Fortalecimiento de las cadenas de valor en México:
Un enfoque multisectorial

LA RECONFIGURACIÓN DE LAS CADENAS GLOBALES DE VALOR Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

European Union

AFD GROUPE

Escuela de Gobierno y Transformación Pública
Tecnológico de Monterrey

Fortalecimiento de las cadenas de valor en México:
Un enfoque multisectorial

LA RECONFIGURACIÓN DE LAS CADENAS GLOBALES DE VALOR Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Coordinador de investigación
Rolando Fuentes Bracamontes
Roberto Duran-Fernandez

Equipo de investigación
Michele Vittorio
Marcelo Galán González
María Fernanda García Valaguez

Coordinación de Proyecto
Roberto Duran-Fernandez
Ernesto Stein
Ileana Rossell

Edición y Diseño
Rafael Osío Cabrices
Duare Pinto

Escuela de Gobierno y Transformación Pública
Tecnológico de Monterrey

Mayo 2025

Este documento ha sido elaborado en colaboración con la AFD y con la ayuda financiera de la Unión Europea a través de la Facilidad de investigación sobre las desigualdades.

TABLA DE CONTENIDOS

Resumen ejecutivo 6

Mensajes principales 7

PARTE 1. Viabilidad técnica, económica y fiscal de la propuesta 8

I. INTRODUCCIÓN: EL DESAFÍO ENERGÉTICO DE MÉXICO 9

II. BASES CONCEPTUALES: SUBSIDIOS, EQUIDAD Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA 11

III. EL CONTEXTO MEXICANO 13

3.1 Subsidios en México 13

3.2 Políticas nacionales de transición energética y programas complementarios: contexto para este estudio 14

IV. METODOLOGÍA: MODELANDO UNA POLÍTICA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA 15

V. RESULTADOS E IMPACTO POTENCIAL 19

5.1 Despliegue 19

5.2 Comparación de resultados: generación distribuida modular frente a expansión convencional y metas gubernamentales 22

VI. ESCENARIOS Y VIABILIDAD DE FINANCIAMIENTO 24

6.1 Contexto 24

6.2 Esquemas de financiamiento 26

6.3 Discusión y limitaciones 31

VII. HACIA UNA POLÍTICA ENERGÉTICA MÁS JUSTA 34

PARTE 2. Estrategia de implementación y despliegue operativo 36

I. DEL MODELO A LA POLÍTICA PÚBLICA 37

1.1 Contexto y objetivos 38

1.2 Mapa de actores e institucionalidad 40

1.3 Aspectos legales y normativos 42

II. DISEÑO OPERATIVO Y FINANCIERO 43

2.1 Diseño institucional y modalidades de ejecución 43

2.2 Estructura financiera 46

2.3 Plan de despliegue y cronograma de expansión 49

2.4 Adquisiciones, logística e instalación 49

2.5 Evaluación de impactos en la red y aspectos técnicos 51

2.6 Seguimiento, control y mantenimiento 52

2.7 Aceptación social, comunicación e incentivos 53

III. ANÁLISIS DE RIESGOS 54

IV. LECCIONES Y REFLEXIONES FINALES 56

ANEXOS 58

A. Detalles Metodológicos 58

B. Supuestos, parámetros y construcción de escenarios de financiamiento 64

C. Estructura financiera del programa 67

D. Estudios requeridos para la implementación 69

BIBLIOGRAFÍA 71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Inversión en paneles cuya producción energética permita a los hogares mantener su gasto en electricidad constante entre el subsidio en el año inicial 25

Tabla 2. Cobertura del programa por decil manteniendo la neutralidad fiscal 27

Tabla 3. Cobertura del programa por decil manteniendo la neutralidad fiscal. Asignación directa con equipos de 500 W 29

Tabla 4. Valor Presente Neto del esquema entre Valor Presente del pago de los hogares a CFE 30

Tabla 5. Evaluación de ventajas y riesgos en alternativas de ejecución operativa 45

Tabla 6. Selección de municipios con base en su producción industrial 59
Tabla 7. Viviendas en Nuevo León por su tamaño 60
Tabla 8. Promedio ponderado del tamaño de viviendas en Nuevo León y área total de techos 61
Tabla 9. Total de área disponible en techos residenciales por municipio de la zona de evaluación 61
Tabla 10. Desglose de instalación de paneles solares en techo residencial tomado como base para escenarios 62
Tabla 11. Proporción de subsidio eléctrico federal que corresponde a los municipios de análisis 62
Tabla 12. Consumo energético por municipio derivado de luces nocturnas 63
Tabla 13. Demanda energética aliviada por sistemas PV según parámetros de consumo 64
Tabla 14. Consumo promedio por decil y tarifas 66
Tabla 15. Costo de equipo 67

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Flujo metodológico para la estimación del potencial de generación distribuida financiada por redireccionamiento de subsidios eléctricos en Nuevo León 18
Figura 2. Cobertura de demanda eléctrica con generación distribuida residencial 20
Figura 3. Crecimiento de capacidad instalada de generación distribuida a cinco años 21
Figura 4. Porcentaje de cobertura de la demanda eléctrica regional mediante generación distribuida 21
Figura 5. Comparación del costo por unidad de energía entre generación distribuida y alternativas convencionales 22
Figura 6. Esquema financiero 48
Figura 7. Cadenas de valor verde y componentes para México 50
Figura 8. Metodología aplicada al caso de Monterrey, Nuevo León, México 58
Figura 9. Metodología aplicada al municipio de Cadereyta Jiménez, Nuevo León 60
Figura 10. Consumo eléctrico al 2019 por municipio de la zona de evaluación derivado de luces nocturnas 63
Figura 11. Estructura financiera 68

RESUMEN EJECUTIVO

México enfrenta un cuello de botella eléctrico en municipios clave con potencial para aprovechar la reconfiguración de las cadenas globales de valor. La falta de infraestructura eléctrica amenaza con retrasar o desviar inversiones industriales estratégicas. Construir nuevas plantas —la solución convencional— requiere entre cuatro y cinco años, un plazo incompatible con la urgencia de esta ventana de oportunidad.

Este estudio propone una alternativa inmediata: redirigir parte del subsidio eléctrico actual —que hoy beneficia desproporcionadamente a hogares de ingresos medios y altos— para financiar la instalación masiva de paneles solares en techos residenciales en municipios estratégicos de Nuevo León. Con el presupuesto existente, sería posible instalar cerca de 74,000 sistemas solares en un solo año, liberando capacidad en la red de distribución y facilitando el crecimiento industrial.

Los resultados muestran que esta estrategia modular generaría entre 196 y 262 GWh anuales, cubriendo hasta el 9.2% del consumo eléctrico de las zonas priorizadas. En cinco años, podría acumularse más de 1,000 MW de nueva capacidad instalada —el equivalente a una planta solar de gran escala, pero distribuida.

Para financiar esta estrategia, se consideran tres esquemas con criterios de neutralidad fiscal y progresividad por decil de ingreso. Este análisis confirma que una transición del subsidio eléctrico hacia un esquema de generación distribuida es viable técnica y financieramente, al tiempo que impulsa la transición energética, la sostenibilidad fiscal y la equidad social.

Un eje central de la propuesta es su enfoque redistributivo. Sustituir subsidios generalizados por una política en especie dirigida a hogares de ingresos bajos y medios promueve una redistribución más justa del gasto público. El diseño progresivo de los esquemas de financiamiento garantiza que los hogares con menor capacidad económica tengan prioridad en el acceso a los beneficios del programa, sin generar un costo adicional para el erario.

Aunque se trata de una prueba de concepto que no sustituye la generación firme ni los planes de expansión convencionales, la propuesta sí complementa la estrategia nacional. Representa una vía inmediata y pragmática de intervención. Para la CFE, alivia presión sobre las redes; para SENER, acelera metas de generación distribuida; para SHCP, transforma subsidios regresivos en inversión productiva; y para la Secretaría de Economía, fortalece el sector eléctrico frente a los retos del *nearshoring*.

México necesita energía disponible ahora, no dentro de cinco años. La generación distribuida modular es una solución viable, fiscalmente neutra y socialmente justa que no debe desaprovecharse.

El reporte se estructura en dos partes. La Primera Parte analiza la viabilidad técnica, económica y fiscal del rediseño del subsidio eléctrico para financiar la generación distribuida en hogares residenciales. Incluye la justificación conceptual, la metodología aplicada al caso de Nuevo León y los resultados del modelo, así como distintos escenarios de financiamiento y su impacto distributivo. La Segunda Parte se centra en la estrategia de implementación operativa, incluyendo el diseño institucional y financiero del programa, los aspectos normativos, el cronograma de despliegue, la evaluación de impactos técnicos y sociales, y una matriz de riesgos. Esta estructura permite abordar tanto el diagnóstico como la propuesta de acción de manera integral y escalable.

MENSAJES PRINCIPALES

1. El estudio confirma que el subsidio eléctrico puede rediseñarse como una política de alto impacto social, energético y fiscal, sin requerir recursos adicionales del Estado.
2. La generación distribuida solar residencial representa una vía concreta y alcanzable para sustituir de forma progresiva el subsidio, con beneficios directos para los hogares y el sistema eléctrico.
3. Se evaluaron tres modelos operativos, cada uno con fortalezas frente a distintos perfiles de hogares y contextos técnicos. El modelo de reinyección destaca por su escalabilidad y retorno financiero.
4. El modelo de reinyección, basado en la venta de excedentes solares a la red, permite cubrir hasta el 100% de los hogares en deciles bajos y medios, y puede generar incluso más valor que el esquema actual de subsidios, permitiendo beneficiar al usuario más allá de la neutralidad distributiva.
5. El análisis muestra que este rediseño es fiscalmente neutro, financieramente viable y socialmente justo, con potencial de acelerar la transición energética en zonas clave para el desarrollo industrial.
6. El reporte propone un diseño institucional claro, mecanismos de financiamiento estructurados y criterios para priorizar hogares y territorios, con lo que proporciona un marco robusto para avanzar.
7. La implementación del modelo requiere esfuerzos adicionales, incluyendo ajustes normativos, pruebas piloto, desarrollo de capacidades técnicas y estructuración operativa más detallada.
8. Se identifican riesgos técnicos, sociales y operativos que deben anticiparse y gestionarse, pero que no representan barreras estructurales para el despliegue con buena gobernanza.
9. El modelo está alineado con las prioridades del Plan México, y puede convertirse en una herramienta estratégica para la política energética y social del país.
10. Este estudio ofrece una base técnica y conceptual sólida para avanzar hacia una política pública concreta. La siguiente etapa debe centrarse en la definición institucional de un piloto, su validación operativa y su escalamiento progresivo.

PARTE 1

VIABILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA Y FISCAL DE LA PROPUESTA

I. INTRODUCCIÓN EL DESAFÍO ENERGÉTICO DE MÉXICO

México enfrenta un desafío dual: avanzar en su transición energética y asegurar que este proceso sea justo y equitativo. Al mismo tiempo, la creciente ola de oportunidades vinculadas a la reconfiguración de las cadenas globales de valor, o *nearshoring*, exige infraestructura eléctrica confiable y disponible de inmediato, algo que la capacidad actual del sistema, limitada y altamente subsidiada, no puede garantizar plenamente (Duran-Fernandez, 2024; Duran-Fernandez, 2025).[1]

Estudios recientes (Fuentes y Vittorio, 2023; Fuentes, Duran-Fernandez y Montoya, 2024), han propuesto una alternativa innovadora: aprovechar el avance tecnológico de la generación distribuida solar para aliviar los cuellos de botella en la red eléctrica, liberando capacidad para la industria. Inspirados en el potencial transformador de esta tecnología, señalado incluso por *The Economist* (2024), se propone un redireccionamiento de los subsidios eléctricos actuales —81.4 mil millones de pesos en 2024 (Gobierno de México, 2023)— hacia la dotación de paneles solares residenciales como subsidios en especie.

Esta propuesta destaca no solo por su innovación tecnológica, sino por su diseño institucional orientado a la justicia distributiva. A diferencia de esquemas que incrementan el gasto público, aquí se plantea una reasignación eficiente del presupuesto existente: en lugar de subsidiar el consumo eléctrico de manera regresiva, se convierte ese recurso en inversión productiva focalizada en los hogares de menores ingresos. De este modo, se garantiza que el impacto fiscal sea neutro, mientras se promueve una distribución más equitativa de los beneficios energéticos y se fortalece la resiliencia económica de los sectores más vulnerables.

Este estudio aplica esa propuesta al caso de Nuevo León, el estado que lidera la atracción de inversiones derivadas de la reconfiguración de las cadenas globales de valor en México, con 287 proyectos y 68 mil millones de dólares de inversión anunciada entre 2021 y 2024 (Bloomberg en Español, 2024). Además de su dinamismo económico, la entidad cuenta con niveles favorables de irradiación solar (Global Solar Atlas, 2024), aunque enfrenta severas limitaciones en infraestructura eléctrica tras la

1 El término *nearshoring* se usa como sinónimo de la reconfiguración de las cadenas globales de valor. Para una exposición detallada sobre estos conceptos ver Duran-Fernandez & Stein (2025).

cancelación de proyectos estratégicos. Estas carencias, ya evidenciadas en eventos recientes de estrés en la red (Payán, Montes de Oca y otros, 2024), amenazan con frenar el potencial de crecimiento si no se atienden de inmediato.

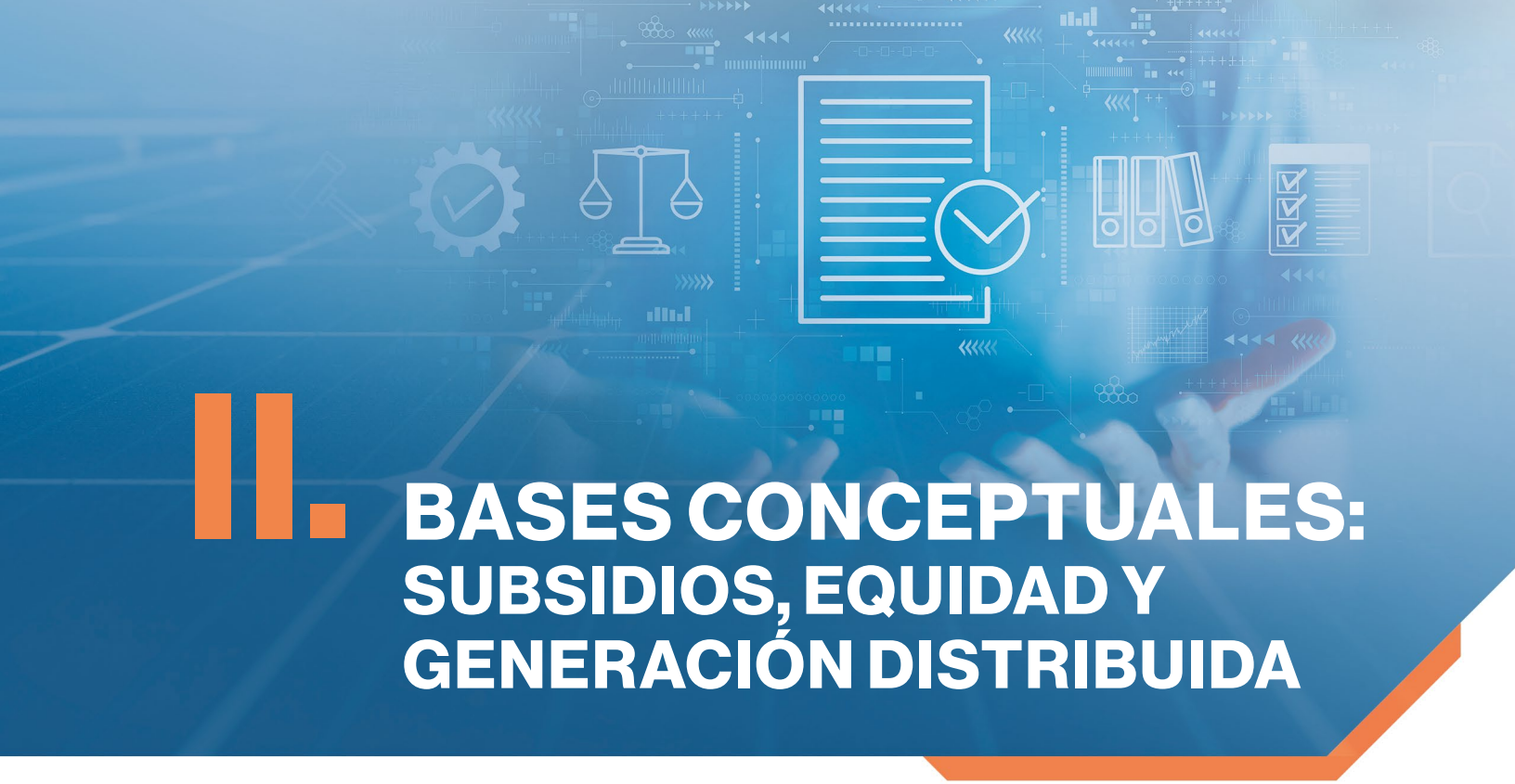
Para evaluar esta estrategia, se construye un estudio piloto basado en plataformas georreferenciadas, que cruza datos de inversión industrial con el potencial de techos residenciales para instalar paneles solares. Estimamos que, redirigiendo el subsidio eléctrico anual disponible en Nuevo León, se podrían instalar cerca de 74,702 sistemas solares por año, generando entre 196 y 262 GWh de electricidad adicional anual. En cinco años, se acumularían más de 1,000 MW de capacidad instalada, equivalente a una planta solar de gran escala, pero distribuida.

Para esto se evalúa un esquema de financiamiento a 10 años de dos fuentes complementarias: el subsidio eléctrico del gobierno federal –traído a valor presente a través de un mecanismo de crédito- y un préstamo a la CFE respaldado por los recibos de los hogares. Contextualizado en un mercado energético de venta de remanentes, este esquema genera beneficios adicionales a los hogares al tiempo que libera espacio fiscal.

Se propone esta estrategia como una política fiscalmente neutra, ya que no incrementa el gasto público, sino que lo transforma en inversión productiva. Al mismo tiempo, busca corregir la actual inequidad en la distribución de subsidios, beneficiando preferentemente a los hogares de ingresos bajos y medios.

Aunque las cifras proyectadas pueden parecer ambiciosas frente a los planes nacionales —como los 27 GW de generación distribuida que plantea el Plan México para 2030 o los 13 GW del PRODESEN para 2038—, nuestro enfoque es complementario: está hecho para responder de manera inmediata a los cuellos de botella que amenazan la llegada de nuevas inversiones industriales. Este análisis *bottom-up* no pretende reemplazar la planeación nacional, sino ofrecer una solución pragmática que pueda escalar rápidamente.

En este sentido, el presente documento debe entenderse como una prueba de concepto. Explora la viabilidad técnica, fiscal y distributiva de una política modular de generación distribuida, ofreciendo evidencia concreta para repensar la política de subsidios eléctricos y acelerar el despliegue de renovables en zonas estratégicas.



II. BASES CONCEPTUALES: SUBSIDIOS, EQUIDAD Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El debate sobre las intervenciones de política económica orientadas a la regulación del sector energético ha tomado relevancia en la discusión contemporánea sobre cómo optimizar el uso de los subsidios. Weitzman (1974) proporciona un marco teórico para comprender la eficacia y los desafíos de las herramientas reguladoras en entornos de incertidumbre, que ha sido aplicado a la política ambiental y energética. Hace énfasis en la necesidad de enfoques innovadores que aborden las particularidades del sector energético mexicano y su infraestructura.

Sovacool (2017) amplía esa discusión al afirmar que los subsidios son instrumentos esenciales para alcanzar distintos objetivos políticos. Propone que los reguladores pueden, a través de un diseño proactivo de subsidios, influir en el desarrollo del sector energético de manera que se logren tanto los objetivos económicos como los sociales. Este enfoque resuena con las ideas de Mazzucato (2021), quien argumenta que el Estado debe desempeñar un rol proactivo en la política industrial, estableciendo "misiones" sectoriales para canalizar recursos públicos hacia iniciativas sostenibles. Esta doble perspectiva es especialmente relevante dada la significativa cantidad de subsidios a nivel global, que alcanzaron cerca de 447 mil millones de dólares en 2017, de los cuales al menos 128 mil millones estaban destinados a subsidios eléctricos (Taylor, 2020).

Frente a los desafíos de la transición energética y el cambio climático, los gobiernos están explorando alternativas para financiar sus políticas energéticas. Una opción innovadora es la instalación generalizada de paneles solares fotovoltaicos en el sector residencial, con lo que se abordan los problemas de la infraestructura eléctrica mediante la Generación Distribuida de Energía (GDE). Este enfoque no solo facilitaría la independencia energética de los consumidores, sino que puede aliviar la presión sobre las redes de distribución y mejorar la eficiencia del sistema energético en su conjunto (IEA, 2022).

Los sistemas de GDE permiten a los consumidores satisfacer sus necesidades energéticas de manera local, utilizando acuerdos de medición neta o tarifas de alimentación, que convierten a los usuarios en "prosumidores". Sin embargo, algunos críticos advierten sobre el fenómeno conocido como la "espiral de la muerte" de las empresas de servicios públicos, en el que la adopción masiva de GDE puede llevar a

desequilibrios financieros en estas compañías (Ford, 1997; Costello y otros., 2014). Este argumento ha sido objeto de muchos debates, pero estudios han demostrado que la materialización de esa espiral depende en gran medida de la velocidad de adopción de tecnologías de GDE y de la adaptabilidad al nuevo paradigma de las empresas proveedoras de energía (Muaafa y otros., 2017; Laws y otros., 2017).

A pesar de las tensiones inherentes, la GDE puede ayudar a lograr metas de sostenibilidad y generación de energía renovable. La investigación reciente ha demostrado el gran potencial de los techos solares en distintos contextos geográficos. Por ejemplo, estudios en ciudades como Islamabad (Kamran Lodhi y otros., 2024) y localidades en Perú (Bazán y otros., 2018) han encontrado que la utilización de techos para la energía solar puede permitir satisfacer una gran proporción de la demanda eléctrica local y contribuir a la reducción de emisiones de CO_2.

Sin embargo, es escasa la literatura que trate específicamente la transición desde los subsidios eléctricos basados en precios a un subsidio basado en las cantidades, como sería el que se implementaría para la adquisición de paneles solares. Este artículo propone un modelo de subsidios eléctricos en especie para México, como aporte al debate sobre cómo estos instrumentos pueden transformarse para facilitar la adopción de tecnologías de generación distribuida en el contexto de una transición energética justa y efectiva. La implementación de esta política no sólo abordaría la necesidad urgente de mejorar la infraestructura eléctrica, sino que también podría potenciar el desarrollo de inversiones derivadas de la reconfiguración de las cadenas globales de valor y beneficiar económicamente a los hogares.

III. EL CONTEXTO MEXICANO

3.1 Subsidios en México

La viabilidad de una política pública basada en generación distribuida no puede evaluarse sin considerar las particularidades del sistema eléctrico mexicano, en especial su complejidad tarifaria y el contexto actual de planificación energética nacional. Esta sección describe brevemente ambos elementos, fundamentales para interpretar el alcance y las limitaciones del estudio.

El sistema de tarifas eléctricas en México es notoriamente complejo, tanto en su estructura como en la forma en que distribuye subsidios. Existen múltiples niveles de subsidización que generan subsidios cruzados entre tipos de usuarios, regiones y niveles de consumo, configurando un sistema que no es lineal ni totalmente progresivo.

En el ámbito residencial, la tarifa doméstica se divide en ocho variantes según la temperatura media del municipio: una tarifa base (Tarifa 1) para zonas templadas, seis tarifas climáticas (de 1A a 1F) para zonas cálidas —con mayores subsidios— y la tarifa DAC (Doméstica de Alto Consumo) para hogares que exceden determinados umbrales de consumo. Cada tarifa incorpora bloques escalonados: los primeros kilovatios-hora consumidos se facturan a precios altamente subsidiados, mientras que el consumo excedente paga tarifas progresivamente mayores. Al rebasar cierto umbral mensual, el usuario pasa automáticamente a la tarifa DAC, perdiendo los subsidios.

Si bien esta estructura pretende ser progresiva, en la práctica introduce distorsiones. Hogares de menores ingresos que consumen menos kWh reciben mayores subsidios por unidad, pero hogares de ingresos medios o altos, si tienen consumos bajos (por eficiencia energética o menor tamaño familiar), también acceden al subsidio. Además, existen fuertes subsidios cruzados entre regiones: mientras que en Hermosillo un hogar puede consumir hasta 2,500 kWh bimestrales manteniendo su tarifa subsidiada, en la Ciudad de México el umbral para perder el subsidio puede ser de apenas 250 kWh. Esto genera inequidades geográficas significativas.

A nivel sectorial, los subsidios se concentran en el sector doméstico y el agrícola, mientras que los sectores comercial, industrial y de servicios pagan tarifas no subsidiadas, soportando incluso

sobrecostos en horarios de alta demanda. Este esquema implica que los usuarios no residenciales subsidian de facto al consumo doméstico.

Para el presente estudio, dada la complejidad y variabilidad del subsidio según ubicación y consumo, se optó por trabajar con precios promedio ponderados y con estimaciones agregadas del subsidio aplicado en la región de Nuevo León. Esta simplificación metodológica es reconocida como una limitación, pero resulta necesaria para construir una prueba de concepto replicable y evaluable a nivel fiscal agregado.

3.2 Políticas nacionales de transición energética y programas complementarios: contexto para este estudio

La administración federal actual ha planteado una estrategia ambiciosa de transición energética mediante dos instrumentos clave: el Plan México de Transición Energética 2024–2030 y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2024–2038.

El Plan México establece como una de sus metas principales la instalación de 27 GW de nueva capacidad de generación distribuida (GD) a nivel nacional para 2030. Esta meta responde a amplias prioridades de política: descentralizar la producción eléctrica, reducir pérdidas en transmisión, fortalecer la soberanía energética y ampliar el acceso equitativo a fuentes limpias.

Por su parte, el PRODESEN plantea una trayectoria más conservadora, en la que prevé añadir aproximadamente 13 GW de capacidad distribuida hacia 2038. Esta diferencia refleja los distintos enfoques de ambos documentos: mientras el Plan México tiene una función programática y política, el PRODESEN se orienta a la planeación técnica del sistema eléctrico nacional.

En ese marco, el programa federal Sol del Norte representa una política pública concreta que comparte los principios de justicia energética y generación distribuida. Centrado inicialmente en Mexicali, busca reducir hasta en un 70% el gasto eléctrico de hogares vulnerables mediante la instalación subsidiada de paneles solares. Además de aliviar la presión sobre el sistema eléctrico en horas pico, el programa evita el uso de tecnologías de almacenamiento por razones de costo, y constituye una medida redistributiva directa y de rápida implementación.

El estudio que aquí se presenta, aunque centrado en el caso específico de Nuevo León, ofrece una perspectiva complementaria. Propone un modelo replicable que evalúa cómo redirigir subsidios eléctricos existentes hacia la generación distribuida, lo que puede contribuir simultáneamente a la transición energética, la sostenibilidad fiscal y la equidad social. Al estimar el número de sistemas solares residenciales que se podrían financiar con el subsidio actual, este trabajo proporciona una prueba de concepto útil para dimensionar si las metas nacionales son alcanzables bajo distintos esquemas de financiamiento progresivo.

En este sentido, no debe interpretarse como una propuesta nacional cerrada, sino como una herramienta analítica que busca informar y enriquecer la implementación de políticas públicas existentes, como Sol del Norte, y acelerar su despliegue en regiones estratégicas, en consonancia con los objetivos de planeación federal.

IV. METODOLOGÍA: MODELANDO UNA POLÍTICA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Para estimar el potencial técnico, económico y fiscal de redireccionar subsidios eléctricos hacia la instalación de paneles solares en hogares de la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) y en municipios estratégicos para el *nearshoring*, se desarrolló un ejercicio basado en análisis geoespacial, modelación técnica de sistemas fotovoltaicos y estimaciones fiscales agregadas.

El primer paso consistió en identificar el área potencialmente disponible para la instalación de sistemas solares en techos residenciales. Utilizando plataformas de Sistemas de Información Geográfica (GIS), se construyó una malla de celdas de 10x10 metros sobre la ZMM, excluyendo zonas no habitables como cuerpos de agua, vialidades y polígonos industriales no residenciales. De esta depuración resultaron 6,638 millones de metros cuadrados disponibles (ver el Anexo para una discusión más detallada). Para enfocar el análisis en viviendas, se utilizó la base de datos ENVI 2020, que estima el porcentaje de suelo destinado a uso habitacional. Aplicando esta proporción, se calculó que aproximadamente 139 millones de metros cuadrados corresponden a techos residenciales.

Posteriormente, se delimitó la subregión integrada por municipios con vocación industrial más directamente ligada al *nearshoring*. Repitiendo el procedimiento anterior, se obtuvo un área disponible de techos residenciales de 105.5 millones de metros cuadrados en dichos municipios.

A partir de esta área disponible, se modeló la capacidad de instalación considerando un sistema solar promedio de 2 kW, cuya huella técnica estándar se estima en 11 metros cuadrados. Dividiendo el área total entre el área requerida por sistema, se estimó un máximo técnico de aproximadamente 9.6 millones de sistemas instalables en los municipios seleccionados.

En cuanto a costos, se asumió un precio de mercado de 37,172 pesos mexicanos por sistema completo de 2 kW, incluyendo paneles, inversores, estructura de montaje y mano de obra de instalación. Según esta referencia, instalar la totalidad de los sistemas identificados tendría un costo total de alrededor de 356,506 millones de pesos.

El siguiente paso fue cruzar este potencial técnico con el presupuesto público disponible. De acuerdo con el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) 2024, se destinan aproximadamente 3,674 millones de pesos a los subsidios eléctricos en la región analizada. Utilizando estos recursos y el costo por sistema estimado, se calculó que en un solo año podrían financiarse cerca de 98,826 sistemas. No obstante, para construir escenarios más conservadores y realistas —considerando posibles restricciones técnicas o sociales—, el modelo principal se basó en la instalación de 74,702 sistemas en un año.

La producción energética esperada por sistema se estimó en un rango de 1,200 a 1,600 kWh por kW instalado anualmente, de acuerdo con datos de irradiación solar regional. Esto implica que cada hogar equipado con un sistema de 2 kW podría generar entre 2,400 y 3,200 kWh al año. Para el total de sistemas financiados, la generación agregada anual se sitúa entre 179 y 239 GWh, aunque en el análisis operativo se redondeó a un rango de 196 a 262 GWh, incorporando márgenes de mejora técnica por orientación, inclinación y eficiencia.

Comparando esta producción con la demanda eléctrica total estimada de los municipios prioritarios —aproximadamente 2,850 GWh anuales—, el programa cubriría entre el 6.9% y el 9.2% del consumo eléctrico de la región analizada. Esta participación, aunque limitada, resulta significativa considerando que se lograría sin necesidad de construir nuevas plantas centrales ni ampliar la red de transmisión.

Uno de los supuestos centrales del estudio es que la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en hogares residenciales permite liberar capacidad en la red eléctrica, lo que beneficia indirectamente al sector industrial. Es importante señalar que no se modela el despacho horario de electricidad, por lo que no se afirma que cada kWh generado por generación distribuida residencial se deba transferir físicamente a una empresa específica. Más bien, se asume que, durante las horas de generación solar —generalmente coincidentes con las horas pico de actividad industrial—, la disminución de la demanda residencial reduce la carga en la red, permitiendo una mayor disponibilidad de energía para usuarios industriales conectados a los mismos nodos o subestaciones. Esta lógica parte de una premisa básica del sistema eléctrico: dado que la energía no se almacena en masa, toda generación debe encontrar consumo simultáneo. Al disminuir la carga de los hogares durante el día, se facilita el despacho de energía desde plantas centrales hacia el sector industrial, fenómeno documentado en sistemas eléctricos con alta penetración de generación distribuida (IEA, 2023).

Respecto a la intermitencia de la generación solar, se reconoce que la generación distribuida no puede sustituir capacidad firme ni garantizar suministro nocturno. Por ello, el estudio no plantea una sustitución uno a uno entre capacidad solar instalada y demanda industrial, sino que se centra en cuantificar la generación anual adicional y su impacto promedio sobre el perfil de consumo residencial. Dada la coincidencia entre la generación solar y los picos de demanda industrial en la región, se considera que este desplazamiento parcial de carga contribuye de manera efectiva a aliviar los cuellos de botella eléctricos.

Otro aspecto relevante es la exclusión deliberada de tecnologías de almacenamiento, como baterías domésticas. Aunque sus costos han disminuido en los últimos años, aún no resultan competitivos para una estrategia de política pública masiva a nivel residencial. La incorporación de almacenamiento podría mejorar la eficiencia de la propuesta, pero incrementaría sustancialmente sus costos, por lo que esta limitación se reconoce explícitamente y se discute en la sección de recomendaciones.

Finalmente, la decisión de concentrar este estudio exclusivamente en el sector doméstico responde a razones estratégicas, políticas y operativas. Los hogares son los principales receptores de subsidios eléctricos en México, por lo que representan el segmento donde puede lograrse una transformación estructural significativa al redirigir estos apoyos hacia inversiones productivas. Además, el marco regulatorio actual limita la generación distribuida a sistemas menores de 500 kW, lo que hace a los hogares, más que a la industria, los beneficiarios naturales de esta política. Desde el punto de vista político, un programa de paneles solares residenciales tiene mayor viabilidad social y puede fortalecer la narrativa de justicia energética. Si bien este esfuerzo no sustituye las necesidades de infraestructura industrial de gran escala, contribuye a liberar capacidad crítica en el corto plazo, actuando como un complemento a estrategias de expansión más convencionales.

En futuras fases, el modelo podría extenderse hacia esquemas colectivos, pequeñas empresas o parques industriales. Sin embargo, este primer ejercicio se limita intencionalmente a validar la factibilidad técnica y fiscal de la propuesta en el sector residencial, como prueba de concepto.

La siguiente figura resume de manera esquemática el flujo metodológico seguido en este estudio. Como ya se ha dicho, el análisis comienza con la identificación del área disponible para la instalación de sistemas solares residenciales, utilizando herramientas geoespaciales. A partir de esta área, se estima el número máximo de sistemas posibles y el costo total de instalación, que se contrasta contra el presupuesto público disponible derivado de los subsidios eléctricos actuales. Sobre esta base, se calcula el número de sistemas financiables, su generación energética potencial y su cobertura sobre la demanda eléctrica regional. Finalmente, se discuten los impactos indirectos sobre la liberación de capacidad en la red, así como las principales limitaciones metodológicas, destacando el enfoque estratégico en el sector doméstico como vía factible para una implementación rápida y socialmente equitativa.

Figura 1. Flujo metodológico para la estimación del potencial de generación distribuida financiada por redireccionamiento de subsidios eléctricos en Nuevo León

V. RESULTADOS E IMPACTO POTENCIAL

5.1 Despliegue

Los resultados obtenidos a partir del ejercicio metodológico permiten evaluar de manera integral la viabilidad técnica, económica y fiscal de redireccionar subsidios eléctricos hacia la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en techos residenciales, como estrategia para aliviar los cuellos de botella eléctricos asociados al *nearshoring* en Nuevo León.

El análisis geoespacial descrito en la sección anterior sobre Metodología determinó que en los municipios industriales prioritarios existen aproximadamente 105.5 millones de metros cuadrados de techos residenciales disponibles para instalación solar. Asumiendo un requerimiento de 11 metros cuadrados por sistema de 2 kW, el potencial técnico máximo sería de 9.6 millones de sistemas, como se mencionó antes. Instalar esta capacidad completa implicaría un costo de inversión de aproximadamente 356,506 millones de pesos mexicanos.

Al considerar el presupuesto de subsidios existente, estimado en 3,674 millones de pesos anuales para la región analizada, se calculó que sería factible financiar alrededor de 98,826 sistemas solares en un solo año. Para efectos conservadores, el modelo operativo trabaja con una base de 74,702 sistemas financiables anualmente.

En términos de generación eléctrica, la instalación de estos sistemas permitiría producir entre 196 y 262 GWh anuales adicionales, cubriendo entre el 6.9% y el 9.2% de la demanda eléctrica total de los municipios priorizados, estimada en 2,850 GWh anuales. Estos resultados confirman que, aunque la estrategia no reemplazaría la necesidad de expansión del sistema eléctrico a gran escala, sí permitiría liberar una fracción significativa de capacidad en el corto plazo. Desde una perspectiva operativa, esta generación distribuida aliviaría la carga residencial durante las horas de mayor producción solar.

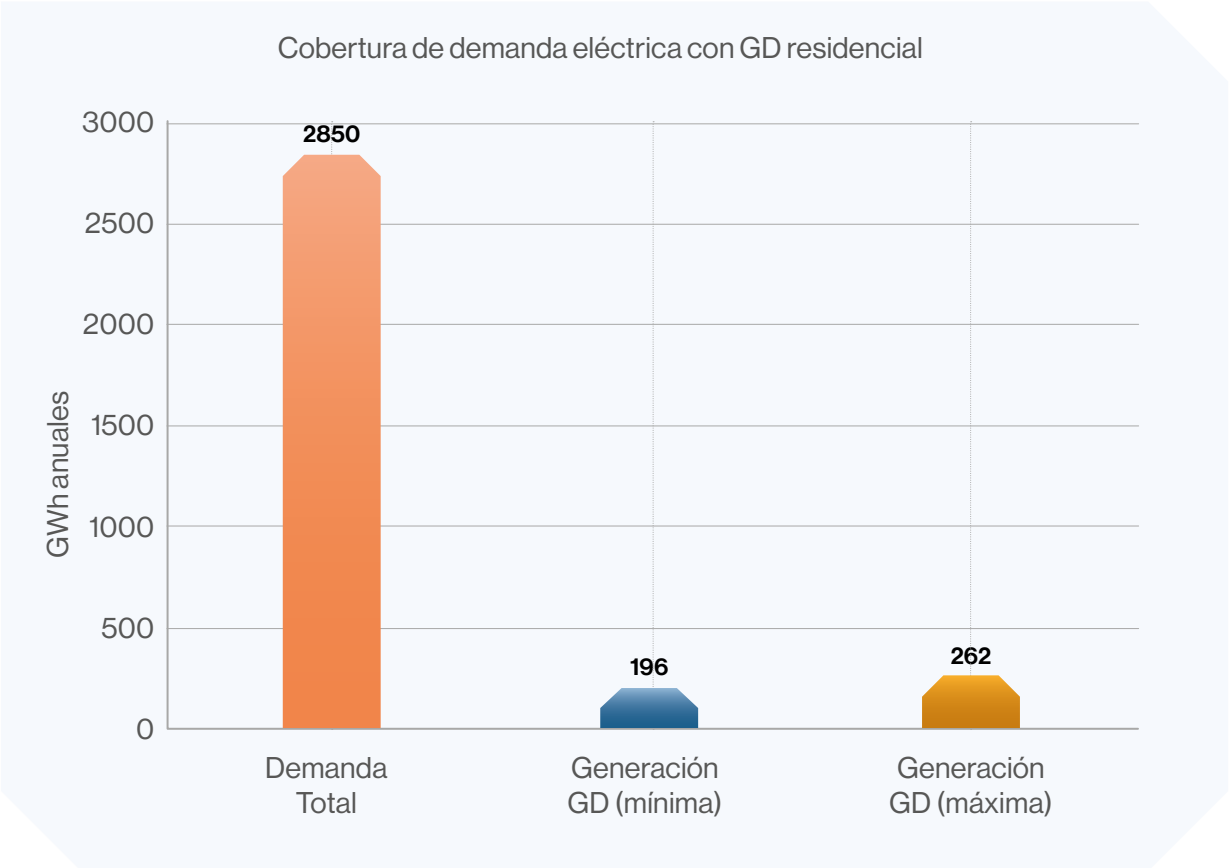
El análisis económico sugiere que cada hogar podría lograr un ahorro promedio de 10,000 pesos mexicanos anuales, permitiendo recuperar la inversión pública en un periodo de entre 2.8 y 3.7 años.

Si el programa se implementara durante cinco años consecutivos, Nuevo León podría acumular más de 1,000 MW de capacidad solar instalada en techos residenciales, el equivalente a una planta solar de gran escala. Aunque se reconocen limitaciones —como la falta de almacenamiento—, los resultados sugieren que el programa sería una herramienta pragmática y de rápida implementación para responder al desafío eléctrico derivado del *nearshoring*.

A continuación, se presentan una serie de visualizaciones que ilustran los principales hallazgos del estudio. Estas figuras permiten dimensionar de manera gráfica la magnitud del ahorro generado para los hogares, el ritmo de crecimiento de la capacidad instalada, la cobertura potencial sobre la demanda eléctrica regional, así como las diferencias en costos entre alternativas tecnológicas. Asimismo, se destaca el cambio estructural que implica redireccionar los subsidios eléctricos desde un esquema de gasto corriente hacia una inversión productiva en generación distribuida.

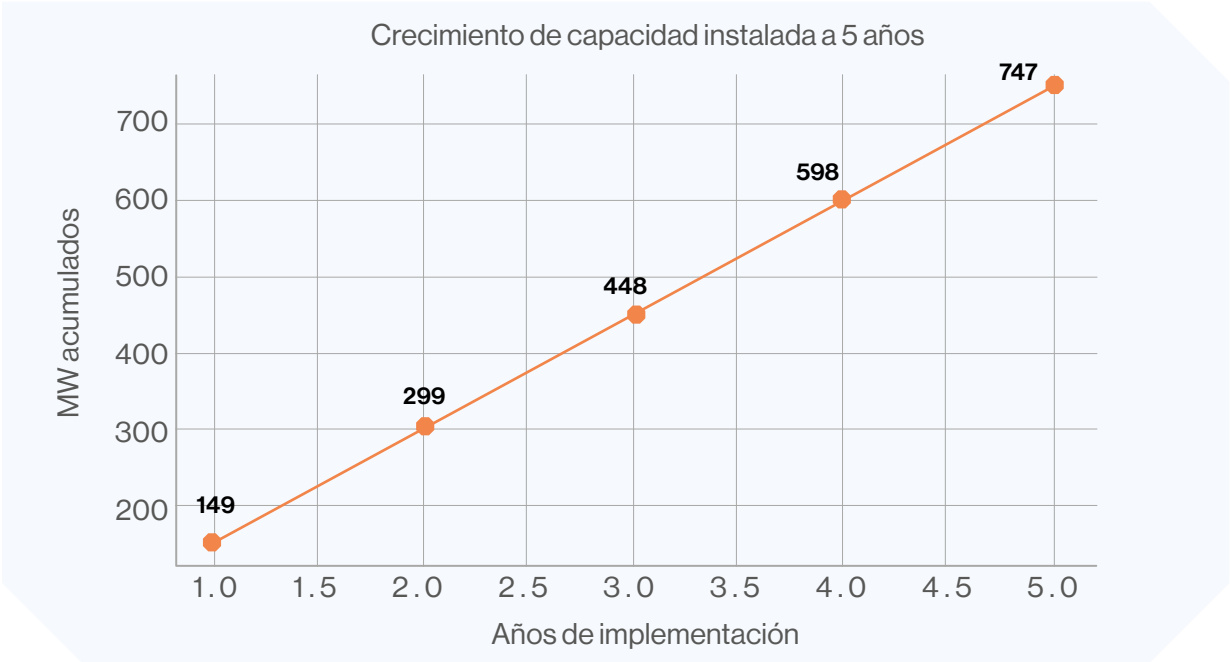
La siguiente figura muestra la generación eléctrica anual estimada que se lograría instalando sistemas solares financiados por subsidios redireccionados, comparada con la demanda eléctrica total de los municipios estratégicos para el *nearshoring*.

Figura 2. **Cobertura de demanda eléctrica con generación distribuida residencial**



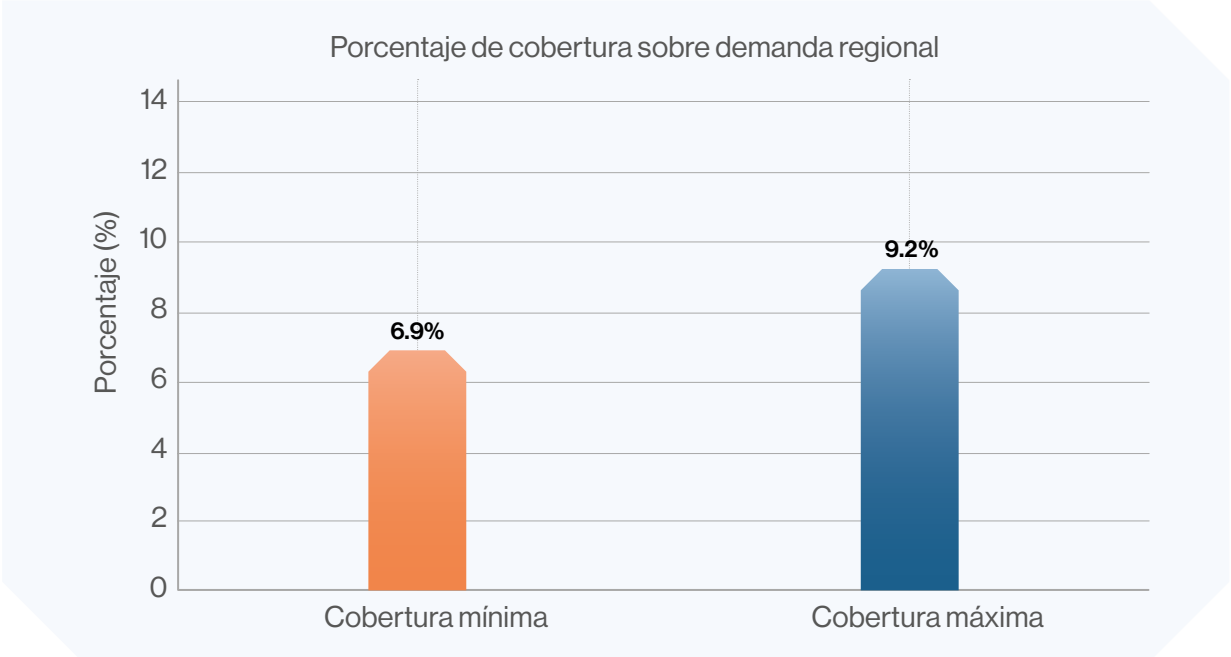
El gráfico a continuación ilustra la capacidad acumulada en megavatios (MW) que podría lograrse si el programa se mantiene durante cinco años consecutivos.

Figura 3. Crecimiento de capacidad instalada de generación distribuida a cinco años



Finalmente, en la Figura 4 se presenta el porcentaje del consumo eléctrico regional que podría ser cubierto por la generación distribuida resultante del programa.

Figura 4. Porcentaje de cobertura de la demanda eléctrica regional mediante generación distribuida



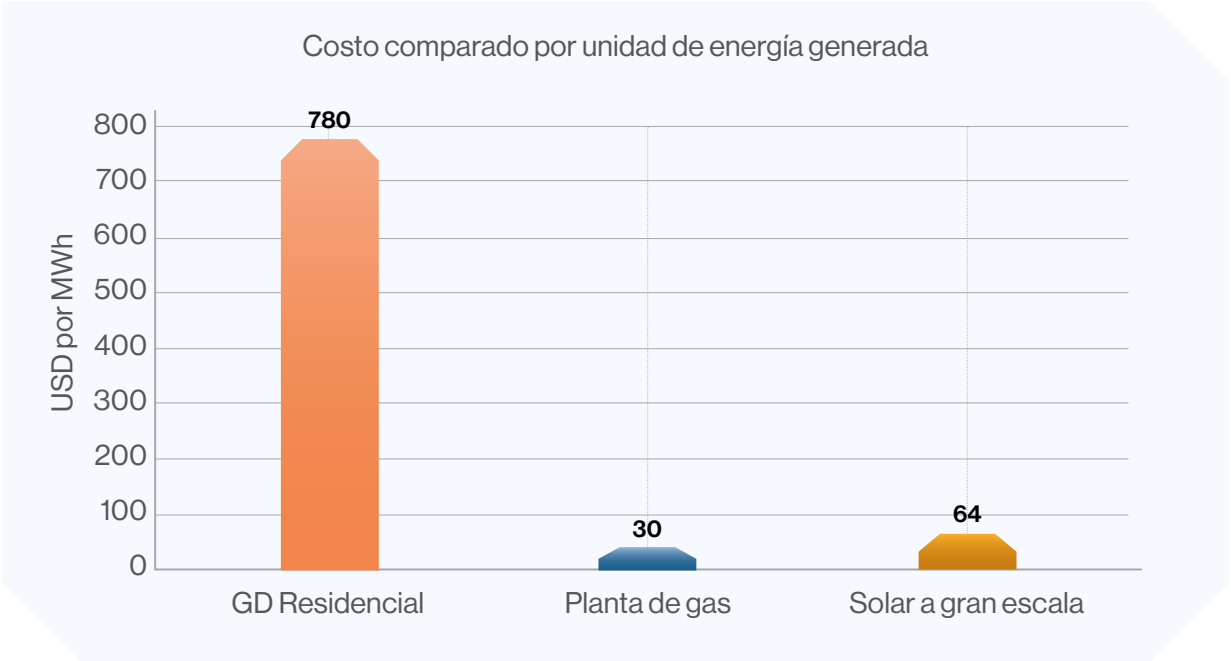
5.2 Comparación de resultados: generación distribuida modular frente a expansión convencional y metas gubernamentales

Una comparación entre el programa de generación distribuida modular propuesto y la construcción de plantas convencionales permite evaluar no sólo la eficiencia energética o económica de cada alternativa, sino su pertinencia en función de los retos específicos que enfrenta México, en particular los cuellos de botella que limitan la recepción de nueva inversión productiva asociada al fenómeno del *nearshoring*.

A pesar de alcanzar una capacidad acumulada de 747 MW en cinco años, su generación efectiva de energía sería considerablemente menor que la de una planta convencional de gas o solar *utility-scale*.[2] Se estima que, en el mismo periodo, la generación distribuida produciría apenas el 4.6% de la energía de una planta de gas equivalente en capacidad, y sólo el 12.8% si se compara con una planta solar a gran escala. Además, el costo por unidad de energía generada es significativamente más alto, estimándose en más de 780 dólares por megavatios-hora (MWh) frente a aproximadamente 30 dólares en plantas de gas y 64 dólares en solares centralizadas.

En la Figura 5 se observan las diferencias en el costo de generación de electricidad por MWh entre la GD residencial y las plantas tradicionales de gas y solar centralizadas.

Figura 5. Comparación del costo por unidad de energía entre generación distribuida y alternativas convencionales



La principal ventaja del programa de generación distribuida es su impacto inmediato. Mientras que una planta convencional, ya sea de gas o solar a gran escala, requiere al menos cinco años para completar su ciclo de planeación, permisos, construcción y conexión a la red, la contribución de la generación distribuida comienza en el momento en que se instala el primer sistema de energía solar. Esta característica es especialmente relevante en zonas industriales donde la falta de capacidad eléctrica representa una barrera crítica en el corto plazo. En este sentido, el programa modular no sólo proporciona energía limpia, sino que lo hace en el momento en que más se necesita.

2 El término *utility-scale* se usa para las instalaciones solares capaces de producir energía para más que una residencia o un edificio.

Además, el carácter modular del programa permite una escalabilidad progresiva. Su diseño puede adaptarse año con año a las condiciones presupuestales, a la capacidad de instalación local y a la evolución de la demanda, mientras que los proyectos de gran escala requieren inversiones iniciales elevadas y no ofrecen beneficios hasta su plena operación.[3] Adicionalmente, la generación distribuida produce electricidad en el punto de consumo, reduciendo pérdidas por transmisión, aliviando la presión sobre la red y aumentando la resiliencia energética, especialmente en zonas urbanas densamente pobladas o con infraestructura vulnerable.

Desde una perspectiva social y política, este esquema tiene la virtud de materializar con claridad y velocidad beneficios tangibles para la ciudadanía. Cada sistema instalado representa un activo visible en un hogar, lo que fortalece la legitimidad del programa y su impacto redistributivo. Al reemplazar subsidios eléctricos regresivos por inversiones en capacidad instalada, se transforma un gasto corriente en una solución estructural con efectos positivos tanto fiscales como distributivos.

Estos resultados deben también contrastarse frente a las metas establecidas por el gobierno federal. El Plan México para la Transición Energética 2024–2030 establece un objetivo de 27 GW de nueva capacidad de generación distribuida para 2030 a nivel nacional, mientras que el PRODESEN 2024–2038 contempla un escenario más conservador de 13 GW hacia 2038. Aunque la escala de este estudio —centrada en los municipios estratégicos de Nuevo León— es significativamente menor, sus hallazgos permiten dimensionar la factibilidad práctica de alcanzar estas metas.

Con un esfuerzo focalizado, que redirija sólo el subsidio actual destinado a tarifas en esta región, sería posible instalar más de 74,000 sistemas solares en un solo año, generando entre 196 y 262 GWh anuales de nueva electricidad limpia. A lo largo de cinco años, la capacidad instalada acumulada superaría los 1,000 MW, demostrando que un despliegue modular puede escalar rápidamente si se alinean incentivos fiscales, operativos y regulatorios adecuados.

Este estudio, por tanto, no pretende validar ni sustituir los planes nacionales de expansión eléctrica, sino ofrecer una prueba de concepto práctica que puede complementar, acelerar y enriquecer las estrategias ya definidas. A partir de un enfoque *bottom-up, de abajo hacia arriba,* orientado a resolver los cuellos de botella locales de manera inmediata, la generación distribuida modular representa una pieza adicional en el rompecabezas de la transición energética mexicana. No compite con los proyectos de gran escala, sino que actúa como un puente estratégico para garantizar que el *nearshoring* no se vea frustrado por la falta de infraestructura eléctrica oportuna.

3 Aunque parecería razonable pensar que las grandes plantas eléctricas podrían construirse por etapas para adaptarse al crecimiento de la demanda, en la práctica esto no siempre es viable por varias razones. Existe limitaciones, técnicas financieras y operativas que impiden soluciones modulares para estas tecnologías.

VI. ESCENARIOS Y VIABILIDAD DE FINANCIAMIENTO

Dado que el análisis previo ha demostrado la viabilidad técnica de reemplazar parte del consumo eléctrico residencial mediante generación solar distribuida, esta sección examina si ese cambio puede sostenerse bajo un marco fiscal responsable y sin comprometer la equidad. Este capítulo explora la viabilidad de rediseñar el subsidio eléctrico residencial en México mediante su sustitución parcial por sistemas solares fotovoltaicos, sin incrementar el gasto público y manteniendo la equidad distributiva. A partir de un enfoque técnico por decil de ingreso, se evalúan tres esquemas complementarios: la entrega de sistemas solares de 2 kW financiados con el valor acumulado del subsidio, la asignación de equipos de menor capacidad (500 W) en función del consumo subsidiado, y un modelo en el que los hogares reciben un sistema completo y continúan pagando su factura eléctrica habitual, mientras el excedente generado se vende a la red a precio de mercado.

Los resultados muestran que, con un financiamiento a diez años, es posible alcanzar neutralidad fiscal y distributiva bajo distintos escenarios de costos. En el caso de los paneles de 500 W, el mayor costo por kilovatio obliga a reasignar subsidios desde los hogares de mayores ingresos, y aun así no se logra cobertura universal. En cambio, el esquema con venta de excedentes presenta un valor presente neto positivo para todos los deciles y rangos de precios, lo que abre la posibilidad de redistribuir los beneficios para reforzar su carácter progresivo.

En conjunto, el análisis sugiere que una transición ordenada del subsidio eléctrico hacia un esquema basado en generación distribuida es técnica y financieramente viable. Si se acompaña de una arquitectura institucional adecuada y mecanismos de asignación progresiva, esta estrategia puede convertirse en una herramienta potente para avanzar simultáneamente en sostenibilidad fiscal, equidad social y transición energética.

6.1 Contexto

Como primer ejercicio, se analiza a nivel de un hogar cuántos años de subsidio serían necesarios para financiar la compra de un sistema de paneles solares cuya producción energética le permita mantener constante su gasto en electricidad. La metodología consiste en estimar, por decil de ingreso, el monto

anual de subsidio que recibe un hogar, su equivalencia en consumo eléctrico[4] y cuántos paneles serían necesarios para generar esa misma cantidad de energía. Finalmente, se calcula el costo de dichos sistemas para distintos rangos de precios (bajo, medio y alto).

Este ejercicio se realiza para cada uno de los diez deciles de ingreso. Los resultados se presentan en la Tabla 9. Como se ilustra en ella, en el escenario de precios bajos de paneles los hogares de los deciles medios y bajos requerirían entre 10 y 15 años del subsidio actual para cubrir completamente el costo de un sistema equivalente. En los deciles superiores, este requerimiento supera los 15 años. Si se consideran precios altos de paneles, el número de años necesarios se incrementa significativamente.

Debido al modo en que fue construido, este ejercicio es fiscalmente neutro: el gobierno no incurre en un gasto mayor al que ya destina al subsidio eléctrico. El análisis muestra que, al menos en principio, es posible redirigir esos recursos para financiar la adquisición de paneles solares sin que los hogares enfrenten un aumento en su gasto eléctrico, y sin que el gobierno incremente su esfuerzo fiscal. No obstante, también revela que este esquema no puede implementarse del todo en un solo año; la política requeriría una programación plurianual, con compromisos de subsidio equivalentes a varios años acumulados.

Tabla 1. Inversión en paneles cuya producción energética permita a los hogares mantener su gasto en electricidad constante entre el subsidio en el año inicial (Costo de los panales dividido por el subsidio en el año cero)

	Bajo	Central	Alto
I	4.12	5.10	8.92
II	6.24	7.73	13.52
III	7.49	9.28	16.22
IV	8.73	10.82	18.92
V	9.98	12.37	21.63
VI	11.64	14.43	25.23
VII	13.31	16.49	28.83
VIII	15.39	19.07	33.34
IX	18.71	23.19	40.55
X	25.78	31.95	55.87

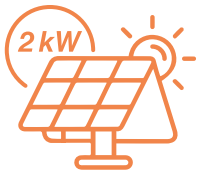
4 La CFE aplica tarifas escalonadas con base en el nivel de consumo. Dado el consumo promedio, los hogares de los deciles I al VII consumen exclusivamente dentro del límite de la tarifa más baja; los de los deciles VIII y IX lo hacen dentro del umbral de la segunda tarifa más baja; y sólo los del decil X alcanzan los niveles de consumo sujetos a todas las tarifas. En todos los casos, el subsidio se aplica principalmente a la tarifa más baja, por lo que puede considerarse como una transferencia monetaria equivalente. Esto permite estimar de forma directa cuántos kilovatios-hora representa el subsidio recibido por cada hogar.

6.2 Esquemas de financiamiento

El ejercicio anterior plantea la posibilidad de establecer mecanismos financieros que permitan anticipar la inversión en paneles solares y recuperar los costos mediante los subsidios futuros. Un modelo viable sería un esquema de financiamiento donde el subsidio eléctrico funcione como fuente de pago. Este diseño presenta ventajas importantes: en primer lugar, el subsidio ha crecido históricamente por encima de la inflación y del PIB, lo que sugiere que, incluso con supuestos conservadores de crecimiento real, la fuente de pago se ampliaría con el tiempo. Esto permitiría contratar montos de financiamiento más altos y acelerar el despliegue del programa. Los detalles de la estructura financiera se discuten en la siguiente sección.

Además, el crecimiento proyectado del PIB está en línea con el comportamiento de los ingresos fiscales, lo que refuerza la viabilidad macroeconómica de esta estrategia.

En resumen, un esquema de financiamiento respaldado por subsidios futuros permitiría compatibilizar los objetivos distributivos con la neutralidad fiscal, facilitando la transformación de un gasto corriente en una inversión pública.



Equipo de 2kW

Para hogares de ingresos bajos y medios, el monto actual del subsidio es insuficiente para cubrir el costo de un sistema fotovoltaico completo en un solo año. Por ello se propone un esquema de financiamiento agregado, estructurado a través de un fideicomiso público que reciba los flujos del subsidio como fuente de pago. Este fideicomiso, con respaldo del gobierno federal, podría contratar financiamiento con la banca de desarrollo para adquirir e instalar sistemas solares.

La distribución de los sistemas seguiría un criterio progresivo, priorizando primero a los deciles de ingreso más bajos. Es decir, se asignarían paneles de forma secuencial, comenzando por el decil I, luego el II y así sucesivamente, hasta que los recursos se agoten. Bajo este enfoque, la neutralidad distributiva dependerá del plazo del financiamiento, del costo de los paneles y de la tasa de interés aplicada. Los detalles operativos de esta estructura se discuten en el plan de implementación.

La siguiente tabla presenta la cobertura del programa de sustitución de subsidios eléctricos por sistemas solares, expresada como el porcentaje de hogares que podrían mantener su gasto eléctrico constante bajo distintas combinaciones de plazo de financiamiento (3, 5 y 10 años) y costos de los paneles (bajo, central y alto). Se muestra la cobertura tanto a nivel agregado como desglosada por decil de ingreso. Los parámetros del financiamiento se presentan en el anexo y los detalles operativos en la siguiente sección.

Tabla 2. Cobertura del programa por decil manteniendo la neutralidad fiscal

	Plazo del financiamiento								
	3 años			5 años			10 años		
	Costo de los paneles			Costo de los paneles			Costo de los paneles		
	Bajo	Central	Alto	Bajo	Central	Alto	Bajo	Central	Alto
I	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
II	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
III	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
IV	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
V	100%	100%	84%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
VI	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
VII	100%	98%	0%	100%	100%	52%	100%	100%	100%
VIII	93%	0%	0%	100%	100%	0%	100%	100%	100%
IX	0%	0%	0%	100%	100%	0%	100%	100%	98%
X	0%	0%	0%	92%	3%	0%	100%	100%	0%
Total	**79%**	**70%**	**48%**	**99%**	**90%**	**65%**	**100%**	**100%**	**90%**

Como se observa, la cobertura mejora significativamente conforme se alarga el plazo del financiamiento y se reduce el costo del equipo. En el escenario más favorable (10 años y costo bajo), el programa puede alcanzar al 100% de los hogares en todos los deciles, logrando así neutralidad distributiva: ningún hogar ve incrementado su gasto y no se requiere reasignación de subsidios entre deciles.

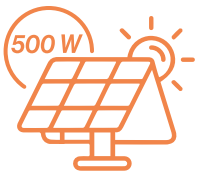
En contraste, en escenarios con plazos más cortos y costos más altos, la cobertura es menor, especialmente en los deciles superiores. Esto indica que, bajo estas condiciones, los recursos se redistribuyen desde los hogares de mayores ingresos hacia los de menores ingresos, priorizando a los más vulnerables. Por ejemplo, en el escenario de 3 años con costo alto, sólo el 48% de los hogares pueden ser cubiertos, y la cobertura desaparece totalmente para los deciles IX y X.

Este ejercicio demuestra que, incluso sin aumentar el gasto fiscal, sería posible reconfigurar el subsidio eléctrico actual en una política progresiva, siempre que se diseñe un mecanismo de financiamiento adecuado. La clave está en aprovechar la continuidad de los flujos de subsidio como fuente de repago y en priorizar a los hogares más vulnerables en la asignación de los sistemas.

Este ejercicio parte del uso de sistemas solares de 2 kW por hogar, lo cual genera un desafío para la neutralidad fiscal del programa. En los hogares de menores ingresos, el subsidio eléctrico actual equivale a un consumo mucho menor que la energía que puede generar un sistema de esa capacidad.

Para efectos analíticos, se realiza un cálculo teórico para estimar qué fracción del sistema de 2 kW cubriría el consumo equivalente al subsidio, suponiendo además que su costo es proporcional. En la práctica, sin embargo, los sistemas solares no pueden fraccionarse, por lo que este enfoque no es viable: habría que instalar el sistema completo, aunque el subsidio no lo justifique, lo que implicaría un gasto público mayor al actual y, por tanto, rompería con el principio de neutralidad fiscal.

A pesar de esta limitación, el ejercicio es útil porque muestra una posibilidad: si el excedente de electricidad generado pudiera valorizarse —ya sea porque el hogar lo consume adicionalmente o porque se reintegra a la red y se remunera—, y si ese valor cubre la parte del sistema que excede el subsidio, entonces el esquema sí podría sostenerse sin aumentar el gasto público.



Equipo de 500 W

Dado que los hogares con menor consumo no pueden justificar la instalación de sistemas solares de 2 kW sin romper la neutralidad fiscal —pues el subsidio que reciben equivale a una fracción de esa capacidad—, se plantea una alternativa más ajustada: la utilización de equipos de 500 W. Este segundo ejercicio busca mejorar el alineamiento entre el subsidio actual y la capacidad instalada, aunque introduce nuevos desafíos en términos de costos y cobertura.

Sin embargo, estos equipos más pequeños tienen una desventaja económica importante: su costo por kilovatio instalado es hasta 45% mayor que el de los sistemas de 2 kW. Esto se debe a que se pierden las economías de escala asociadas a sistemas más grandes (por ejemplo, el costo de instalación y componentes auxiliares no se reduce proporcionalmente con el tamaño del equipo).

Para mantener la neutralidad fiscal, es decir, no gastar más de lo que ya se destina al subsidio eléctrico, es necesario compensar ese mayor costo. Esto se logra reduciendo o eliminando el subsidio que actualmente reciben los hogares de mayores ingresos (deciles altos) y reasignando esos recursos a los hogares más vulnerables (deciles bajos), que ahora recibirían el equipo solar.

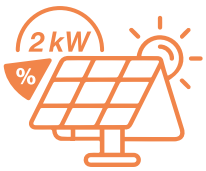
Además, como los paneles de 500 W tampoco se pueden fraccionar, se define una asignación discreta de paneles por hogar, basada en el consumo promedio de cada decil: 1 panel para los deciles I y II, 2 paneles para los deciles III a VI, 4 paneles para los deciles VII a IX y 10 paneles para el decil X.

Aun con esta distribución, la electricidad generada por los paneles supera en promedio en un 30% lo que los hogares originalmente obtenían con el subsidio, lo que significa que están mejor en términos energéticos. Pero para que eso no implique un gasto adicional para el Estado, hay que quitar el subsidio a los hogares de mayores ingresos.

Finalmente, los resultados muestran que ni siquiera con financiamiento a 10 años se logra cubrir al 100% de los hogares. Los deciles más altos pierden por completo su subsidio, mientras que los más bajos se benefician plenamente. Esto revela una política altamente progresiva (mejora a los más pobres a costa de los más ricos), pero con limitaciones operativas: no se logra una cobertura universal sin romper la neutralidad fiscal.

Tabla 3. Cobertura del programa por decil manteniendo la neutralidad fiscal. Asignación directa con equipos de 500 W

	Plazo del financiamiento								
	3 años			5 años			10 años		
	Costo de los paneles			Costo de los paneles			Costo de los paneles		
	Bajo	Central	Alto	Bajo	Central	Alto	Bajo	Central	Alto
I	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
II	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
III	100%	100%	61%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
IV	74%	3%	0%	100%	100%	53%	100%	100%	100%
V	0%	0%	0%	100%	19%	0%	100%	100%	100%
VI	0%	0%	0%	30%	0%	0%	100%	100%	37%
VII	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	34%	0%
VIII	0%	0%	0%	0%	0%	0%	62%	0%	0%
IX	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
X	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total	**37%**	**30%**	**26%**	**53%**	**42%**	**35%**	**76%**	**63%**	**54%**



Equipo de 2 kW con venta de remanentes

Si bien los paneles de menor capacidad permiten una asignación más precisa, su elevado costo por unidad limita la cobertura total, incluso con financiamiento a largo plazo. Por ello, el tercer ejercicio propone una solución distinta: mantener la entrega de equipos de 2 kW a todos los hogares, pero aprovechar la valorización del excedente energético como fuente complementaria de financiamiento, preservando la experiencia del usuario y fortaleciendo la viabilidad financiera del esquema.

Bajo este ejercicio, el hogar auto consume toda la electricidad generada por el panel y continúa pagando su recibo eléctrico como lo hacía previamente. Es decir, sigue pagando la parte no subsidiada a la tarifa vigente, y recibe el beneficio del subsidio de manera implícita al consumir energía generada localmente. Este arreglo permite mantener la lógica del subsidio sin modificar la experiencia del usuario.

Dado que ejercicios anteriores demostraron que, a un plazo de 10 años, el financiamiento es fiscal y distributivamente neutro, se adopta ese mismo horizonte temporal. Se asume además una vida útil conservadora de 10 años para el sistema de energía solar, aunque en la práctica podría extenderse con el mantenimiento adecuado, generando beneficios adicionales a largo plazo.

En este esquema, el financiamiento se estructura con dos fuentes complementarias. Por un lado, el gobierno federal aporta, de manera anticipada, el valor presente neto del subsidio que habría transferido al hogar durante esos 10 años. Estos recursos se obtienen mediante un crédito estructurado a través de la ingeniería financiera descrita en la siguiente sección.

Por otro lado, la parte no subsidiada de la generación del panel tiene dos destinos. Una parte la autoconsume el hogar, pero este sigue pagando a la CFE por dicho autoconsumo a la tarifa que venía pagando, de manera que su factura total permanece sin cambios. Por otra parte, el remanente de generación se reinyecta a la red y la CFE lo vende al precio de mercado a la industria. Estos recursos se aportan como fuente de pago al financiamiento para la compra de los paneles. Como la fuente de pago de dicho crédito es la tarifa de la CFE, se esperaría que el riesgo crediticio corresponda al de la propia CFE, equivalente al costo de financiamiento de sus emisiones de deuda a un plazo similar.

El análisis del esquema propuesto muestra que tiene un Valor Presente Neto (VPN) positivo en todos los escenarios considerados, tanto en los tres rangos de costo de paneles como en todos los deciles de ingreso. Esto indica que, financieramente, el modelo es viable incluso bajo condiciones menos favorables.

Específicamente, el VPN del esquema equivale a aproximadamente 86% del total que el hogar pagaría a CFE durante el periodo de vida útil del sistema en el escenario de costos bajos de paneles, alrededor de 76% en el escenario de costos medios, y cerca de 39% en el escenario de costos altos. Esto sugiere que, dependiendo del costo del equipo, existe un margen para aplicar un descuento adicional en la factura del hogar, ya que el excedente de energía inyectado a la red —que no es consumido directamente por el hogar— se vende a precio de mercado, y genera recursos suficientes no sólo para cubrir el crédito, sino también para otorgar un beneficio adicional.

Además, se observa que el VPN es mayor para los hogares de deciles más altos, dado que su consumo es mayor y, en muchos casos, reciben dos equipos de 2 kW, lo que aumenta el volumen de excedente generado. Sin embargo, este valor adicional no necesariamente debe permanecer ligado al hogar que lo genera. En un diseño con criterios de equidad, ese excedente podría redistribuirse como una transferencia cruzada entre deciles, lo que permitiría construir una política más progresiva.

Tabla 4. Valor Presente Neto del Esquema entre Valor Presente del Pago de los Hogares a CFE/1

	Escenario de Costo Paneles		
	Bajo	**Central**	**Alto**
I	72%	59%	9%
II	79%	68%	24%
III	83%	74%	39%
IV	84%	72%	26%
V	88%	79%	47%
VI	91%	82%	49%
VII	83%	74%	39%
VIII	96%	89%	59%
IX	89%	79%	43%
X	93%	87%	64%
Promedio	**86%**	**76%**	**40%**

/1 Se calcula el Valor Presente Neto (VPN) del esquema dividiendo el valor presente de todos los beneficios (incluyendo la venta de excedentes de energía) entre el valor presente de los pagos que el hogar realizaría a la CFE sin paneles. Un VPN positivo indica que los ingresos por la venta de energía excedente cubren el costo de los paneles solares y generan un beneficio económico adicional, el cual podría transferirse al hogar. Si el resultado es cercano al 100%, significa que los ingresos generados por los paneles serían suficientes para cubrir la totalidad del gasto eléctrico del hogar.

Cabe señalar que el esquema es sensible al precio de la energía excedente. El ejercicio base asume que esta se vende a $0.80 por kWh, que corresponde al rango bajo de la tarifa industrial. No obstante, las tarifas pueden llegar hasta el doble de ese valor, lo que implicaría un VPN aún mayor y abriría espacio para una mayor redistribución o beneficios adicionales para los hogares.

En conjunto, estos resultados sugieren que el modelo no sólo es sostenible desde el punto de vista fiscal y operativo, sino que además puede generar retornos netos positivos para los hogares y crear espacio fiscal adicional si se aprovecha adecuadamente la valorización del excedente energético, lo cual permitiría tener políticas más progresivas.

Este modelo permite avanzar hacia una solución técnicamente robusta, financieramente viable y operativamente compatible con el sistema actual, al tiempo que mantiene la neutralidad fiscal y refuerza los incentivos a la generación distribuida.

6.3 Discusión y limitaciones

Este ejercicio parte de varios supuestos que deben ser discutidos para contextualizar correctamente los resultados.

Subsidio óptimo

En primer lugar, no se asume que el subsidio eléctrico actual sea óptimo en términos económicos. En la teoría del bienestar, un subsidio óptimo es aquel cuyo beneficio social marginal es igual a su costo fiscal. El subsidio vigente en México podría ser superior o inferior a ese nivel. No obstante, este análisis no busca determinar el nivel óptimo de subsidio, sino explorar si es posible rediseñar su uso sin incrementar el gasto público —una restricción relevante en un contexto de espacio fiscal limitado. La definición del nivel óptimo del subsidio y su evaluación dentro del marco de sostenibilidad fiscal escapa al alcance de este reporte.

Neutralidad distributiva

Desde una perspectiva más amplia, incluso el análisis de subsidio óptimo podría extenderse para estimar un nivel deseable por decil de ingreso. Sin embargo, esta aproximación parte de criterios puramente económicos. Un gobierno puede tener objetivos distributivos normativos diferentes, por ejemplo, basados en principios de equidad, inclusión o derechos universales. Bajo esta lógica, definir una distribución "óptima" del subsidio es mucho más complejo, ya que dependerá de las prioridades políticas del momento.

El presente ejercicio, por tanto, no prescribe una nueva estructura de subsidios, sino que identifica las condiciones bajo las cuales una política de subsidios en especie (paneles solares) puede ser fiscalmente neutra (el Estado no gasta más) y distributivamente neutra (ningún hogar paga más por su electricidad).

Los resultados indican que, con plazos de financiamiento suficientemente largos, la política puede cumplir simultáneamente ambas condiciones. Sin embargo, los plazos de esa duración pueden ser técnicamente poco realistas. La vida útil efectiva de los paneles solares puede verse limitada por factores como desgaste, necesidad de mantenimiento mayor u obsolescencia tecnológica. Financiar equipos más allá del horizonte en el que su desempeño esté garantizado pone en riesgo la sostenibilidad del esquema.

Por tanto, los plazos más cortos son más consistentes con las condiciones operativas reales. En esos escenarios, si los costos de los paneles se ubican en rangos medios o altos, no es posible que todos los hogares mantengan su factura eléctrica constante sin redistribuir recursos. Es decir, para lograr

neutralidad fiscal sin afectar a los deciles más bajos, se requiere transferir parte del subsidio actualmente recibido por los hogares de mayores ingresos hacia los más vulnerables.

Este resultado tiene importantes implicaciones de política pública. Muestra que, aún sin aumentar el gasto público, es posible rediseñar el subsidio eléctrico de manera que corrija su sesgo regresivo actual y se convierta en un instrumento progresivo de equidad energética. La clave está en la combinación de tres elementos: un financiamiento estructurado, una asignación progresiva y una focalización territorial adecuada.

Incentivos adicionales

Si bien el presente ejercicio se construye bajo el criterio de neutralidad distributiva —es decir, que los hogares no enfrenten un mayor gasto en su factura eléctrica—, cabe señalar que esta condición puede no ser suficiente para garantizar la aceptación social de la política. Desde la perspectiva del hogar, sustituir un subsidio automático en la tarifa por un sistema de energía solar puede percibirse como una carga adicional, por las responsabilidades de mantenimiento, uso del espacio físico o simples fricciones en la experiencia cotidiana.

Aun cuando se le transfiera un activo valioso, como un panel solar con valor de reventa o uso prolongado, el incentivo puede no ser claro o inmediato para todos los hogares. En este sentido, puede ser necesario complementar la política con un incentivo adicional (monetario, fiscal o en especie), lo cual tendría implicaciones sobre la neutralidad fiscal del esquema. Bajo el esquema de venta de remanentes, el valor adicional que genera el esquema podría redirigirse como un incentivo adicional a los hogares.

Asimismo, existen riesgos operativos que deberán considerarse en la fase de implementación, como la fiscalización del uso adecuado de los sistemas o el posible mercado informal de reventa. Estas cuestiones no afectan la viabilidad financiera del esquema, pero sí su efectividad práctica, y deberán abordarse mediante mecanismos institucionales de supervisión, seguimiento y sanción, que se discuten en la sección siguiente.

Uso de subsidio posterior a la amortización de los paneles

Por otro lado, el ejercicio abre un espacio para discutir el uso futuro del subsidio una vez que se haya amortizado el financiamiento. Si el plazo del crédito es menor que la vida útil de los paneles, podrían liberarse recursos fiscales durante varios años. Estos recursos podrían destinarse a renovar equipos, ampliar el programa o financiar nuevas prioridades públicas. Incluso si se requiere preservar parte del subsidio para mantenimiento o reposición parcial, la magnitud del gasto sería significativamente menor al de la inversión inicial. En este sentido, una política fiscalmente neutra en el corto plazo podría generar beneficios fiscales netos en el largo plazo.

En conjunto, este ejercicio exploratorio demuestra que el rediseño del subsidio eléctrico hacia una política de generación distribuida es conceptualmente viable bajo condiciones de mercado y puede convertirse en un instrumento potente para avanzar simultáneamente en tres frentes: sostenibilidad fiscal, equidad social y seguridad energética.

Contribución

Es importante subrayar que esta propuesta no debe entenderse como una solución integral a los retos del sistema eléctrico nacional. Su alcance está limitado tanto en escala como en naturaleza: no reemplaza la necesidad de inversiones en generación firme, no resuelve los problemas estructurales de transmisión ni aborda la heterogeneidad tarifaria en su totalidad. Además, el análisis se basa en supuestos conservadores sobre costos, vida útil y tasas de crecimiento del subsidio, los cuales pueden variar en la práctica. Tampoco se consideran aspectos como el almacenamiento de energía, la gestión de excedentes, impactos mayores en la red de transmisión, ni la aceptación social del programa. Por estas razones, los resultados deben interpretarse como una prueba de concepto que ilustra la viabilidad parcial de rediseñar el subsidio eléctrico con criterios más progresivos, pero no como un sustituto de la planificación energética integral ni de una reforma estructural más amplia. La propuesta aquí explorada puede ser una pieza complementaria dentro de un conjunto más amplio de herramientas, cuyo éxito dependerá de factores operativos, institucionales y políticos que exceden el alcance de este estudio.

Este enfoque ofrece una vía prometedora para atender una de las paradojas estructurales del sistema eléctrico mexicano: la existencia de subsidios públicos que, en la práctica, benefician desproporcionadamente a los hogares de mayores ingresos. Sin incrementar el gasto fiscal, el rediseño propuesto sugiere que estos recursos podrían utilizarse de manera más equitativa y productiva. Si bien no resuelve por sí solo los desafíos de fondo, sí plantea una herramienta concreta que podría contribuir simultáneamente a tres objetivos nacionales: avanzar en justicia distributiva, acelerar la transición energética y reforzar la competitividad industrial. Más que un problema de viabilidad técnica o financiera, este tipo de política plantea ahora un desafío de decisión política.

En el apartado de anexos se analiza los elementos operativos clave para la implementación efectiva de la propuesta, incluyendo la estructura financiera institucional requerida, los mecanismos de penetración progresiva y las condiciones de gobernanza necesarias para su viabilidad; todo ello con el objetivo de demostrar que una transición del subsidio eléctrico basado en precios hacia uno basado en cantidades puede llevarse a cabo sin afectar las finanzas públicas y, bajo ciertos parámetros, sin alterar negativamente la distribución actual del subsidio entre deciles.

VII. HACIA UNA POLÍTICA ENERGÉTICA MÁS JUSTA

Este estudio parte de un problema específico y urgente: la necesidad de liberar capacidad eléctrica en los municipios estratégicos de Nuevo León para no desaprovechar la ventana de oportunidad que ofrece el fenómeno del *nearshoring*. El objetivo limitado, pero crítico, es identificar una estrategia de intervención inmediata que, mediante el redireccionamiento de subsidios eléctricos actuales, permita aliviar cuellos de botella en la red de distribución residencial y, en consecuencia, liberar espacio para la demanda industrial creciente.

Además de su dimensión técnica y fiscal, el programa propuesto incorpora de manera explícita un enfoque de reducción de desigualdades estructurales. La actual política de subsidios eléctricos, basada en precios, tiende a ser regresiva: hogares de mayores ingresos reciben proporcionalmente más apoyo que los de menores ingresos. La propuesta aquí evaluada plantea transformar este instrumento en un subsidio en especie, dotando de activos de generación limpia directamente a los hogares. De esta manera, se corrige un sesgo estructural en la política pública, mejorando la equidad distributiva al beneficiar de forma prioritaria a sectores de ingresos bajos y medios que hoy, pese a su vulnerabilidad, reciben una proporción menor del apoyo estatal.

La propuesta se fundamenta en un principio de neutralidad fiscal: no requiere nuevos recursos presupuestarios, sino una reasignación eficiente del gasto ya existente. Al transformar subsidios en flujo —dirigidos al consumo eléctrico— en subsidios en especie —orientados a la inversión en generación—, se mantiene constante el esfuerzo fiscal mientras se incrementa el impacto estructural de la política. Esta transformación permite canalizar los recursos hacia hogares que, bajo el esquema actual, reciben menos apoyo del Estado pese a su mayor vulnerabilidad. El diseño progresivo de los esquemas propuestos garantiza que los beneficios se distribuyan de manera proporcional a las necesidades, fortaleciendo el vínculo entre política energética y justicia social.

Este estudio es, como se ha dicho de manera explícita, una prueba de concepto. No modela dinámicas horarias de despacho eléctrico, no resuelve la necesidad de generación firme, ni incorpora almacenamiento en su análisis económico. Propone una herramienta complementaria, realista y

ejecutable que responde a la urgencia de corto plazo: liberar capacidad ya existente en la infraestructura eléctrica a través de la disminución de la demanda residencial durante las horas pico, mientras se genera un impacto positivo en materia de equidad social.

Desde esta perspectiva, las implicaciones del estudio para los distintos actores gubernamentales son relevantes:

- Para CFE, el programa representa una estrategia que puede aliviar presiones inmediatas en la red de distribución, reduciendo pérdidas y difiriendo inversiones costosas en reforzamientos de corto plazo. Adicionalmente, fortalece el rol de CFE como empresa socialmente responsable al facilitar el acceso equitativo a energías limpias.

- Para SENER, los resultados ofrecen una vía práctica para acelerar las metas del Plan México de Transición Energética 2024–2030, contribuyendo de manera tangible al acceso territorialmente equitativo a la energía limpia, sin comprometer la planeación de infraestructura de gran escala.

- Para la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), el redireccionamiento de subsidios transforma un gasto regresivo y estructuralmente ineficiente en una inversión productiva con retorno fiscal positivo a mediano plazo, al mismo tiempo que refuerza la progresividad de la política pública.

- Para la Secretaría de Economía, el programa fortalece la narrativa de *nearshoring* sostenible e inclusivo, enviando una señal de que México puede responder ágilmente a la demanda de infraestructura de inversión internacional mientras promueve un crecimiento más equitativo en los territorios estratégicos.

En suma, el estudio confirma que la generación distribuida modular financiada mediante subsidios redireccionados no compite con la estrategia nacional de expansión energética; la complementa y la fortalece. Actúa como un puente pragmático para desbloquear capacidad eléctrica en zonas críticas, en el momento en que más se necesita, al tiempo que corrige distorsiones históricas en la distribución de subsidios públicos y promueve un modelo de transición energética más justo.

PARTE 2

ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN Y DESPLIEGUE OPERATIVO

I. DEL MODELO A LA POLÍTICA PÚBLICA

Este plan de implementación tiene como finalidad traducir una propuesta conceptual de rediseño del subsidio eléctrico residencial en una política pública ejecutable, técnicamente viable, fiscalmente responsable y socialmente equitativa. El análisis desarrollado en las secciones posteriores del reporte demuestra que es posible reemplazar el subsidio eléctrico basado en precios por un esquema basado en cantidades, a través de la entrega de sistemas solares fotovoltaicos a los hogares. Este cambio puede realizarse sin incrementar el gasto público total —utilizando como fuente de pago el subsidio actualmente asignado— y, bajo ciertos parámetros, sin afectar el gasto en electricidad de los hogares. El eje central de la propuesta es canalizar recursos ya comprometidos hacia una inversión pública con retorno social y energético, que fortalezca la capacidad instalada del país sin comprometer la sostenibilidad fiscal.

Aunque esta propuesta no constituye una solución estructural definitiva a los desafíos del sector eléctrico, sí ofrece una alternativa estratégica para ampliar la capacidad de generación de corto plazo en un contexto de presión creciente sobre la red. Al liberar parte de la carga que hoy representa el consumo residencial subsidiado, el programa permitiría reorientar energía disponible hacia usos productivos e industriales clave para el *nearshoring*. Al mismo tiempo, representa un avance relevante hacia la descarbonización progresiva de la matriz energética nacional, al incorporar generación distribuida renovable en sectores que hoy dependen de fuentes fósiles y esquemas de precios distorsionados. Así, el plan tiene un valor dual: atiende una necesidad coyuntural de capacidad, pero también contribuye a objetivos estructurales de transición energética justa.

Esta iniciativa se encuentra alineada con los principios y metas establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2025–2030. En particular, responde al llamado por una soberanía energética con equidad, al proponer una redistribución más progresiva de los recursos públicos destinados al subsidio eléctrico. También se articula con los objetivos de justicia territorial y bienestar sustentable, al priorizar la electrificación renovable en hogares vulnerables, reducir la exposición a la variabilidad tarifaria y promover la participación de las comunidades en la transición energética. Asimismo, contribuye a la estrategia de inversión pública eficiente y con alto impacto social, al transformar un gasto corriente regresivo en un activo que genera beneficios a largo plazo. Finalmente, se inscribe dentro del eje

transversal de gobernanza transformadora, al requerir esquemas institucionales novedosos y una cooperación entre actores para su ejecución efectiva.

Para materializar esta visión, se propone la creación de un nuevo programa federal orientado a promover la generación solar distribuida como sustituto del subsidio eléctrico tradicional. Este programa tendría un alcance nacional, con el objetivo de transformar de manera progresiva el esquema de subsidios residenciales a través de un modelo de inversión pública en sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, su despliegue se planteará de forma gradual y territorialmente focalizada. El presente plan de implementación está enfocado en delinear las condiciones institucionales, técnicas, financieras y sociales necesarias para ejecutar esta fase inicial del programa, y sentar las bases para su escalamiento posterior.

1.1 Contexto y objetivos

La propuesta técnica presentada en este reporte parte de un ejercicio conceptual que evalúa la posibilidad de rediseñar el subsidio eléctrico para que, en lugar de aplicarse como un descuento en tarifas, sea utilizado como fuente de pago para financiar la instalación de sistemas fotovoltaicos residenciales. El análisis se construyó bajo un enfoque metodológico deliberadamente conservador y tecnificado, y su objetivo no fue desarrollar un modelo operativo de política pública, sino demostrar la viabilidad financiera y distributiva de esta transformación en términos agregados.

Este estudio explora la viabilidad de rediseñar el subsidio eléctrico residencial en México mediante su sustitución parcial por sistemas solares fotovoltaicos, sin incrementar el gasto público y manteniendo la equidad distributiva. A partir de un enfoque técnico por decil de ingreso, se evaluaron tres esquemas alternativos: la entrega de sistemas solares de 2 kW financiados con el valor acumulado del subsidio; la asignación de equipos de menor capacidad (500 W) ajustados al consumo subsidiado; y un modelo en el que los hogares reciben un sistema completo de 2 kW, continúan pagando su factura eléctrica habitual, y el excedente de energía generado se inyecta a la red. La valorización del excedente inyectado deberá regirse por criterios regulatorios definidos por la CRE, y podría establecerse una tarifa técnica de referencia o mecanismos de mercado competitivo que garanticen certidumbre tanto a CFE como a los hogares participantes.

Por su viabilidad técnica, financiera y operativa, la propuesta de implementación se basa en este último esquema, que permite aprovechar los flujos existentes, mantener la experiencia del usuario y generar excedentes que fortalecen la sostenibilidad fiscal del programa.

Este modelo se sustenta en tres supuestos clave: (i) la neutralidad fiscal, es decir, que la política no requiere nuevos recursos públicos, sino que reutiliza los ya comprometidos en el subsidio eléctrico; (ii) la neutralidad distributiva, entendida como la condición de que ningún hogar pague más por su electricidad después del cambio; y (iii) la aceptación social, bajo la hipótesis de que los hogares valorarán positivamente recibir un activo que sustituye al subsidio sin generar costos adicionales. Además, se asume estabilidad técnica: que los sistemas solares funcionarán adecuadamente por lo menos durante la vida del financiamiento, sin necesidad de hacer inversiones mayores o adaptaciones a la red eléctrica.

Sin embargo, la traducción de esta propuesta conceptual en una política pública real implica enfrentar múltiples limitaciones y condiciones de forma integral:

Gobernanza e institucionalidad. El modelo no aborda cómo debe organizarse el Estado para ejecutar esta política. No se analiza qué entidad pública lideraría la implementación, cómo se coordinarían los distintos niveles de gobierno, ni qué instrumentos legales se requerirían para redireccionar el subsidio de forma efectiva.

Viabilidad legal y normativa. La aplicación del subsidio como fuente de pago en un esquema de financiamiento no tiene precedentes operativos claros. Habría que modificar normas presupuestarias, lineamientos de la CRE y posiblemente disposiciones de CFE sobre contratos de interconexión y facturación.

Escalamiento progresivo y temporalidad. El análisis asume que es posible alcanzar una cobertura total, y la variable que limita alcanzar esta cobertura total son los mismos objetivos de neutralidad fiscal y distributiva. No considera que el despliegue en la práctica será gradual, sujeto a capacidades administrativas, operativas, presupuestales y de oferta industrial de equipos. La secuencia óptima y la estrategia de focalización territorial son dimensiones aún no definidas.

Impacto sobre la red eléctrica. Aunque el análisis considera la viabilidad técnica de los sistemas, no incorpora los efectos acumulativos que una penetración elevada de generación distribuida podría tener sobre la estabilidad del sistema eléctrico, incluyendo la gestión de excedentes, la congestión en redes locales y la necesidad de reforzar la infraestructura de transmisión y distribución.

Medición. A diferencia de los esquemas tradicionales de medición neta, en este modelo los hogares no reciben una compensación directa por la energía excedente inyectada, ni se realiza una liquidación neta contra su consumo. En cambio, la energía remanente se considera propiedad del sistema y se utiliza como fuente de pago del financiamiento estructurado por CFE. Por tanto, este esquema no requiere modificaciones en los contratos individuales de servicio, pero sí puede requerir la creación de una categoría tarifaria operativa específica o un mecanismo de registro técnico de inyección, definido por la CRE, que permita su seguimiento y valorización independiente.

Riesgos de comportamiento. No se modelan escenarios en los que los hogares rechacen participar, vendan los equipos o no realicen el mantenimiento adecuado. Tampoco se evalúa el costo o viabilidad de los mecanismos de supervisión y sanción requeridos para evitar desviaciones operativas.

Costos operativos adicionales. No se incluye un detalle de gastos de mantenimiento a largo plazo, seguros, monitoreo, ni campañas de sensibilización. Tampoco se contemplan costos adicionales como la administración de la estructura financiera, incluyendo constitución de reservas, pago de honorarios fiduciarios, calificaciones crediticias, entre otros. Este supuesto es válido para un piloto de escala limitada; sin embargo, deberá ser más explícito para el diseño de un programa de alcance regional o nacional.

Aceptación social y percepción de valor. Aunque el modelo garantiza que el gasto eléctrico no aumente, recibir un activo no necesariamente compensa, desde la perspectiva del hogar, el abandono de un subsidio automático. En algunos casos, podría ser necesario diseñar incentivos complementarios, monetarios, fiscales o en especie, para fomentar la participación, lo cual podría romper la neutralidad fiscal.

Horizonte limitado. Finalmente, es importante reiterar que esta iniciativa no reemplaza las necesidades estructurales del sistema eléctrico nacional. No resuelve problemas como la necesidad de generación firme, la heterogeneidad tarifaria, el almacenamiento ni la cobertura nocturna de la demanda.

Este apartado busca visibilizar que el análisis teórico debe ser entendido como un modelo de referencia, útil para informar decisiones de política, pero que requiere ser traducido, ajustado y enriquecido mediante un plan de implementación institucional, legal, financiero y operativo. Este es el propósito de las siguientes secciones.

1.2 Mapa de actores e institucionalidad

La implementación de una política pública de esta magnitud requiere una arquitectura institucional sólida, donde distintos niveles de gobierno, actores del sector privado, organismos de desarrollo internacionales y la sociedad civil operen de forma articulada. A continuación, se presenta un mapa funcional de los actores clave, sus responsabilidades actuales y el papel que podrían desempeñar en la ejecución del programa.

Gobierno federal. El Gobierno de México, a través de sus dependencias, tiene un rol estructural en el diseño, financiamiento, regulación y supervisión del programa. La SENER liderará la definición estratégica, estableciendo los lineamientos técnicos, territoriales y de priorización social. La SHCP será responsable de recanalizar los recursos del subsidio eléctrico como fuente de pago del financiamiento, de suscribir convenios presupuestales plurianuales y de coordinar la participación de la banca de desarrollo y otros actores financieros. La SEMARNAT contribuirá con lineamientos ambientales, criterios de sostenibilidad y posibles sinergias con otras políticas climáticas.

La CFE cumplirá múltiples funciones dentro del programa, cuya implementación se basa en la reinyección de excedentes generados por sistemas solares domésticos. Como operador técnico de la red de distribución, será responsable de evaluar la viabilidad de interconexión de los sistemas fotovoltaicos, garantizar la calidad del suministro e integrar de forma segura la generación distribuida. Como empresa pública, deberá adaptar sus flujos operativos a la reducción de carga residencial asociada al autoconsumo, y reorientar esa capacidad liberada hacia sectores con mayor rentabilidad, como el industrial y comercial.

Además, la CFE asumirá un rol financiero central en el modelo. Una opción es que estructure y otorgue un financiamiento complementario para cubrir parte del costo de los sistemas solares, respaldado por dos fuentes de pago: el flujo constante que los hogares seguirán pagando a través de su recibo eléctrico, y los ingresos generados por la venta del excedente de electricidad inyectado a la red.

Otra opción es que CFE no sea la institución que asuma directamente el crédito, sino que aporte las fuentes de pago descritas al pago de un crédito contratado por un tercero. Esta opción se estima la más viable ya que es neutral respecto a las finanzas de CFE.

Gobiernos estatales y municipales. Los gobiernos estatales pueden asumir un papel clave durante la expansión del programa, particularmente en las fases de despliegue regional. Podrán colaborar en la identificación de beneficiarios, facilitar permisos y licencias, coadyuvar en la evaluación de impacto territorial y promover la aceptación social a nivel local. En casos específicos, podrían incluso operar esquemas descentralizados de instalación bajo convenios con el fideicomiso federal. Los gobiernos municipales, por su parte, serán actores clave en la logística de implementación, el ordenamiento urbano, el acceso físico a los hogares y la coordinación comunitaria.

Sector privado y sistema financiero. El sector privado será un socio operativo fundamental en el programa. Los proveedores de equipos deberán cumplir con los estándares técnicos definidos y participar en procesos competitivos de adquisición. Las empresas instaladoras certificadas serán responsables de ejecutar las obras bajo condiciones contractuales claras y trazables. La banca de desarrollo, encabezada por Banobras, actuará como fiduciario y principal agente financiero del programa. Su rol incluirá administrar el fideicomiso, estructurar líneas de crédito y canalizar los recursos a los operadores.

La banca de desarrollo multilateral y bilateral y los fondos verdes internacionales pueden ofrecer garantías de pago oportuno y asistencia técnica para reforzar la solvencia del esquema. La banca comercial podría participar en fases posteriores del programa, especialmente si se abre espacio a esquemas mixtos de financiamiento o de expansión industrial de la cadena de valor.

Una alternativa atractiva es que los hogares tuvieran la opción de pagar a CFE el valor proporcional del panel no subsidiado con recursos de un crédito INFONAVIT. De esta manera los hogares podrían amortizar el valor total del panel, dejar de pagar por su autoconsumo y reinyectar remanentes a la red que sería acreditados como consumo futuro (los hogares no pueden recibir pagos en efectivo por la venta de remanentes). La implementación de este esquema sería independiente de la estructuración financiera, ya que el hogar sería el que adquiriría el crédito con INFONAVIT, de modo que la estructura financiera sólo vería una amortización anticipada de los paneles de dicho hogar.

También existe la posibilidad de canalizar recursos a través del mercado bursátil, mediante emisiones de deuda respaldadas por flujos de pago futuros de los hogares y los ingresos por venta de excedentes energéticos. Este mecanismo permitiría diversificar las fuentes de financiamiento, aprovechar el perfil crediticio de la empresa y facilitar la escalabilidad del programa en el mediano plazo.

Hogares, sociedad civil y comunidad académica. Los hogares beneficiarios son el núcleo de esta política. No sólo reciben el equipo, sino que deben asumir un rol activo en su uso, su mantenimiento y la vinculación con los objetivos del programa. La aceptación y apropiación social del sistema serán críticas para su sostenibilidad.

Las organizaciones de la sociedad civil podrán contribuir como aliadas en la vigilancia ciudadana, la difusión de derechos energéticos y el acompañamiento comunitario. Por su parte, las universidades y centros de investigación, tanto públicos como privados, aportarán evidencia técnica, evaluaciones de impacto, innovación en soluciones tecnológicas y formación de capital humano especializado. El sector académico también puede colaborar en la identificación de oportunidades para el desarrollo de capacidades productivas locales asociadas a la manufactura o el ensamblaje de equipos.

En conjunto, esta red de actores configura una institucionalidad distribuida que requiere liderazgo estatal, coordinación intergubernamental, gobernanza colaborativa y participación ciudadana. El desafío es diseñar una política técnicamente sólida y construir acuerdos, capacidades y canales de cooperación necesarios para convertir esta propuesta en una realidad transformadora.

1.3 Aspectos legales y normativos

El rediseño del subsidio eléctrico en una política pública basada en generación distribuida implica no sólo transformaciones operativas y financieras, sino también un ajuste normativo progresivo que permita habilitar la nueva arquitectura institucional del programa.

El programa propuesto involucra cambios importantes en la forma en que se estructuran, ejecutan y supervisan los flujos del subsidio eléctrico, así como en las funciones de varios entes públicos, desde la SHCP y la SENER hasta CFE y la banca de desarrollo. También plantea la posible creación de nuevas unidades operativas, fiduciarias o ejecutoras, con mandatos específicos en materia energética, financiera y territorial. Estos cambios deben estar jurídicamente sustentados, tanto para garantizar seguridad institucional como para prevenir conflictos de competencia o vacíos de responsabilidad.

Por ello, se sugiere que el despliegue del programa esté acompañado desde el inicio por una estrategia normativa transversal, orientada a revisar de manera integral los instrumentos regulatorios vigentes, identificar eventuales restricciones y diseñar mecanismos jurídicos que habiliten la ejecución sin generar incertidumbre.

Asimismo, se reconoce que, conforme el programa evolucione y escale territorialmente, surgirán nuevas necesidades regulatorias vinculadas al uso del suelo, las reglas de interconexión, la administración del subsidio, la gobernanza fiduciaria, la protección de los hogares beneficiarios, el régimen de responsabilidad técnica, o incluso la contratación pública en condiciones de mercado emergente. En este sentido, será clave asegurar un acompañamiento jurídico permanente, que combine capacidad técnica y visión estratégica.

II. DISEÑO OPERATIVO Y FINANCIERO

2.1 Diseño institucional y modalidades de ejecución

La viabilidad de esta propuesta, como se ha demostrado en este reporte, depende en gran medida del diseño institucional que se adopte para su implementación. Una política de esta magnitud requiere una estructura operativa capaz de coordinar distintos niveles de gobierno, gestionar contratos, supervisar flujos financieros, articular al sector privado y garantizar resultados equitativos. La forma en que se distribuyan las responsabilidades entre actores públicos y privados, así como los mecanismos de gobernanza que se establezcan, condicionarán profundamente el desempeño del programa. A continuación, se presentan cuatro posibles esquemas de ejecución, con una evaluación cualitativa de sus fortalezas, riesgos e implicaciones.

1. **Modelo centralizado.** Una primera opción es mantener la ejecución del programa centralizada en el Gobierno Federal, particularmente a través de SENER, en su papel rector de la política energética, y de la CFE como operador técnico. Esta alternativa permitiría un mayor control institucional y político sobre el diseño y la dirección del programa, asegurando la alineación con los objetivos estratégicos del gobierno y minimizando el riesgo de fragmentación territorial. Además, CFE ya cuenta con estructuras logísticas y experiencia técnica que podrían ser aprovechadas para la instalación y mantenimiento de los sistemas solares. Sin embargo, este modelo también presenta limitaciones importantes: una ejecución centralizada podría generar rigidez operativa, sobrecargar a la administración federal y limitar la capacidad de respuesta ante realidades locales diversas. A nivel financiero, este esquema podría requerir garantías explícitas del Estado para respaldar la estructuración del crédito, y limitar la posibilidad de participación de actores financieros privados que podrían aportar eficiencia o innovación.

2. **Nueva entidad federal.** Una segunda alternativa consiste en delegar la implementación a una nueva entidad pública especializada, como una empresa paraestatal o un organismo desconcentrado, cuyo mandato específico sea la electrificación distribuida mediante tecnologías renovables. Este modelo ofrecería mayor flexibilidad administrativa y capacidad operativa, al permitir esquemas de contratación más ágiles, la atracción de personal técnico especializado y la articulación con distintos

niveles de gobierno. Al tratarse de una institución creada con un propósito único, también facilitaría la trazabilidad de recursos y la rendición de cuentas. No obstante, la creación de una nueva entidad pública implica retos administrativos relevantes, así como el desafío de evitar y un mayor costo fiscal y duplicidades con funciones que actualmente desempeña la CFE. Además, sería necesario dotar a esta entidad de capacidades institucionales y mecanismos de supervisión robustos, para evitar problemas de captura o dispersión de objetivos.

3. Colaboración con gobiernos estatales. Una tercera opción es ejecutar el programa en alianza con los gobiernos estatales. En este modelo, el Gobierno Federal definiría los lineamientos generales, aportaría el financiamiento y establecería los marcos normativos, mientras que los gobiernos estatales serían responsables del despliegue territorial del programa, la selección de beneficiarios, la supervisión de instalaciones y, eventualmente, el mantenimiento de los sistemas. Esta opción permitiría una adaptación más precisa a las realidades sociales, económicas y técnicas de cada entidad federativa, así como una mayor apropiación local del programa. Sin embargo, la descentralización también conlleva riesgos: existen grandes asimetrías en las capacidades técnicas y de gestión entre los estados, lo que podría derivar en resultados dispares. Asimismo, habría que diseñar un sistema federal de monitoreo y evaluación que garantice la coherencia del programa a nivel nacional, sin socavar su flexibilidad territorial.

4. Alianza con el sector privado. La cuarta modalidad contempla una alianza con el sector privado, bajo un modelo en el que el gobierno conserva la dirección estratégica, el control sobre los flujos financieros y la definición de los objetivos públicos, delegando al sector privado únicamente aquellas funciones donde puede aportar mayor valor: instalación, logística, innovación tecnológica, mantenimiento especializado o gestión operativa de grandes volúmenes. Esta forma de colaboración reconoce las capacidades existentes en el ecosistema empresarial del país, pero evita caer en una lógica de tercerización pasiva del sector público.

Incorporar al sector privado bajo este esquema requiere establecer marcos contractuales claros, estándares técnicos homogéneos, esquemas de evaluación independientes y una arquitectura institucional que asegure la alineación de incentivos. El objetivo no es sustituir la acción pública, sino complementarla, reconociendo que el sector privado puede ejecutar ciertas tareas de forma más ágil y eficiente, siempre que el propósito de la política esté bien definido y resguardado institucionalmente. Para lograrlo, el diseño debe incorporar principios de gobernanza colaborativa, métricas de desempeño orientadas al impacto social y mecanismos de reparto justo de riesgos y beneficios.

Este enfoque se alinea con la perspectiva de "misiones públicas" desarrollada por Mariana Mazzucato, que plantea que el Estado no debe limitarse a corregir fallas del mercado, sino liderar activamente procesos de innovación y transformación estructural con objetivos sociales claros. Desde esta lógica, el Estado define una dirección de cambio —en este caso, avanzar hacia una matriz energética más justa, limpia y distribuida— y moviliza al sector privado como socio estratégico, no como contratista subordinado ni como actor hegemónico. Modelos de este tipo ya han sido propuestos y adaptados

en sectores como salud, movilidad o transformación urbana, donde se ha demostrado que es posible construir plataformas público-privadas basadas en misiones con altos estándares de equidad, eficiencia y transparencia.

Aplicado al caso de la generación distribuida en el sector eléctrico, esto implicaría que el Estado defina los territorios prioritarios, seleccione los beneficiarios según criterios sociales, administre la estructura de financiamiento y supervise la calidad de las instalaciones, mientras que el sector privado (a través de licitaciones competitivas y marcos regulados) se encargaría de ejecutar el despliegue técnico. De este modo, la alianza no sólo es viable desde el punto de vista financiero y operativo, sino también políticamente consistente con una visión progresista del desarrollo. Lejos de representar una renuncia a la función pública, esta modalidad puede ser una forma poderosa de ampliar capacidades estatales, acelerar la implementación y garantizar que los beneficios de la transición energética lleguen primero a quienes más lo necesitan.

Para evitar duplicidades operativas, las funciones técnicas del programa —incluyendo la adquisición de equipos, la instalación y el despliegue territorial— pueden ser delegadas al mecanismo de ejecución definido a nivel federal. Esto garantiza una separación clara entre las responsabilidades financieras de CFE y la operación logística del programa, optimizando recursos y asegurando eficiencia institucional.

Tabla 5. Evaluación de ventajas y riesgos en alternativas de ejecución operativa

Modalidad de ejecución	Ventajas	Retos o riesgos
Centralización en el Gobierno Federal	Control centralizado; alineación estratégica; uso de capacidades existentes de CFE.	Rigidez operativa; sobrecarga administrativa; baja adaptabilidad local; limitación de participación privada.
Nueva entidad pública especializada	Flexibilidad operativa; contratación ágil; trazabilidad y rendición de cuentas focalizada.	Tiempo político-administrativo para su creación; riesgo de duplicidad institucional; necesidad de legitimidad y control.
Alianza con gobiernos estatales	Adaptación territorial; mayor apropiación local; integración con políticas estatales.	Altas asimetrías entre capacidades estatales; riesgo de fragmentación; necesidad de supervisión federal robusta.
Alianza con el sector privado (enfoque de misión)	Ejecución eficiente; uso de capacidades técnicas del sector privado; posibilidad de innovación tecnológica.	Necesidad de contratos sólidos y mecanismos de control; riesgo de pérdida de control estatal si se diseña mal; requiere gobernanza colaborativa clara.

2.2. Estructura financiera

La implementación de un programa nacional para sustituir subsidios eléctricos mediante sistemas solares requiere una estructura financiera dual y robusta, capaz de coordinar tanto los mecanismos gestionados por el Gobierno Federal como aquellos liderados por la CFE. El objetivo central es garantizar que el esquema funcione sin generar presiones adicionales sobre las finanzas públicas, aprovechando los recursos actualmente destinados al subsidio como fuente de pago, y movilizando financiamiento complementario para acelerar el despliegue de infraestructura.

Financiamiento con subsidio como fuente de pago (Gobierno Federal)

El primer componente del esquema se basa en la recanalización del subsidio eléctrico que reciben actualmente los hogares beneficiarios. El mecanismo central es un fideicomiso público (vehículo de propósito definido) constituido por el Gobierno Federal como fideicomitente. Este fideicomiso tendría como patrimonio los recursos recanalizados por la SHCP, equivalentes al subsidio que los hogares dejarían de recibir como parte del programa, así como reservas financieras de contingencia, que deben ser creadas para absorber las fluctuaciones operativas y asegurar el servicio del crédito en escenarios adversos. También se incluiría una garantía de pago oportuno, potencialmente otorgada por una institución financiera de desarrollo internacional con respaldo soberano.

El fideicomiso sería administrado por Banobras, en su calidad de fiduciario, y estaría gobernado por un Comité Técnico integrado por representantes de alto nivel de SHCP, SENER y otras instancias federales. Este Comité tendría la función de definir las metas anuales de inversión, aprobar las condiciones generales del programa y autorizar el uso de financiamiento. Para asegurar una operación fluida y especializada, se constituirá una unidad ejecutora dentro del propio fideicomiso, responsable de gestionar la relación con los operadores del programa, verificar el cumplimiento de las metas de instalación y reportar periódicamente al Comité Técnico. Esta separación entre funciones estratégicas y operativas busca agilizar la ejecución y reducir los cuellos de botella administrativos.

La operación financiera se basa en la contratación de crédito por parte del fideicomiso, utilizando como fuente de pago los flujos del subsidio recanalizado. Una vez aprobado el financiamiento, los recursos se transfieren al operador del programa, quien se encarga de la compra e instalación de los paneles solares. De manera mensual, la SHCP deposita en el fideicomiso los recursos correspondientes al subsidio que habrían sido asignados a los hogares ya incorporados al programa, permitiendo al fiduciario cumplir puntualmente con el servicio del crédito. En caso de que los flujos no sean suficientes, se activan primero las reservas financieras como *buffer* operativo, y en última instancia la garantía de pago oportuno. Estos mecanismos conforman un sistema de estabilización financiera que da robustez al esquema frente a posibles contingencias.

Adicionalmente, se establece que el programa esté respaldado por un compromiso multianual de la SHCP, que garantice la transferencia del subsidio correspondiente a cada hogar durante la vida del crédito. No obstante, se reconoce que este tipo de políticas están expuestas a riesgos políticos y fiscales, por lo que la garantía de pago oportuno cumple un rol crítico como instrumento de mitigación frente a una eventual interrupción del flujo presupuestal.

En cuanto al monitoreo financiero y operativo, se prevé que Banobras, como fiduciario, tenga la responsabilidad de conducir auditorías tempranas que permitan detectar desviaciones relevantes en el avance del programa o en el cumplimiento de metas financieras. Estas auditorías funcionarían como un sistema de alerta temprana, activando mecanismos de ajuste por parte del Comité Técnico o del operador del programa. Entre los indicadores a monitorear se incluyen el número de hogares incorporados, la tasa de instalación efectiva, la regularidad de los depósitos del subsidio y la consistencia del servicio de la deuda.

Financiamiento con facturación como fuente de pago (CFE)

El segundo componente es gestionado directamente por la CFE, en el marco del modelo con reinyección y venta de excedentes. Estos ingresos se valoran a precio de mercado, y se contabilizan dentro del esquema financiero del fideicomiso operativo.

En este caso, los hogares continúan pagando su factura eléctrica como lo hacían previamente. La diferencia es que ahora autoconsumen la energía generada por el sistema solar y el excedente se inyecta a la red, generando un ingreso adicional que se valoriza a precio de mercado. Cabe señalar que, a diferencia de un esquema de medición neta, los hogares no reciben el valor monetario de la energía excedente, por lo que no se genera una relación comercial directa entre el usuario y el mercado eléctrico, manteniéndose la facturación dentro del modelo tradicional.

Este flujo combinado permite a CFE estructurar un esquema de financiamiento sin apoyo presupuestario directo. Una opción es que CFE constituya un vehículo financiero propio, como un fideicomiso operativo o una estructura de cartera, que reciba los pagos mensuales de los hogares y los ingresos derivados de la venta del remanente, y con ellos sirva el crédito asociado a la adquisición y la instalación de los sistemas solares de energía. Este mecanismo podrá ser gestionado directamente por el corporativo de CFE como parte de su operación financiera habitual.

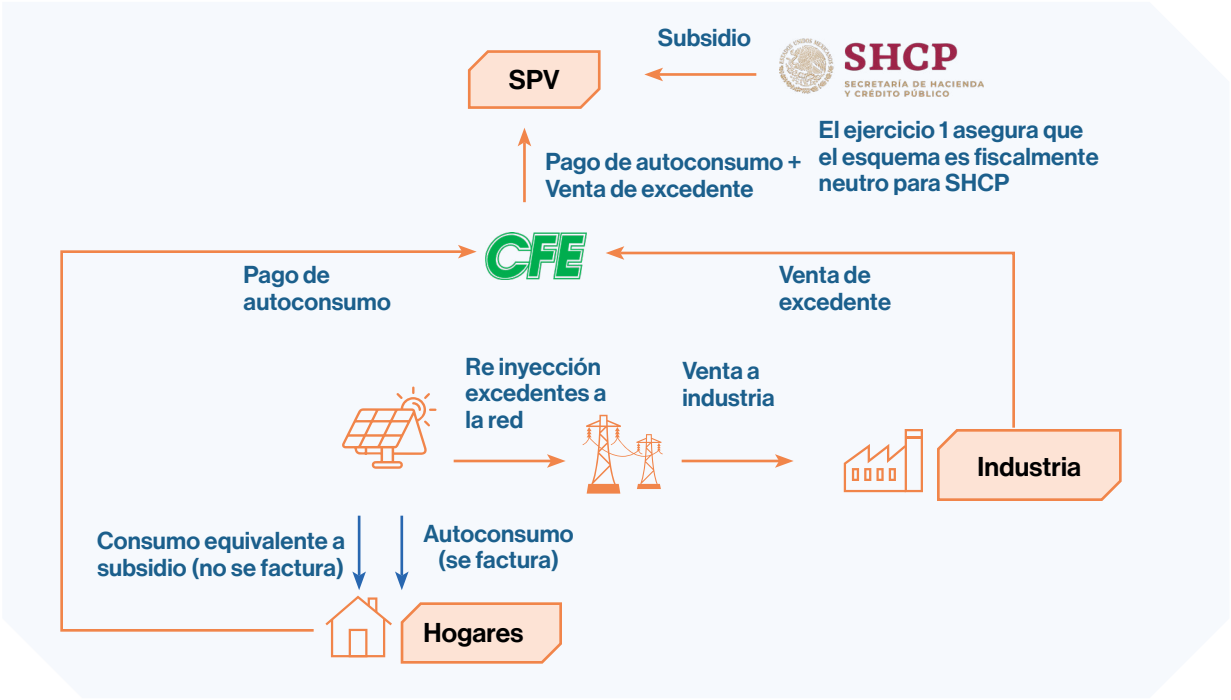
Sin embargo, una opción más sencilla es que CFE simplemente aporte dichos recursos como fuente de pago al fideicomiso constituido por SHCP y sea este el que contrate la parte complementaria del crédito. El financiamiento tendría como fuente de pago los recursos que aporte CFE, por lo que el costo financiero podría ser equivalente al que la empresa enfrenta.

Los cálculos financieros del modelo asumen que el financiamiento se estructura bajo las mismas condiciones de riesgo a las que contrata CFE, es decir, sin necesidad de garantías adicionales explícitas, dado que la fuente de pago está respaldada por su propio flujo de facturación. No obstante, podrían considerarse mecanismos complementarios de garantía o cobertura —por parte de banca de desarrollo o instituciones multilaterales— para reducir el riesgo percibido y mejorar las condiciones del financiamiento.

De forma paralela, las funciones logísticas —incluyendo la compra de equipos, la instalación y el monitoreo— pueden ser delegadas al operador federal del programa, asegurando así una separación clara entre la gestión financiera y la ejecución técnica, y evitando duplicidades operativas.

Este modelo asegura una fuente de pago estable y recuperable, y también permite a CFE mejorar su posición operativa. La energía que antes se destinaba al consumo subsidiado podrá redirigirse a sectores con mayor rentabilidad, como el industrial y comercial, donde las tarifas no están subsidiadas. Esta redistribución de carga optimiza el uso de la capacidad instalada, reduce pérdidas técnicas y fortalece el perfil financiero de la empresa.

Figura 6. Esquema financiero



Sincronización financiera a corto y largo plazo

Una parte crítica del diseño es asegurar que el desembolso del crédito y la incorporación de beneficiarios estén sincronizados, independientemente de cuál sea la fuente de pago del financiamiento. Este principio aplica tanto la estructura del Gobierno Federal, en la que el subsidio eléctrico recanalizado sirve como fuente de pago, como el esquema en el que CFE estructura su propio financiamiento, respaldado por los flujos de facturación a los hogares. En ambos casos, se contemplan tres alternativas operativas para coordinar el financiamiento con el avance físico del programa:

Desembolso total anticipado. El fideicomiso contrata el financiamiento completo por adelantado y lo va ejecutando conforme se incorporan los hogares. Este modelo exige una línea de crédito abierta y puede generar costos financieros innecesarios si el ritmo de ejecución es más lento de lo previsto.

Crédito puente de corto plazo. Un crédito temporal otorga liquidez inmediata al operador para adquirir paneles, y posteriormente se refinancia con el crédito estructurado a largo plazo del fideicomiso. Esta solución mejora el flujo operativo, pero requiere una gestión financiera más compleja.

Financiamiento modular escalonado. El esquema se estructura por módulos que sólo se activan cuando se cumplen metas verificables, tales como un número mínimo de hogares con contratos firmados y una etapa de instalación validada por un tercero independiente. Esta alternativa reduce significativamente el riesgo de solicitar más financiamiento del que se requiere y permite ajustar el programa de manera progresiva y controlada.

En resumen, la estructura financiera aquí planteada está diseñada para combinar seguridad presupuestal, flexibilidad operativa y control institucional, permitiendo una implementación ordenada y fiscalmente neutra del programa. Su éxito dependerá de una coordinación efectiva entre los distintos actores públicos involucrados, de la calidad técnica de sus procesos de verificación y de la capacidad del Estado para sostener el compromiso multianual con una política pública de nueva generación.

2.3. Plan de despliegue y cronograma de expansión

La transformación del subsidio eléctrico en una política de inversión en sistemas residenciales de energía solar requiere una implementación progresiva, diseñada con flexibilidad y realismo. En lugar de un cronograma rígido, este plan se presenta como un mapa conceptual con tres etapas escalonadas, cuyos tiempos y alcances podrán ajustarse conforme evolucione la experiencia operativa.

Primera etapa. Corresponde a un piloto territorial, con una duración prevista de hasta dos años, centrado en la Zona Metropolitana de Monterrey. Esta región fue elegida por su relevancia estratégica: combina alta presión sobre el sistema eléctrico con una demanda industrial creciente. El piloto permitirá validar la estructura financiera, probar la operación institucional y recoger evidencia sobre la aceptación social del esquema.

Segunda etapa. Contempla una expansión parcial del programa durante un horizonte de dos a tres años. La cobertura será aún limitada, pero significativamente mayor que en la primera etapa, priorizando regiones donde el programa tenga mayor impacto social y técnico. Para definir esta expansión se propone una matriz de criterios: estrés en redes de distribución, concentración de pobreza energética, viabilidad de instalación fotovoltaica, cercanía con polos industriales o zonas con presión de demanda por *nearshoring*, y alineación con políticas estatales de desarrollo energético.

Tercera etapa. A implementar a partir de los tres años, correspondería a una expansión nacional que progrese hacia una cobertura total o mayoritaria. Esta fase dependerá del éxito acumulado y de la capacidad del Estado para consolidar el modelo operativo, financiero y normativo. Se avanzará gradualmente hacia todos los territorios elegibles, manteniendo criterios de equidad y focalización.

En términos de escenarios, el diseño debe prever diferencias entre contextos de baja y alta penetración. Una baja penetración (menos del 10% de los hogares elegibles en cinco años) permite operar con recursos presupuestales directos y bajo impacto sobre la red eléctrica, pero tiene menor escala e impacto estructural. Una alta penetración (más del 50% en el mismo periodo) acelera beneficios agregados, pero exige mayor capacidad técnica, control de excedentes, gestión de riesgos y financiamiento estructurado.

El potencial de penetración del programa dependerá de factores como la voluntad política, el acceso al crédito, la respuesta social y aspectos técnicos. Sin embargo, la velocidad de despliegue es un elemento que puede ser controlado desde el diseño del programa, teniendo en cuenta la capacidad y las restricciones financieras y tecnológicas, a fin de mitigar cualquier riesgo.

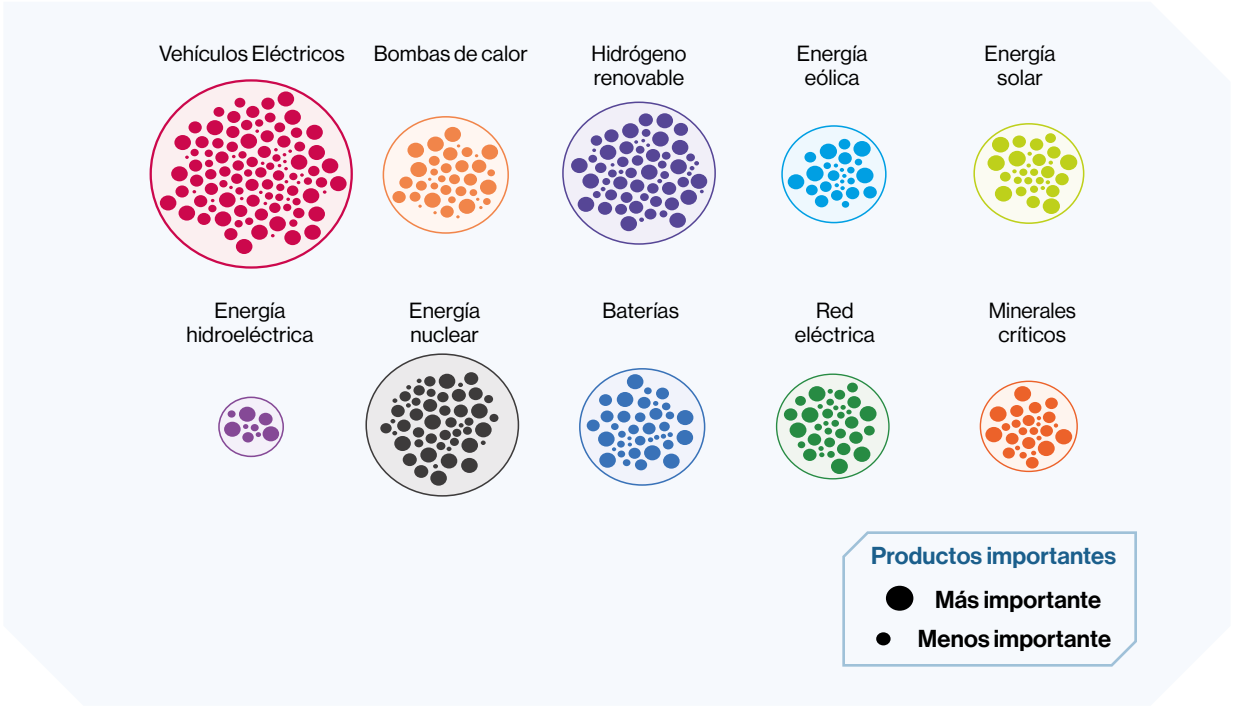
2.4. Adquisiciones, logística e instalación

La implementación de esta política requerirá una estrategia operativa bien estructurada para adquirir, distribuir, instalar y mantener sistemas solares residenciales en todo el país. El modelo de adquisiciones más viable es uno centralizado y competitivo, con licitaciones por volumen que permitan aprovechar economías de escala. Este modelo puede aplicarse de forma escalonada para acompañar el avance territorial del programa y ajustar precios y condiciones en función del aprendizaje operativo.

Será indispensable definir desde el inicio estándares técnicos homologados para los equipos —paneles, inversores, medidores—, lo que facilitará tanto la operación como el mantenimiento, además de reducir riesgos de incompatibilidad o bajo desempeño. La instalación deberá realizarse por empresas acreditadas, con validación técnica independiente posterior, como condición para activar el flujo del subsidio recanalizado. La logística deberá prever centros de distribución regionales, y la coordinación entre proveedores, instaladores, auditores y operadores será clave para escalar sin generar cuellos de botella.

Más allá de los aspectos logísticos, el programa abre la oportunidad de fortalecer una cadena de valor nacional en energía solar. El Laboratorio de Complejidad Económica de la Universidad de Harvard ha desarrollado herramientas para identificar el potencial de cada país para insertarse en sectores de alta complejidad productiva, como el de tecnologías limpias. Según sus estimaciones, México cuenta con una base industrial y de capacidades tecnológicas que lo posicionan favorablemente para desarrollar componentes clave de sistemas solares, como estructuras, cableado, transformadores o incluso módulos fotovoltaicos. Esta política podría, por tanto, articularse con una estrategia de desarrollo industrial verde, orientada a generar empleo, transferir tecnología y diversificar exportaciones. Si bien ello requiere estudios de factibilidad más específicos, el potencial está documentado.

Figura 7. Cadenas de valor verde y componentes para México



Fuente. Greenplexity. Harvard Growth Lab https://growthlab.app/greenplexity

No obstante, cualquier política de adquisición debe considerar el papel dominante que China ocupa en la cadena global de valor de energía solar. Ese país controla una parte substancial de la producción global de insumos y productos finales en el mercado de celdas y módulos solares, así como una parte relevante de la manufactura de inversores. Esta concentración hace que cualquier intento de cerrar el comercio con China —por razones geopolíticas o proteccionistas— representaría un riesgo sustantivo para la viabilidad de esta política, particularmente en términos de costos y plazos de implementación. Un entorno de tensiones comerciales globales, como el que existe actualmente, hace aún más relevante contar con una estrategia de compras flexible, que permita mitigar riesgos de suministro sin comprometer la competitividad ni la escalabilidad del programa.

En conjunto, el componente operativo del programa debe equilibrar eficiencia de adquisiciones, control técnico y visión industrial, para que la transición energética sea también una palanca de desarrollo productivo nacional.

2.5. Evaluación de impactos en la red y aspectos técnicos

El despliegue de sistemas solares residenciales a gran escala no es sólo una cuestión financiera u organizativa, sino también una intervención directa sobre la infraestructura eléctrica del país. Por ello, es fundamental anticipar sus efectos técnicos, especialmente en distribución, transmisión y estabilidad del sistema. El grado de penetración alcanzado —bajo, medio o alto— tendrá implicaciones diferenciadas en cuanto a riesgos y necesidades operativas.

En un escenario de baja penetración, el impacto sobre la red será limitado y probablemente manejable con la infraestructura existente. En este caso, la generación distribuida reducirá cargas locales y podrá incluso mejorar la eficiencia operativa en ciertas zonas. La prioridad será establecer protocolos básicos de interconexión, mecanismos de validación técnica post-instalación y una coordinación funcional con CFE Distribución para asegurar registros actualizados y conexiones seguras. La inversión en refuerzo de redes sería marginal y focalizada.

En un escenario de penetración media, podrían comenzar a observarse tensiones localizadas en zonas donde las redes de baja tensión no fueron diseñadas para una generación inversa significativa. Esto puede generar problemas de calidad de voltaje, saturación de transformadores o necesidad de reemplazos en infraestructura secundaria. En este caso, será necesaria una evaluación *ex ante* de las condiciones técnicas de cada zona de despliegue, así como inversiones complementarias coordinadas con CFE para prevenir cuellos de botella. Además, se requerirá establecer un sistema nacional de monitoreo que permita identificar en tiempo real posibles puntos de saturación o inestabilidad.

En un escenario de alta penetración, los riesgos operativos se amplifican. A esta escala, los excedentes de energía solar pueden volverse significativos durante ciertas horas del día, especialmente en zonas residenciales con baja demanda industrial concurrente. La gestión de estos excedentes requiere establecer mecanismos de absorción segura: desde almacenamiento distribuido o comunitario, hasta contratos de respaldo con CFE para reinyección controlada. Será crucial definir las reglas de inyección a la red, incluyendo límites, precios o compensaciones, y contar con infraestructura de medición bidireccional.

Además, la estabilidad del sistema eléctrico nacional deberá protegerse con nuevos protocolos de seguridad. Esto incluye requisitos técnicos para los inversores, criterios de desconexión automática ante fallas, coordinación con centros de control regionales y, eventualmente, la implementación de tecnologías de red inteligente. Estas acciones deberán ser lideradas por CFE Transmisión y Distribución, en coordinación con el regulador y los operadores del programa, para evitar que la generación distribuida comprometa la confiabilidad del sistema.

Aunque no forma parte del diseño base de esta propuesta, la tecnología de almacenamiento en baterías podría convertirse en un componente estratégico del programa a mediano plazo. Su incorporación permitiría gestionar mejor los excedentes de energía solar residencial, almacenando temporalmente la electricidad generada durante las horas pico de radiación para su uso posterior, lo que reduciría la inyección a la red y mitigaría riesgos de saturación en escenarios de alta penetración. Esto sería especialmente valioso en zonas con baja demanda diurna o redes frágiles, donde la generación distribuida sin almacenamiento puede amplificar desequilibrios de voltaje o frecuencia.

Además, las baterías podrían funcionar como una herramienta de resiliencia energética para los hogares, al proveer respaldo ante interrupciones del suministro, o incluso habilitar esquemas de gestión de demanda y tarifas dinámicas si se combinan con medidores inteligentes. No obstante, su adopción generalizada enfrenta limitaciones técnicas y económicas. El costo por kWh almacenado sigue siendo considerable para los hogares de menores ingresos, y su instalación y mantenimiento requieren estándares técnicos más exigentes.

En todos los escenarios, el diseño del programa debe incluir una evaluación técnica *ex ante*, que identifique zonas prioritarias de inversión, defina límites operativos realistas y evite efectos no deseados sobre la red. A medida que el programa escale, la integración entre política energética, planeación de redes y transición tecnológica será indispensable para garantizar que el avance en generación solar no genere desequilibrios, sino que contribuya a un sistema eléctrico más limpio, resiliente y eficiente.

2.6. Seguimiento, control y mantenimiento

La sostenibilidad del programa no depende únicamente de su financiamiento inicial ni del éxito de su despliegue territorial, sino de la existencia de un sistema robusto de seguimiento, supervisión y mantenimiento que garantice su integridad a lo largo del tiempo. Esto implica asegurar tanto la correcta utilización de los recursos públicos como la funcionalidad continua de los sistemas solares instalados.

En primer lugar, se requiere implementar mecanismos de auditoría financiera y técnica desde el inicio del programa. A nivel financiero, el fiduciario —en este caso Banobras— deberá establecer reportes periódicos de ejecución presupuestal, flujos de subsidio y pagos del crédito, auditados externamente y compartidos con el Comité Técnico. A nivel técnico, se debe habilitar un sistema de inspecciones aleatorias e independientes que verifiquen la calidad de las instalaciones, la conexión segura a la red y la operatividad de los sistemas. Estas auditorías deberán ser conducidas por terceros certificados, seleccionados por convocatoria pública, bajo protocolos definidos por el Comité Técnico y la unidad ejecutora del fideicomiso.

En segundo lugar, es fundamental vigilar el uso adecuado de los equipos. Para ello, el programa debe incluir cláusulas contractuales con los beneficiarios que prohíban la reventa, la desconexión voluntaria o el abandono de los sistemas sin causa justificada. El incumplimiento de estas condiciones podría acarrear la cancelación de los beneficios o incluso sanciones, según el marco legal aplicable. A nivel operativo, se propone establecer un sistema de monitoreo remoto que permita detectar patrones de consumo inusuales o fallas sostenidas, activando alertas para inspecciones en campo.

El mantenimiento es otro eje crítico para preservar la eficiencia del sistema a lo largo del tiempo. Se debe definir un protocolo técnico de mantenimiento preventivo y correctivo, que incluya dos niveles: uno menor, que puede realizarse anualmente y ser cubierto por el operador durante el periodo de garantía; y uno mayor, que incluya la eventual reposición de componentes críticos (como inversores) y que pueda ser financiado con recursos liberados del subsidio una vez amortizado el crédito. Estas acciones deberán coordinarse con el operador del programa y con CFE Distribución, para asegurar que el sistema se mantenga seguro y funcional dentro de la red.

Finalmente, el programa deberá contar con un registro nacional de beneficiarios, administrado por la unidad ejecutora del fideicomiso. Este registro consolidará la información sobre hogares participantes, ubicación de los sistemas, características técnicas, fechas de instalación, estado de operación, historial de mantenimiento y cumplimiento contractual. Esta base de datos será esencial para la trazabilidad del programa, la evaluación de su impacto y la toma de decisiones correctivas.

En conjunto, estos mecanismos permitirán mantener la transparencia, funcionalidad y legitimidad del programa en el largo plazo, asegurando que la inversión pública realizada se traduzca en beneficios sostenidos para las familias y para el sistema eléctrico nacional.

2.7. Aceptación social, comunicación e incentivos

La viabilidad de esta política no depende únicamente de su estructura financiera o técnica, sino de su aceptación social. El éxito del programa requerirá que los hogares beneficiarios no sólo accedan a los sistemas solares, sino que los adopten activamente, los mantengan en funcionamiento y valoren su incorporación como una mejora efectiva en su calidad de vida. Para lograrlo, es indispensable desarrollar una estrategia integral de comunicación, incentivos y monitoreo social.

El primer paso es identificar y anticipar barreras culturales, sociales y logísticas que podrían obstaculizar la adopción. Estas pueden incluir desconfianza hacia programas gubernamentales, percepción de mayor complejidad frente al subsidio automático, preocupación por el mantenimiento, resistencia al cambio o falta de información técnica básica. También pueden surgir fricciones logísticas, como falta de espacio adecuado para instalar paneles, restricciones en viviendas multifamiliares o temor a dañar la infraestructura del hogar. Estas barreras deben ser reconocidas y atendidas desde la fase de diseño.

Como complemento, el programa debe contemplar la posibilidad de incentivos no financieros que refuercen la decisión de participar. Esto puede incluir mecanismos de bonificación (por ejemplo, créditos adicionales en el recibo en caso de cumplimiento sostenido), acceso preferente a otros programas sociales (como eficiencia energética, conectividad o agua potable), o certificaciones que acrediten al hogar como beneficiario de energía limpia, con posibles ventajas en procesos administrativos o fiscales. El diseño de estos incentivos debe ser sensible al contexto territorial y cultural.

Una campaña nacional de comunicación pública y educación energética será esencial para construir legitimidad y comprensión social. Esta campaña debe explicar con claridad qué cambia y qué se mantiene: que el hogar seguirá sin pagar más electricidad, que ahora recibe un activo propio, y que forma parte de una transformación energética con beneficios compartidos. Debe incorporar contenidos pedagógicos sobre el uso de los sistemas, los beneficios ambientales y el rol de la ciudadanía en la transición energética. Se sugiere trabajar con medios comunitarios, escuelas, redes sociales, líderes locales y centros de atención territorial, para adaptar el mensaje a distintos públicos.

Finalmente, se recomienda establecer un sistema de monitoreo continuo de percepción pública y satisfacción de usuarios, coordinado por la unidad ejecutora del programa. Esto puede incluir encuestas periódicas, mecanismos de retroalimentación digital, mesas de diálogo comunitario o evaluaciones participativas. El objetivo es identificar áreas de mejora operativa, y también mantener un vínculo activo con la ciudadanía que fortalezca la legitimidad política y social del programa.

La aceptación social no es un componente accesorio, sino una condición estructural para la sostenibilidad del programa. La transición energética sólo será exitosa si es también una política cercana, comprensible y valorada por los hogares que busca transformar.

III. ANÁLISIS DE RIESGOS

Toda política pública de gran escala con implicaciones fiscales, operativas y sociales enfrenta riesgos inherentes que deben ser anticipados, evaluados y gestionados con mecanismos preventivos y capacidades de respuesta estructurada. Este programa, que propone el rediseño del subsidio eléctrico mediante sistemas fotovoltaicos residenciales, no es la excepción. Si bien el análisis técnico ha demostrado su viabilidad conceptual, su ejecución plantea riesgos multidimensionales que deben ser abordados desde el diseño institucional.

1. **Riesgos financieros y fiscales.** Uno de los principales riesgos es la posible interrupción del flujo de subsidios recanalizados desde la SHCP, ya sea por cambios presupuestales, decisiones políticas o choques fiscales. Aunque el programa cuente con un compromiso plurianual, no es inmune a presiones macroeconómicas. Para mitigar este riesgo, se incluye una garantía de pago oportuno con respaldo soberano o internacional, así como reservas de contingencia dentro del fideicomiso que actúen como *buffer* temporal.

2. **Riesgos operativos.** El programa depende de una cadena logística compleja que incluye adquisición, distribución, instalación y mantenimiento de equipos. Los retrasos en compras públicas, los problemas de calidad técnica o los cuellos de botella en la instalación podrían desacelerar su avance. Para mitigar este riesgo, se contempla una unidad ejecutora especializada que gestione y monitoree los contratos operativos, así como auditorías técnicas independientes en cada etapa. La estrategia escalonada por fases permite además corregir fallas antes de su amplificación nacional.

3. **Riesgos institucionales.** La dispersión de responsabilidades entre múltiples actores públicos y privados puede generar vacíos de gobernanza, solapamientos o fragmentación. Para evitarlo, se propone una arquitectura institucional clara: un Comité Técnico con funciones estratégicas, una unidad ejecutora con mandato operativo, y un fiduciario con responsabilidad financiera. La trazabilidad de decisiones y la existencia de un registro nacional de beneficiarios y sistemas permitirá consolidar el control y la evaluación transversal.

4. **Riesgos sociales y de legitimidad.** El rechazo ciudadano, la baja percepción de valor o la resistencia a sustituir un subsidio automático por un activo físico pueden limitar la adopción. Por esta razón, se establece una estrategia de comunicación pública anticipada, así como incentivos complementarios y mecanismos de monitoreo de satisfacción. Se reconoce que, en ciertos contextos, será necesario adaptar el mensaje o rediseñar las condiciones del programa para responder a barreras culturales o logísticas.

5. **Riesgos técnicos y de red.** La generación distribuida a gran escala puede alterar el equilibrio técnico del sistema eléctrico. Si la penetración del programa supera ciertos umbrales sin inversiones en red o mecanismos de control, podría generar inestabilidad. Por ello, se prevé una evaluación *ex ante* por etapa, el acompañamiento técnico de CFE y reguladores, y eventualmente el desarrollo de esquemas de almacenamiento y redes inteligentes en zonas críticas.

6. **Riesgos de comportamiento y cumplimiento.** El uso indebido de los equipos, su abandono o reventa podría afectar la integridad del programa. Esta posibilidad se reduce si se contemplan contratos con los beneficiarios, cláusulas de uso responsable y monitoreo remoto de operación. La inclusión de penalizaciones y la vigilancia comunitaria también pueden limitar estos riesgos.

7. **Riesgos de coordinación y aprendizaje institucional.** Todo programa piloto enfrenta incertidumbre sobre su replicabilidad. Este plan incorpora una fase de aprendizaje estructurado: auditorías tempranas, evaluaciones externas, ajustes regulatorios y, sobre todo, la posibilidad de ajuste progresivo del modelo en función de la evidencia acumulada.

8. **Riesgo de impago por parte de los hogares.** Uno de los riesgos clave del esquema es el impago parcial o total por parte de los hogares, una variable que puede no estar plenamente capturada en los parámetros actuales de mora y cobranza de CFE. Si bien el diseño parte del supuesto de continuidad en el pago del recibo eléctrico —y contempla el corte de suministro como mecanismo disuasivo—, este riesgo adquiere una dimensión distinta cuando el hogar ya cuenta con un sistema solar instalado. Aunque el panel no es funcional sin conexión a la red ni medidor habilitado, el hecho de que el hogar posea físicamente el activo le otorga un mayor poder de negociación en caso de conflicto, sobre todo si se dan formas de organización colectiva o presión social local. Esto puede debilitar el mecanismo de sanción tradicional asociado al corte del servicio, especialmente en zonas con antecedentes de conflictividad tarifaria o baja capacidad institucional de cobranza. Por esta razón, será necesario considerar mecanismos contractuales o jurídicos que habiliten la recuperación del equipo en caso de impago persistente, así como esquemas de responsabilidad compartida o garantías solidarias en contextos comunitarios. La posibilidad de reclamo o reubicación del equipo puede fortalecer los incentivos al cumplimiento y reducir el riesgo financiero del programa.

9. **Riesgo fiscal asociado a la valorización del excedente.** En el esquema propuesto, el excedente de energía generado por los sistemas solares domiciliarios es inyectado a la red y valorizado a precio de mercado como fuente de pago del financiamiento estructurado por CFE. Aunque este ingreso no se transfiere directamente al hogar, y por tanto no constituye un ingreso fiscalizable para el usuario, es importante asegurar que esta interpretación sea reconocida explícitamente por la autoridad fiscal. De no clarificarse, podrían surgir riesgos jurídicos o percepciones erróneas respecto al tratamiento del excedente como ingreso sujeto a impuestos. Del lado de CFE, estos ingresos deben contabilizarse correctamente dentro del marco de sus operaciones comerciales, diferenciando entre venta convencional y valorización como garantía financiera. Este punto deberá abordarse en coordinación con el SAT y la CRE.

IV. LECCIONES Y REFLEXIONES FINALES

La implementación de un programa de generación distribuida financiado con el redireccionamiento de subsidios eléctricos representa una oportunidad concreta para transformar un gasto corriente regresivo en una inversión estratégica con beneficios sociales, fiscales y energéticos. La propuesta de implementación de este reporte ha demostrado que esta transición no sólo es conceptualmente viable, sino también operativamente factible si se articula sobre una arquitectura institucional clara, mecanismos de financiamiento estructurados y una hoja de ruta de despliegue progresivo.

El diseño operativo propuesto contempla factores críticos para su éxito: desde la selección de hogares y territorios prioritarios, hasta la definición de esquemas de adquisición, la instalación, el monitoreo y el mantenimiento. Asimismo, se identifican barreras legales, regulatorias y sociales que requieren atención específica para evitar fricciones en su implementación. La existencia de programas similares como Sol del Norte, y la alineación del modelo con los objetivos del Plan México y el PRODESEN, refuerzan su pertinencia y abren espacios para su integración en políticas públicas existentes.

Una conclusión clave es que el modelo necesita comenzar con esquemas piloto cuidadosamente diseñados. Estos deben validar su viabilidad técnica y financiera, así como la aceptación social del esquema, la capacidad operativa de los actores involucrados, y la coherencia normativa con el marco regulatorio vigente. La evidencia generada en estos pilotos será esencial para escalar el programa de manera ordenada y eficaz.

Por último, si bien el enfoque de este reporte ha sido la generación distribuida en hogares residenciales, su lógica puede adaptarse a esquemas colectivos, pequeños comercios o clústeres industriales en fases futuras. Esta flexibilidad convierte al modelo en una plataforma de transformación estructural que va más allá del corto plazo: es una propuesta para rediseñar el papel del Estado en el uso de los subsidios energéticos, hacia una política pública más progresiva, resiliente y alineada con los desafíos del desarrollo sostenible.

Complementariedad con el Programa Federal Sol del Norte

El programa propuesto en el estudio y el programa Sol del Norte del Gobierno de México comparten objetivos fundamentales: promover la generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos residenciales, reducir la presión sobre la red eléctrica en horas pico y avanzar hacia una mayor justicia energética. Ambas iniciativas reconocen el papel estratégico de los hogares como agentes de transformación energética y priorizan la instalación de paneles solares en techos residenciales, aunque difieren en su enfoque operativo y geográfico.

Sol del Norte se centra en hogares vulnerables del norte del país, especialmente en Mexicali, donde las altas temperaturas incrementan el consumo eléctrico en verano. El programa ofrece la instalación subsidiada de sistemas fotovoltaicos, con el objetivo de reducir hasta un 70% el gasto en electricidad y aliviar la carga del sistema eléctrico nacional durante temporadas de alta demanda.

En contraste, el estudio adopta una perspectiva amplia, evaluando el impacto sistémico de la generación distribuida residencial en la red eléctrica nacional, sin limitarse a una región específica. Además, mientras Sol del Norte excluye tecnologías de almacenamiento por razones de costo y viabilidad, el estudio también reconoce esta limitación, enfocándose en el impacto promedio de la generación solar sobre el perfil de consumo residencial.

En conjunto, ambas iniciativas son sumamente complementarias: mientras Sol del Norte implementa acciones concretas para beneficiar a comunidades específicas, el estudio proporciona un marco analítico que respalda y amplía la comprensión del impacto de la generación distribuida residencial en la red eléctrica nacional, así como un plan de financiamiento fiscalmente autosostenible.

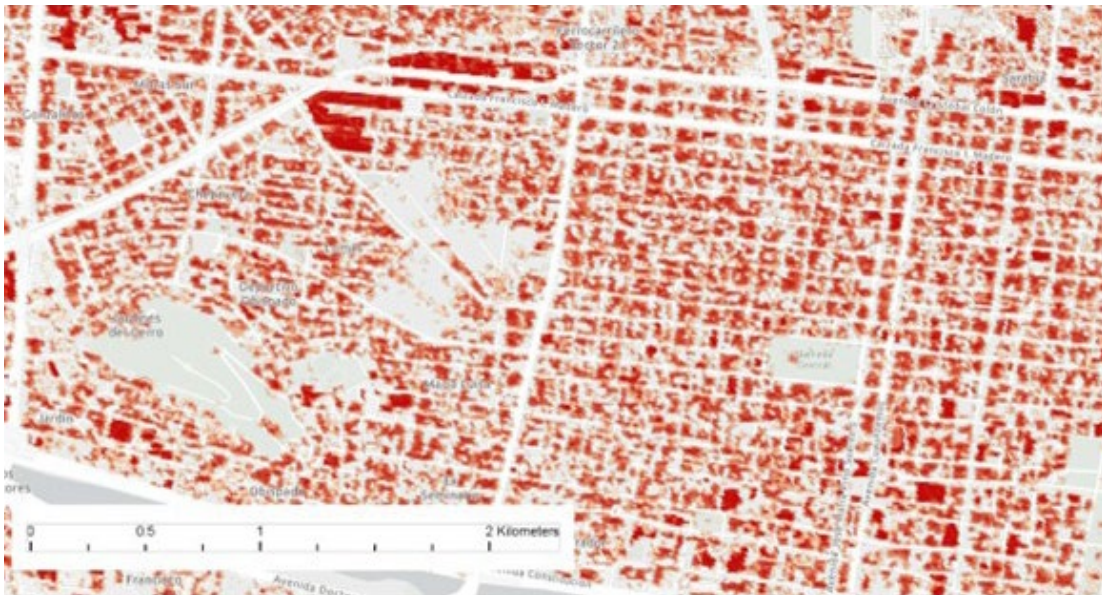
ANEXOS

A. Detalles metodológicos

Mosaicos e identificación de techos

Aplicando estadísticas zonales dentro del software geoestadístico, se obtuvo un total de 6,900 millones de metros cuadrados en techos para la ZMM.

Figura 8. Metodología aplicada al caso de Monterrey, Nuevo León, México



Delimitación de áreas de estudio

El Estado de Nuevo León tiene 51 municipios, de los cuales 36 reportaron haber tenido producción industrial en los Censos Económicos más recientes. A partir de este corte, se elaboró una búsqueda de anuncios de inversión por municipio a partir del inicio del 2023, como forma de comprender qué municipios son aquellos que están captando mayor capital bajo la tendencia del *nearshoring*. Esta búsqueda redujo el número total de municipios a 14, mismos que pueden ser observados en la siguiente tabla.

Tabla 6. Selección de municipios con base en su producción industrial

#	Municipio	Producción industrial 2019 (Mill. $ MXN)	Producción industrial, %	Población 2020	Población, %
1	Apodaca	214,380.08	28.81%	656,464	11.35%
2	San Nicolás de los Garza	125,689.25	16.89%	412,199	7.13%
3	Santa Catarina	83,618.88	11.24%	306,322	5.30%
4	Guadalupe	77,404.22	10.40%	643,143	11.12%
5	General Escobedo	51,863.97	6.9%	481,213	8.32%
6	García	39,374.43	5.2%	397,205	6.87%
7	Pesquería	24,738.67	3.3%	147,624	2.55%
8	General Zuazua	14,968.11	2.0%	102,149	1.77%
9	Salinas Victoria	5,932.28	0.80%	86,766	1.50%
10	Marín	2,957.91	0.40%	5,119	0.09%
11	Ciénega De Flores	2,482.98	0.33%	68,747	1.19%
12	Cadereyta Jiménez	2,433.51	0.33%	122,337	2.11%
13	Juárez	2,192.77	0.29%	471,523	8.15%
14	El Carmen	1,748.70	0.24%	104,478	1.81%
	Total	**649,785.76**	**87.13%**	**4,005,289.00**	**69.26%**

Estimación de superficie

Aplicando la metodología de análisis geoestadístico detallada anteriormente, es posible estimar el área de techos disponibles en 6,509 millones de metros cuadrados. Como se mencionó anteriormente, esta metodología no diferencia entre techos residenciales y no residenciales.

Figura 9. Metodología aplicada al municipio de Cadereyta Jiménez, Nuevo León

Estimación de techos residenciales

Se utilizó la base de datos ENVI 2020, reportada por el INEGI a través de su Encuesta Nacional de Vivienda (2020), en la que se estima que a nivel nacional hay 35,259,433 viviendas, de las cuales 1,661,415 están en Nuevo León. Dado que el INEGI reporta los metros cuadrados de construcción por rangos, se obtiene un promedio ponderado de la vivienda en Nuevo León de 92.74 metros cuadrados. Multiplicar este dato por el número de viviendas permite aproximar el área total de techos residenciales en Nuevo León, así como para cada uno de sus municipios.

Tabla 7. Viviendas en Nuevo León por su tamaño

Total de viviendas en Nuevo León	Hasta 45 m²	De 46 a 75 m²	De 76 a 100 m²	De 101 a 150 m²	Más de 150 m²	No especificado
1,661,415	209,235	432,045	416,057	318,378	266,740	18,960
	12.6%	***26.0%***	***25.0%***	***19.2%***	***16.1%***	***1.1%***

Tabla 8. Promedio ponderado del tamaño de viviendas en Nuevo León y área total de techos

Concepto	Valor	Unidades
Promedio ponderado	92.75	metros cuadrados
Promedio ponderado	0.000093	kilómetros cuadrados
Total de techos residenciales	***154.10***	***kilómetros cuadrados***

Tabla 9. Total de área disponible en techos residenciales por municipio de la zona de evaluación

Municipio	Total de viviendas	Área disponible en m^2
Apodaca	181,637	16,846,746.89
Cadereyta Jiménez	37,325	3,461,876.31
Ciénega de Flores	20,451	1,896,820.69
El Carmen	30,033	2,785,546.72
García	114,866	10,653,767.83
General Escobedo	131,655	12,210,939.74
General Zuazua	29,627	2,747,890.41
Guadalupe	182,399	16,917,422.03
Juárez	134,383	12,463,960.46
Marín	1,440	133,559.33
Pesquería	43,650	4,048,517.11
Salinas Victoria	25,418	2,357,507.62
San Nicolás de los Garza	121,707	11,288,267.39
Santa Catarina	82,871	7,686,246.53
Total	**1,137,462**	**105,499,069**

Estimación de CAPEX (paneles solares)

A partir de esta área disponible, se modeló la capacidad de instalación considerando un sistema de energía solar promedio de 2 kW, cuya huella técnica estándar se estima en 11 metros cuadrados. Se determinó dicho tamaño tomando como referencia el trabajo realizado por Lagar (2021). Dividiendo el área total entre el área requerida por sistema, se estimó un máximo técnico de aproximadamente 9.6 millones de sistemas instalables en los municipios seleccionados.

En cuanto a costos, se asumió un precio de mercado de 37,172 pesos mexicanos por sistema completo de 2 kW, basado en una cotización realizada por una empresa de paneles solares. El costo del sistema incluye paneles, inversores, estructura de montaje y mano de obra de instalación, cuyo desglose se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 10. Desglose de instalación de paneles solares en techo residencial tomado como base para escenarios

Concepto	Monto en MXN
Precio de paneles (6 unidades, MXN)	16,974.74
Precio de inversor (1 unidad, MXN)	19,844.21
Precio de material eléctrico (MXN)	9,750.00
Precio de mano de obra (MXN)	5,610.00
Precio por tipo de estructura (MXN)	9,154.20
Total antes de impuestos (MXN)	61,333.15
Capacidad instalada (kW)	3.30
Precio por 3.3 kW instalados (MXN/kW)	18,585.80
Precio por 2 kW instalados (MXN)	**37,172.00**

Estimación del subsidio

Para una propuesta que busque alinearse a la realidad del presupuesto público, estimamos los recursos financieros disponibles para su implementación, los cuales derivan del subsidio eléctrico federal a los hogares. Para esto, se calcula la proporción del subsidio eléctrico federal, como lo señala el PEF 2024, que se ejerce dentro de los municipios de análisis.

Tabla 11. Proporción de subsidio eléctrico federal que corresponde a los municipios de análisis

Concepto	2010	2020	TMAC	2024
Vivienda a nivel nacional	28,614,991	35,233,462	2.10%	38,291,290
Vivienda en municipios con *nearshoring*	809,804	1,137,462	3.46%	1,303,247
Proporción viviendas *nearshoring*	-	-	-	3.40%
Subsidio Eléctrico Federal	-	-	-	$81,581,400,000
Subsidio a viviendas *nearshoring*	-	-	-	$2,776,629,583

Estimación de la generación de energía

Se utilizan dos enfoques. El primer método recopila la información de la ENIGH 2022 referente al gasto trimestral promedio en energía eléctrica por decil de ingresos. A partir de esta información es posible obtener el gasto anual en electricidad para todo el decil. El segundo utiliza la base de datos del City Night Lights Project de la NASA, donde el color del píxel representa el consumo energético de kWh en un año.

Figura 10. Consumo eléctrico al 2019 por municipio de la zona de evaluación derivado de luces nocturnas

Tabla 12. Consumo energético por municipio derivado de luces nocturnas

Municipio	kWh anuales
Apodaca	513,746,136.91
Guadalupe	504,369,744.37
General Escobedo	373,210,013.62
San Nicolás de los Garza	336,893,175.50
Juárez	279,121,032.77
Santa Catarina	238,734,080.84
García	212,728,922.54
Cadereyta Jiménez	128,272,088.43
El Carmen	57,510,459.06
Salinas Victoria	53,903,636.71
Pesquería	45,331,443.01
General Zuazua	44,967,321.36
Ciénega de Flores	41,639,556.43
Marín	4,343,462.69
Total	2,834,771.07

Offset

Habiendo establecido que los sistemas instalables pueden generar entre 196 y 262 GWh anuales y con consumos estimados de entre 2,830 y 11,600 GWh al año para los municipios de análisis y el estado de Nuevo León, respectivamente, el alivio por parte de la generación distribuida al consumo energético es condensado en la siguiente tabla.

Comparando la producción con la demanda eléctrica total estimada de los municipios prioritarios —aproximadamente 2,850 GWh anuales—, el programa cubriría entre el 6.9% y el 9.2% del consumo eléctrico de la región analizada. Esta participación, aunque limitada, resulta significativa considerando que se lograría sin necesidad de construir nuevas plantas centrales ni ampliar la red de transmisión.

Tabla 13. Demanda energética aliviada por sistemas PV según parámetros de consumo

Concepto	Consumo energético (ENIGH)	Consumo energético (Luces nocturnas)
Offset (MWh año)	11,415,728.05 - 11,350,303.08	2,638,496.16 - 2,573,071.19
% de consumo	1.69 - 2.25	6.92 - 9.23

B. Supuestos, parámetros y construcción de escenarios de financiamiento

Este anexo describe los supuestos, parámetros y procedimientos utilizados para construir los escenarios de financiamiento presentados en este reporte. Su propósito es evaluar si el subsidio eléctrico actualmente existente en México puede ser rediseñado como fuente de pago para financiar la adquisición de sistemas solares residenciales. Bajo esta lógica, se busca determinar si dicho rediseño puede ser fiscalmente neutro —es decir, sin requerir gasto adicional del Estado— y al mismo tiempo mantener el nivel de gasto eléctrico actual de los hogares.

Para responder a esta pregunta, se construyó un ejercicio técnico que simula el comportamiento financiero y distributivo de una política de sustitución del subsidio eléctrico por sistemas fotovoltaicos residenciales. Este ejercicio se basa en un enfoque de hogar representativo por decil de ingreso: se estima, para cada uno de los diez deciles, el monto anual de subsidio que recibe un hogar, la energía equivalente que dicho subsidio permite adquirir, y la inversión necesaria en paneles solares para generar esa misma cantidad de electricidad. Posteriormente, se evalúa si el flujo acumulado del subsidio en un horizonte temporal dado (3, 5 o 10 años) es suficiente para cubrir el costo de esa inversión mediante un esquema de financiamiento a tasa fija.

La base de este análisis es una estimación detallada del monto del subsidio eléctrico recibido por hogar, con datos proporcionados por el Centro de Estudios Espinosa Yglesias. La CFE aplica tarifas escalonadas con base en el nivel de consumo. Dado el consumo promedio, los hogares de los deciles I al VII consumen exclusivamente dentro del límite de la tarifa más baja; los de los deciles VIII y IX lo hacen dentro del umbral de la segunda tarifa más baja; y sólo los del decil X alcanzan los niveles de consumo sujetos a todas las tarifas. En todos los casos, el subsidio se aplica principalmente a la tarifa más baja, por lo que puede considerarse como una transferencia monetaria equivalente. Bajo el supuesto —razonable en este contexto— de que la demanda de electricidad residencial es inelástica, se estima cuántos kilovatios-hora representa esa transferencia, es decir, cuánta electricidad.

Con esta información, se estima el número de paneles solares necesarios para cubrir esa misma cantidad de energía, utilizando factores de generación estándar del mercado, ya desarrollados en secciones anteriores del reporte. Cabe destacar que se parte de una configuración técnica estandarizada de los sistemas solares, por motivos de comparabilidad y simplificación, y no de una personalización por hogar. Asimismo, se considera un rango de precios de mercado (bajo, medio y alto) que incluye tanto el costo de los paneles como su instalación y componentes adicionales. Dado el carácter masivo del programa propuesto, es razonable suponer que los precios efectivos podrían acercarse al rango bajo, debido a economías de escala y compras consolidadas.

Para financiar la inversión del Gobierno Federal, se modela un esquema de crédito a tasa fija respaldado por el Estado, con plazos de 3, 5 y 10 años. Las tasas de interés aplicadas se toman de los bonos federales a tasa fija (Bonos M), correspondientes a la subasta del 30 de abril de 2024, lo cual refleja un costo de financiamiento soberano. Dado que la fuente de pago es el propio subsidio, gestionado por la SCHP, se asume que el riesgo del esquema es equivalente al riesgo país, lo que justifica el uso de estas tasas como referencia. Las tasas utilizadas son nominales y no se aplican descuentos de valor presente; en lugar de ello, se compara el valor nominal acumulado del subsidio durante el periodo de financiamiento con el monto del crédito necesario. En este sentido, el análisis no evalúa el costo de oportunidad del subsidio, sino su capacidad efectiva de cubrir, en términos contables, el servicio de la deuda durante el plazo establecido.

El ejercicio de reventa de remanentes considera un financiamiento para la compra de paneles, el cual tiene como fuente de pago el cobro que hace CFE a los hogares. Para este ejercicio se utiliza como tasa de descuento el costo financiero de CFE para emisiones de deuda a 10 años. En particular, se toma como referencia el bono CFE 24UX, emitido en diciembre de 2024 con un plazo de 10 años por un monto de 3,643 millones de pesos, a una tasa de Udibono + 128 puntos base (equivalente a un cupón de 6.94%), lo que representa una colocación 32 puntos base por debajo del precio inicial. Esta tasa refleja el costo de financiamiento de CFE bajo condiciones de mercado comparables a las del modelo analizado. Los cálculos utilizan la tasa de UDIBONO a 10 años del 6 de mayo de 2025 ubicada en 5.27% y una tasa de crecimiento del UDI igual al crecimiento de la inflación (ver siguiente párrafo).

En todos los escenarios se supone que el subsidio crece a una tasa real del 1% anual —en línea con el crecimiento esperado del PIB— más una inflación del 3%. Este es un supuesto conservador, si se considera que el subsidio eléctrico ha tendido a crecer por encima de ambos indicadores en años recientes. La política, por diseño, es fiscalmente neutra: en ningún escenario se utilizan recursos adicionales a los que ya se encuentran comprometidos bajo el esquema de subsidio vigente. Asimismo, se supone que las tarifas eléctricas crecen a la misma tasa que la inflación y el consumo de electricidad medido en kWh sigue el crecimiento del PIB real.

En los escenarios donde el valor presente del subsidio no es suficiente para cubrir el costo de los sistemas para toda la población, se introduce una regla de asignación progresiva: los recursos disponibles se distribuyen comenzando por los hogares del decil I y avanzando de forma secuencial hasta que se agotan. En este contexto, se calcula, para cada decil, si la inversión recibida en el nuevo esquema supera o queda por debajo del subsidio que originalmente recibía. Esta diferencia se reporta como una reasignación neta: positiva si el hogar recibe más inversión que subsidio, y negativa si pierde parte o la totalidad del beneficio.

Finalmente, vale la pena señalar que, aunque este análisis incluye supuestos técnicos sobre eficiencia de los paneles, vida útil (mínima de 10 años), y condiciones de generación, no se incorporan elementos como almacenamiento de energía, exportación de excedentes a la red, ni costos operativos de largo plazo. El objetivo no es construir una simulación operativa de un sistema energético distribuido, sino

evaluar si el rediseño del subsidio es financieramente viable y si puede implementarse sin afectar a los hogares desde una perspectiva distributiva. El costo de los equipos tanto de 2kW como 500 W corresponde a cotizaciones de mercado; en un escenario más realista los equipos se podrían obtener al mayoreo a través de una licitación pública, lo cual podría mejorar estas condiciones.

En resumen, este ejercicio debe entenderse como una prueba de concepto, técnicamente conservadora y fiscalmente neutral, que muestra bajo qué condiciones una política de transición del subsidio eléctrico hacia la generación distribuida puede ser financieramente sostenible y socialmente equitativa.

1. Unidad de análisis

El ejercicio parte de un hogar representativo por decil de ingreso. A partir de estimaciones del subsidio eléctrico por hogar (con base en cifras del Centro de Estudios Espinosa Yglesias), se calcula cuánta energía es subsidiada anualmente bajo el esquema tarifario vigente. Para los cálculos agregados, se multiplica el resultado por el número total de hogares en cada decil.

2. Estimación del subsidio eléctrico individual

Se parte del supuesto de que el hogar enfrenta un esquema tarifario escalonado, en el que los primeros kilovatios consumidos tienen precios más bajos y van aumentando progresivamente. El subsidio se refleja como una reducción en el pago total de la factura eléctrica. Se estima el número de kilovatios anuales que equivale a ese subsidio, asumiendo una demanda inelástica, lo cual es consistente con la literatura especializada sobre servicios básicos.

Tabla 14. Consumo promedio por decil y tarifas

	Tarifa	Consumo Mensual kWh
I	Tarifa 1	134.90
II	Tarifa 1	148.19
III	Tarifa 1	174.15
IV	Tarifa 1	141.85
V	Tarifa 1	181.19
VI	Tarifa 1	180.16
VII	Tarifa 1	239.23
VIII	Tarifa 1A	196.20
IX	Tarifa 1A	292.23
X	Tarifa 1C	428.21

3. Producción solar equivalente

Para cada decil, se estima cuántos paneles solares se requieren para generar la electricidad equivalente al subsidio recibido. Se utiliza un factor de generación estándar del mercado, cuya justificación técnica se desarrolla en secciones previas del reporte. Se considera una potencia del sistema residencial estandarizada, no personalizada por hogar, para facilitar la comparación entre escenarios.

4. Costo de inversión y precios de mercado

Se emplean tres rangos de precios de paneles solares (bajo, base y alto), los cuales incluyen instalación y componentes adicionales (inversores, cableado, etc.). Se asume que la implementación a gran escala podría permitir el acceso a precios del rango bajo. La inversión necesaria por hogar se calcula en función del número de paneles requeridos.

Tabla 15. Costo de equipo

Costo de paneles	Equipo 2kW	Equipo 500 W
Costo Bajo	$30,000	$10,000
Costo Base	$ 37,172	$13,500
Costo Alto	$65,000	$17,000

5. Financiamiento y tasas de interés

El financiamiento del Gobierno Federal que tiene el subsidio como fuente de pago considera un esquema de crédito a tasa fija con plazos de 3, 5 y 10 años. Las tasas de interés se toman de los bonos gubernamentales a tasa fija (Bonos M) en la subasta del 30 de abril de 2024, como referencia del costo de financiamiento soberano. Al ser el subsidio una fuente de pago garantizada por la SHCP, se considera razonable suponer riesgo equivalente al soberano. Las tasas utilizadas son nominales, no se realiza descuento de flujos.

El financiamiento de CFE considera una sobre tasa de 128 puntos base respecto al UDIBONO a 10 años.

6. Fuente de pago: subsidio acumulado

Se asume que el subsidio eléctrico crece a una tasa real del 1% anual, consistente con un crecimiento conservador del PIB, más una inflación esperada del 3%. Durante el plazo del financiamiento, se acumula el valor nominal del subsidio esperado para cada hogar. Si esta suma iguala o excede el monto del crédito necesario para financiar los paneles, se considera que la fuente de pago es suficiente. Por construcción, el ejercicio es fiscalmente neutro, ya que no se utilizan más recursos que los ya comprometidos en el presupuesto público.

7. Reasignación de subsidio por decil

En estos escenarios “no neutrales”, los hogares de ingresos más altos pueden ver reducido total o parcialmente su subsidio, mientras que los de ingresos más bajos pueden recibir una asignación superior a la que reciben actualmente, reflejando una redistribución progresiva implícita en la estructura de la política.

C. Estructura financiera del programa

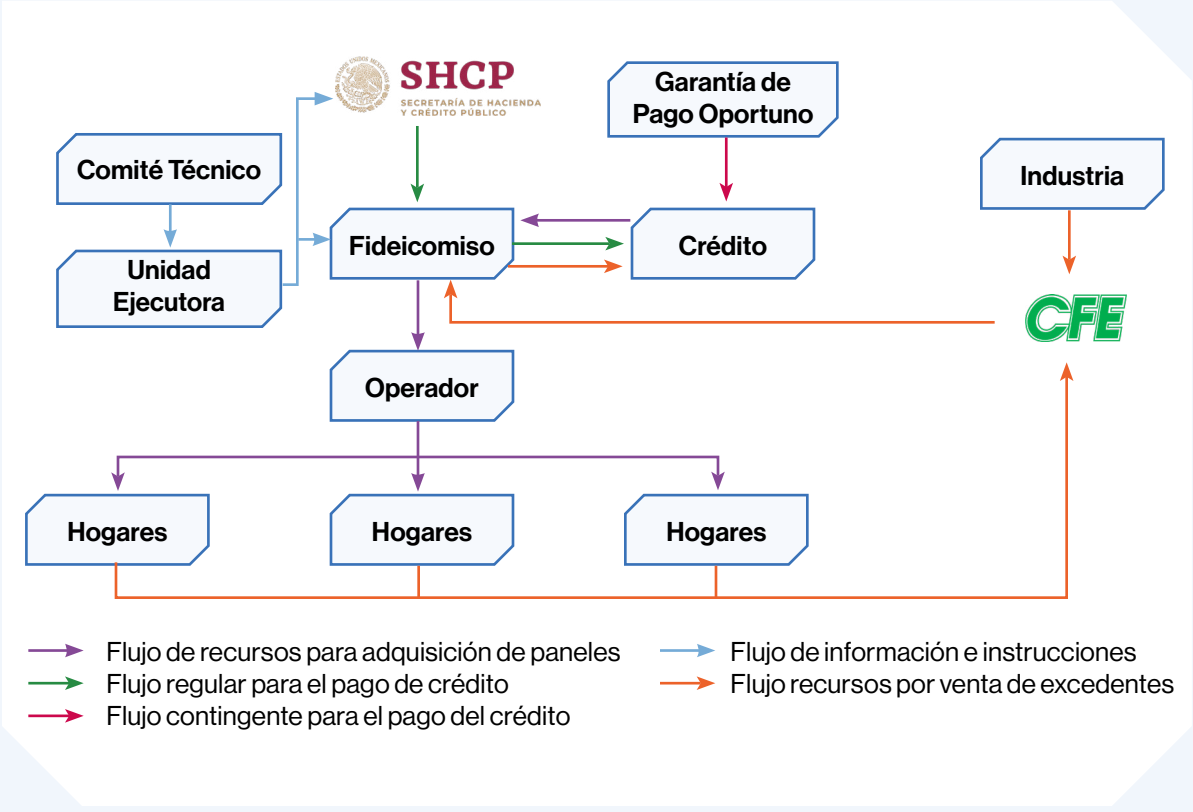
La estructura financiera del programa se organiza a través de un fideicomiso público, diseñado para canalizar el subsidio eléctrico hacia la adquisición e instalación de sistemas solares residenciales, sin comprometer la sostenibilidad fiscal. El siguiente diagrama ilustra los principales actores y flujos operativos:

1. **Comité Técnico.** Órgano rector del fideicomiso, define metas anuales, autoriza el uso de recursos y aprueba líneas de financiamiento. Supervisa la operación general del programa.

2. **Unidad Ejecutora.** Encargada de la gestión técnica-operativa. Coordina con los operadores del programa, da seguimiento a las instalaciones y reporta al Comité Técnico.
3. **SHCP.** Reasigna mensualmente al fideicomiso los recursos del subsidio que habrían sido destinados a los hogares incorporados al programa. Este flujo es la fuente de pago del financiamiento.
4. **CFE.** Lleva a cabo la facturación y cobranza a hogares y es responsable de la venta de remanentes a la industria.
5. **Fideicomiso.** Administrado por Banobras, recibe los recursos del subsidio y los canaliza al operador, además de contratar el financiamiento necesario para ejecutar el programa.
6. **Crédito.** Instrumento financiero contratado por el fideicomiso para financiar la adquisición de paneles solares. Puede estructurarse por tramos o líneas escalonadas. Está respaldado por los flujos del subsidio y una garantía de pago oportuno en caso de contingencia.
7. **Garantía de Pago Oportuno**. Cobertura financiera proporcionada por una entidad financiera internacional con respaldo soberano. Se activa sólo si los recursos del subsidio y las reservas no son suficientes para cumplir con el servicio de la deuda.
8. **Operador.** Ejecuta la compra, instalación y validación técnica de los sistemas solares en los hogares beneficiarios.
9. **Hogares.** Reciben los sistemas solares. A partir de su incorporación al programa, su subsidio se transfiere al fideicomiso como fuente de pago del crédito.

Este modelo permite mantener la neutralidad fiscal, al utilizar recursos ya comprometidos, mientras se transforma un subsidio recurrente en una inversión de largo plazo.

Figura 11. Estructura financiera



D. Estudios requeridos para la implementación

El presente reporte constituye una prueba de concepto: un análisis exploratorio que demuestra la viabilidad técnica, fiscal y distributiva de rediseñar el subsidio eléctrico residencial a través de la entrega de sistemas solares domiciliarios. Sin embargo, su carácter conceptual implica limitaciones que deben abordarse antes de avanzar hacia una política pública ejecutable. La implementación efectiva de este programa requiere una serie de estudios adicionales, más detallados y multidisciplinarios, que profundicen en aspectos estratégicos, técnicos, financieros, normativos y sociales. A continuación, se detallan cinco estudios clave que deben desarrollarse para transitar de la propuesta conceptual a una estrategia de ejecución integral:

1. **Planificación estratégica y despliegue territorial.** Diseñar un plan detallado de implementación del programa a nivel nacional, incluyendo criterios de priorización geográfica, cronograma de expansión y estimaciones realistas de cobertura progresiva.

   - Identificación de zonas prioritarias según estrés eléctrico, pobreza energética, viabilidad técnica y cercanía a polos industriales.
   - Simulación de trayectorias de despliegue (baja, media y alta penetración).
   - Evaluación de sinergias con otras políticas sectoriales y territoriales.
   - Propuesta de indicadores y metas de corto, mediano y largo plazo.

2. **Viabilidad técnica y operativa.** Evaluar la factibilidad técnica del programa en distintos contextos, anticipar impactos sobre la red eléctrica y definir estándares, protocolos y requerimientos operativos.

   - Análisis *ex ante* del impacto en redes de distribución y transmisión.
   - Identificación de necesidades de inversión complementaria en infraestructura eléctrica.
   - Definición de estándares técnicos y protocolos de instalación, interconexión y mantenimiento.
   - Exploración del papel potencial de tecnologías emergentes como almacenamiento en baterías y redes inteligentes.

3. **Viabilidad financiera y estructura de riesgo.** Simular la operación financiera completa del esquema, identificar riesgos críticos y diseñar mecanismos de estabilización, monitoreo y ajuste.

   - Modelación de flujos financieros a lo largo del tiempo.
   - Cálculo detallado de costos operativos e institucionales.
   - Evaluación de mecanismos de garantía, reservas y cobertura de contingencias.
   - Diseño de alertas tempranas, auditorías internas y esquemas de gobernanza financiera.

4. **Viabilidad jurídico-normativa.** Analizar el marco legal vigente, identificar los ajustes necesarios y proponer una estrategia normativa progresiva para viabilizar el programa.

   - Revisión de normas presupuestarias, regulatorias y contractuales aplicables.
   - Evaluación de requerimientos legales para redireccionar subsidios y constituir el fideicomiso.
   - Propuesta de instrumentos habilitantes (decretos, convenios, reformas secundarias).
   - Estrategia jurídica de acompañamiento durante la implementación.

5. Impacto ambiental, social y de gobernanza. Evaluar los efectos ambientales y sociales del programa, y diseñar mecanismos para maximizar beneficios comunitarios y asegurar gobernanza inclusiva.

- Estimación de impactos ambientales netos (reducción de emisiones, huella de materiales).
- Análisis de equidad territorial, de género y de accesibilidad.
- Diseño de mecanismos de participación ciudadana, transparencia y rendición de cuentas.
- Evaluación de alineación con estándares internacionales ASG (por ejemplo, de financiamiento climático).

Estos estudios forman el conjunto mínimo necesario para garantizar una implementación sólida, coordinada y legítima del programa. Su desarrollo debe ser paralelo al diseño institucional y financiero del piloto, y servir como insumo técnico clave para su escalamiento progresivo.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Albatayneh, A., Albadaineh, R., Juaidi, A., Abdallah, R., Zabalo, A., & Manzano-Agugliaro, F. (2022). "Enhancing the Energy Efficiency of Buildings by Shading with PV Panels in Semi-Arid Climate Zone". *Sustainability.* https://doi.org/10.3390/su142417040.

[2] Almarshoud, A. F. (2016). "Performance of solar resources in Saudi Arabia". *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 66*, 694-701.

[3] Assouline, D., Mohajeri, N., & Scartezzini, J. L. (2017). "Quantifying rooftop photovoltaic solar energy potential: A machine learning approach". *Solar Energy,* 141, 278-296.

[4] Banco de México. (2024). *Operaciones de mercado abierto - Tasas de interés nominales y reales, con días de vigencia: CF114.* Banco de México. https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarTabla&idTabla=CF114

[5] Bazán, J., Rieradevall, J., Gabarrell, X., & Vázquez-Rowe, I. (2018). "Low-carbon electricity production through the implementation of photovoltaic panels in rooftops in urban environments: A case study for three cities in Peru". *Science of the Total Environment,* 622, 1448-1462.

[6] Bloomberg en Español. (2024). *Nuevo León como capital del Nearshoring en México: Gobernador Samuel García - BloombergNEF Forum.* YouTube. https://www.youtube.com/watch?v=-ChNvVUibZc

[7] Castaneda, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C. J., & Dyner, I. (2017). "Myths and facts of the utility death spiral". *Energy Policy*, 110, 105-116.

[8] Chen, J., Gao, M., Cheng, S., Hou, W., Song, M., Liu, X., & Liu, Y. (2022). "Global 1 km× 1 km gridded revised real gross domestic product and electricity consumption during 1992–2019 based on calibrated nighttime light data". *Scientific Data*, 9(1), 202.

[9] Chen, Y., Tanaka, M., & Takashima, R. (2023). "Death spiral, transmission charges, and prosumers in the electricity market". *Applied Energy,* 332, 120488.

[10] Cory, K., Couture, T., & Kreycik, C. (2009). *Feed-in tariff policy: design, implementation, and RPS policy interactions* (No. NREL/TP-6A2-45549). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).

[11] Costello, K. W., & Hemphill, R. C. (2014). "Electric utilities 'death spiral': Hyperbole or reality?*" The Electricity Journal,* 27(10), 7-26.

[12] Dominguez, A., Kleissl, J., & Luvall, J. (2010). Effects of solar photovoltaic panels on roof heat transfer. *Solar Energy,* 85, 2244-2255. https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2011.06.010.

[13] Duran-Fernandez, R. & Stein E. (2025). "A New Taxonomy of Nearshoring: Strategic Trends in Global Value Chain Reconfiguration". *Center for the US and Mexico Baker Institute Report,* January 2025. Retrieved from: https://www.bakerinstitute.org/research/new-taxonomy-nearshoring-strategic-trends-global-value-chain-reconfiguration

[14] Duran-Fernandez, R. (2024) "Capítulo 1: El nearshoring y México: Pasado, Presente y Visión de Futuro de la Globalización". En *Nearshoring: Retos y Oportunidades para la Integración y el Fortalecimiento de las Cadenas Globales de Valor en México*. Ed. Tirant lo Blanch & Tecnológico de Monterrey. Ciudad de México, 2024.

[15] Duran-Fernandez, R.:(2025) "Nearshoring in Mexico: Navigating Expectations and Realities of the Reconfiguration of Global Value Chains", ZBW - Leibniz Information, September, 2025 https://www.econstor.eu/bitstream/10419/301885/1/240828-Reconfiguration-GVC-vf.pdf

[16] Fauzi, M. A., Abidin, N. H. Z., Suki, N. M., & Budiea, A. M. A. (2023). "Residential rooftop solar panel adoption behavior: Bibliometric analysis of the past and future trends". *Renewable Energy Focus*, 45, 1-9.

[17] Ford, A. (1997). *"System dynamics and the electric power industry". System Dynamics Review: The Journal of the System Dynamics Society*, 13(1), 57-85.

[18] Gagnon, P., Margolis, R., Melius, J., Phillips, C., & Elmore, R. (2016). *Rooftop solar photovoltaic technical potential in the United States. A detailed assessment* (No. NREL/TP-6A20-65298). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).

[19] Global Solar Atlas. (2024). *Global Solar Atlas*. World Bank Group. https://globalsolaratlas.info/detail?c=25.704517,-100.0849,9&m=site&a=-100.797363,25.367473,-100.797363, 26.033988,-99.658081,26.033988,-99.658081,25.367473,-100.797363,25.367473

[20] Gobierno de México (2023, 25 de noviembre). Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2024. *Diario Oficial de la Federación.* https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/PEF_2024.pdf

[21] Gomez-Exposito, A., Arcos-Vargas, A., & Gutierrez-Garcia, F. (2020). "On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: The case of Spain". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 132, 110074.

[22] Gugler, K., Haxhimusa, A., & Liebensteiner, M. (2021). "Effectiveness of climate policies: Carbon pricing vs. subsidizing renewables". *Journal of Environmental Economics and Management*, 106, 102405.

[23] Helm, C., & Mier, M. (2021). "Steering the energy transition in a world of intermittent electricity supply: Optimal subsidies and taxes for renewables and storage". *Journal of Environmental Economics and Management,* 109, 102497.

[24] IEA. (2022). Unlocking the *Potential of Distributed Energy Resources. International Energy Agency.* https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources

[25] Lagar, P. (2021). *Potencial solar fotovoltaico del sector residencial en México: análisis de la situación actual y evaluación financiera de proyectos en la Ciudad de México (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.* https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000818064/3/0818064.pdf

[26] Laws, N. D., Epps, B. P., Peterson, S. O., Laser, M. S., & Wanjiru, G. K. (2017). "On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage". *Applied Energy,* 185, 627-641.

[27] Lee, M., Hong, T., Jeong, K., & Kim, J. (2018). "A bottom-up approach for estimating the economic potential of the rooftop solar photovoltaic system considering the spatial and temporal diversity". *Applied Energy,* 232, 640-656.

[28] Lin, S., Zhang, C., Ding, L., Zhang, J., Liu, X., Chen, G., Wang, S., & Chai, J. (2022). "Accurate Recognition of Building Rooftops and Assessment of Long-Term Carbon Emission Reduction from Rooftop Solar Photovoltaic Systems Fusing GF-2 and Multi-Source Data". *Remote. Sens*., 14, 3144. https://doi.org/10.3390/rs14133144.

[29] Lodhi, M. K., Tan, Y., Wang, X., Masum, S. M., Nouman, K. M., & Ullah, N. (2024). "Harnessing rooftop solar photovoltaic potential in Islamabad, Pakistan: A remote sensing and deep learning approach". *Energy,* 304, 132256.

[30] Lopez-Ruiz, H. G., Blazquez, J., & Vittorio, M. (2020). "Assessing residential solar rooftop potential in Saudi Arabia using nighttime satellite images: A study for the city of Riyadh". *Energy Policy,* 140, 111399.

[31] Masson, V., Bonhomme, M., Salagnac, J., Briottet, X., & Lemonsu, A. (2014). "Solar panels reduce both global warming and urban heat island". *Frontiers in Environmental Science*, 2, 1-10. https://doi.org/10.3389/fenvs.2014.00014.

[32] Mazzucato, M. (2021). *Mission economy: A moonshot guide to changing capitalism*. Penguin UK.

[33] Muaafa, M., Adjali, I., Bean, P., Fuentes, R., Kimbrough, S. O., & Murphy, F. H. (2017). "Can adoption of rooftop solar panels trigger a utility death spiral? A tale of two US cities". *Energy research & social science*, 34, 154-162.

[34] Natural Gas Intelligence (2024). *Mexico needs $41 billion in energy investment to meet nearshoring demand. Natural Gas Intelligence*. https://naturalgasintel.com/news/mexico-needs-41-billion-in-energy-investment-to-meet-nearshoring-demand/

[35] Ntsoane, M. (2017). *Rooftop solar PV potential assessment in the city of Johannesburg* (Doctoral dissertation, Stellenbosch: Stellenbosch University).

[36] Payan, T., Montes de Oca, R., Fuentes, R., & Duran-Fernandez, R. (2024). *The power problem: Nearshoring and Mexico's energy sector. Baker Institute for Public Policy.* https://www.bakerinstitute.org/research/power-problem-nearshoring-and-mexicos-energy-sector

[37] Poullikkas, A., Kourtis, G., & Hadjipaschalis, I. (2013). "A review of net metering mechanisms for electricity renewable energy sources". *International Journal of Energy and Environment (Print)*, 4.

[38] Salamanca, F., Georgescu, M., Mahalov, A., Moustaoui, M., & Martilli, A. (2016). "Citywide Impacts of Cool Roof and Rooftop Solar Photovoltaic Deployment on Near-Surface Air Temperature and Cooling Energy Demand". *Boundary-Layer Meteorology,* 161, 203-221. https://doi.org/10.1007/s10546-016-0160-y.

[39] Schiavina M., Melchiorri M., Pesaresi M., Politis P., Freire S., Maffenini L., Florio P., Ehrlich D., Goch K., Tommasi P., Kemper T., GHSL Data Package 2022, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2022, ISBN 978-92-76-53071-8, doi:10.2760/19817, JRC 129516

[40] Scott, J. R., Massa, R., Parada, A. C., & David, A. (2024). "Distributive Impact of Green Taxes in Mexico". *AFD Research Papers*, (317), 1-73.

[41] Singh, R. (2020). "Approximate rooftop solar PV potential of Indian cities for high-level renewable power scenario planning". *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 42, 100850.

[42] Sovacool, B. K. (2017). "Reviewing, reforming, and rethinking global energy subsidies: towards a political economy research agenda". *Ecological Economics,* 135, 150-163.

[43] Taylor, M. (2020). "Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050". *International Renewable Energy Agency,* Abu Dhabi, 10-14.

[44] The Economist (2024). *The exponential growth of solar power will change the world.* https://www.economist.com/leaders/2024/06/20/the-exponential-growth-of-solar-power-will-change-the-world

[45] Togeby, M., Vitina, A. (2015). *Renewable energy in Mexico: Background report to the Mexican Renewable Energy Outlook, 2015.* https://www.ea-energianalyse.dk/wp-content/uploads/2020/02/1505_REO_EA_background_report_4_Clean.pdf

[46] Weitzman, M. L. (2018). Prices vs. Quantities 1, 2. En *The Theory and Practice of Command and Control in Environmental Policy* (pp. 315-329). Routledge.

Fortalecimiento de las cadenas de valor
en México: Un enfoque multisectorial

LA RECONFIGURACIÓN DE LAS CADENAS GLOBALES DE VALOR Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

European Union

AFD GROUPE

Escuela de Gobierno y Transformación Pública
Tecnológico de Monterrey

MAYO 2025