

ANEXOS

Anexo A.

Fichas técnicas del Sector Energía

ES-1. Pequeñas centrales hidroeléctricas

Descripción de la política

Con esta política se amplía la generación de energía eléctrica en Baja California a través de la construcción y operación de pequeñas centrales hidroeléctricas, aprovechando el caudal de agua, principalmente de los canales existentes en el Estado, u otras formas de agua corriente que proporcionan la presión de agua necesaria para la generación de electricidad . Actualmente estos recursos hídricos son subutilizados para la producción de energía.

Esto tiene como objetivo proporcionar al Estado electricidad producida de forma limpia, aprovechando los recursos disponibles sin afectar el medio ambiente, a la vez que se beneficia a la ciudadanía. Estos beneficios se reflejan en la reducción de los combustibles fósiles importados por Baja California, lo cual genera una disminución en los costos de consumo de combustibles fósiles, así como la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero que se producen por la generación de electricidad, incluidos los gases como el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) el óxido nitroso (N₂O).

Diseño de la política

Meta:

- Generar 35 MW de nueva energía hidroeléctrica a pequeña escala, antes de la fecha especificada.

Calendarización:

- El programa arranca en 2014. La primera generación de energía comienza en 2016 y la implementación completa de la meta de 35 MW se contempla para el año 2022.

Actores involucrados:

Los actores sociales considerados para el cumplimiento de la meta de esta política son:

Federales:

- Secretaría de Energía (SENER)
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía

Estatales:

- Comisión Estatal de Energía (CEE-BC)
- Comisión de Servicios Públicos (Ensenada, Mexicali, Rosarito, Tecate y Tijuana)

Sector privado:

- Productores independientes de energía
- Agricultores, propietarios de canales y otras entidades interesadas en el agua de riego

Mecanismos de implementación

Los mecanismos de implementación que se contemplan para apoyar esta política son:

- Contratos de compra-venta de energía entre organismos públicos y privados (PPAs).
- Normativa: Se exigirá a los organismos operadores que compren energía de fuentes renovables.
- Que el Impuesto al Carbono cubra las fuentes de suministro de energía (lo cual se está considerando en la nueva reforma tributaria).

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

Las políticas y los programas actuales son:

A nivel federal

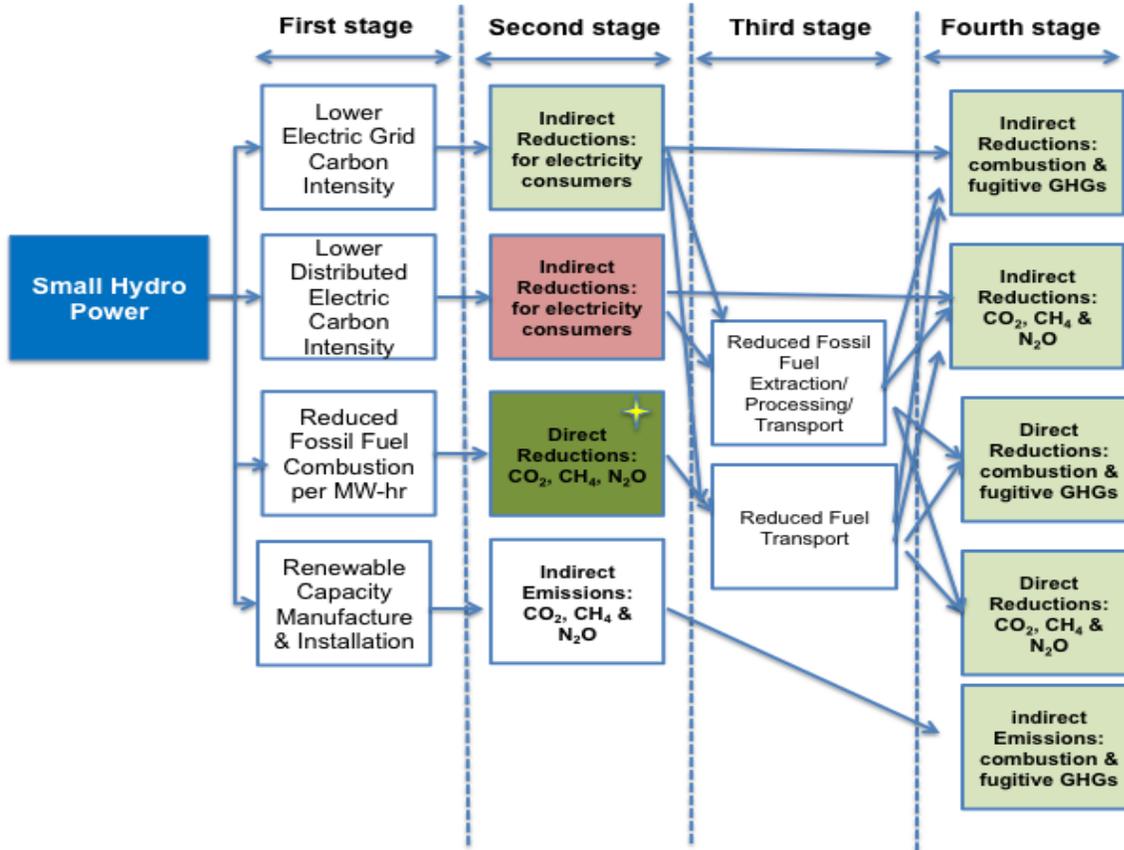
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE): Dicha ley promueve la generación ecológica de energía eléctrica a través de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas.

Tipos de reducciones de GEI

Las reducciones de GEI incluyen CO₂, N₂O, CH₄, y potencialmente el negro de carbón.

El símbolo de la estrella en la cadena causal a continuación identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados:

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro ES-1-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de la política ES-1 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
ES-1	Electricidad generada por micro-centrales hidráulicas	0.047	0.065	0.785	\$231	\$294

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- Energy Environmental Economics, Recommendations for WECC 10 and- 20- Year Study Process, 2012, Salt Lake City. Pág. 30, disponible en http://www.nwcouncil.org/media/6867814/E3_GenCapCostReport_finaldraft.pdf
- Intergovernmental Panel on Climate Change, Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Volumen 2, Energía, 2006. Pág. 2.16, disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf.
- Muñoz Meléndez, Gabriela et. al. Baja California: Perfil Energético 2010-2020 Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Odón de Buen, Guía para el Desarrollo de Proyectos de Generación de Electricidad con Energía renovable en y para los Municipios. 2010. Pág. 40, disponible en: <http://www.renovables.gob.mx/res/1658/GuiaDesarrolloProyectosGeneracionElectricidadPartirERMunicipios.pdf>.
- Quintero, M y Núñez, Alan. Perspectiva Energética en Mexicali y Valle Imperial, 2005. Divulgaré Energías Alternas. Pág. 8. disponible en: <http://132.248.129.5/cursoOJS/index.php/uabc/article/viewFile/800/826>
- Secretaría de Energía (SENER), Balance Nacional de Energía 2011. México 2012. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/BNE_2011.pdf
- Secretaría de Energía (SENER), Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026, México 2012. Pág. 128, disponible en: http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf
- Sweedler A, Quintero Margarito and Collins Kimberly, Energy Issues in the U.S.-Mexican Binational Region: Focus on California-Baja California. Pág. 168, disponible en: <http://climate.asu.edu/docs/climate/BorderAirQuality/EnergyIssuesintheUSMexicanBinationalRegionFocusonCaliforniaBajaCalifornia.pdf>.

Métodos de cuantificación:

El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI de la producción total de electricidad en Baja California; en este caso se consideraron las emisiones de consumo de combustible (GN) Luego se calculó la reducción de emisiones que pretende lograr la política; en este caso, las emisiones evitadas se enfocan en la generación de electricidad.

Tomando en cuenta las reducciones de electricidad, se calcularon los costos, principalmente los de reducir el consumo. El costo total incluye el costo de capital, el capital anualizado, los costos de operación y mantenimiento, los gastos evitados, los costos o beneficios netos y el Valor Presente Neto derivado de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para la producción de electricidad se calculan de la siguiente manera:

- El consumo anual de combustible (GN) en Tj. Esta información se obtiene usando la Electricidad Total Bruta multiplicada por el consumo específico de GN (TJ/MWh), ambos datos están en el inventario de GEI de Baja California.
- Las emisiones de CO_{2e} se calculan usando los factores de emisión del GN y multiplicando el factor de emisión (kgCO_{2e}/Tj) por el consumo de GN (Tj). Las emisiones totales finales se expresan en toneladas de CO_{2e}.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Los objetivos de reducción de la política se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Usando los porcentajes de reducción y la producción total bruta de electricidad se obtiene la producción de electricidad con combustibles no renovables evitada.
- Las emisiones de GEI evitadas se obtienen multiplicando la electricidad evitada por el consumo específico de GN.
- Para calcular las emisiones de GEI evitadas es necesario restar 9% de la TyD.

b) Sección de costos

Costo de capital

- Para calcular el costo de capital, se obtuvo el precio de la inversión por MWh generado por la central microhidroeléctrica.
- Al multiplicar el precio de la inversión por MWh, se obtiene el costo de capital expresado en millones de pesos.

Costo de capital anualizado

El costo de capital anualizado se calcula de la siguiente manera:

- El Factor de Recuperación de Capital se calcula utilizando la tasa de interés y la vida útil del equipo en años.
- Multiplicando el Factor de Recuperación de Capital por los Costos de Capital de cada año, se obtiene el costo de capital anualizado.
- Para cada año hay que sumar los costos anualizados del año anterior.

Costos de operación y mantenimiento

Los Costos de Operación y Mantenimiento se calculan de la siguiente manera:

- Los Costos de Operación y Mantenimiento son iguales al .01% del Capital Anualizado. Para cada año, se multiplica el capital anualizado por 0.01% y el resultado es el Costo de Operación y Mantenimiento de ese año específico.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- El precio de la electricidad residencial pronosticado (\$/MWh) de cada año que la política sugiera como objetivo.
- La cantidad de producción de electricidad (MWh) derivada de fuentes no renovables que se ahorre cada año.
- Los gastos evitados son la cantidad de electricidad ahorrada cada año, multiplicada por el precio pronosticado por MWh en el sector residencial; se expresan en millones de pesos (MM\$).

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Los costos de capital y de operación y mantenimiento se suman cada año hasta el 2022.

Costos o Beneficios Netos

Los costos o beneficios netos se calculan de la siguiente manera:

- Los gastos evitados con la política ES-2 se restan de los costos totales de cada año hasta el 2022 para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor Presente Neto

El valor presente neto se calcula de la siguiente manera:

- El VPN de esta corriente de flujo de efectivo se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2014 del costo global con descuento (beneficio) que tendría el programa para el Estado en 2022 (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 100% de la inversión en la política provendrá del sector privado.
- Los 35 MW de producción microhidroeléctrica se implementan de forma lineal con 5 MW por año para el periodo 2016-2022.

- El factor de capacidad de la producción microhidroeléctrica es 40%. Información disponible en: http://cer.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_Hydroelectrica.pdf.
 - Con un factor de capacidad de 40%, cada aumento de 5 WM en la capacidad microhidroeléctrica genera 17,520 MWh al año.
- En Mexicali, la central microhidroeléctrica se instalará en el Valle de Mexicali¹ para aprovechar los canales de riego.
- Tecate² será el otro lugar donde se instalará una microhidroeléctrica para aprovechar el caudal del agua de la presa "El Carrizo".
- Ensenada³ podría ser otra opción para instalar una central microhidroeléctrica, específicamente en "El Retiro".
- En el cálculo del consumo de GN evitado se utilizó un consumo específico de 7.0 TJ/GWh para la generación del ciclo del GN.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.44 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), a partir de una planta de generación de gas natural de ciclo combinado con un consumo específico de aproximadamente 7.0TJ/GWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.
- El valor de las emisiones de GEI en los procesos corriente arriba (*upstream*) es de .13 tCO_{2e}/MWh, lo cual refleja la fuga de metano en la producción y distribución de gas natural.
- Para las emisiones de GEI "upstream" se utilizaron los factores de emisión del ciclo completo del combustible.
- El pronóstico de referencia del consumo de Electricidad y Combustible se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*
- El costo evitado de la electricidad que se asume es de Mx\$618/MWh, lo cual refleja los costos de generación de una nueva planta de gas natural de ciclo combinado.
\$/MWh = pesos por megawatt-hora; Gj = Gigajoules.
- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio en los demás años.
- Los costos de capital de los MWh generados con producción microhidroeléctrica se calcularon consultando *Energy Environmental Economics, Recommendations for WECC 10 and- 20- Year Study Process, 2012, Salt Lake City. Pág. 30*, Disponible en: http://www.nwcouncil.org/media/6867814/E3_GenCapCostReport_finaldraft.pdf.

¹ Quintero, M y Nuñez , Alan. Perspectiva Energética en Mexicali y Valle Imperial, 2005. Divulgare Energías Alternas. Pag 8. Disponible en: <http://132.248.129.5/cursoOJS/index.php/uabc/article/viewFile/800/826>

² Ibid., Pág. 8.

³Sweedler A, Quintero Margarito and Collins Kimberly, Energy Issues in the U.S.-Mexican Binational Region: Focus on California-Baja California. Pag 168. Disponible en: <http://climate.asu.edu/docs/climate/BorderAirQuality/EnergyIssuesintheUSMexicanBinationalRegionFocusonCaliforniaBajaCalifornia.pdf>.

Cuadro ES-1-2. Estimaciones del Costo de Capital y Costo de OyM

Tecnología	Características Típicas	Costo de Capital USD\$/kW	Fijos de OyM
		USD/kW	USD\$/kW-año
Microhidroeléctrica	Tamaño de la planta: menos de 30MW Tipo: corriente del río, hidrodinámica, almacenamiento diurno	3,500	30

- Los costos de capital iniciales para el periodo 2016-2022 son de Mx\$233 millones por año.
- El ciclo de vida útil fue de 30 años. Tomado de *Odón de Buen, Guía para el Desarrollo de Proyectos de Generación de Electricidad con Energía renovable en y para los Municipios. 2010. Pág. 40.*
- El factor de recuperación del costo de capital para una obra de 30 años con una tasa de interés real del 5%, es de 7% anual.

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

Ninguno definido.

Problemas de viabilidad

Los posibles problemas de viabilidad son:

- Las fuentes de financiamiento para la construcción de las plantas generadoras
- La aprobación legislativa de los nuevos requisitos
- La oposición de los empresarios a que se aplique un impuesto al carbono
- La disponibilidad de agua debido al cambio climático (sequía extrema)
- Obstáculos tecnológicos debido al coeficiente de carga

ES-2. Diversificación de la matriz energética del Estado

Descripción de la política

La mezcla actual de generación energética se basa en gran medida en combustibles fósiles que generan emisiones de GEI y degradan considerablemente la calidad del aire. Debido a la alta dependencia del petróleo y las emisiones resultantes de la producción de energía en Baja California, se necesita una política que permita diversificar la matriz energética del Estado incluyendo un mayor porcentaje de energías renovables que no afecten el medio ambiente.

El Estado de Baja California tiene recursos potenciales que pueden ser utilizados para la diversificación de las fuentes de energía, tales como: la bioenergía, la energía solar, la energía geotérmica, la energía hidráulica, la energía eólica y las diversas formas de energía oceánica (mareas, olas y corrientes marinas). El objetivo de esta política es diversificar la matriz energética, dar una mayor estabilidad y sustentabilidad, aumentar el suministro actual de energía, reducir el consumo de hidrocarburos y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Diseño de la política

Metas:

- Que para el año 2020, el 15% de las ventas de electricidad del Estado provengan de fuentes de energía renovable.

Calendarización:

- La planificación del proyecto inicia en 2014, las primeras energías renovables entrarán en funcionamiento en 2016 y el objetivo del 15% se logra en 2022.

Actores involucrados:

Para la implementación de esta política será necesaria la participación y el apoyo de las siguientes instancias y organizaciones:

Privadas

- Productores independientes de energía
- Propietarios de inmuebles
- Bancos y otras instituciones financieras
- Ganaderos y otros grandes propietarios que aporten terreno para parques eólicos
- Agricultores que cultiven trigo y otros insumos para biomasa para la política AFOLU-

Federales:

- Comisión Federal de Electricidad (CFE)

- Secretaría de Energía (SENER)
- Petróleos Mexicanos (PEMEX)
- Comisión Reguladora de Energía
- Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT)

Estatales:

- Comisión Estatal de Energía (CEE-BC)

Otros: La energía renovable se define como una forma de energía renovable de origen natural, y en esta política se incluye la generación eléctrica a partir de biomasa, energía solar fotovoltaica y energía eólica.

Mecanismos de implementación

Los mecanismos de implementación que se contemplan para apoyar esta política son:

- Requisito reglamentario de que un porcentaje de las ventas o la producción provenga de fuentes de energía renovables admisibles
- Financiamiento, contratos PPA, garantías de préstamos, fondos públicos, autorizar legislación para compras estatales.
- Combinar mecanismos para cada fuente, incluyendo el porcentaje de asignación para la generación y venta de energía
- Gravar el carbono
- Incentivos económicos y fiscales que promuevan la generación de energía a partir de fuentes renovables
- Promover la incorporación de la perspectiva de la política climática
- Aprovechamiento de los mercados de carbono existentes
- La participación de centros de investigación en el desarrollo tecnológico

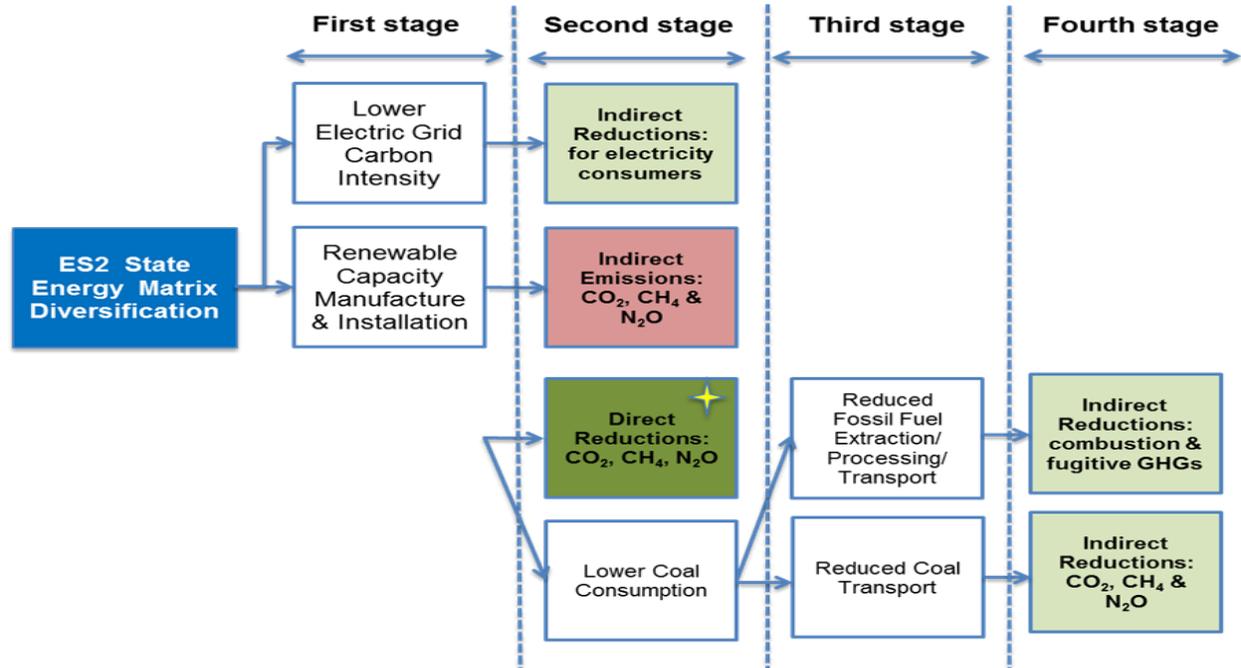
Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
- Fondo Sectorial para la Sustentabilidad Energética SENER-CONACYT: Fondo creado en virtud de las disposiciones de la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos, la cual obliga a Pemex a pagar una cuota anual para la investigación científica y tecnológica en materia de energía, aplicando el 0.65% al valor anual del petróleo crudo y el gas natural extraídos en el año
- Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua (PROCASOL)

Tipos de reducciones de GEI

Las reducciones de GEI incluyen CO₂, N₂O, CH₄, y potencialmente el negro de carbón.

- El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
- El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
- El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
- El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro ES-2-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de ES-2 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
ES-2	Diversificación del suministro de energía	0.9	1.3	16.0	\$7,062	\$440

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los

flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- Claudio A. Estrada y Camilo A. Arancibia. Las Energías Renovables: La Energía Solar y sus Aplicaciones, Agosto 2010, Vol. 11, Número 8, ISSN: 1067-6079. Pág. 15. Disponible en: <http://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art96/>
- Dremen Thomas, Baker Arnold and Kamery William. Electricity Generation Model (Gen Sim). Energy Economics Education Foundation, Inc. Second Quarter 2003, pag 18-19. Disponible en: Maggie Eldridge, Steve Nadel, Amanda Korane, John A. "Skip" Laitner, Vanessa McKinney, Max Neubauer, and Jacob Talbot. April 1, 2009. Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) et al. Disponible en: <http://www.aceee.org/pubs/e093.htm>
- Intergovernmental Panel on Climate Change, Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Volúmen 2, Energía, 2006. Pag 2.16, Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf.
- Muñoz Meléndez, Gabriela et. al. Baja California: Perfil Energético 2010-2020 Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>
- Odón de Buen, Guía para el Desarrollo de Proyectos de Generación de Electricidad con Energía renovable en y para los Municipios. 2010. Pág. 37. Disponible en: <http://www.renovables.gob.mx/res/1658/GuiaDesarrolloProyectosGeneracionElectricidadPartirERMunicipios.pdf>
- Secretaria de Energía (SENER), Balance Nacional de Energía 2011. México 2012. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/BNE_2011.pdf
- Secretaría de Energía (SENER), Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026, México 2012. Pág. 128. Disponible en: http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf

Métodos de cuantificación:

El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI de la producción total de electricidad en Baja California; en este caso se consideraron las emisiones de consumo de combustible (NG) Luego se calculó la reducción de emisiones; en este caso, las emisiones evitadas se enfocan en la generación de electricidad en el sector residencial.

Tomando en cuenta las reducciones de electricidad, se calcularon los costos, principalmente los de reducir el consumo. El costo total incluye el costo de capital, el capital anualizado, los costos de operación y mantenimiento, los gastos evitados, los costos o beneficios netos y el Valor Presente Neto derivado de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para la producción de electricidad de uso residencial se calculan de la siguiente manera:

- El consumo anual de combustible (GN) en Tj. Esta información se obtiene usando el Consumo de Electricidad Residencial (MWh), multiplicado por el consumo específico de GN (TJ/MWh), ambos datos están en el inventario de GEI de Baja California.
- Las emisiones de CO_{2e} se calculan usando los factores de emisión del GN y multiplicando el factor de emisión (kgCO_{2e}/Tj) por el consumo de GN (Tj). Las emisiones totales finales se expresan en toneladas de CO_{2e}.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Los objetivos de reducción de la política se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Usando los porcentajes de reducción y la producción total bruta de electricidad se obtiene la producción de electricidad con combustibles no renovables evitada.
- Las emisiones de GEI evitadas se obtienen multiplicando la electricidad evitada por el consumo específico de GN.
- Para calcular las emisiones de GEI evitadas es necesario restar 9% de la TyD.

b) Sección de costos

Costo de capital

- Para calcular el costo de capital, se obtuvo el precio de la inversión por MW de Panel Fotovoltaico (\$/MW) y de la Planta de Energía Eólica.
- Al multiplicar el precio de la inversión por MW necesario para la aplicación de la política, se obtiene el costo de capital expresado en millones de pesos.

Costo de capital anualizado

El costo de capital anualizado se calcula de la siguiente manera:

- El Factor de Recuperación de Capital se calcula utilizando la tasa de interés y la vida útil del equipo en años.
- Se multiplica el Factor de Recuperación de Capital por los Costos de Capital de cada año.
- Para cada año hay que sumar los costos anualizados del año anterior.

Costos de operación y mantenimiento

Los Costos de Operación y Mantenimiento se calculan de la siguiente manera:

- Los Costos de Operación y Mantenimiento son iguales al .3% del Capital Anualizado. Para cada año, se multiplica el capital anualizado por 0.31% y el resultado es el Costo de Operación y Mantenimiento de ese año específico.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- El precio de la electricidad residencial pronosticado (\$/MWh) de cada año que la política sugiera como objetivo.
- La cantidad de producción de electricidad (MWh) derivada de fuentes no renovables que se ahorre cada año.
- Los gastos evitados son la cantidad de electricidad ahorrada cada año, multiplicada por el precio pronosticado por MWh en el sector residencial; se expresan en millones de pesos (MM\$).
- Para calcular los gastos evitados se necesita restar los gastos evitados de ES-1, ES-4 y AFOLU-3.

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Costos de capital de otras políticas (ES-1, ES-4 y AFOLU-3).
- Los costos de capital de otras políticas se suman a los costos de capital y de operación y mantenimiento de ES-2 en cada año hasta el 2022.

Costos o Beneficios Netos

Los costos o beneficios netos se calculan de la siguiente manera:

- Gastos evitados de otras políticas.
- Los gastos evitados de ES-2 se restan de los costos totales de cada año hasta el 2022 para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo.
- Los gastos evitados de otras políticas se restan de los Gastos Evitados de ES-2.
- Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor Presente Neto

El valor presente neto se calcula de la siguiente manera:

- El VPN de esta corriente de flujo de efectivo se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2014 del costo global con descuento (beneficio) que tendría el programa para el Estado en 2022 (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 100% de la inversión en la política provendrá del sector privado.
- El objetivo del 15% de energía renovable se implementa en forma lineal para los años 2016-2022.
- La electricidad renovable generada conforme a AFOLU-3, ES-1, ES-3 y ES-4 se cuenta como acciones existentes en el siguiente cuadro.

Año	Renovables anuales (Incremental)	Acciones existentes incrementales	Nuevos GWh acumulados con esta política
2014	0.00%	0.00%	0.00%
2015	0.00%	0.00%	0.00%
2016	2.14%	0.18%	1.97%
2017	2.14%	0.16%	3.95%
2018	2.14%	0.19%	5.90%
2019	2.14%	0.12%	7.93%
2020	2.14%	0.22%	9.86%
2021	2.14%	0.11%	11.89%
2022	2.14%	0.18%	13.86%

- En el cálculo del consumo de GN evitado se utilizó un consumo específico de 7.0 TJ/GWh para la generación del ciclo del GN.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.44 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), a partir de una planta de generación de gas natural de ciclo combinado con un consumo específico de aproximadamente 7.0TJ/GWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.
- El valor de las emisiones de GEI en los procesos corriente arriba (*upstream*) es de .13 tCO_{2e}/MWh, lo cual refleja la fuga de metano en la producción y distribución de gas natural.
- Para las emisiones de GEI "upstream" se utilizaron los factores de emisión del ciclo completo del combustible.
- Las emisiones "upstream" de AFOLU-3 incluyen las emisiones de la combustión de diesel a partir de la recolección y el transporte de biomasa.
- El pronóstico de referencia del consumo de Electricidad y Combustible se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*
- El costo evitado de la electricidad que se asume es de Mx\$618/MWh, lo cual refleja los costos de generación de una nueva planta de gas natural de ciclo combinado.

- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio en los demás años.
- El costo de OyM es igual al 0.30% de los costos de capital de los paneles FV y la Generación Eólica.
- Los Costos de Capital por MW de paneles fotovoltaicos y generación eólica se refieren a la información de US DOF disponible en: *Claudio A. Estrada y Camilo A. Arancibia. Las Energías Renovables: La Energía Solar y sus Aplicaciones*, Pág. 15.

Cuadro ES-2-2. Estimaciones del Costo de Capital y Costo de OyM

Tecnología	Costo de Capital USD/kW	Costo de OyM
	USD/kW	USD/kW
Solar fotovoltaica	3526	10.47
Biomasa	889	varía
Eólica	976	27.15

Fuente: DOF y Asociación Internacional para la Economía Energética, Newa Letter 2003.

- El ciclo de vida útil de la biomasa, los paneles FV y la generación eólica es de 20 años. Tomado de Odón de Buen, Guía para el Desarrollo de Proyectos de Generación de Electricidad con Energía renovable en y para los Municipios. 2010. Pág. 37.
- El factor de capacidad para la biomasa es de 90%.
- Se calcula que los costos de OyM de la biomasa son de 87 Mx\$/MWh. García et al., 2008, "Proyecto de 10 MW generación de electricidad a partir de residuos y/o subproductos de biomasa: Evaluación económica financiera", MIEMDNETN, Dirección Nacional de energía y tecnología nuclear, Uruguay.
- El Factor de Capacidad de los paneles FV es de 24.6%. Información disponible en: Pág. 15, <http://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art96/>.
- El Factor de Capacidad de la generación eólica es de 28.9%. Información disponible en: Pág. 18 <https://log.iaee.org/documents/03spr.pdf>
- La generación eólica se instalará en el Valle de la Trinidad⁴ en Mexicali.
- El siguiente cuadro muestra los costos anuales correspondientes a la biomasa

⁴ Quintero, M y Nuñez , Alan. Perspectiva Energética en Mexicali y Valle Imperial, 2005. Divulgare Energías Alternas. Pag 8. Disponible en: <http://132.248.129.5/cursosOJS/index.php/uabc/article/viewFile/800/826>

Año	Costos de OyM del Combustible Diésel (Recolección y transporte)	Costos de OyM de no-combustibles (Recolección y transporte)	Costos de capital inicial de la planta generadora (Paja de trigo)	Costos de capital anualizado o acumulado:	Costo de OyM de la planta generadora (Paja de trigo)	Valor de créditos de carbono	Costo total de OyM de la política	Costo anual neto
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
2014								
2015								
2016								
2017	5.89	8.82	\$53	\$4.2	\$3	-\$0.03	\$17.43	\$22
2018	11.88	17.64	\$53	\$8.47	\$5	-\$0.05	\$34.97	\$43
2019	17.97	26.46	\$53	\$12.70	\$8	-\$0.06	\$52.61	\$65
2020	24.16	35.29	\$53	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$69.93	\$87
2021	24.37	35.29	\$0	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$70.13	\$87
2022	24.57	35.29	\$0	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$70.34	\$87
2023	24.78	35.29	\$0	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$70.55	\$87
2024	24.99	35.29	\$0	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$70.76	\$88
2025	25.20	35.29	\$0	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$70.97	\$88
2026	25.42	35.29	\$0	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$71.18	\$88
2027	25.63	35.29	\$0	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$71.40	\$88
2028	25.85	35.29	\$0	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$71.62	\$88
2029	26.07	35.29	\$0	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$71.84	\$89
2030	26.29	35.29	\$0	\$16.93	\$10	-\$0.06	\$72.06	\$89

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno.

Problemas de viabilidad

Los posibles problemas de viabilidad son:

- La oposición de los empresarios a que se aplique un impuesto al carbono.
- Barrera económica debido al alto costo de las tecnologías renovables.
- Interés limitado de la industria basada en los combustibles fósiles.
- Coordinación de las políticas ambientales y energéticas.
- Obstáculos económicos para el financiamiento inicial (fideicomiso estatal)

ES-3. 1 Ampliación de la generación energética distribuida en inmuebles estatales

Descripción de la política

Con esta política se amplía el uso y la distribución de la energía renovable en los edificios públicos de Baja California para los sistemas e instalaciones capaces de producir energía. Asimismo, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de las fuentes fósiles existentes.

Con esta política se hace un inventario de los inmuebles propiedad del Gobierno del Estado que podrían ser equipados con paneles de captación de energía solar. El propósito de esta política no es sólo reducir los costos energéticos, con la consiguiente reducción de emisiones, sino también predicar con el ejemplo y posicionar al Gobierno del Estado como modelo para promover el uso de fuentes renovables existentes en la entidad.

Diseño de la política

Metas:

- 15 MW de nueva generación distribuida derivada de fuentes renovables para el año 2022.

Calendarización:

- El programa arranca en 2014. La primera generación de energía comienza en 2016 y la implementación completa de la meta de 15 MW se contempla para el año 2022.

Actores involucrados:

Los actores sociales considerados para el cumplimiento de la meta de esta política son:

Privados:

- Productores independientes de energía
- Contratistas de obras de energía solar fotovoltaica
- Propietarios de inmuebles

Federales:

- Secretaría de Energía (SENER)
- Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Estatales:

- Comisión Estatal de Energía de Baja California (CEE-BC)
- Sistema Educativo Estatal de Baja California (SEE-BC)

Otros: La energía renovable se define como una forma de energía renovable de origen natural.

Mecanismos de implementación

Los mecanismos de implementación que se contemplan para apoyar esta política son:

- Medición neta para la generación distribuida
- Convenios de interconexión con la red eléctrica
- Combinación de mecanismos, incluyendo la información y educación, el financiamiento y la estandarización
- Desarrollo de un "fideicomiso estatal para la sustentabilidad energética" para apoyar acciones específicas, como la cogeneración, la generación distribuida, etc.
- Establecer un mecanismo de gobernanza para involucrar a los actores sociales (secretarías estatales)
- Financiamiento público/privado

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

Estatales

- En la actualidad, la única fuente de energía para los edificios públicos en Mexicali proviene de recursos renovables.
- Ley de Energías Renovables para el Estado de Baja California.

Tipos de reducciones de GEI

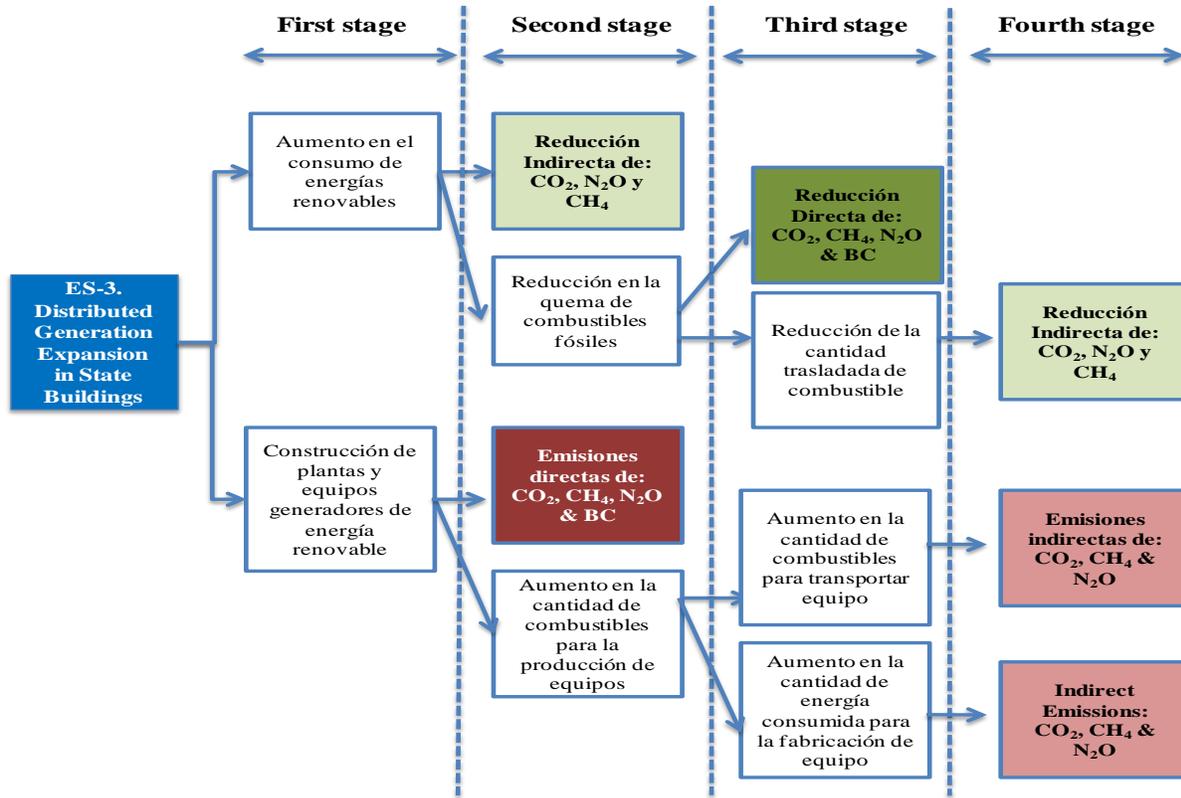
Las reducciones de GEI incluyen CO₂, N₂O, CH₄, y potencialmente el negro de carbón.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro ES-3-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de ES-3 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
ES-3	Energía renovable para inmuebles estatales	0.01	0.02	0.2	\$7	\$31

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- Claudio A. Estrada y Camilo A. Arancibia. Las Energías Renovables: La Energía Solar y sus Aplicaciones, Agosto 2010, Vol. 11, Número 8, ISSN: 1067-6079. Pág. 15. Disponible en: <http://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art96/>.
- Dremen Thomas, Baker Arnold and Kamery William. Electricity Generation Model (Gen Sim). Energy Economics Education Foundation, Inc. Second Quarter 2003, Pág. 18-19. Disponible en: Maggie Eldridge, Steve Nadel, Amanda Korane, John A. "Skip" Laitner, Vanessa McKinney, Max Neubauer, and Jacob Talbot. April 1, 2009. Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) et al. Disponible en: <http://www.aceee.org/pubs/e093.htm>.
- Intergovernmental Panel on Climate Change, Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Volumen 2, Energía, 2006. Pág. 2.16, Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf.
- Muñoz Meléndez, Gabriela et. al. Baja California: Perfil Energético 2010-2020 Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Odón de Buen, Guía para el Desarrollo de Proyectos de Generación de Electricidad con Energía renovable en y para los Municipios. 2010. Pág. 37, Disponible en: <http://www.renovables.gob.mx/res/1658/GuiaDesarrolloProyectosGeneracionElectricidadPartirERMunicipios.pdf>.
- Secretaria de Energía (SENER), Balance Nacional de Energía 2011. México 2012. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/BNE_2011.pdf
- Secretaría de Energía (SENER), Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026, México 2012. Pág. 128, Disponible en: http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf

Métodos de cuantificación:

El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI de la producción total de electricidad en Baja California; en este caso se consideraron las emisiones de consumo de combustible (NG). Luego se calculó la reducción de emisiones; en este caso, las emisiones evitadas se enfocan en la generación de electricidad en el sector institucional.

Tomando en cuenta las reducciones de electricidad, se calcularon los costos, principalmente los de reducir el consumo. El costo total incluye el costo de capital, el capital anualizado, los costos de operación y mantenimiento, los gastos evitados, los costos o beneficios netos y el Valor Presente Neto derivado de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para la producción de electricidad en el sector institucional se calculan de la siguiente manera:

- El consumo anual de combustible (GN) en Tj. Esta información se obtiene usando el Consumo de Electricidad Institucional (MWh), multiplicado por el consumo específico de GN (TJ/Mwh), ambos datos están en el inventario de GEI de Baja California.
- Las emisiones de CO_{2e} se calculan usando los factores de emisión del GN y multiplicando el factor de emisión (kgCO_{2e}/Tj) por el consumo de GN (Tj). Las emisiones totales finales se expresan en toneladas de CO_{2e}.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Los objetivos de reducción de la política se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Usando los porcentajes de reducción y la producción total bruta de electricidad se obtiene la producción de electricidad con combustibles no renovables evitada.
- Las emisiones de GEI evitadas se obtienen multiplicando la electricidad evitada por el consumo específico de GN.

b) Sección de costos

Costo de capital

- Para calcular el costo de capital, se obtuvo el precio de la inversión por MW de Panel Fotovoltaico (\$/MW) que se necesita.
- Al multiplicar el precio de la inversión por MW necesario para la aplicación de la política, se obtiene el costo de capital expresado en millones de pesos.

Costo de capital anualizado

El costo de capital anualizado se calcula de la siguiente manera:

- El Factor de Recuperación de Capital se calcula utilizando la tasa de interés y la vida útil del equipo en años.
- Se multiplica el Factor de Recuperación de Capital por los Costos de Capital de cada año.
- Para cada año hay que sumar los costos anualizados del año anterior.

Costos de operación y mantenimiento

Los Costos de Operación y Mantenimiento se calculan de la siguiente manera:

- Los Costos de Operación y Mantenimiento son iguales al .3% del Capital Anualizado. Para cada año, se multiplica el capital anualizado por 0.31% y el resultado es el Costo de Operación y Mantenimiento de ese año específico.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- El precio de la electricidad institucional pronosticado (\$/MWh) de cada año que la política sugiera como objetivo.
- La cantidad de producción de electricidad (MWh) derivada de fuentes no renovables que se ahorre cada año.
- Los gastos evitados son la cantidad de electricidad ahorrada cada año, multiplicada por el precio pronosticado por MWh en el sector institucional; se expresan en millones de pesos (MM\$).

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Los costos de capital y de operación y mantenimiento se suman cada año hasta el 2022.

Costos o Beneficios Netos

Los costos o beneficios netos se calculan de la siguiente manera:

- Los gastos evitados se restan de los costos totales de cada año hasta el 2022 para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor Presente Neto

El valor presente neto se calcula de la siguiente manera:

- El VPN de esta corriente de flujo de efectivo se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2014 del costo global con descuento (beneficio) que tendría el programa para el Estado en 2022 (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 100% de la inversión en la política provendrá del sector privado.

- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.44 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), a partir de una planta de generación de gas natural de ciclo combinado con un consumo específico de aproximadamente 7.0TJ/GWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.
- El valor de las emisiones de GEI en los procesos corriente arriba (*upstream*) es de .13 tCO_{2e}/MWh, lo cual refleja la fuga de metano en la producción y distribución de gas natural.
- Para las emisiones de GEI "upstream" se utilizaron los factores de emisión del ciclo completo del combustible.
- El pronóstico de referencia del consumo de Electricidad y Combustible se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*.

El siguiente cuadro muestra los precios de la electricidad pronosticados en 2012 para los sectores gubernamentales. Los pronósticos provienen de los precios a minoristas en el estado para cada sector indicados por la SENER (Secretaría de Energía) para cada año después del año base, precio histórico hasta 2030.

Supuestos sobre el precio del combustible

Sector	Electricidad (\$/MWh)
Institucional	\$1724

\$/MWh = pesos por megawatt-hora; Gj = Gigajoules.

- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio en los demás años.
- El costo de OyM es igual al 0.30% de los costos de capital.
- Los Costos de Capital por MW de paneles fotovoltaicos y generación eólica se refieren a la información de US DOF disponible en: *Claudio A. Estrada y Camilo A. Arancibia. Las Energías Renovables: La Energía Solar y sus Aplicaciones*, Pág. 15.

Cuadro ES-3-2. Estimación del Costo de Capital y el Costo de OyM

Tecnología	Costo de Capital USD/kW	Costo de OyM
	USD/kW	USD\$/kW
Solar fotovoltaica	3526	10.47

Fuente: DOF y Asociación Internacional para la Economía Energética, Newa Letter 2003.

- El ciclo de vida útil es de 20 años. Tomado de Odón de Buen, Guía para el Desarrollo de Proyectos de Generación de Electricidad con Energía renovable en y para los Municipios. 2010. Pág. 37.
- El Factor de Capacidad de los paneles FV es de 24.6%. Información disponible en: Pág. 15, <http://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art96/>.
- El siguiente cuadro muestra la generación de electricidad incremental (nueva) con la aplicación de la política:

Año	Electricidad anual (GWH) de fuentes FV
2014	-
2015	-
2016	4.62
2017	4.62
2018	4.62

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno.

Problemas de viabilidad

Los posibles problemas de viabilidad son:

- Obstáculos económicos para el financiamiento inicial.
- Obstáculos culturales para el fortalecimiento de capacidades en aspectos relacionados con el cambio climático (funcionarios de las secretarías estatales).

ES-4. Ampliación de la generación energética distribuida en inmuebles residenciales

Descripción de la política

Con esta política se amplía el uso y la distribución de la energía renovable en el sector residencial de Baja California a través de la compra e instalación de paneles fotovoltaicos y se reduce la emisión de gases de efecto invernadero relacionada con el consumo de electricidad derivada de combustibles fósiles.

Dados los costos de la compra de equipo, la participación del Estado en programas de financiamiento o apoyo fomentará el uso de este tipo de paneles en el sector residencial, así como su venta y la producción, además de ampliar su uso en el mercado.

Diseño de la política

Metas:

- Generar 20 MW de energía con paneles solares fotovoltaicos.

Calendarización:

- La planificación del proyecto inicia en 2014; las primeras energías renovables entrarán en funcionamiento en 2016 y el objetivo de 20 MW se logra en 2022.

Actores involucrados:

Los actores sociales considerados para el cumplimiento de la meta de esta política son:

Privados

- Productores independientes de energía
- Contratistas de obras de energía solar fotovoltaica
- Propietarios de viviendas
- Bancos y otras instituciones financieras

Federales

- SENER
- Comisión Federal de Electricidad
- Cámara de la Industria de la Construcción

Estatales

- CEE-BC
- Sistema Educativo Estatal (SEE-BC)

Mecanismos de implementación

Los mecanismos de implementación que se contemplan para apoyar esta política son:

- Combinación de mecanismos, incluyendo la información y educación, el financiamiento y la estandarización
- Desarrollo de un "fideicomiso estatal para la sustentabilidad energética" para apoyar acciones específicas, como la cogeneración, la generación distribuida, etc.
- Establecer un mecanismo de gobernanza para involucrar a los actores sociales (secretarías estatales)
- Medición neta para la generación distribuida
- Convenios de interconexión con la red eléctrica

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- No existe ninguna política o programa actual que fomente el uso de paneles fotovoltaicos en el sector residencial.
- Ley de Energías Renovables para el Estado de Baja California.

Tipos de reducciones de GEI

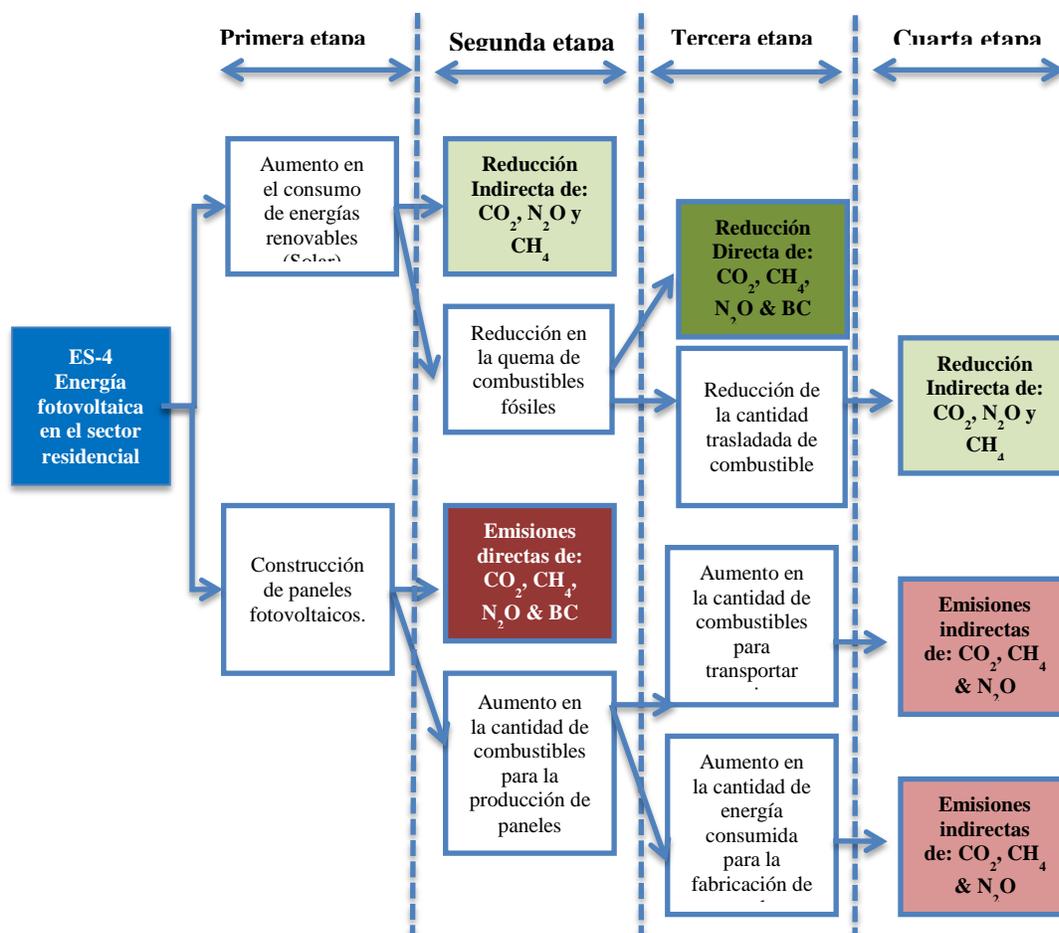
Las reducciones de GEI incluyen CO₂, N₂O, CH₄, y potencialmente el negro de carbón.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro ES-4-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de ES-34 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030			
ES-4	Electricidad generada por paneles FV en el sector residencial	0.018	0.025	0.296	\$150	\$505

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- Claudio A. Estrada y Camilo A. Arancibia. Las Energías Renovables: La Energía Solar y sus Aplicaciones, Agosto 2010, Vol. 11, Número 8, ISSN: 1067-6079. Pág. 15. Disponible en: <http://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art96/>
- Dremen Thomas, Baker Arnold and Kamery William. Electricity Generation Model (Gen Sim). Energy Economics Education Foundation, Inc. Second Quarter 2003, pag 18-19. Disponible en: Maggie Eldridge, Steve Nadel, Amanda Korane, John A. "Skip" Laitner, Vanessa McKinney, Max Neubauer, and Jacob Talbot. April 1, 2009. Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) et al. Disponible en: <http://www.aceee.org/pubs/e093.htm>.
- Intergovernmental Panel on Climate Change, Directrices del IPCC de 2006 para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, Volumen 2, Energía, 2006. Pág. 2.16. Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf.
- Muñoz Meléndez, Gabriela et. al. Baja California: Perfil Energético 2010-2020 Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Odón de Buen, Guía para el Desarrollo de Proyectos de Generación de Electricidad con Energía renovable en y para los Municipios. 2010. Pág. 37. Disponible en: <http://www.renovables.gob.mx/res/1658/GuiaDesarrolloProyectosGeneracionElectricidadPartirERMunicipios.pdf>.
- Secretaria de Energía (SENER), Balance Nacional de Energía 2011. México 2012. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/BNE_2011.pdf
- Secretaría de Energía (SENER), Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026, México 2012. Pág. 128. Disponible en: http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf

Métodos de cuantificación:

El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI de la producción total de electricidad en Baja California; en este caso se consideraron las emisiones de consumo de combustible (NG). Luego se calculó la reducción de emisiones; en este caso, las emisiones evitadas se enfocan en la generación de electricidad en el sector residencial.

Tomando en cuenta las reducciones de electricidad, se calcularon los costos, principalmente los de reducir el consumo. El costo total incluye el costo de capital, el capital anualizado, los costos de operación y mantenimiento, los gastos evitados, los costos o beneficios netos y el Valor Presente Neto derivado de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para la producción de electricidad en el sector residencial se calculan de la siguiente manera:

- El consumo anual de combustible (GN) en Tj. Esta información se obtiene usando el Consumo de Electricidad Institucional (MWh), multiplicado por el consumo específico de GN (Tj/MWh), ambos datos están en el inventario de GEI de Baja California..
- Las emisiones de CO_{2e} se calculan usando los factores de emisión del GN y multiplicando el factor de emisión (kgCO_{2e}/Tj) por el consumo de GN (Tj). Las emisiones totales finales se expresan en toneladas de CO_{2e}.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Los objetivos de reducción de la política se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Usando los porcentajes de reducción y la producción total bruta de electricidad se obtiene la producción de electricidad con combustibles no renovables evitada.
- Las emisiones de GEI evitadas se obtienen multiplicando la electricidad evitada por el consumo específico de GN.

b) Sección de costos

Costo de capital

- Para calcular el costo de capital, se obtuvo el precio de la inversión por MW de Panel Fotovoltaico (\$/MW) que se necesita.
- Al multiplicar el precio de la inversión por por MW necesario para la aplicación de la política, se obtiene el costo de capital expresado en millones de pesos.

Costo de capital anualizado

El costo de capital anualizado se calcula de la siguiente manera:

- El Factor de Recuperación de Capital se calcula utilizando la tasa de interés y la vida útil del equipo en años.
- Se multiplica el Factor de Recuperación de Capital por los Costos de Capital de cada año.
- Para cada año hay que sumar los costos anualizados del año anterior.

Costos de operación y mantenimiento

Los Costos de Operación y Mantenimiento se calculan de la siguiente manera:

- Los Costos de Operación y Mantenimiento son iguales al .3% del Capital Anualizado. Para cada año, se multiplica el capital anualizado por 0.31% y el resultado es el Costo de Operación y Mantenimiento de ese año específico.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- El precio de la electricidad institucional pronosticado (\$/MWh) de cada año que la política sugiera como objetivo.
- La cantidad de producción de electricidad (MWh) derivada de fuentes no renovables que se ahorre cada año.
- Los gastos evitados son la cantidad de electricidad ahorrada cada año, multiplicada por el precio pronosticado por MWh en el sector institucional; se expresan en millones de pesos (MM\$).

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Los costos de capital y de operación y mantenimiento se suman cada año hasta el 2022.

Costos o Beneficios Netos

Los costos o beneficios netos se calculan de la siguiente manera:

- Los gastos evitados se restan de los costos totales de cada año hasta el 2022 para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor Presente Neto

El valor presente neto se calcula de la siguiente manera:

- El VPN de esta corriente de flujo de efectivo se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2014 del costo global con descuento (beneficio) que tendría el programa para el Estado en 2022 (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 80% de la inversión provendrá de los consumidores.
- El 10% de la inversión provendrá del sector gubernamental.
- El 10% de la inversión provendrá de los descuentos aplicados por los proveedores de equipo.

- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.44 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), a partir de una planta de generación de gas natural de ciclo combinado con un consumo específico de aproximadamente 7.0TJ/GWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.
- El valor de las emisiones de GEI en los procesos corriente arriba (*upstream*) es de .13 tCO_{2e}/MWh.
- Para las emisiones de GEI "upstream" se utilizaron los factores de emisión del ciclo completo del combustible.
- El pronóstico de referencia del consumo de Electricidad y Combustible se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*.

El siguiente cuadro muestra los precios de la electricidad pronosticados en 2012 para los sectores residenciales. Los pronósticos provienen de los precios a minoristas en el estado para cada sector indicados por la SENER (Secretaría de Energía) para cada año después del año base, precio histórico hasta 2030.

Supuesto sobre el precio de la electricidad

Sector	Electricidad (\$/MWh)
Residencial	\$1176

\$/MWh = pesos por megawatt-hora; Gj = Gigajoules.

- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio en los demás años.
- El costo de OyM es igual al 0.30% de los costos de capital.
- Los Costos de Capital por MW de paneles fotovoltaicos y generación eólica se refieren a la información de US DOE disponible en: *Claudio A. Estrada y Camilo A. Arancibia. Las Energías Renovables: La Energía Solar y sus Aplicaciones*, Pág. 15.

Cuadro ES-4-2. Estimación del Costo de Capital y el Costo de OyM

Tecnología	Costo de Capital USD/kW	Costo de OyM
	USD\$/kW	USD\$/kW
Solar fotovoltaica	3526	10.47

Fuente: DOF y Asociación Internacional para la Economía Energética, Newa Letter 2003.

- El ciclo de vida útil es de 20 años. Tomado de Odón de Buen, Guía para el Desarrollo de Proyectos de Generación de Electricidad con Energía renovable en y para los Municipios. 2010. Pág. 37.
- El Factor de Capacidad de los paneles FV es de 24.6%. Información disponible en: Pág. 15, <http://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art96/>.

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno.

Problemas de viabilidad

Los posibles problemas de viabilidad son:

- Obstáculos económicos para el financiamiento inicial.

Anexo B.

**Fichas técnicas del Sector Residencial,
Comercial, Industrial e Institucional.**

RCII-1. Mejoras al armazón de las viviendas en inmuebles residenciales nuevos

Descripción de la política

El propósito de esta política es reducir la intensidad del consumo de electricidad en los inmuebles nuevos a través de las mejoras dispuestas en los reglamentos de diseño y construcción de la NOM 020, así como en su uso final.

Para obtener los valores de las emisiones y los costos relacionados con el consumo y ahorro de electricidad, el cálculo se dividirá en dos regiones, Mexicali y Baja California sin Mexicali, debido a la diferencia en el consumo de electricidad. En el verano, Mexicali consume un mayor nivel de electricidad debido al uso del aire acondicionado, en comparación con otras regiones durante la misma temporada.

Las modificaciones en la construcción y el diseño pueden ayudar a reducir considerablemente el consumo de energía; estas medidas pueden reducir la demanda energética del inmueble, incluyendo los efectos directos e indirectos de la extracción, el procesamiento, el transporte y la transmisión de energía, gracias a lo cual pueden reducirse las emisiones de GEI.

Diseño de la política

Meta:

- Reducción del 23% en la Intensidad Energética (sólo electricidad) en los nuevos inmuebles residenciales.

Calendarización: 2014-2020

Cobertura: A nivel estatal en inmuebles nuevos.

Actores involucrados: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), Secretaría de Energía, empresas constructoras, Banobras.

Posibles mecanismos de implementación

- Crear un reglamento estándar para todos los municipios.

- Desarrollar un Fideicomiso Estatal para la Sustentabilidad Energética para apoyar acciones específicas, como el "diseño bioclimático", la "aplicación de materiales aislantes en edificios", "paneles solares", etc.
- Incentivos fiscales a los constructores para el diseño y la construcción de edificios sustentables.
- Fomentar el desarrollo de las cadenas de suministro verdes.
- Desarrollo una base de datos de inmuebles comerciales que incluya el tipo de edificio, condiciones climáticas de la zona, características del entorno y tipo de tecnología.
- Servicios de asesoría especializada para los constructores.
- Elaborar un programa de conservación de energía para inmuebles del gobierno.
- Aplicación de la norma NMX-AA-164-SCFI-2013 Edificación sustentable – Criterios y requisitos ambientales mínimos.
- Establecer un proceso de evaluación y certificación para la construcción de edificios sustentables.

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- Sólo existen programas en el nivel federal: Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012
- Programa de "Hipotecas Verdes" (INFONAVIT)
- Fideicomiso para el Programa para el Aislamiento Térmico (FIPATERM) – Programa de Ahorro Sistemático Integral
- Programa Luz Sustentable
- NMX-AA-164-SCFI-2013 (Edificación sustentable – Edificación sustentable – Criterios y requisitos ambientales mínimos).
- Baja California: Perfil Energético 2010-2020
- Uso Eficiente de la Energía, CONUEE
- Programa de Financiamiento para Constructoras Mexicanas.

Tipos de reducciones de emisiones de GEI

El principal GEI que se reducirá con la aplicación de esta política es el CO₂, el GEI predominante en las emisiones totales, seguido del NH₄ y finalmente, el N₂O, aunque en menor cantidad.

El símbolo de la estrella en la cadena causal a continuación identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

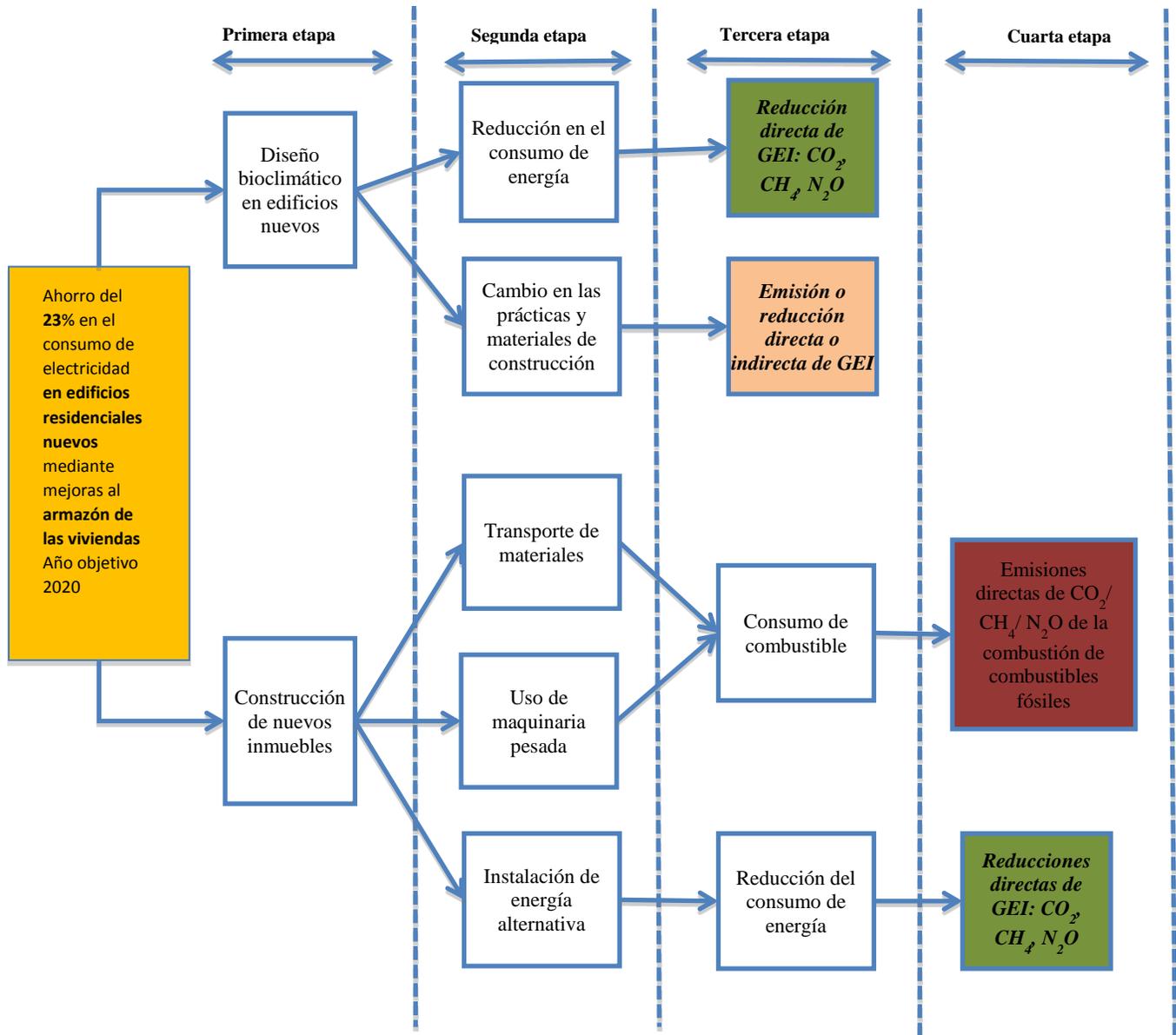
El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI

Segunda Etapa del Programa Estatal de Acción ante el Cambio Climático B.C



Cuadro RCII-1-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de RCII-1 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
RCII-1	Mejoras en el diseño y la construcción de inmuebles residenciales nuevos	0.02	0.02	0.26	(\$309)	(\$1,172)

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMT acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- Daniel Chacón Anaya, María Elena Giner, Mario Vázquez Valles, Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson, Cristina Quiroz, Jackson Schreiber. Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025, 2010, 1^a. ed. Ciudad Juárez, Chih.: Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza,
- Gabriela Muñoz, Eliseo Díaz, Héctor Campbell and Margarito Quintero. 2012. Baja California: Perfil Energético 2010-2020, Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Anuario Estadístico 2001-2011. CFE, División Baja California. Gerencia Divisional; Departamento de Estudios y Estadísticas. Disponible en: <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/productos/default.aspx?c=265&s=inegi&upc=702825046385&pf=Prod&ef=&f=2&cl=0&tg=8&pg=0>
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2008 (ENIGH, 2008) <http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/Proyectos/Encuestas/Hogares/regulares/Enigh/Enigh2008/tradicional/default.aspx>
- Maggie Eldridge, Steve Nadel, Amanda Korane, John A. "Skip" Laitner, Vanessa McKinney, Max Neubauer, and Jacob Talbot. April 1, 2009. Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) et al. Disponible en: <http://www.aceee.org/pubs/e093.htm>.

- Texas Energy Efficiency: <http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>

Métodos de cuantificación:

El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos.

En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI para todo el Sector Residencial, considerando las emisiones del consumo de electricidad. Luego se calcula la reducción de emisiones derivada de la aplicación de la política.

Tomando en cuenta la reducción de emisiones, se calcularon los costos, principalmente los del mejoramiento de la eficiencia energética. El costo total incluye el costo de capital, el costo administrativo, el costo total, los gastos evitados y los costos o beneficios netos derivados de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para el Sector Residencial se calculan considerando:

- El consumo total de electricidad residencial en MWh. Esta información se obtiene de los inventarios de GEI y de fuentes secundarias; y
- Las emisiones de CO_{2e} se calculan usando los factores de emisión de la electricidad.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Los objetivos de reducción de la política se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Usando los valores de reducción y los factores de emisión respectivos, se calcularon las reducciones totales de GEI derivadas de la aplicación de la política.
- Esta política se aplica únicamente a la construcción de inmuebles residenciales nuevos.

b) Sección de costos

Costos de capital

- Se calcularon primero los costos nivelados residenciales de la eficiencia energética que se logra al mejorar el armazón de las viviendas. Se expresan en \$/MWh
- Al multiplicar el costo nivelado por la electricidad ahorrada en MWh se obtuvo el costo de capital en cada año que la política específica. El valor de estos costos se expresa en millones de pesos (MM\$).

Costos administrativos

Los costos administrativos también están incluidos en los costos de eficiencia energética de la política RCII-1. Se refieren a la evaluación, la mercadotecnia y la difusión de la política, y se calculan como un porcentaje de los costos de capital. Para esta política el supuesto de ese valor es de 15% en el sector residencial. Ese porcentaje se multiplica por los costos de capital de cada año.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- El precio de la electricidad residencial pronosticado (\$/MWh) de cada año que la política sugiera como objetivo.
- La cantidad de electricidad ahorrada cada año (MWh)
- Los gastos evitados son la cantidad de electricidad ahorrada cada año, multiplicada por el precio pronosticado de la electricidad en el sector residencial. Se expresan en millones de pesos (MM\$).

Costos totales

Los costos totales se calculan sumando los costos administrativos y los costos de capital de cada año hasta el 2020.

Costos o beneficios netos

Los costos o beneficios netos se calculan restando los gastos evitados de los costos totales de cada año hasta el 2020, para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor Presente Neto

El valor presente neto se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2014 del costo global con descuento (beneficio) que tendría el programa para el Estado en 2020 (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- Las nuevas viviendas en las que se aplique esta política deberán acatar la norma NOM020
- El 70% de la inversión en la política provendrá de la industria de la construcción.
- El 10% del financiamiento de la política provendrá de programas federales, como el *“Programa de Financiamiento para Constructoras Mexicanas”*
- El 20% de la inversión en la política provendrá de créditos bancarios.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.304 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), y se deriva de un pronóstico de consumo basado en el dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) para cada año, dividido entre la venta pronosticada de MWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.

- El siguiente cuadro muestra los supuestos del factor de emisiones de combustible. Los factores de emisión directa están tomados del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025*.

Cuadro RCII-1-2. Factores de emisiones de CO₂ (kgCO_{2e}/Tj)

Sector	Tipo de combustible	CO2	N2O	CH4	Total CO2e
Comercial	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
Industrial	Aceite diésel	74,100	0.6	3	74343
	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	1	63151
	Agricultura – GLP	63,100	0.1	5	63235
	Gas natural	56,100	0.1	1	56151
	Combustóleo residual	77,400	0.6	3	77643
Residencial	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
	Gas natural	56,100	0.1	5	56235
	Biocombustibles sólidos: Leña	112,000	4	300	119500

KgCO_{2e}/Tj=Kilogramos de dióxido de carbono equivalente por Terajoules de consumo de combustible.

- El pronóstico de referencia del consumo de Electricidad y Combustible se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*.
- El siguiente cuadro muestra los precios del combustible pronosticados en 2012 para los sectores RCII. Los pronósticos provienen de los precios a minoristas en el estado para cada sector indicados por la SENER (Secretaría de Energía) para cada año después del precio histórico del año base, hasta 2030.

Cuadro RCII-1-3. Supuestos sobre el precio del combustible

Sector	Precios en 2012 (\$/Gj)				Electricidad (\$/MWh)
	Gas natural	GLP	Combustóleo	Gasolina	
Residencial	\$150.88	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1176
Comercial	\$76.86	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$2332
Industrial	\$60.04	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1525
Institucional	\$76.86	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1724

\$/MWh = pesos por megawatt-hora; Gj = Gigajoules.

- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio en los demás años.
- Para obtener el consumo de energía, las emisiones de GEI y los costos, Baja California se dividió en dos regiones: Mexicali y Baja California sin Mexicali (resto de Baja California). El cuadro muestra el porcentaje de energía que consume cada región, para todo el año de la política. Estos valores se calcularon considerando los usos finales por zona.

Cuadro RCII-1-4. Porcentaje del consumo de electricidad y combustible por región

Regiones	Consumo de electricidad		Consumo de combustible	
	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali
Todos los años	59%	41%	29%	71%

- El siguiente cuadro muestra la porción del consumo energético por uso final de la energía en las viviendas de Baja California

Cuadro RCII-1-5. Consumo energético en las viviendas por región

Uso final	Mexicali		Resto de Baja California	
	% de electricidad	% de combustible	% de electricidad	% de combustible
Calentadores de agua		0.0%		0.0%
Preparación de alimentos		99.9%		99.9%
Calefacción		0.1%		0.1%
Refrigerador	6.5%		12.9%	
Ventiladores	11.4%		0.5%	
Aire acond.	40.8%		5.0%	
Televisión	1.3%		2.6%	
Iluminación	6.2%		12.2%	
Computadoras	0.1%		0.3%	
Otros	33.7%		66.6%	
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

- Los costos nivelados de la eficiencia energética por uso final en Baja California se calcularon consultando *Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE)*. El siguiente cuadro muestra los costos nivelados para Baja California en pesos.

Cuadro RCII-1-6. Costos nivelados de la eficiencia energética por uso final

Uso final residencial	Medidas	Costo en \$MX	Unidad
Calentadores de agua	Calentadores solares de agua	\$61.09	\$/GJ
Preparación de alimentos	Preparación de alimentos	\$81.51	\$/GJ
Calefacción	Calefacción	\$32.29	\$/GJ
Refrigerador	Refrigeración	\$496.35	\$/MWh
Ventiladores	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Aire acondicionado	Equipo de climatización	\$41.36	\$/MWh
Televisión	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Iluminación	Iluminación	\$ -	\$/MWh
Computadoras	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Otros	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Armazón de la vivienda	Mejoras en el desempeño del armazón de la vivienda	\$179.89	\$/MWh

- Los Costos Administrativos se consideran parte de los costos de la implementación de la política, y son iguales al 15% de los costos de capital de todos los años. El 15% es un valor típico que puede cubrir los costos administrativos.

Cuadro RCII-1-7. Costos administrativos

Costos fijos de las medidas de eficiencia	Sector	
	Residencial	Comercial
Todos los años	15%	15%

- El ciclo de vida útil se calculó como un valor único para cada sector, tomando como referencia la información de la página web de Texas Energy Efficiency (<http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>).

Cuadro RCII-1-8. Estimación del ciclo de vida útil

Estimación del ciclo de vida útil	Electricidad		Combustible	
	Residencial	Comercial	Residencial	Comercial
Años por medida instalada	10.58	10.83	10.40	10.00

Problemas de viabilidad

Los posibles problemas de viabilidad son:

- Financiamiento inicial (fideicomiso estatal).
- La práctica de los gobiernos y las instituciones de separar los presupuestos de capital y operativos en lugar de presupuestar por ciclo de vida útil.
- La tendencia a preferir un enfoque comercial convencional para la percepción de los costos, riesgos e incertidumbres con respecto a la edificación sustentable.
- El limitado conocimiento y comprensión del campo de la edificación sustentable.
- La falta de coordinación y coherencia dentro de las políticas oficiales que afectan la construcción.
- La falta de reglamentos de planificación urbana y construcción que aborden temas de sustentabilidad.
- La ausencia de un sistema de certificación generalmente aceptado para las prácticas de edificación sustentable y la falta de datos acerca del consumo de energía y agua en los inmuebles.

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno.

RCII-2. Ampliación de la eficiencia energética en el diseño de nuevas viviendas a través de electrodomésticos eficientes

Descripción de la política

El propósito de esta política es reducir la intensidad energética de los inmuebles nuevos mediante mejoras en los usos finales; se centra en el uso de electrodomésticos más eficientes para reducir el consumo de electricidad y gas LP.

Las mejoras en la eficiencia y los usos finales pueden ayudar a reducir considerablemente el consumo de energía; estas medidas pueden reducir la demanda energética del inmueble, incluyendo los efectos directos e indirectos de la extracción, el procesamiento, el transporte y la transmisión de energía, gracias a lo cual pueden reducirse las emisiones de GEI.

Las reducciones energéticas se centrarán en el consumo de electricidad de los aparatos electrodomésticos y el consumo de combustible, pero solamente GLP en el sector residencial.

Para obtener los valores de las emisiones y los costos relacionados con el consumo y ahorro de electricidad, el cálculo se dividirá en dos regiones, Mexicali y Baja California sin Mexicali, debido a la diferencia en el consumo de electricidad. En el verano, Mexicali consume un mayor nivel de electricidad debido al uso del aire acondicionado, en comparación con otras regiones durante la misma temporada.

Diseño de la política

Meta:

- Reducir en un 15% la intensidad energética por metro cuadrado de construcción nueva.

Calendarización: 2014-2020

Cobertura: A nivel estatal en inmuebles nuevos.

Actores involucrados: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, Secretaría de Energía, Comisión Nacional de Vivienda (CONAVI), Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores (INFONAVIT), Registro Único de Vivienda (RUV) y empresas constructoras.

Posibles mecanismos de implementación

- Crear un reglamento de energía estándar para la vivienda, a cargo del programa federal “*Sí se vive*” que operan el INFONAVIT, el Registro Único de Vivienda y CONAVI.
- Incentivos fiscales a los constructores para el diseño y la construcción de edificios sustentables.
- Fomentar el desarrollo de las cadenas de suministro verdes.
- Incluir proyectos sustentables generados por la sociedad civil.
- Apoyar la adquisición de “créditos verdes” para los constructores y las “hipotecas verdes”.
- Desarrollar un análisis de comportamiento bioclimático y solar.
- Aplicación de la norma NMX-AA-164-SCFI-2013 (Edificación sustentable – Criterios y requisitos ambientales mínimos)

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

Sólo existen programas en el nivel federal:

- Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012
- Programa de “Hipotecas Verdes” (INFONAVIT)
- Fideicomiso para el Programa para el Aislamiento Térmico (FIPATERM) – Programa de Ahorro Sistemático Integral
- Programa Luz Sustentable
- NMX-AA-164-SCFI-2013 (Edificación sustentable – Edificación sustentable – Criterios y requisitos ambientales mínimos).
- Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Tipos de reducciones de emisiones de GEI

El principal GEI que se reducirá con la aplicación de esta política es el CO₂, el GEI predominante en las emisiones totales, seguido del NH₄ y el N₂O, aunque en menor cantidad.

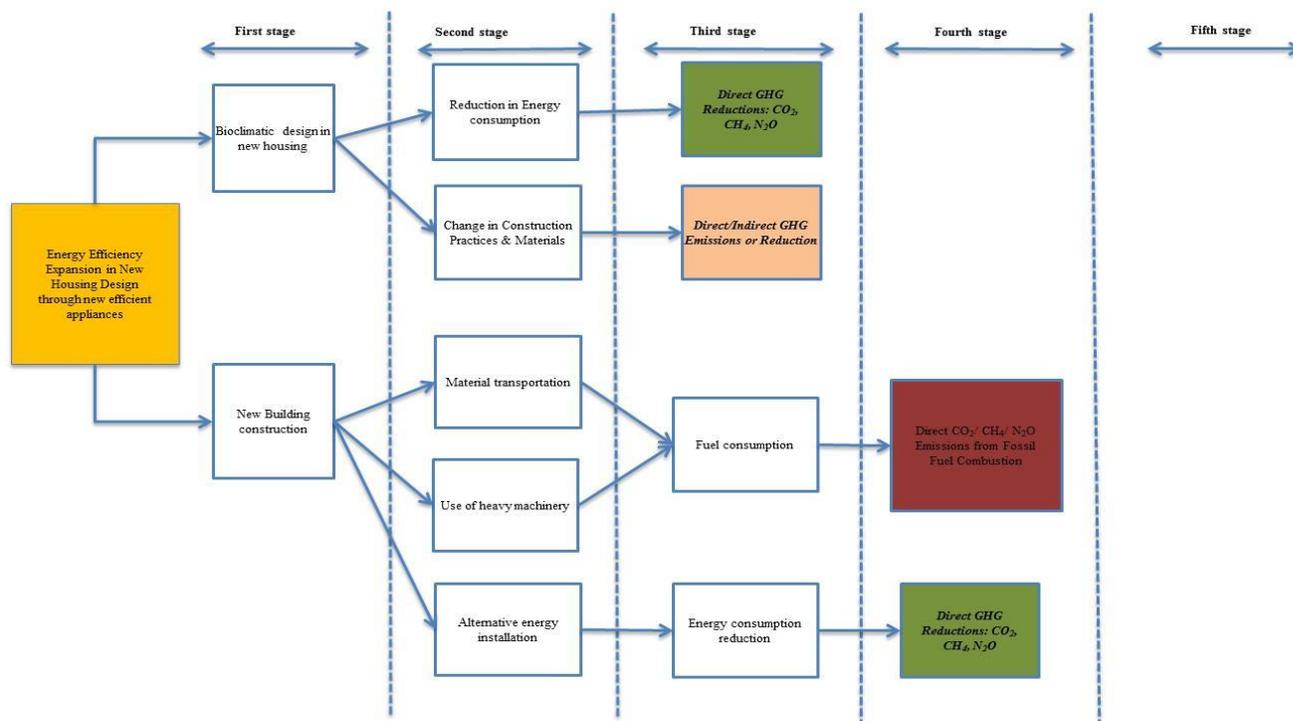
El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro RCII-2-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de RCII-2 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
RCII-2	Ampliación de la eficiencia energética en el diseño de nuevas viviendas	0.02	0.02	0.4	(\$290)	(\$675)

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos

- Daniel Chacón Anaya, María Elena Giner, Mario Vázquez Valles, Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson, Cristina Quiroz, Jackson Schreiber. Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025, 2010, 1ª. ed. Ciudad Juárez, Chih.: Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza,
- Gabriela Muñoz, Eliseo Díaz, Héctor Campbell and Margarito Quintero. 2012. Baja California: Perfil Energético 2010-2020, Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Anuario Estadístico 2001-2011. CFE, División Baja California. Gerencia Divisional; Departamento de Estudios y Estadísticas. Disponible en: <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/productos/default.aspx?c=265&s=inegi&upc=702825046385&pf=Prod&ef=&f=2&cl=0&tg=8&pg=0>
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2008 (ENIGH, 2008) <http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/Proyectos/Encuestas/Hogares/regulares/Enigh/Enigh2008/tradicional/default.aspx>
- Maggie Eldridge, Steve Nadel, Amanda Korane, John A. "Skip" Laitner, Vanessa McKinney, Max Neubauer, and Jacob Talbot. April 1, 2009. Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) et al. Disponible en: <http://www.aceee.org/pubs/e093.htm>.
- Texas Energy Efficiency at: <http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>

Métodos de cuantificación:

El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI para todo el Sector Residencial, en este caso las emisiones de combustible (GLP) y el consumo de electricidad. Luego se calcula la reducción de emisiones derivada de la aplicación de la política; en este caso las emisiones evitadas se enfocan en los inmuebles nuevos.

Tomando en cuenta la reducción de emisiones, se calcularon los costos, principalmente los del mejoramiento de la eficiencia energética (GLP y Electricidad). El costo total incluye el costo de capital, el costo administrativo, el costo total, los gastos evitados y los costos o beneficios netos derivados de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para el Sector Residencial se calculan considerando:

- El consumo total de electricidad residencial y GLP en MWh y Tj, respectivamente. Esta información se obtiene de los inventarios de GEI y de fuentes secundarias como SENER.
- Las emisiones de CO_{2e} se calculan usando los factores de emisión de la electricidad y el GLP. Multiplicando cada factor de emisión por el consumo de energía se obtienen las emisiones totales expresadas en toneladas de CO_{2e}.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Los objetivos de reducción de la política se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Usando los valores de reducción y los factores de emisión respectivos (GLP y Electricidad), se calcularon las reducciones totales de GEI derivadas de la aplicación de la política.

b) Sección de costos

Costos de capital

- Se calcularon primero los costos nivelados residenciales de la eficiencia en el consumo de electricidad y combustible. Se expresan en \$/MWh y \$/Gj.
- Al multiplicar el costo nivelado por la electricidad ahorrada en MWh y el GLP, se obtuvo el costo de capital en cada año. El valor de estos costos se expresa en millones de pesos (MM\$).

Costos administrativos

Los costos administrativos también están incluidos en los costos de eficiencia energética de la política RCII-2. Se refieren a la evaluación, la mercadotecnia y la difusión de la política, y se calculan como un porcentaje de los costos de capital. Para esta política el supuesto de ese valor es de 15% en el sector residencial. Ese porcentaje se multiplica por los costos de capital de cada año.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- El precio de la electricidad residencial pronosticado (\$/MWh) y el precio del combustible residencial pronosticado (\$/GJ) de cada año que la política sugiera como objetivo.
- La cantidad de electricidad (MWh) y de combustible (GLP) ahorrada cada año en las nuevas viviendas.

- Los gastos evitados son la cantidad de electricidad ahorrada cada año, multiplicada por el precio pronosticado de la electricidad en el sector residencial, expresada en millones de pesos (MM\$). El método para calcular los gastos evitados en el caso del GLP es igual, pero en este caso los valores corresponden a los del GLP.

Costos totales

Los costos totales se calculan sumando los costos administrativos y los costos de capital de cada año hasta el 2020.

Costos o beneficios netos

Los costos o beneficios netos se calculan restando los gastos evitados de los costos totales de cada año hasta el 2020, para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor Presente Neto

El valor presente neto se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2014 del costo global con descuento (beneficio) que tendría el programa para el Estado en 2020 (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 15% de la inversión en la política provendrá del sector de la construcción a través de la instalación de iluminación y climatización.
- El 75% de la inversión en la política provendrá del consumidor.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.304 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), y se deriva de un pronóstico de consumo basado en el dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) para cada año, dividido entre la venta pronosticada de MWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.
- El siguiente cuadro muestra los supuestos del factor de emisiones de combustible. Los factores de emisión directa están tomados del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025*.

Cuadro RCII-2-2. Factores de emisiones de CO₂ (kgCO₂e/Tj)

Sector	Tipo de combustible	CO ₂	N ₂ O	CH ₄	Total CO ₂ e
Comercial	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
Industrial	Aceite diésel	74,100	0.6	3	74343
	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	1	63151
	Agricultura – GLP	63,100	0.1	5	63235
	Gas natural	56,100	0.1	1	56151
	Combustóleo residual	77,400	0.6	3	77643
Residencial	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
	Gas natural	56,100	0.1	5	56235
	Biocombustibles sólidos: Leña	112,000	4	300	119500

KgCO₂e/Tj=Kilogramos de dióxido de carbono equivalente por Terajoules de consumo de combustible.

- El pronóstico de referencia del consumo de Electricidad y Combustible se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020.*
- El siguiente cuadro muestra los precios del combustible pronosticados en 2012 para los sectores RCII. Los pronósticos provienen de los precios a minoristas en el estado para cada sector indicados por la SENER (Secretaría de Energía) para cada año después del precio histórico del año base, hasta 2030.

Cuadro RCII-2-3. Supuestos sobre el precio del combustible

Sector	Precios en 2012 (\$/Gj)				Electricidad (\$/MWh)
	Gas natural	GLP	Combustóleo	Gasolina	
Residencial	\$150.88	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1176
Comercial	\$76.86	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$2332
Industrial	\$60.04	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1525
Institucional	\$76.86	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1724

\$/MWh = pesos por megawatt-hora; Gj = Gigajoules.

- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio.
- Para obtener el consumo de energía, las emisiones de GEI y los costos, Baja California se dividió en dos regiones: Mexicali y Baja California sin Mexicali (resto de Baja California). El cuadro muestra el porcentaje de energía que consume cada región, para todo el año de la política. Estos valores se calcularon considerando los usos finales por zona.

Cuadro RCII-2-4. Porcentaje del consumo de electricidad y combustible por región

Regiones	Consumo de electricidad		Consumo de combustible	
	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali
Todos los años	59%	41%	29%	71%

- El siguiente cuadro muestra la porción del consumo energético por uso final de la energía en las viviendas de Baja California.

Cuadro RCII-2-5. Consumo energético en las viviendas por región

Uso final	Mexicali		Resto de Baja California	
	% de electricidad	% de combustible	% de electricidad	% de combustible
Calentadores de agua		0.0%		0.0%
Preparación de alimentos		99.9%		99.9%
Calefacción		0.1%		0.1%
Refrigerador	6.5%		12.9%	
Ventiladores	11.4%		0.5%	
Aire acond.	40.8%		5.0%	
Televisión	1.3%		2.6%	
Iluminación	6.2%		12.2%	
Computadoras	0.1%		0.3%	
Otros	33.7%		66.6%	
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

- Los costos nivelados de la eficiencia energética por uso final en Baja California se calcularon consultando *Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE)*. El siguiente cuadro muestra los costos nivelados para Baja California en pesos.

Cuadro RCII-2-6. Costos nivelados de la eficiencia energética por uso final

Uso final residencial	Medidas	Costo en \$MX	Unidad
Calentadores de agua	Calentadores solares de agua	\$61.09	\$/GJ
Preparación de alimentos	Preparación de alimentos	\$81.51	\$/GJ
Calefacción	Calefacción	\$32.29	\$/GJ
Refrigerador	Refrigeración	\$496.35	\$/MWh
Ventiladores	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Aire acondicionado	Equipo de climatización	\$41.36	\$/MWh
Televisión	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Iluminación	Iluminación	\$ -	\$/MWh
Computadoras	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Otros	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Armazón de la vivienda	Mejoras en el desempeño del armazón de la vivienda	\$179.89	\$/MWh

- A partir de los cuadros anteriores, se calcularon los promedios ponderados de los costos de las medidas de eficiencia energética en cada uso final, que se expresan por región en el siguiente cuadro.

Cuadro RCII-2-7. Costo promedio ponderado de las medidas de eficiencia energética en usos finales

Promedio ponderado del Costo de Capital y de OyM de las medidas de eficiencia energética	Electricidad residencial \$/MWh		Combustible residencial \$/GJ		Electricidad comercial \$/MWh		Combustible comercial \$/MJ	
	MEXI CALI	BAJA-sin Mexicali	MEXI CALI	BAJA-sin Mexicali	MEXI CALI	BAJA-sin Mexicali	MEXI CALI	BAJA-sin Mexicali
Todos los años	\$141.58	\$ 204.85	\$81.48	\$ 81.48	\$128.49	\$69.41	\$78.07	\$78.07

- Los Costos Administrativos se consideran parte de los costos de la implementación de la política, y son iguales al 15% de los costos de capital de todos los años. El 15% es un valor típico que puede cubrir los costos administrativos.

Cuadro RCII-2-8. Costos administrativos

Costos fijos de las medidas de eficiencia	Sector	
	Residencial	Comercial
Todos los años	15%	15%

- El ciclo de vida útil se calculó como un valor único para cada sector, tomando como referencia la información de la página web de Texas Energy Efficiency (<http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>).

Cuadro RCII-2-9. Estimación del ciclo de vida útil

Estimación del ciclo de vida útil	Electricidad		Combustible	
	Residencial	Comercial	Residencial	Comercial
Años por medida instalada	10.58	10.83	10.40	10.00

Problemas de viabilidad

Los posibles problemas de viabilidad son:

- Financiamiento inicial (fideicomiso estatal)
- La práctica de los gobiernos y las instituciones de separar los presupuestos de capital y operativos en lugar de presupuestar por ciclo de vida útil.
- La tendencia a preferir un enfoque comercial convencional para la percepción de los costos, riesgos e incertidumbres con respecto a la edificación sustentable.
- El limitado conocimiento y comprensión del campo de la edificación sustentable.
- La falta de coordinación y coherencia dentro de las políticas oficiales que afectan la construcción.
- La falta de reglamentos de planificación urbana y construcción que aborden temas de sustentabilidad.
- La ausencia de un sistema de certificación generalmente aceptado para las prácticas de edificación sustentable y la falta de datos acerca del consumo de energía y agua en los inmuebles.

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno.

RCII-3. Ampliación de la eficiencia energética en el consumo de GLP y electricidad en los inmuebles existentes de los sectores residencial y comercial

Descripción de la política

El propósito de esta política es reducir la intensidad energética de los inmuebles residenciales y comerciales existentes mediante mejoras en los usos finales.

La eficiencia en los usos finales puede ayudar a reducir considerablemente el consumo de energía, principalmente la electricidad y el GLP. Esta medida puede reducir la demanda energética del inmueble, incluyendo los efectos directos e indirectos de la extracción, el procesamiento, el transporte y la transmisión de energía, gracias a lo cual pueden reducirse las emisiones de GEI.

Las reducciones energéticas se centrarán en el consumo de electricidad de los aparatos electrodomésticos y el consumo de GLP en los sectores residencial y comercial.

Para obtener los valores de las emisiones y los costos relacionados con el consumo y ahorro de electricidad, el cálculo se dividirá en dos regiones, Mexicali y Baja California sin Mexicali, debido a la diferencia en el consumo de electricidad. En el verano, Mexicali consume un mayor nivel de electricidad debido al uso del aire acondicionado, en comparación con otras regiones durante la misma temporada.

Diseño de la política

Objetivo:

- Reducir en un 15% la intensidad energética por metro cuadrado de inmueble.

Calendarización: 2014-2020

Cobertura: Estado de Baja California: inmuebles comerciales y residenciales.

Actores involucrados: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, Secretaría de Energía, empresas constructoras..

Posibles mecanismos de implementación

- Desarrollar un Fideicomiso Estatal(FIDE) para la Sustentabilidad Energética para apoyar acciones específicas, como el "diseño bioclimático", el "uso de materiales aislantes en edificios", "paneles solares", etc.
- Establecer mecanismos gubernamentales para involucrar a los responsables de la toma de decisiones (gobierno, industria de la construcción, iniciativa privada, etc.).
- Desarrollar un inventario de los inmuebles que tengan potencial de ahorro de energía, que incluya un diagnóstico por inmueble.

- Financiamiento preferencial: un Eco-Crédito Empresarial proporcionado por el fideicomiso estatal para invertir en ahorros energéticos.
- Aprovechar al máximo las opciones de financiamiento del FIDE.
- Difusión de las opciones para la generación y transmisión de energía alternativa a través de la CFE.

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

Sólo se aplican políticas federales:

- Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2009-2012
- Programa de "Hipotecas Verdes" (INFONAVIT).
- Programa FIPATERM (Fideicomiso para el Programa para el Aislamiento Térmico en inmuebles residenciales).
- Programa Luz Sustentable.
- NMX-AA-164-SCFI-2013 (Edificación sustentable – Edificación sustentable – Criterios y requisitos ambientales mínimos).
- NAMA Mexicana de Vivienda Sustentable – acciones de mitigación y paquetes financieros.
- Baja California: Perfil Energético 2010-2020.

Tipos de reducciones de emisiones de GEI

El principal GEI que se reducirá con la aplicación de esta política es el CO₂, el gas predominante en las emisiones totales, seguido del NH₄ y finalmente, el N₂O, aunque ambos se reducirán en menor cantidad.

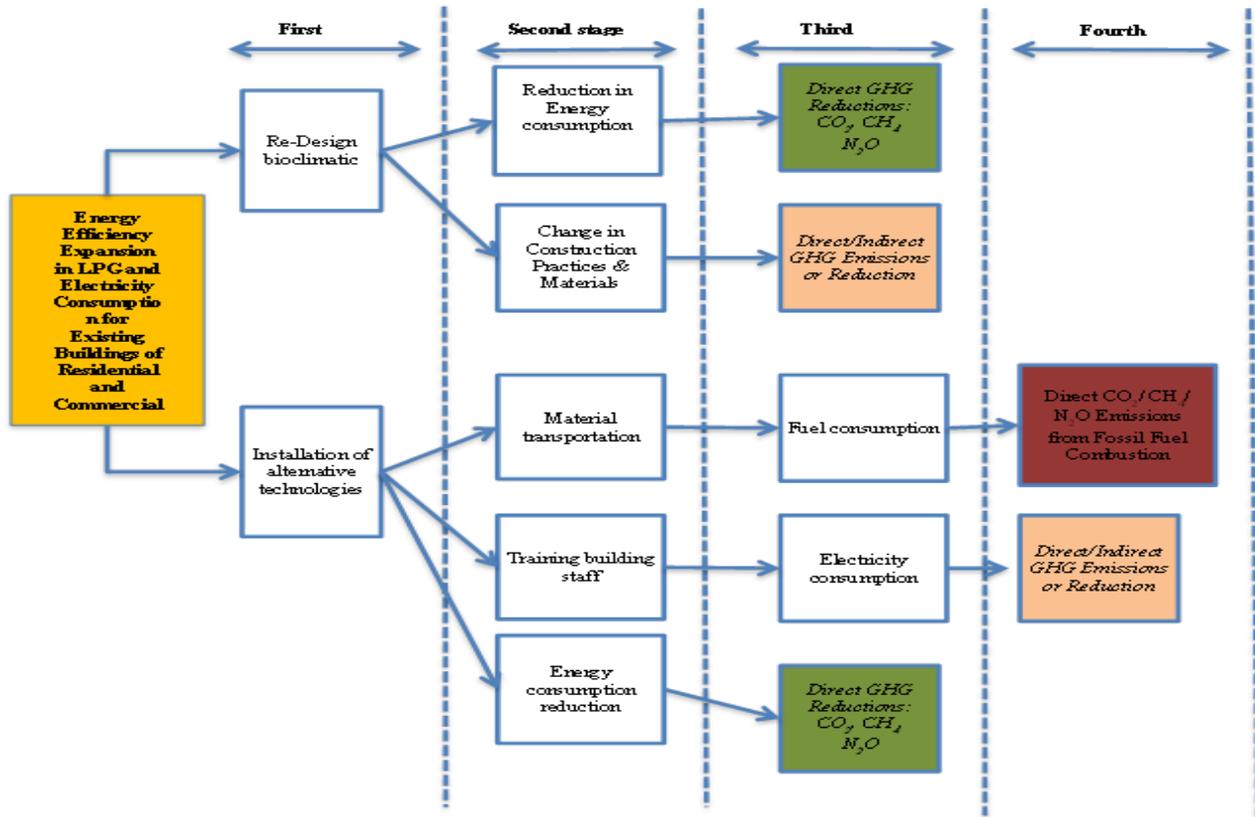
El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro RCII-3-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de RCII-3 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
RCII-3	Ampliación de la eficiencia energética en inmuebles existentes de los sectores residencial y comercial	0.6	0.6	8	(\$10,952)	(\$1,342)

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los

flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMT acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos

- Daniel Chacón Anaya, María Elena Giner, Mario Vázquez Valles, Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson, Cristina Quiroz, Jackson Schreiber. Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025, 2010, 1ª. ed. Ciudad Juárez, Chih.: Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza,
- Gabriela Muñoz, Eliseo Díaz, Héctor Campbell and Margarito Quintero. 2012. Baja California: Perfil Energético 2010-2020, Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Anuario Estadístico 2001-2011. CFE, División Baja California. Gerencia Divisional; Departamento de Estudios y Estadísticas. Disponible en: <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/productos/default.aspx?c=265&s=inegi&upc=702825046385&pf=Prod&ef=&f=2&cl=0&tg=8&pg=0>
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2008 (ENIGH, 2008) <http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/Proyectos/Encuestas/Hogares/regulares/Enigh/Enigh2008/tradicional/default.aspx>
- Maggie Eldridge, Steve Nadel, Amanda Korane, John A. "Skip" Laitner, Vanessa McKinney, Max Neubauer, and Jacob Talbot. April 1, 2009. Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) et al. Disponible en: <http://www.aceee.org/pubs/e093.htm>.
- Texas Energy Efficiency, en: <http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>

Métodos de cuantificación:

El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI para los sectores Residencial y Comercial, en este caso las emisiones de combustible (GLP) y el consumo de electricidad. Luego se calcula la reducción de emisiones contemplada por la política; en este caso las emisiones evitadas se enfocan en los inmuebles existentes.

Tomando en cuenta la reducción de emisiones, se calcularon los costos, principalmente los del mejoramiento de la eficiencia energética (GLP y Electricidad). El costo total incluye el costo de capital, el costo administrativo, el costo total, los gastos evitados y los costos o beneficios netos derivados de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para los sectores Residencial y Comercial se calculan considerando:

- El consumo total de electricidad (MWh) y el consumo total de GLP (Gj) de los sectores residencial y comercial. Esta información se obtiene de los inventarios de GEI y de fuentes secundarias como SENER.
- Las emisiones de CO_{2e} se calculan usando los factores de emisión de la electricidad y el GLP. Multiplicando cada factor de emisión por el consumo de energía se obtienen las emisiones totales expresadas en toneladas de CO_{2e}.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Los objetivos de reducción de la política se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Usando los valores de reducción y los factores de emisión respectivos (GLP y Electricidad), se calcularon las reducciones totales de GEI derivadas de la aplicación de la política.

b) Sección de costos

Costos de capital

- Para calcular el costo de capital, se obtuvieron los costos nivelados residencial y comercial de la eficiencia en el consumo de electricidad y combustible, expresados en \$/MWh y \$/Gj, respectivamente.
- Al multiplicar el costo nivelado por la electricidad ahorrada en MWh y el GLP (Gj), se obtuvo el costo de capital en cada año. El valor de estos costos se expresa en millones de pesos (MM\$).

Costos administrativos

Los costos administrativos también están incluidos en los costos de eficiencia energética de la política RCII-3. Se refieren a la evaluación, la mercadotecnia y la difusión de la política, y se calculan de la siguiente manera:

- Los costos administrativos son un porcentaje de los costos de capital. Para esta política el supuesto de ese valor es de 15% en el sector residencial. Ese porcentaje se multiplica por los costos de capital de cada año.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- El precio de la electricidad residencial y comercial pronosticado (\$/MWh) y el precio del combustible residencial pronosticado (\$/GJ) de cada año que la política sugiera como objetivo.
- La cantidad de electricidad (MWh) y de combustible (GLP) ahorrada cada año en las nuevas viviendas.
- Los gastos evitados son la cantidad de electricidad ahorrada cada año, multiplicada por el precio pronosticado de la electricidad en el sector residencial, expresada en millones de pesos (MM\$). El método para calcular los gastos evitados en el caso del GLP es igual, pero en este caso los valores corresponden a los del GLP.

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Los costos administrativos y los costos de capital de cada año se suman hasta el año 2020.

Costos o beneficios netos

Los costos o beneficios netos se calculan restando los gastos evitados de los costos totales de cada año hasta el 2020, para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor Presente Neto

El valor presente neto se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2014 del costo global con descuento (beneficio) que tendría el programa para el Estado en 2020 (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 98% de la inversión en la política provendrá de los consumidores.
- El 2% de la inversión en la política provendrá de apoyos federales, específicamente para la iluminación.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.304 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), y se deriva de un pronóstico de consumo basado en el dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) para cada año, dividido entre la venta pronosticada de MWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.
- El siguiente cuadro muestra los supuestos del factor de emisiones de combustible. Los factores de emisión directa están tomados del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025*.

Cuadro RCII-3-2. Factores de emisiones de CO₂ (kgCO_{2e}/Tj)

Sector	Tipo de combustible	CO2	N2O	CH4	Total CO2e
Comercial	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
Industrial	Aceite diésel	74,100	0.6	3	74343
	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	1	63151
	Agricultura - GLP	63,100	0.1	5	63235
	Gas natural	56,100	0.1	1	56151
	Combustóleo residual	77,400	0.6	3	77643
Residencial	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
	Gas natural	56,100	0.1	5	56235
	Biocombustibles sólidos: Leña	112,000	4	300	119500

KgCO_{2e}/Tj=Kilogramos de dióxido de carbono equivalente por Terajoules de consumo de combustible.

- El pronóstico de referencia del consumo de Electricidad y Combustible se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-202.*
- El siguiente cuadro muestra los precios del combustible pronosticados en 2012 para los sectores RCII. Los pronósticos provienen de los precios a minoristas en el estado para cada sector indicados por la SENER (Secretaría de Energía) para cada año después del precio histórico del año base, hasta 2030.

Cuadro RCII-3-3. Supuestos sobre el precio del combustible

Sector	Precios en 2012 \$/Gj)				Electricidad (\$/MWh)
	Gas natural	GLP	Combustóleo	Gasolina	
Residencial	\$150.88	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1176
Comercial	\$76.86	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$2332
Industrial	\$60.04	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1525
Institucional	\$76.86	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1724

\$/MWh = pesos por megawatt-hora; Gj = Gigajoules.

- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio de los demás años.
- Para obtener el consumo de energía, las emisiones de GEI y los costos, Baja California se dividió en dos regiones: Mexicali y Baja California sin Mexicali (resto de Baja California). El cuadro muestra el porcentaje de energía que consume cada región, para todo el año de la política. Estos valores se calcularon considerando los usos finales por zona.

Cuadro RCII-3-4. Porcentaje del consumo de electricidad y combustible por región

ZONA	Consumo de electricidad		Consumo de combustible	
	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali
Todos los años	59%	41%	29%	71%

- El siguiente cuadro muestra la porción del consumo energético por uso final de la energía en las viviendas de Baja California.

Cuadro RCII-3-5. Consumo energético en las viviendas por región

Uso final	Mexicali		Resto de Baja California	
	% de electricidad	% de combustible	% of electricidad	% de combustible
Calentadores de agua		0.0%		0.0%
Preparación de alimentos		99.9%		99.9%
Calefacción		0.1%		0.1%
Refrigerador	6.5%		12.9%	
Ventiladores	11.4%		0.5%	
Aire acond.	40.8%		5.0%	
Televisión	1.3%		2.6%	
Iluminación	6.2%		12.2%	
Computadoras	0.1%		0.3%	
Otros	33.7%		66.6%	
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

- Los costos nivelados de la eficiencia energética por uso final en Baja California se calcularon consultando *Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE)*. El siguiente cuadro muestra los costos nivelados para Baja California en pesos.

Cuadro RCII-3-6. Costos nivelados de la eficiencia energética por uso final

Uso final residencial	Medidas	Costo en \$MX	Unidad
Calentadores de agua	Calentadores solares de agua	\$61.09	\$/GJ
Preparación de alimentos	Preparación de alimentos	\$81.51	\$/GJ
Calefacción	Calefacción	\$32.29	\$/GJ
Refrigerador	Refrigeración	\$496.35	\$/MWh
Ventiladores	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Aire acondicionado	Equipo de climatización	\$41.36	\$/MWh
Televisión	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Iluminación	Iluminación	\$ -	\$/MWh
Computadoras	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Otros	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Armazón de la vivienda	Mejoras en el desempeño del armazón de la vivienda	\$179.89	\$/MWh

- A partir de los cuadros anteriores, se calcularon los promedios ponderados de los costos de las medidas de eficiencia energética en cada uso final, que se expresan por región en el siguiente cuadro.

Cuadro RCII-3-7. Costo promedio ponderado de las medidas de eficiencia energética en usos finales

Promedio ponderado del Costo de Capital y de OyM de las medidas de eficiencia energética	Electricidad residencial \$/MWh		Combustible residencial \$/GJ		Electricidad comercial \$/MWh		Combustible comercial \$/MJ	
	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali
Todos los años	\$141.58	\$ 204.85	\$81.48	\$ 81.48	\$128.49	\$69.41	\$78.07	\$78.07

- Los Costos Administrativos se consideran parte de los costos de la implementación de la política, y son iguales al 15% de los costos de capital de todos los años. El 15% es un valor típico que puede cubrir los costos administrativos.

Cuadro RCII-3-8. Costos administrativos

Costos fijos de las medidas de eficiencia	Sector	
	Residencial	Comercial
Todos los años	15%	15%

- El ciclo de vida útil se calculó como un valor único para cada sector, tomando como referencia la información de la página web de Texas Energy Efficiency (<http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>).

Cuadro RCII-3-9. Estimación del ciclo de vida útil

Estimación del ciclo de vida útil	Electricidad		Combustible	
	Residencial	Comercial	Residencial	Comercial
Años por medida instalada	10.58	10.83	10.40	10.00

Problemas de viabilidad

Los principales problemas de viabilidad son:

- Financiamiento inicial (fideicomiso estatal)
- La práctica de los gobiernos y las instituciones de separar los presupuestos de capital y operativos en lugar de presupuestar por ciclo de vida útil.
- La tendencia a preferir un enfoque comercial convencional para la percepción de los costos, riesgos e incertidumbres con respecto a la edificación sustentable.
- El limitado conocimiento y comprensión del campo de la edificación sustentable.
- La falta de coordinación y coherencia dentro de las políticas oficiales que afectan la construcción.
- La falta de reglamentos de planificación urbana y construcción que aborden temas de sustentabilidad.
- La ausencia de un sistema de certificación generalmente aceptado para las prácticas de edificación sustentable y la falta de datos acerca del consumo de energía y agua en los inmuebles.

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno.

RCII-4. Incentivos financieros para la eficiencia energética en el consumo de electricidad en el sector industrial

Descripción de la política

El propósito de esta política es mejorar la eficiencia energética en los procesos relacionados con el equipo industrial y la maquinaria utilizada en los procesos industriales, los servicios y el comercio.

Estos tipos de equipo aumentan aún más el consumo energético si no son eficientes, por lo cual también aumentan la cantidad de emisiones de GEI. Tanto los objetivos como los mecanismos de esta política se concentran en reducir el consumo energético y las emisiones de gases de efecto invernadero mediante estrategias que incluyen capacitación, incentivos fiscales y sustitución de equipo deficiente.

Diseño de la política

Objetivo:

- Reducir la intensidad energética en el sector industrial a 0.043kWh/\$

Calendarización: 2016-2022

Cobertura: En todo el estado: Sector industrial (pequeña, mediana y gran industria), sector agrícola, así como instalaciones comerciales y servicios.

Actores involucrados: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, Secretaría de Energía, agricultores, empresarios y propietarios de negocios.

Posibles mecanismos de implementación

- Desarrollar un Fideicomiso Estatal para apoyar acciones específicas, como la instalación de "motores eficientes" para el bombeo de agua.
- Asesoría y subsidios para la sustitución de motores ineficientes.
- Proporcionar asesoría a los agricultores para que puedan acceder al Programa de Eficiencia Energética en el Sector Agroalimentario (PEESA) del Fideicomiso Estatal (FIDE) para el ahorro de energía eléctrica.
- Desarrollar un Fideicomiso Estatal para apoyar acciones específicas, como al cogeneración de energía.
- Regulación de la eficiencia energética de los motores industriales.

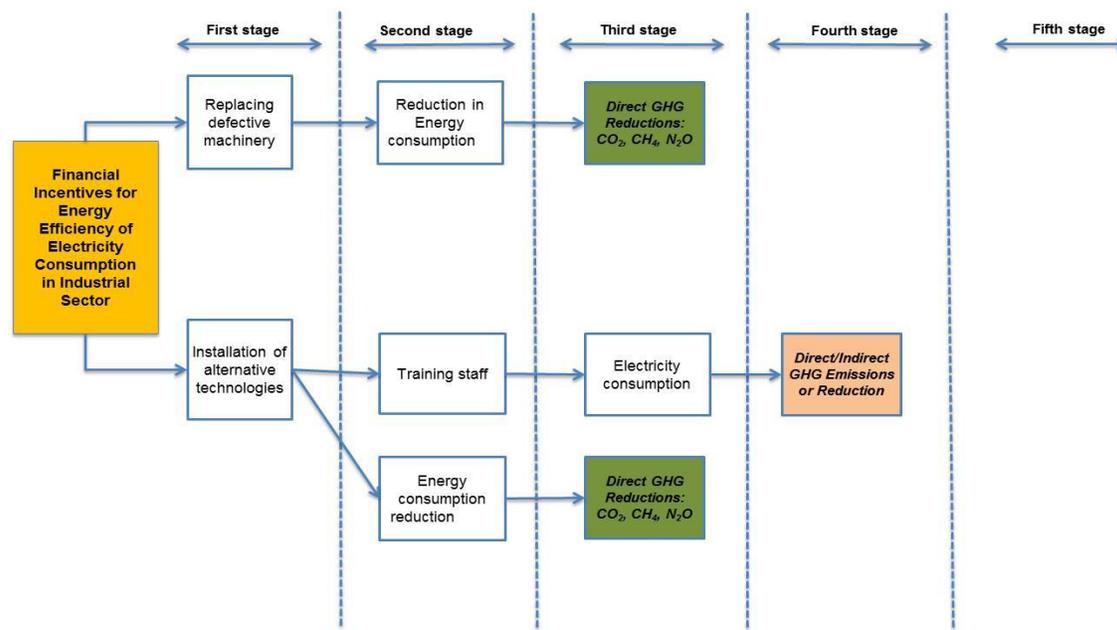
Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- Baja California: Perfil Energético 2010-2020

Tipos de reducciones de emisiones de GEI

El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro RCII-4-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de RCII-4 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
RCII-4	<u>Financiar incentivos para la eficiencia energética de la maquinaria</u>	0.3	0.7	6.1	(\$11,771)	(\$1,915)

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos

- Daniel Chacón Anaya, María Elena Giner, Mario Vázquez Valles, Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson, Cristina Quiroz, Jackson Schreiber. Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025, 2010, 1ª. ed. Ciudad Juárez, Chih.: Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza,
- Gabriela Muñoz, Eliseo Díaz, Héctor Campbell and Margarito Quintero. 2012. Baja California: Perfil Energético 2010-2020, Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Anuario Estadístico 2001-2011. CFE, División Baja California. Gerencia Divisional; Departamento de Estudios y Estadísticas. Disponible en: <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/productos/default.aspx?c=265&s=inegi&upc=702825046385&pf=Prod&ef=&f=2&cl=0&tg=8&pg=0>.

Métodos de cuantificación:

El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI en el Sector Industrial, en este caso se consideraron las emisiones del consumo de electricidad. Luego se calcula la reducción de emisiones que se contempla con la aplicación de la política. Esta política se enfoca en la maquinaria y el equipo que consume electricidad en el sector industrial.

Tomando en cuenta la reducción de emisiones, se calcularon los costos, principalmente los del mejoramiento de la eficiencia energética (Electricidad). El costo incluye el costo de capital, el costo administrativo, el costo total, los gastos evitados y los costos o beneficios netos derivados de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para el Sector Industrial se calculan considerando:

- El consumo total de electricidad industrial (MWh). Esta información se obtiene de los inventarios de GEI y de fuentes secundarias como SENER.
- Factor de Emisiones de la Electricidad (tCO_{2e}/MWh)
- Las emisiones de CO_{2e} se calculan usando los factores de emisión de la electricidad. Multiplicando los factores de emisión por el consumo de electricidad se obtienen las emisiones totales expresadas en toneladas de CO_{2e}

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Los objetivos de reducción de la política se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Consumo Total de Electricidad Industrial.
- Electricidad ahorrada, multiplicando los objetivos de reducción de la política por el consumo total de electricidad industrial.
- La electricidad ahorrada y los factores de emisión (de la electricidad) se multiplican para obtener las emisiones de GEI evitadas.

b) Sección de costos

Costos de capital

- Para calcular el costo de capital, se obtuvo el costo nivelado de las medidas para mejorar la eficiencia energética en el sector industrial (p. ej. motores y gestión eficientes, iluminación eficiente). Por lo general se expresa en \$/MWh.
- Al multiplicar el costo nivelado por la electricidad ahorrada en MWh, se obtuvo el costo de capital en cada año especificado por la política. El valor de estos costos se expresa en millones de pesos (MM\$).

Costos administrativos

Los costos administrativos también están incluidos en los costos de eficiencia energética de la política RCII-4. Se refieren a la evaluación, la mercadotecnia y la difusión de la política, y se calculan de la siguiente manera:

- Los costos administrativos son un porcentaje de los costos de capital. Para esta política el supuesto de ese valor es de 15% en el sector industrial. Ese porcentaje se multiplica por los costos de capital de cada año.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- El precio de la electricidad industrial pronosticado (\$/MWh) para cada año.
- Cantidad anual de electricidad (MWh) ahorrada con la aplicación de la política.
- Los gastos evitados son la cantidad de electricidad ahorrada cada año, multiplicada por el precio pronosticado de la electricidad en el sector industrial, expresada en millones de pesos (MM\$).

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Se suman los costos administrativos y los costos de capital de cada año hasta el 2020.

Costos o beneficios netos

Los costos o beneficios netos se calculan restando los gastos evitados de los costos totales de cada año hasta el 2020, para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor Presente Neto

El valor presente neto se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2014 del costo global con descuento (beneficio) que tendría el programa para el Estado en 2020 (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 100% de la inversión en la política provendrá del sector industrial.
- La Intensidad Energética Industrial de la electricidad en Baja California es actualmente de 0.0049 KWh/\$. La intensidad energética que se desea obtener en el sector industrial es de 0.043kWh/\$, para lo cual se requiere una reducción del 13% en la intensidad energética. Este objetivo del 13% se reduce por el crecimiento en la demanda de energía eléctrica en Baja California.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.304 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), y se deriva de un pronóstico de consumo basado en el dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) para cada año, dividido entre la venta pronosticada de MWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.
- El pronóstico de referencia del consumo de Electricidad y Combustible se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*
- El siguiente cuadro muestra los precios de la electricidad pronosticados en 2012 para los sectores RCII. Los pronósticos provienen de los precios a minoristas en el estado para cada sector indicados por la SENER (Secretaría de Energía) para cada año después del precio histórico del año base, hasta 2030.

Cuadro RCII-4-2. Supuesto sobre el precio de la electricidad

Sector	Electricidad(\$/MWh)
Residencial	\$1176
Comercial	\$2332
Industrial	\$1525
Institucional	\$1724

\$/MWh = pesos por megawatt-hora.

- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio en los demás años.
- Los Costos Administrativos se consideran parte de los costos de la implementación de la política, y son iguales al 15% de los costos de capital de todos los años. El 15% es un valor típico que puede cubrir los costos administrativos.

Cuadro RCII-4-3. Costos administrativos

Costos fijos de las medidas de eficiencia	Sector
	Industrial
Todos los años	15%

- El ciclo de vida útil se calculó con respecto a los sectores residencial y comercial, tomando como referencia la información de la página web de Texas Energy Efficiency (<http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>)

Cuadro RCII-4-4. Estimación del ciclo de vida útil

Estimación del ciclo de vida útil	Electricidad		Combustible	
	Residencial	Comercial	Residencial	Comercial
Años por medida instalada	10.58	10.83	10.40	10.00

- La medida de eficiencia se aplicará al equipo y la maquinaria que se indica en el siguiente cuadro.

Cuadro RCII-4-5. Equipo y maquinaria

Medidas de eficiencia eléctrica	Nombre de la medida
Motores y gestión eficientes	Diseño avanzado de motores, gestión y optimización de motores, lubricantes
Gestión de sistemas de aire comprimido y controles avanzados	Gestión de sistemas de aire comprimido y controles avanzados
Iluminación eficiente	Iluminación, accesorios y lámparas eficientes: en oficinas, fábricas, bodegas
Controles y gestión avanzados (incluye climatización)	Sensores y controles, y sistemas de gestión de energía
Curado, calentamiento y secado eficientes	Calentamiento infrarrojo, por microondas y ultravioleta

- El porcentaje de aplicabilidad de las medidas se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro RCII-4-6. Porcentaje de ahorro con la aplicación de las medidas

Medidas de eficiencia eléctrica	Nombre de la medida	Ahorro con la medida como % del ahorro total
Motores y gestión eficientes	Diseño avanzado de motores, gestión y optimización de motores, lubricantes	51%
Gestión de sistemas de aire comprimido y controles avanzados	Gestión de sistemas de aire comprimido y controles avanzados	7%
Iluminación eficiente	Iluminación, accesorios y lámparas eficientes: en oficinas, fábricas, bodegas	7%
Controles y gestión avanzados (incluye climatización)	Sensores y controles y sistemas de gestión de energía	20%
Curado, calentamiento y secado eficientes	Calentamiento infrarrojo, por microondas y ultravioleta	14%

- Costos nivelados por medida y su pronóstico. Las unidades se expresan en dólares US\$.

Cuadro RCII-4-7. Costos nivelados por medida

Medidas de eficiencia eléctrica	Costos nivelados por año (\$/MWh)		
	2010	2020	2030
Motores y gestión eficientes	\$ 19.44	\$ 19.44	\$ 19.44
Gestión de sistemas de aire comprimido y controles avanzados	\$ 0.22	\$ 0.22	\$ 0.22
Iluminación eficiente	\$ 21.72	\$ 21.72	\$ 21.72
Controles y gestión avanzados (incluye climatización)	\$ 15.20	\$ 15.20	\$ 15.20
Curado, calentamiento y secado eficientes	\$ 74.21	\$ 74.21	\$ 74.21
Promedio ponderado	\$ 25.12	\$ 25.12	\$ 25.12

- La tasa intercambiaría utilizada es de \$13.31 pesos/dólar.

RCII-5. Calentadores solares de agua en las viviendas

Descripción de la política

Con esta política se busca aprovechar la energía solar a través de la instalación de calentadores solares de agua en viviendas particulares. Esta política tiene como objetivo reducir el consumo del GLP o la electricidad que se utilizan para calentar el agua en las casas, lo que conduce al mismo tiempo, a una reducción de los gases de efecto invernadero gracias a la utilización de energías renovables.

Además del beneficio ambiental derivado del uso de este sistema, se obtienen beneficios económicos debido a que la fuente de energía es gratuita, ya que proviene del sol y, al mismo tiempo, se reduce la cantidad de GLP o electricidad que tiene que comprarse.

Para la aplicación de esta política se requerirá la participación de los gobiernos federal y estatal, los desarrolladores y constructores, los productores de calentadores y la sociedad en general.

Diseño de la política

Metas:

- Para el año 2020, reducir en un 45% el consumo de GLP que se utiliza para calentar el agua en inmuebles residenciales nuevos y existentes.
-

Calendarización: 2014-2020

Actores involucrados:

Federales

- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)
- Asociación Nacional de Energía Solar
- SENER
- Comisión Nacional de Vivienda

Estatales

- CEE-BC
- Municipios

Sector privado

- Inmobiliarias
- Productores de calentadores

Mecanismos de implementación

- Legislar el uso de calentadores solares de agua para inmuebles nuevos o remodelados.
- Aplicar la norma NMX - ES- 003 sobre requisitos mínimos para la instalación de sistemas de energía solar térmica para el calentamiento de agua.
- Establecer acuerdos entre los municipios y las empresas proveedoras de calentadores, para reducir los costos de adquisición para la población en general.
- Implementar campañas de concientización pública sobre el uso de calentadores solares de agua.

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

Federales

- A nivel federal existe un programa de la SENER que promueve el uso de calentadores solares de agua, denominado PROCASOL (Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua en México).

Tipos de reducciones de GEI

El principal GEI que se reducirá con la aplicación de esta política es el CO₂, el GEI predominante en las emisiones totales, seguido del NH₄ y el N₂O, aunque ambos en menor cantidad.

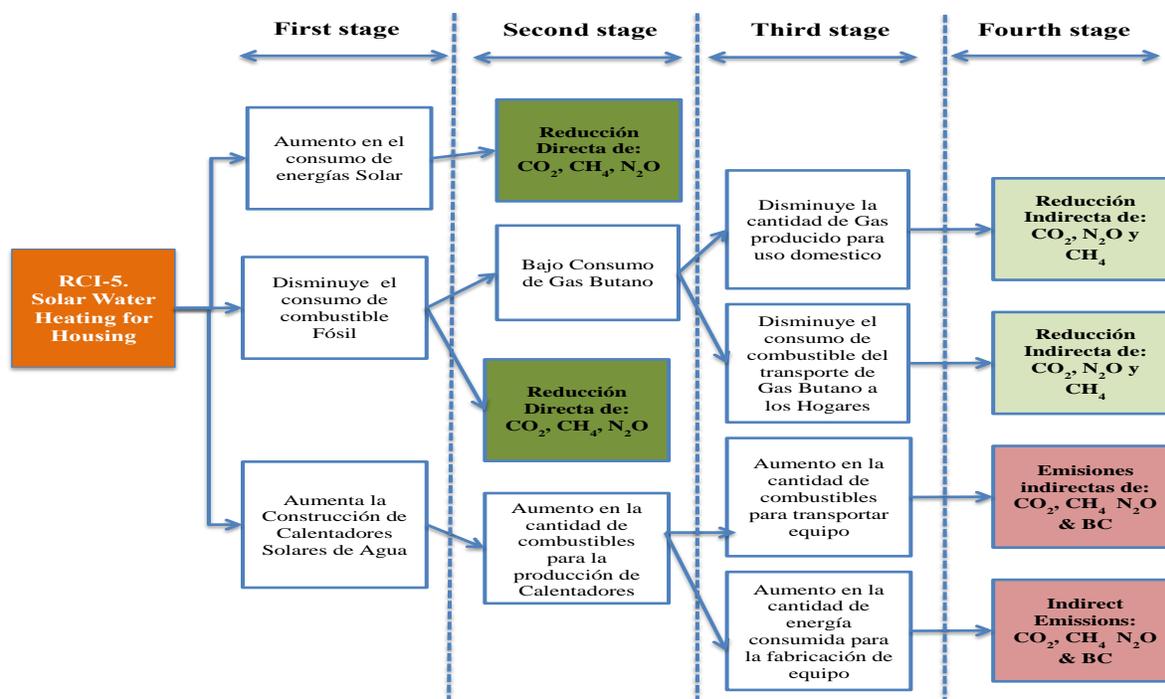
El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro RCII-5-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de RCII-5 a los factores de emisiones directa

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
RCII-5	Calentadores solares de agua en las viviendas	0.4	0.4	6	(\$8,800)	-\$1,435

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos

- Asociación Nacional de Energía Solar A.C. Dimensionamiento, selección y beneficios de usos de calentadores solares de agua en el sector doméstico trece acciones para la transición energética en México: Una propuesta el Plan de Gobierno 2006-2012. Consejo XIII, Número 57, Marzo 2006. Disponible en: http://www.anes.org/anes/formularios/Publicaciones/RevistaSolar/RS_572006.pdf.
- Daniel Chacón Anaya, María Elena Giner, Mario Vázquez Valles, Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson, Cristina Quiroz, Jackson Schreiber. Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025, 2010, 1ª. ed. Ciudad Juárez, Chih.: Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza.
- Gabriela Muñoz, Eliseo Díaz, Héctor Campbell and Margarito Quintero. 2012. Baja California: Perfil Energético 2010-2020, Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Anuario Estadístico 2001-2011. CFE, División Baja California. Gerencia Divisional; Departamento de Estudios y Estadísticas. Disponible en: <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/productos/default.aspx?c=265&s=inegi&upc=702825046385&pf=Prod&ef=&f=2&cl=0&tg=8&pg=0>
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2008 (ENIGH, 2008) <http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/Proyectos/Encuestas/Hogares/regulares/Enigh/Enigh2008/tradicional/default.aspx>
- Maggie Eldridge, Steve Nadel, Amanda Korane, John A. "Skip" Laitner, Vanessa McKinney, Max Neubauer, and Jacob Talbot. April 1, 2009. Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) et al. Disponible en: <http://www.aceee.org/pubs/e093.htm>.
- Texas Energy Efficiency. Disponible en: <http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>

Métodos de cuantificación:

El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI para todo el Sector Residencial, en este caso se consideraron las emisiones de combustible (GLP). Luego se calcula la reducción de emisiones contemplada con la aplicación de la política; en este caso las emisiones evitadas se enfocan en el sector residencial.

Tomando en cuenta la reducción de emisiones, se calcularon los costos, principalmente los de reducir el consumo de GLP. El costo total incluye el costo de capital, el costo de operación y mantenimiento, los costos administrativos fijos, los gastos evitados, los costos totales y los costos o beneficios netos derivados de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para el Sector Residencial se calculan considerando:

- El consumo total residencial de GLP en Tj. Esta información se obtiene de los inventarios de GEI y de fuentes secundarias como SENER.
- Las emisiones de CO_{2e} se calculan usando los factores de emisión del GLP. Multiplicando el factor de emisión (tCO_{2e}/Tj) por el consumo de energía (Tj), se obtienen las emisiones totales expresadas en toneladas de CO_{2e}.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Los objetivos de reducción de la política se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Usando los valores de reducción y los factores de emisión del GLP se calcularon las reducciones totales de GEI derivadas de la aplicación de la política.

b) Sección de costos

Costos de capital

- Para calcular el costo de capital se obtuvo el precio de los calentadores solares y la cantidad de calentadores para el sector residencial.
- Multiplicando la cantidad y el precio se obtiene el costo de capital, expresado en millones de pesos.

Costo de capital anualizado

El costo de capital anualizado se calcula de la siguiente manera:

- El Factor de Recuperación de Capital se calcula utilizando la tasa de interés y la vida útil del equipo en años.
- Multiplicando el Factor de Recuperación de Capital por los Costos de Capital de cada año se obtiene el costo de capital anualizado.
- Para cada año hay que sumar los costos anualizados del año anterior.

Costos de operación y mantenimiento

Los Costos de Operación y Mantenimiento se calculan de la siguiente manera:

- Los Costos de Operación y Mantenimiento son una fracción del Capital Anualizado, equivalentes al 2%. Para cada año, se multiplica el capital anualizado por 2% y el resultado es el Costo de Operación y Mantenimiento de ese año específico.

Costos administrativos fijos

Los costos administrativos también se incluyen en los costos de eficiencia energética de la política RCII-5. Se refieren a la evaluación, la mercadotecnia y la difusión de la política, y se calculan de la siguiente manera:

- Los costos administrativos son un porcentaje de los costos de capital. Para esta política el supuesto de ese valor es de 15% en el sector industrial. Ese porcentaje se multiplica por los costos de capital de cada año.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- El precio del GLP residencial pronosticado (\$/Gj) para cada año que la política sugiera como objetivo.
- La cantidad de combustible GLP (Gj) ahorrada cada año en el sector residencial.
- Los gastos evitados son la cantidad de combustible GLP ahorrada cada año, multiplicada por el precio del GLP pronosticado en el sector residencial, expresado en millones de pesos (MM\$).

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Se suman los costos de capital, los costos administrativos y los costos de operación y mantenimiento de cada año hasta el 2020.

Costos o beneficios netos

Los costos o beneficios netos se calculan restando los gastos evitados de los costos totales de cada año hasta el 2020, para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Suposiciones importantes

- El 40% de la inversión en la política provendrá del gobierno federal a través del programa de Calentadores Solares.
- El 60% de la inversión en la política provendrá de los consumidores, en el caso de los inmuebles existentes.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.304 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), y se deriva de un pronóstico de consumo basado en el dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) para cada año, dividido entre la venta pronosticada de MWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.

- El siguiente cuadro muestra los supuestos del factor de emisiones de combustible. Los factores de emisión directa están tomados del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025*.

Cuadro RCII-5-2. Factores de emisiones de CO₂ (kgCO_{2e}/Tj)

Sector	Tipo de combustible	CO2	N2O	CH4	Total CO2e
Comercial	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
Industrial	Aceite diésel	74,100	0.6	3	74343
	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	1	63151
	Agricultura - GLP	63,100	0.1	5	63235
	Gas natural	56,100	0.1	1	56151
	Combustóleo residual	77,400	0.6	3	77643
Residencial	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
	Gas natural	56,100	0.1	5	56235
	Biocombustibles sólidos: Leña	112,000	4	300	119500

KgCO_{2e}/Tj=Kilogramos de dióxido de carbono equivalente por Terajoules de consumo de combustible.

- El pronóstico de referencia del consumo de Electricidad y Combustible se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*.
- El siguiente cuadro muestra los precios del combustible pronosticados en 2012 para los sectores RCII. Los pronósticos provienen de los precios a minoristas en el estado para cada sector indicados por la SENER (Secretaría de Energía) para cada año después del precio histórico del año base, hasta 2030.

Cuadro RCII-5-3. Supuestos sobre el precio del combustible

Sector	Precios en 2012 (\$/Gj)				Electricidad (\$/MWh)
	Gas natural	GLP	Combustóleo	Gasolina	
Residencial	\$150.88	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1176
Comercial	\$76.86	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$2332
Industrial	\$60.04	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1525
Institucional	\$76.86	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1724

\$/MWh = pesos por megawatt-hora; Gj = Gigajoules.

- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio de los demás años.
- Para obtener el consumo de energía, las emisiones de GEI y los costos, Baja California se dividió en dos regiones: Mexicali y Baja California sin Mexicali (resto de Baja California). El cuadro muestra el porcentaje de energía que consume cada región, para todo el año de la política. Estos valores se calcularon considerando los usos finales por zona.

Cuadro RCII-5-4. Porcentaje del consumo de electricidad y combustible por región

ZONA	Consumo de electricidad		Consumo de combustible	
	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali
Todos los años	59%	41%	29%	71%

- El siguiente cuadro muestra la porción del consumo energético por uso final de la energía en las viviendas de Baja California.

Cuadro RCII-5-5. Consumo energético en las viviendas por región

Uso final	Mexicali		Resto de Baja California	
	% of electricidad	% de combustible	% de electricidad	% de combustible
Calentadores de agua		0.0%		0.0%
Preparación de alimentos		99.9%		99.9%
Calefacción		0.1%		0.1%
Refrigerador	6.5%		12.9%	
Ventiladores	11.4%		0.5%	
Aire acond.	40.8%		5.0%	
Televisión	1.3%		2.6%	
Iluminación	6.2%		12.2%	
Computadoras	0.1%		0.3%	
Otros	33.7%		66.6%	
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

- El pronóstico de referencia sobre el consumo de gas licuado de petróleo en el sector residencial desarrollado como parte del pronóstico de GEI en toda la economía de Baja California fue modificado por el COLEF a principios de noviembre de 2014. El pronóstico del COLEF es muy superior al pronóstico de la SENER y al pronóstico sobre el GLP desarrollado por CCS. El pronóstico del COLEF sobre el calentamiento de agua y la preparación de alimentos en el sector residencial (los dos principales usos finales del GLP) en el mismo periodo se incrementa 80%. Este pronóstico es potencialmente discordante con otros pronósticos sobre el GLP. Por ejemplo, el pronóstico sobre el GLP en el noroeste (cuadro 5.17) de la SENER para el periodo 2012-2027 disminuye en un 2%.⁵ Asimismo, la población aumenta sólo un 25% durante ese periodo. El siguiente cuadro muestra los tres pronósticos sobre el GLP:

⁵ http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_Gas_Natural_y_Gas_LP_2013-2027.pdf

Cuadro comparativo de pronósticos (T)			
Año	SENER	COLEF	CCS
2012	9594.99502	10200	7073.153523
2013	9013.46202	10600	7105.83654
2014	9141.26532	11100	7140.70459
2015	9270.04313	11600	7150.134318
2016	9390.68088	11900	7193.221639
2017	9501.78515	12400	7236.568608
2018	9603.77622	12900	7280.176789
2019	9692.36642	13300	7324.047757
2020	9766.70725	13700	7368.183095
2021	9832.21214	14200	7412.584397
2022	9889.63349	14600	7457.253264
2023	9938.34161	15100	7502.19131
2024	9980.64481	15500	7547.400157
2025	10017.1867	15900	7592.881435
2026	10050.8293	16400	7638.636788
2027	10081.4187	16900	7684.667867
2028	9291.16296	17300	7730.976332
2029	9344.4469	17700	7777.563857
2030	9532.92543	18200	7824.432122

- Los costos nivelados de la eficiencia energética por uso final en Baja California se calcularon consultando *Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE)*. El siguiente cuadro muestra los costos nivelados para Baja California en pesos.

Cuadro RCII-5-6. Costos nivelados de la eficiencia energética por uso final

Uso final residencial	Medidas	Costo en \$MX	Unidad
Calentadores de agua	Calentadores solares de agua	\$61.09	\$/GJ
Preparación de alimentos	Preparación de alimentos	\$81.51	\$/GJ
Calefacción	Calefacción	\$32.29	\$/GJ
Refrigerador	Refrigeración	\$496.35	\$/MWh
Ventiladores	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Aire acondicionado	Equipo de climatización	\$41.36	\$/MWh
Televisión	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Iluminación	Iluminación	\$ -	\$/MWh
Computadoras	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Otros	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Armazón de la vivienda	Mejoras en el desempeño del armazón de la vivienda	\$179.89	\$/MWh

- Los costos de operación y mantenimiento son iguales al 2% de los costos de capital.
- Los Costos Administrativos se consideran parte de los costos de la implementación de la política, y son iguales al 15% de los costos de capital de todos los años. El 15% es un valor típico que puede cubrir los costos administrativos.

Cuadro RCII-5-6. Costos administrativos

Costos fijos de las medidas de eficiencia	Sector	
	Residencial	Comercial
Todos los años	15%	15%

- El ciclo de vida útil se calculó con respecto a los sectores residencial y comercial, tomando como referencia la información de la página web de Texas Energy Efficiency (<http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>).

Cuadro RCII-5-7. Estimación del ciclo de vida útil

Estimación del ciclo de vida útil	Electricidad		Combustible	
	Residencial	Comercial	Residencial	Comercial
Años por medida instalada	10.58	10.83	10.40	10.00

Problemas de viabilidad

Los posibles problemas de viabilidad son:

- Disposición de la gente a cambiar de calentadores.
- Asegurar el cumplimiento de la norma NMX - ES- 003
- Falta de conocimiento de la población acerca del sistema de calentamiento de agua.
- Recursos para financiar la compra e instalación de los calentadores.

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno.

RCII-6. Calentadores de agua de flujo para el sector residencial

Descripción de la política

Esta política, centrada en el sector residencial, pretende lograr el uso eficiente del GLP para el calentamiento de agua, mediante la instalación de calentadores de flujo.

Con esta tecnología se reduce el volumen de GLP que se consume en los hogares, sin alterar la cantidad de agua disponible y con un impacto directo en la reducción de GEI.

Además de los beneficios ambientales, se obtendrán beneficios económicos gracias a la reducción en el consumo de combustible.

Para la aplicación de esta política se requerirá la participación de los gobiernos federal y estatal, los desarrolladores y constructores, los productores de calentadores y la sociedad en general.

Diseño de la política

Metas:

- Instalar calentadores de agua de flujo en el 35% de las viviendas de Baja California.

Calendarización: 2014-2020

Actores involucrados:

Federales

- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)
- SENER
- Comisión Nacional de Vivienda
- INFONAVIT (Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores)
- Cámara Nacional de la Industria de Transformación. (CANACINTRA).

Estatales

- CEE-BC
- Municipios

Sector privado

- Inmobiliarias
- Productores de calentadores de agua de flujo

Mecanismos de implementación

- Legislar el uso de calentadores de agua de flujo para inmuebles nuevos o remodelados.
- Establecer acuerdos entre los municipios y las empresas proveedoras, para reducir los costos para la población en general
- Implementar un esquema de pago para facilitar la adquisición de calentadores de flujo. Implementar campañas de concientización pública sobre el uso de calentadores de agua de flujo.

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

Federales

- Aunque existen viviendas con calentadores de flujo, no se han implementado políticas o programas de este tipo.

Tipos de reducciones de GEI

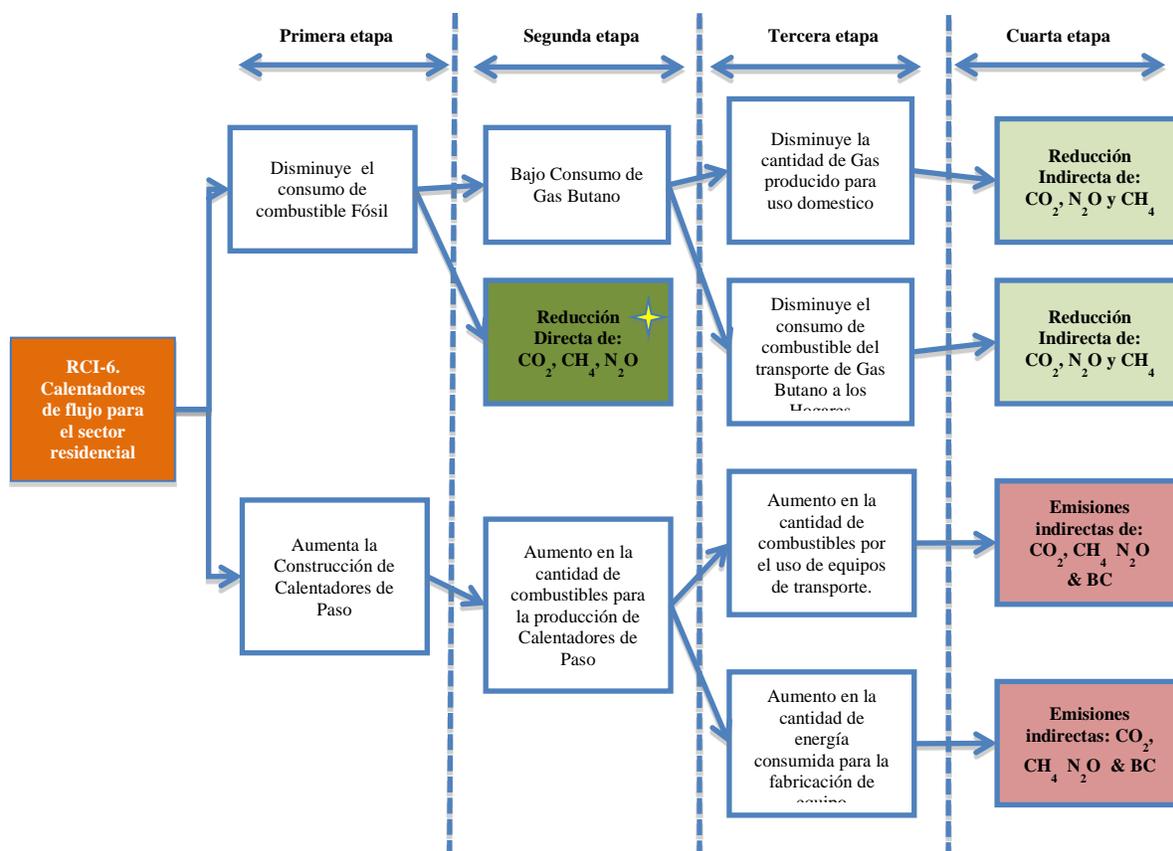
El principal GEI que se reducirá con la aplicación de esta política es el CO₂, el GEI predominante en las emisiones totales, seguido del NH₄ y finalmente el N₂O, aunque ambos en menor cantidad.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro RCII-6-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de RCII-6 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
RCII-6	Prescindir de las calderas (<i>boilers</i>) en las viviendas	0.14	0.14	2.0	-\$3,095	-\$1,559

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos

- Asociación Nacional de Energía Solar A.C. Dimensionamiento, selección y beneficios de usos de calentadores solares de agua en el sector doméstico trece acciones para la transición energética en México: Una propuesta el Plan de Gobierno 2006-2012. Consejo XIII, Número 57, Marzo 2006. Disponible en: http://www.anes.org/anes/formularios/Publicaciones/RevistaSolar/RS_572006.pdf.
- Daniel Chacón Anaya, María Elena Giner, Mario Vázquez Valles, Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson, Cristina Quiroz, Jackson Schreiber. Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025, 2010, 1ª. ed. Ciudad Juárez, Chih.: Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza.
- Gabriela Muñoz, Eliseo Díaz, Héctor Campbell and Margarito Quintero. 2012. Baja California: Perfil Energético 2010-2020, Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Anuario Estadístico 2001-2011. CFE, División Baja California. Gerencia Divisional; Departamento de Estudios y Estadísticas. Disponible en: <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/productos/default.aspx?c=265&s=inegi&upc=702825046385&pf=Prod&ef=&f=2&cl=0&tg=8&pg=0>
- Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI). Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2008 (ENIGH, 2008) <http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/Proyectos/Encuestas/Hogares/regulares/Enigh/Enigh2008/tradicional/default.aspx>
- Maggie Eldridge, Steve Nadel, Amanda Korane, John A. "Skip" Laitner, Vanessa McKinney, Max Neubauer, and Jacob Talbot. April 1, 2009. Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) et al. Disponible en: <http://www.aceee.org/pubs/e093.htm>.
- Procuraduría Federal del Consumidor, Noviembre 2011, Estudio de Calidad: Calentadores de agua de uso doméstico. Disponible en: http://www.consumidor.gob.mx/wordpress/wp-content/uploads/2012/03/CALENTADORES_AGUA.pdf
- Texas Energy Efficiency. Disponible en: <http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>

Métodos de cuantificación:

El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI para todo el Sector Residencial, en este caso se consideraron las emisiones de combustible (GLP). Luego se calcula la reducción de emisiones contemplada con la aplicación de la política; en este caso las emisiones evitadas se enfocan en el sector residencial.

Tomando en cuenta la reducción de emisiones, se calcularon los costos, principalmente los de reducir el consumo de GLP con el uso de calentadores de agua de flujo. El costo total incluye el costo de capital, el costo anualizado, el costo de operación y mantenimiento, los costos administrativos

fijos, los gastos evitados, los costos totales y los costos o beneficios netos derivados de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para el Sector Residencial se calculan de la siguiente manera:

- El consumo anual residencial de GLP en Tj. Esta información se obtiene de los inventarios de GEI y de fuentes secundarias como SENER .
- Las emisiones de CO_{2e} se calculan usando los factores de emisión del GLP. Multiplicando el factor de emisión (tCO_{2e}/Tj) por el consumo de GLP (Tj), se obtienen las emisiones totales expresadas en toneladas de CO_{2e}

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Los objetivos de reducción de la política se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Usando los valores de reducción y los factores de emisión del GLP se calcularon las reducciones totales de GEI.

b) Sección de costos

Costos de capital

- Para calcular el costo de capital se obtuvo el precio de los calentadores de flujo y la cantidad de calentadores para el sector residencial.
- Multiplicando la cantidad y el precio se obtiene el costo de capital, expresado en millones de pesos.

Costo de capital anualizado

El costo de capital anualizado se calcula de la siguiente manera:

- El Factor de Recuperación de Capital se calcula utilizando la tasa de interés y la vida útil del equipo en años.
- Multiplicando el Factor de Recuperación de Capital por los Costos de Capital de cada año se obtiene el costo de capital anualizado.
- Para cada año hay que sumar los costos anualizados del año anterior.

Costos de operación y mantenimiento

Los Costos de Operación y Mantenimiento se calculan de la siguiente manera:

- Los Costos de Operación y Mantenimiento son una fracción del Capital Anualizado, equivalentes al 2%. Para cada año, se multiplica el capital anualizado por 2% y el resultado es el Costo de Operación y Mantenimiento de ese año específico.

Costos administrativos fijos

Los costos administrativos también se incluyen en los costos de eficiencia energética de la política RCII-6. Se refieren a la evaluación, la mercadotecnia y la difusión de la política, y se calculan de la siguiente manera:

- Los costos administrativos son un porcentaje de los costos de capital. Para esta política el supuesto de ese valor es de 15% en el sector industrial. Ese porcentaje se multiplica por los costos de capital de cada año.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- El precio del GLP residencial pronosticado (\$/Gj) para cada año que la política sugiera como objetivo.
- La cantidad de combustible GLP (Gj) ahorrada cada año en el sector residencial.
- Los gastos evitados son la cantidad de combustible GLP ahorrada cada año, multiplicada por el precio del GLP pronosticado en el sector residencial, expresado en millones de pesos (MM\$).

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Se suman los costos de capital, los costos administrativos y los costos de operación y mantenimiento de cada año hasta el 2020.

Costos o beneficios netos

Los costos o beneficios netos se calculan restando los gastos evitados de los costos totales de cada año hasta el 2020, para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Suposiciones importantes

- El 100% de la inversión en la política provendrá de los consumidores.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.304 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), y se deriva de un pronóstico de consumo basado en el dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) para cada año, dividido entre la venta pronosticada de MWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.
- El siguiente cuadro muestra los supuestos del factor de emisiones de combustible. Los factores de emisión directa están tomados del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025*.

Cuadro RCII-6-2. Factores de emisiones de CO₂ (kgCO_{2e}/Tj)

Sector	Tipo de combustible	CO ₂	N ₂ O	CH ₄	Total CO _{2e}
Comercial	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
Industrial	Aceite diesel	74,100	0.6	3	74343
	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	1	63151
	Agricultura - GLP	63,100	0.1	5	63235
	Gas natural	56,100	0.1	1	56151
	Combustóleo residual	77,400	0.6	3	77643
Residencial	Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
	Gas natural	56,100	0.1	5	56235
	Biocombustibles sólidos: Leña	112,000	4	300	119500

KgCO_{2e}/Tj=Kilogramos de dióxido de carbono equivalente por Terajoules de consumo de combustible.

- El pronóstico de referencia del consumo de Electricidad y Combustible se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020.*
- El siguiente cuadro muestra los precios del combustible pronosticados en 2012 para los sectores RCII. Los pronósticos provienen de los precios a minoristas en el estado para cada sector indicados por la SENER (Secretaría de Energía) para cada año después del precio histórico del año base, hasta 2030.

Cuadro RCII-6-3. Supuestos sobre el precio del combustible

Sector	Precios en 2012 (\$/Gj)				Electricidad(\$/MWh)
	Gas natural	GLP	Combustóleo	Gasolina	
Residencial	\$150.88	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1176
Comercial	\$76.86	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$2332
Industrial	\$60.04	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1525
Institucional	\$76.86	\$242.64	\$234.93	\$372.37	\$1724

\$/MWh = pesos por megawatt-hora; Gj = Gigajoules.

- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio de los demás años.
- Para obtener el consumo de energía, las emisiones de GEI y los costos, Baja California se dividió en dos regiones: Mexicali y Baja California sin Mexicali (resto de Baja California). El cuadro muestra el porcentaje de energía que consume cada región, para todo el año de la política. Estos valores se calcularon considerando los usos finales por zona.

Cuadro RCII-6-4. Porcentaje del consumo de electricidad y combustible por región

ZONA	Consumo de electricidad		Consumo de combustible	
Año	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali	MEXICALI	BAJA-sin Mexicali
Todos los años	59%	41%	29%	71%

- El siguiente cuadro muestra la porción del consumo energético por uso final de la energía en las viviendas de Baja California.

Cuadro RCII-6-5. Consumo energético en las viviendas por región

Uso final	Mexicali		Resto de Baja California	
	% of electricidad	% de combustible	% de electricidad	% de combustible
Calentadores de agua		0.0%		0.0%
Preparación de alimentos		99.9%		99.9%
Calefacción		0.1%		0.1%
Refrigerador	6.5%		12.9%	
Ventiladores	11.4%		0.5%	
Aire acond.	40.8%		5.0%	
Televisión	1.3%		2.6%	
Iluminación	6.2%		12.2%	
Computadoras	0.1%		0.3%	
Otros	33.7%		66.6%	
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

- Los costos nivelados de la eficiencia energética por uso final en Baja California se calcularon consultando *Potential for Energy Efficiency, Demand Response, and Onsite Solar Energy in Pennsylvania. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE)*. El siguiente cuadro muestra los costos nivelados para Baja California en pesos.

Cuadro RCII-6-6. Costos nivelados de la eficiencia energética por uso final

Uso final residencial	Medidas	Costo en \$MX	Unidad
Calentadores de agua	Calentadores de agua solares	\$61.09	\$/GJ
Preparación de alimentos	Preparación de alimentos	\$81.51	\$/GJ
Calefacción	Calefacción	\$32.29	\$/GJ
Refrigerador	Refrigeración	\$496.35	\$/MWh
Ventiladores	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Aire acondicionado	Equipo de climatización	\$41.36	\$/MWh
Televisión	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Iluminación	Iluminación	\$ -	\$/MWh
Computadoras	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Otros	Carga del enchufe	\$198.54	\$/MWh
Armazón de la vivienda	Mejoras en el desempeño del armazón de la vivienda	\$179.89	\$/MWh

- Los costos de operación y mantenimiento son iguales al 2% de los costos de capital.
- Los Costos Administrativos se consideran parte de los costos de la implementación de la política, y son iguales al 15% de los costos de capital de todos los años. El 15% es un valor típico que puede cubrir los costos administrativos.

Cuadro RCII-6-7. Costos administrativos

Costos fijos de las medidas de eficiencia	Sector	
	Residencial	Comercial
Todos los años	15%	15%

Cuadro RCII-6-8. Estimación del ciclo de vida útil

Estimación del ciclo de vida útil	Electricidad		Combustible	
	Residencial	Comercial	Residencial	Comercial
Años por medida instalada	10.58	10.83	10.40	10.00

- El ciclo de vida útil se calculó como un valor único para cada sector, tomando como referencia la información de la página web de Texas Energy Efficiency (<http://www.texasefficiency.com/index.php/regulatory-filings/deemed-savings>).

Problemas de viabilidad

Los posibles problemas de viabilidad son:

- Disposición de la gente a cambiar de calentadores.
- Asegurar el cumplimiento de la norma NMX - ES- 003
- Falta de conocimiento de la población acerca del sistema de calentamiento de agua.
- Recursos para financiar la compra e instalación de los calentadores.

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno

Anexo C.
Fichas técnicas del Sector Transporte
y Uso de Suelo

TLU-1. Control del Carbono Negro [Black Carbon Control Measures]

Descripción de la Política

El Carbono Negro (CN), como entre otros el hollín, es un agente que acentúa la captura de calor y se presenta en forma de partículas suspendidas por la combustión incompleta de combustibles fósiles, biocombustibles y biomasa. El Carbono Negro tiene un impacto muy negativo en la salud de la población, ya que permanece suspendido en la atmósfera por días y/o semanas; así como también, provoca el calentamiento atmosférico. Estudios recientes indican que la reducción del (CN) podría ser la forma más rápida de mitigar el calentamiento global. (U.S. EPA. 2012).

Esta política está orientada a la disminución de las emisiones de Carbono Negro de autobuses y camiones pesados (mayor a 3 toneladas) de la flota vehicular que circula en el Estado y que utilizan diesel como combustible. La presente política establece entre sus metas la instalación de filtros de partículas en los camiones pesados, los cuales pueden eliminar más del 90% de las emisiones de CN.

Diseño de la Política

Objetivos:

- Instalar filtros de partículas al 40% de los camiones y autobuses con peso mayor a 3 toneladas manufacturados entre el 1988-1997.

Temporalidad: 2016-2025

Cobertura: Flotas de camiones y autobuses cautivas en Baja California modelo 1988-1997.

Actores Involucrados: Secretaría de Protección al Ambiente del Gobierno de Baja California (SPA), Municipios, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Secretaría de Planeación y Finanzas del Gobierno del Estado, Secretaría de Comunicaciones y Transportes, empresas camioneras comerciales y privadas, asociaciones transportistas, Agencia de Protección al Ambiente de Estados Unidos.

Otras Consideraciones:

Posibles Mecanismos de Implementación

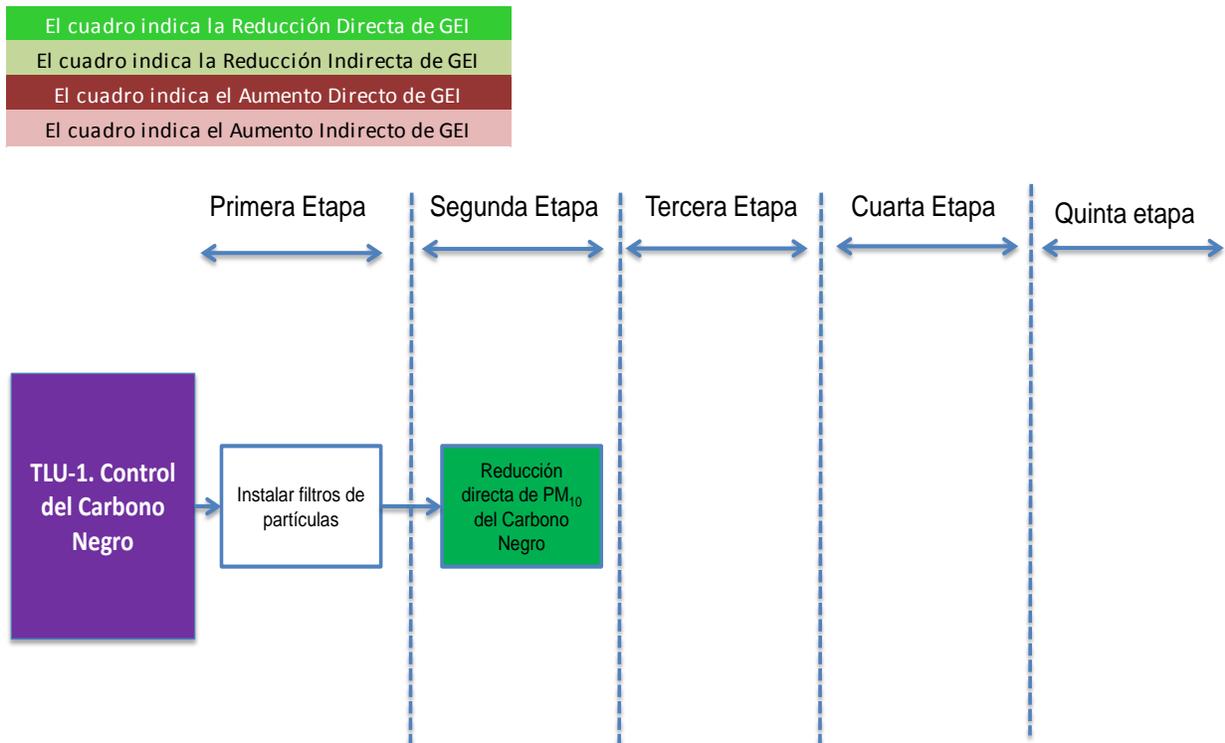
- Préstamos y subsidios para instalar filtros en camiones y autobuses privados.
- Programa de subvención para instalación de filtros de partículas.
- Proporcionar incentivos en forma de deducciones fiscales o bonificaciones.
- Incentivar el uso del transporte escolar con control de emisiones.
- Difusión y educación a propietarios de camiones y autobuses.
- Promover las buenas prácticas de manejo eficiente y modernización del transporte de carga mediante la aplicación del Programa Transporte Limpio.

Programas y Políticas Relacionadas

- Programa de Verificación Vehicular Obligatoria para el Estado de Baja California.
- Programa para Mejorar la Calidad del Aire de la Zona Metropolitana de Tijuana, Tecate y Playas de Rosarito 2012-2020.
- NOM-045-SEMARNAT-2006.
- Programa Transporte Limpio.

Tipos de Reducciones de Emisiones GEI

El símbolo de la estrella en la cadena causal a continuación identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados:



Reducciones netas estimadas de GEI y ahorros y costos netos

Cuadro TLU-1-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de la política TLU-1 a los factores de emisiones directas.

Política No.	Recomendación de política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2016-2025 (Millones 2012\$)	Rentabilidad 2016-2025 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total 2016-2025		
		2020	2025			
TLU-1	Control de Carbono Negro	-0.046	-0.011	-0.30	\$60	\$196

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- Air Resources Board. Analysis of the Technical Feasibility and Costs of After-Treatment Controls on New Emergency Standby Engines. Appendix B. Disponible en: <http://www.arb.ca.gov/regact/2010/atcm2010/atcmappb.pdf>
- Air Resources Board. Información sobre Regulación para camiones y autobuses, reduzcamos las emisiones provenientes de vehículos diesel existentes. Normas para alcanzar reducciones significativas de emisiones y proteger la salud pública. California Environmental Protection Agency. Disponible en: <http://www.arb.ca.gov/msprog/onrdiesel/documents/fsoverviewsp.pdf>
- Factores de conversión. <http://www.carbonlighthouse.org/wp-content/uploads/2010/10/UnitsAndConversions.pdf>
- Instituto Nacional de Ecología. 2012. Sistema de Planeación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo (LEAP). Manual de capacitación. Marzo.
- New York Metropolitan Council. 2012. NYMTC, 2013: New York Metropolitan Transportation Council, "2011_MOVES_input_for 10 counties.zip" containing Microsoft Excel spreadsheets with MOVES input files provided by Thusitha Chandra, NYMTC, to M. Mullen, SC&A, December.
- Páramo, Víctor Hugo. 2012. "Emisiones de Carbono Negro en el Sector Transporte de la ZMVM Conferencia Intergubernamental Protección a corto plazo del clima y aire limpio para Latinoamérica y El Caribe. AR Hotel Salitre, Bogotá, Colombia, 31 de Octubre - 2 de noviembre 2012.

- Ross & Associates Environmental Consulting, Ltd. 2007. Estrategia y recomendaciones para la reducción de emisiones de diesel en la frontera de México y Estados Unidos. Disponible en: <http://www.unep.org/transport/pcfv/pdf/dieselrecomm-sp.pdf>
- Volvo. Diesel Particulate Filter. Frequently Asked Questions. Disponible en: <http://www.volvoce.com/SiteCollectionDocuments/VCE/Documents%20North%20America/other/Huss FAQV1.2.pdf>

Métodos de cuantificación:

El objetivo de la política es la reducción de partículas PM10 mediante la instalación de filtros de partículas en camiones de carga pesada. La cuantificación se divide en dos tipos: a) emisiones y b) costos.

a) Emisiones

Para el cálculo de las emisiones se estimó el número de camiones mayores a tres toneladas con base en información proporcionada por la Secretaría de Protección al Ambiente del Estado de Baja California. De los Kilómetros Recorridos por Vehículo (KRV) y el factor de emisión de PM10 se calcularon las emisiones de PM10 para la flota seleccionada y posteriormente se hizo la conversión a Carbono Negro. De acuerdo a la literatura citada, los filtros de partículas pueden reducir el 90% de las emisiones de PM10, bajo este supuesto se calculó el cambio neto de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Con base en esta información se obtuvieron las toneladas de reducción promedio por vehículo, y así, se calcularon las emisiones evitadas para la flota de camiones seleccionada.

Año	Reducción de Carbono Negro (tCO2e)
2016	-9,213.54
2017	-18,427.08
2018	-27,640.62
2019	-36,854.16
2020	-46,067.70
2021	-55,281.24
2022	-44,224.99
2023	-33,168.74
2024	-22,112.49
2025	-11,056.24

b) Costos

Se consideró el precio de un filtro de partículas, el cual asciende a 6,000 dólares aproximadamente por cada vehículo.

Supuestos:

- Se considera como base la regulación para camiones y autobuses que existe en California, Estados Unidos; promovida por la Junta de Recursos del aire de California (California Air Resources Board, ARB), por sus siglas en inglés, de la Agencia de Protección al Ambiente (California Environmental Protection Agency). Esta agencia emite los subsidios para los propietarios de camiones para instalar filtros de partículas. Por lo tanto, suponemos que en Baja California la situación sobre las subvenciones será el mismo que en California. Se partió del supuesto de que la subvención de 6.000 dólares cubre los costos de operación y mantenimiento.
- Se asumió que los costos de operación y mantenimiento se encuentran englobados en esa cantidad.

Principales incertidumbres

- La compra de filtros de partículas depende de la capacidad financiera de los dueños de camiones pesados.

Beneficios y costos adicionales

- Mejora en la calidad del aire y disminución de impactos negativos a la salud pública.

Problemas de viabilidad

Los posibles problemas de viabilidad son:

- Aceptación del sector transporte.
- Capacidad financiera del Estado para préstamos
- Bajo conocimiento de los beneficios en la inversión en filtros.

TLU-2. Combustibles Alternativos [Alternative Fuels]

Descripción de la Política

En los últimos años la demanda de gasolina y diesel ha aumentado como consecuencia de, entre otros factores, el comportamiento del mercado automotriz, la extensión de créditos para la adquisición de autos nuevos y la importación de vehículos usados, etc. De acuerdo al Inventario Estatal de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para el Estado de Baja California el Dióxido de Carbono (CO₂) es el principal Gas de Efecto Invernadero (GEI) emitido en el sector transporte con 98% del volumen de emisiones. En relación al combustible emisor se encontró que la gasolina es la principal fuente, la relación que tiene con el segundo emisor (el diesel) es de 8:2, gasolina a diesel.

Esta política presenta objetivos y mecanismos con la intención de promover el consumo de biocombustibles (bioetanol y biodiesel) para reducir las emisiones de GEI provenientes del sector transporte. Esta política se enfoca en las mezclas de bioetanol a partir del sorgo dulce con gasolina; y biodiesel a partir de aceites reciclados provenientes de hoteles y restaurantes, los cuales se pueden utilizar sin necesidad de realizar modificaciones en el motor de los vehículos.

Diseño de la Política

Objetivos:

- Comercializar la producción en el estado de bioetanol y biodiesel para el consumo del transporte carretero.

Temporalidad: 2017-2030

Cobertura: Estatal

Actores Involucrados: Secretaría de Energía, Secretaría de Medio Ambiente del Gobierno del Estado de Baja California, Secretaría de Desarrollo Económico, Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, Secretaría de Turismo, Secretaría de Turismo del Estado

Otras Consideraciones:

Posibles Mecanismos de Implementación

- Elaborar un programa de introducción de bio energéticos para Baja California.
- Establecer mezclas de biocombustibles (tales como E10, B5 y B10).
- Regulación sobre estándares de calidad en mezclas de combustible.
- Venta de bonos de carbono a través de proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio.
- Plan de desarrollo del mercado de biocombustibles.

Programas y Políticas Relacionadas

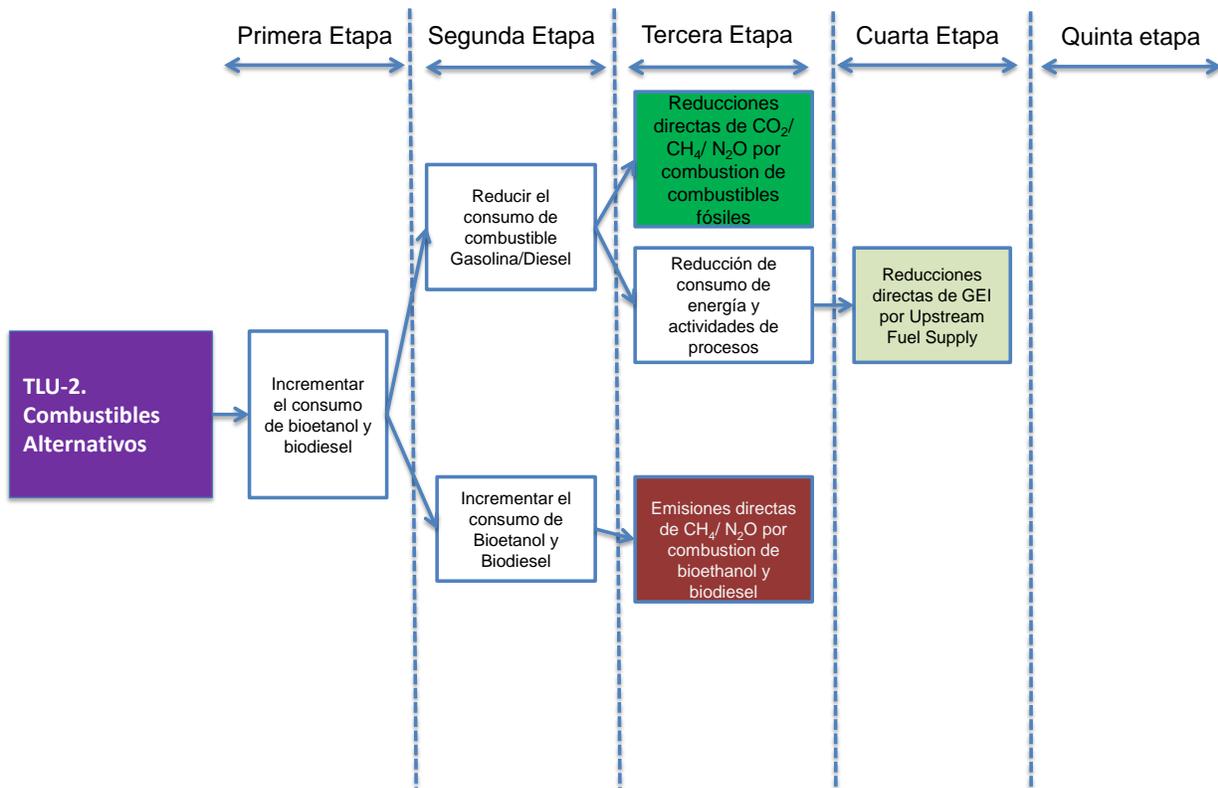
A nivel estatal no existe ningún programa relacionado. Solo a nivel federal:

- Estrategia Intersecretarial de los Bioenergéticos. Potenciales y Viabilidad del Uso de Bioetanol y Biodiesel para el Transporte en México (Secretaría de Energía, 2006).
- Programa de Introducción de Bioenergéticos, (Secretaría de Energía).
- Programa de Introducción de Etanol Anhidro (Secretaría de Energía, 2011)

Tipos de Reducciones de Emisiones GEI

El símbolo de la estrella en la cadena causal a continuación identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados:

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Reducciones netas estimadas de GEI y ahorros y costos netos

Cuadro TLU-2-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de la política TLU-2 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de política	Reducciones de GEI (MMtCO _{2e})			Valor Presente Neto 2017-2030 (Millones 2012\$)	Rentabilidad 2017-2030 (\$/tCO _{2e})
		Anual		Total 2017-2030		
		2020	2030			
TLU-2	Combustibles Alternativos	.0009	.0017	.0184	\$2,962	\$160,627

\$/tCO_{2e} = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO_{2e} = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO_{2e} (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- Comisión Reguladora de Energía. Factores de conversión. Disponible en: <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=172>
- Factores de conversión. Disponible en: <http://www.carbonlighthouse.org/wp-content/uploads/2010/10/UnitsAndConversions.pdf>
- Factores de conversión de combustión móvil. Disponible en: <http://www.theclimateregistry.org/downloads/2014/04/2014-Climate-Registry-Default-Emissions-Factors.pdf>
- ICF International. ICF Report: Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Petroleum Products from WCSB Oil Sands Crudes Compared with Reference Crudes. Appendix B.
- Lattanzio Richard K. 2014. Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions. Congressional Research Service. Marzo.
- PEMEX. 2004. Disponible en: [Sistemas de almacenamientohttp://www.ref.pemex.com/files/content/Esp_tecnicas_almacen.pdf](http://www.ref.pemex.com/files/content/Esp_tecnicas_almacen.pdf)
- [Petróleos Mexicanos. 2012. Proyectos de Inversión en PEMEX Refinación. Disponible en: http://www.ref.pemex.com/files/content/03transparencia/RC/REF03.pdf](http://www.ref.pemex.com/files/content/03transparencia/RC/REF03.pdf)
- Secretaría de Energía. 2006. Potenciales y Viabilidad del uso de Bioetanol y Biodiesel para el Transporte en México. Disponible en: <http://www.bioenergeticos.gob.mx/descargas/SENER-BID-GTZ-Biocombustibles-en-Mexico-Estudio-completo.pdf>

- [Universidad Nacional Autónoma de México. Hoja de seguridad XII Etanol. Disponible en: http://www.quimica.unam.mx/IMG/pdf/12etanol.pdf](http://www.quimica.unam.mx/IMG/pdf/12etanol.pdf)
- [http://www.revistasumma.com/negocios/41681-panama-cada-estacion-de-gasolina-invirtio-us\\$15.000-para-etanol.html](http://www.revistasumma.com/negocios/41681-panama-cada-estacion-de-gasolina-invirtio-us$15.000-para-etanol.html)

Métodos de cuantificación:

La cuantificación de las emisiones de esta política se complementa con AFOLU4 y WM4. El método de cuantificación de emisiones y costos para la producción de biocombustibles, serán explicados en los formatos correspondientes a cada política. En esta sección se explicará cómo se obtuvieron las emisiones por el uso de biocombustibles en mezclas con gasolina y diésel para consumo en el sector transporte.

a) Emisiones

Para el caso del etanol, se tomó en cuenta la capacidad de producción de etanol del sector agrícola, así se obtuvieron los galones que podrían ser mezclados con la gasolina y con base en ese dato y el poder calorífico de la gasolina, se calculó la cantidad de gasolina a reemplazar. En el caso del biodiesel se siguió la misma metodología, de acuerdo a la capacidad de recolección planteada en WM4, se tomaron los galones que dicha política podría recolectar y se calculó la cantidad de diesel necesaria para la mezcla, con base en el poder calorífico del combustible.

Para el cálculo de las emisiones de la gasolina, se utilizó el factor de emisión por ciclo de vida. Para el caso del etanol se realizó la misma metodología. En este caso se tomaron en cuenta 3 componentes del análisis de ciclo de vida: 1) intensidad de carbono de la producción del bioetanol incluyendo la agricultura y biorefinería; 2) emisiones por el transporte del combustible; 3) emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por la combustión de biomasa. Con los factores de emisión antes mencionados y los galones a reemplazar, se calcularon las emisiones. La diferencia entre las emisiones de la gasolina y del etanol, dio como resultado las emisiones evitadas. Con el biodiesel se realizó el mismo procedimiento, pero se calcularon los factores de emisión para el bioetanol.

Cuadro TLU-2-2. Resumen de emisiones

Año	Ahorros netos de GEI por consumo de Etanol	Ahorros netos de GEI por consumo de Biodiesel	Total de emisiones reducidas
	TCO2e/año	TCO2e/año	TCO2e/año
2017	7,137	1,362	8,499
2018	14,272	2,848	17,120
2019	21,411	4,334	25,745
2020	28,547	5,820	34,368
2021	35,684	7,266	42,950
2022	42,821	8,757	51,578
2023	49,957	10,248	60,205
2024	57,094	11,740	68,833
2025	64,230	13,231	77,461
2026	64,230	13,328	77,558
2027	64,229	13,329	77,559
2028	64,229	13,330	77,558
2029	64,229	13,330	77,559
2030	64,229	13,331	77,560
Total	624,299	132,255	774,554

b) Costos

Los costos asociados con esta política se dividieron en dos grupos: i) el costo neto para la producción de biocombustibles a nivel estatal, y ii) el costo neto por la mezcla y distribución de los biocombustibles. Cabe mencionar que los costos de la producción, tanto de etanol como de biodiesel, se encuentran descritos en AFOLU-4 y WM-4 respectivamente. Los costos para la mezcla y distribución se dividieron en costos de capital y costos de operación y mantenimiento. Dentro de los primeros se considera la inversión necesaria para adecuar las Terminales de Almacenamiento y Distribución de PEMEX tanto para realizar la mezcla del etanol con la gasolina como la mezcla del biodiesel con diesel.

Dentro de los costos de operación y mantenimiento se estableció como supuesto un porcentaje de acuerdo a la inversión, tanto para la mezcla de etanol con gasolina, como de biodiesel con diesel. También se incluyó dentro de los costos de operación y mantenimiento, el costo por la compra del biocombustible.

Cuadro TLU-2-3. Costos

Año	Gasolina desplazada por etanol	Costo Etanol	Diesel desplazado por biodiesel	Costo de mayoreo del biodiesel	Costo de capital anualizado por mezcla	Costos de Operación y Mantenimiento por mezcla	Costos adicionales en estaciones de servicio	Costo neto de TLU-2	Discounted Cost TLU-2
2017	-\$28.00	-\$37.94	-\$5.60	\$10.24	\$11.86	\$3.32	\$0.01	\$29.77	\$23.33
2018	-\$56.47	-\$56.62	-\$11.29	\$12.32	\$11.86	\$3.32	\$0.01	\$16.38	\$12.22
2019	-\$85.42	-\$76.50	-\$17.08	\$14.40	\$11.86	\$3.32	\$0.01	\$3.59	\$2.55
2020	-\$114.79	-\$96.75	-\$22.96	\$16.49	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$9.39	-\$6.36
2021	-\$144.79	-\$117.38	-\$28.95	\$19.48	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$21.70	-\$13.99
2022	-\$175.23	-\$138.39	-\$35.03	\$21.56	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$35.11	-\$21.56
2023	-\$206.17	-\$159.80	-\$41.22	\$23.65	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$48.75	-\$28.50
2024	-\$237.62	-\$181.60	-\$47.50	\$25.74	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$62.60	-\$34.86
2025	-\$269.60	-\$203.81	-\$53.90	\$27.95	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$76.54	-\$40.59
2026	-\$271.88	-\$205.57	-\$54.35	\$27.44	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$78.03	-\$39.41
2027	-\$274.19	-\$207.35	-\$54.81	\$27.63	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$78.83	-\$37.92
2028	-\$276.51	-\$209.15	-\$55.28	\$27.65	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$79.80	-\$36.56
2029	-\$278.86	-\$210.96	-\$55.75	\$27.66	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$80.79	-\$35.25
2030	-\$281.23	-\$212.79	-\$56.22	\$27.68	\$11.86	\$3.32	\$0.01	-\$81.79	-\$33.98
Total								-\$603.60	-\$290.90

Supuestos:

- Los componentes del ciclo de vida del bioetanol son: intensidad del carbono de la agricultura y refinería, intensidad de carbono por transportar el combustible, emisiones por la combustión de la biomasa.
- Los componentes del ciclo de vida del biodiesel son: intensidad del biodiesel, intensidad de carbono por transportar el combustible, emisiones por la combustión de la biomasa.
- La vida útil del equipo en la Terminal de Almacenamiento y Distribución (TAD) para mezclado es de 30 años.
- Se supone que la operación y mantenimiento de la TAD implica el 28% de la inversión

Incertidumbres principales

- Aceptación de la población en consumir biocombustibles

Beneficios y costos adicionales

- Beneficios de salud en la población.
- Incentivos al desarrollo de nuevas tecnologías.

Problemas de viabilidad

Key potential barriers include:

- Acceptance by the population.
- Acceptance by owners of gas station to sell biofuels.

TLU-3. Lote Vehicular de Alto Rendimiento [Onroad Fleet Efficiency]

Descripción de la Política

Esta política está diseñada para reducir las emisiones de GEI provenientes de los vehículos automotores de baja eficiencia que se encuentran en circulación en el Estado de Baja California. Las tecnologías utilizadas en los vehículos nuevos permiten que éste tenga un mejor rendimiento km/L y con ello reducciones de GEI en la atmósfera.

Debido a la ubicación geográfica de Baja California y al esquema preferencial de aranceles, en el Estado circula un gran número de vehículos que fueron importados de Estados Unidos y que deben de tener una antigüedad de entre 5 y 10 años/modelo cuando éstos son importados, lo anterior se traduce en una flota vehicular que no incorpora las nuevas tecnologías de eficiencia y reducción de emisiones. Los problemas económicos que se presentan en la población para poder adquirir vehículos nuevos hacen que permanezcan en circulación estos vehículos importados.

Mediante esta política se pretende retirar de la flota vehicular aquellos vehículos con una antigüedad de 22 años/modelo.

Diseño de la Política

Objetivos:

- Retirar vehículos con una antigüedad de 21 años/modelo en un 1% cada año.

Temporalidad: 2016-2030

Cobertura: Estatal

Actores Involucrados: Secretaría de Protección al Ambiente del Gobierno de Baja California, Secretaría de Finanzas del Estado, Secretaría de Hacienda.

Otras Consideraciones:

Posibles Mecanismos de Implementación

- Subsidiar el retiro de vehículos con 21 años/modelo de antigüedad.
- A través del Programa de verificación vehicular, sacar de circulación a los vehículos ineficientes.
- Estimular la compra de vehículos más eficientes a través de descuentos.
- Establecer una estructura tarifaria lineal creciente en función de rendimientos.
- Implementar un programa estatal de ayuda a la sociedad para remover vehículos de baja eficiencia.
- Incentivos fiscales para automóviles híbridos.
- Emitir estándares mecánicos y/o ambientales para autorizar la circulación de vehículos usados importados.
- Asesorar a compradores de vehículos (cuáles son los más eficientes en el mercado)

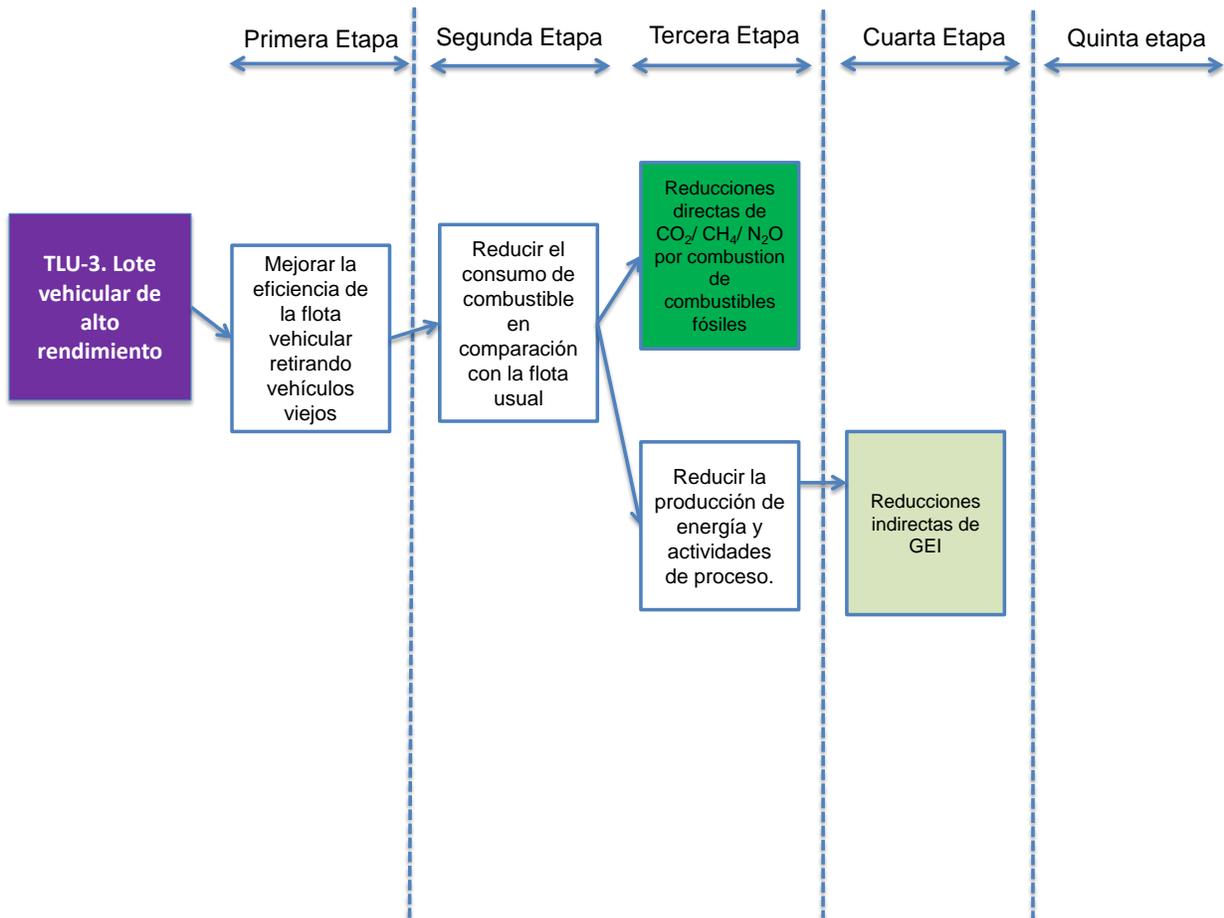
Programas y Políticas Relacionadas

- Programa de Verificación Vehicular del Estado de Baja California
- Programa Estatal para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (Baja California)
- Decreto por el que se regula la importación definitiva de vehículos usados.

Tipos de Reducciones de Emisiones GEI

El símbolo de la estrella en la cadena causal a continuación identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados:

- El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
- El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
- El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
- El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Reducciones netas estimadas de GEI y ahorros y costos netos

Cuadro TLU-3-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de la política TLU-3 a los factores de emisiones directas.

Política No.	Recomendación de política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2016-2030 (Millones 2012\$)	Rentabilidad 2016-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total 2016-2030		
		2020	2030			
TLU-3	Lote Vehicular de Alto Rendimiento	-0.03	-0.08	-0.070	\$993	\$14,087

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- [Cash for Clunkers. Disponible en: http://www.cashforclunkers.org/california-cash-for-clunkers-program/](http://www.cashforclunkers.org/california-cash-for-clunkers-program/)
- Factores de conversión. <http://www.carbonlighthouse.org/wp-content/uploads/2010/10/UnitsAndConversions.pdf>
- IPCC, 2006, "Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero", Capítulo 3: Combustión móvil, Volumen 2: Energía. En, http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_3_Ch3_Mobile_Combustion.pdf
- [Precio de vehículos nuevos. Disponible en: http://web.nissan.com.mx/vehiculos/](http://web.nissan.com.mx/vehiculos/)
- [Secretaría de Protección al Ambiente. 2012. Programa Estatal de Acción ante el Cambio Climático de Baja California. Diciembre.](#)

Métodos de cuantificación:

El análisis examina las posibles reducciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) bajo el supuesto de retirar automóviles con una antigüedad mayor a 21 años por automóviles eficientes para el año 2030. La cuantificación se divide en dos tipos: a) emisiones y b) costos.

a) Emisiones

La cuantificación de las emisiones se realizó calculando la flota de vehículos particulares en el Estado de Baja California que tuvieran una antigüedad mayor a 21 años. Con base en los Kilómetros Recorridos por Vehículo (KRV) y el rendimiento de combustible, se calculó el consumo de combustible (gasolina). Utilizando los factores de emisión de CO₂e (CO₂, CH₄ y N₂O) establecidos por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), se calcularon las emisiones de CO₂ equivalentes para la flota de vehículos elegibles para retiro.

La meta establecida es el retiro del 1% anual de vehículos con una antigüedad mayor a 21 años durante el período 2016-2030, por lo tanto, se calculó el número de vehículos correspondientes al 1%. Se realizó el mismo procedimiento anteriormente descrito, se calcularon los KRV de los vehículos a retirar y con base en esa información, y los factores de emisión, se calcularon las emisiones correspondientes.

El mismo número de vehículos retirados, serán los vehículos con rendimiento de combustible eficiente que tendrían que ser sustituidos (de acuerdo al supuesto de costos que se explicará más adelante). Se calcularon las emisiones de CO₂e para los vehículos eficientes. La siguiente tabla (TLU3-1) muestra los resultados de la cuantificación de emisiones.

Cuadro TLU-3-2. Reducción de emisiones

Año	Emisiones vehículos a retirar	Emisiones vehículos reemplazo	Emisiones ahorradas
	TCO ₂ e/año	TCO ₂ e/año	TCO ₂ e/año
2016	3,445.85	2,844.40	601.45
2017	7,096.19	5,825.41	1,270.79
2018	10,952.57	8,915.80	2,036.77
2019	15,027.10	12,030.23	2,996.88
2020	15,617.96	12,300.70	3,317.27
2021	16,137.92	12,481.58	3,656.35
2022	16,582.84	12,579.57	4,003.28
2023	17,094.75	12,611.17	4,483.58
2024	17,673.78	12,567.76	5,106.03
2025	18,337.97	12,534.51	5,803.46
2026	19,093.75	12,501.13	6,592.62
2027	19,780.20	12,586.96	7,193.25
2028	20,452.98	12,807.02	7,645.97
2029	21,019.37	13,130.30	7,889.07
2030	21,499.44	13,597.23	7,902.22

b) Costos

El supuesto planteado en el diseño de esta política es que se destinarán 1,000 dólares como subsidio económico para aquellas personas que decidan “chatarrazar” su vehículo con una antigüedad mayor a 21 años, dicho subsidio deberá servir como incentivo para adquirir un vehículo nuevo de agencia. Esta sección de costos se divide en costos de capital y costo de operación y mantenimiento. Dentro de los costos de capital se consideró el subsidio supuesto y el precio de un vehículo nuevo. En los costos de operación y mantenimiento se consideró el ahorro en combustible por el cambio en el uso de estos vehículos. Se sumó el costo de capital y el costo de operación y mantenimiento y después se descontó el subsidio supuesto. Una vez que se calcularon los costos netos anuales, se calculó el costo total de descuento y costo de efectividad de la política.

Supuestos:

- Los Kilómetros Recorridos por vehículo (KRV) tienen una tasa de crecimiento del 1.4%. (PEACC Baja California, Pag. 87).
- El 94.81% de la flota vehicular de Baja California son vehículos con una antigüedad mayor a 21 años.
- Los costos por consumo de combustible son mucho mayores en comparación con los costos de operación y mantenimiento en que incurre un automóvil nuevo y eficiente.
- Based on small survey conducted by ARB of the Enhanced Fleet Modernization Program Assessment, 52% of participants did not purchase a replacement vehicle. We assume the same distribution for Baja California.
- We will assume that 48% of the cash will be spent on transport purposes, and the rest 52% will be distributed among all consumption goods and services.

Incertidumbres principales

- La aceptación de la población es incierta

Beneficios y costos adicionales

- Se evitarían situaciones de descompostura en vialidades con flujo alto de vehículos y que ocasionan congestión vial.
- Reducción de pagos por incumplimiento a la normatividad.
- Mejora en la calidad del aire y disminución de impactos negativos a la salud pública.

Problemas de viabilidad

Key potential barriers include:

- Poca aceptación de la población

TLU-4. Mejorar la Red de Transporte Increase efficiency in urban mobility

Descripción de la Política

Esta política plantea objetivos para incrementar la eficiencia en la movilidad urbana enfocada mayormente en la modernización de la flota de autobuses colectivos. La modernización comprendería el remplazo de vehículos viejos, de uso energético ineficientes y de alta contaminación con autobuses nuevos, de uso energético eficiente, y de menor contaminación (aspectos cuantificables). Una flota de autobuses moderna en combinación puede generar una mayor participación en el uso de los vehículos colectivos y una reducción en el número de coches particulares en circulación.

La alta dependencia que existe a los vehículos particulares como medio de transporte, entre otros factores, ha incrementado considerablemente las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), siendo este sector el que más aporta en el Estado de Baja California. La implementación de mecanismos enfocados a la eficiencia en la movilidad urbana, reducirá las emisiones de este sector.

Diseño de la Política

Objetivos:

- Sustituir taxis colectivos de baja capacidad por autobuses híbridos.

Temporalidad: 2016-2021

Cobertura: Tijuana

Actores Involucrados: Instituto Metropolitano de Planeación de Tijuana. Dirección Municipal del Transporte Público de Tijuana.

Otras Consideraciones:

Posibles Mecanismos de Implementación

- Incentivos fiscales para el reemplazo de camiones.
- Mayor vigilancia de la normatividad

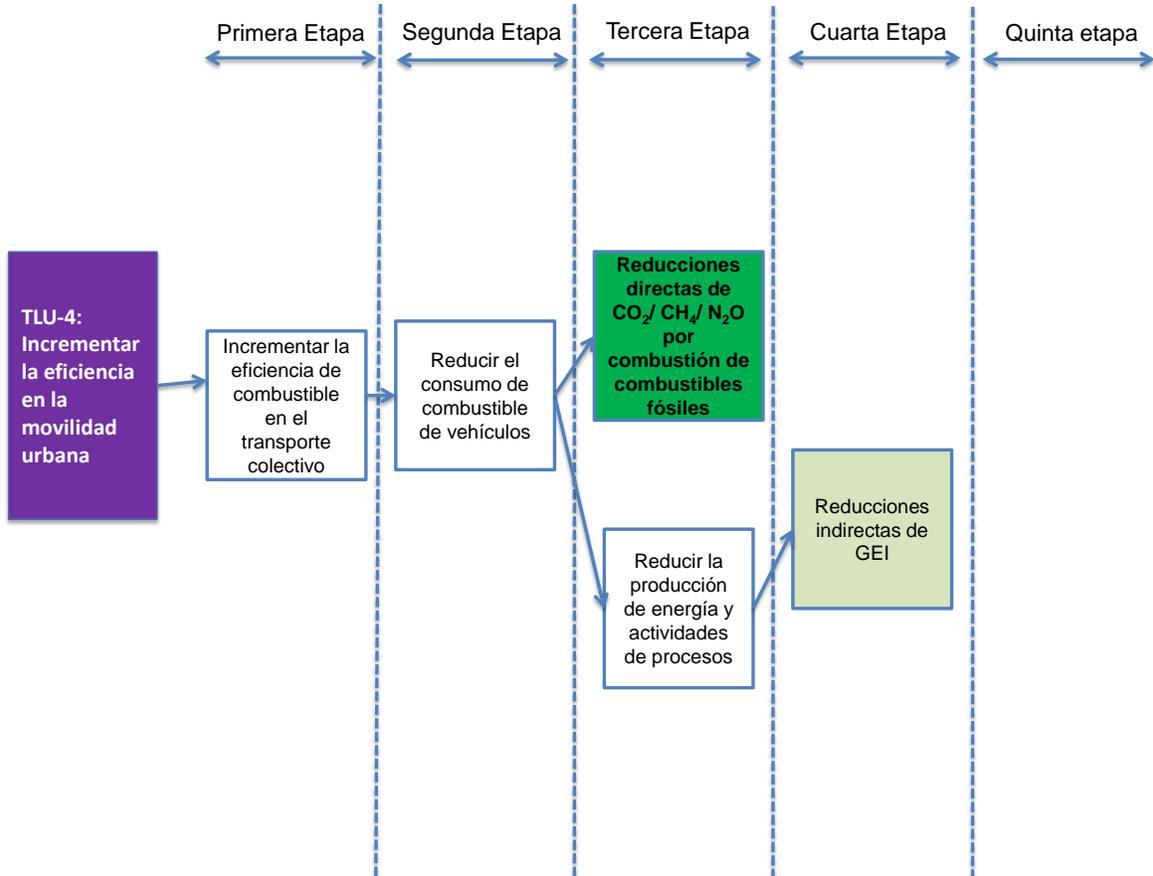
Programas y Políticas Relacionadas

- Proyecto de Transporte Masivo Tronco-Alimentador "Corredor 1 Puerta México-El Florido" Tijuana, Baja California. 2012
- Plan Municipal de Desarrollo 2011-2013 de Tijuana.
- Programa de Desarrollo Urbano del Centro de Población de Tijuana, B.C. (2010-2030)
- Programa de Desarrollo Urbano de Centro de Población de Mexicali 2025.
- Actualización Plan Maestro de Vialidad y Transporte (Mexicali, 2011)

Tipos de Reducciones de Emisiones GEI

El símbolo de la estrella en la cadena causal a continuación identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados:

- El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
- El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
- El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
- El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Reducciones netas estimadas de GEI y ahorros y costos netos**Cuadro TLU-4-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de la política TLU-1 a los factores de emisiones directas.**

Política No.	Recomendación de política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2016-2021 (Millones 2012\$)	Rentabilidad 2016-2021 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total 2016-2021		
		2020	2021			
TLU-4	Mejorar la red de transporte	-0.10	0.00	-0.76	\$993	\$14,087

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- Corporación Rehovot S.A. de C.V. 2012. Proyecto de Transporte Masivo Tronco-Alimentador “Corredor 1 Puerta México-El Florido” Tijuana-Baja California, México.
- Factores de conversión. <http://www.carbonlighthouse.org/wp-content/uploads/2010/10/UnitsAndConversions.pdf>
- Ayuntamiento de Tijuana. Plan Municipal de Desarrollo 2011-2013. Disponible en: <http://www.tijuana.gob.mx/PlanMpal2011-2013/transporte.asp>
- Ayuntamiento de Tijuana. Reglamento de Transporte Público para el Municipio de Tijuana. Disponible en: <http://www.tijuana.gob.mx/Reglamentos/pdf/Reglamento%20Transporte%20Publico.pdf>
- [Rendimiento de autobuses híbridos Volvo. http://news.volvogroup.com/2012/05/31/volvo-hybrid-bus-more-fuel-efficient-than-expected/](http://news.volvogroup.com/2012/05/31/volvo-hybrid-bus-more-fuel-efficient-than-expected/)

Métodos de cuantificación:

El análisis de la cuantificación se divide en el cálculo de a) emisiones y b) costos.

b) Emisiones

Para el cálculo de las emisiones “Business as Usual” se tomó en cuenta el parque vehicular que, de acuerdo a un estudio elaborado para el Ayuntamiento de Tijuana, circula por la denominada troncal “Aguacaliente-Díaz Ordaz” y es una de las vías principales que presenta diversos problemas en cuestión de transporte público. Se tomaron en cuenta los Kilómetros Recorridos por Vehículo (KRV) para este tramo y se supuso un rendimiento de combustible, ya que no se contaba con información oficial al respecto. Así, se calcularon las emisiones de la flota.

Con base en el cálculo de la distancia y la velocidad promedio de la flota de taxis con bajo rendimiento de combustible y poca capacidad de pasajeros, se calculó el tiempo de recorrido del trayecto del punto inicial (A) al punto final (B) y se planteó el supuesto del tiempo de espera por los usuarios para tomar el autobús. Con base en lo anterior, se determinó el número de unidades requeridas para el trayecto A-B-A.

Para el cálculo de las emisiones se siguió la metodología planteada en el párrafo anterior, es decir, se tomaron en cuenta los KRV y el rendimiento de combustible de los camiones híbridos.

Año	Emisiones de taxis en la troncal	Emisiones de camiones híbridos	Emisiones evitadas
	TCO ₂ e/año	TCO ₂ e/año	TCO ₂ e/año
2016	251.25	99.34	151.91
2017	257.53	198.67	210.77
2018	263.97	298.01	176.73
2019	405.85	397.34	185.24
2020	416.00	496.68	104.56
2021	426.40	596.02	-65.05

b) Costos

Los costos calculados para esta política consistieron en la compra de autobuses híbridos. Así también, como parte de los costos de operación y mantenimiento se calculó el ahorro por consumo de combustible de la flota vehicular de taxis y el consumo de los camiones híbridos.

Supuestos:

- El rendimiento de la flota vehicular que circula actualmente en la troncal "Aguacaliente-Díaz Ordaz" es de 6.97 Km/L.
- La capacidad de los taxis colectivos es de 9 pasajeros.
- El tiempo de espera para abordar al transporte público es de 8.6 minutos.
- El rendimiento de combustible de los camiones híbridos es de 3.89 Km/L.
- La ocupación de los camiones híbridos será del 60% los primeros 3 años de implementada la política y aumentará a 90% los siguientes años.
- La distancia recorrida en ambos sentidos por la troncal "Aguacaliente-Díaz Ordaz" es de 24 km/día.

- La velocidad promedio de circulación es de 17Km/hora.
- La jornada de trabajo es de 16 horas.
- La vida útil de un autobús híbrido es de 12 años.

Incertidumbres principales

- Tipo de cambio de dólar americano a pesos

Beneficios y costos adicionales

- Disminución del congestionamiento vial.
- Disminución de contaminación auditiva.
- Mayor comodidad para el usuario de transporte público.
- Mejora en la calidad del aire y disminución de impactos negativos a la salud pública.

Problemas de viabilidad

Key potential barriers include:

- Poca aceptación de la población.

TLU-5. Planeación de Crecimiento Inteligente [Smart Growth Planning]

Descripción de la Política

Esta política está diseñada para establecer estrategias de crecimiento urbano que incluya tanto una planeación urbana inteligente como la integración de los diferentes actores del entorno urbano. Vista esta política desde el sector transporte, permitirá reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero ya que objetivos como el incremento de la densidad urbana y el aumento de la población a 1 kilómetro de una parada de transporte reflejará un uso menor de vehículos automotores particulares.

Diseño de Política

Objetivos:

- Incrementar la densidad poblacional en 5%.
- Mejorar el balance trabajo/vivienda en 10%

Temporalidad: 2015-2030

Cobertura: Centros Urbanos en los municipios de Tijuana y Mexicali

Actores Involucrados: Instituto Metropolitano de Planeación de Tijuana, Instituto Municipal de Investigación y Planeación Urbana de Mexicali, Instituto Municipal de Planeación de Playas de Rosarito, Instituto Municipal de Investigación y Planeación Urbana de Ensenada, Comisiones del agua, Departamento de Obras Públicas: vías principales, Ayuntamientos.

Posibles Mecanismos de Implementación

- Realizar un balance de vivienda y ubicación de empleos.
- Impose high property taxes on greenfields.
- Subsidize housing projects with 3 to 5 floors.
- Plan de recuperación de plusvalías urbanas para financiar políticas de mejoramiento ambiental en el contexto urbano.
- Proyecto para regenerar los espacios que han perdido su dinámica económica reutilizando el suelo urbano.
- Impulsar legislación de edificación sustentable.
- Plan integral para reducir la movilidad de las personas dotándolos de los servicios y equipamiento que necesitan lo más cerca posible del lugar donde viven.
- Programa de ocupación del suelo aumentando la densidad de población.
- Incentivar fiscalmente la utilización de suelo vacante dentro de las áreas urbanas.
- Invertir en telecomunicaciones.

Programas y Políticas Relacionadas

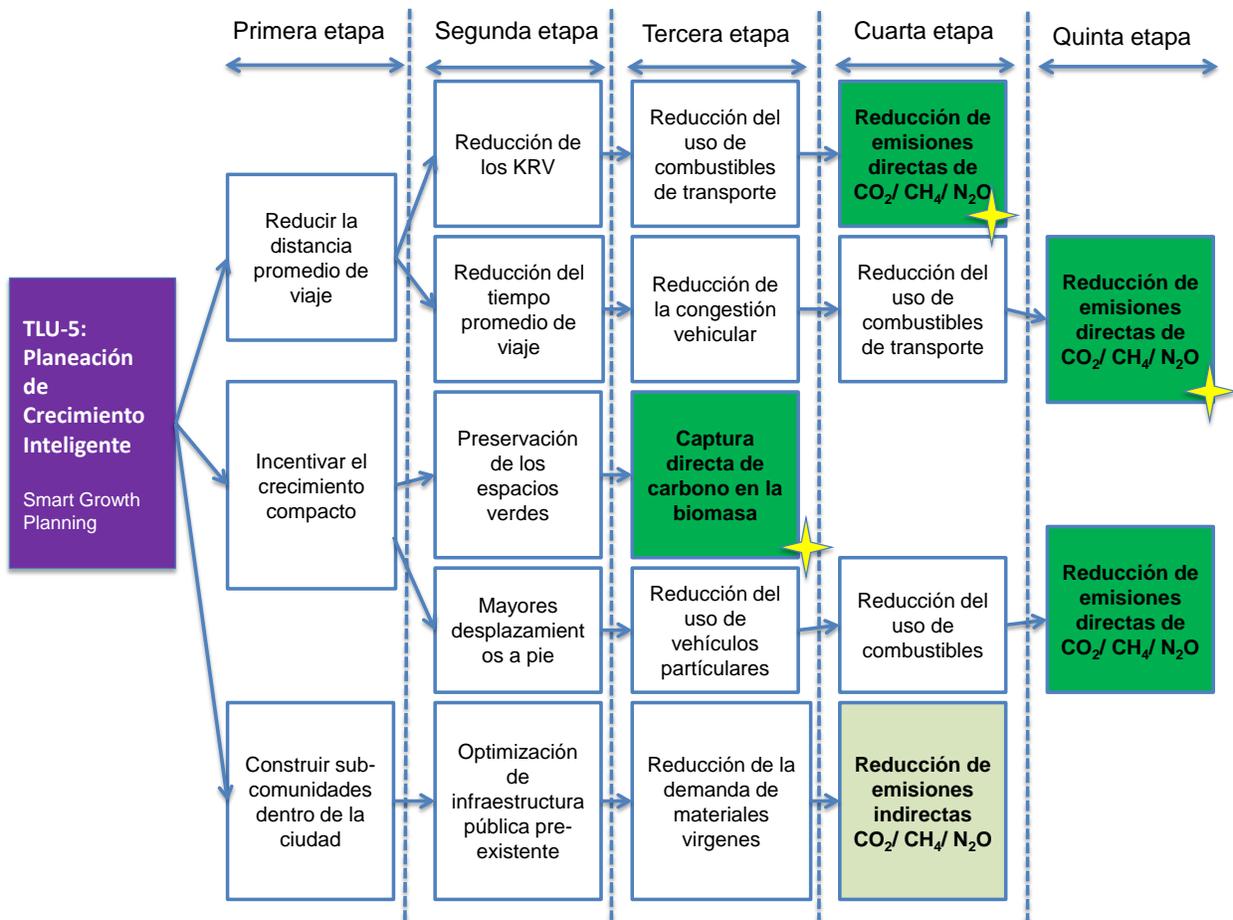
- Plan Municipal de Desarrollo (Tijuana) 2011-2013

- Programa de Desarrollo Urbano del Centro de Población de Tijuana, B.C. (2010-2030)
- Programa de Desarrollo Urbano del Centro de Población de Ensenada, B.C. (2010-2030)
- Programa Parcial de Mejoramiento y Crecimiento Urbano del Sector Noreste (Ensenada) 1ra. Etapa
- Programa de Desarrollo Urbano de Centro de Población de Mexicali 2025
- Actualización Plan Maestro de Vialidad y Transporte (Mexicali, 2011)

Tipos de Reducciones de Emisiones GEI

El símbolo de la estrella en la cadena causal a continuación identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados:

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Reducciones netas estimadas de GEI y ahorros y costos netos

Cuadro TLU-5-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de la política TLU-1 a los factores de emisiones directas.

Política No.	Recomendación de política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2016-2030 (Millones 2012\$)	Rentabilidad 2016-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total 2016-2030		
		2020	2030			
TLU-5	Crecimiento inteligente	0.011	-.036	.280	-479.54	-1,715.62

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- **Cambridge Systematics, Inc.** 2009. Moving Cooler. An analysis of Transportation Strategies for Reducing Greenhouse Gas Emissions. Urban Land Institute. Disponible en: <http://www.fta.dot.gov/documents/MovingCoolerExecSummaryULI.pdf>
- **Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.** 2005. Inventario de emisiones de los estados de la frontera norte de México, 1999.
- **The Climate Registry.** General Reporting Protocol. 2014. Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories. Version 2. Disponible en: <http://www.epa.gov/climateleadership/documents/emission-factors.pdf>
- **Vernez Moudon Anne and Stewart Orion.** 2013. Tools for Estimating VMT Reductions from Built Environment Changes. Washington State Transportation Center (TRAC). WA-RD 806.3. June (pp. 11-12). Available on: <http://www.wsdot.wa.gov/Research/Reports/800/806.3.htm>

Métodos de cuantificación:

1. Este análisis utilizó información de la base de datos "Common Baseline Forecast and Microeconomic Data and the Baja California GHG inventories" para estimar la población, emisiones de CO₂e del transporte y los Kilómetros recorridos por vehículo. Estos se dividen en base a las dos principales ciudades (Mexicali y Tijuana). Emisiones fuera de estas zonas no se efectuarán
2. Los objetivos de esta política son aumentar la densidad de población de los hogares, mejorar el empleo / balance de la vivienda y disminuir la distancia al tránsito. Estos se estiman para reducir las emisiones globales de transporte en un 4%, 2% y 5% respectivamente.
3. Estas reducciones de emisiones se multiplican por el patrón de implementación (que se mueve hacia el 100% en 2030) y por los objetivos de política general (5% de aumento en la densidad de población de los hogares, el aumento del 10% en puestos de trabajo / equilibrio vivienda y 7% de aumento en la población dentro de 1 milla de una parada de tránsito. Por lo tanto, la reducción total

de kilómetros recorridos se estima por la reducción en las emisiones de transporte (paso 2) para cada opción, multiplicado por la ruta de aplicación, multiplicada por la mejora esperada en el objetivo de política. Esto proporciona un número de reducción de emisiones para cada una de las subpartes de esta opción (la densidad de población de los hogares, mejorar el equilibrio empleos / vivienda y disminuir la distancia de tránsito) y para cada una de las dos ciudades (Mexicali y Tijuana).

4. Las reducciones de estas tres opciones son analizadas juntas para obtener la reducción total para Mexicali y Tijuana.

5. Estas reducciones son entonces multiplicadas por las emisiones del transporte en cada ciudad para estimar los ahorros de GEI. Este análisis asume que los kilómetros recorridos son directamente proporcionales a las emisiones de GEI.

6. Esta reducción de las emisiones de GEI se convierte entonces en galones de gasolina ahorrado al dividir el total de toneladas de CO₂e por los galones por el contenido de carbono por galón. Esto se multiplica por el costo / galón de gasolina para estimar el ahorro de combustible para esta opción.

7. Los costos totales de esta opción se calculan con base en los costos de los programas similares en Moving Cooler, un estudio de las opciones de transporte de los EE.UU.. Estos costos se escalan con base en la población de Tijuana y Mexicali, en comparación con la población total de Estados Unidos. Esto se utiliza para estimar los costos de la densidad de población de los hogares y la mejora de del balance empleo/vivienda. Estos costos no se consideran apropiados para estimar los costos de un mayor acceso de tránsito, dado que estos costos se basan en pasajeros por ferrocarril ampliado, en lugar de un programa ampliado de autobuses, como sería más práctico en Tijuana / Mexicali. Los costos para la mejora del acceso al tránsito actualmente no están incluidos en este análisis.

8. Los costos netos se calculan restando el ahorro de costos de la gasolina (paso 6) y de los costos de la aplicación (paso 7), tanto para Mexicali y Tijuana.

Supuestos:

- Se asume que los Kilómetros Recorridos por Vehículo/persona/día es de 6.2
- Se asume que la elasticidad de la densidad vivienda/población es -0.04
- Se asume que la elasticidad del balance empleo/vivienda es -0.02
- Se asume que la elasticidad de la parada de autobús más cercana es -0.05

Incertidumbres principales

None identified.

Beneficios y costos adicionales

- Las personas caminarán un poco más para trasladarse de un lugar a otro y esto podría mejorar su salud.
- La población tendrá más tiempo personal.

Problemas de viabilidad

- Organización de las diferentes dependencias para la planeación del territorio
- Presión política de constructoras

TLU-6. Lote Vehicular del Gobierno de Alto Rendimiento [Energy Efficient Government Fleets]

Descripción de la Política

Los vehículos automotores que utilizan combustibles fósiles como gasolina y diesel son los principales emisores de los Gases de Efecto Invernadero (GEI). El aumento del uso de vehículos eficientes da lugar a un ahorro de combustibles derivados del petróleo, y por lo tanto, a reducir las emisiones de GEI.

El gobierno tiene el potencial de "predicar con el ejemplo", es por eso que esta política está enfocada a que el gobierno de Baja California reduzca las emisiones de GEI generadas por la flota vehicular oficial mediante la adquisición de vehículos eficientes a través de una modificación en la normatividad en donde sea obligatorio comprar un porcentaje de vehículos híbridos. La introducción de vehículos eficientes en la flota vehicular oficial significará una reducción en las emisiones de los GEI en el sector transporte.

Diseño de la Política

Objetivos:

- Comprar al menos el 40% anual de los vehículos nuevos con características eficientes (híbridos)

Temporalidad: 2014-2020

Cobertura: Flota vehicular del gobierno

Actores Involucrados: Secretaría de Energía, Oficialía Mayor del Gobierno del Estado de Baja California (Dirección de Normatividad y Políticas Administrativas)

Otras Consideraciones:

Posibles Mecanismos de Implementación

- Elaborar un diagnóstico Estatal sobre la eficiencia energética del parque vehicular público.
- Mandato que incluya una fracción para la compra de vehículos de alta eficiencia energética.

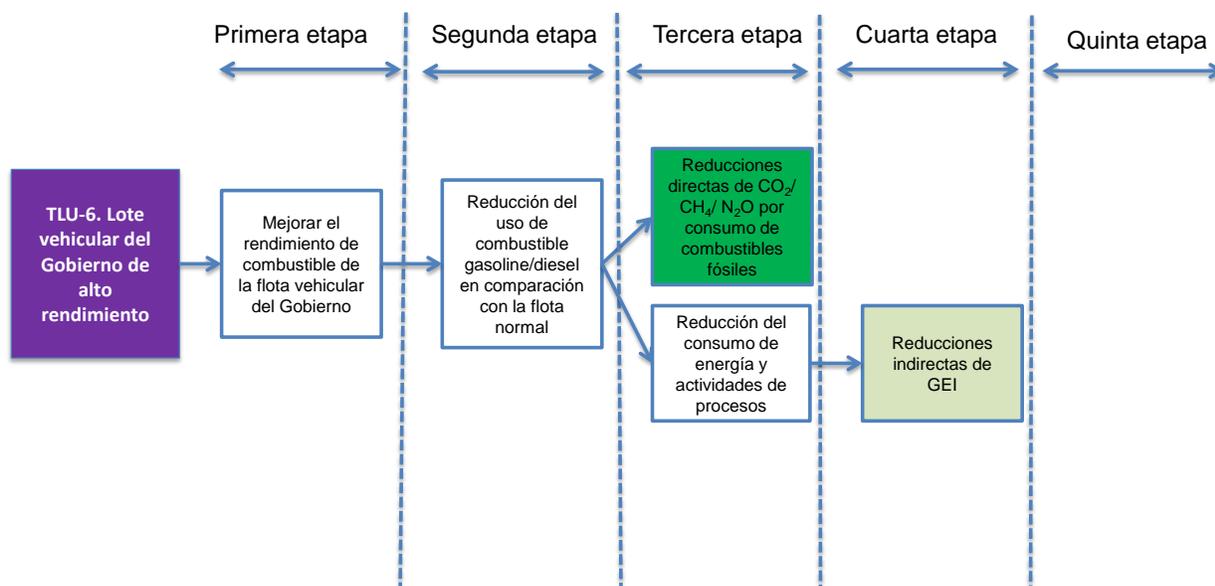
Programas y Políticas Relacionadas

- Programa de Verificación Vehicular del Estado de Baja California
- Programa Estatal para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (Baja California)
- Normas y Políticas para la Adquisición de Vehículos Oficiales (Gobierno del Estado de Baja California)

Tipos de Reducciones de Emisiones GEI

El símbolo de la estrella en la cadena causal a continuación identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados:

- El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
- El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
- El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
- El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Reducciones netas estimadas de GEI y ahorros y costos netos

Cuadro TLU-6-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de la política TLU-1 a los factores de emisiones directas.

Política No.	Recomendación de política	Reducciones de GEI (MMtCO2e)			Valor Presente Neto 2016-2025 (Millones 2012\$)	Rentabilidad 2016-2030 (\$/tCO2e)
		Anual		Total 2016-2025		
		2020	2025			
TLU-6	Lote vehicular del Gobierno de alto rendimiento	-0.083	-0.105	-1.45	\$2.35	\$1,609.10

\$/tCO_{2e} = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO_{2e} = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2014 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO_{2e} (columna siete) durante el periodo 2014-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2014-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- **Ecovehículos.** http://www.ecovehiculos.gob.mx/ecoetiquetado.php?vehiculo_id=14145
- **Factores de conversión.** <http://www.carbonlighthouse.org/wp-content/uploads/2010/10/UnitsAndConversions.pdf>
- **Precio automóvil híbrido.** <http://www.ford.mx/autos/fusion>
- **Secretaría de Protección al Ambiente.** 2012. Programa Estatal de Acción ante el Cambio Climático de Baja California. Diciembre.
- **Secretaría de Energía.** Guías para el Uso Eficiente de la Energía en el Transporte. Automovilista eficiente. Disponible en: <http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7744/5/guiaautomovilef.pdf>

Métodos de cuantificación:

La cuantificación se divide en dos tipos: a) emisiones y b) costos.

A) Emisiones

Con base en la información del padrón vehicular del gobierno del Estado de Baja California se sacó el número de automóviles existentes de cada año. Se promedió el número de vehículos y con base en la tasa de crecimiento poblacional, se determinó el incremento del parque vehicular.

Para calcular las emisiones tanto de la flota que sería retirada y de los vehículos nuevos se calculó el consumo de combustible (gasolina) con base en el promedio de kilómetros recorridos y el rendimiento de combustible. Se multiplicó el factor de emisión de la gasolina por los litros de gasolina consumidos y así, se obtuvieron las emisiones

Cuadro TLU-6-2. Reducciones

Año	Emisiones autos convencionales	Emisiones por consumo de etanol	Emisiones evitadas totales
	TCO2e/año	TCO2e/año	TCO2e/año
2016	83.53	52.06	31.47
2017	125.77	79.84	45.93
2018	168.34	108.85	59.49
2019	211.24	139.12	72.11
2020	254.47	170.71	83.76
2021	298.04	203.65	94.39
2022	341.96	238.00	103.95
2023	386.22	273.80	112.42
2024	430.84	311.10	119.73
2025	475.81	349.96	125.85
2026	521.15	390.43	130.72
2027	527.29	402.36	124.93
2028	533.49	414.65	118.84
2029	539.77	427.33	112.45
2030	546.12	440.38	105.74

B) Costos

Como parte de los costos de capital se tomó en cuenta el precio de un automóvil convencional nuevo y el precio de un automóvil híbrido, la diferencia entre estos fue el costo marginal total. Se calculó también el ahorro de combustible entre estos dos tipos de automóviles.

Año	Ahorro de combustible
	Pesos
2016	130,071.89
2017	191,448.09
2018	250,077.51
2019	305,714.88
2020	358,102.22
2021	406,968.31
2022	452,028.08
2023	492,981.98
2024	529,515.39
2025	561,297.89
2026	587,982.63
2027	566,675.84
2028	543,627.40
2029	518,750.47
2030	491,954.39

Supuestos:

- El número existente de cada año modelo del parque vehicular del Estado, son los automóviles que se compraron en ese año.
- Se comprará un vehículo híbrido nuevo en lugar de uno convencional.
- Los Kilómetros Recorridos por Vehículo (KRV) tiene una tasa de crecimiento del 1.4%
- De 1990 a 1999 el rendimiento de combustible era de 12.89 km/L; de 2000 al 2009 era de 12.83 km/L; del 2010 al 2013 era de 15.42 km/L.
- El factor de emisión de la gasolina es de 2.4 kgCO₂e/litro
- El rendimiento de combustible de un vehículo híbrido es de 26.15 km/Lt
- El financiamiento para la comprar de los nuevo vehículos saldrá del presupuesto estatal

Principales incertidumbres

None identified.

Beneficios y costos adicionales

- Mejor imagen del Gobierno Estatal hacia la población por cuidar el medio ambiente.

Problemas de viabilidad

Key potential barriers include:

- Coordinación entre dependencias para cambio de vehículos.
- Seguimiento de la implementación de la política.
- Asignación de presupuesto para la compra de vehículos híbridos.
- Mantenimiento adecuado a vehículos.

Anexo D.

**Fichas técnicas del Sector Agricultura,
Silvicultura y otros Usos del Suelo.**

AFOLU-1. Gestión de estiércol del ganado no lechero

Descripción de la política

Con esta política se busca optimizar la gestión y utilización del estiércol del ganado porcino en Unidades de Producción (UP) de mediana y gran escala (>300 cabezas de ganado). Para optimizar la gestión del estiércol, se promoverá la digestión anaeróbica (DA) para obtener biogás (UP medianas), electricidad (UP en granjas grandes) y biofertilizante (ambos tipos de granjas). También se optimizará la aplicación de estiércol procesado a los campos de cultivo con el fin de satisfacer los requerimientos de nutrientes con la aplicación de estos fertilizantes orgánicos y así reducir las emisiones de GEI y el uso de fertilizantes comerciales.

El uso de este recurso ayudará a reducir la cantidad de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) en la atmósfera, dado que el estiércol genera un poco más de la mitad de las emisiones en el sector agrícola de Baja California.

Diseño de la política

Metas:

1. Aprovechar el 50% del estiércol del ganado porcino para obtener biogás, electricidad y biofertilizante a partir del proceso de digestión anaeróbica.
2. 45% de mediana escala. Biogás.
3. 55% de gran escala. Electricidad.

Las emisiones de GEI evitadas con el uso de biofertilizante no se consideraron en el análisis de emisiones.

Calendarización: 2016-2020

Actores involucrados: Para la implementación de esta política se requiere la participación y el apoyo de las siguientes instancias:

Instancias federales:

1. Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA): Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).
2. Comisión Federal de Electricidad (CFE)
3. Secretaría de Energía (SENER)

Instancias estatales:

4. Secretaría de Fomento Agropecuario
5. Secretaría de Protección Ambiental

6. Secretaría de Desarrollo Económico

Otras:

7. Asociación Ganadera
8. Asociación de Agricultores
9. Universidades y centros de investigación de Baja California

Posibles mecanismos de implementación

1. Crear un programa estatal para la gestión y el aprovechamiento del estiércol. Dicho programa sería responsabilidad de la SEFOA (Secretaría de Fomento Agropecuario). Se deberían considerar las siguientes estrategias:
 - a. Incentivos económicos o fiscales para los productores agropecuarios que utilicen estiércol para producir biogás y composta.
 - b. Apoyo económico o subsidios para la compra de sistemas biodigestores.
 - c. Talleres de capacitación sobre este tipo de producción, para ganaderos y agricultores.
 - d. Realizar actividades de difusión y concientización (foros, conferencias, talleres, etc.).
 - e. Organizar una cadena productiva para la generación de composta a partir de estiércol.
2. Desarrollar un mapa de áreas potenciales para el aprovechamiento del estiércol, con ayuda de un sistema de información geográfica (SIG). El mapa deberá contener la siguiente información: población pecuaria; Unidades de Producción; toneladas de estiércol generado; tecnologías propuestas; tipo y cantidad de producto generado (biogás, energía eléctrica y composta), entre otros datos.

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- Proyecto de Apoyo al Valor Agregado de Agronegocios con esquemas de Riesgo Compartido: PROVAR. Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA): Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). Este proyecto está dirigido a las Unidades de Producción con más de 3,000 cabezas de ganado porcino.

Tipos de reducciones de emisiones de GEI

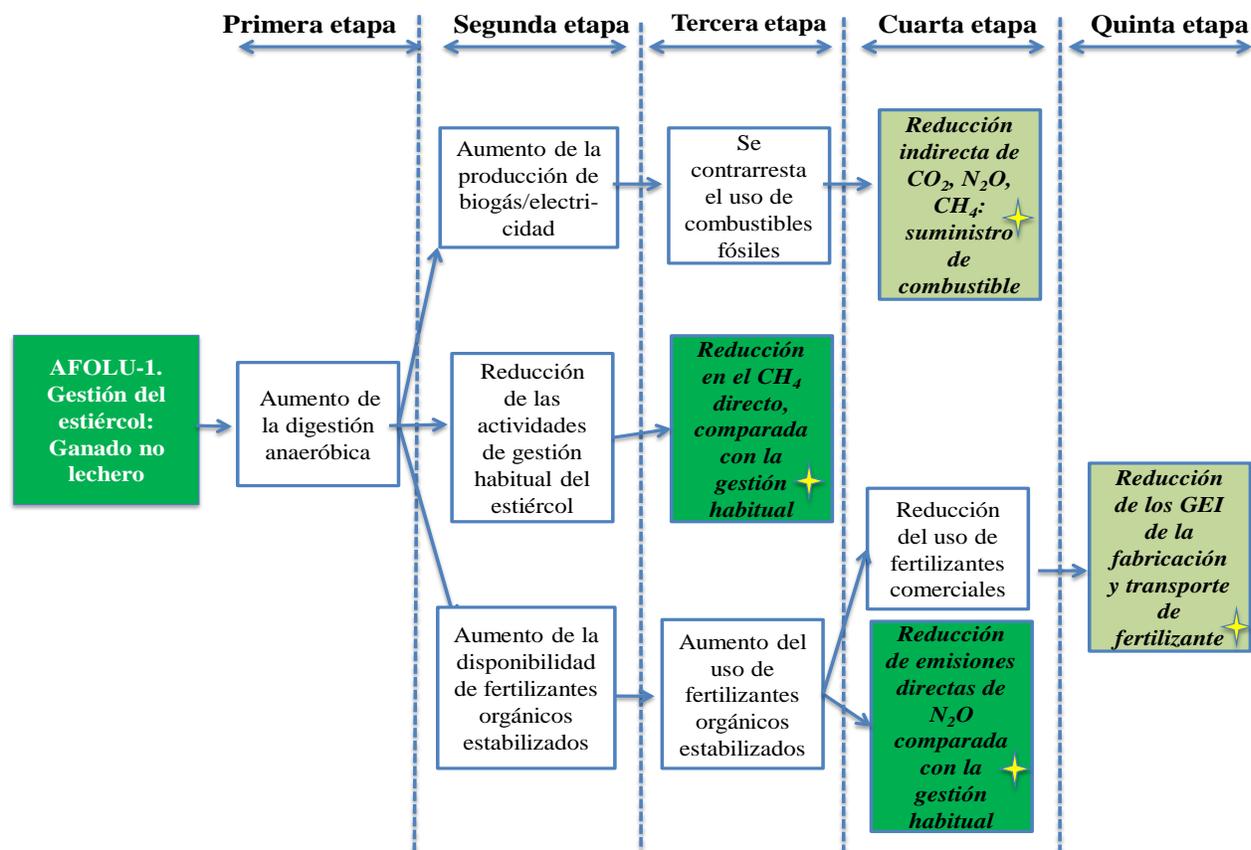
El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro. AFOLU-1-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de AFOLU-1 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (TgCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2015-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad ad 2015-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total 2015-2030		
		2020	2030			
AFOLU-1	Optimizar la gestión del estiércol porcino	0.0004	0.0004	0.005	\$3.4	\$714

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; TgCO₂e = teragramos de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2016 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2016-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2016-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los Tg acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- COCEF-CCS-Gobierno de Baja California, 2010, "Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025", Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF), Center for Climate Strategies (CCS), Ciudad Juárez, Chihuahua.
- Botero, B.M. y R.P. Thomas, 1987, Biodigestor de bajo costo para la producción de combustible y fertilizante a partir de excretas. Manual para su instalación, operación y utilización. Centro Internacional de Agricultura Tropical. Cali, Colombia.
- Franco, 2010, "Valoración económica de la emisión de los principales gases de efecto invernadero en algunos embalses de presas de México", Tesis de Maestría, Universidad Autónoma Nacional de México, http://132.248.9.195/ptb2010/mayo/0657752/0657752_A1.pdf
- Gutiérrez, *et al.*, 2012, "Biogás una alternativa ecológica para la producción de energía", *Ide@s CONCYTEG*, 7 (85), pp. 881-894.
- Massachusetts Institute of Technology, 2010, "Unit & Conversions Fact Sheet", <http://www.carbonlighthouse.org/wp-content/uploads/2010/10/UnitsAndConversions.pdf>
- Pages E., 2014, Sistema biobolsa, <http://sistemabiobolsa.com/inicio/>
- Sagarpa-Firco, 2007, "Aprovechamiento de biogás para la generación de energía eléctrica en el sector agropecuario", Documento de trabajo, [http://www.cmp.org/apoyos/BIOGAS0902/0524_LIBRO de BIOGAS.pdf](http://www.cmp.org/apoyos/BIOGAS0902/0524_LIBRO_de_BIOGAS.pdf)
- Sagarpa-Firco, 2010, "Generalidades sistemas de biodigestión", Fideicomiso de Riesgo Compartido (Firco), en <http://sigan.org/2010/pdf/generalidades.pdf>
- [Sefoa, 2011, "Estudio estadístico sobre porcicultura en Baja California", Secretaría de Fomento Agropecuario \(Sefoa\), Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable-Gobierno de Baja California-Sagarpa. Mexicali, Baja California.](#)
- Sener, 2010, "Lista de combustibles que se considerarán para identificar a los usuarios con un patrón de alto consumo, así como sus factores para determinar las equivalencias en términos de barriles equivalentes de petróleo", Diario oficial (Primera Sección), Secretaría de Energía (Sener), en: [http://sener.gob.mx/res/Acerca de/ListaCombustiblesConsideranIdentificarUsuariosPac.pdf](http://sener.gob.mx/res/Acerca_de/ListaCombustiblesConsideranIdentificarUsuariosPac.pdf)

Métodos de cuantificación:

El análisis se dividió en dos secciones: Emisiones e Impactos Energéticos y Costos Sociales Netos. La sección de Emisiones se calculó utilizando datos de 1) las estimaciones de la población pecuaria presentadas en el Inventario y Pronóstico para Baja California, y 2) el estudio estadístico de la ganadería porcina en Baja California, 2011, proporcionados por la Secretaría de Fomento Agropecuario.

La primera tarea de la sección de emisiones y energía consistió en calcular la Situación Habitual de la emisión de GEI del ganado porcino. Luego se calcularon las emisiones de GEI de las unidades de ganadería porcina medianas y grandes. Por último, se consideraron las emisiones de GEI derivadas del uso de energía eléctrica y gas licuado de petróleo (GLP) que se evitaron.

Cuadro AFOLU-1-2. Estimación de las reducciones de GEI

	Total de las emisiones de GEI del ganado porcino	Emisiones de GEI del ganado porcino (Granjas seleccionadas)	Producción de biogás - Granjas porcinas medianas	Producción de energía - Granjas porcinas grandes
	tCO ₂ e/año	tCO ₂ e/año	tCO ₂ e/año	tCO ₂ e/año
2016	496	-50	-13	Year
2017	496	-99	-26	-40
2018	496	-149	-39	-59
2019	496	-198	-52	-79
2020	496	-248	-65	-99
2021	496	-248	-65	-99
2022	496	-248	-65	-99
2023	496	-248	-65	-99
2024	496	-248	-65	-99
2025	496	-248	-65	-99
2026	496	-248	-65	-99
2027	496	-248	-65	-99
2028	496	-248	-65	-99
2029	496	-248	-65	-99
2030	496	-248	-65	-99

tCO₂e= toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente

El análisis de costos se dividió en función del tamaño de las granjas. Se consideró que las granjas medianas producen biogás para contrarrestar el uso de GLP, y que las granjas grandes podrían generar tanto GLP como energía eléctrica. Por lo tanto, sólo las granjas grandes necesitan un sistema de motor-generador, aunque los dos tipos de granjas producen fertilizantes. En esta parte se incluyó la producción y el uso de GLP y energía eléctrica, la venta de biofertilizante y el valor de los créditos de carbono.

Cuadro AFOLU-1-3. Costos de inversión, operación y mantenimiento de la gestión optimizada de estiércol porcino, desglosados por tamaño de unidad

Año	Ganado porcino contemplado en la política	Granjas medianas: Costos de capital anualizados	Granjas medianas: Costos de OyM	Granjas grandes: Costos de capital anualizados	Granjas grandes: Costos de OyM
	cabezas	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
2016	1,223	\$0.02	\$0.07	\$0.05	\$0.04
2017	2,446	\$0.04	\$0.13	\$0.10	\$0.07
2018	3,669	\$0.07	\$0.20	\$0.15	\$0.11
2019	4,892	\$0.09	\$0.27	\$0.20	\$0.14
2020	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18
2021	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18
2022	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18
2023	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18
2024	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18
2025	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18
2026	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18
2027	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18
2028	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18
2029	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18
2030	6,116	\$0.11	\$0.33	\$0.25	\$0.18

MM\$= millones de pesos

Cuadro AFOLU-1-4. Componentes adicionales del costo: Producción de electricidad y GLP y venta de fertilizantes

Año	Ganado porcino contemplado en la política	Granjas medianas: Costo del GLP evitado	Granjas medianas: Valor del biofertilizante	Granjas grandes: Costo de electricidad evitado	Granjas grandes: Valor del biofertilizante	Medianas y grandes: Valor de los créditos de carbono
	cabezas	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
2016	1,223	-\$0.04	-\$0.01	-\$0.03	-\$0.01	-\$0.004
2017	2,446	-\$0.09	-\$0.01	-\$0.06	-\$0.01	-\$0.01
2018	3,669	-\$0.13	-\$0.01	-\$0.08	-\$0.02	-\$0.01
2019	4,892	-\$0.18	-\$0.02	-\$0.11	-\$0.02	-\$0.01
2020	6,116	-\$0.23	-\$0.02	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01
2021	6,116	-\$0.23	-\$0.02	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01
2022	6,116	-\$0.23	-\$0.02	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01
2023	6,116	-\$0.23	-\$0.02	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01
2024	6,116	-\$0.24	-\$0.02	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01
2025	6,116	-\$0.24	-\$0.02	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01
2026	6,116	-\$0.24	-\$0.02	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01
2027	6,116	-\$0.24	-\$0.02	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01
2028	6,116	-\$0.24	-\$0.02	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01
2029	6,116	-\$0.25	-\$0.02	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01
2030	6,116	-\$0.25	-\$0.01	-\$0.14	-\$0.02	-\$0.01

MM\$= millones de pesos

Aunque el gobierno federal cuenta con un programa de financiamiento para la gestión del estiércol porcino, la mayoría de las granjas de Baja California no tienen acceso a dicho programa porque manejan menos de 3,000 cabezas de ganado (nuestro objetivo). Por lo tanto, el apoyo para estos proyectos dependerá del gobierno estatal y de la Asociación Ganadera.

Suposiciones importantes:

- Granjas medianas: 300-500 cabezas de ganado.
- De gran escala: >500 cabezas
- Factor de emisión: 0.041 tCO₂e/cabezas-año.
- Las granjas medianas producirán biogás para contrarrestar el uso de GLP. Para estas granjas no se contemplan los sistemas de motor-generador.
- Las granjas grandes producirán biogás para la generación de energía eléctrica.

- Las emisiones de GEI evitadas con el uso de biofertilizante no se consideraron en el análisis de emisiones.

Incertidumbres principales

- El rendimiento de la producción varía en cada sistema, ya sea para generar calor, gas o energía.
- El apoyo del gobierno estatal para financiar o subsidiar el sistema de biodigestores y/o para dar incentivos a los productores agropecuarios.

Beneficios y costos adicionales

- Beneficios:
 - Económicos:
 - Creación de empleos.
 - Autoconsumo de biogás.
 - Autoconsumo de electricidad.
 - Venta de biofertilizante.
 - Ambientales:
 - Disminución de las emisiones derivadas de la gestión habitual del estiércol.
 - Disminución de las emisiones derivadas de la producción de electricidad y gas LP.
 - Disminución de las emisiones derivadas de la producción y aplicación de fertilizantes inorgánicos.
- Costos:
 - Costos de las instalaciones para el digestor anaeróbico y el motor-generator.
 - Costos del proceso para obtener biofertilizante.

Problemas de viabilidad

- Aceptación de las nuevas prácticas por parte de los productores agropecuarios. No conocen los impactos negativos de estas prácticas para el medio ambiente.
- La situación financiera que está afectando a este sector, ya que no hay apoyo económico para las pequeñas granjas.

Aprobación del grupo

Aprobado.

Nivel de apoyo del grupo

Unánime.

AFOLU-2. Gestión de estiércol del ganado lechero

Descripción de la política

En esta política se propone utilizar el estiércol del ganado que se genera en las granjas lecheras de Baja California (Unidades de Producción >500) para generar electricidad y biofertilizante. Para optimizar la gestión del estiércol se recomienda instalar digestores anaeróbicos y motores-generadores, que se utilizarán para procesar el estiércol a través de la digestión anaeróbica y producir electricidad, respectivamente. Para el cálculo de las emisiones y los costos, las Unidades de Producción se agruparon como Granjas Medianas y Granjas Grandes.

El aprovechamiento del estiércol que se propone ayudará a reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), así como la contaminación de los mantos acuíferos subterráneos que genera la gestión inadecuada del estiércol. Asimismo, habrá beneficios económicos para los productores agropecuarios de Baja California, derivados de la generación de electricidad y la venta de composta, especialmente para la producción agrícola orgánica de la región.

Diseño de la política

Metas:

1. Aprovechar el 50% del estiércol del ganado lechero para obtener electricidad y biofertilizante a partir del proceso de digestión anaeróbica.
 - 1.1. Granjas medianas. Electricidad. 50%.
 - 1.2. Granjas grandes. Electricidad. 50%

Calendarización: 2016-2020

Actores involucrados:

Para la implementación de esta política se requiere la participación y el apoyo de las siguientes instancias:

Instancias federales:

1. Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA): Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)
2. Comisión Federal de Electricidad (CFE)
3. Secretaría de Energía (SENER)

Instancias estatales:

1. Secretaría de Fomento Agropecuario.
2. Secretaría de Protección Ambiental
3. Secretaría de Desarrollo Económico

Otras:

1. Asociación Ganadera
2. Asociación de Agricultores
3. Universidades y centros de investigación de Baja California

Mecanismos de implementación

1. Aprovechar el FIRCO y el "Proyecto de Apoyo al Valor Agregado de Agronegocios con esquemas de Riesgo Compartido" de SAGARPA, el cual ayuda con el 50% de los costos de las instalaciones de digestores anaeróbicos y motores-generadores.
2. Crear un programa estatal para la gestión y el aprovechamiento del estiércol, el cual sería responsabilidad de la SEFOA (Secretaría de Fomento Agropecuario). Se deberían considerar las siguientes estrategias:
 - a. Crear un programa estatal para la gestión y el aprovechamiento del estiércol.
 - b. Incentivos económicos o fiscales para que los productores agropecuarios inviertan en la gestión de estiércol para este tipo de producción.
 - c. Organizar una cadena productiva para la generación de composta a partir de estiércol.
 - d. Cursos de capacitación para los productores que generen biogás, electricidad y biofertilizante.
 - e. Realizar actividades de difusión y concientización (foros, conferencias, talleres, etc.) para los productores agropecuarios.

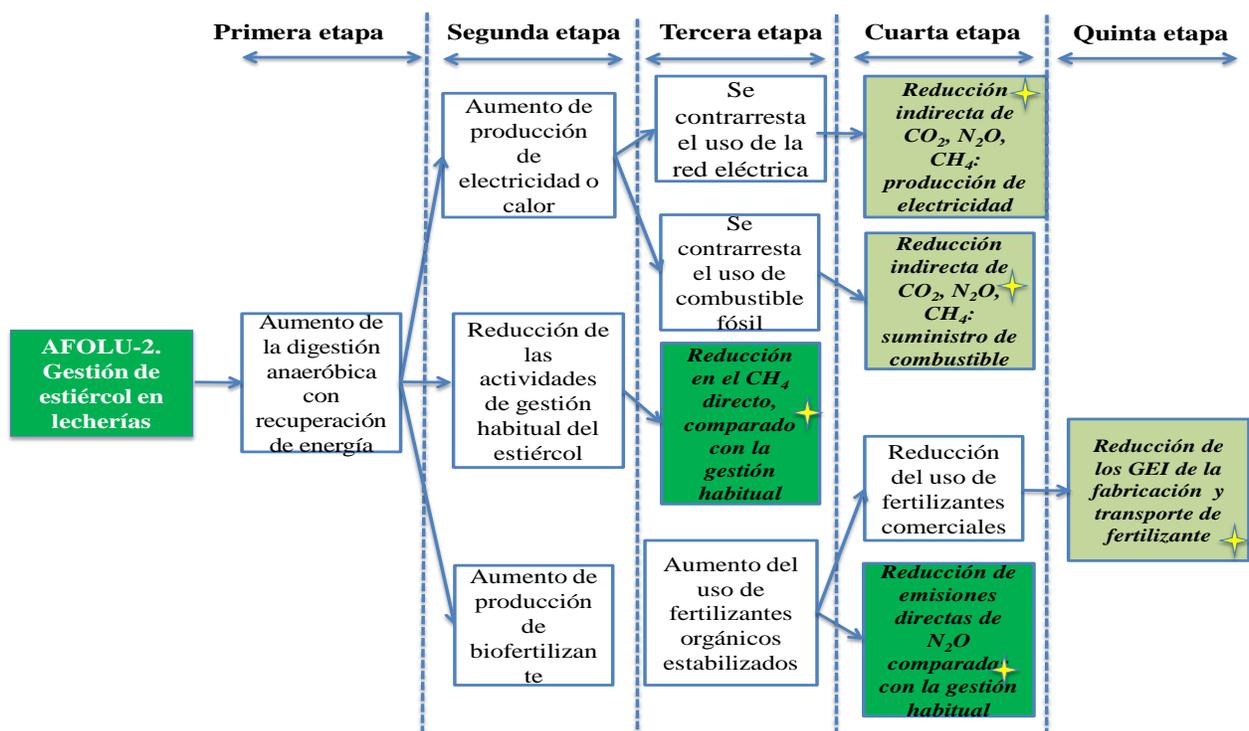
Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- Proyecto de Apoyo al Valor Agregado de Agronegocios con esquemas de Riesgo Compartido: PROVAR. Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA): Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).
- 50% del costo de inversión del digestor.
- 50% del costo de inversión del motor-generador.

Tipos de reducciones de GEI

El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

- El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
- El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
- El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
- El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro. AFOLU-2-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de AFOLU-2 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (TgCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2015-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad ad 2015-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total 2015-2030		
		2020	2030			
AFOLU-2	Optimización de la gestión del estiércol del ganado lechero	0.02	0.02	0.27	31.2	-\$117

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; TgCO₂e = teragramos de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2016 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2016-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2016-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los Tg acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- Casas-Prieto, *et al.*, 2009, "Estudio de factibilidad para la puesta en marcha de los digestores anaeróbicos en establos lecheros en la cuenca de Delicias, Chihuahua", *Revista Mexicana de agronegocios*, Vol. 24, Ene-Jun.
- COCEF-CCS-Gobierno de Baja California, 2010, "Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025", Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (Cocef), Center for Climate Strategies (CCS), Ciudad Juárez Chihuahua.
- Gutiérrez, *et al.*, 2012, "Biogás una alternativa ecológica para la producción de energía", *Ide@s CONCYTEG*, 7 (85), pp. 881-894.
- Méndez, *et al.*, 2000, "Evaluación productiva, de efecto ambiental y de problemas relevantes es explotaciones lecheras de pequeña escala", *Livestock Research for Rural Development* 12 (1), en: <http://www.fao.org/ag/aga/agap/frg/lrrd/lrrd12/1/manu121.htm>
- [Sefoa, 2011, "Panorama general de la producción lechera en Baja California", Secretaria de Fomento Agropecuario \(Sefoa\)-Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable-Gobierno de Baja California-Sagarpa. Mexicali, Baja California.](#)
- Sagarpa-Firco, 2007, ""Aprovechamiento de biogás para la generación de energía eléctrica en el sector agropecuario", Secretaria de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (Sagarpa), Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). Documento de trabajo, en: http://www.porcimex.org/apoyos/BIOGAS0902/0524_LIBRO_de_BIOGAS.pdf
- Salazar E. *et al.*, 2003, "Abonos orgánicos y plasticultura", Sociedad Mexicana de la Ciencia de Suelo A.C.-Facultad de Agricultura y Zootecnia de la Universidad Juárez del Estado de Durango (UJED), 222 P. http://faz.ujed.mx/Posgrado/maos/AUTOEVALUACION/CATEGORIAS/6-COOPERACION_CON_OTROS_ACTORES_DE_LA_SOCIEDAD/6%20Cooperaci%C3%B3n%20con%20otros%20actores%20de%20la%20sociedad/18%20Vinculaci%C3%B3n/18.2%20Intercambio%20Acad%C3%A9mico/18.2.1.%20Convenios/18.2.1.6%20Publicaciones/18.2.1.6.2%20Public.%20Libros%20T%C3%A9cnicos/18.2.1.6.2.3.pdf
- Vázquez, 2010, "Situación del tratamiento de aguas residuales en los establos lecheros de Tijuana y los factores limitantes en su tecnificación", [Tesis de Maestría], El Colegio de la Frontera Norte.
- Vicencio de la Rosa, *et al.*, 2011, "Producción de composta y vermicomposta a partir de los lodos de la planta de tratamiento de aguas residuales de un rastro", *Rev. Int. Contam. Ambie.* 27 (3) 263-270. En: <http://www.journals.unam.mx/index.php/rica/article/view/26301/24763>
- Werner and Strehler, n/d, "British Columbia On-Farm anaerobic digestion Benchmark Study", B.C. Agricultural Research and Development Corporation, en: https://www.bcac.bc.ca/sites/bcac.localhost/files/AD%20Benchmarking%20Study_0.pdf

Métodos de cuantificación:

El análisis se dividió en dos secciones: Emisiones y Costos. La sección de Emisiones se calculó utilizando datos de 1) las estimaciones de la población pecuaria presentadas en el Inventario y Pronóstico para Baja California, y 2) el estudio de la población de ganado lechero en Baja California, 2011, proporcionados por la Secretaría de Fomento Agropecuario.

La primera tarea de la sección de emisiones consistió en calcular la Situación Habitual de la emisión de GEI en lecherías. Luego se calcularon las emisiones de GEI de las lecherías contempladas, considerando granjas medianas y grandes. Por último, se consideraron las emisiones de GEI evitadas gracias a la producción de energía.

Cuadro AFOLU-2-2. Estimación de las reducciones de GEI

Año	Total de las emisiones de GEI de las lecherías	Emisiones de GEI de las lecherías (contempladas)	Beneficio de contrarrestar la producción de la red eléctrica: Medianas y Grandes
	tCO2e/año	tCO2e/año	tCO2e/año
2016	2,615	-278	-2,426
2017	2,657	-557	-4,874
2018	2,699	-835	-7,344
2019	2,741	-1,114	-9,837
2020	2,784	-1,392	-12,352
2021	2,828	-1,392	-12,409
2022	2,873	-1,392	-12,466
2023	2,918	-1,392	-12,523
2024	2,964	-1,392	-12,523
2025	3,011	-1,392	-12,523
2026	3,011	-1,392	-12,523
2027	3,011	-1,392	-12,523
2028	3,011	-1,392	-12,523
2029	3,011	-1,392	-12,523
2030	3,011	-1,392	-12,523

tCO2e= toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente

La sección de costos se dividió en función del tamaño de las granjas. En ella se incluyó la producción y el consumo de energía, la venta de biofertilizante, y el valor de los créditos de carbono. Asimismo, se consideró el subsidio del gobierno federal para la adquisición de biodigestores y sistemas de motor-generator.

Cuadro AFOLU-2-3. Costos de la inversión anualizados y Costos de Operación y Mantenimiento de la gestión optimizada de estiércol de ganado lechero, desglosado por tamaño de unidad

Año	Lecherías contempladas en la política	Granjas medianas: Costos de capital anualizados	Granjas medianas: Costos de OyM	Granjas grandes: Costos de capital anualizados	Granjas grandes: Costos de OyM
	cabezas	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
2016	6,870	\$0.4	\$0.4	\$0.3	\$0.18
2017	13,739	\$1.3	\$0.7	\$0.8	\$0.37
2018	20,609	\$2.6	\$1.1	\$1.6	\$0.55
2019	27,479	\$4.3	\$1.5	\$2.7	\$0.73
2020	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92
2021	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92
2022	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92
2023	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92
2024	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92
2025	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92
2026	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92
2027	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92
2028	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92
2029	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92
2030	34,349	\$6.4	\$1.8	\$4.1	\$0.92

MM\$= millones de pesos

Cuadro AFOLU-2-4. Ahorros derivados de la producción de energía y la venta de fertilizantes

Año	Lecherías contempladas en la política	Granjas medianas y grandes: Valor del biofertilizante	Granjas medianas y grandes: Costos de electricidad evitados	Granjas medianas y grandes: Valor de los créditos de carbono
	cabezas	MM\$	MM\$	MM\$
2016	6,870	-\$3	-\$1	-\$0.3
2017	13,739	-\$6	-\$3	-\$0.5
2018	20,609	-\$9	-\$5	-\$0.8
2019	27,479	-\$12	-\$7	-\$1.1
2020	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4
2021	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4
2022	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4
2023	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4
2024	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4
2025	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4
2026	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4
2027	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4
2028	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4
2029	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4
2030	34,349	-\$15	-\$8	-\$1.4

MM\$= millones de pesos

Suposiciones importantes:

- Granjas medianas: 500-1000 cabezas de ganado.
- De gran escala: > 1000 -2000 cabezas de ganado
- Factor de emisiones: 0.041 tCO₂e/cabezas-año.
- Los gobiernos federal y estatal y la Asociación Ganadera proporcionarán subsidios, incentivos y/o capacitación para los productores agropecuarios.
- Las emisiones de GEI evitadas con el uso de biofertilizante no se consideraron en el análisis de emisiones.

Incertidumbres principales

- El rendimiento de la producción de biogás varía en cada sistema.
- Para la implementación de esta política se está considerando el apoyo de los gobiernos federal y estatal, así como de la Asociación Ganadera, para financiar o subsidiar el sistema de biodigestores y/o dar incentivos a los productores agropecuarios.

Beneficios y costos adicionales

- Beneficios:
 - Económicos:
 - Creación de empleos.
 - Autoconsumo de electricidad.
 - Venta de biofertilizante.
 - Ambientales:
 - Disminución de las emisiones derivadas de la gestión habitual del estiércol.
 - Disminución de las emisiones derivadas de la producción de electricidad y gas LP.
 - Disminución de las emisiones derivadas de la producción y aplicación de fertilizantes inorgánicos.
- Costos:
 - Costos de las instalaciones para el digestor anaeróbico y el motor-generator.
 - Costos del proceso para obtener biofertilizante.

Problemas de viabilidad

- Aceptación por parte de los productores agropecuarios.
- La situación financiera que está afectando a este sector.
- En el caso de Tijuana, la resistencia de los productores lecheros al uso de biodigestores, debido a la incertidumbre de que sean permanentes, ya que existe el miedo de que sean desplazados por la rápida urbanización.

Aprobación del grupo

Aprobado.

Nivel de apoyo del grupo

Unánime.

AFOLU-3. Aprovechamiento de la paja de trigo

Descripción de la política

En esta política se propone aprovechar la paja de trigo disponible en el Valle de Mexicali, para su uso como biomasa para la generación de energía. El propósito de esta política es optimizar la gestión de la paja de trigo con la instalación de una planta generadora de energía que será utilizada para procesar la paja mediante la combustión controlada.

La implementación de esta política permitirá que se reduzca la quema de residuos agrícolas, que es una práctica común entre los agricultores de Mexicali, ya que el 85% de la paja de trigo se quema *in situ* y el 15% se utiliza para 1) incorporarla al suelo, 2) como alimento para el ganado, 3) como buena fuente de fibra para obras de construcción y 4) como base para el cultivo de hongos.

Es por ello que esta política propone la disminución de las emisiones de dióxido de carbono (C₂O), dióxido de nitrógeno (N₂O) y metano (CH₄) generadas por esta actividad. Se prevé que esta medida tenga un impacto directo en la calidad del aire en la región y en la salud de la población que comparte esta cuenca atmosférica. Además, con la implementación es técnicamente factible convertir los residuos de los cultivos de trigo en energía eléctrica a través de la combustión controlada, lo cual permitirá aprovechar esta fuente de energía disponible.

La política AFOLU-3 es la primera parte del análisis; se centrará en el acopio, quema y transporte de paja de trigo. Las reducciones en la cantidad de gases de efecto invernadero y los costos de la planta generadora se consideran en la política de Suministro de Energía (ES.2)-Diversificación de la matriz energética del Estado.

Diseño de la política

Metas:

1. Aprovechar las 100,000 toneladas de paja de trigo que se generan en el Valle de Mexicali como fuente de energía para la generación de electricidad, con la instalación de una planta generadora de 16 MW de capacidad.

Calendarización:

2017 -2020.

Actores involucrados:

Para la implementación de esta política se requiere la participación y el apoyo de las siguientes instancias:

Federales:

1. Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA)
2. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT):

3. Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)
4. Fideicomiso Instituidos en Relación con la Agricultura (FIRA)
5. Financiera Nacional de Desarrollo Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero (Financiera Rural)
6. Comisión Federal de Electricidad (CFE)
7. Secretaría de Energía (SENER)

Estatales:

1. Secretaría de Fomento Agropecuario (SEFOA)
2. Secretaría de Protección Ambiental (SPA)
3. Secretaría de Desarrollo Económico (SEDECO)
4. Comisión Estatal de Energía
5. Universidad Autónoma de Baja California (Instituto de Ingeniería)

Locales:

1. Asociaciones de Agricultores
2. Asociaciones de Ganaderos
3. Sociedad civil, organismos no gubernamentales

Mecanismos de implementación

2017:

1. Diseñar e implementar un programa de incentivos a los agricultores para evitar las quemas agrícolas y exhortarlos a utilizar las mejores prácticas en la eliminación de los residuos agrícolas.
2. Realizar actividades de difusión y concientización (foros, congresos, talleres, etc.) en el Valle de Mexicali y en el Estado, para promover las ventajas económicas y ambientales del uso de los subproductos.

2020:

1. Organizar una cadena de producción para 1) evaluar la construcción y operación de una planta para producir bolitas de paja de trigo que se utilicen como biocombustible en una planta piloto para la producción de energía, y 2) evaluar la viabilidad técnica y económica de ampliar el proyecto de generación de energía utilizando residuos de otros cultivos.

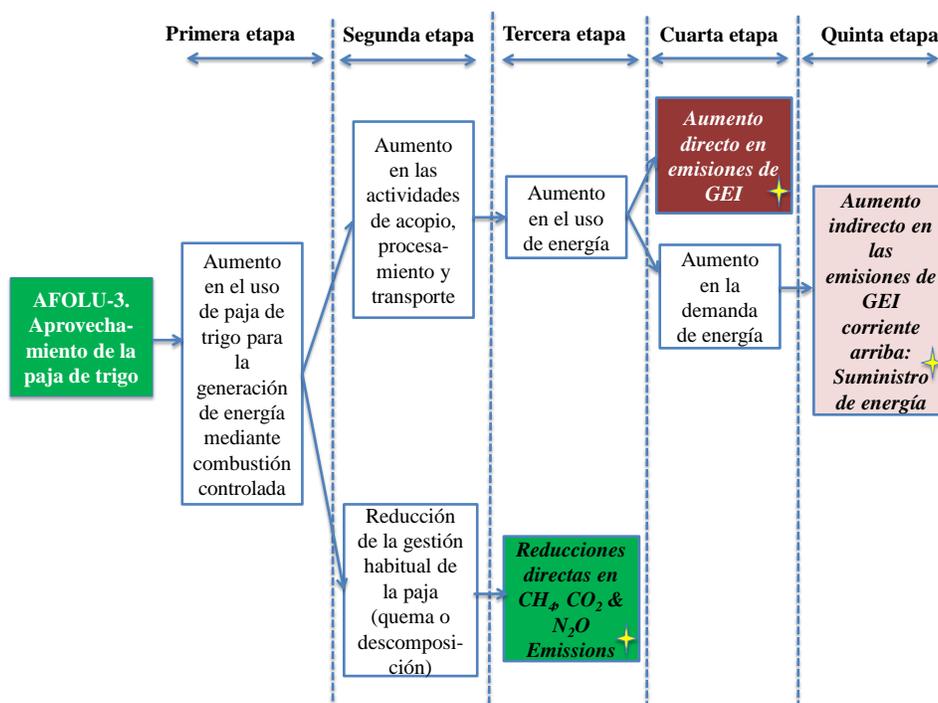
Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- No hay programas ni políticas relacionados hasta la fecha.

Tipos de reducciones de GEI

El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro. AFOLU-3-1. Estimación de las reducciones de GEI derivadas de la aplicación de AFOLU-3 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2015-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad ad 2015-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total 2015-2030		
		2020	2030			
AFOLU-3	Mejorar la gestión de la paja de trigo	0.0054	0.0053	0.0674	ES-2	ES-2

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2016 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2016-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2016-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- ASTM International, n/d, "Standard Specification for diesel fuel oils D975, en <http://www.astm.org/Standards/D975.htm>
- COCEF-CCS-Gobierno de Baja California, 2010, "Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025", Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (Cocef), Center for Climate Strategies (CCS), Ciudad Juárez Chihuahua.
- IDEA, 2005, "Consumos energético en las operaciones agrícolas en España", IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)-Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10255_Consumos_energeticos_operaciones_agricolas_Espana_05_b8820458.pdf
- Intelligent Energy Europe, 2012, "Difusión de un modelo sostenible en la UE para producir etanol de 1ra generación a partir de sorgo dulce en plantas descentralizadas", Sweethanol, 9na ed. <http://www.sweethanol.eu/upload/file/9th%20Newsletter%20SP.pdf>
- IPCC, 2006, "Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero", Capítulo 3: Combustión móvil, Volumen 2: Energía. En, http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_3_Ch3_Mobile_Combustion.pdf
- IPCC, 2006, "Guidelines for National GHG Inventories", Vol. 2 Energy, Chapter 2: Stationary Combustion, Cuadro 2.2. Solid biofuel: Other primary Solid biomass http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf
- Ganesh A, Banerjee R., 2001, "Biomass pyrolysis for power generation a potential technology", Renew Energy, Vol. 22:9-14. India.
- Moncada A. y Quintero M., 2008, "Contaminación y control de las quemas agrícolas en Imperial, California y Mexicali, Baja California", Región y Sociedad, XX, 3-24.
- Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable (OEIDRUS), 2014, "Producción histórica anual del trigo en Mexicali", Series históricas agrícolas 2003-2013, Secretaria de Fomento Agropecuario (Sefoa) en <http://201.140.167.37/series/>
- Sener, 2006, "Potenciales y Viabilidad del Uso de Bioetanol y Biodiésel para el Transporte en México", Secretaria de Energía (Sener), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en: http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Biocombustibles_en_Mexico_Estudio_Completo.pdf

Métodos de cuantificación:

Todo el análisis se dividió en dos políticas, AFOLU-3 y ES-2. En la primera se consideraron las emisiones evitadas al dejar de quemar la paja de trigo, incluyéndose también el costo y las emisiones generadas por su acopio y transporte. En la segunda política se incluyó el proceso de la planta generadora de energía.

La política AFOLU-3 incluye las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y el análisis de costos del suministro de energía proveniente de biomasa. Se calculó la Situación Habitual de las emisiones de GEI generadas con la quema de paja de trigo en Mexicali. Luego se calcularon las emisiones de GEI evitadas de 100,000 toneladas de paja (meta final).

Cuadro AFOLU-3-2. Estimación de las reducciones de GEI

Año	Total de las emisiones de GEI de la quema de paja de trigo	Emisiones de GEI evitadas de la quema de paja de trigo	Paja de trigo contemplada en la política
	tCO2e/año	tCO2e/año	toneladas
2017	16,331	1,764	25,000
2018	16,445	3,528	50,000
2019	16,761	5,292	75,000
2020	16,833	7,056	100,000
2021	16,736	7,056	100,000
2022	16,976	7,056	100,000
2023	17,090	7,056	100,000
2024	17,098	7,056	100,000
2025	17,216	7,056	100,000
2026	17,519	7,056	100,000
2027	17,759	7,056	100,000
2028	17,912	7,056	100,000
2029	18,114	7,056	100,000
2030	18,343	7,056	100,000

tCO2e= toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente

El siguiente paso consistió en calcular el combustible (diesel) necesario para el acopio y transporte de la paja de trigo. Posteriormente se calcularon las emisiones del diesel.

Cuadro AFOLU-3-3. Estimación del consumo de combustible y los GEI generados

Año	Paja de trigo contemplada	Consumo de energía para el acopio y transporte	Emisiones de GEI del acopio y transporte
	toneladas	TJ	tCO2e
2017	25,000	4.32	325
2018	50,000	8.63	650
2019	75,000	12.95	976
2020	100,000	17.26	1,301
2021	100,000	17.26	1,301
2022	100,000	17.26	1,301
2023	100,000	17.26	1,301
2024	100,000	17.26	1,301
2025	100,000	17.26	1,301
2026	100,000	17.26	1,301
2027	100,000	17.26	1,301
2028	100,000	17.26	1,301
2029	100,000	17.26	1,301
2030	100,000	17.26	1,301

tCO2e= toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente; TJ=Terajoules

Por último, para el cálculo de la sección de costos se consideraron los datos aportados por un estudio de la SAGARPA realizado en 2006 por un grupo de expertos de la SEFOA. Se consideró el costo de la paja de trigo (tonelada), del acopio (hectárea) y del transporte a la planta generadora (tonelada). Se dividió en componentes No-Combustible y Diésel.

Cuadro AFOLU-3-4. Costos de la paja de trigo, su acopio y transporte

Año	Valor/Costo de la paja de trigo	Costo de OyM del combustible diésel: acopio y transporte	Costo de OyM de no-combustibles: acopio y transporte	Costo total de la paja de trigo
	MM\$	MM\$	MM\$	\$/ton
2017	\$7.49	\$1.26	\$6.25	\$599.93
2018	\$14.98	\$2.53	\$12.61	\$602.48
2019	\$22.47	\$3.83	\$19.08	\$605.05
2020	\$29.95	\$5.15	\$25.66	\$607.64
2021	\$29.95	\$5.20	\$25.88	\$610.25
2022	\$29.95	\$5.24	\$26.10	\$612.89
2023	\$29.95	\$5.29	\$26.32	\$615.55
2024	\$29.95	\$5.33	\$26.54	\$618.23
2025	\$29.95	\$5.38	\$26.76	\$620.94
2026	\$29.95	\$5.42	\$26.99	\$623.66
2027	\$29.95	\$5.47	\$27.22	\$626.42
2028	\$29.95	\$5.51	\$27.45	\$629.19
2029	\$29.95	\$5.56	\$27.69	\$631.99
2030	\$29.95	\$5.61	\$27.92	\$634.81

MM\$= millones de pesos; \$/ton =pesos por tonelada métrica

Suposiciones importantes:

- Los agricultores mexicanos queman el 85% del total de la paja de trigo. El 15% de la paja se incorpora a la tierra, el alimento para ganado y otros usos.
- En el Valle de Mexicali se generan 3 toneladas de paja de trigo disponible por estada.
- Se contratará un servicio de recolección y transporte de paja.
- La central generadora se ubicará a menos de 60 km de los campos de trigo.
- Los costos de las instalaciones para la planta generadora se tomaron de estudios de todo tipo de biomasa agrícola.

Incertidumbres principales

- Para la implementación de esta política se está considerando el apoyo de los gobiernos federal y estatal y de la Asociación Ganadera.

Beneficios y costos adicionales

- Beneficios:
 - Económicos:

- Creación de empleos.
- Venta de paja de trigo. La mayoría de los agricultores (85%) no obtiene ningún beneficio económico de la venta de esta biomasa.
- Ambientales:
 - Disminución de las emisiones derivadas de la quema de paja de trigo.
 - Disminución de las emisiones derivadas de la producción de electricidad.
 - Se promueve el uso de la paja de trigo para su incorporación al suelo: se mejora la calidad de los terrenos agrícolas.
- Sociales:
 - Disminución de los problemas de salud pública derivados de la quema de paja de trigo, especialmente las enfermedades respiratorias crónicas.
- Costos:
 - Costo de la recolección y el transporte de la paja de trigo de la zona agrícola a la planta generadora de energía.
 - Costo de las instalaciones de la planta generadora.

Problemas de viabilidad

- Disposición de los agricultores. Algunos agricultores creen que la quema de paja es una actividad necesaria, ya que ayuda a eliminar la hierba mala, las plagas y las enfermedades. Además, esta práctica no les genera a ellos ningún costo.
- Instalación de las plantas generadoras en las zonas rurales, cerca de los terrenos agrícolas, para evitar los costos de transporte. La planta generadora se debe instalar en un perímetro de 20 a 30 km de donde se encuentra la biomasa.

Aprobación del grupo

Aprobado.

Nivel de apoyo del grupo

Unánime.

AFOLU-4. Producción de bioetanol a partir de cultivos

Descripción de la política

En esta política se propone la producción de sorgo dulce (*Sorghum bicolor L. Moench*) en el Valle de Mexicali para producir bioetanol. El bioetanol generado se utilizará como fuente de biocombustible, basado en una mezcla, para fines del sector transporte en Baja California. La política AFOLU-4 promueve el uso de prácticas agrícolas sustentables en la producción de sorgo dulce, como el uso de poco fertilizante y agua. Además, esta nueva producción agrícola representa otra opción para los agricultores de Mexicali durante el ciclo agrícola de primavera/verano.

La producción y el uso de bioetanol como combustible generarán una reducción en las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) generadas por el sector transporte, que representa más de la mitad de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en el Estado.

La política AFOLU-4 incluye el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero y los costos de 1) el cultivo, 2) la cosecha, 3) el transporte y 4) el proceso de biorrefinería del sorgo dulce. Las emisiones y los costos después de la biorrefinería se calculan en Política de transporte y uso de la tierra (TLU- 2) Combustibles alternativos: bioetanol y biodiésel-. Esta política es la primera parte de todo el análisis.

Diseño de la política

Metas:

Producir 32,250,000 litros de bioetanol a partir del sorgo dulce para mezclarlos con gasolina.

Calendarización:

2017-2025

Actores involucrados:

Para la implementación de esta política se requiere la participación y el apoyo de las siguientes instancias:

Federales:

2. Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA)
3. Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO)
4. Fideicomiso Instituido en Relación con la Agricultura (FIRA)
5. Financiera Nacional de Desarrollo Agropecuario, Rural, Forestal y Pesquero (Financiera Rural)
6. Secretaría de Energía (SENER)
7. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)
8. Petróleos Mexicanos (PEMEX)
9. Centros de investigación

Estatales:

1. Secretaría de Fomento Agropecuario (SEFOA)
2. Secretaría de Protección Ambiental (SPA)
3. Secretaría de Desarrollo Económico (SEDECO)
4. Universidades de Baja California

Locales:

1. Asociaciones de agricultores de Mexicali
2. Sociedad civil, organismos no gubernamentales

Mecanismos de implementación

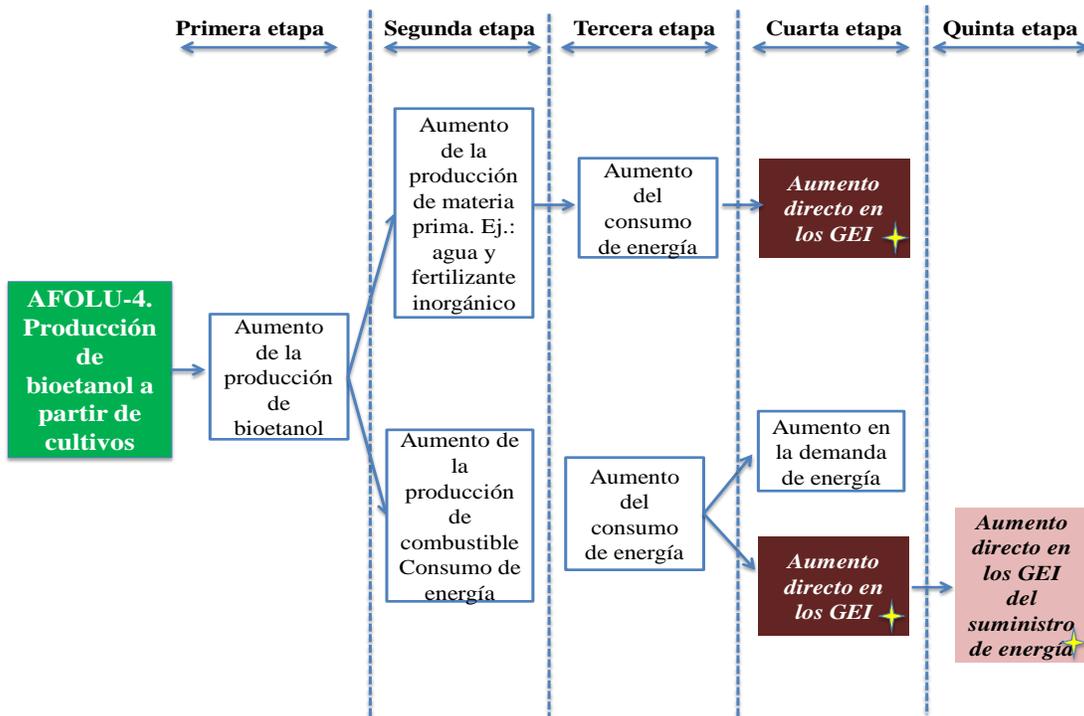
- 1) Crear un programa estatal para fomentar la producción de cultivos energéticos para generar bioetanol a partir de sorgo dulce, considerando lo siguiente:
 - a) Dar preferencia a los suelos con altos niveles de salinidad y sodio.
 - b) Implementar un precio garantizado para los cultivos energéticos, para hacer atractiva su producción para los agricultores.
 - c) Instalar biorrefinerías autónomas en las zonas rurales cercanas a los cultivos.
 - d) Desarrollar talleres de capacitación para los agricultores.
 - e) Aprovechar el 100% del bagazo para generar electricidad que permita abastecer a la biorrefinería.
 - f) Utilizar la biomasa obtenida en las biorrefinerías y los residuos de sorgo dulce (hojas y tallos) para adicionarlos al suelo.
 - g) Aprovechar el 100% del bagazo para generar energía que permita abastecer a la biorrefinería. Además, utilizar la biomasa residual de la biorrefinería para adicionar el resto de los subproductos agrícolas (hojas y tallos) al suelo.
 - h) Programar la siembra y la cosecha de sorgo en: marzo (siembra), julio (primer corte) y noviembre (segundo corte).
- 2) Aprovechar el *Programa de Producción Sustentable de Insumos para Bioenergéticos y de Desarrollo Científico y Tecnológico* para obtener recursos para la producción; y (2) el *Programa de Introducción de Bioenergéticos* para la instalación de biorrefinerías.
- 3) Aprovechar el marco regulatorio para el fomento de las energías limpias (Banco de energía, cogeneración eficiente, etc.).

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- *Programa de Producción Sustentable de Insumos para Bioenergéticos y de Desarrollo Científico y Tecnológico* de la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA).
- Programa de fomento a la agricultura 2014: Componente de bioenergía y sustentabilidad. Subsecretaría de Agricultura. Dirección General de Fibras Naturales y Biocombustibles (programa federal).
 - Concepto: Bioenergía.
 - Hasta el 30% del costo del paquete de tecnología, y hasta \$ 5, 000,000 (cinco millones de pesos 00/100 MN) por proyecto. Para plantas piloto, hasta el 50% del proyecto y hasta \$ 20, 000,000 (veinte millones de pesos 00/100 MN) por proyecto.
- *Programa de Introducción de Bioenergéticos* para la instalación de biorrefinerías de la Secretaría de Energía (SENER).

Tipos de reducciones de GEI

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro AFOLU-4-1. Estimación de las reducciones netas de GEI derivadas de la aplicación de AFOLU-4 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2015-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2015-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total 2015-2030		
		2020	2030			
AFOLU-3	Aumentar la producción de bioetanol	Ver TLU-2	Ver TLU-2	Ver TLU-2	Ver TLU-2	Ver TLU-2

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2016 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2016-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2016-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- Alvarado *et al.*, 2011, "Genotipos de sorgo dulce potenciales para producción de bioetanol en el Valle de Mexicali", *Investigación y Ciencia*, 15-20 pp. Mexicali, B.C. En: <http://www.redalyc.org/pdf/674/67419879002.pdf>
- Cai H., *et al.*, 2013, "Life-cycle energy use and greenhouse gas emissions of production of bioethanol from sorghum in the United States", *Biotechnology for biofuels*, 6:141. En: <http://www.biotechnologyforbiofuels.com/content/pdf/1754-6834-6-141.pdf>
- COCEF/CCS/Gobierno de Baja California, 2010, "Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025", Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (Cocef), Center for Climate Strategies (CCS), Ciudad Juárez Chihuahua.
- IEA/OECD, 2007, "Biomass for power generation and CHP", IEA energy technology essentials, Paris. <http://www.iea.org/techno/essentials3.pdf>
- INE/Semarnat, 2012, "Sistema de planeación de alternativas energéticas de largo plazo (LEAP): Manual de Capacitación", Instituto Nacional de Ecología/Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. [file:///C:/Users/CarolinaSG/Downloads/2011_Sistema%20de%20planeacion%20de%20alternativas%20energeticas%20de%20largo%20plazo%20\(LEAP\).pdf](file:///C:/Users/CarolinaSG/Downloads/2011_Sistema%20de%20planeacion%20de%20alternativas%20energeticas%20de%20largo%20plazo%20(LEAP).pdf)
- Intelligent Energy Europe, 2012, "Difusión de un modelo sostenible en la UE para producir etanol de 1ra generación a partir de sorgo dulce en plantas descentralizadas", Sweethanol, 9na ed. <http://www.sweethanol.eu/upload/file/9th%20Newsletter%20SP.pdf>
- IPCC, 2006, "Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero", Volumen 2: Energía, Capítulo 2: Combustión estacionaria, Cuadro 2.2. Otra biomasa sólida primaria, en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

- IPCC, 2006, "Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero", Volumen 2: Energía, Capítulo 3: Combustión móvil, cuadro 3.3.1. Factores de emisión por defecto para las fuentes y maquinaria móviles todo terreno, en, http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_3_Ch3_Mobile_Combustion.pdf
- Muñoz *et al.*, 2012, "Baja California: Perfil energético 2010-2020", Comisión Estatal de Energía de Baja California, en <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>
- Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable (OEIDRUS), 2014, "Producción histórica anual del algodón en Mexicali", Series históricas agrícolas 2003-2013, Secretaría de Fomento Agropecuario (Sefoa) en <http://201.140.167.37/series/>
- Sagarpa, 2014, "Programa de Fomento a la agricultura 2014, Componente de bioenergía y sustentabilidad", Subsecretaría de Agricultura-Dirección General de Fibras Naturales y Biocombustibles. http://firco.gob.mx/componentes_2014/Documents/bioenergia2014/CONVOCATORIA_BIOENERGIA%20Y%20SUSTENTABILIDAD%202014.pdf
- Secretaría General de Medio Ambiente Rural y Producción ecológica, 2009, "Análisis de la eficiencia energética del cultivo del algodón en Andalucía", Consejería de Agricultura y Pesca de la Junta de Andalucía, España. En http://ws128.juntadeandalucia.es/agriculturaypesca/portal/opencms-cap/opencms/handle404?exporturi=/agriculturaypesca/portal/export/sites/default/comun/galerias/galeriaDescargas/cap/servicio-estadisticas/Estudios-e-informes/desarrollo-rural-sost/eficiencia_energxtica_algodxn_andalucxa.pdf&exporturi=/agriculturaypesca/portal/export/sites/default/comun/galerias/galeriaDescargas/cap/servicio-estadisticas/Estudios-e-informes/desarrollo-rural-sost/eficiencia_energxtica_algodxn_andalucxa.pdf
- Sefoa, 2013, "Estimación de costo de cultivo de la línea de algodón O.I. 2012-2013", Dirección de Asesoría y Acompañamiento técnico, Secretaría de Fomento Agropecuario de Baja California (Sefoa).
- Sefoa, 2013, "Estimación de costo de cultivo de la línea de sorgo grano P.V. 2013", Dirección de Asesoría y Acompañamiento técnico, Secretaría de Fomento Agropecuario de Baja California (Sefoa).
- Sefoa, 2014, "Producción histórica anual del algodón en Mexicali", Series históricas agrícolas 2003-2013, Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable (OEIDRUS), Secretaría de Fomento Agropecuario de Baja California (Sefoa) en <http://201.140.167.37/series/>
- Sener/BID/GTZ, 2006, "Potencialidades y viabilidad del uso de bioetanol y biodiésel para el transporte en México", México, <http://www.bioenergeticos.gob.mx/descargas/SENER-BID-GTZ-Biocombustibles-en-Mexico-Estudio-completo.pdf>
- Smith C., and R. Frederiksen, 2000, "Sorghum: origin, history, technology and production", John Wiley and Sons, 811 p., New York.

Métodos de cuantificación:**a) Sección de emisiones**

En la meta se considera la capacidad agrícola del Valle de Mexicali. Este análisis se centró en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el costo de 1) el cultivo, 2) la cosecha, 3) el transporte y 3) el proceso de biorrefinería del sorgo y el algodón. En la política TLU-2 se calculan las emisiones y los costos del proceso de mezcla y la combustión de bioetanol.

Cuadro AFOLU-4-2. Estimación de la producción de sorgo dulce y bioetanol

Año	Capacidad de producción acumulada	Área de producción de sorgo
	Litros	Hectáreas
2017	3,583,333	484
2018	7,166,667	968
2019	10,750,000	1,453
2020	14,333,333	1,937
2021	17,916,667	2,421
2022	21,500,000	2,905
2023	25,083,333	3,390
2024	28,666,667	3,874
2025	32,250,000	4,358
2026	32,250,000	4,358
2027	32,250,000	4,358
2028	32,250,000	4,358
2029	32,250,000	4,358
2030	32,250,000	4,358

La sección de las emisiones de GEI incluye la Situación Habitual de la emisión de GEI procedentes de la producción de algodón, con datos proporcionados por la SEFOA, 2014. A continuación, se calcularon los GEI del proceso agrícola del sorgo dulce. Esta información se obtuvo sobre el consumo de combustibles y fertilizantes

Cuadro AFOLU-4-3. Estimación de las emisiones de GEI resultantes de la producción de algodón y sorgo dulce

Año	Algodón		Sorgo dulce	
	Consumo de combustible:	Emisiones de GEI: Diésel y fertilizante	Consumo de combustible:	Emisiones de GEI: Diésel y fertilizante
	TJ Diésel	tCO2	TJ Diésel	tCO2
2017	8	866	7	746
2018	15	1,733	15	1,491
2019	23	2,599	22	2,237
2020	31	3,466	29	2,983
2021	39	4,332	36	3,728
2022	46	5,199	44	4,474
2023	54	6,065	51	5,220
2024	62	6,932	58	5,965
2025	69	7,798	66	6,711
2026	69	7,798	66	6,711
2027	69	7,798	66	6,711
2028	69	7,798	66	6,711
2029	69	7,798	66	6,711
2030	69	7,798	66	6,711

TJ= Terajoules; tCO₂e= toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente

El siguiente paso consistió en calcular el combustible requerido y las emisiones generadas por la cosecha (incluyendo el proceso de ensilaje para preservar la biomasa), la recolección y el transporte del sorgo dulce.

Cuadro AFOLU-4-4. Consumo**de energía de la cosecha, el transporte y el proceso de biorrefinería**

Año	Consumo de energía de la cosecha	Consumo de energía del transporte (campo-biorrefinería)	Consumo de energía del proceso de biorrefinería: bagazo	Consumo de energía del transporte (biorrefinería-PEMEX)
	TJ diésel	TJ diésel	TJ electricidad y calor	TJ diésel
2017	0.6	0.7	33	0
2018	1.1	1.4	66	0
2019	1.7	2.2	99	1
2020	2.2	2.9	132	1
2021	2.8	3.6	165	1
2022	3.3	4.3	198	1
2023	3.9	5.0	231	1
2024	4.4	5.8	264	2
2025	5.0	6.5	297	2
2026	5.0	6.5	297	2
2027	5.0	6.5	297	2
2028	5.0	6.5	297	2
2029	5.0	6.5	297	2
2030	5.0	6.5	297	2

TJ= Terajoules

Cuadro AFOLU-4-5. Estimación de GEI resultantes de la cosecha, el transporte y el proceso de biorrefinería del sorgo dulce

Año	Emisiones de la cosecha	Emisiones del transporte (campo-biorrefinería)	Emisiones del proceso de biorrefinería: bagazo	Emisiones del transporte (biorrefinería-PEMEX)
	tCO ₂ e	tCO ₂ e	tCO ₂ e	tCO ₂ e
2017	46	60	83	17
2018	92	121	165	33
2019	138	179	248	50
2020	184	239	330	66
2021	230	299	413	83
2022	276	358	496	100
2023	322	419	578	116
2024	368	478	661	133
2025	414	538	743	149
2026	414	538	743	149
2027	414	538	743	149
2028	414	538	743	149
2029	414	538	743	149
2030	414	538	743	149

tCO₂e= toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente

b) Sección de costos

Por último, se calcularon los costos de 1) el cultivo, 2) la cosecha, 3) el transporte y 3) el proceso de biorrefinería del sorgo y el algodón. El análisis se dividió en componentes no combustibles y diésel, operación y mantenimiento, e instalación de biorrefinería. Se consideraron los subsidios gubernamentales al cultivo de sorgo dulce y la instalación de biorrefinería.

Cuadro AFOLU-4-6. Costos de producción del sorgo dulce

Año	Costo de producción
	\$/tonelada
2017	\$288
2018	\$290
2019	\$292
2020	\$294
2021	\$296
2022	\$299
2023	\$301
2024	\$303
2025	\$305
2026	\$307
2027	\$310
2028	\$312
2029	\$314
2030	\$317

\$= pesos; el subsidio del gobierno para la producción agrícola se consideró hasta el final del periodo de planificación.

Cuadro AFOLU-4-7. Costos de la biorrefinería

Año	Costos de capital anualizados: biorrefinería	OyM de la biorrefinería	Ventas del excedente de energía
	MM\$	MM\$	MM\$
2017	\$23	\$15	(\$1.92)
2018	\$23	\$31	(\$3.85)
2019	\$23	\$46	(\$5.77)
2020	\$23	\$62	(\$7.69)
2021	\$23	\$77	(\$9.62)
2022	\$23	\$92	(\$11.5)
2023	\$23	\$108	(\$13.5)
2024	\$23	\$123	(\$15.4)
2025	\$23	\$139	(\$17.3)
2026	\$23	\$139	(\$17.3)
2027	\$23	\$139	(\$17.3)
2028	\$23	\$139	(\$17.3)
2029	\$23	\$139	(\$17.3)
2030	\$23	\$139	(\$17.3)

MM\$= millones de pesos

Cuadro AFOLU-4-8. Costos de producción netos del bioetanol

Año	\$/Litro
2017	\$10.59
2018	\$7.90
2019	\$7.12
2020	\$6.75
2021	\$6.55
2022	\$6.44
2023	\$6.37
2024	\$6.33
2025	\$6.32
2026	\$6.37
2027	\$6.43
2028	\$6.49
2029	\$6.54
2030	\$6.60

Suposiciones importantes:

- Cultivo y transporte de biomasa:
 - Rendimiento del sorgo: 100 toneladas/hectárea/año. Dos cortes por año (50 toneladas/corte).
 - Uso mínimo de agua y fertilizantes. Aumento mínimo de la Situación Habitual de la producción de algodón para el cultivo de sorgo.
 - Capacidad del camión para el transporte del bioetanol de la biorrefinería a la biorrefinería de PEMEX: 20,000 litros.
 - El costo del cultivo se tomó del costo de la producción de sorgo en grano (excepto el proceso de ensilaje).
 - Financiamiento del proceso agrícola: se financiará hasta el 30% del proceso agrícola, hasta \$5,000,000 de pesos por proyecto.
- Biorrefinería:
 - La biorrefinería se ubicará a 60 kilómetros de los campos de sorgo dulce.
 - Capacidad de la planta de biorrefinería: 150 m³/diarios, 250 días/año, 86% de su capacidad y 32,250 m³/año.
 - Costo del insumo (sorgo dulce): Mx\$600.00/tonelada.
 - Rendimiento de bioetanol: 74 litros/tonelada.
 - El bagazo del sorgo dulce se utilizará para producir energía para la biorrefinería (calor y electricidad).

- El excedente de energía se venderá a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o al Sector Industrial.
- Subsidio para la instalación de la biorrefinería: Mx\$20,000,000 por planta.

Incertidumbres principales

- Los rendimientos de la producción de sorgo dulce dependen de cada agricultor.
- Los rendimientos de la producción de energía dependen del tipo de sistema instalado.
- Para la implementación de esta política se considera el apoyo de los gobiernos federal y estatal, así como de las asociaciones de agricultores.
- La iniciativa privada y los gobiernos federal y estatal brindarán apoyo para financiar o subsidiar la biorrefinería.

Beneficios y costos adicionales

- Beneficios:
 - Económicos:
 - Creación de empleos.
 - Venta de sorgo dulce.
 - Ambientales:
 - Disminución de las emisiones del cultivo de sorgo dulce: menos fertilizante inorgánico y agua. El sorgo dulce utiliza menos fertilizante y agua que otros cultivos en Mexicali.
 - Disminución de las emisiones del bioetanol.
- Costos:
 - Costo del transporte del sorgo dulce de la zona agrícola a la biorrefinería.
 - Costo de las instalaciones de la biorrefinería.

Problemas de viabilidad

- Disposición de los agricultores a cambiar sus cultivos.
- Instalación de la biorrefinería en la zona rural, cerca de los terrenos agrícolas para reducir los costos de transporte. La biorrefinería se debe instalar en un perímetro de 60 kilómetros de donde se encuentra la biomasa, dentro del Valle de Mexicali.

Aprobación del grupo

Aprobado.

Nivel de apoyo del grupo

Unánime.

AFOLU-5. Gestión del pastoreo de ganado

Descripción de la política

En Baja California, actualmente la cantidad de cabezas de ganado, principalmente bovino, se ha incrementado debido al crecimiento demográfico, que tiene una influencia directa en la demanda de alimentos, principalmente en el consumo de carne y productos lácteos, ya que ambos tipos de alimentos proviene de bovinos que son importantes para la actividad ganadera del Estado.

Sin embargo, la cría de ganado tiene efectos sobre el medio ambiente. Los datos de la FAO, 2006, indican que el 18% de los gases de efecto invernadero en todo el mundo provienen de esta actividad, que también afecta el suelo y el consumo de agua.

Para reducir los impactos ambientales de la cría de ganado en Baja California, se propone una política con sus mecanismos, cuyo principal objetivo es reducir la carga animal, con el fin de mejorar el terreno deteriorado, evitar la erosión y optimizar el desarrollo de la vegetación que ha sido dañada por el sobrepastoreo en Baja California.

Diseño de la política

Metas:

1. Limitar la carga animal a 0.03 unidades (cabezas de ganado de pastoreo) por hectárea.
2. Lograr dicha reducción en el 20% de todas las áreas (principal prioridad) del Estado para el año 2016, y el 60% para el 2020.

Calendarización: 2014-2020

Actores involucrados:

Instancias nacionales:

1. SAGARPA
2. INIFAP

Instancias estatales:

1. Gobiernos municipales
2. SEFOA
3. Unión Ganadera Estatal.
4. PROGAN
5. Secretaría de Protección Ambiental

Mecanismos de implementación

- Establecer un diagnóstico sobre el pastoreo excesivo, la erosión, la pérdida de suelo y la problemática del agua. En dicho diagnóstico se identificarán áreas críticas con los requisitos de ajuste inmediato de la carga animal, y se definirán medidas de tratamiento para mejorar las condiciones del terreno dañado por el sobrepastoreo.
- Capacitación para los ganaderos sobre el uso correcto del suelo. Será impartida por personal especializado en el ganado y la gestión del suelo. El objetivo de la capacitación es orientar a los ganaderos sobre el manejo del ganado en las zonas de pastoreo para obtener un alto peso por cabeza usando menos superficie de pastoreo. La capacitación será impartida por SEFOA o SAGARPA-B.C.
- Legislar para fijar la carga animal en niveles que no afecten los suelos. Este mecanismo es en relación con el primer mecanismo, ya que la legislación debe tener como referencia y apoyo el diagnóstico, a fin de indicar la carga animal ideal para evitar problemas de sobrepastoreo.
- Monitoreo (Aplicación de la ley) para vigilar que se tenga la carga animal exacta. Las autoridades que rigen la actividad ganadera serán las responsables de verificar, con base en la ley, que todos los ganaderos tengan el número ideal de cabezas de ganado en sus terrenos.

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- Proyecto Transversal de Apoyo Emergente al Ajuste de la Carga Animal en Agostaderos (SAGARPA)

Cadena causal de las reducciones de GEI

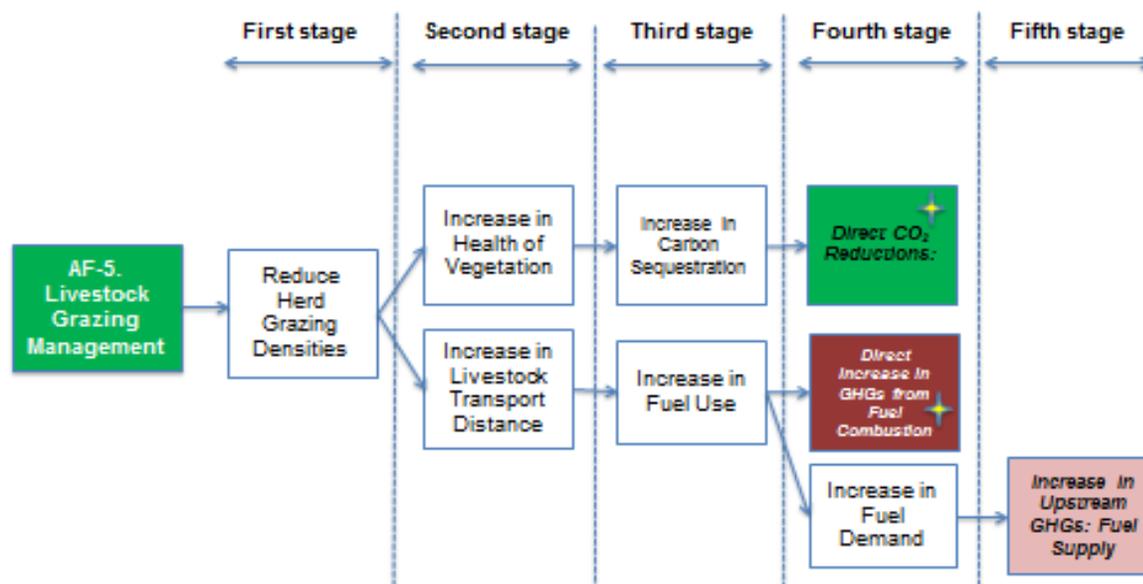
El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro AFOLU-5-1. Estimación de las reducciones de GEI derivadas de la aplicación de AFOLU-5 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (TgCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2015-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2015-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
AFOLU-5	Gestión del pastoreo de ganado	0.0689	0.11648	1.31	\$1,117	\$855

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; TgCO₂e = teragramos de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2016 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2016-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2016-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los Tg acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos

- Adame S, Oropeza J, Martínez M, Santoyo Vinicio y Ramírez M. Economic Evaluation of the Soil Conservation Project in the Texcoc River Basin. *Agrociencia*, vol 34, núm. 4, Julio-agosto, 2000, pp 5009-521, Colegio de Postgraduados México.
- Centro Empresarial de Asesoría, S.C. Estimación del Costo de Oportunidad del Uso de Suelo Forestal en Ejidos a Nivel Nacional. Instituto Nacional de Ecología-Dirección General de Investigación en Política y Economía Ambiental, 2002. Disponible en: http://www.inecc.gob.mx/descargas/dgipea/costo_opor_cam_uso_suelo_for.pdf.
- Daniel Chacón Anaya, María Elena Giner, Mario Vázquez Valles, Stephen M. Roe, Juan A. Maldonado, Holly Lindquist, Brad Strode, Rachel Anderson, Cristina Quiroz, Jackson Schreiber. Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025, 2010, 1ª. ed. Ciudad Juárez, Chih.: Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza,
- Directrices del IPCC de 2006 para inventarios nacionales de gases efecto invernadero. Capítulo 6 Pastizales. Disponible en: http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/4_Volume4/V4_06_Ch6_Grassland.pdf.
- Fideicomiso Instituido en Relación a la Agricultura (FIRA). Panorama Agroalimentario-Carne de Bovino 2010. Disponible en: <http://www.corraldeengorda.com.mx/download/panorama-bovino-carne-2010.pdf>.
- Gabriela Muñoz, Eliseo Díaz, Héctor Campbell and Margarito Quintero. 2012. Baja California: Perfil Energético 2010-2020, Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Instituto Nacional de Ecología-Superficie Afectada por Sobrepastoreo. Disponible en: http://www.paot.mx/centro/inesemarnat/indicadores05/indicadores04/03_suelos/ficha_3_2.shtml
- Ortega L y Saldaña R. Producción Pecuaria Sustentable y Ordenamiento Ganadero y Apícola PROGAN Productivo. Secretaría de Agricultura Ganadería Desarrollo Rural Pesca y Alimentación-XXXIII Seminario de Economía Agrícola-Mesa 3. La política actual de desarrollo del sector Productividad, Asistencialismo y Medio Ambiente, 1 Octubre 2013. Disponible en: <http://www.iiec.unam.mx/sites/www.iiec.unam.mx/files/Presentaci%C3%B3n%20Luis%20Ortega.pdf>
- Secretaría de Fomento Agropecuario de Baja California, Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable. Disponible en: http://www.oedrusbc.gob.mx/oedrus_bca/.
- Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, Compendio de Estadísticas Ambientales 2012, Coeficiente de Agostadero por Entidad. Disponible en: http://app1.semarnat.gob.mx/dgeia/Compendio_2012/dgeiawf.semarnat.gob.mx_8080/ibi_apps/WFServlet77fe.html.
- Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales-Anexo 2. Modelos propuestos para la recuperación y conservación forestal en la región I, Península de Baja California, 2007.

Disponible en:
<http://www.conafor.gob.mx:8080/documentos/docs/12/0Modelos%20de%20Recuperaci%20n%20Forestal%20Propuestos%20para%20la%20Pen%20C3%ADnsula%20de%20Baja%20California.pdf>.

- Tennigkeit Timm and Wilkes Andreas, Las Finanzas del Carbono de los Pastizales una Evaluación del Potencial en los pastizales Comunales. Word Agroforestry Centre, 2008. Pág. 17. Disponible en:
[http://cmsdata.iucn.org/downloads/microsoft word_carbon_finance_spanish.pdf](http://cmsdata.iucn.org/downloads/microsoft_word_carbon_finance_spanish.pdf).

Métodos de cuantificación: El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI por total anual de cabezas de ganado; en este caso se consideraron las emisiones provenientes de la fermentación entérica y la gestión del estiércol. El siguiente paso fue calcular la reducción de las emisiones contemplada con la aplicación de la política; en este caso las emisiones evitadas dependen de la reducción del ganado.

Tomando las reducciones como referencia se calculó la sección de costos, principalmente los costos de las mejoras en los pastizales y la reducción del ganado. El costo total incluye el costo de capital, el costo administrativo, el costo total, los gastos evitados y los costos o beneficios netos de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones del ganado en la Situación Habitual, con excepción de las vacas lecheras, se calculan de la siguiente manera:

- Total de ganado, excepto las vacas lecheras, en cada año en Baja California.
- Factor de emisión de la fermentación entérica (cabezas de ganado /CO_{2e}).
- Factor de emisión de la gestión del estiércol (cabezas de ganado /CO_{2e}).
- Emisiones totales de la fermentación entérica. Se multiplica el total de cabezas de ganado de cada año por el factor de emisiones de la fermentación entérica.
- Total de emisiones de la gestión de estiércol. Se multiplica el total de cabezas de ganado de cada año por el factor de emisiones de la gestión del estiércol.
- Total de emisiones de CO_{2e}. Se suma el total de emisiones de la gestión del estiércol y el total de emisiones de la fermentación entérica; el resultado final se expresa en millones de toneladas.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Se identifica la cantidad de terrenos con sobrepastoreo.
- Objetivos de la política. Tomando como referencia los objetivos de la política, éstos se distribuyen en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año.
- Reducción de los terrenos con sobrepastoreo. Se multiplican los objetivos de la política por la cantidad de terrenos con sobrepastoreo.
- Reducción del ganado. A la reducción de los terrenos con sobrepastoreo se le resta la cantidad de ganado excedente.
- Factor de emisiones. Factor de emisiones de la fermentación entérica y la gestión del estiércol.
- Total de emisiones de la fermentación entérica evitadas. Se multiplica la reducción de ganado por el factor de emisiones de la fermentación entérica.
- Total de emisiones de la gestión del estiércol evitadas. Se multiplica la reducción de ganado por el factor de emisiones de la gestión del estiércol.
- Total de emisiones de GEI evitadas. Se suma el total de emisiones de la fermentación entérica evitado y el total de las emisiones de la gestión de estiércol evitado. El resultado se expresa en millones de toneladas.
- Todo este método es por año.

b) Sección de costos

Costos de capital

Los costos de capital se calculan de la siguiente manera:

- La inversión de capital necesaria para recuperar las hectáreas dañadas por el sobrepastoreo.
- Reducción de los terrenos con sobrepastoreo.
- Costo de capital. Se multiplica la inversión de capital por la reducción del terreno con sobrepastoreo y el resultado es el costo de capital expresado en millones de pesos.

Costos de capital anualizados

El costo de capital anualizado se calcula de la siguiente manera:

- El Factor de Recuperación de Capital se calcula utilizando la tasa de interés y la vida útil del equipo en años.
- Multiplicando el Factor de Recuperación de Capital por los Costos de Capital de cada año se obtiene el costo de capital anualizado.
- Para cada año hay que sumar los costos anualizados del año anterior.

Costos de operación y mantenimiento

Los Costos de Operación y Mantenimiento se calculan de la siguiente manera:

- Costo de OyM por hectárea.
- Total de OyM. Se multiplica el costo de OyM por el número de la reducción de terrenos con sobrepastoreo; el resultado es anual y se expresa en millones de pesos.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- Reducción de ganado por año.
- Costo de producir 1 Kg. de carne.
- Peso promedio del ganado.
- Gastos evitados. Se multiplica la reducción por año, el costo de producir un kilogramo de carne y el peso promedio del ganado.

Costos de oportunidad

Los costos de oportunidad se calculan de la siguiente manera:

- Ingresos. Precio de mercado de la carne multiplicado por la reducción de ganado.
- Costos. Costos de la producción de carne multiplicados por la reducción de ganado.
- Costos de oportunidad. Se resta el ingreso de los costos; el resultado es el ingreso que el productor agropecuario perderá al reducir el número de cabezas de ganado.

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Se suma el costo de capital anualizado, el costo de oportunidad y el costo de OyM; es por año hasta el 2020.

Costos o beneficios netos

Los costos o beneficios netos se calculan de la siguiente manera:

- Se restan los gastos evitados de los costos totales de cada año hasta el 2020, para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor presente neto

El valor presente neto se calcula de la siguiente manera:

- El VPN de esta corriente de flujo de efectivo se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2012 del costo global con descuento (beneficio) que tendría el programa para el Estado en 2020 (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 10% de la inversión en la política provendrá del subsidio federal de PROGAN, un programa federal de fomento a la ganadería.
- El 90% de la inversión provendrá de los productores pecuarios.
- El siguiente cuadro muestra las suposiciones sobre el factor de emisiones del ganado. Los factores de emisiones directas provienen del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*.

Cuadro AFOLU-5-2. Factor de emisiones de otro ganado en Baja California (tCO_{2e}/cabeza)

Ganado	Emisión	Factor de emisiones (tCO _{2e} /cabeza)
Otro ganado	Gestión del estiércol	0.021
Otro ganado	Fermentación entérica	1.176

tCO_{2e}/cabeza = Toneladas de dióxido de carbono equivalente por cabeza de ganado.

- El valor de referencia de la población pecuaria proviene del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*.
- El siguiente cuadro muestra el total de la superficie ganadera y la superficie de sobrepastoreo en Baja California. Esta información fue tomada del INE (Instituto Nacional de Ecología)

Cuadro AFOLU-5-3. Ganado y superficie de sobrepastoreo por Estado, 2002

ENTIDAD FEDERATIVA	SUPERFICIE	
	GANADERA	SOBREPASTOREO
Aguascalientes	280 000	4 249
Baja California	4 700 000	16 316
Notas:		

1) La información de la superficie ganadera fue revisada en el 2004 por Cotecoca (Comisión Técnica Consultiva de Coeficientes de Agostadero, Sagarpa) determinando que no era necesaria su modificación.

2) La superficie con sobrepastoreo fue calculada por la Dirección de Geomática de la DGEIA, a partir de la información cartográfica de: Semarnat y CP (2003).

- El coeficiente de pastoreo fue tomado de SEMARNAT. Para Baja California el coeficiente es de 0.029 cabezas/Ha.
- El siguiente cuadro muestra los valores utilizados para calcular los costos de producción e ingresos de la generación de carne de bovino. La información proviene del Centro Empresarial de Asesoría A.C y FIRA.

Cuadro AFOLU-5-4. Costos de producción e ingresos de la generación de carne de bovino

Concepto	Valor	Unidad
Unidad de animal en canal	200	Kg de carne
Costo total por kg de carne	\$15.89	Mx \$/kg
Precio de mercado de la carne	\$36.99	Mx \$/kg

- El siguiente cuadro muestra la inversión de capital para recuperar las hectáreas dañadas. La información proviene de SEMARNAT.

Cuadro AFOLU-5-5. Costos de recuperación del suelo

Concepto	Precio	Unidad
Adquisición de 22 postes (\$51.00 C/U)	\$1,122	\$/ha
Adquisición de árboles	\$266	\$/ha
Adquisición de 715 metros lineales de alambre (\$0.60/m lineal)	\$429	\$/ha
Total	\$1,817	\$/ha

- El siguiente cuadro muestra los costos de OyM para la recuperación de las hectáreas dañadas. La información proviene de SEMARNAT

Cuadro AFOLU-5-6. Costos de OyM para la recuperación de terrenos de sobrepastoreo

Concepto	Precio	Unidades (pesos \$/ha)
Traslado	\$400	\$/ha
Preparación de pozos y colocación de postes	\$50	\$/ha
Poceta y plantación	\$100	\$/ha
Riego	\$1,090	\$/ha
Colocación de alambre de púas	\$100	\$/ha
Total OyM	\$1,740	\$/ha

- La tasa de descuento utilizada es del 5%

Problemas de viabilidad

- Aceptación de los productores pecuarios de la idea de reducir el número de cabezas de ganado.
- Posible renuencia de los legisladores.
- Existencia de programas de apoyo que brinden asesoría sobre la carga animal en pastizales.

Aprobación del grupo

Aprobado.

Nivel de apoyo del grupo

Unánime.

AFOLU-6. Silvicultura urbana

Descripción de la política

Esta política, con sus mecanismos, busca aprovechar terrenos baldíos que se encuentran en las ciudades de Baja California, para reforestarlos y aumentar la superficie de vegetación en el Estado, a la vez que se crean corredores verdes para ayudar a conectar los parques y jardines en las ciudades.

Dado que la superficie verde per cápita en las zonas urbanas de Baja California está por debajo de los estándares recomendados (9 m²/habitante), la correcta aplicación de la política propuesta promoverá el cumplimiento de estas normas.

Diseño de la política

Metas:

- Para el año 2020, aumentar la superficie de vegetación urbana en un 100%, medida en metros per cápita.
- Para el año 2030, aumentar en un 100% la superficie de vegetación urbana lograda en el 2020.

Calendarización:

La implementación comienza en 2016, para lograr la meta total en 2030. Se presume que habrá una ejecución lineal entre 2016 y 2020, y luego otra vez entre 2021 y 2030.

Actores involucrados:

Para la implementación de esta política se requiere la participación y el apoyo de las siguientes instancias:

Nivel federal:

1. Comisión Nacional Forestal
2. Comisión Nacional del Agua
3. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

Nivel estatal:

1. Comisión de Servicios Públicos
2. Secretaría de Protección Ambiental
3. Comisión Estatal del Agua

Nivel municipal

1. Desarrollo Urbano Municipal
2. Ecología Municipal

Otras:

1. Banco Interamericano de Desarrollo

Mecanismos de implementación

- Crear legislación para fijar las tarifas mínimas de silvicultura urbana per cápita.
- Identificar cuántas de estas superficies pueden de manera realista en parte de los corredores verdes de las ciudades.
- Identificar especies (pastos, árboles, plantas) que tengan posibilidades de florecer en las distintas zonas climáticas del Estado.
- Habilitar viveros para la producción de especies para los corredores verdes.

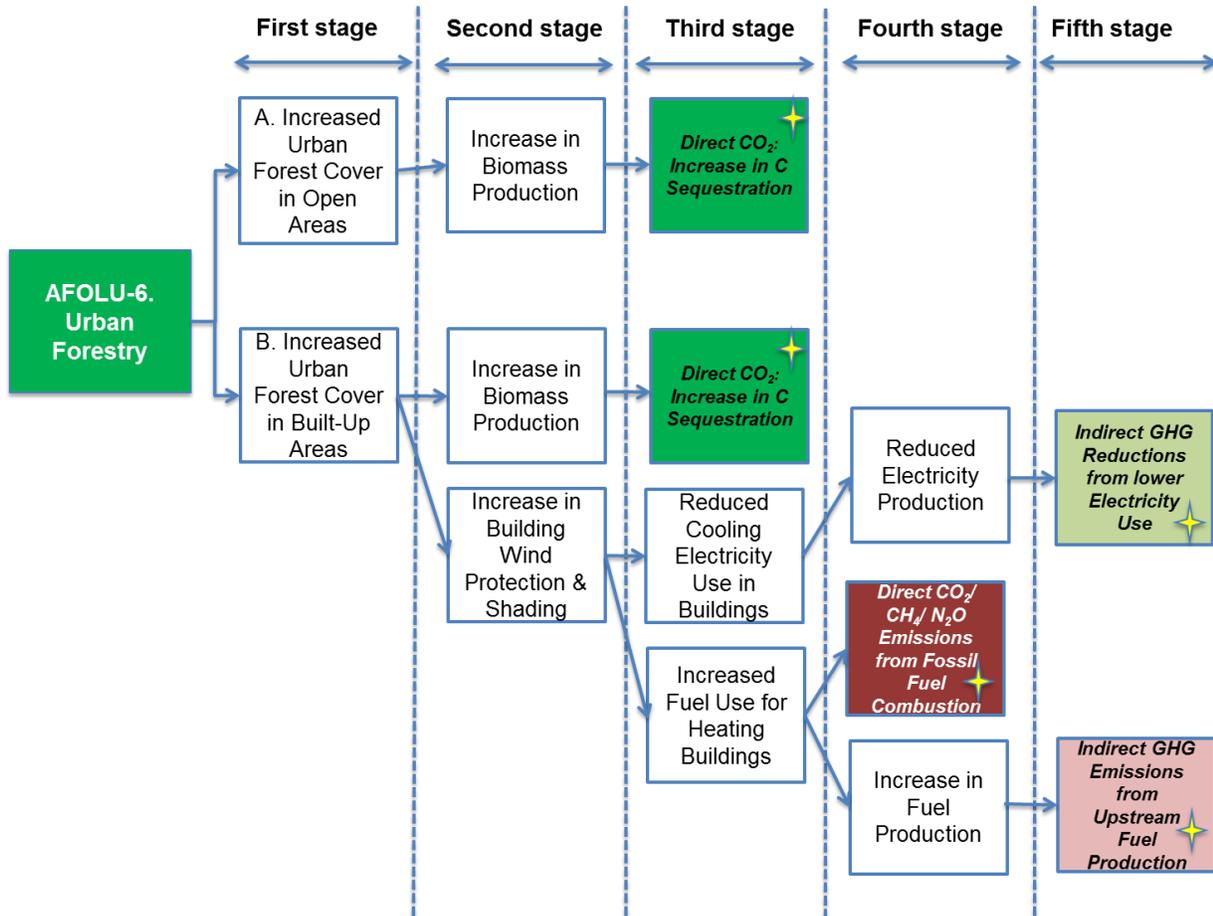
Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- *Programa Nacional Forestal:* Su objetivo es impulsar el aprovechamiento de los recursos forestales y sus asociados, de acuerdo a los principios de la gestión forestal sustentable, con el fin de contribuir a mantener y aumentar la disponibilidad de bienes y servicios ambientales.
- *Programa Nacional de Reforestación:* Su objetivo es reforestar, con una amplia y efectiva participación de la sociedad, mediante la utilización de técnicas y especies apropiadas a las condiciones ambientales de cada región, para la restauración y conservación de los ecosistemas y el aumento de la cobertura forestal del país.
- *Programa Corredores Verdes en Mexicali:* Este programa tiene como objetivo recuperar a través de la reforestación, la superficie de la tierra considerada actualmente como tiraderos clandestinos en Mexicali.

Cadena causal de las reducciones de GEI

El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

- El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
- El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
- El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
- El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro AFOLU-6-1. Estimación de las reducciones de GEI derivadas de la aplicación de AFOLU-6 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (TgCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2015-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2015-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
AFOLU-6	Silvicultura urbana	0.00004	0.00058	0.0031	\$17.17	\$5,514

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; TgCO₂e = teragramos de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2016 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2016-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2016-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los Tg acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos

- Sistema Estatal de Evaluación del Desempeño-Resumen de Indicadores. Disponible en: http://sei.copladebc.gob.mx/consultaciudadana/resumen_indicador.jsp?indicador=ES-SPA-18&tipografica=2.
- U.S Forest Service, disponible en: http://www.fs.fed.us/psw/publications/mcpherson/psw_2011_mcph.
- Meza R and Osuna E. Estudio Dasonométrico del Mezquite en la zona de las Pocitas, B.C.S. Instituto Nacional de Investigaciones Forestales, Agrícolas y Pecuarias. Folleto científico Número. 3, julio de 2003, disponible en: http://www.oedrus-bcs.gob.mx/Info_dependencias/INIFAP/Publicaciones_archivos/Mezquite%20Pocitas.pdf.
- McPherson et al, Western Washington and Oregon Community Tree Guide: Benefits, Costs and Strategic Planting. Center for Urban Forest Research, USDA Forest Service, Pacific Southwest Research Station. Marzo de 2002. Disponible en: http://www.fs.fed.us/psw/programs/uesd/uep/products/cufr_164.pdf.
- Diario Oficial de la Federación 25/02/2011. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5179472&fecha=25/02/2011.
- Krishnamurthy L. and Rente José. Áreas Verdes Urbanas en Latinoamérica y el Caribe. Centro de Agroforestería para el Desarrollo Sostenible, Universidad Autónoma Chapingo, 1998. Disponible en: http://www.rivasdaniel.com/Pdfs/Areas_verdes_LatAmerica.pdf.

Métodos de cuantificación: El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se toma en cuenta el número de árboles plantados y la cantidad de carbono capturado por cada uno de ellos. En esta sección también se consideran las emisiones evitadas por concepto de electricidad y combustible ahorrados.

Tomando las reducciones como referencia se calculó la sección de costos, principalmente el costo de plantar árboles y el costo del ahorro de energía y combustible. Esta sección incluye el costo de capital, el costo de OyM, el costo total, los gastos evitados y los costos o beneficios netos de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Secuestro de carbono por árbol.

El secuestro de carbono se calcula de la siguiente manera:

- Superficie de terreno por reforestar. Se identifica la cantidad de hectáreas en el Estado que será cubierta de árboles.
- Tipo de árbol. Se identifican los árboles regionales idóneos para el clima de Baja California.
- Porcentaje de árboles que se colocarán en el área por reforestar. En este caso es el 50%.
- Número de árboles por hectárea.
- Número total de árboles necesarios para la aplicación de la política. Se multiplica el número de árboles por hectárea por la superficie de terreno que se habrá de reforestar. El resultado es el total de árboles necesarios para implementar la política.
- Secuestro de carbono en árboles. Con base en la edad y el tipo de árbol, se identifica la cantidad de carbono capturado anualmente.
- Secuestro de carbono anual. Se multiplica el número de árboles necesarios para la aplicación de la política por el secuestro de carbono en árboles. El resultado se expresa en teragramos de CO₂ por año.

Ahorro de energía

La energía ahorrada se calcula de la siguiente manera:

- Electricidad ahorrada por cada árbol al evitar el uso de sistemas de refrigeración.
- Número total de árboles necesarios para la política.

- Proporción de beneficios energéticos potenciales obtenidos con los árboles plantados cada año.
- Ahorro de energía. Se multiplica la electricidad ahorrada por cada árbol por el número total de árboles necesarios para la implementación de la política y la proporción de beneficios energéticos potenciales obtenidos con los árboles plantados cada año. El resultado se expresa en millones de pesos.

Ahorro de combustible

El ahorro de combustible se calcula de la siguiente manera:

- Ahorro de calefacción. Los árboles proporcionan resguardo a las viviendas en invierno, ayudando a reducir el uso de los sistemas de calefacción. Aquí es necesario identificar el total de combustible ahorrado por cada árbol.
- Proporción de beneficios energéticos potenciales obtenidos con los árboles plantados cada año.
- Número total de árboles necesarios para la implementación de la política.
- Ahorro de combustible. Se multiplica el ahorro de calefacción, la proporción de beneficios energéticos potenciales obtenidos con los árboles plantados cada año y el número total de árboles necesarios para la implementación de la política. El resultado se expresa en millones de pesos.

Emisiones de electricidad evitadas

- Factor de emisiones de la electricidad.
- Energía ahorrada.
- Se multiplica el factor de emisiones de la electricidad por la energía ahorrada; el resultado representa las emisiones de eléctrica evitadas, que se expresan en millones de toneladas por año.

Emisiones de combustible evitadas

- Factor de emisiones del combustible; en este caso se consideró el gas natural.
- Combustible ahorrado.
- Se multiplica el factor de emisiones del combustible por el combustible ahorrado; el resultado representa las emisiones de combustible evitadas, que se expresan en millones de toneladas por año.

Emisiones evitadas con la aplicación de la política + secuestro de carbono

- Se suma el secuestro de carbono por árbol, las emisiones de la electricidad evitadas, y las emisiones de combustible evitadas; el resultado es el total de emisiones de CO_{2e} evitadas con la aplicación de la política AFOLU-6.

b) Sección de costos

Costos de capital

Los costos de capital se calculan de la siguiente manera:

- Inversión de capital necesaria para plantar árboles en terrenos urbanos.
- Total de árboles por plantar.
- Costo de capital. Se multiplica la inversión de capital por el total de árboles por plantar. El resultado es el costo de capital anual de la política AFOLU-6.

Costos de capital anualizados

El costo de capital anualizado se calcula de la siguiente manera:

- El Factor de Recuperación de Capital se calcula utilizando la tasa de interés y el plazo de financiamiento en años. Aquí el supuesto es que el financiamiento proviene de bonos federales a 20 años.
- Multiplicando el Factor de Recuperación de Capital por los Costos de Capital de cada año se obtiene el costo de capital anualizado.
- Para cada año hay que sumar los costos anualizados del año anterior.

Costos de operación y mantenimiento

Los Costos de Operación y Mantenimiento se calculan de la siguiente manera:

- Costo anual de OyM por árbol.
- Total de OyM. Se multiplica el costo anual de OyM por el número de árboles plantados cada año.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- Energía ahorrada anualmente.
- Costo de la producción de electricidad.
- Gastos de electricidad evitados. Se multiplica la energía ahorrada anualmente por los costos de producción de la electricidad.

- Combustible ahorrado anualmente. El combustible ahorrado en esta política es el gas natural.
- Precio anual del combustible. Debe ser el precio anual del gas natural.
- Gastos de combustible evitados. Se multiplica el combustible ahorrado anualmente por el precio anual del combustible.
- Gastos evitados con la aplicación de la política. Se suman los gastos de electricidad ahorrados y los gastos de combustible ahorrados.

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Se suma el costo de capital anualizado y el costo de OyM; es por año hasta el 2020.

Costos o beneficios netos

Los costos o beneficios netos se calculan de la siguiente manera:

- Se restan los gastos evitados de los costos totales de cada año hasta el 2020, para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor presente neto

El valor presente neto se calcula de la siguiente manera:

- El VPN de esta corriente de flujo de efectivo se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2012 del costo global con descuento (beneficio) que tendría la implementación de esta política para la sociedad (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 80% de la inversión total en la política provendrá de programas federales como "ProÁrbol" o el "Programa Nacional Forestal", ambos pertenecientes a la CONAFOR (Comisión Nacional Forestal).
- El 20% del total de la inversión en la política provendrá del sector privado.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.444 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), y se deriva de un pronóstico de consumo basado en el dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) para cada año, dividido entre la venta pronosticada de MWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.

- El siguiente cuadro muestra los supuestos del factor de emisiones de combustible. Los factores de emisión directa están tomados del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025*.

Cuadro AFOLU-6-2. Factores de emisiones de CO₂ usados en Baja California (kgCO₂e/Tj)

Tipo de combustible	CO ₂	N ₂ O	CH ₄	Total CO ₂ e
Gases licuados de petróleo	63,100	0.1	5	63235
Gas natural	56,100	0.1	5	56235
Biocombustibles sólidos: leña	112,000	4	300	119500

kgCO₂e/Tj= Kilogramos de dióxido de carbono equivalente por Terajoules de consumo de combustible.

NOTA: El CO₂ de la combustión de leña es biogénico y por lo tanto, se excluye del total de emisiones de CO₂e.

- El siguiente cuadro muestra los precios del combustible pronosticados en 2012. Los datos provienen de la SENER (Secretaría de Energía).

Cuadro AFOLU-6-3. Supuestos sobre el precio del combustible

Sector	Precios en 2012 (\$/Gj)				Electricidad (\$/MWh)
	Gas natural	GLP	Combustóleo	Gasolina	
Residencial	\$39.93	\$232.60	\$183.41	\$337.49	\$650

\$/MWh = dólar por megawatt-hora; \$/Gj = Dólar por Gigajoule.

- Los precios de la electricidad pronosticados provienen del Balance Nacional de Energía 2002-2012 de la SENER. Para el periodo 2012-2030 se aplicó una tendencia para calcular el precio en los demás años.

Cuadro AFOLU-6-4. Características y tipos de árboles utilizados por la política AFOLU-6

Característica	Tipo
Porte mediano de hoja caduca	Mezquite chileno
Porte grande de hoja caduca	Fresno mexicano
De hoja perenne	Pino de Alepo

Cuadro AFOLU-6-5. Características y porcentaje de los árboles por plantar

Área	Árbol	Porcentaje
Siembra en zona urbana construida	Med. de hoja caduca	33%
	Gde. de hoja caduca	33%
	De hoja perenne	34%
Siembra en zona estratégica periurbana	Med. de hoja caduca	20%
	Gde. de hoja caduca	20%
	De hoja perenne	60%
Otra siembra en zona periurbana	Med. de hoja caduca	20%
	Gde. de hoja caduca	20%
	De hoja perenne	60%

Cuadro AFOLU-6-6. Efecto del incremento del secuestro de carbono con base en la edad del árbol

Tipo de árbol; Especie	Beneficio del secuestro de CO ₂ (lb CO ₂ /árbol-año)						
	Año 1-5	Año 6-10	Año 11-15	Año 16-20	Año 21-25	Año 26-30	Año 31-35
Med. de hoja caduca; Mezquite chileno	0	4	9.1	15.6	23.5	32.7	43.2
Gde. de hoja caduca; Fresno mexicano	1.5	4.2	8.8	15.8	25.6	38.8	55.8
De hoja perenne; Pino de Alepo	0	12	32	50	60	61	53
Promedio ponderado con base en las suposiciones sobre la siembra							
Zona estratégica periurbana	0.15	10.42	27.39	43.14	52.91	55.95	52.3
Otras zonas periurbanas	0.15	10.42	27.39	43.14	52.91	55.95	52.3
Zona urbana construida	0.495	6.786	16.787	27.362	36.603	44.335	50.69
% de potencial de secuestro: Zona urbana construida	0.0045 454	0.062 314	0.1541 505	0.2512 580	0.3361 157	0.4071 166	0.4654 729

Cuadro AFOLU-6-7. Ahorro anual de electricidad y combustible por árbol

Tipo de ahorro	Cantidad anual	Unidades
Ahorro de electricidad (ahorro de refrigeración)	68.6	kWh/árbol-año
Gas natural (ahorro de calefacción)	0.033284	GJ/ árbol -año

- El siguiente cuadro muestra las variables de ahorro y costo energético por superficie de siembra y tipo de árbol.

Cuadro AFOLU-6-8. Cálculo de las variables de ahorro y costo energético

	Med. de hoja caduca	Gde. de hoja caduca	De hoja perenne	
Variable de ahorro o costo energético	Mezquite chileno	Fresno mexicano	Pino de Alepo	Promedio ponderado
Ahorro de energía				
Ahorro de refrigeración (kWh/árbol-año)	151	279	32	68.6
Ahorro de calefacción (MMBtu/árbol-año)	-0.0045	-0.0015	0.04	0.0314
Costos de capital y mantenimiento				
Costos de mantenimiento – Zona estratégica periurbana (2007 \$/árbol/año)	\$ 33.04	\$ 33.04	\$ 33.04	\$ 33.04
Costos de mantenimiento – Otras zonas periurbanas (2004 \$/ árbol /año)	\$ 33.04	\$ 33.04	\$ 33.04	\$ 33.04
Costos de mantenimiento – Zona urbana construida (2007 \$/ árbol /año)	\$ 33.04	\$ 33.04	\$ 33.04	\$ 33.04
Siembra y establecimiento en zona estratégica periurbana (pesos 2007)	\$ 73.65	\$ 73.65	\$ 73.65	\$ 73.65
Siembra y establecimiento en otras zonas periurbanas (pesos 2007)	\$ 73.65	\$ 73.65	\$ 73.65	\$ 73.65
Siembra y establecimiento en zona urbana construida (2007 \$/ árbol)	\$ 73.65	\$ 73.65	\$ 73.65	\$ 73.65

Problemas de viabilidad

- Suficiente financiamiento para mejorar los corredores.
- Falta de técnicos capacitados en los temas de silvicultura urbana y corredores verdes.

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno.

Aprobación del grupo

Aprobado.

Nivel de apoyo del grupo

Unánime.

Anexo E.

Fichas técnicas del Sector Manejo de Residuos

WM-1. Gestión de gases de rellenos sanitarios

Descripción de la política

Con esta política se busca captar el metano (CH₄) de los rellenos sanitarios de Tijuana (1), Mexicali (1) y Ensenada (1) para generar electricidad con conexión a la red pública a cargo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La captura de metano ayuda a reducir las emisiones de gas provenientes de los rellenos sanitarios, que contribuyen al cambio climático global; a contrarrestar el uso de los recursos no renovables, como el petróleo, carbón y gas natural; a generar ingresos para los rellenos sanitarios y ahorros en el costo de la energía para los usuarios que aprovechen este tipo de gas. Además, la electricidad producida se considera neutra en carbono.

Diseño de la política

Metas:

Aprovechar el metano de los rellenos sanitarios de Tijuana, Mexicali y Ensenada para generar anualmente 53,872 MWh de energía.

Calendarización:

Lograr la implementación completa para el año 2025.

Actores involucrados:

Para la implementación de esta política se requiere la participación y el apoyo de las siguientes instancias y organizaciones:

Instancias federales:

1. Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Instancias estatales:

1. Secretaría de Protección Ambiental (SPA)
2. Comisión Estatal de Energía (CEE)

Instancias locales:

1. Gobiernos municipales de Tijuana, Mexicali y Ensenada
2. Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF)
3. Banco de Desarrollo de América del Norte (BDAN)
4. Promotora Ambiental: Grupo PASA (empresa que recoge y comercializa residuos sólidos en Baja California)
5. Mecanismos de Desarrollo Limpio (asistencia técnica)

6. Programa *Landfill Methane Outreach* de la EPA (programa de asistencia) Asesoría tecnológica
7. Jersey del Noroeste, S.A. de C.V. (empresa lechera local)

Mecanismos de implementación

1. Creación y fortalecimiento de la capacidad de los gobiernos municipales de Ensenada, Mexicali y Tijuana.
2. Instalación de pozos de extracción y sistemas de recolección de gas de relleno sanitario (GRS) en cada depósito. El número de pozos de extracción instalados por relleno sanitario dependerá de: 1) el tamaño del relleno sanitario, 2) el tiempo que los residuos han estado en el lugar, 3) la profundidad, y 4) la cantidad y composición de los residuos depositados.
3. Distribución y comercialización de 53,872 MWh de energía eléctrica generada por el metano del GRS (biogás).
4. Aprovechar el marco regulatorio para el impulso a las energías limpias.

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- Iniciativa Global del Metano (IGM) Asociación Voluntaria.

Tipos de reducciones de GEI

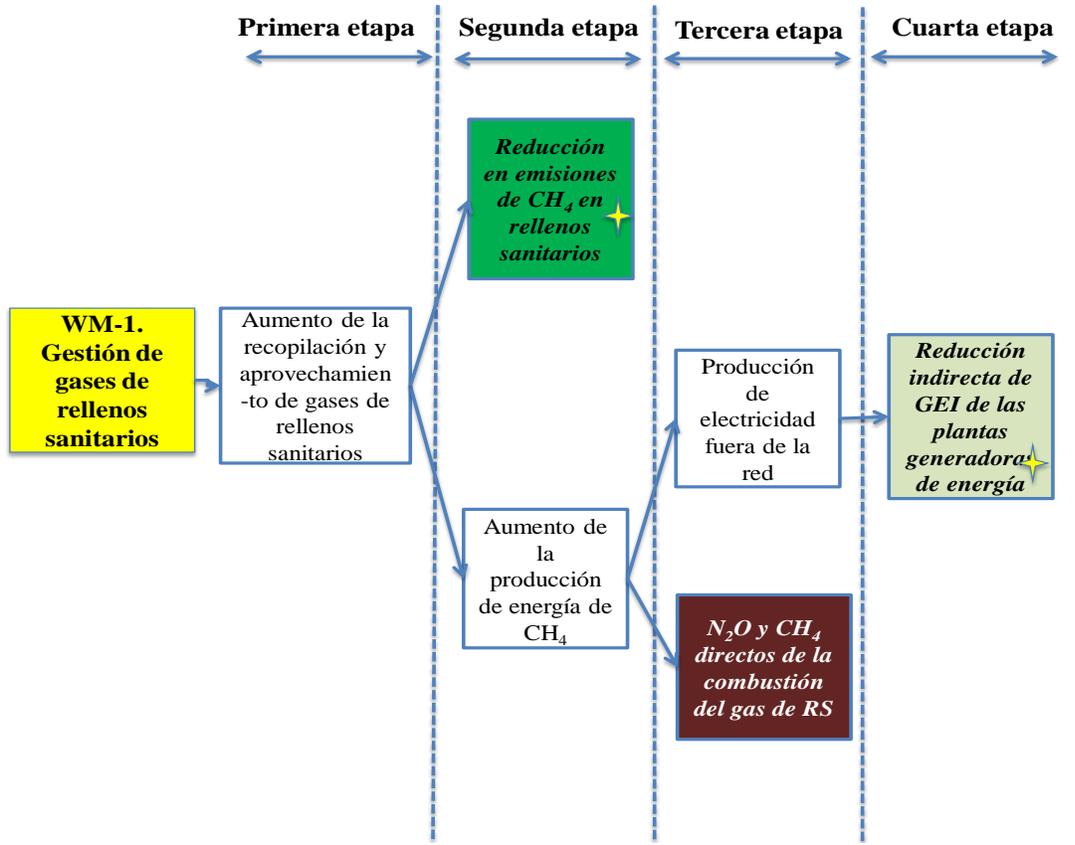
El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro WM-1-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de WM-1 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor presente neto 2017-2030 (Millones 2012\$)	Rentabilidad 2017-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total 2017-2030		
		2020	2030			
WM-1	Aprovechar el metano de los rellenos sanitarios de Baja California	0.27	0.32	3.87	258	7

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2017 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2017-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2017-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- COCEF-CCS-Gobierno de Baja California, 2010, “Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025”, Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (Cocef), Center for Climate Strategies (CCS), Ciudad Juárez, Chihuahua.
- EPA, N/D, “LFG energy Project development handbook”, Chapter 1: Landfill Gas Energy Basics. United States Environmental Protection Agency (EPA). En: http://www.epa.gov/lmop/documents/pdfs/pdh_chapter1.pdf
- EPA, 2011, “LFG Energy Handbook; Case Study: Electricity 2”, Landfill Methane Outreach Program, United States Environmental Protection Agency (EPA).
- Air Liquide, 2014, “Gas Encyclopedia”, Standard conversion, en: <http://encyclopedia.airliquide.com/Encyclopedia.asp?GasID=41>

Métodos de cuantificación:

El objetivo (53,872 MWh) se definió considerando la capacidad, los años de operación y la cantidad diaria de residuos que reciben los rellenos sanitarios de Tijuana (Santa Alicia), Mexicali (ubicado en el Km 25 de la carretera federal Mexicali-San Felipe) y Ensenada, operados por *Promotora Ambiental*. El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos.

a) Sección de emisiones

Primero se tomaron las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la Situación Habitual, de la sección sobre residuos sólidos en rellenos sanitarios del Inventario y Pronóstico de Baja California. Luego se calcularon las emisiones de los tres rellenos sanitarios referidos en esta política, con los datos proporcionados por los directores de los rellenos sanitarios.

Cuadro WM-1-2. Estimación de reducciones de GEI

Año	Todos los rellenos sanitarios (Menos CH ₄ de Verde Valle)	Recolección y destrucción directa del CH ₄ de los rellenos sanitarios
	tCO ₂ e	tCO ₂ e
2017	16,331.00	1,764.00
2018	16,445.12	3,528.00
2019	16,761.49	5,292.00
2020	16,833.37	7,056.00
2021	16,736.36	7,056.00
2022	16,976.35	7,056.00
2023	17,090.90	7,056.00
2024	17,098.40	7,056.00
2025	17,216.63	7,056.00
2026	17,519.66	7,056.00
2027	17,759.86	7,056.00
2028	17,912.61	7,056.00
2029	18,114.05	7,056.00
2030	18,343.10	7,056.00

tCO₂e= toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente; en el relleno sanitario de Valle Verde ya se aprovecha el metano.

El siguiente paso consistió en calcular la producción de energía en estos tres rellenos sanitarios, la capacidad instalada de los mismos y las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas.

Cuadro WM-1-3. Estimación de la producción de energía y los GEI generados

Año	Producción de electricidad	Producción de electricidad - Capacidad instalada	Emisiones de GEI evitadas en los rellenos sanitarios	Cambio neto total en los GEI en el Estado
	MWh	MW	tCO2	tCO2e
2017	13,152.50	1.77	-7,305.11	-75,974.78
2018	27,694.27	3.72	-15,203.94	-159,939.74
2019	43,525.39	5.85	-23,626.94	-251,315.96
2020	45,439.57	6.1	-24,397.41	-262,317.82
2021	47,262.54	6.35	-25,162.90	-272,847.00
2022	49,007.07	6.58	-25,881.55	-282,926.73
2023	50,704.08	6.81	-26,571.38	-292,735.75
2024	52,321.76	7.03	-27,217.11	-302,090.56
2025	53,872.82	7.24	-27,826.81	-311,064.69
2026	53,872.82	7.24	-26,837.83	-310,185.81
2027	53,872.82	7.24	-27,012.47	-310,415.06
2028	53,872.82	7.24	-26,837.39	-310,385.68
2029	53,872.82	7.24	-26,671.23	-310,354.39
2030	53,872.82	7.24	-26,507.73	-310,315.10

MWh= Megawatt/hora; tCO2e= toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente

b) Sección de costos

La sección de costos se dividió en el costo de capital inicial de los diferentes sistemas de generación de energía, su operación y mantenimiento, y el costo de la producción de energía evitado. El valor de los créditos de carbono no se consideró en este análisis.

Cuadro WM-1-4. Costos de la planta generadora y la electricidad generada

Año	Costos de capital inicial anualizados	Operación y mantenimiento	Valor de la electricidad
	MM\$	MM\$	MM\$
2017	\$7.7	\$7.8	-\$8.1
2018	\$16	\$17.0	-\$17
2019	\$26	\$27.7	-\$27
2020	\$27	\$29.9	-\$28
2021	\$28	\$32.1	-\$29
2022	\$29	\$34.4	-\$30
2023	\$30	\$36.7	-\$31
2024	\$48	\$39.0	-\$32
2025	\$41	\$41.4	-\$33
2026	\$33	\$42.6	-\$33
2027	\$24	\$43.8	-\$33
2028	\$22	\$45.0	-\$33
2029	\$21	\$46.1	-\$33
2030	\$20	\$47.3	-\$33

MM\$= millones de pesos

Suposiciones importantes:

- Se consideraron los tres rellenos sanitarios operados por *Promotora Ambiental*.
- Vida útil de los rellenos sanitarios: 20 años.
- Eficiencia de recolección del gas en los rellenos sanitarios: 75%
- Factor de capacidad para el aprovechamiento de gas para la generación de energía (LFGTE).
Factor de capacidad: 0.85
- El valor de los créditos de carbono no se consideró en este análisis.
- La energía generada por cada proyecto se utilizará para atender las necesidades *in situ* o locales que no cubre la red.

Incertidumbres principales

- El rendimiento de la producción depende del tipo de sistema instalado.
- Para la implementación de esta política se está considerando el apoyo de los gobiernos federal, estatal y municipal, así como de la iniciativa privada.
- Si en lugar de cubrir las necesidades locales de electricidad, la energía generada se canaliza hacia a la red, entonces se aplicarían costos de interconexión adicionales. Sin embargo, esta energía también podría contribuir a lograr las metas de la Cartera de Energía Renovable (CER) en el sector ES. Este aspecto no se consideró en el presente análisis.

Beneficios y costos adicionales

- Beneficios:
 - Económicos:
 - Creación de empleos.
 - Ambientales:
 - Disminución de las emisiones de metano.
 - Disminución de las emisiones resultantes de la producción de electricidad.
 -
- Costos:
 - Costo de las instalaciones para la planta generadora.

Problemas de viabilidad

- Aceptación por parte de los gobiernos municipales.
- Costo de la planta productora.

Aprobación del grupo

Aprobado.

Nivel de apoyo del grupo

Unánime.

WM-2. Reutilización indirecta del agua potable

Descripción de la política

Esta política establece el aprovechamiento y la gestión de las aguas residuales tratadas indirectamente en Tijuana, mediante su inyección a las fuentes actuales de abastecimiento, principalmente la presa local, con la intención de reducir la demanda de agua del municipio, lo que representa un ahorro en los costos de energía y suministro.

Cabe mencionar que la reducción en la demanda de agua potable de los municipios no afectará el suministro a la población, ya que éste se compensará con el agua tratada que se genere en el Estado.

Diseño de la política

Metas:

- Lograr que el 15% del suministro de agua provenga de la reutilización indirecta del agua potable.

Calendarización:

2014-2020

Actores involucrados:

Instancias federales

1. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
2. Comisión Nacional del Agua
3. BANOBRAS (Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos)

Instancias estatales

1. Secretaría de Infraestructura y Desarrollo Urbano del Estado
2. Secretaría de Protección Ambiental de Baja California
3. Comisión Estatal del Agua
4. Comisiones de Servicios Públicos de B.C.
5. Gobiernos municipales

Instancias binacionales

1. COCEF-BDAN, IBWC/CILA

Instancias extranjeras

1. EPA
2. Banco japonés- JBIC

Mecanismos de implementación

Los mecanismos para la implementación de esta política son los siguientes:

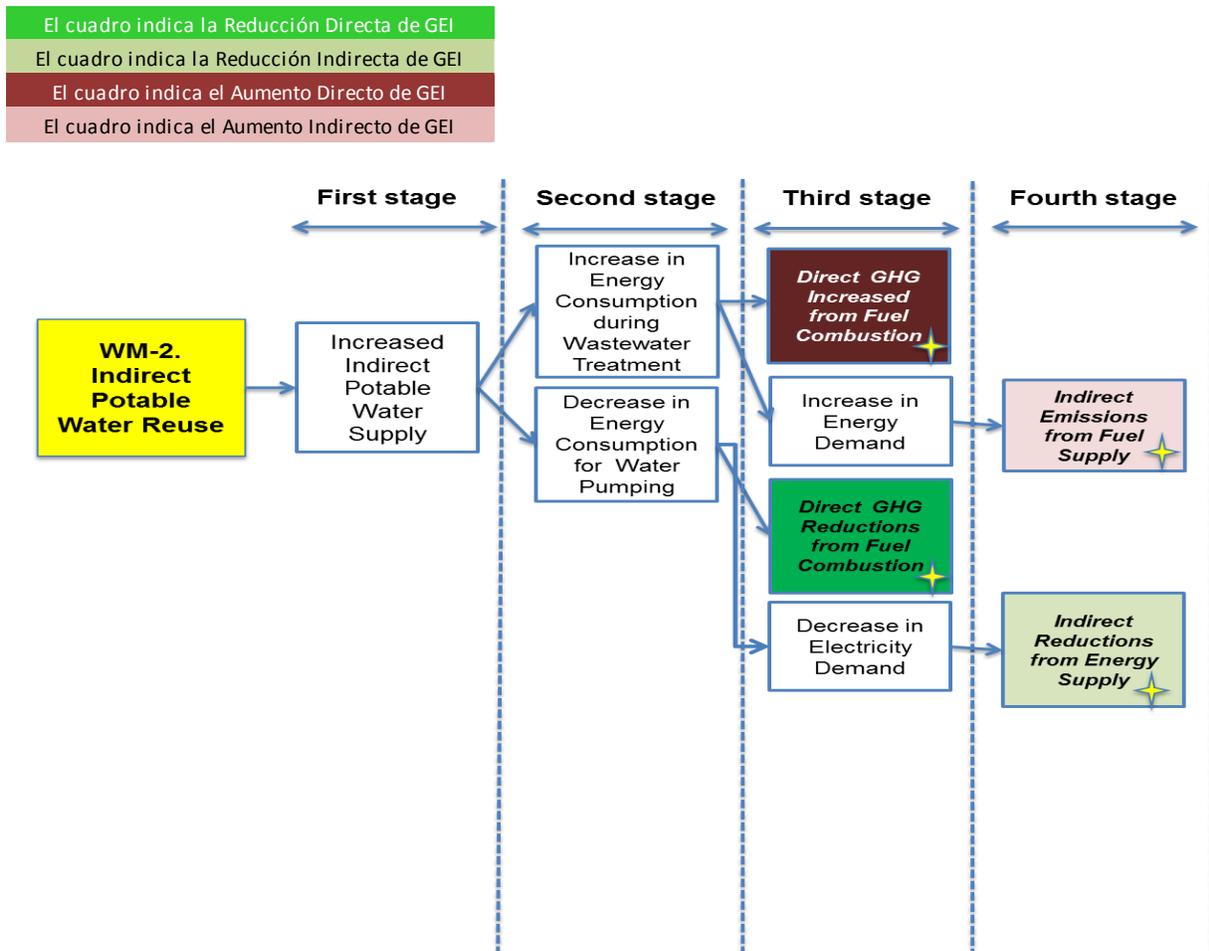
- Equipar las fuentes actuales de suministro de agua para la reutilización indirecta del agua potable (Presa Abelardo L. Rodríguez).
- Construir infraestructura para la transferencia de agua de las plantas de tratamiento a las fuentes actuales de suministro.
- Vigilar el cumplimiento de las normas mexicanas de calidad del agua (NOM-003-SEMARNAT-1996).

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

No existe hasta la fecha ningún programa ni política que fomente la Reutilización Indirecta del Agua Potable.

Cadena causal de la reducción en los GEI

El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.



Cuadro WM-2-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de WM-2 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (TgCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2016-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2016-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2016-2030		
WM-2	Reutilización indirecta del agua potable	0.025	.035	0.425	-\$238	-\$560

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; TgCO₂e = teragramos de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2016 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2016-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2016-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los Tg acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos

- Comisión Estatal de Servicios Públicos de Tijuana. II Congreso Nacional de Servicios Públicos, 2012. Pág. 12. Disponible en: http://www.iclei.org.mx/web/uploads/assets//Presentaciones_Tijuana/CESPT-agua_y_alcantarillado-Juan_M_Tamayo.pdf.
- Comisión Estatal del Agua de Baja California, Informe Mensual junio 2013. Disponible en: <http://www.cea.gob.mx/indicadores.html>
- Gabriela Muñoz, Eliseo Díaz, Héctor Campbell and Margarito Quintero. 2012. Baja California: Perfil Energético 2010-2020, Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- Ramírez Ramón and Mendoza Leopoldo, Factibilidad Financiera del reúso de aguas residuales tratadas en Tijuana, Baja California, bajo mecanismos del mercado: el caso del proyecto Monte de los Olivos. Ingeniería Hidráulica en México/julio-septiembre de 2004, Pág. 3. Disponible en: <https://www.google.com.mx/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=1&espv=2&ie=UTF-8#q=factibilidad%20financiera%20del%20reuso%20de%20aguas%20residuales%20tratas%20en%20Tijuana>.

Métodos de cuantificación: El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI derivadas del bombeo y tratamiento del agua. Para esta política se consideraron las emisiones derivadas del consumo de electricidad. El segundo paso de esta sección consistió en calcular la reducción de las emisiones que

la política establece como objetivo; en este caso las emisiones evitadas se enfocan en el consumo de electricidad para el suministro de agua en Tijuana.

Tomando en cuenta la reducción de emisiones, se calcularon los costos, principalmente los gastos de electricidad para el bombeo y tratamiento evitados. El costo total incluye el costo de capital, el costo administrativo, el costo total, los gastos evitados y los costos o beneficios netos de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para suministro de agua en Tijuana se calcularon de la siguiente manera:

- Por cada año, se calcula el consumo total de electricidad (MWh) para el suministro de agua en Tijuana (incluyendo el bombeo y tratamiento de agua). Esta información se obtuvo de la *Comisión Estatal del Agua* (CEA).
- Por cada año, se calcula el factor de emisiones de la electricidad, el cual incluye las pérdidas por TyD (tCO_{2e}/MWh).
- Se multiplica el factor de emisiones de la electricidad por el consumo total de electricidad para obtener los GEI en Situación Habitual que se derivan del suministro de agua. El resultado es de toneladas de CO_{2e}; este valor se expresa en millones de toneladas.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Por cada año, el total de agua bombeada para el suministro de Tijuana.
- Porcentaje de reducción. Tomando en cuenta los objetivos de reducción planteados por la política, éstos se distribuyeron en forma proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año. El objetivo de la política WM-2 es una reducción del 15% en el suministro de agua por bombeo.
- Reducción del suministro de agua. Se multiplica el total de agua bombeada para suministrar a Tijuana por el porcentaje de reducción.
- Intensidad energética para el bombeo.
- Electricidad para el bombeo ahorrada. Se multiplica la reducción del suministro de agua por la intensidad energética para el bombeo.

- Total de electricidad ahorrada. Esta es la electricidad para el bombeo ahorrada.
- GEI evitados con la aplicación de la política. Se multiplica el valor total de la electricidad ahorrada por el factor de emisiones de la electricidad. El resultado representa los GEI evitados, que se deben expresar en millones de toneladas de CO₂e por año.

b) Sección de costos

Costos de capital

- Inversión monetaria total. Para calcular el costo de capital se tuvo que definir la inversión monetaria total en instalaciones y equipo necesarios para la implementación de la política.
- Costo de capital anual. Se divide la inversión monetaria entre el total de años de implementación de la política. El resultado será el costo de capital.
- Costo de capital por año. El costo de capital anual será el costo de la implementación de la política por año.

Costo de capital anualizado

El costo de capital anualizado se calcula de la siguiente manera:

- El Factor de Recuperación de Capital se calcula utilizando la tasa de interés y la vida útil del equipo en años.
- Multiplicando el Factor de Recuperación de Capital por los Costos de Capital de cada año se obtiene el costo de capital anualizado.

Para cada año hay que sumar los costos anualizados del año anterior.

Costos de operación y mantenimiento

Los Costos de Operación y Mantenimiento se calculan de la siguiente manera:

- En este caso no se cuentan los costos de OyM, ya que se cubrirán con los recursos existentes del sistema operador de agua municipal (CESPT).

Costos administrativos

Los costos administrativos también se incluyen en los costos de la política WM-2. Se refieren a la evaluación, la mercadotecnia y la difusión de la política, y se calculan de la siguiente manera:

- Los costos administrativos son un porcentaje de los costos de capital. Para esta política el supuesto de ese valor es de 15% en el sector industrial. Ese porcentaje se multiplica por los costos de capital de cada año.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- Precio de la electricidad para consumo público en Tijuana (\$/MWh).
- Electricidad para el bombeo ahorrada. Se multiplica la electricidad para bombeo ahorrada por el precio de la electricidad para consumo público en Tijuana. Se expresa en millones de pesos.
- Los gastos evitados representan el total de la electricidad para el bombeo ahorrada anualmente.
- El cálculo se realiza para cada año.

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Se suman los costos de capital anualizados, los costos de OyM y los costos administrativos para obtener el costo total.

Costos o beneficios netos

Los costos o beneficios netos se calculan de la siguiente manera:

- Los gastos evitados se restan de los costos totales de cada año para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para la sociedad.

Valor presente net

El valor presente neto se calcula de la siguiente manera:

- El VPN de esta corriente de flujo de efectivo en el periodo 2014-2030 se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación del costo global con descuento (beneficio) que tendría la implementación de esta política para la sociedad (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 30% de la inversión en la política provendrá de la CESP (Comisión Estatal de Servicios Públicos).
- El 40% de la inversión en la política provendrá de CONAGUA (Comisión Nacional del Agua).

- El 20% de la inversión en la política provendrá de instituciones internacionales como BDAN y la EPA, que cuentan con programas como el "Fondo de Infraestructura Ambiental Fronteriza", de la Corporación Financiera de América del Norte S.A. de C.V. (COFIDAN), o de los Programas de Asistencia para Desarrollo de Proyectos de la Agencia de Protección Ambiental (EPA).
- El 10% de la inversión en la política provendrá de créditos bancarios.
- Para la implementación de la política se deberá seguir la norma NOM-003.
- La política WM-2 está dirigida a Tijuana.
- El depósito será la presa Abelardo Rodríguez.
- La tasa de interés que se aplica a esta política es del 5%.
- La planta de tratamiento será la denominada Monte de los Olivos, que abastece de agua tratada a la presa Abelardo Rodríguez.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.444 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), y se deriva de un pronóstico de consumo basado en el dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) para cada año, dividido entre la venta pronosticada de MWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.
- El pronóstico de referencia del consumo de energía se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*.
- La intensidad energética se tomó de la *Comisión Estatal del Agua, 2012*. El siguiente cuadro muestra los valores.

Cuadro WM-2-2. Valores de intensidad energética

Intensidad energética		
Intensidad energética del bombeo	Intensidad energética del tratamiento de agua	Intensidad energética de la potabilización
KWh/m ³	KWh/m ³	KWh/m ³
3.81	0.35	0.2420

- El siguiente cuadro muestra los precios del consumo de electricidad para el suministro de agua y los costos de OyM para el bombeo en 2012. Esta información proviene de la Comisión Estatal del Agua (CEA, 2013).

Cuadro WM-2-3. Supuestos sobre el precio de la electricidad

Actividad	Precios en 2012
	Precio \$/KWh
Bombeo	\$1.05
Tratamiento de agua	\$1.05
OyM para el bombeo (Costo) (\$/m ³)	\$5.02

\$/MWh = pesos por megawatt-hora; \$/m³ = pesos por metro cúbico.

- La tasa intercambiaría utilizada es de \$13.31 pesos/dólar.
- Los costos de la reducción del bombeo de agua en Tijuana se tomaron del estudio titulado *Factibilidad Financiera del reúso de aguas residuales tratadas en Tijuana, Baja California, bajo mecanismos del mercado: el caso del proyecto Monte de los Olivos*. Los costos en pesos se indican en el siguiente cuadro.

Cuadro WM-2-4. Inversión total para la reutilización indirecta del agua potable

Inversión total para la reutilización indirecta del agua potable	
Total (\$13.31 pesos * Dólar)	\$ 28,098,059

- Los costos de operación y mantenimiento son iguales al 2% de los costos de capital.
- Los Costos Administrativos se consideran parte de los costos de la implementación de la política, y son iguales al 15% de los costos de capital de todos los años. El 15% es un valor típico que puede cubrir los costos administrativos.

Cuadro WM-2-5. Costos administrativos de la sustitución del bombeo de agua

Costos fijos	Sustitución del bombeo de agua
	Porcentaje
Todos los años	15%

- El ciclo de vida útil es de 20 años. Tomado de <https://www.google.com.mx/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=1&espv=2&ie=UTF-8#q=factibilidad%20financiera%20del%20reuso%20de%20aguas%20residuales%20trata das%20en%20Tijuana>.

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno.

Problemas de viabilidad

- Opinión pública (aceptación).
- Identificar la instancia responsable del conteo y la identificación del consumo, los insumos y la infraestructura.

Aprobación del grupo

Aprobado.

Nivel de apoyo del grupo

Unánime.

WM-3. Reciclaje de agua

Descripción de la política

En esta política se propone el uso de aguas residuales tratadas para el riego de áreas verdes urbanas, con lo cual se lograría un ahorro en el consumo total y los costos, a la vez que se preservan los espacios verdes en las ciudades y se conserva el suministro de agua potable para la población.

Para cumplir con esta política, se deberá establecer una red de sistemas de riego con aguas residuales, exclusivamente para distribuir aguas residuales tratadas a las áreas verdes urbanas de Baja California. Será fundamental monitorear la calidad del agua que se distribuya, mediante actividades de vigilancia que permitan verificar el cumplimiento con la norma NOM-003-SEMARNAT-1996 (Norma Oficial Mexicana-003, emitida por SEMARNAT en 1966).

Diseño de la política

Metas:

- Aplicar el 35% de las aguas residuales tratadas al riego de áreas verdes urbanas.

Calendarización:

- 2014 - 2020, para el logro de la meta total en 2020, con una ejecución lineal entre 2014 y 2020.

Actores involucrados:

Para la implementación de esta política será necesaria la participación y el apoyo de las siguientes instancias:

Instancias federales:

1. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
2. Comisión Nacional del Agua.

Instancias estatales:

3. Secretaría de Infraestructura y Desarrollo Urbano del Estado.
4. Secretaría de Protección Ambiental de Baja California.
5. Comisión Estatal del Agua.
6. Comisión Estatal de Servicios Públicos de Baja California.
7. Gobiernos municipales.

Mecanismos de implementación

- Verificar el cumplimiento de la norma NOM-003.

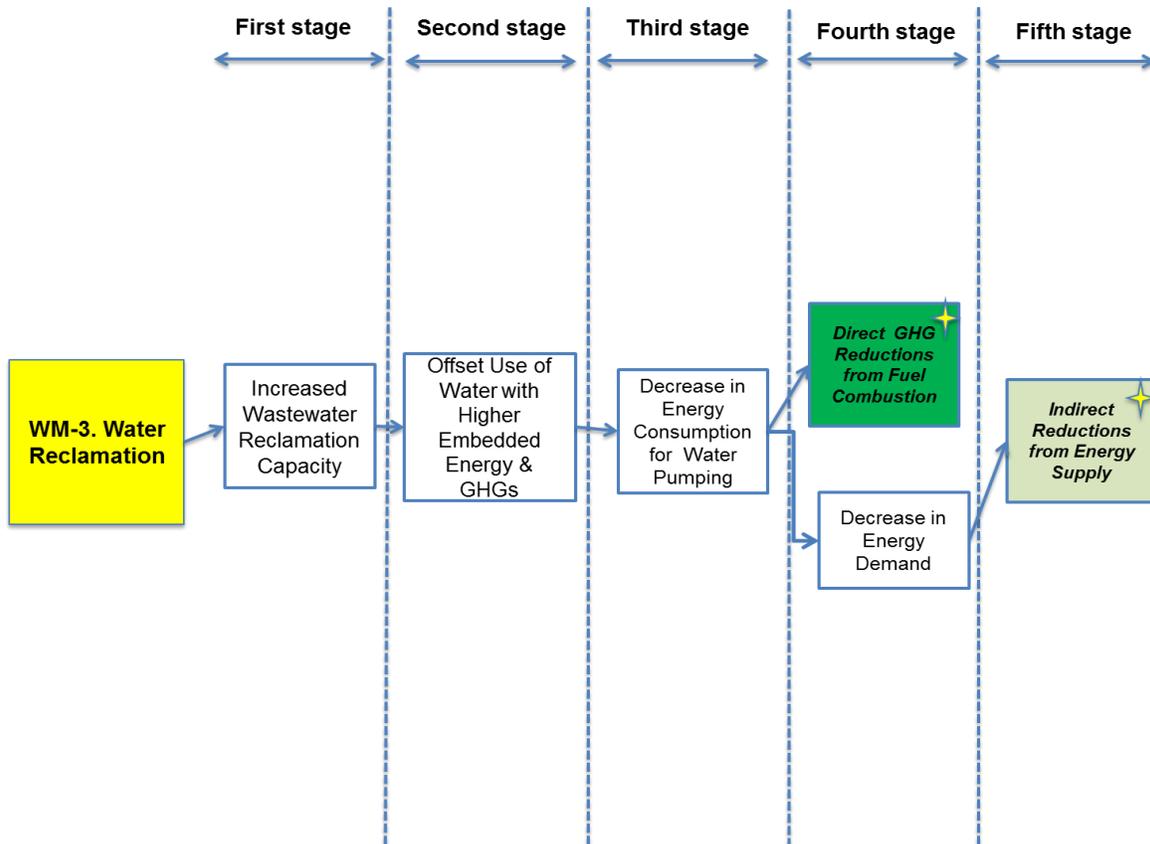
Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- Proyecto Morado en Tijuana (proyecto de reciclaje de aguas residuales tratadas).
- En la capital del estado, en Mexicali, la Comisión Estatal de Servicios Públicos opera una planta de tratamiento de aguas residuales con capacidad para tratar 15 litros por segundo. El agua tratada se utiliza para el riego de camellones, jardines de parques industriales y frentes de comercios.

Cadena causal de las reducciones de GEI

El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados .

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI
El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI
El cuadro indica el Aumento Directo de GEI
El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro WM-3-1. Estimación de las reducciones de GEI derivadas de la aplicación de WM-3 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (TgCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2014-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad 2014-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total		
		2020	2030	2014-2030		
WM-3	Reciclaje de agua	0.04	0.07	0.761	-\$415	-\$545

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; TgCO₂e = teragramos de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2016 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2016-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2016-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los Tg acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos

- Comisión Estatal de Servicios Públicos de Tijuana. II Congreso Nacional de Servicios Públicos, 2012. Pág. 12. Disponible en: http://www.iclei.org.mx/web/uploads/assets//Presentaciones_Tijuana/CESPT-agua_y_alcantarillado-Juan_M_Tamayo.pdf.
- Comisión Estatal del Agua de Baja California, Informe Mensual junio 2013. Disponible en: <http://www.cea.gob.mx/indicadores.html>.
- Gabriela Muñoz, Eliseo Díaz, Héctor Campbell and Margarito Quintero. 2012. Baja California: Perfil Energético 2010-2020, Propuesta y Análisis de Indicadores Energéticos para el Desarrollo de Prospectivas Estatales. Disponible en: <http://www.energiabc.gob.mx/files/public/pdf/PerfilEnergeticoBC2010-2020.pdf>.
- González Rebeca, Mercado Potenciales y Beneficios del Uso de Agua Residual tratada en la ciudad de Tijuana, Baja California. Tijuana 2012. Tesis de Maestría, El Colegio de la Frontera Norte. Disponible en: <http://www.colef.mx/posgrado/wp-content/uploads/2014/03/Tesis-completa-González-Rebeca.pdf>.
- Ramírez Ramón and Mendoza Leopoldo, Factibilidad Financiera del reúso de aguas residuales tratadas en Tijuana, Baja California, bajo mecanismos del mercado: el caso del proyecto Monte de los Olivos. Ingeniería Hidráulica en México/julio-septiembre de 2004, Pág. 3. Disponible en: <https://www.google.com.mx/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=1&espv=2&ie=UTF-8#q=factibilidad%20financiera%20del%20reuso%20de%20aguas%20residuales%20tratadas%20en%20Tijuana>.

Métodos de cuantificación: El análisis se divide en dos secciones, emisiones y costos. En la sección de emisiones se calcula primero la Situación Habitual de las emisiones de GEI derivadas del bombeo y el tratamiento de agua. El segundo paso de esta sección consistió en calcular la reducción de CO_{2e} que la política establece como objetivo; en este caso las emisiones evitadas se enfocan en la reducción del consumo de electricidad.

En cuanto a los costos sociales, los componentes del costo neto fueron principalmente la electricidad ahorrada y algunos costos de capital de la infraestructura para la reciclaje de agua. El costo incluye el costo de capital, el costo administrativo, el costo total, los gastos evitados por concepto de energía y los costos o beneficios netos de la aplicación de la política.

a) Sección de emisiones

Emisiones de GEI en la Situación Habitual

Las emisiones en la Situación Habitual para suministro de agua en Tijuana se calcularon de la siguiente manera:

- Por cada año, se calcula el consumo total de electricidad (MWh) para el suministro de agua en Tijuana (incluyendo el bombeo y tratamiento de agua). Esta información se obtuvo de la *Comisión Estatal del Agua* (CEA).
- Por cada año, se calcula el factor de emisiones de la electricidad, el cual incluye las pérdidas por TyD (tCO_{2e}/MWh).
- Se multiplica el factor de emisiones de la electricidad por el consumo total de electricidad para obtener los GEI en Situación Habitual que se derivan del suministro de agua. El resultado es de toneladas de CO_{2e}; este valor se expresa en millones de toneladas.

Emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política

Las emisiones de GEI que se evitan con la política se calculan de la siguiente manera:

- Por cada año, el total de agua tratada.
- Cantidad de agua tratada reutilizada.
- Agua tratada disponible para la política. Se resta la cantidad de agua tratada reutilizada y el total de agua tratada.
- Porcentaje de aplicabilidad. Tomando como referencia los objetivos de reducción trazados por la política, éstos se distribuyen de manera proporcional para obtener el mismo porcentaje de reducción para cada año. El objetivo de la política WM-3 es que el 35% del agua tratada disponible se utilice para el riego de áreas verdes.
- Porcentaje acumulado de aplicabilidad. Se suma el porcentaje de aplicabilidad del año anterior.

- Reducción del agua potable bombeada. Se multiplica el agua tratada disponible con la política por el porcentaje acumulado de aplicabilidad.
- Intensidad energética para el bombeo, intensidad energética para la potabilización e intensidad energética para el tratamiento de aguas.
- Electricidad para el bombeo ahorrada. Se multiplica la reducción del consumo de agua potable por la intensidad energética para el bombeo.
- Electricidad para la potabilización ahorrada. Se multiplica la reducción del agua potable bombeada por la intensidad energética para la potabilización.
- Electricidad ahorrada. Se suma la electricidad para el bombeo ahorrada y la electricidad para la potabilización ahorrada.
- Factor de emisiones de la electricidad.
- GEI evitados con la aplicación de la política. Se multiplica el valor total de la electricidad ahorrada por el factor de emisiones de la electricidad evitada. El resultado representa los GEI evitados, que se deben expresar en teragramos de CO₂e por año.
- Consumo de electricidad por el uso de agua reciclada. Se multiplica la reducción del agua bombeada por la intensidad energética del tratamiento de agua.
- Emisiones de GEI generadas por la política. Se multiplica el consumo de electricidad derivado del uso de agua reciclada por el factor de emisiones de la electricidad.
- Total de emisiones de GEI evitadas con la aplicación de la política. Se restan las emisiones de GEI de la política de los GEI evitados con su aplicación.

b) Sección de costos

Costos de capital

- Inversión monetaria total. Para calcular el costo de capital se tuvo que definir la inversión monetaria total en instalaciones y equipo necesarios para la implementación de la política.
- Costo de capital anual. Se divide la inversión monetaria entre el total de años de implementación de la política. El resultado será el costo de capital.
- Costo de capital por año. El costo de capital anual será el costo de la implementación de la política por año.

Costo de capital anualizado

El costo de capital anualizado se calcula de la siguiente manera:

- El Factor de Recuperación de Capital se calcula utilizando la tasa de interés y la vida útil del equipo en años rs.
- Multiplicando el Factor de Recuperación de Capital por los Costos de Capital de cada año se obtiene el costo de capital anualizado.

Para cada año hay que sumar los costos anualizados del año anterior.

Costos de operación y mantenimiento no energéticos

Los Costos de Operación y Mantenimiento no energéticos se calculan de la siguiente manera:

- Los Costos de Operación y Mantenimiento no energéticos son una fracción del Capital Anualizado, equivalente al 2% (divididos en 1.72% energéticos y 0.28% no energéticos). Para cada año, se multiplica el capital anualizado por la fracción no energética (0.28%) y el resultado es el Costo de Operación y Mantenimiento no energético de ese año específico.

Costos administrativos

Los costos administrativos también se incluyen en los costos de la política WM-3. Se refieren a la evaluación, la mercadotecnia y la difusión de la política, y se calculan de la siguiente manera:

- Los costos administrativos son un porcentaje de los costos de capital anualizados. Para esta política el supuesto de ese valor es de 15%. Ese porcentaje se multiplica por los costos de capital de cada año.

Gastos evitados

Los gastos evitados se calculan de la siguiente manera:

- Precio de la electricidad para el bombeo (\$/MWh) y costo de OyM del bombeo (\$/m³).
- Electricidad para el bombeo ahorrada. Se multiplica la electricidad para el bombeo ahorrada por el precio de la electricidad para el bombeo. El resultado se expresa en millones de pesos.
- Costo de OyM no energético ahorrado. Se multiplica la reducción del suministro de agua por los costos de OyM no energéticos del bombeo. El resultado se expresa en millones de pesos.
- Gastos evitados. Se suma la electricidad para el bombeo ahorrada y el costo de OyM del bombeo ahorrado.
- El cálculo es para cada año.

Costos totales

Los costos totales se calculan de la siguiente manera:

- Se suman los costos de capital anualizado, los costos de OyM y los costos administrativos para obtener el costo total de cada año.

Costos o beneficios netos

Los costos o beneficios netos se calculan de la siguiente manera:

- Se restan los gastos evitados de los costos totales para obtener el flujo de efectivo neto de cada periodo. Los valores negativos representan ahorros para el consumidor.

Valor presente neto

El valor presente neto se calcula de la siguiente manera:

El VPN de esta corriente de flujo de efectivo se calcula usando una tasa de descuento real del 5% para realizar una estimación en 2012 del costo global con descuento (beneficio) que tendría la implementación de esta política para la sociedad (suponiendo que se siga el calendario de implementación correspondiente a 2014-2030).

Suposiciones importantes

- El 60% de la inversión en la política provendrá de CONAGUA (Comisión Nacional del Agua), a través de su Programa de Agua Potable Alcantarillado y Saneamiento en zonas Urbanas (APAZU).
- El 35% de la inversión en la política provendrá de instituciones internacionales como BDAN y la EPA, que cuentan con programas como el "Fondo de Infraestructura Ambiental Fronteriza", de la Corporación Financiera de América del Norte S.A. de C.V. (COFIDAN), o de los Programas de Asistencia para Desarrollo de Proyectos de la Agencia de Protección Ambiental (EPA).
- El 5% de la inversión en la política provendrá del sector privado.
- Para la implementación de la política se deberá seguir la norma NOM-003.
- La política WM-3 está dirigida a Tijuana
- La tasa de interés que se aplica en esta política es del 5%.
- La planta de tratamiento será la denominada Monte de los Olivos, que abastece de agua tratada a las zonas verdes de Tijuana.
- El factor de emisiones directas promedio de la intensidad de emisiones de CO₂ evitada por la electricidad es de 0.444 toneladas métricas por megawatt-hora (tCO_{2e}/MWh), y se deriva de un pronóstico de consumo basado en el dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) para cada

año, dividido entre la venta pronosticada de MWh. Este enfoque incluye las pérdidas por transmisión y distribución (TyD) en la intensidad de emisiones.

- El pronóstico de referencia del consumo de energía se deriva del *Inventario y pronóstico de emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2020*.
- La intensidad energética se tomó de la *Comisión Estatal del Agua, 2012*. El siguiente cuadro muestra los valores.

Cuadro WM-3-2. Valores de intensidad energética

Intensidad energética		
Intensidad energética del bombeo	Intensidad energética del tratamiento de agua	Intensidad energética de la potabilización
kWh/m ³	kWh/m ³	KWh/m ³
3.81	0.35	0.24

- El siguiente cuadro muestra los precios del consumo de electricidad para el suministro de agua y los costos de OyM para el bombeo en 2012. Esta información proviene de la Comisión Estatal del Agua (CEA, 2013).

Cuadro WM-3-3. Supuestos sobre el precio de la electricidad

Actividad	Precios en 2012
	Precio \$/kWh
Bombeo	\$1.05
Tratamiento de agua	\$1.05
OyM para el bombeo (Costo) (\$/m ³)	\$5.02

\$/MWh = pesos por megawatt-hora; \$/m³ = pesos por metro cúbico.

- La tasa intercambiaría utilizada es de \$13.31 pesos/dólar.

- Los costos se tomaron usando como referencia el estudio titulado *Mercados Potenciales y Beneficios del Uso de Agua Residual tratada en la ciudad de Tijuana, Baja California. Tijuana 2012, pág. 39*. Los costos en pesos se indican en el siguiente cuadro.

Cuadro WM-3-4. Línea de conducción por rebombero de la planta de tratamiento de aguas a la Presa Abelardo Rodríguez

Concepto	Unidades
Gasto (l/s)	30
Costo L (dólares)	\$ 36,931,422.38
Subtotal (dólares)	\$ 36,931,422.38
Ajuste (dólares)	\$ 12,925,997.83
Total (dólares)	\$ 49,857,420.21
Total (Pesos 13.31 * Dólar)	\$ 663,602,263

- El costo de operación y mantenimiento no energético es una parte del costo de capital anualizado, igual al 0.3%.
- El costo administrativo se considera parte de los costos de la implementación de la política. Este costo es una fracción de los costos de capital anualizados, que son iguales al 15% de los costos de capital de todos los años. El 15% es un valor típico que puede cubrir los costos administrativos.

Cuadro WM-3-5. Costos administrativos de la sustitución del bombeo de agua

Costos fijos	Sustitución del bombeo de agua
	Porcentaje
Todos los años	15%

- El ciclo de vida útil del equipo es de 20 años. Tomado de: <https://www.google.com.mx/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=1&espv=2&ie=UTF-8#q=factibilidad%20financiera%20del%20reuso%20de%20aguas%20residuales%20trata das%20en%20Tijuana>.

Incertidumbres principales

No se identificó ninguna.

Beneficios y costos adicionales

No se identificó ninguno.

Problemas de viabilidad

- Fuentes financieras.
- Opinión pública (aceptación).
- Compromiso de las autoridades de seguir trabajando esta política.
- Identificación de la superficie por regar.
- Aumento de los precios del equipo y los materiales.
- Poca disposición de la gente a ayudar en el cuidado de las áreas verdes.
- Cambios de administración en el gobierno, lo cual dificulta el desarrollo total de la política.

Aprobación del grupo

Aprobado.

Nivel de apoyo del grupo

Unánime.

WM-4. Producción de biodiésel a partir de residuos

Descripción de la política

Esta política tiene como objetivo aprovechar el aceite vegetal usado (AVU) por el sector restaurantero para producir biodiésel en una mezcla al 2% (B2), para su uso en el sector del transporte de Baja California, considerando que el sector restaurantero de Baja California podría generar 10, 000, 000 de litros de AVU al año.

La implementación de esta política ayudará a reducir el uso de diésel, así como las emisiones de dióxido de carbono de origen fósil (CO₂, óxido nitroso (N₂O) y metano (CH₄), generadas como resultado de la producción y consumo de combustibles fósiles. Al mismo tiempo, la aplicación de esta política permitirá promover el uso de biocombustibles en el Estado, y aumentar gradualmente las mezclas (B10, B20 y B80, B100) de éstos, así como de otras fuentes de residuos disponibles.

La política WM-4 es la primera parte del análisis total (del lado de la producción). Incluye el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero y los costos de la producción de biodiésel. Las emisiones y el costo después de la biorrefinería se calculan en política TLU- 2. Combustibles alternativos: bioetanol y biodiésel.

Diseño de la política

Metas:

- Recoger 5,000,000 litros anuales de aceite vegetal usado del sector restaurantero del Estado, para la producción de biodiésel para su uso en el sector del transporte de Baja California.

Calendarización:

2017- 2025.

Actores involucrados:

Para la implementación de esta política se requiere la participación y el apoyo de las siguientes instancias:

Instancias federales:

1. Secretaría de Energía (SENER)
2. Petróleos Mexicanos (PEMEX)

Instancias estatales:

1. Secretaría de Fomento Agropecuario (SEFOA)
2. Secretaría de Protección Ambiental (SPA)
3. Secretaría de Desarrollo Económico (SEDECO)

Otras:

1. Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF)
2. Banco de Desarrollo de América del Norte (BDAN)
3. Sistema de transporte público.
4. Instituciones educativas del Estado.

Mecanismos de implementación

1. Localizar sitios para el acopio de aceite vegetal residual.
2. Instalar una planta piloto de producción de biodiésel.
3. Instalar un laboratorio certificado para monitorear la calidad del biodiésel.
4. Crear un programa estatal para la recolección y el uso de aceite vegetal residual para la producción de biodiésel.
5. Analizar los costos de todo el proceso de producción.
6. Lograr que el gobierno estatal y la iniciativa privada apoyen esta propuesta.

Políticas y programas afines vigentes y acciones recientes

- No existe hasta la fecha ningún programa ni política en la materia.

Tipos de reducciones de GEI

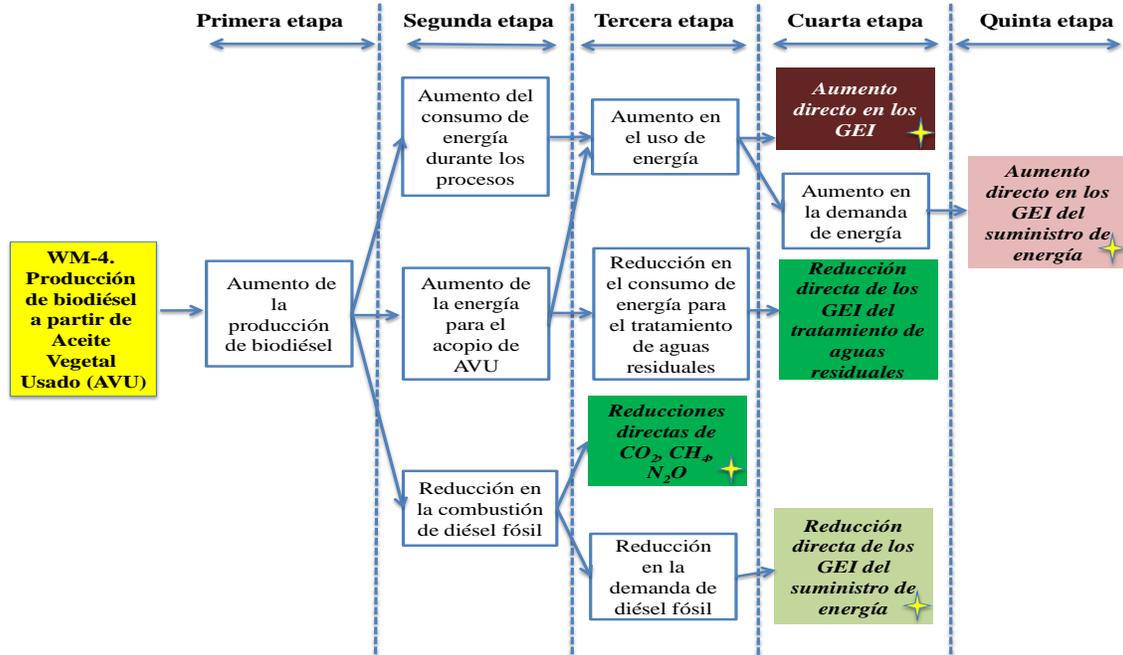
El símbolo de la estrella identifica los efectos importantes de los GEI que serán cuantificados.

El cuadro indica la Reducción Directa de GEI

El cuadro indica la Reducción Indirecta de GEI

El cuadro indica el Aumento Directo de GEI

El cuadro indica el Aumento Indirecto de GEI



Cuadro WM-4-1. Estimación de las reducciones netas de GEI y los costos o ahorros derivados de la aplicación de WM-4 a los factores de emisiones directas

Política No.	Recomendación de la política	Reducciones de GEI (MMtCO ₂ e)			Valor Presente Neto 2017-2030 (millones 2012\$)	Rentabilidad ad 2017-2030 (\$/tCO ₂ e)
		Anual		Total 2017-2030		
		2020	2030			
WM-4	Aprovechar el aceite vegetal usado del sector restauranero de Baja California	Ver TLU-2	Ver TLU-2	Ver TLU-2	Ver TLU-2	Ver TLU-2

\$/tCO₂e = pesos por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; GEI = gases de efecto invernadero; MMtCO₂e = millones de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

Nota: Las reducciones de GEI se calculan para cada año (columnas tres y cuatro anteriores) y el acumulado para 2017 a 2030 (columna cinco). El costo por tCO₂e (columna siete) durante el periodo 2017-2030 es el valor presente neto de los flujos de efectivo en 2017-2030 en millones de dólares (columna seis), dividido entre los MMt acumulados de las reducciones de GEI (columna cinco).

Fuentes de datos:

- ASTM International, ASTM D6751, <http://www.nrel.gov/vehiclesandfuels/pdfs/43672.pdf>
- COCEF-CCS-Gobierno de Baja California, 2010, "Emisiones de gases de efecto invernadero en Baja California y proyecciones de casos de referencia 1990-2025", Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (Cocef), Center for Climate Strategies (CCS), Ciudad Juárez, Chihuahua.
- González et al., n/d, "Estudio de pre factibilidad para la instalación de una planta productora de biodiesel B20", Universidad Autónoma Metropolitana, Tesis. <http://148.206.53.84/tesiuami/UAMI13018.pdf>
- IPCC, 2006, "Guidelines for National GHG Inventories", Vol. 2 Energy, Chapter 2: Stationary Combustion, Cuadro 2.2. Gas/Diesel oil. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf
- Isuzu, 2010, "Comparativo gasto de combustible ELF400,500 y 600", <http://www.isuzubajio.com/informacion/02b-diesel-gasolina.html>
- Isuzu: lista de precios de 2013. http://www.isuzuvalejo.com.mx/s_seccion39000/html/elementocatn1.exr?Clave_Elemento=59&Clave_Categoria=107&N=0
- Isuzu, 2013, MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS ISUZU ELF 400 , 450/500, 600, http://www.grupo-central.com.mx/MntoPrev_ELF400_450_500_600.pdf
- Larosa R., N/D, "Proceso para la producción de Biodiesel (Metilester o esteres metílicos de ácidos grasos", http://www.inia.org.uy/gras/cc_cg/biocombustibles/r_larosa_prod_biodiesel.pdf
- Lazcano I., 2006, "Agricultural aspects and sources for biodiesel production" en Sener/BID/GTZ, "Potencialidades y viabilidad del uso de bioetanol y biodiesel para el transporte en México", México, en: <http://www.bioenergeticos.gob.mx/descargas/SENER-BID-GTZ-Biocombustibles-en-Mexico-Estudio-completo.pdf>
- Leiva C., 2011, "Subproductos generados en el proceso de producción de biodiesel a partir de aceite de tempate", Editorial Universidad Francisco Gavidia, El Salvador.
- Lovera, 2011, "Estado del arte y novedades de la bioenergía en el Paraguay", Oficina Regional para América Latina y el Caribe-RLC. <http://www.fao.org/docrep/019/as414s/as414s.pdf>
- STPS/CNSM, 2014, Salarios mínimo, 1ro de enero de 2014, Secretaría del Trabajo y previsión social (STPS)/Comisión Nacional de los salarios mínimos (CNSM), México.
- Talebian-Kiakalaieh, 2013, "A review on novel processes of biodiesel production from waste cooking oil", Applied Energy, 104, pp. 683-710. http://www.academia.edu/4750935/A_review_on_novel_processes_of_biodiesel_production_from_waste_cooking_oil#

- Montero *et al.*, 2009, "Biodiesel: Una opción para recuperar energía de aceites vegetales residuales y grasas bovinas", Red de Ingeniería en Saneamiento ambiental, en http://www.redisa.uji.es/artSim2009/TratamientoYValorizacion/Biodiesel_una%20opci%C3%B3n%20para%20recuperar%20energ%C3%ADa%20de%20acietes%20vegetales%20residuales%20y%20grasas%20bovinas.pdf

Métodos de cuantificación:

El objetivo se definió considerando las estimaciones de Aceite Vegetal Usado (AVU) generado en Baja California por el sector restaurantero. En primer lugar, se calculó la cantidad de AVU recogida.

Cuadro WM-4-2. AVU recogido

Año	Aceite Vegetal Usado (AVU) recogido	Producción anual de biodiésel
	Litros	Litros
2017	555,556	500,000
2018	1,111,111	1,000,000
2019	1,666,667	1,500,000
2020	2,222,222	2,000,000
2021	2,777,778	2,500,000
2022	3,333,333	3,000,000
2023	3,888,889	3,500,000
2024	4,444,444	4,000,000
2025	5,000,000	4,500,000
2026	5,000,000	4,500,000
2027	5,000,000	4,500,000
2028	5,000,000	4,500,000
2029	5,000,000	4,500,000
2030	5,000,000	4,500,000

El análisis se dividió en dos secciones, emisiones y costos.

a) Sección de emisiones

No hay información sobre la producción y el uso de biodiésel a partir de residuos de aceites vegetales en el sector del transporte de Baja California. Por lo tanto, no se consideraron estimaciones sobre las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la Situación Habitual.

El siguiente paso consistió en calcular el consumo de combustible y energía para la recolección de aceite usado y el proceso de producción de biodiésel; se incluyó el uso de metanol (CH₃-OH). Por último, se calcularon las emisiones de GEI derivadas de estas actividades.

Cuadro WM-4-3. Estimación del consumo de energía y las emisiones de GEI

Año	Consumo de energía para la recolección de AVU	Consumo de energía para el proceso: Planta	Consumo de energía para el proceso: Planta	Total de emisiones
	TJ Diésel	MWh (Electricidad)	TJ (Gas natural)	tCO ₂ e/TJ
2017	0.3	19	1	12
2018	0.3	38	2	9
2019	0.4	57	3	8
2020	0.4	76	4	7
2021	0.9	95	5	7
2022	0.9	114	6	7
2023	0.9	132	7	6
2024	0.9	151	8	6
2025	0.9	170	9	6
2026	0.9	170	9	5
2027	0.9	170	9	5
2028	0.9	170	9	5
2029	0.9	170	9	5
2030	0.9	170	9	5

MWh= Megawatt-hora; TJ= Terajoules; tCO₂e= toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente.

b) Sección de costos

La sección de costos se dividió en el costo de capital inicial de los diferentes sistemas de generación de energía, su operación y mantenimiento, los insumos químicos, y la recolección y transporte del AVU.

Cuadro WM-4-4. Costos de producción

Año	Valor de los insumos	Venta de glicerol	Costo total de la política	Costo de producción neto
	MM\$	MM\$	MM\$	\$/L
2017	\$1	(\$0.08)	\$10.24	\$20
2018	\$3	(\$0.16)	\$12.32	\$12
2019	\$5	(\$0.24)	\$14.40	\$9
2020	\$7	(\$0.32)	\$16.49	\$8
2021	\$9	(\$0.40)	\$19.48	\$7
2022	\$10	(\$0.48)	\$21.56	\$7
2023	\$12	(\$0.56)	\$23.65	\$6
2024	\$14	(\$0.64)	\$25.74	\$6
2025	\$16	(\$0.73)	\$27.95	\$6
2026	\$16	(\$0.73)	\$27.44	\$6
2027	\$16	(\$0.73)	\$27.63	\$6
2028	\$16	(\$0.73)	\$27.65	\$6
2029	\$16	(\$0.73)	\$27.66	\$6
2030	\$16	(\$0.73)	\$27.68	\$6

MM\$= millones de pesos; \$= pesos; L= Litros

Suposiciones importantes:

- Costo del AVU: Mx\$3.25/litro.
- Instalación de dos plantas productoras de biodiésel: Tijuana y Mexicali (la planta de Tijuana incluirá la zona de Rosarito y Tecate).
- Tecnología: Reactor de flujo oscilatorio.
- Rendimiento de biodiésel: 90%.
- Producción de glicerol crudo: 0.00009 toneladas/litro.
- El glicerol producido se venderá a: \$1,638.00/tonelada.
- Recuperación de los insumos químicos.
- En este análisis no se consideraron las emisiones evitadas del tratamiento de las aguas residuales.

Incertidumbres principales

- El rendimiento de la producción de energía depende del tipo de sistema instalado.
- Que el gobierno estatal y la iniciativa privada apoyen el costo de la planta.
- Rutas estratégicas para la recolección de AVU.

Beneficios y costos adicionales

- Beneficios:
 - Económicos:
 - Creación de empleos.
 - Venta de aceite vegetal usado.
 - Ambientales:
 - Disminución de las emisiones generadas por la combustión del diésel.
 - Disminución de las emisiones generadas por el tratamiento de aguas residuales..
- Costos:
 - Costo del transporte del AVU.
 - Costo de las instalaciones para la biorrefinería.

Problemas de viabilidad

- Aceptación del sector restaurantero de la idea de entregar su AVU.
- Costo de la planta productora.

Aprobación del grupo

Aprobado.

Nivel de apoyo del grupo

Unánime.

