

SEMARNAT

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y
RECURSOS NATURALES



Academia
de Ingeniería
México



WORLD BANK

INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA CCUS. CURSO CORTO EN LÍNEA.

SEMARNAT

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y
RECURSOS NATURALES



Academia
de Ingeniería
México



WORLD BANK

Ponente: Abigail González Díaz

Tema: Estatus internacional de la economía CCS

INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA CCUS. CURSO CORTO EN LÍNEA.

¿Problema técnico o económico?

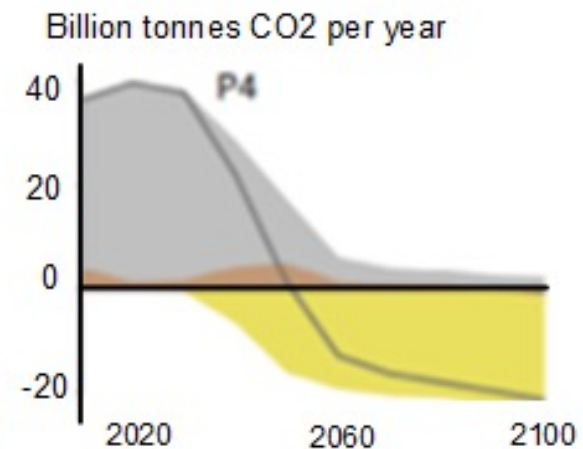
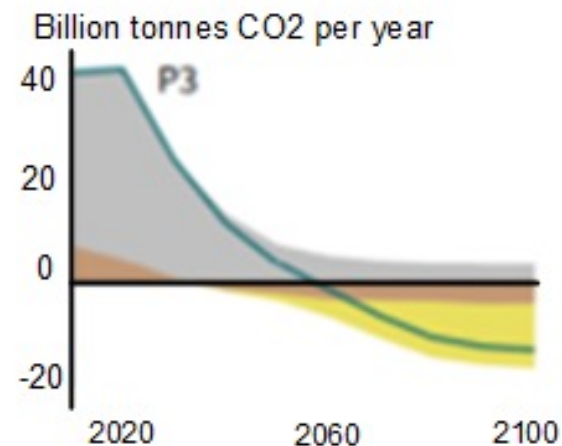
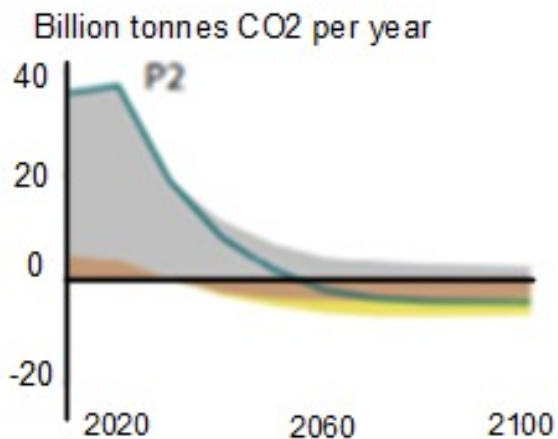
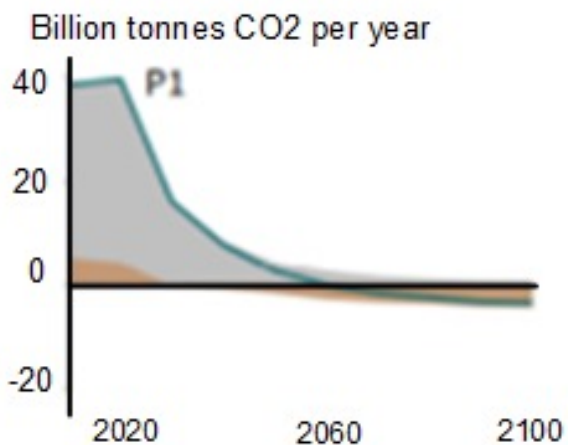
El problema es el financiero.

- CCS es un proceso costoso que genera muy pocos ingresos.
- No hay un solo ejemplo de un proyecto de CCS en ningún lugar del mundo que ofrezca una justificación financiera para invertir en CCS.
- En ausencia de un precio del carbono, CCS nunca proporcionará un retorno de la inversión.
- Hasta ahora, las empresas petroleras europeas, Equinor, Shell y Total, continúan invirtiendo en CCS, a pesar de la falta de retorno de la inversión, porque es parte importante en la descarbonización y respalda sus objetivos de ser empresas energéticas “responsables”.

Evolución y desglose de CO₂ antropogénico global, proyección de emisiones hasta 2100 en 4 rutas

● Fossil fuel and industry ● AFOLU ● BECCS

agriculture, forestry and other land-use (AFOLU)



Escenario 1:

1. Reducir la demanda mundial de energía
2. Aumentar la participación de las energías renovables
3. Reforestar.

Escenario 2:

1. Reducir los consumos de energía
2. Aumentar las energías renovables
3. Incorporar CCS y BECCS.

Escenario 3:

1. Utilizar nuevos métodos para producir energía en lugar de una reducción de la demanda
2. Incrementar la participación de CCS y BECCS.

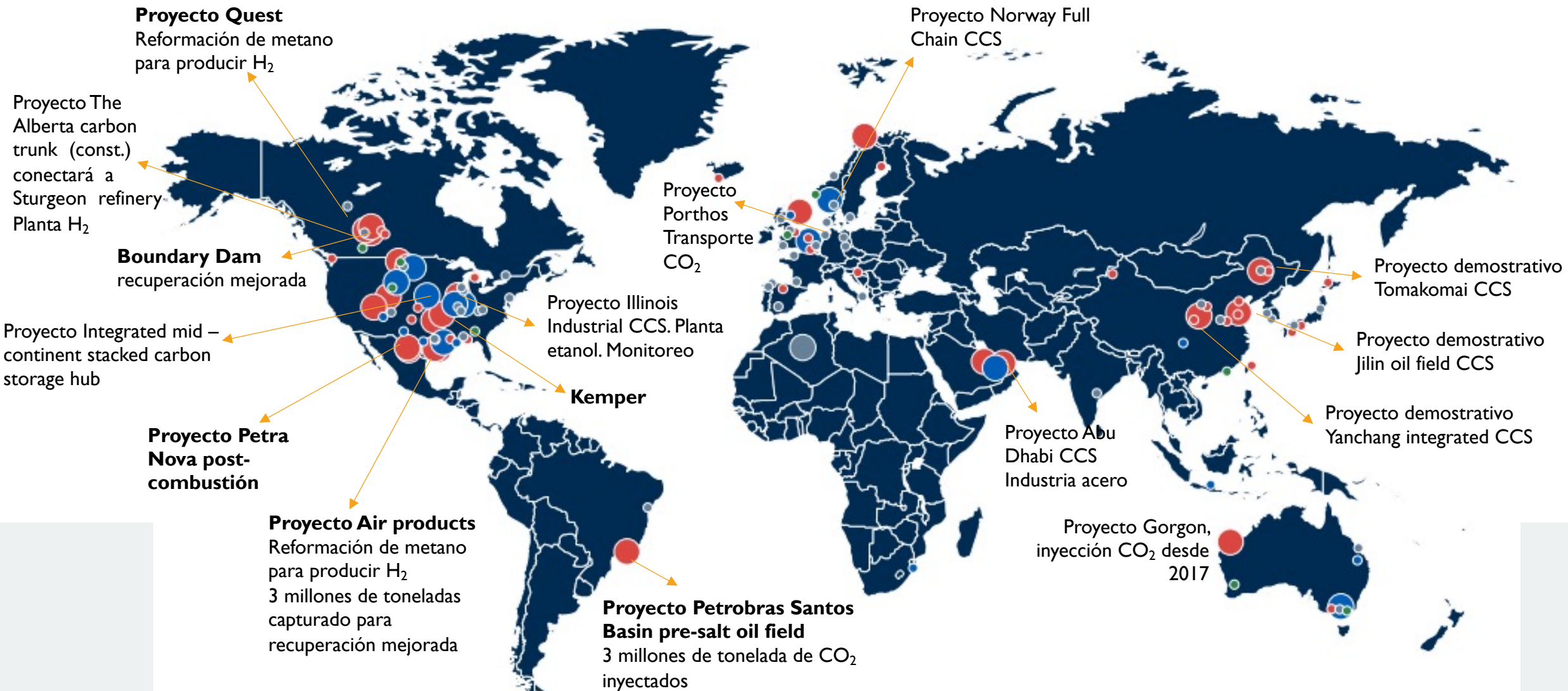
Escenario 4:

1. Mantener los consumos global en los niveles actuales
2. Aumentar la demanda de productos con alto consumo de energía, como los viajes aéreos y la carne.
3. Alta participación de CCS y BECCS.

Alta probabilidad de mantener el incremento de la temperatura por debajo de los 1,5°C.

- Solo hay 20 proyectos comerciales en operación en todo el mundo.
- En los últimos años se han anunciado planes para más de 30 instalaciones comerciales
- A pesar de la crisis de Covid-19, en 2020 los gobiernos y la industria comprometieron cerca de 4.500 millones de dólares para CCUS.
- El factor principal de la lenta aplicación de CCUS es el alto costo, incapaz de competir con la energía eólica y solar (dada la caída de los costos durante la última década).
- La aplicación de precios del carbono, no son lo suficientemente fuertes como para hacer que CCUS sea económicamente atractivo.
- Sin embargo aun no se descartar la tecnología por motivos de costo, ya que tiene fortalezas únicas: su competitividad en sectores claves y su potencial para ingresar a la corriente principal de soluciones bajas en carbono.

Proyectos CCUS demostrativos claves a nivel mundial





SHELL

Hasta la fecha, Shell tiene dos proyectos de CCS:

- Quest, Canadá, financiado por el gobierno de Canadá y operado por Shell
- Gorgon, Australia. El proyecto Gorgon no ha logrado sus objetivos financieros, a pesar de un subsidio de \$60 millones del gobierno de Australia.

1 millón de toneladas por año en Quest

4 millones de toneladas en Gorgon

Las emisiones totales de Shell son de 656 millones de toneladas por año

Equinor

El productor estatal de petróleo y gas de Noruega, ha invertido desde 1996 en CCS, porque Noruega ha implementado el precio del carbono desde 1991.

Los proyectos CCS Sleipner y Snøhvit han capturado y almacenado alrededor de 22 millones de toneladas de CO₂.

Equinor es responsable de más de 330 millones de toneladas de emisiones de CO₂ por año.

Con el precio del carbono, hay un modesto retorno económico en sus operaciones con CCS.

Boundary Dam, Saskatchewan, Canadá

Es propiedad de SaskPower, la empresa de servicios públicos de Saskatchewan, costó 1,300 millones de dólares el retrofit, después de años de retraso operó al 50% de su capacidad. Se aplicó a una unidad y no se aplicará a las otras unidades por el alto costo.

Petro Nova en Texas

Costó 1,000 millones de dólares, captura el 33% de las emisiones de una unidad de 654MW. El CO₂ se utilizaría para proyectos de recuperación mejorada de petróleo, por el bajo precio del petróleo se dejó de capturar CO₂. Recibe un subsidio de 50 dólares por tonelada del gobierno de los EE. UU.

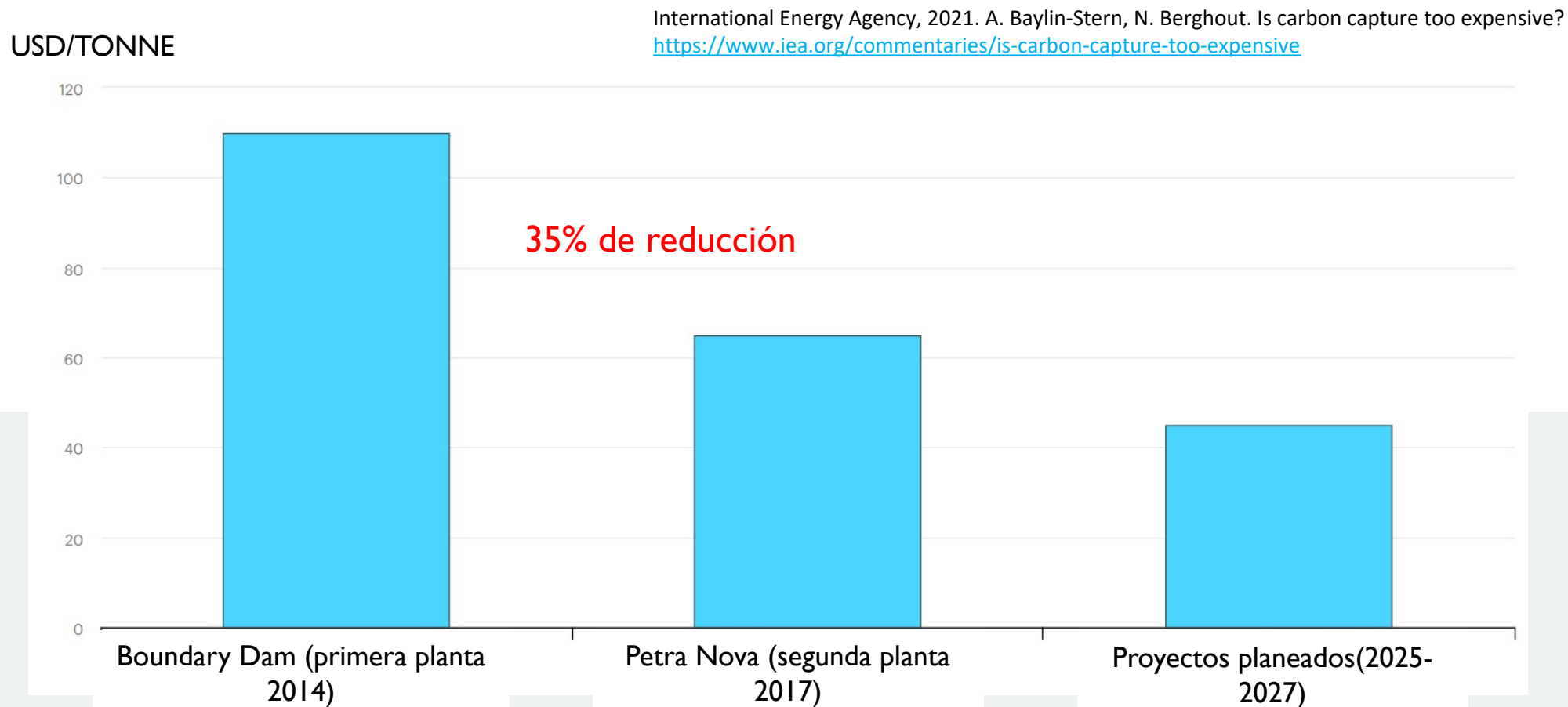
Kemper

CCUS fue aplicado a una central eléctrica de carbón en Mississippi, prometía empleos y electricidad limpia y barata. El costo estimado de \$ 2.400 millones pero se incrementó a \$7,500 millones y el proyecto fue abandonado.

Reducción de costos de la captura de CO₂ de centrales eléctricas de carbón debido al crecimiento del mercado.

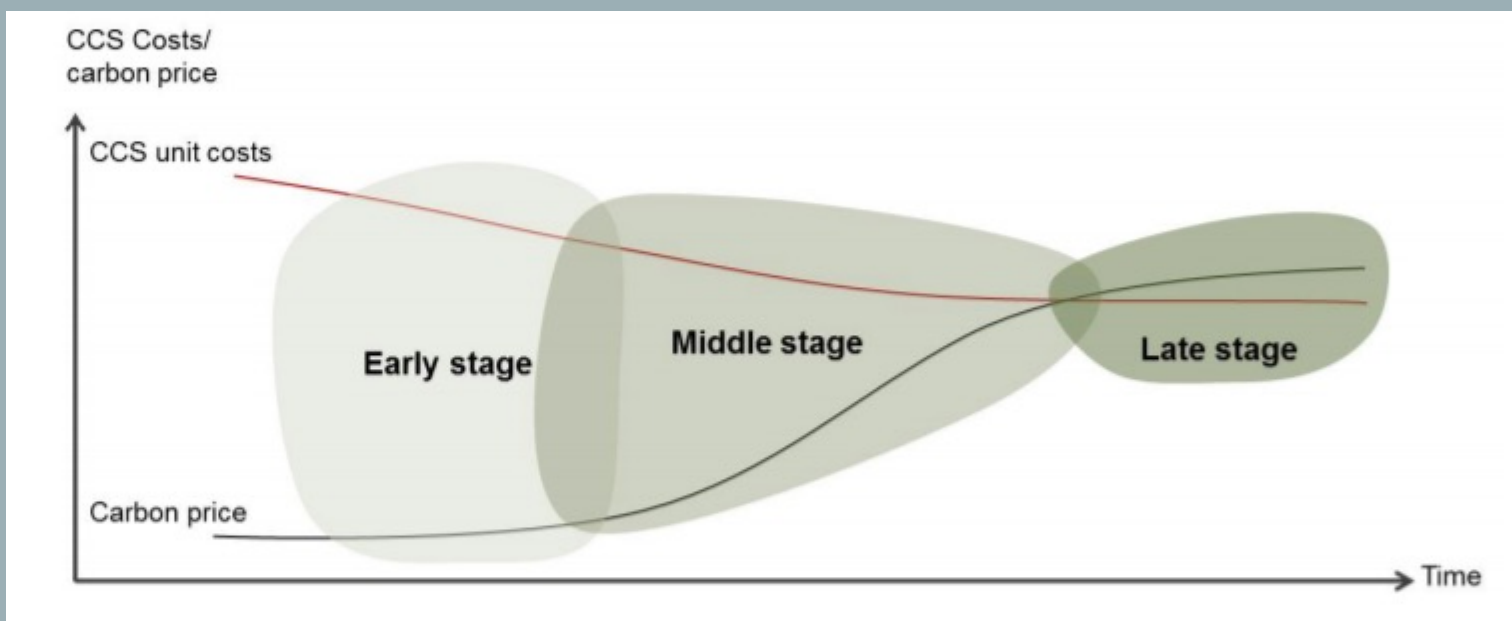
Existe un potencial considerable para reducir los costos

- La experiencia indica que CCUS se abaratará a medida que el mercado crezca, la tecnología se desarrolle, y se acumule la experiencia de construir y operar instalaciones CCUS.
- Este patrón observado en las tecnologías de energía renovable en las últimas décadas.



Se necesita el apoyo de políticas para impulsar la innovación y la implementación de CCUS

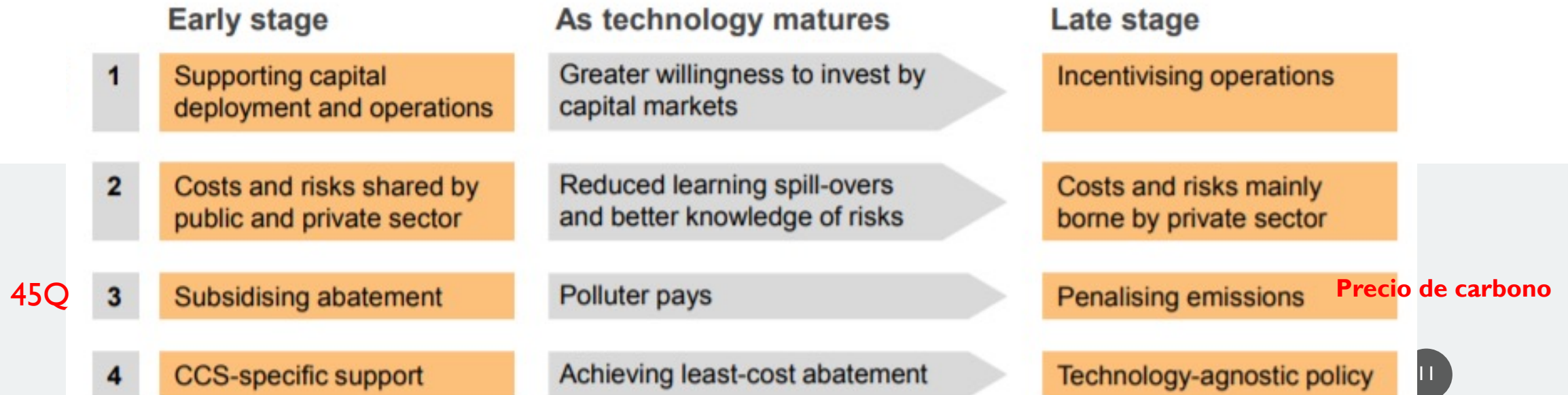
La investigación y el desarrollo, y la experiencia obtenida de los proyectos de demostración han reducido los costos, se espera el aumento de los precios del carbono dará como resultado un aumento en los ingresos



El crédito fiscal de la Sección 45Q aumentará a \$ 35 por tonelada métrica para EOR y \$ 50 por tonelada métrica para almacenamiento geológico para el 2026. El crédito fiscal de \$ 35 también está disponible para proyectos de captura de CO₂ directamente del aire y utilización sin EOR.

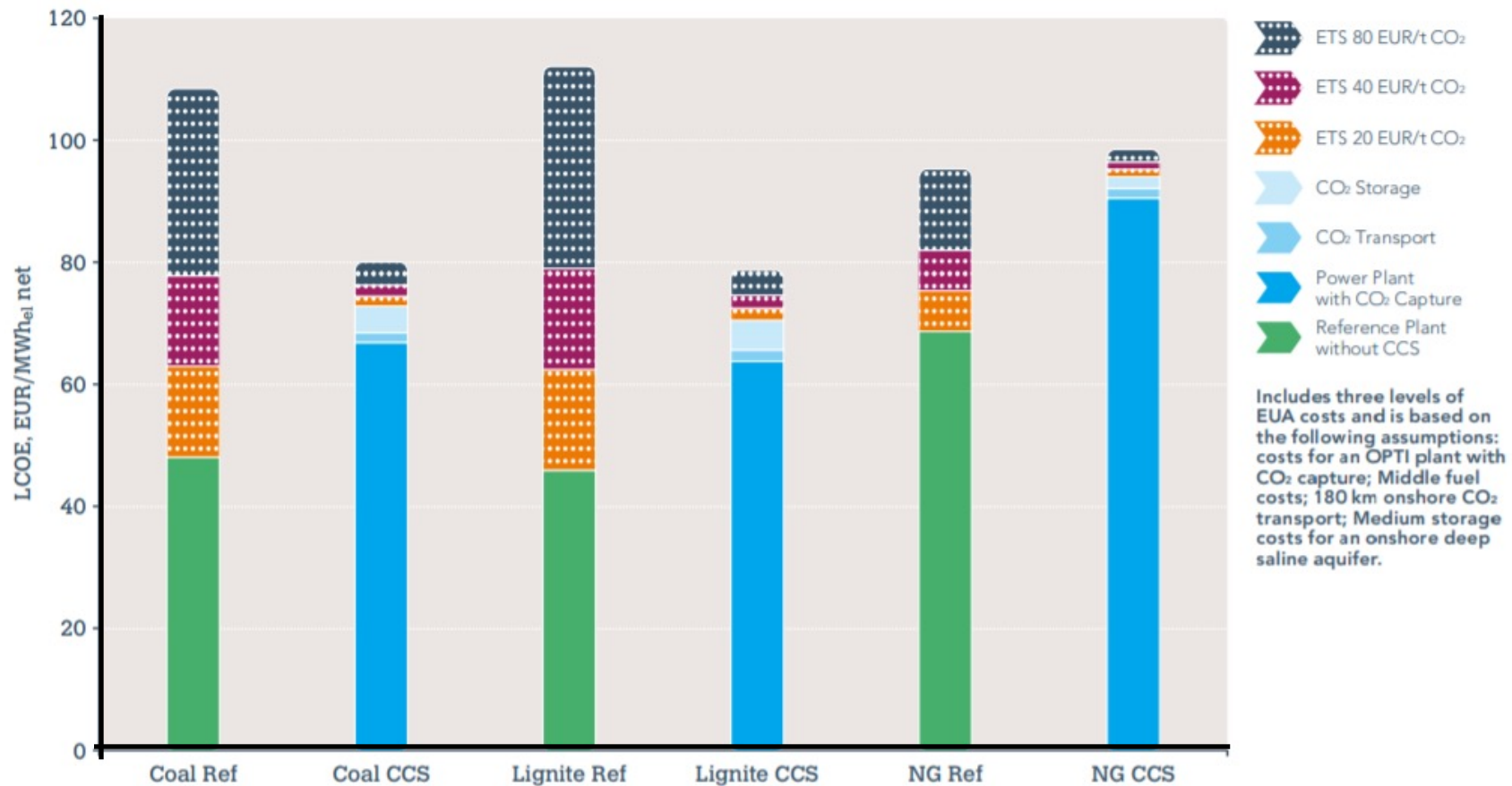
Las opciones de política y que el enfoque con el tiempo:

- **Financiamiento:** incentivos para el despliegue de capital y para las operaciones;
- **Costos y riesgos:** soportados por el sector público o el sector privado;
- **Subsidios / sanciones:** subsidio de reducción o penalización de emisiones;
- **Apoyo tecnológico:** focalización en incentivos específicos de CCUS.
- **Selección de una tecnología que se apoyará.**



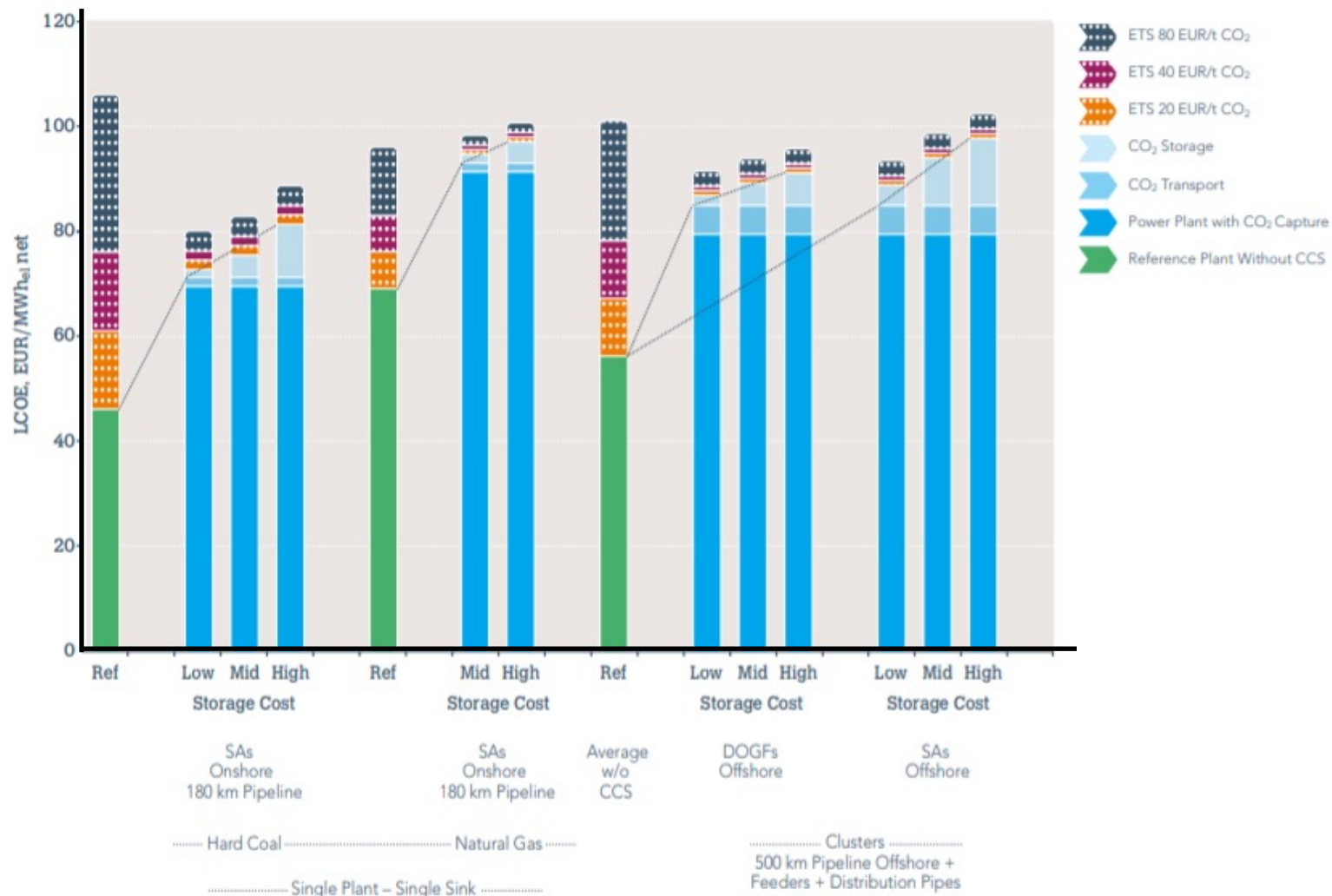
Efecto del precio del carbono en el costo nivelado de electricidad con y sin CCS

Costo nivelado de electricidad de plantas de electricidad sin CCS (azul) comparada con una planta con captura (verde) a diferentes precios del CO₂ emitido



Efecto del precio del carbono en el costo nivelado de electricidad con y sin CCS

Costo nivelado de electricidad de una planta de carbón y una de ciclo combinado con y sin CCS a diferentes precios del CO₂ y a diferentes niveles de captura y almacenamiento de CO₂



Caso de estudio: México

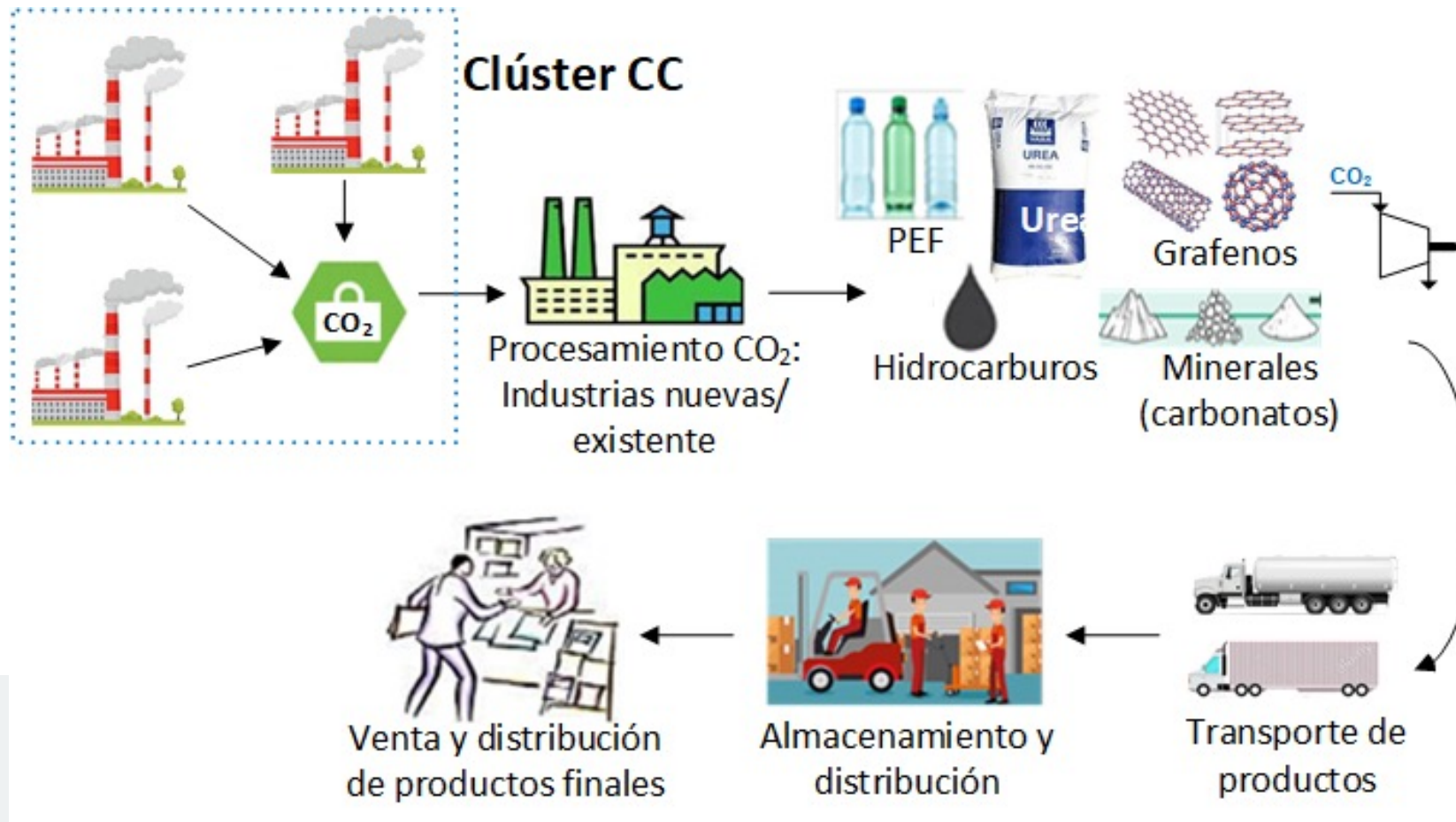
- CFE tiene una capacidad instalada de centrales de generación a través de gas, combustóleo, y carbón de 25,973 MW aproximadamente,
- Se proyectan 12,150 MW adicionales para CFE (PRODESEN 2019-2033).
- En total, estas plantas estarían emitiendo aproximadamente 75 millones de toneladas de CO₂ al año, con un factor de planta de 80%.



- | | |
|------------------------------------|----------------------------------|
| 1. El Sauz II | 22. Refinería Madero |
| 2. Tula II Fase I | 23. Mérida |
| 3. Valle de México III | 24. Dos Bocas II
(Veracruz) |
| 4. Refinería Miguel Hidalgo | 25. Riviera Maya |
| 5. Guadalajara I | 26. Tuxpan Fase I |
| 6. Manzanillo III | 27. Refinería Salina Cruz |
| 7. Petacalco | 28. Complejo de gas
Cactus |
| 8. Baja California Sur VI | 29. Refinería Lázaro
Cárdenas |
| 9. Baja California | 30. Humeros III Fase B |
| 10. San Luis Colorado I | |
| 11. Baja California IV | |
| 12. Mazatlán | |
| 13. Presidente Juárez IV | |
| 14. Coromuel
(aeroderivada) | |
| 15. Punta Prieta
(aeroderivada) | |
| 16. Lechería | |
| 17. Lerdo (Norte IV) | |
| 18. Francisco Villa | |
| 19. Altamira | |
| 20. Río Bravo | |
| 21. Refinería Cadereyta | |

Localización de ciclos combinados (2020-2034)

Cadena de suministro para productos generados a partir de CO₂



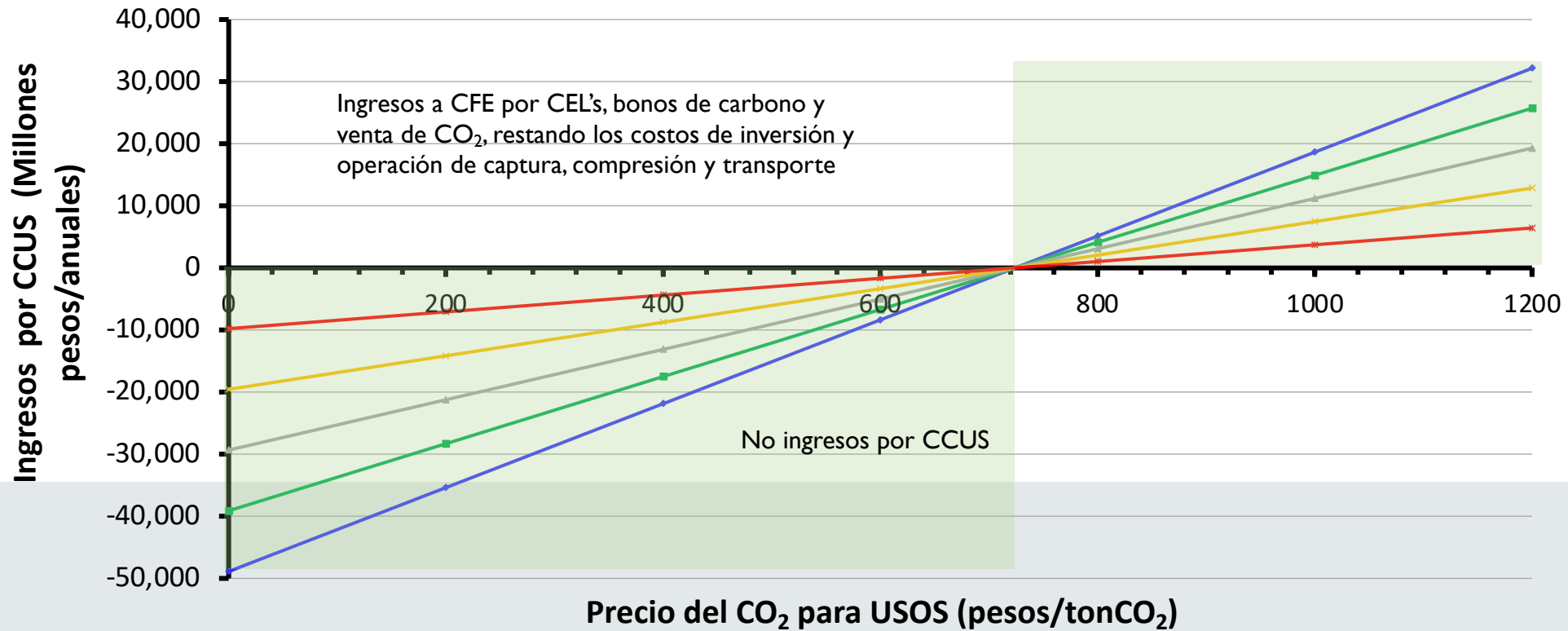
Costo estimado de inversión de un ciclo combinado con y sin captura de CO₂ postcombustión

Plant component	Unit	NGCC	NGCC w/capture
Total Capital Requirement (TCR) power plant	M\$	703	611
Capture plant main items			
Flue gas cooling	M\$	NA	21
CO ₂ absorber & flue gas re-heater	M\$	NA	110
Rich/ lean amine circulation	M\$	NA	6
Stripping section	M\$	NA	139
Ancillaries	M\$	NA	5
Supporting facilities & labor (direct and indirect) ^d	M\$	NA	61
Subtotal	M\$	NA	342
Installation cost ^e	M\$	NA	128
BEC	M\$	NA	470
EPC, Contingencies and owner's costs ^f	M\$	NA	216
Total Capital Requirement (TCR) capture plant	M\$	NA	687
Total Capital Requirement (TCR) CO ₂ compression ^g	M\$	NA	49
Specific investment – Gross	\$/kW	757	1614
Specific investment – Net	\$/kW	773	1698

^a 49.8% of subtotal cost (IEAHGH, 2012), ^b 14% of BEC (cost Franco et al, 2012), ^c 23.5% of EPC (IEAHGH, 2012), ^d 2.7 % of the total equipment cost (IEAHGH, 2012), ^e 37.5% of subtotal cost (IEAHGH, 2012), ^f 46% of BEC (IEAHGH, 2012), ^g Hendriks et al (2003), includes installation, indirect costs, contingencies and owner's costs

Ingresos adicionales por incorporar CCUS en los 25,973 MW + 12,150 MW de capacidad instalada de CFE, 80% factor de planta, considerando CEL's, bonos de carbono, y venta de CO₂ para **USOS**, y restando el costo del CO₂ evitado.

CEL's = 18 US\$/MW, Bono de carbono = 192 pesos/tonCO₂ (8€/tonCO₂), costo CO₂ evitado = 117 US\$/tonCO₂, 90% de nivel de captura, 1 US\$ = 20 pesos



- 100% de la capacidad instalada con CCUS
- 80% de la capacidad instalada con CCUS
- 60% de la capacidad instalada con CCUS
- 40% de la capacidad instalada con CCUS
- 20% de la capacidad instalada con CCUS

- 80% de la capacidad instalada con CCUS
- 40% de la capacidad instalada con CCUS

SEMARNAT

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y
RECURSOS NATURALES



Academia
de Ingeniería
México



WORLD BANK

Muchas gracias !!

Ponente: Abigail González Díaz

Dirección Electrónica: abigail.gonzalez@ineel.mx

INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA CCUS. CURSO CORTO EN LÍNEA.