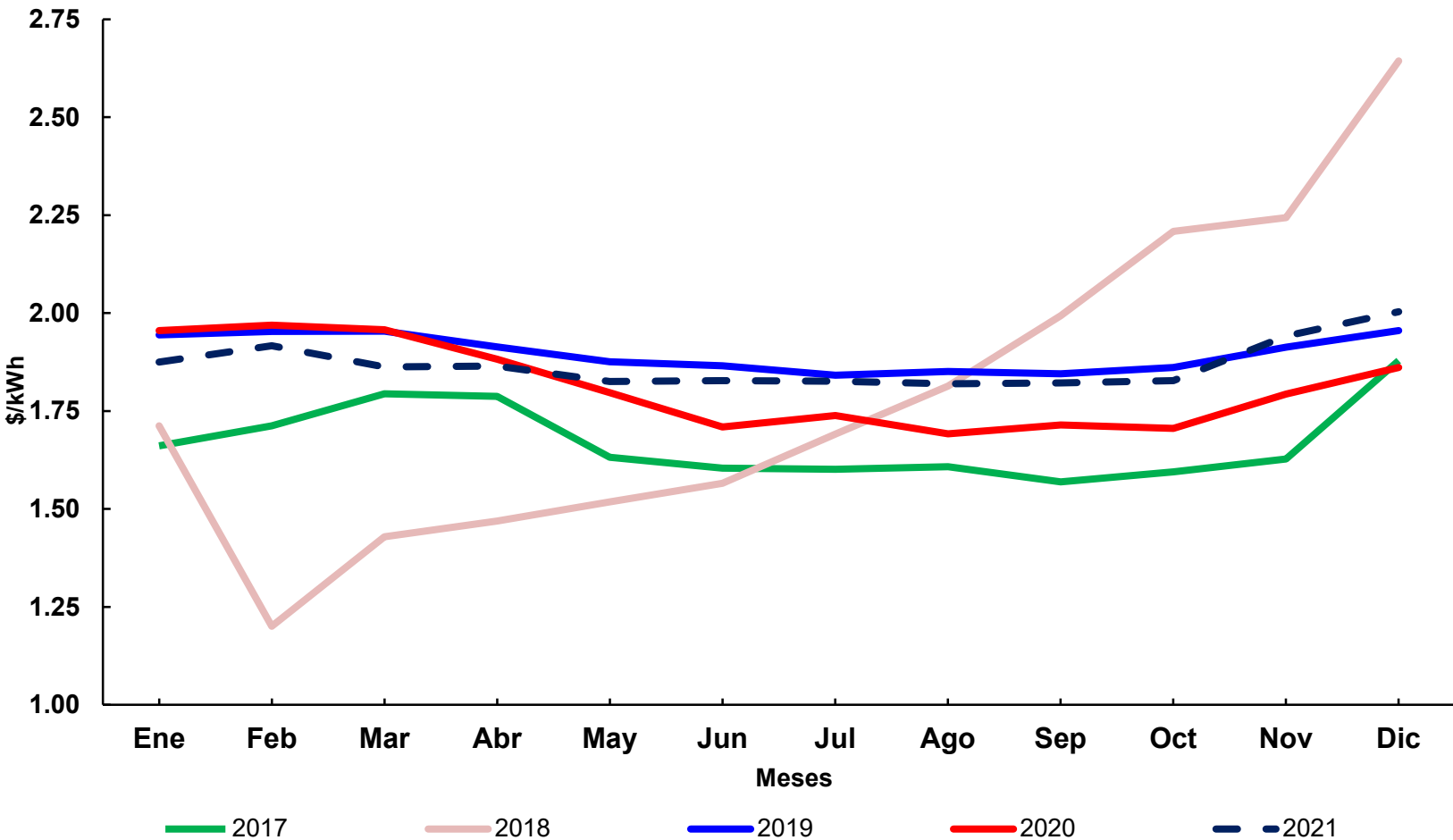
Modalidad	Dic-21		Dic-24	
	Centrales	MW	Centrales	MW
CFE	158	43,437	176	51,933*
PRODUCTORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA	34	16,663	34	16,663
AUTOABASTECEDORES	243	11,947	228	10,389
LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	127	9,180	199	19,295
SUBASTAS	47	5,608	60	6,953
PRIVADOS	451	43,398	521	53,300
TOTAL	609	86,835	697	154,148

EÓLICA	90	7,876	129	10,597
FOTOVOLTAICA	127	7,726	187	12,404
TOTAL	217	15,602	316	23,002

199 Solicitudes en CRE	36,242
-------------------------------	---------------

DEM MAX INTEGRADA	50,711	54,615
--------------------------	---------------	---------------

- La entrada comercial de todos los Proyectos de Generación Prioritarios serán antes del tercer trimestre de 2024
- Considerando la capacidad de 2 secuencias de CFV Puerto Peñasco: (Sec I 120 MW, Sec II 300 MV)



2021:

Ventas CFE SSB: **206.5 TWh**

Ingreso Facturado CFE SSB: **384.9 MMDP**

TFSB: 1.86 pesos/KWh

▲ **3.1%** vs. 2020

2020:

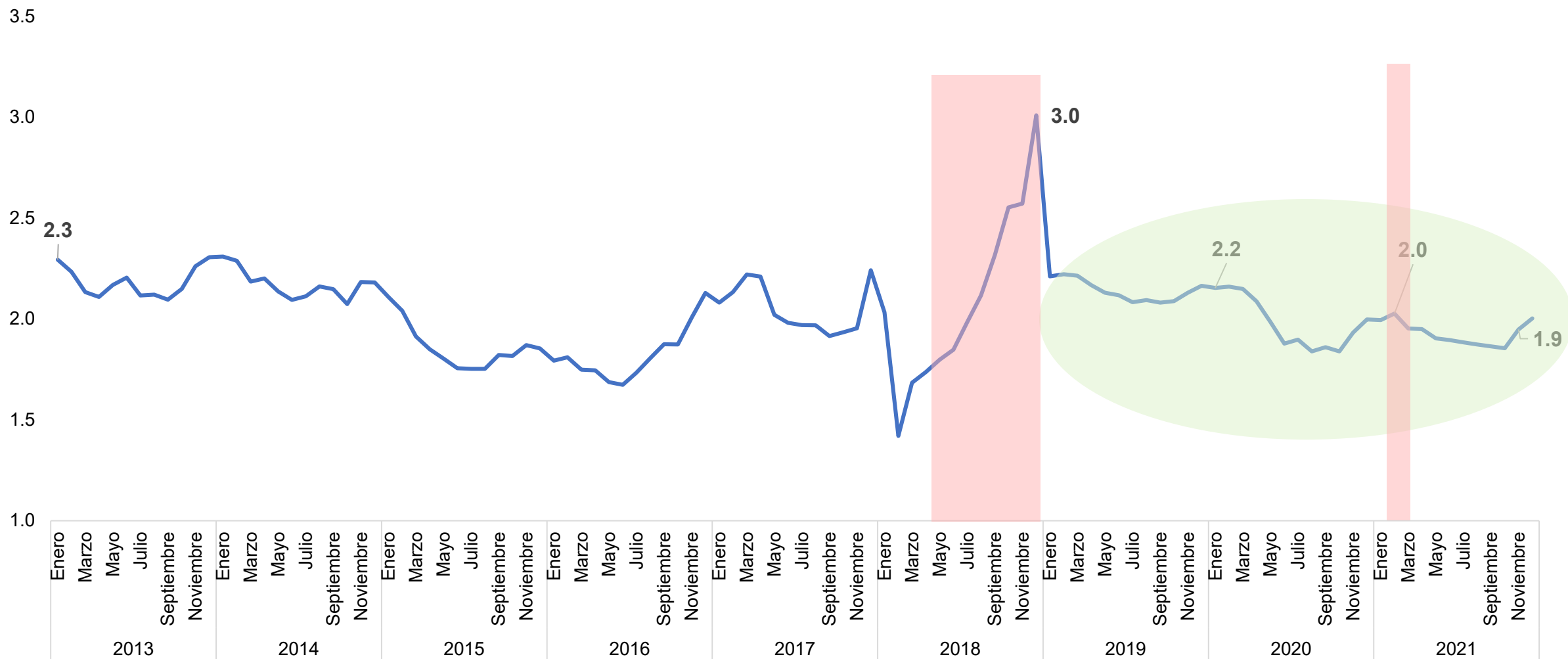
Ventas CFE SSB: **206.5 TWh**

Ingreso Facturado CFE SSB: **373.2 MMDP**

TFSB: 1.81 pesos/KWh

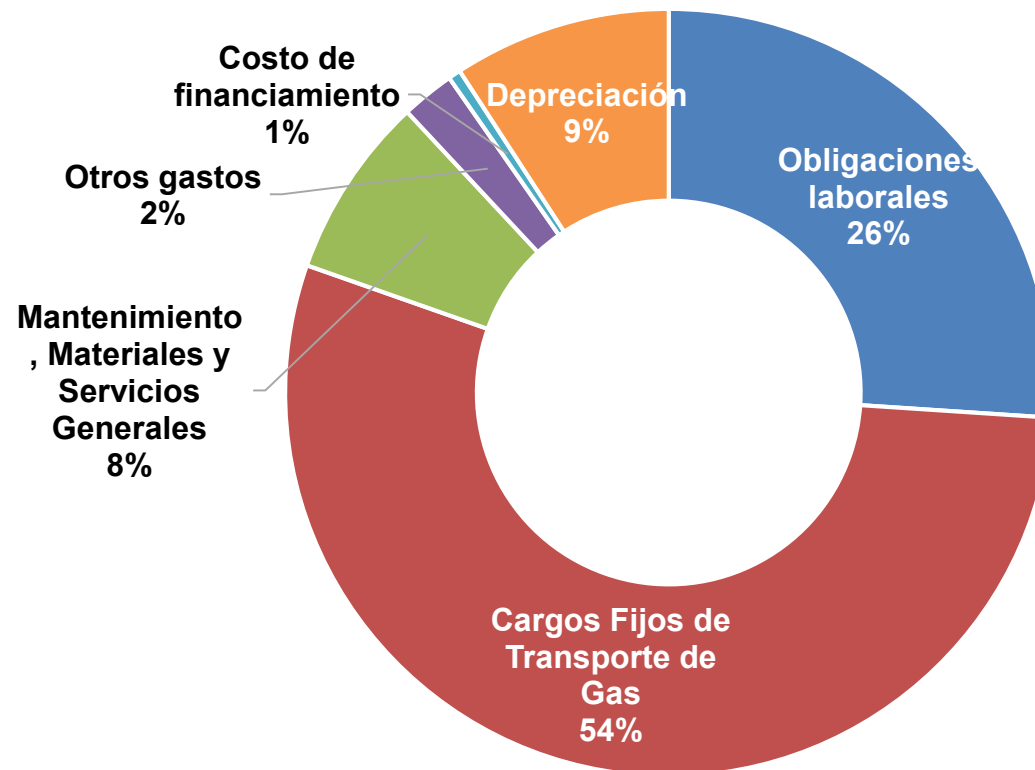
▼ **-4.6%** vs. 2019

(constantes dic 2021)

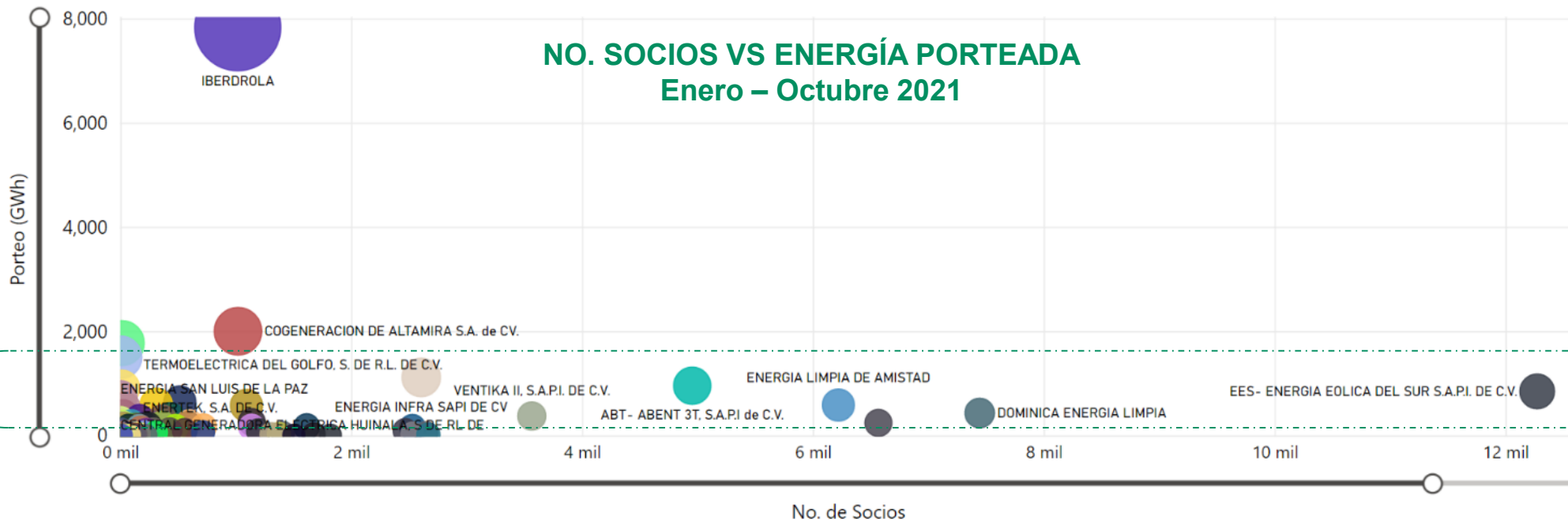


- **El costo fijo** más representativo para las centrales de CFE es **el costo de los reserva de capacidad de los gasoductos**.
- En el caso de centrales que están fuera del Contrato Legado (**10 ciclos combinados y 14 térmicas a gas**), **el costo por reserva de capacidad de gasoductos representa el 54% del total de los costos fijos** de dichas centrales.
- La capacidad disponible asociada a estas centrales de **generación firme ofrecen su capacidad con la finalidad de asegurar la continuidad y calidad del suministro eléctrico a los mexicanos ante la generación intermitente de las tecnologías renovables**.

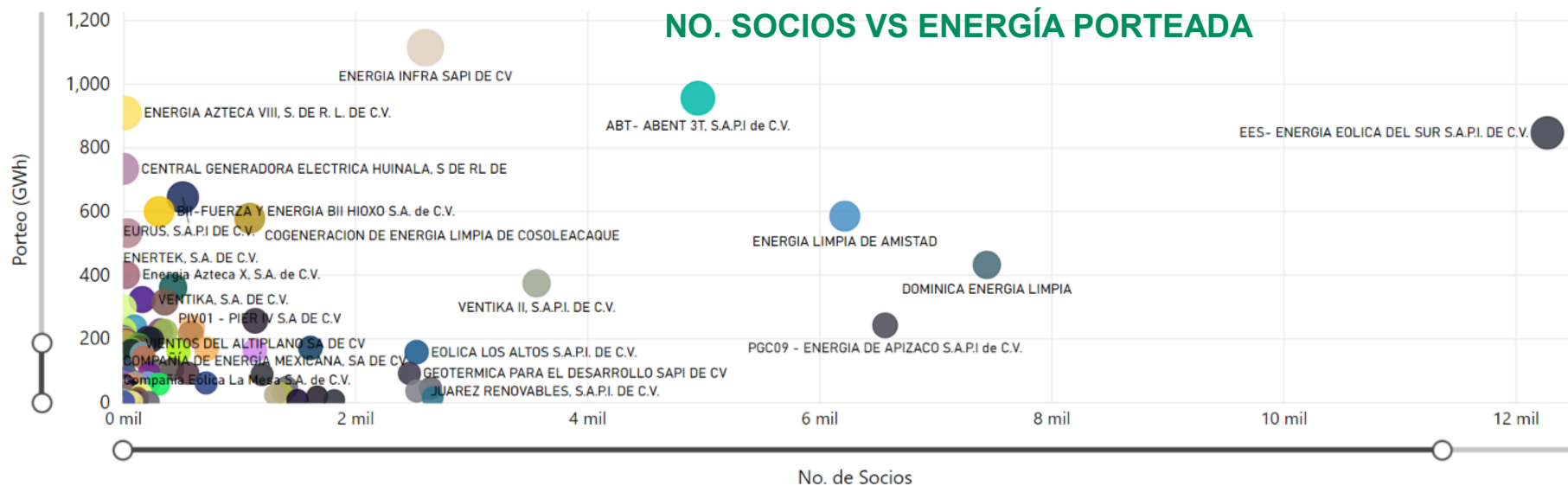
- Los **costos fijos** de estas centrales **no se recuperan** debido a que están **fuera del contrato legado**, el mercado de balance de potencia no les reconoce sus costos fijos y no existe un mecanismo para que CFE Suministro Básico contrate directamente este tipo de capacidad ya que las subastas están diseñadas para favorecer la generación renovable.



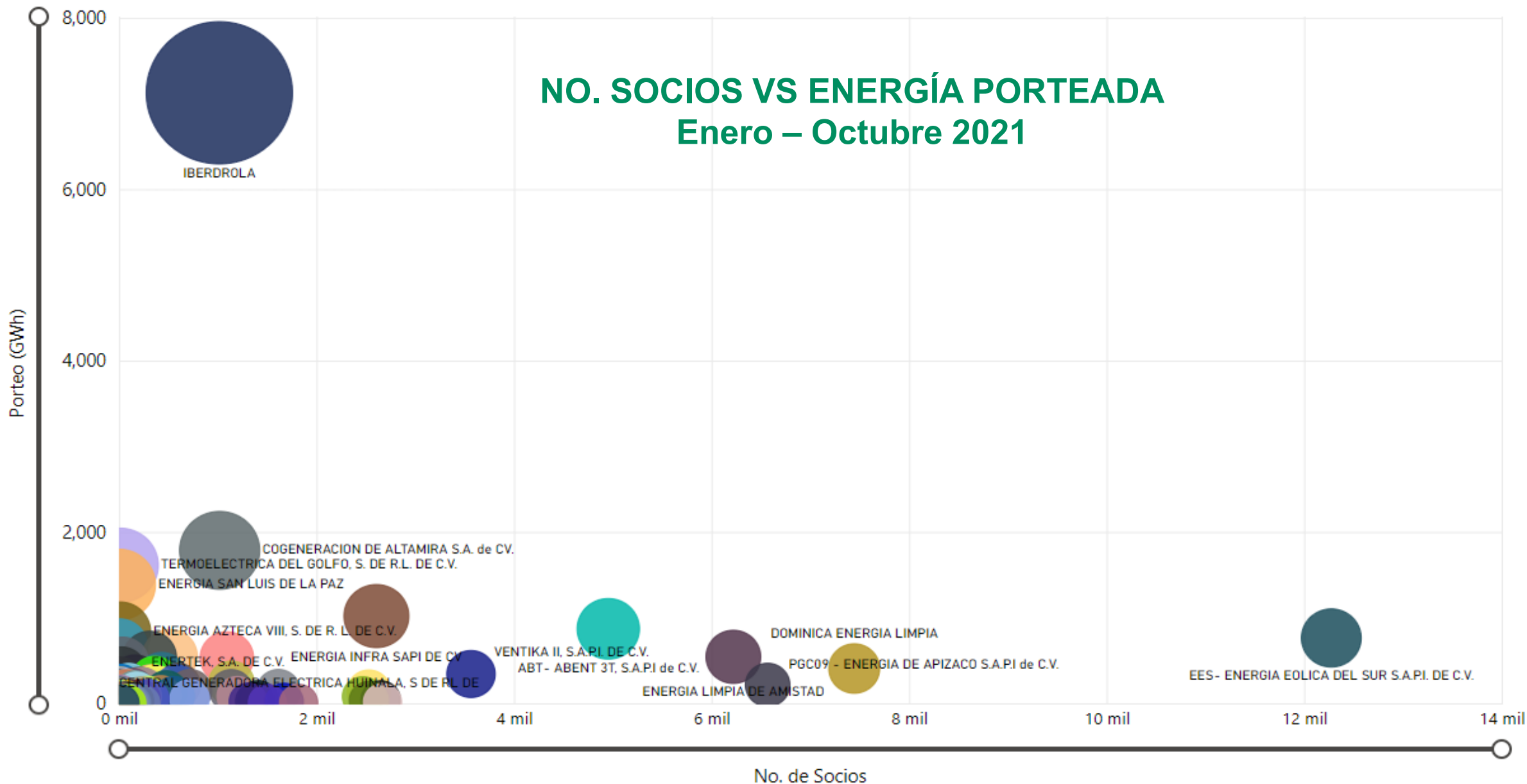
NO. SOCIOS VS ENERGÍA PORTEADA Enero – Octubre 2021



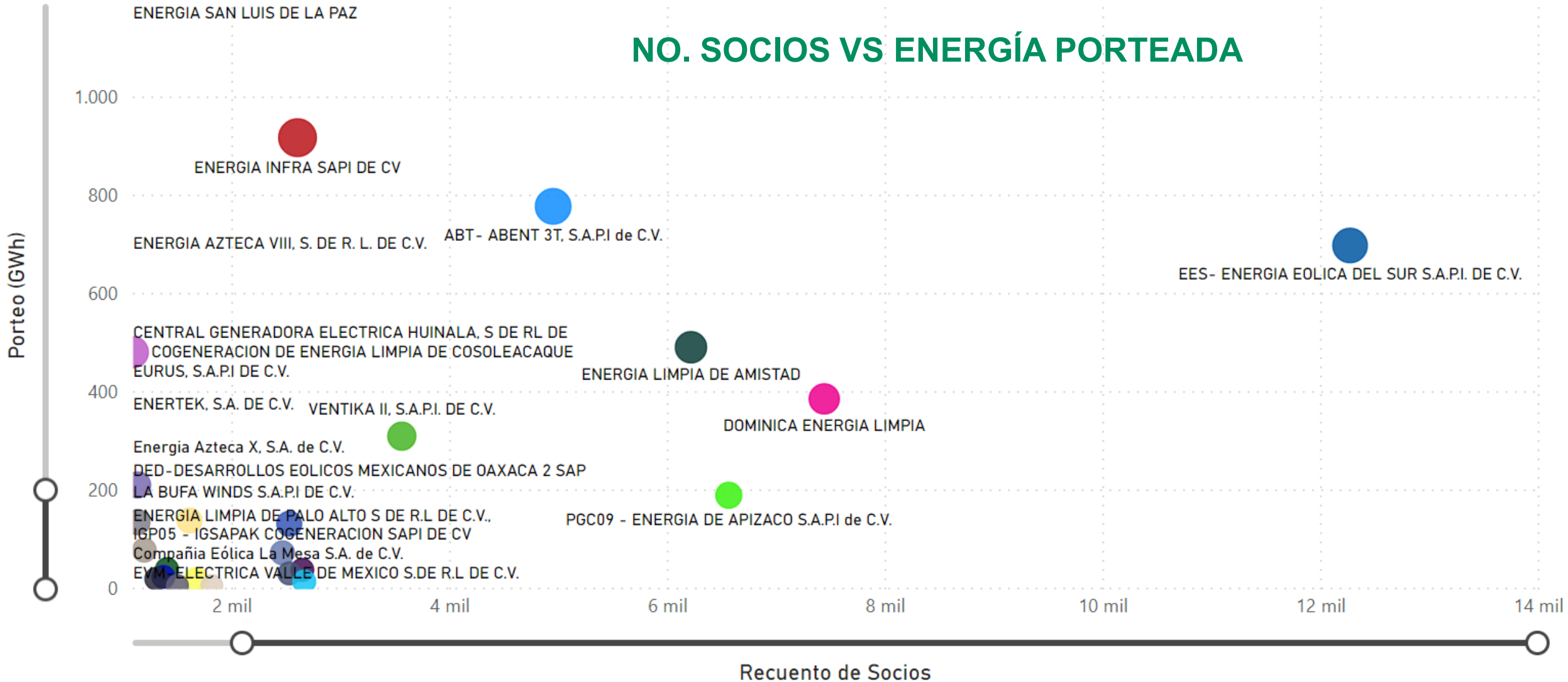
NO. SOCIOS VS ENERGÍA PORTEADA

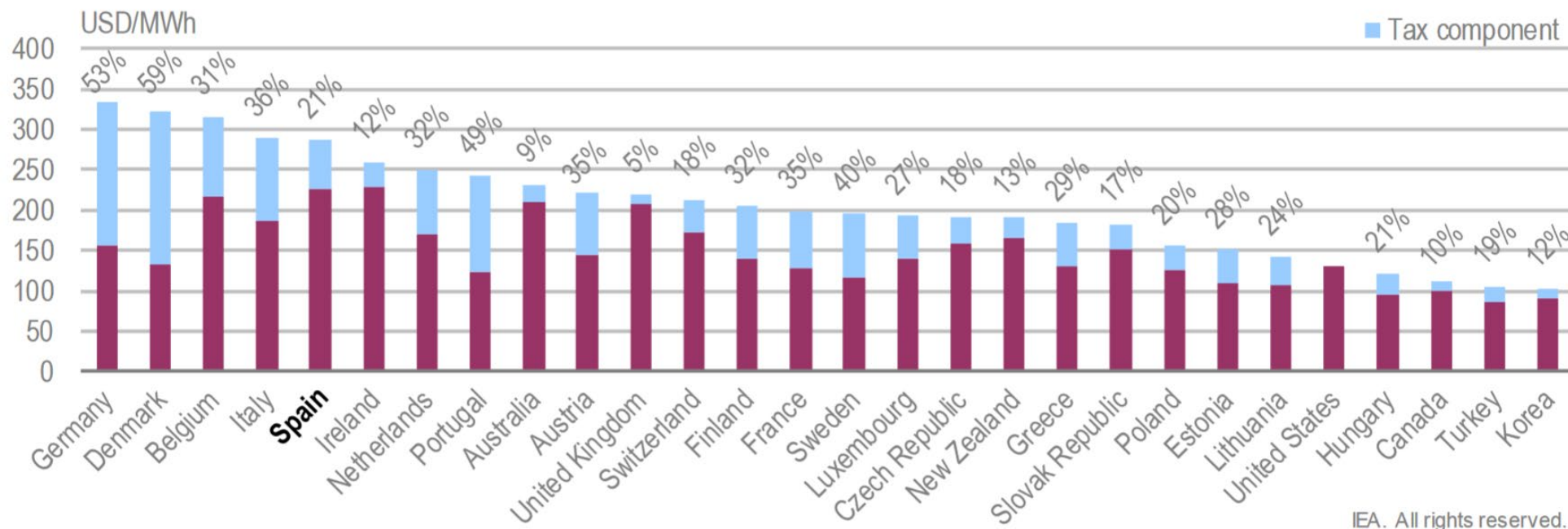


NO. SOCIOS VS ENERGÍA PORTEADA Enero – Octubre 2021



NO. SOCIOS VS ENERGÍA PORTEADA





IEA. All rights reserved.

- Las políticas y los incentivos del mercado han llevado al país a una **matriz energética menos diversa** (España)
- Los mercados de electricidad se construyeron en un contexto de generación despachable a gran escala. Las modificaciones para disminuir las emisiones de CO2 han causado un desbalance y mayor exposición a la volatilidad de precios (UK)