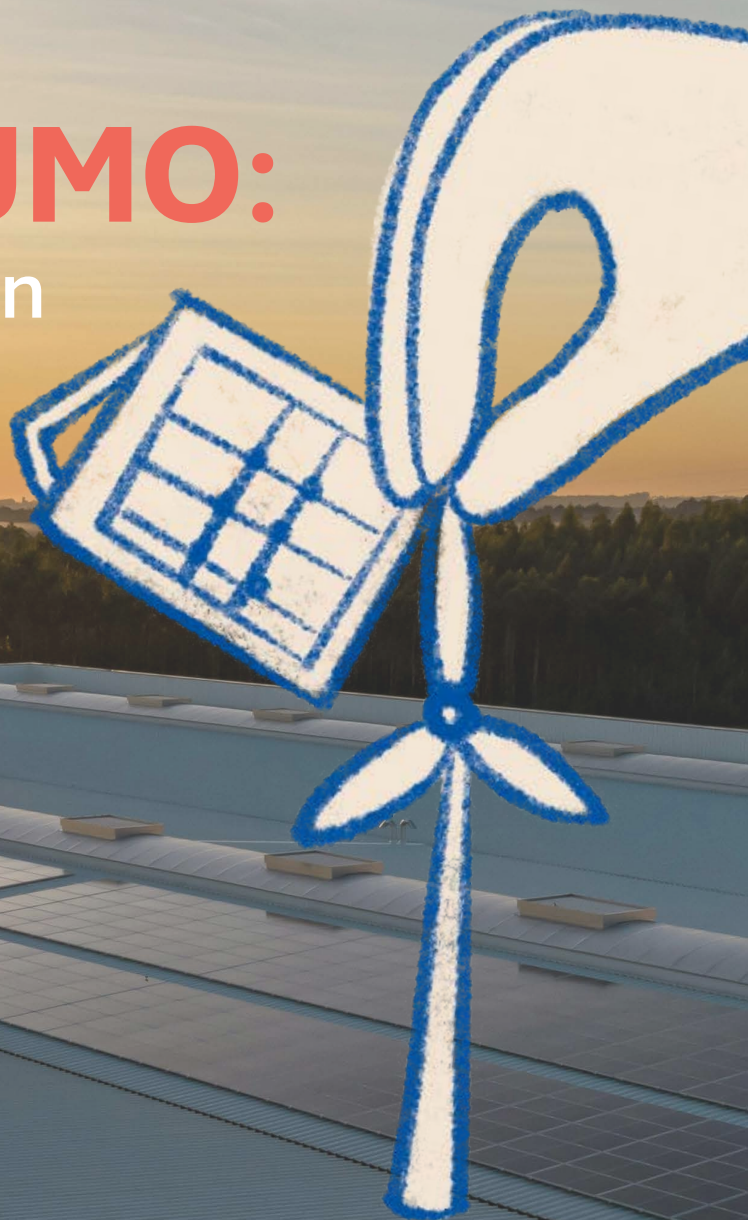


AUTOCONSUMO:

de la idea a la operación

Guía para la toma de decisiones

2026



Instituto de
Desarrollo
Energía y
Ambiente



IDEACS



°CLIMATE GROUP
RE100

AUTOCONSUMO: DE LA IDEA A LA OPERACIÓN

Derechos Reservados 2026

Instituto de Desarrollo, Energía y Ambiente (IDEA)
Patricio Sanz 207, Col. Del Valle Norte, CP. 03103,
Benito Juárez, Ciudad de México
Tel. +52 55 5088 5869

Los contenidos de este documento han sido elaborados con base en fuentes oficiales y de acceso público. Las aseveraciones y conclusiones expresadas no necesariamente reflejan la posición institucional del Instituto de Desarrollo, Energía y Ambiente (IDEA).

Este documento tiene fines informativos y analíticos, y no pretende sustituir asesoría técnica, legal o profesional especializada.

Asimismo, IDEA no se responsabiliza por cualquier daño tangible o intangible causado directa o indirectamente por el uso de la información descrita en este reporte.

COORDINACIÓN INSTITUCIONAL

Luisa Sierra, Directora Ejecutiva
Marco Jano, Subdirector de Investigación
Ricardo Cruz, Gerente de Electricidad
Erika Ortiz, Gerente de Descarbonización y Desarrollo Energético Verde
Niuni Butrón, Gerente de Implementación de Proyectos

COORDINACIÓN TÉCNICA

Ricardo Cruz, IDEA
Rocío Ramírez, IDEA

COLABORACIÓN

Víctor Ramírez, IDEACS
Abril Moreno, IDEACS
Miguel Ramírez, IDEACS
Mónica Mata, Climate Group

DISEÑO GRÁFICO

Mariana Romero, IDEA

Índice general

Presentación	6
Cómo usar esta guía	8
Etapa 01. Evaluación inicial	14
1.1 Modelo regulatorio	15
1.2 Selección de tecnología	16
1.3 Criterios ESG y alineación con estándares de reporte corporativo	19
1.4 Puntos de quiebre	21
Etapa 02. Esquemas de adquisición y financiamiento	22
2.1 Selección del esquema de adquisición y financiamiento	24
2.2 Descripción de los esquemas: funcionamiento, riesgos y criterios de aplicación	26
2.3 Comparación económica de las alternativas	27
2.4 Puntos de quiebre	29
Etapa 03. Diseño e ingeniería	30
3.1 Información para evaluar el proyecto	31
3.2 Estudios y trámites según la modalidad	31
3.3 Puntos de quiebre	33
Etapa 04. Ventanilla Única de Autoconsumo (0.7 a 20 MW) y vía ordinaria (más de 20 MW)	34
4.1 ¿Qué es la Ventanilla Única de Autoconsumo (VUA)?	35
4.2 Secuencia y tiempos de evaluación	35
4.3 Costos de los estudios	37
4.4 Obras y garantías financieras	38
4.5 ¿Qué es la Ventanilla Energía y la vía ordinaria?	38
4.6 Plazos de la VUA y de la vía ordinaria	39
4.7 Puntos de quiebre	40
Etapa 05. Procura y construcción	41
5.1 Responsabilidad de procura y construcción	42
5.2 Puntos de quiebre	43
Etapa 06. Interconexión y pruebas	44
6.1 Cumplimiento de normas para la Red Particular	46

6.2 Consideración según la modalidad	46
6.3 Puntos de quiebre	46
Etapas 07. Operación comercial	47
7.1 Puntos de quiebre	49
Consideraciones finales	50
Bibliografía	51

Índice de tablas y elementos gráficos

Tablas

Tabla 1. Decisiones y actores de la etapa 01	15
Tabla 2. Figuras regulatorias aplicables según capacidad y modalidad de suministro	15
Tabla 3. Comparativo de tecnologías de generación y almacenamiento para autoconsumo industrial y comercial	16
Tabla 4. Alineación con estándares de reporte	20
Tabla 5. Decisiones y actores de la etapa 02	23
Tabla 6. Características generales de los esquemas de adquisición y financiamiento	25
Tabla 7. Comparación económica ilustrativa de los esquemas a 10 años	28
Tabla 8. Decisiones y actores de la etapa 03	31
Tabla 9. MISSE y estudios de CENACE según tipo de proyecto	32
Tabla 10. Decisiones y actores de la etapa 04	35
Tabla 11. Trámites y autoridades participantes en la VUA	35
Tabla 12. Costos estimados de los estudios de interconexión	37
Tabla 13. Tipos de estudios ambientales y sus costos	38
Tabla 14. Comparación de plazos y vía ordinaria	39
Tabla 15. Decisiones y actores de la etapa 05	42
Tabla 16. Protecciones contractuales para la compra directa	42
Tabla 17. Decisiones y actores de la etapa 06	45
Tabla 18. Inspecciones y pruebas de interconexión y puesta en operación	45
Tabla 19. Decisiones y actores de la etapa 07	48
Tabla 20. Obligaciones del permisionario durante la operación comercial	48

Figuras

Figura 1. Ruta general para desarrollar un proyecto de autoconsumo	13
--	----

Diagramas

Diagrama 1. Criterios para seleccionar el esquema de adquisición y financiamiento	24
Diagrama 2. Trámites y tiempos de evaluación en la VUA	36

Gráficas

Gráfica 1. CAPEX de referencia por tecnología para una central de escala industrial o mediana	17
Gráfica 2. Costo nivelado de energía (LCOE) por tecnología	18

Presentación

Electrificar con energía limpia: el papel de las empresas en la transición energética

La transición energética en México ocurre en un contexto de crecimiento acelerado de la demanda eléctrica y de transformación del marco regulatorio del sector. En este escenario, la electrificación de los usos finales puede convertirse en una vía para impulsarla. Electrificar, sin embargo, no consiste solo en sustituir combustibles por electricidad en motores, calor de proceso, climatización o transporte. Para que reduzca emisiones, la electricidad que se consume debe provenir de fuentes de energía limpia. La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) estima que la electricidad representa hoy alrededor de 23% del consumo final de energía en el mundo y que, en un escenario de alta electrificación, esa proporción llegaría a 35% en 2035. Si esa electrificación se acompaña de una expansión acelerada de la generación de bajas emisiones, las emisiones de los usos finales caerían 40% en ese periodo (International Energy Agency, 2026). La electrificación es así una de las palancas con mayor potencial para descarbonizar el consumo total de energía, siempre que avance de la mano de las energías renovables.

Esta ruta es coherente con los compromisos que México ha asumido. En su Contribución Determinada a Nivel Nacional 3.0, el país fijó por primera vez una meta absoluta de emisiones para toda la economía: limitar sus emisiones netas a entre 364 y 404 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) en 2035, o a entre 332 y 363 MtCO₂e con apoyo internacional, en una trayectoria hacia cero emisiones netas a mediados de siglo (Gobierno de México, 2025). Para lograrlo, una de las medidas establecidas para el sector eléctrico, es que 38.5% de la generación provenga de fuentes limpias en 2030, frente a menos de una cuarta parte en la actualidad. Cerrar esa brecha en pocos años requerirá sumar generación limpia de muchas fuentes, incluida la que desarrollen los propios consumidores.

Las empresas de los sectores industrial, comercial y de servicios tienen un papel central en este proceso. Son grandes consumidoras de energía, concentran buena parte de los usos que pueden electrificarse y cada vez más buscan abastecerse con energías limpias para cumplir sus compromisos corporativos y lo que les piden sus mercados. En la industria, por ejemplo, casi 40% del calor de baja y media temperatura que hoy se produce con combustibles fósiles podría electrificarse de forma competitiva con la tecnología disponible (International Energy Agency, 2026). El autoconsumo con energías renovables permite a las empresas atender ambos frentes: electrificar sus procesos y generar en sitio la electricidad limpia que esa electrificación requiere. Al hacerlo, avanzan en sus propias metas de descarbonización y contribuyen a las metas nacionales de generación limpia y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

La Ley del Sector Eléctrico y su Reglamento incorporan la figura de autoconsumo, que permite a las empresas generar en sitio la electricidad que necesitan para operar, con centrales de capacidad igual o mayor a 0.7 MW, en modalidad aislada o interconectada (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2025; Presidencia de la República, 2025). Los proyectos de entre 0.7 y 20 MW, en ambas modalidades, cuentan además con un trámite simplificado a través de la Ventanilla Única de Autoconsumo (Secretaría de Energía, 2026).

Esta figura aporta a la seguridad energética, porque suma generación cerca de los centros de consumo y complementa al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). También contribuye a una transición energética justa, porque amplía la participación de los sectores productivos en la generación con energías limpias. Para las empresas, las energías renovables son además una palanca de competitividad: dan previsibilidad a sus costos y fortalecen su posición en cadenas de valor que demandan cada vez más energía limpia. Esta demanda ya es tangible en México. De acuerdo con el último informe de RE100, 172 empresas miembros con operaciones en el país reportan un consumo conjunto de más de 6 TWh de electricidad al año, del cual el 52% es reconocido como renovable. Estas cifras reflejan tanto el compromiso del sector privado como la oportunidad de ampliar el acceso a energías renovables y movilizar nuevas inversiones.

Como se trata de una figura reciente, decidir si el autoconsumo es una opción adecuada obliga a revisar aspectos técnicos, regulatorios y financieros que no siempre son familiares para quienes toman decisiones en las empresas. Cada proyecto responde a condiciones particulares, y no existe una solución que funcione para todos los casos.

Por ello, el Instituto de Desarrollo, Energía y Ambiente (IDEA), en colaboración con la campaña RE100 de Climate Group, presenta Autoconsumo: de la idea a la operación, que corresponde a una serie de dos documentos que acompaña a las empresas en todo el proceso, desde la evaluación inicial hasta la operación comercial de un proyecto. Esta colaboración responde también al interés de RE100 por ampliar las opciones de acceso a electricidad renovable para las empresas, incluyendo el impulso al consumo propio como una de sus seis prioridades globales.

Este documento, la Guía para la toma de decisiones, está dirigido a las áreas de dirección general, finanzas, operaciones y sostenibilidad. Ofrece una ruta para evaluar el autoconsumo y, en cada etapa, identifica las preguntas clave, los actores que intervienen y las condiciones para avanzar o replantear el proyecto. La Guía se complementa con el Manual de implementación, el cual es un documento técnico que desarrolla a detalle los aspectos regulatorios, tecnológicos, financieros y de sostenibilidad. En cada etapa de la Guía se indican los capítulos del Manual que conviene consultar cuando una decisión requiera mayor profundidad. Con ambos documentos, IDEA y RE100 buscan generar insumos para que las decisiones sobre autoconsumo se tomen con información sólida y respondan a las necesidades reales de cada empresa.

¿Cómo saber si el autoconsumo es una opción para mi empresa?

Esta sección ayuda a responder, con información que la empresa ya tiene, si vale la pena invertir en una evaluación formal de un proyecto de autoconsumo. Sin embargo, es importante aclarar que no sustituye esa evaluación formal.

Para responder a dicha pregunta es necesario identificar las condiciones que pueden hacer viable un proyecto de autoconsumo, las señales de que no lo es y las alternativas disponibles cuando el autoconsumo no es la mejor ruta.

En caso de que se encuentre que se debe proceder a una evaluación formal, las siete etapas de esta Guía acompañan el proceso hasta la operación comercial.

¿Por qué una empresa podría considerar el autoconsumo?

Diversas condiciones podrían llevar a una empresa a evaluar el autoconsumo como alternativa de suministro. La Tabla A presenta algunas de ellas, lo que el autoconsumo podría aportar en cada caso y las condiciones necesarias para que ese aporte se materialice. Identificar cuáles aplican al caso propio es importante para definir, de manera consiente y clara, qué debe resolver el proyecto y con qué criterio evaluarlo.

Tabla A. Razones para considerar el autoconsumo y lo que puede aportar

Situación de la empresa	Qué podría aportar el autoconsumo	Condición para que ocurra
El corporativo o el holding fijó metas de energía renovable o de reducción de emisiones	Consumo renovable y reducción de emisiones de Alcance 2	Conservar los atributos ambientales de la energía y medir la generación “autoconsumida” (sección 1.3)
Clientes, inversionistas o cadenas de valor piden energía limpia o información sobre la huella de carbono	Evidencia directa de abastecimiento renovable en el sitio de producción	Medición y documentación verificables por un tercero
El costo de la electricidad afecta la competitividad	Un costo de energía menor que la tarifa y previsible durante la vida del proyecto	Que el costo de generar sea menor que el costo efectivamente evitado y que la mayor parte de la energía se consuma en el sitio

(continuación de tabla)

Situación de la empresa	Qué podría aportar el autoconsumo	Condición para que ocurra
La empresa planea crecer o electrificar procesos y la red tiene capacidad limitada en su zona	Generación adicional en el sitio para atender la nueva demanda	Dimensionar la central con base en el consumo actual y proyectado, y elegir la modalidad, aislada o interconectada, que mejor se ajuste al sitio
La operación tiene procesos o cargas críticas que requieren continuidad	Respaldo ante interrupciones de algunos minutos hasta unas cuatro horas, según la capacidad del almacenamiento	Incorporar almacenamiento dimensionado para el tiempo de respaldo requerido y que la central tenga capacidad de operar aislada
Un contrato de autoabastecimiento está por vencer	Una ruta propia de autoconsumo limpio para sustituirlo	Iniciar la evaluación con tiempo, considerando los plazos de trámite y construcción

Un mismo proyecto podría atender varias de estas condiciones a la vez. Pero ningún beneficio se obtiene por el solo hecho de instalar una central: cada uno depende de decisiones de diseño, contratación y operación que esta Guía desarrolla en sus siete etapas.

¿Qué determina que un proyecto sea conveniente?

La conveniencia de un proyecto de autoconsumo no depende solo de su resultado económico. Un proyecto rentable puede no ser viable técnicamente en el sitio, puede no contribuir a los compromisos que motivaron su evaluación o puede imponer obligaciones que la empresa no está preparada para asumir. La Tabla B reúne las principales variables técnicas, económicas, regulatorias, de sostenibilidad y organizacionales que intervienen en la decisión. Para cada una indica las condiciones que favorecen o debilitan un proyecto y la información con la que la empresa puede conocerlas.



Tabla B. Variables para evaluar la conveniencia de un proyecto de autoconsumo

Dimensión	Variable	Favorece el proyecto	Debilita el proyecto	Cómo conocerla
Técnica	Demanda y perfil de consumo	Demanda en el sitio que permite instalar al menos 0.7 MW, con consumo alto en las horas de generación	Demanda menor a 0.7 MW en esas horas	Perfil de demanda registrado por el medidor
Técnica	Espacio y condiciones del sitio	Techos con capacidad estructural suficiente o terreno propio o aledaño; para solar sobre suelo, entre 1.2 y 2.0 ha por MW	Refuerzos estructurales costosos o superficie insuficiente para la capacidad buscada	Planos y dictamen estructural
Técnica	Conexión con la red (modalidad interconectada)	Punto de conexión cercano, sin necesidad de obras relevantes	Obras de interconexión o refuerzo de la red	Estimación preliminar del desarrollador; se confirma con los estudios de CENACE
Económica	Costo evitado	Cargo por energía elevado en las horas en que genera la central	Una factura que depende sobre todo de cargos por demanda o capacidad	Recibos de CFE desglosados por periodo horario
Económica	Capital y financiamiento	Capital propio, crédito competitivo o un perfil crediticio que permita firmar contratos de largo plazo	Financiamiento caro o restricciones para asumir compromisos de 10 a 20 años	Área de finanzas
Regulatoria	Evolución de la demanda	Demanda estable o creciente, por ejemplo por la electrificación de procesos	Planes de reducir operaciones que comprometan la relación entre demanda y capacidad que exige el permiso	Planes de operación de la empresa

(continuación de tabla)

Dimensión	Variable	Favorece el proyecto	Debilita el proyecto	Cómo conocerla
Regulatoria	Gestión del permiso	Claridad sobre quién será titular del permiso y quién atenderá registros, verificaciones y obligaciones	Ninguna área ni contraparte dispuesta a asumir esas obligaciones	Definición del esquema de adquisición (etapa 02)
Sostenibilidad	Contribución a los compromisos	El proyecto cubre una parte relevante de las metas de energía renovable o de emisiones, y los marcos en que reporta la empresa lo reconocen	Atributos ambientales que no quedan en manos de la empresa, o tecnologías con emisiones de combustión que reducen el beneficio	Área de sostenibilidad y criterios de cada marco de reporte (sección 1.3)
Organizacional	Permanencia en el sitio	Propiedad del inmueble o arrendamiento de largo plazo	Planes de reubicación, venta del inmueble o incertidumbre sobre la continuidad	Planes de la empresa

Ninguna variable define por sí sola la decisión. Una condición desfavorable no descarta el proyecto, pero debe resolverse o compensarse antes de avanzar.

El autoconsumo frente a otras alternativas de suministro limpio

El autoconsumo es una de las alternativas que el marco regulatorio nacional ofrece para que las empresas se abastezcan de energía limpia. Como cualquier alternativa de suministro, no es adecuada para todas las empresas ni para todos sus centros de carga. Lo que conviene en una planta con amplia superficie y operación diurna puede no convenir en una oficina urbana o en un sitio con planes de reubicación. Por eso es importante conocer las opciones disponibles y evaluarlas con detenimiento antes de decidir, en especial si alguna de las condiciones de la Tabla B resultó desfavorable. La Tabla C resume las principales alternativas y las condiciones en que cada una podría ser la más adecuada.

Tabla C. Alternativas para abastecerse con energía limpia

Alternativa	Para quién	Qué considerar
Generación distribuida	Sitios con demanda o espacio reducidos, con centrales menores a 0.7 MW	No requiere permiso de generación. Mientras no se emitan las nuevas disposiciones, aplican las reglas de 2017
Autoconsumo	Sitios con demanda suficiente, espacio disponible y permanencia de largo plazo	Ahorro y mayor control sobre el suministro. Requiere permiso de generación, respaldo si hay inyección a la red, e inversión o un contrato de largo plazo
Suministro calificado con energía limpia	Empresas cuya demanda alcance el umbral de usuario calificado; los centros de carga de un mismo grupo pueden agregarse para alcanzarlo [confirmar redacción del artículo]	Permite cubrir varias instalaciones con un mismo contrato. El resultado depende del precio y de las condiciones pactadas con el suministrador
Certificados de atributos (CEL, I-REC)	Empresas que buscan cubrir metas de reporte en el corto plazo, o el consumo que no alcanzan otras alternativas	No reducen el costo de la electricidad ni añaden generación en el sitio. Su reconocimiento depende del marco de reporte
Autoabastecimiento (permisos anteriores a 2014)	Solo empresas que ya son socias de una sociedad de autoabastecimiento con permiso vigente. No es una opción para nuevos participantes	Los permisos siguen vigentes hasta su vencimiento, pero no se prorrogan. Existe un procedimiento de migración voluntaria a las figuras de la LSE. Al vencer el permiso, la empresa deberá elegir otra alternativa, y el autoconsumo puede ser una de ellas

Estas alternativas no son excluyentes. Una empresa con varias instalaciones puede combinar autoconsumo en los sitios con mayor demanda y espacio, generación distribuida en los más pequeños, y contratos de suministro o certificados para el resto de su consumo.

Al definir su estrategia de abastecimiento, las empresas también deben considerar los requisitos asociados a sus compromisos corporativos de electricidad renovable. En este sentido, los Criterios Técnicos de RE100 (Climate Group y CDP, 2025), una de las principales iniciativas globales de referencia para el consumo corporativo de electricidad 100 % renovable, reconocen distintas modalidades de adquisición de electricidad renovable y establecen los requisitos para contabilizar y reportar su consumo. Entre estas modalidades se encuentra la autogeneración, por lo que el autoconsumo en México puede representar una alternativa para avanzar hacia estos compromisos, siempre que se cumplan los criterios técnicos aplicables.

¿Cómo usar esta guía?

Esta guía se organiza en siete etapas que funcionan como una ruta de análisis, no como una secuencia automática. Si en alguna etapa aparece una condición que compromete la viabilidad del proyecto, la empresa puede replantear la tecnología, la modalidad o el tamaño, o decidir no continuar. Al cierre de cada etapa se indican los capítulos del Manual de implementación que desarrollan los cálculos, especificaciones y procedimientos técnicos. El capítulo 7 del Manual presenta casos de referencia que ilustran el proceso completo.

Figura 1. Ruta general para desarrollar un proyecto de autoconsumo.



Etapa 01

Evaluación inicial



Tabla 1. Decisiones y actores de la etapa 01

¿Quién toma la decisión?	Actores involucrados
Consumidor de energía	Desarrolladores

En esta etapa los usuarios deben decidir si el modelo de autoconsumo es el adecuado para satisfacer sus necesidades energéticas y cuál es la tecnología con la que pretende realizar el proyecto. Para esto es necesario conocer la demanda actual de energía eléctrica del usuario y, de ser posible, su demanda futura.

1.1 Modelo regulatorio

La figura de autoconsumo está pensada para capacidades instaladas iguales o superiores a 0.7 MW o 700 kW de potencia en Corriente Alterna (AC) (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2025; Presidencia de la República, 2025). Si la empresa tiene acceso a red eléctrica, es preferible usar la figura de autoconsumo interconectado. Pero en caso de no querer usar la red o tener complicaciones para conectarse a ella, se puede usar el modelo aislado.

La Tabla 2 permite diferenciar entre las opciones disponibles y los factores que influyen en determinar el modelo adecuado.

Tabla 2. Figuras regulatorias aplicables según capacidad y modalidad de suministro

Tramo de Capacidad	Figura aplicable	¿Requiere Permiso?	Vía de trámite	Plazo estimado
Menor a 0.7 MW	Generación Distribuida	No	Interconexión simplificada	Regulatoriamente menos de 3 meses
0.7 – 20 MW, aislado	Autoconsumo aislado	Sí	Ordinaria o Ventanilla Única de Autoconsumo (VUA)	45–90 días hábiles (ordinaria); 30–60 (VUA)
0.7 – 20 MW, interconectado	Autoconsumo interconectado	Sí	Ordinaria o Ventanilla Única de Autoconsumo (VUA)	120–220 días hábiles (ordinaria); 180 (VUA)
Mayor a 20 MW	Autoconsumo (régimen general)	Sí	Solo vía ordinaria	120–220 días hábiles o más

Fuente: elaboración propia con base en Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2025), Presidencia de la República (2025) y Secretaría de Energía (2026).

***Nota.** Aunque la LSE ya define la Generación Distribuida para centrales menores a 0.7 MW, ese umbral todavía no puede aplicarse: su implementación depende de que se emitan las nuevas disposiciones administrativas para Generación Distribuida o Exenta. Hasta entonces, deben atenderse las reglas vigentes del 07 de marzo del 2017 (Comisión Reguladora de Energía, 2017).

De la mano de decidir la capacidad adecuada y por ende, la figura regulatoria, se debe tomar la decisión de la tecnología que se usará para realizar el proyecto.

Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 1, sección 1.2
“Configuraciones para autoconsumo de fuentes renovables”



1.2 Selección de tecnología

La LSE no restringe el autoconsumo a una tecnología específica. Puede utilizarse cualquier fuente que cumpla los umbrales de capacidad aplicables. Sin embargo, el artículo 30, último párrafo de la Ley, señala preferencia por energías renovables (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2025, art. 30). En este sentido, cinco tecnologías concentran la gran mayoría de los proyectos de generación eléctrica en sitio para usuarios industriales y comerciales en México.

Tabla 3. Comparativo de tecnologías de generación y almacenamiento para autoconsumo industrial y comercial

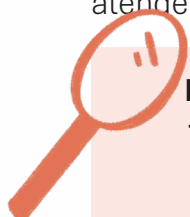
Tecnología	Factor de planta	Área Requerida	Perfil de demanda más compatible	Adecuación por empresa
Solar fotovoltaica	16% – 30%	1.2 – 2.0 ha/MW	Comercial diurno; industrial de turno único o doble	PyME a gran empresa; azotea y suelo
Eólica	22% – 48%	25 – 60 ha/MW	Industrial continuo (24 h)	Mediana a gran empresa; predio extenso y en zonas con recurso eólico
Minihidráulica	40% – 65%	0.3 – 3.0 ha/MW	Industrial continuo	Mediana empresa; muy dependiente del sitio
Bioenergéticos	50% – 88%	0.5 – 2.5 ha/MW	Industrial y agroindustrial	Mediana a gran empresa con residuos propios
Almacenamiento (SAEE)	No aplica	0.05 – 0.15 ha/MWh	Complementa a solar y eólica	Obligatorio si hay inyección intermitente

Fuente: comparativo consolidado de parámetros técnicos por tecnología. Elaboración propia con base en rangos de referencia de la industria.

La solar fotovoltaica puede aplicarse en casi cualquier sitio con superficie disponible. La eólica, la minihidráulica y los bioenergéticos son tecnologías condicionadas y sólo se pueden usar donde

existe el recurso natural o el residuo que las hace viables. Cuando esa condición se cumple, ofrecen una ventaja en factor de planta o en costo que la solar no iguala.

En la modalidad de autoconsumo interconectado, los sistemas de generación con fuentes intermitentes que inyectan energía a la red deben contar con Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAEE), conforme a los requisitos regulatorios aplicables (Comisión Nacional de Energía, 2025b). Aunque los SAEE no generan energía, permiten disponer de capacidad de respaldo para atender dichos requisitos.

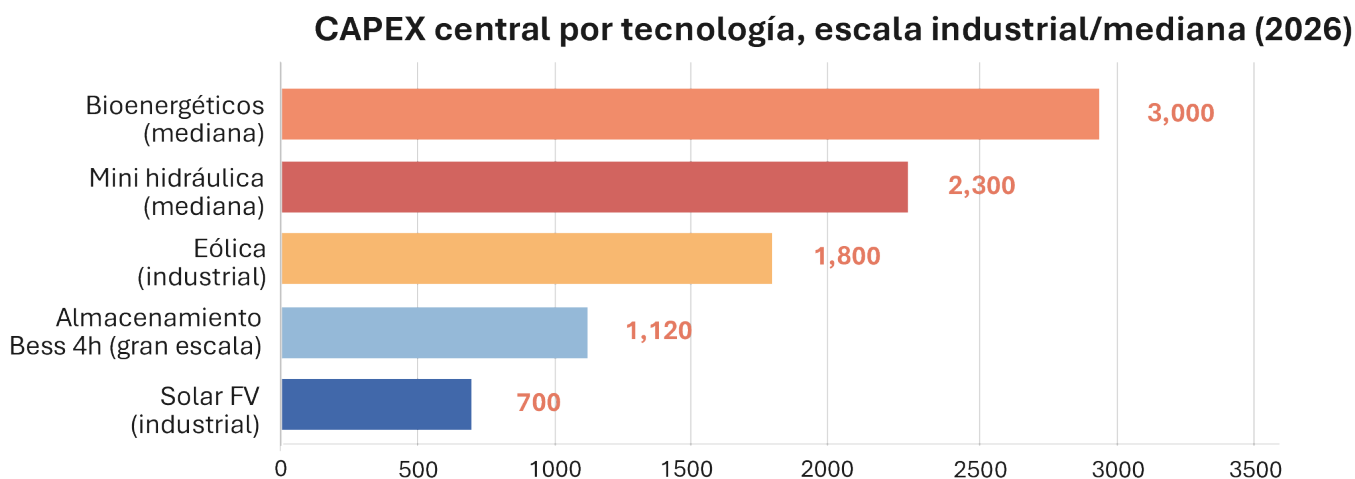


Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 2, secciones 2.3 “Fichas de tecnología” y 2.4 “Análisis comparativo entre tecnologías”; capítulo 6, sección 6.3 “Matrices de adecuación”

Comparación económica de referencia

Para contar con una primera referencia de costos, las siguientes gráficas comparan la inversión estimada (CAPEX) y el costo nivelado de energía (LCOE) de las tecnologías consideradas, para proyectos de escala industrial o mediana (0.7 a 20 MW). Las cifras provienen del modelo LCOE/WACC (ICM, 2026) y de cotizaciones de mercado de EPCistas mexicanos, y están expresadas en dólares corrientes de 2026.

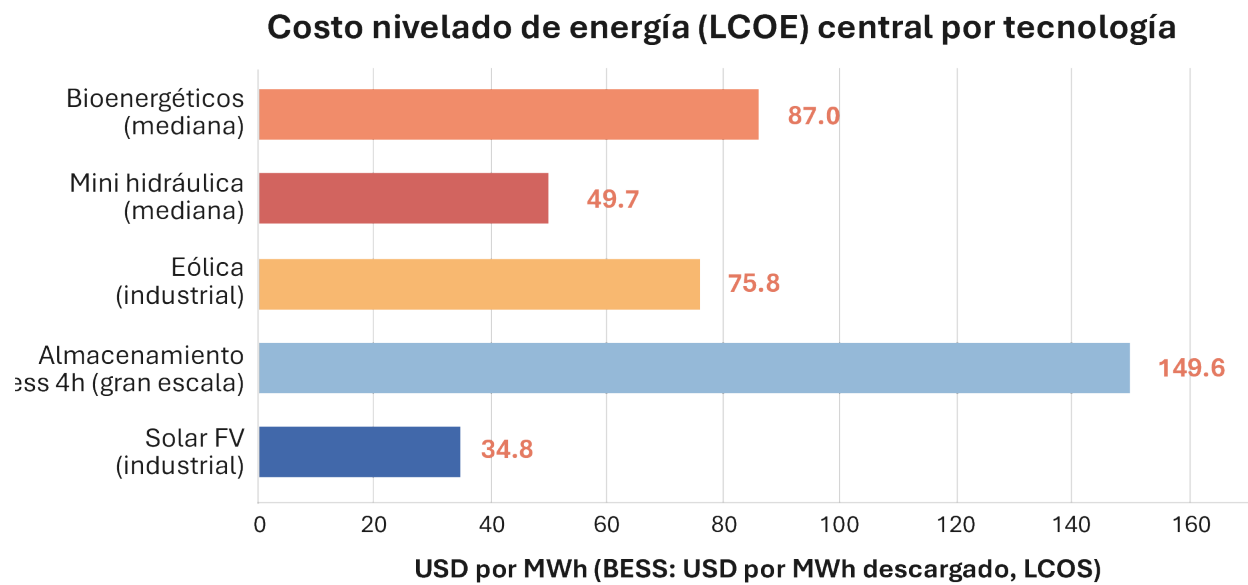
Gráfica 1. CAPEX de referencia por tecnología para una central de escala industrial o mediana



Fuente: elaboración propia con datos de ICM (2026) y cotizaciones de mercado de EPCistas.

Para el almacenamiento se presenta el costo nivelado de almacenamiento (LCOS), que corresponde a la energía descargada y no es directamente comparable con el LCOE de las tecnologías de generación.

Gráfica 2. Costo nivelado de energía (LCOE) por tecnología



Fuente: elaboración propia con datos de ICM (2026) y cotizaciones de mercado de EPCistas.

Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 3, sección 3.2 “CAPEX y OPEX de referencia”

Validación del recurso en sitio

Si la empresa identifica más de una alternativa, conviene solicitar a desarrolladores una evaluación preliminar del recurso energético y de las condiciones del sitio. Esto permitirá comparar opciones con datos más cercanos al proyecto real y valorar si es necesario ajustar la tecnología o el modelo regulatorio seleccionado.



1.3 Criterios ESG y alineación con estándares de reporte corporativo

Los proyectos de autoconsumo con fuentes renovables no solo reducen el costo de la electricidad: pueden disminuir la huella de carbono y contribuir al cumplimiento de compromisos ambientales. Para que estos beneficios se incorporen en reportes de sostenibilidad y metas climáticas, es necesario medir la electricidad generada y autoconsumida, calcular correctamente la reducción de emisiones y conservar la información que respalda los resultados. Un proyecto de autoconsumo aporta información útil para estos marcos, pero su sola instalación no significa que la empresa quede certificada o cumpla integralmente con ellos.

Metodología GHG Protocol y factor de emisión del SEN

El GHG Protocol clasifica las emisiones corporativas en tres alcances (scopes). El Alcance 2 —emisiones indirectas por la electricidad, vapor o calefacción que la empresa compra— es el relevante para el autoconsumo: al generar y autoconsumir electricidad proveniente de fuentes renovables, la empresa reduce la cantidad de energía que adquiere de la red y, con ello, sus emisiones de Alcance 2 (World Resources Institute y World Business Council for Sustainable Development, 2004, 2015).

Cuando la central de autoconsumo utiliza combustibles (biomasa, biogás), la reducción de Alcance 2 no debe evaluarse de forma aislada: las emisiones directas de combustión (Alcance 1) deben contabilizarse y compararse con las de Alcance 2 evitadas. Una central de autoconsumo no es automáticamente un proyecto de bajas emisiones por el solo hecho de generar en sitio.

Autoconsumo y RE100

RE100 reconoce la autogeneración en instalaciones propiedad de la empresa (dentro o fuera del sitio, interconectadas o aisladas) como uno de los mecanismos válidos para cubrir su consumo con electricidad renovable. Para que cuente hacia la meta de 100%, la empresa debe conservar los atributos ambientales de la electricidad generada. Si los vende o transfiere, por ejemplo, como CEL o I-REC, ya no puede declararla como renovable (Climate Group y CDP, 2025). Los excedentes inyectados a la red también pueden reconocerse, hasta por el volumen de electricidad que la empresa compre a la red, siempre que conserve los atributos ambientales correspondientes.

Cuando la instalación de generación sea propiedad de un tercero, como en el caso de un PPA o con una ESCO, el contrato debe asegurar que esos atributos ambientales asociados a la electricidad generada sean transferidos a la empresa, ya sea directamente (cuando se trate de un PPA in situ o fuera del sitio, sin transferencia de electricidad a través de la red) o mediante Certificados de Energías Limpias (CEL) o certificados internacionales de energía renovable (I-REC), cuando la electricidad se suministre a través de la red eléctrica.

Tabla 4. Alineación con estándares de reporte

Marco o iniciativa	Función principal	Pregunta que ayuda a responder
GRI	Reportar impactos económicos, ambientales y sociales	¿Qué impactos genera la empresa y cómo los gestiona?
CDP	Divulgar la gestión y el desempeño ambiental	¿Cómo mide y administra la empresa sus emisiones, riesgos y oportunidades?
RE100	Criterios técnicos para adquisición, autogeneración y uso de electricidad renovable y reportar el avance hacia una meta de 100%	¿La energía renovable que usa la empresa cumple los criterios de trazabilidad, exclusividad y verificación de RE100? (reporta vía CDP)
TCFD/ISSB (IFRS S2)	Informar riesgos y oportunidades climáticos con efectos financieros	¿Cómo afecta el cambio climático la estrategia, las finanzas y las decisiones de la empresa?
SBTi	Establecer y validar metas corporativas de reducción	¿Las metas de la empresa están alineadas con la ciencia climática?

Fuente: elaboración propia con base en Global Reporting Initiative (2016a, 2016b), CDP (2025a), Climate Group y CDP (2025), Task Force on Climate-related Financial Disclosures (2017), International Sustainability Standards Board (2023) y Science Based Targets initiative (2026).

Para RE100 son relevantes sus criterios técnicos vigentes (versión 5.0, marzo de 2025), que reconocen la autogeneración como modalidad de abastecimiento y requieren conservar los atributos ambientales y verificar el consumo renovable (Climate Group y CDP, 2025). Para GRI, los estándares GRI 302 (Energía) y GRI 305 (Emisiones) (Global Reporting Initiative, 2016a, 2016b)—GRI 102 y 103 entrarán en vigor en enero de 2027 (Global Reporting Initiative, 2025a, 2025b)—. Para CDP, el cuestionario corporativo y su guía de contabilización de Alcance 2 (CDP, 2025a, 2025b). Para TCFD/ISSB, los cuatro pilares de gobernanza, estrategia, gestión de riesgos y métricas bajo IFRS S2 (Task Force on Climate-related Financial Disclosures, 2017; International Sustainability Standards Board, 2023). Y para SBTi, la validación de metas conforme al Corporate Net-Zero Standard (versión 2.0, junio de 2026, con validación de metas prevista a partir de 2027) (Science Based Targets initiative, 2026).

Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 5, secciones 5.2 “Metodología para estimar y reportar la reducción de emisiones de GEI” y 5.3 “Criterios de alineación con GRI, CDP, TCFD/ISSB, SBTi y RE100”



1.4 Puntos de quiebre

La principal razón para reconsiderar un proyecto es la falta del recurso energético. Sin embargo, el recurso solar está presente en prácticamente todo el país. En este caso, el proyecto puede verse limitado por la falta de superficie suficiente y adecuada para instalar la capacidad requerida; por ejemplo, si los techos no cuentan con la estructura necesaria que soporte los módulos. Puede optarse por reforzar los techos o utilizar otras superficies, como carports en estacionamientos o terrenos aledaños, conectados mediante redes privadas.

Es importante revisar el costo de los refuerzos o de las estructuras, pues puede afectar el financiamiento. En los proyectos interconectados, la central podría cubrir solo una parte de la demanda del usuario.



Etapa 02

Esquemas de adquisición y financiamiento



Growth - Investments as % of GDP
2015 - Industry statistics: Location of the PE firm



Tabla 5. Decisiones y actores de la etapa 02

¿Quién toma la decisión?	Actores involucrados
Consumidor de energía	Desarrolladores, financiadores y ESCOs.

En esta etapa suelen participar las áreas de dirección o finanzas, energía u operaciones, legal, fiscal y contabilidad; además de desarrolladores, EPCistas, arrendadores, ESCO, asesores y, cuando corresponda, auditoría externa.

Aquí la empresa define cómo financiará, adquirirá y gestionará el sistema de generación para autoconsumo. La decisión depende de la liquidez disponible, del uso que la empresa quiera dar a su capital y de cuánto control y responsabilidad esté dispuesta a asumir durante la vida del proyecto.

Los principales esquemas son la compra directa, el arrendamiento, el contrato con una empresa de servicios energéticos (Energy Service Company, ESCO) y el contrato de compraventa de energía (Power Purchase Agreement, PPA). Cada uno distribuye de manera distinta la inversión inicial, la propiedad del activo, los ahorros y los riesgos.

¿En qué consiste cada esquema?

Compra directa. La empresa compra la central como cualquier otro activo productivo. Hace la inversión completa, es dueña del equipo y se queda con todo el ahorro, pero también se encarga de su operación y asume sus riesgos.

Arrendamiento. La empresa renta la central a un banco, una arrendadora o un proveedor, y paga una renta periódica durante el plazo del contrato. Así reparte el costo en el tiempo y cuida su liquidez, aunque los pagos se mantienen aunque la central produzca menos de lo esperado, salvo que el contrato diga otra cosa.

ESCO. La empresa contrata un resultado, por ejemplo un nivel de ahorro garantizado, y no solo un equipo. La ESCO diseña, financia y opera el sistema, y responde si no se alcanza lo pactado. Es útil para empresas que no tienen un equipo técnico propio que pueda hacerse cargo del proyecto.

PPA. Un desarrollador construye y opera la central en el sitio de la empresa, y la empresa solo paga la energía que recibe, a un precio pactado por 10 a 20 años. No tiene que invertir al inicio, a cambio de compartir el ahorro con el desarrollador.

En los cuatro esquemas, la empresa puede reportar la electricidad renovable en sus metas de sostenibilidad, siempre que el contrato le asegure los atributos ambientales de la energía generada (ver sección 1.3).

Conviene distinguir entre la decisión de desarrollar el proyecto y la decisión sobre cómo adquirirlo y financiarlo. El desempeño técnico de la central no depende, por sí solo, de quién sea su propietario. En cambio, el resultado económico para cada parte sí depende de quién aporta el capital, cómo se distribuyen los ahorros, cuál es el tratamiento contable y fiscal, y quién asume los riesgos si el proyecto no alcanza el desempeño previsto.

2.1 Selección del esquema de adquisición y financiamiento

Información necesaria y participantes

Antes de comparar esquemas, la empresa debe reunir, como mínimo, la siguiente información:

- Su disponibilidad de capital y el costo de financiamiento.
- El consumo eléctrico y la tarifa que busca sustituir o reducir.
- El plazo durante el que prevé permanecer en el sitio.
- Su capacidad para contratar y supervisar la construcción y operación del sistema.
- Su tratamiento contable y fiscal aplicable.
- Definir su preferencia respecto de la propiedad del activo y la responsabilidad por su desempeño, es decir, ¿quién prefiere la empresa que sea el dueño del activo? y, ¿quién prefieren que sea el responsable operativo?

Criterios para orientar la decisión

El siguiente diagrama orienta la selección inicial del esquema de adquisición y financiamiento. La decisión debe considerar la disponibilidad de capital, la preferencia por conservar los beneficios del proyecto y la necesidad de contar con ahorros garantizados.

Diagrama 1. Criterios para seleccionar el esquema de adquisición y financiamiento

Cómo elegir entre compra directa, PPA, arrendamiento y ESCO



Elaboración propia con base en el Capítulo 4. Esquemas de adquisición y financiamiento y el Capítulo 6. Tablas comparativas y matrices de decisión. Árbol orientativo de primer nivel: no sustituye el análisis financiero caso por caso.

Si la empresa no tiene capital suficiente, no se descarta el proyecto: puede analizar un PPA, un arrendamiento o una ESCO. Si cuenta con capital, debe comparar la compra directa con el rendimiento esperado de otros usos de esos recursos. La decisión también puede cambiar si la empresa no quiere asumir la operación del sistema o si tiene incertidumbre sobre su permanencia en el sitio.

Características generales de los esquemas

La siguiente tabla resume las principales diferencias contractuales y operativas entre los cuatro esquemas. Las condiciones concretas dependen de la estructura del proyecto y de lo que se pacte en cada contrato.

Tabla 6. Características generales de los esquemas de adquisición y financiamiento

Dimensión	Compra directa	Arrendamiento	ESCO	PPA
Propietario del activo	Cliente	Arrendador	ESCO, usualmente	Desarrollador o vehículo del proyecto (SPV)
Desembolso inicial del cliente	Alto: puede cubrir el CAPEX completo	Bajo: enganche o depósito, según contrato	Nulo o mínimo, según el modelo	Nulo o mínimo
Horizonte típico	Propiedad indefinida	5–15 años	7–15 años	10–20 años
Quién asume el riesgo de desempeño	Cliente, salvo garantías del EPC y contratos de O&M	Depende del contrato; puede recaer en el cliente	ESCO, conforme a la garantía de desempeño pactada	Desarrollador, según las garantías pactadas

Fuente: elaboración con base en experiencia en campo.

Titularidad del permiso y obligaciones regulatorias

La persona titular es quien debe realizar las actualizaciones del Registro de Autoconsumo que correspondan; el contrato debe definir quién preparará la información, dará seguimiento a los trámites y coordinará la atención de requerimientos o visitas de verificación de la CNE (Comisión Nacional de Energía, 2025b).

La titularidad del permiso no debe asignarse automáticamente según quién sea propietario del activo. Antes de firmar, las partes deben identificar quién será titular del permiso de generación.



Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 4, sección 4.6
 “Matriz de selección por perfil directivo”; capítulo 6, sección 6.4
 “Cuadros de esquemas de contratación por perfil directivo”

2.2 Descripción de los esquemas: funcionamiento, riesgos y criterios de aplicación

Después de comparar las características generales, conviene revisar cómo funciona cada esquema, qué responsabilidades implica y qué aspectos debe negociar la empresa. La asignación concreta de costos, riesgos y obligaciones debe confirmarse en cada contrato.

Compra directa

El cliente contrata la ingeniería, procura y construcción (EPC), adquiere el sistema y asume su operación y mantenimiento, directamente o mediante contratos especializados. Aporta el capital y recibe los ahorros netos del proyecto, pero también concentra los riesgos de construcción, desempeño, operación, mantenimiento, obsolescencia y cumplimiento regulatorio, sujetos a las garantías que negocie.

Este esquema puede ser adecuado para empresas con acceso a capital o crédito competitivo, capacidad para gestionar el activo y un horizonte de permanencia en el sitio compatible con el periodo de recuperación.

En el modelo financiero de referencia se estima una TIR del proyecto de 20%–32% para la compra directa (ICM, 2026). Este rango es una estimación sujeta a los supuestos del modelo; no es un rendimiento garantizado ni una característica automática de la compra directa. Conviene distinguir la TIR del proyecto de la TIR del capital aportado por el cliente, que puede cambiar según el financiamiento, los impuestos y la estructura de capital.

Antes de decidir, conviene revisar el tratamiento fiscal aplicable y confirmar si existen beneficios arancelarios para el equipo y la empresa importadora.

Arrendamiento

En un arrendamiento, una entidad arrendadora —por ejemplo, un banco, un proveedor o el brazo financiero de un EPCista— adquiere el sistema y lo renta al cliente a cambio de pagos periódicos. El contrato puede requerir un enganche o depósito. La renta y su relación con la generación o disponibilidad del sistema deben quedar claramente especificadas.

El contrato debe establecer quién asume el riesgo de bajo desempeño, quién responde ante fallas, quién se encarga de la operación y el mantenimiento y qué opciones tendrá el cliente al término del arrendamiento. La titularidad del permiso debe definirse de acuerdo con la regulación y la estructura específica del proyecto; no debe suponerse únicamente a partir de quién posee el activo.

Este esquema puede ser adecuado para empresas que buscan distribuir el costo en el tiempo y conservar parte de su liquidez. Las condiciones de financiamiento y la disponibilidad de líneas de Nafin, Bancomext, FIRA u otras instituciones deben confirmarse para cada caso.

ESCO — Empresa de servicios energéticos

Una ESCO puede diseñar, financiar, construir y operar el sistema y comprometer contractualmente un resultado, como un nivel de ahorro, generación o disponibilidad. En un modelo de ahorros garantizados, la ESCO garantiza un resultado conforme a las condiciones pactadas; en uno de ahorros compartidos, financia el proyecto y recibe una parte de los ahorros medidos.

El contrato debe definir la línea base de consumo, las variables de ajuste, el método de medición y verificación, la frecuencia de los reportes, el mecanismo para resolver diferencias y las consecuencias de no alcanzar el resultado comprometido. Si las partes acuerdan una verificación independiente, también deben definir quién la contrata y cómo se cubre su costo.

Este esquema puede ser adecuado para empresas que buscan un proveedor responsable de varias etapas del proyecto o que no cuentan con capacidades técnicas internas para gestionarlo. La titularidad del permiso, la operación y las responsabilidades regulatorias deben definirse conforme a la estructura concreta del proyecto.

PPA — Contrato de compraventa de energía

En un PPA, un desarrollador financia, construye y opera la central, y el cliente compra la energía conforme a un precio y condiciones pactados. El cliente puede reducir el desembolso inicial y trasladar al desarrollador parte de los riesgos de financiamiento, construcción y desempeño. El resultado dependerá del precio del PPA, de la energía entregada y de las garantías y condiciones del contrato.

El tratamiento contable debe evaluarse para cada contrato. Bajo IFRS 16, la evaluación considera, entre otros aspectos, si el contrato otorga al cliente el control del uso de un activo identificado (International Accounting Standards Board, 2016). Por ello, no se debe afirmar que un PPA on-site o de largo plazo necesariamente constituye un arrendamiento ni que siempre debe reconocerse en balance; la conclusión depende de sus condiciones y debe revisarse con el auditor.

Este esquema puede ser adecuado para empresas que buscan reducir el desembolso inicial o trasladar parte del riesgo de ejecución. Antes de firmar, deben revisar el precio y sus mecanismos de ajuste, la energía o disponibilidad comprometida, las garantías, las causas de incumplimiento, la duración, las condiciones de terminación y las obligaciones regulatorias.

Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 4, secciones 4.2 “Compra directa”, 4.3 “PPA”, 4.4 “Arrendamiento” y 4.5 “ESCO”

2.3 Comparación económica de las alternativas

Proyecto de referencia de 5 MW

Para ilustrar las diferencias económicas, se utiliza como referencia una central solar fotovoltaica de 5 MW, con una inversión aproximada de USD 3.5 millones (ver sección 1.2), generación de 9,198 MWh durante el primer año, OPEX de USD 50,000 anuales y una tarifa evitada de USD 105/MWh. Con esos supuestos, el flujo operativo anual antes de ISR sería de USD 915,790.

Las cifras son ilustrativas y no sustituyen una evaluación financiera del sitio. La tabla debe acompañarse de las fórmulas y los supuestos usados, incluidos el tratamiento de la inversión inicial, las rentas, los impuestos y el costo de financiamiento.

Tabla 7. Comparación económica ilustrativa de los esquemas a 10 años

Esquema	Desembolso inicial del cliente	Flujo anual estimado para el cliente	Flujo neto acumulado a 10 años*
Compra directa	USD 3,500,000	USD 915,790	USD 5,657,900
Arrendamiento a 10 años	USD 350,000 (enganche)	USD 421,711	USD 3,867,110
ESCO con reparto 70/30	USD 0	USD 274,737 garantizados	USD 2,747,370
PPA a 75 USD/MWh	USD 0	USD 275,940	USD 2,759,400

*Cálculo acumulado simple, sin descuento: para compra directa se resta el CAPEX a los flujos operativos de diez años; para arrendamiento se resta el enganche; para PPA y ESCO se acumulan los flujos anuales indicados. Las cifras deben revisarse con los flujos exactos, impuestos y demás costos antes de usarse como comparación definitiva.

Interpretación y decisión

La compra directa requiere mayor inversión inicial y deja al cliente los ahorros netos del proyecto, pero también concentra en él los riesgos y las responsabilidades del activo. El PPA y la ESCO pueden reducir el desembolso inicial, aunque el cliente comparte los beneficios y queda sujeto a las condiciones de largo plazo del contrato. El arrendamiento distribuye el pago en el tiempo, pero deben revisarse las rentas y la asignación contractual de los riesgos de desempeño.

La comparación debe hacerse con un mismo horizonte temporal y supuestos consistentes. Antes de seleccionar una alternativa, conviene comprobar si los ahorros cubren los pagos comprometidos en escenarios de menor generación, cambios en la tarifa, retrasos de construcción y variaciones en el consumo.

Si ninguna alternativa ofrece un resultado aceptable, o si las condiciones contractuales trasladan riesgos que la empresa no puede asumir, el proyecto debe regresar a la evaluación técnica y financiera para ajustar su tamaño, tecnología, modalidad o calendario.

Plazo estimado

Plazo para comparar ofertas, negociar y aprobar el esquema: completar con un rango sustentado en experiencias comparables o en el calendario de adquisiciones de la empresa. Este plazo debe distinguirse del tiempo de permisos, construcción y puesta en operación.

Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 3, secciones 3.3 “Indicadores de desempeño económico bajo escenarios típicos” y 3.4 “Análisis de sensibilidad”; capítulo 6, sección 6.5 “Guía rápida de indicadores financieros”



2.4 Puntos de quiebre

Los puntos de quiebre para decidir entre los esquemas de financiamiento se resumen en estas preguntas:

- 1** ¿Hay capital disponible y voluntad de inmovilizarlo? Sí, el sitio es propio y/o se prevé una permanencia larga: compra directa.
- 2** ¿Se requiere ahorro desde el primer año sin desembolso? Sí, y se acepta ceder valor: PPA o ESCO. / No necesariamente: continuar.
- 3** ¿Se necesita certeza del resultado? Sí, y no se cuenta con capacidad técnica interna: ESCO con ahorro garantizado. / Si el desempeño solar es predecible: PPA.
- 4** ¿Se busca conservar la energía y limitar el desembolso? Sí, y se cuenta con capacidad para realizar pagos fijos: arrendamiento con garantía de producción.



Etapa 03 Diseño e ingeniería

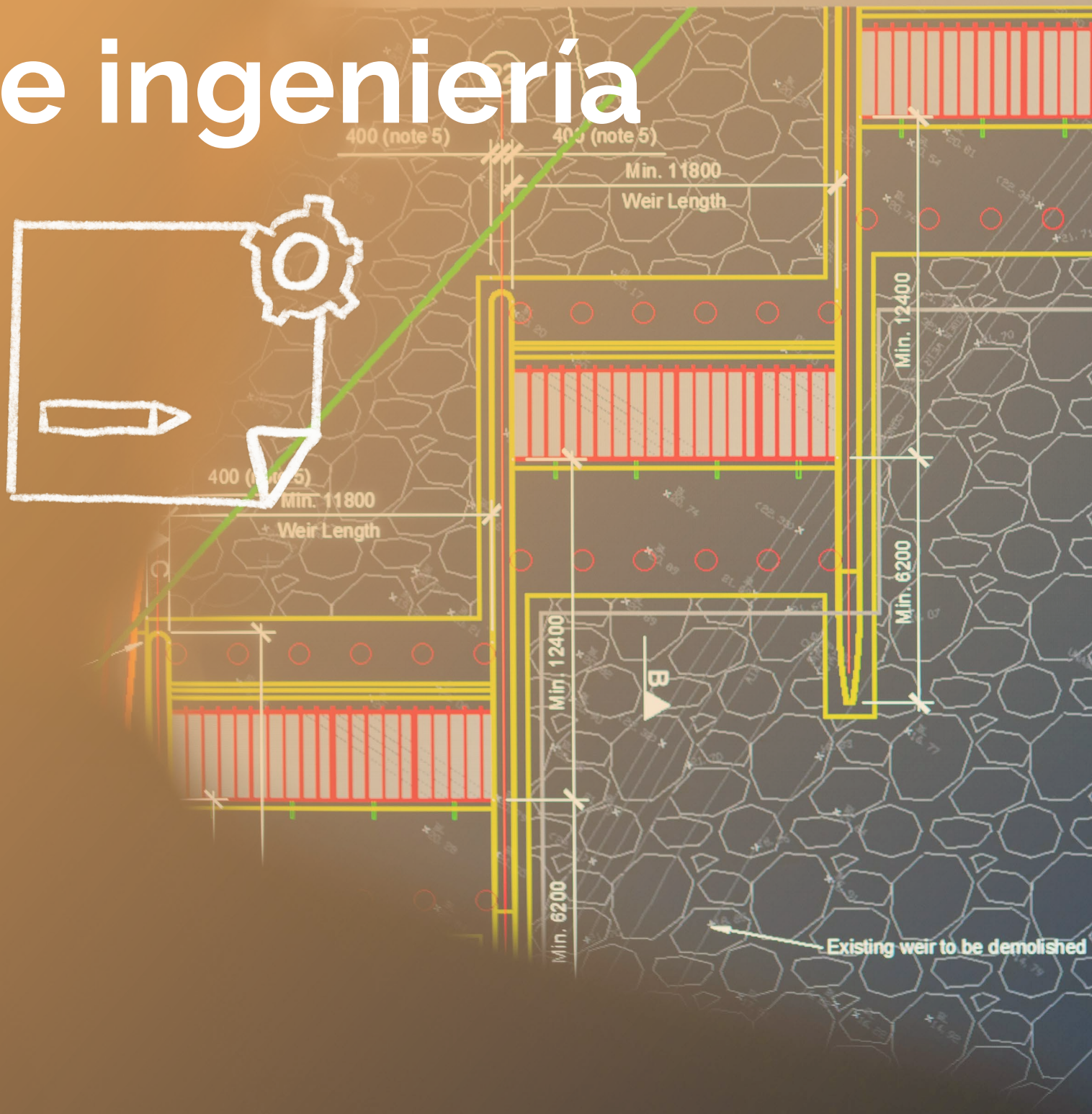


Tabla 8. Decisiones y actores de la etapa 03

¿Quién toma la decisión?	Actores involucrados
Consumidor/financiador/ESCO	Desarrolladores, tecnólogos, financiadores

En esta etapa se verifica si la alternativa seleccionada puede construirse y operar en las condiciones reales del sitio. La ingeniería preliminar puede llevar a ajustar la capacidad, la tecnología, la incorporación de almacenamiento o la modalidad de suministro —aislada o interconectada—, de acuerdo con la disponibilidad de equipos, el recurso energético, las condiciones del predio y los resultados de los análisis de red.

Es recomendable contar con la participación de un desarrollador y de consultores especializados en autoconsumo. El objetivo es definir una configuración preliminar que permita identificar los estudios aplicables, estimar sus costos y plazos, y decidir si el proyecto continúa, se rediseña o se detiene.

3.1 Información para evaluar el proyecto

Para avanzar, conviene reunir y validar la siguiente información:

Perfil horario de demanda y demanda máxima del centro o grupo de consumo.

- Capacidad disponible en techo o terreno, así como derechos de propiedad, posesión o uso del sitio.
- Disponibilidad del recurso energético y de los equipos principales, incluidos los sistemas de almacenamiento cuando se consideren.
- Configuración preliminar de la central eléctrica, la red particular y, si corresponde, el punto de interconexión.
- Estimación inicial de inversión, costos de interconexión y obras de refuerzo, así como costos de operación y mantenimiento.
- Condiciones ambientales y sociales del sitio que puedan modificar el diseño, los estudios o los trámites aplicables, entre otros.

3.2 Estudios y trámites según la modalidad

La configuración técnica ayuda a determinar qué estudios de ingeniería y qué evaluaciones sociales y ambientales podrían resultar aplicables. La capacidad, por sí sola, no sustituye la revisión de las características del proyecto y del sitio.

Tabla 9. Manifestación de Impacto Social en el Sector Energético (MISSE) y estudios de CENACE según tipo de proyecto

Tipo de proyecto	MISSE	Ruta de estudios de CENACE
0.7–20 MW Aislado	Exento de presentar MISSE si la capacidad no excede 20 MW.	No aplica estudio de interconexión si el proyecto es realmente aislado.
0.7–20 MW Interconectado	Presentar la MISSE junto con la solicitud del permiso de generación.	Se presenta la solicitud de estudios (Anexos III y IV del Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga) junto con la solicitud del permiso.
Más de 20 MW Aislado	Requiere presentar la MISSE antes de la solicitud del permiso de generación.	No aplica estudio de interconexión si el proyecto es realmente aislado.
Más de 20 MW Interconectado	Requiere presentar la MISSE antes de la solicitud del permiso de generación.	Se presenta la solicitud de estudios (Anexos III y IV) para solicitar el estudio de impacto en redes cuya resolución se presenta junto con la solicitud del permiso de generación.

Fuente: elaboración propia con base en Presidencia de la República (2025), Secretaría de Energía (2018) y Secretaría de Energía (2026).

Revisión ambiental

Toda central eléctrica de más de 0.5 MW debe presentar un estudio ambiental ante SEMARNAT (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 1988; Presidencia de la República, 2000).

La necesidad de una autorización ambiental no debe definirse únicamente por la capacidad de la central ni por si el predio tuvo usos previos. Deben revisarse el tipo y alcance de las obras, su ubicación, la tecnología, las condiciones del sitio, las autorizaciones ambientales previas y los supuestos previstos en la legislación ambiental.

Según el caso, la autoridad competente podrá determinar si corresponde una Manifestación de Impacto Ambiental, un Informe Preventivo o si existe un supuesto que no requiere autorización; también deben revisarse, cuando proceda, el cambio de uso de suelo forestal y otras autorizaciones específicas (Presidencia de la República, 2000).

La secuencia también debe distinguirse por trámite. Si el proyecto requiere autorización de impacto ambiental, esta debe obtenerse antes de ejecutar las obras sujetas a autorización. Eso no significa que la resolución de impacto ambiental deba estar concluida antes de solicitar el permiso de generación.



Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 1, secciones 1.2 “Configuraciones para autoconsumo de fuentes renovables” y 1.3 “Tablas de costos”

3.3 Puntos de quiebre

En esta etapa se deben tomar decisiones para que el proyecto satisfaga las necesidades del cliente. Los puntos importantes que se deben considerar son:

- 1 Capacidad instalada confirmada dentro del tramo objetivo y verificada con respecto a la curva de demanda del sitio.
- 2 Modalidad definida (aislada o interconectada) y vía de tramitación elegida.
- 3 Respaldo propio dimensionado cuando la central sea intermitente e inyecte excedentes.
- 4 Disponibilidad de red. En proyectos interconectados, conocer la demanda, la disponibilidad en kVA y el dimensionamiento del proyecto.



Etapa 04

Ventanilla Única

de Autoconsumo

(0.7 a 20 MW)

y vía ordinaria (más de 20 MW)

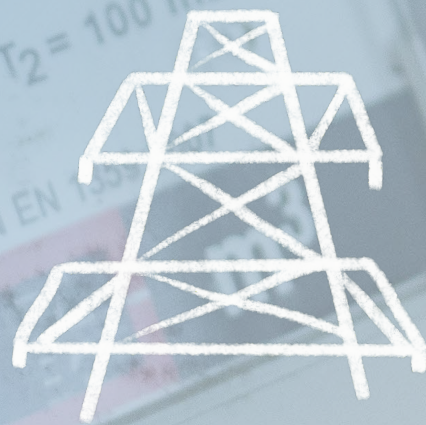


Tabla 10. Decisiones y actores de la etapa 04

¿Quién toma la decisión?	Actores involucrados
Permisionario	Usuario final/financiador, CNE, SENER, CENACE

4.1 ¿Qué es la Ventanilla Única de Autoconsumo (VUA)?

La Ventanilla Única de Autoconsumo (VUA) es un mecanismo de coordinación interinstitucional para tramitar proyectos de autoconsumo con una capacidad de generación de 0.7 a 20 MW, en cualquier modalidad. Organiza la recepción, seguimiento y evaluación de los trámites ante las autoridades, sin sustituir sus atribuciones (Secretaría de Energía, 2026).

Tabla 11. Trámites y autoridades participantes en la VUA

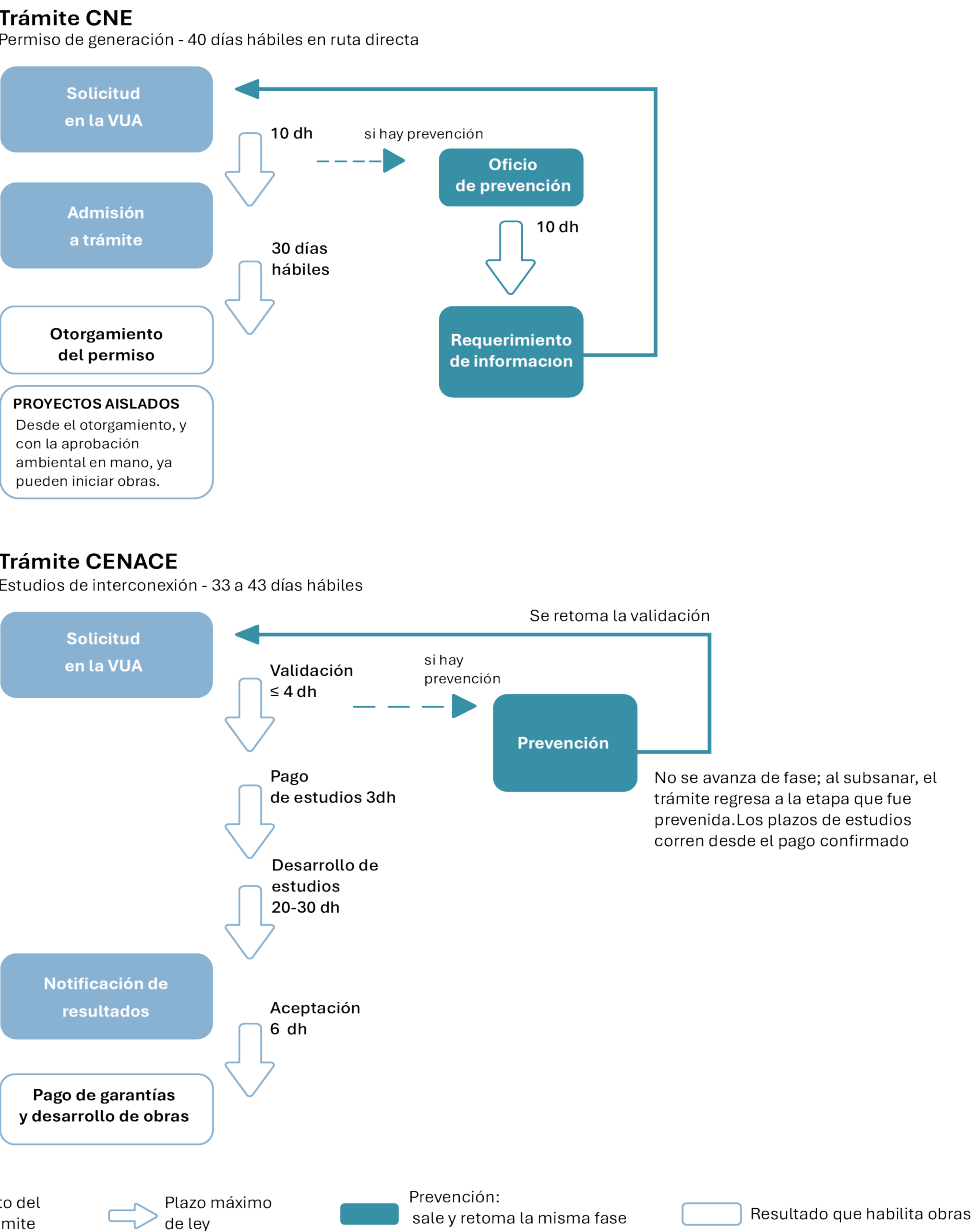
Trámite	Autoridad	Canal o consideración
MISSE	SENER	Se presenta en VUA
Solicitud de permiso de generación	CNE	Se presenta en VUA
Solicitud de estudios de interconexión (para modalidad interconectada)	CENACE	Se presenta en VUA
Trámite ambiental, cuando corresponda	SEMARNAT	Se gestiona previamente en SEMARNAT, y el acuse de recibo del trámite o la resolución se presentan en la VUA

Fuente: elaboración propia con base en Secretaría de Energía (2026).

4.2 Secuencia y tiempos de evaluación

La VUA coordina la evaluación de los trámites y permite que avancen de manera concurrente. Sin embargo, cada trámite conserva sus propios requisitos; además, algunos resultados habilitan los pasos siguientes. Por ello, conviene revisar el calendario aplicable a cada procedimiento y no describir todo el proceso como si transcurriera en paralelo desde el primer día.

Diagrama 2. Trámites y tiempos de evaluación en la VUA



Ambas rutas ingresan por la misma Ventanilla Única de Autoconsumo y corren en paralelo. El proyecto no avanza hasta que las dos concluyen.

Reconstruido del documento “Trámite de permisos de autoconsumo”. Los plazos son días hábiles y se cuentan desde la admisión a trámite, no desde el ingreso de la solicitud

Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 1, sección 1.4 “Requisitos para la solicitud de permisos”; capítulo 6, sección 6.6 “Lista de verificación y ruta regulatoria”

4.3 Costos de los estudios

Los costos varían según el trámite y las características del proyecto. A continuación se describen los conceptos que deben considerarse:

Revisión de la MISSE. La revisión de la Manifestación de Impacto Social del Sector Energético (MISSE) no tiene costo.

Evaluación del permiso de generación. La evaluación de la solicitud del permiso para generar electricidad con fuentes renovables está exenta de costo. Para proyectos que utilizan fuentes fósiles, aplica el pago correspondiente (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 1981).

Estudios de interconexión. Su costo depende del rango de capacidad solicitado. Los montos se presentan en la tabla siguiente, con base en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga (Secretaría de Energía, 2018). Antes de iniciar el trámite, se deben confirmar con CENACE el monto aplicable y la línea de captura.

Tabla 12. Costos estimados de los estudios de interconexión

Rango de capacidad a instalar	Costo de los estudios
Más de 0.5 y hasta 2 MW	\$285,458.00
Más de 2 y hasta 4 MW	\$356,822.00
Más de 4 y hasta 6 MW	\$428,286.00
Más de 6 y hasta 8 MW	\$570,916.00
Más de 8 y hasta 10 MW	\$642,280.00
Más de 10 y hasta 30 MW	\$1,338,083.00

Fuente: Secretaría de Energía (2018). Los costos de los estudios no incluyen las obras de interconexión o refuerzo que pudieran resultar necesarias.

Trámites ambientales ante SEMARNAT. El monto depende de la modalidad y de los criterios aplicables. En caso de proyectos en espacios que ya cuentan con impacto ambiental aprobado se presenta un informe preventivo. En los proyectos que no cuentan con impacto previo, se presenta una Manifestación de Impacto Ambiental (MIA).

La Tabla 13 ayuda a orientar sobre las condiciones en que se presenta un informe preventivo o una MIA y los costos por evaluación de estos trámites.

Tabla 13. Tipos de estudios ambientales y sus costos

¿Condición?	Respuesta	Costo
¿La central estará en algún parque industrial ya impactado?	Sí	\$17,975.34 (Aplica informe preventivo)
¿El proyecto está en área natural protegida federal, se requerirá cambio de uso de suelo, o se usarán sustancias o residuos altamente riesgosos?	No	\$48,338.98
	Sí, al menos una de las dos condiciones	\$96,680.23
	Sí, las tres condiciones	\$145,021.50

Fuente: elaboración propia con base en Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (1981).

Una vez autorizada la MIA con cambio de uso de suelo, se debe hacer una aportación al Fondo Forestal, que dependerá de las características y superficie de suelo a modificar (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2018).

Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 1, sección 1.3 “Tablas de costos”



4.4 Obras y garantías financieras

Al concluir los estudios, el CENACE comunica los resultados y, cuando corresponde, las obras necesarias para la interconexión. Si la persona solicitante acepta las obras propuestas, deberá presentar ante el CENACE las garantías financieras conforme a las condiciones y los montos determinados para las obras aplicables.

El monto de las garantías financieras ante el CENACE es de 423,282 UDIS (\$3,726,577.69 pesos) por cada MW de capacidad,vigente a partir del 20 de febrero de 2026 (Centro Nacional de Control de Energía, 2026). Es importante señalar que se trata de una garantía y que, por lo general, el costo de las obras de interconexión es menor que su monto. Sin embargo, puede haber casos en los que el CENACE requiera obras cuyo costo sea mayor.

4.5 ¿Qué es la Ventanilla Energía y la vía ordinaria?

La Ventanilla Energía es la plataforma digital de la Secretaría de Energía para gestionar y dar seguimiento a los trámites del sector. Los proyectos de más de 20 MW, o los que no se tramiten por la VUA, siguen la vía ordinaria. En ella, cada trámite se presenta por separado ante su autoridad y con los plazos de su propia regulación.

Para la solicitud del permiso de generación, se debe presentar y por lo tanto tramitar con antelación:

- El ingreso de la MISSE ante la SENER, mediante el módulo MISSE de la Ventanilla Energía, antes de solicitar el permiso;
- El acuse de recibo del trámite ambiental ante la SEMARNAT y,
- El resolutivo del estudio de impacto en redes del CENACE, en proyectos interconectados;

La solicitud del permiso de generación se tramita en la Oficialía de Partes Electrónica (OPE) de la CNE (Comisión Nacional de Energía, 2025a).

A diferencia de la VUA, en la vía ordinaria los trámites no se coordinan entre autoridades. Por eso conviene prever plazos más largos.

4.6 Plazos de la VUA y de la vía ordinaria

Los plazos por trámite cambian menos de lo que parece. La diferencia grande está en el orden: en la VUA los trámites avanzan al mismo tiempo, y en la vía ordinaria uno espera al otro.

Tabla 14. Comparación de plazos y vía ordinaria

Trámite	VUA (0.7 a 20 MW)	Vía ordinaria (más de 20 MW)
MISSE (SENER)	20 días hábiles	Hasta 90 días naturales, unos 60–65 hábiles (Presidencia de la República, 2025)
Estudios de CENACE	30 días hábiles desde el pago, o 10 si es Estudio Rápido	Estudios sucesivos según el Manual de Interconexión, con plazos que dependen de la capacidad
Permiso de generación (CNE)	30 días hábiles después de admitida la solicitud	Hasta 60 días hábiles desde que se presenta
Trámite ambiental (SEMARNAT)	Sin cambio	Sin cambio

Fuente: elaboración propia con base en Secretaría de Energía (2026), Presidencia de la República (2025), Comisión Nacional de Energía (2025a) y Secretaría de Energía (2018).

El trámite ambiental no cambia porque la VUA no lo incluye: se gestiona antes ante la SEMARNAT en los dos casos. La MIA tiene 60 días hábiles de evaluación, que pueden ampliarse 60 más. Además, si la SEMARNAT pide información adicional, el plazo se suspende hasta 60 días (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 1988; Presidencia de la República, 2000). El informe preventivo es más corto, del orden de 20 días hábiles.

¿Por qué la vía ordinaria tarda mucho más en total?, porque:

- La MISSE debe estar autorizada antes de pedir el permiso. En la VUA se tramitan juntos.
- El permiso necesita los resultados de los estudios del CENACE, porque forman parte del plan de negocios de la solicitud.
- Nadie coordina a las autoridades, así que cada trámite corre por su cuenta y con sus propias prevenciones.

4.7 Puntos de quiebre

Para proceder con el trámite de permiso se debe decidir según la capacidad, entre VUA y vía ordinaria. En caso de proceder vía VUA, si el expediente está incompleto, puede ser rechazado o enviado a la vía ordinaria. En cualquier caso, se debe asegurar de contar con lo siguiente:

- 1 Acreditación de capacidad legal, técnica y financiera conforme a la LSE (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2025, art. 151).
- 2 Estudio ambiental presentado previamente y aceptado a trámite.
- 3 Manifestación de Impacto Social, en caso de VUA se presenta en un mismo trámite; en vía ordinaria, se presenta previo a la solicitud del permiso.
- 4 Ingeniería, Anexos III y IV para presentación a CENACE. En caso de VUA se presenta en conjunto; en vía ordinaria, se debe presentar el resolutivo del estudio de impacto en redes para solicitar el permiso.



Etapa 05

Procura

y construcción



Tabla 15. Decisiones y actores de la etapa 05

¿Quién toma la decisión?	Actores involucrados
Consumidor/financiador/ESCO	EPCistas

5.1 Responsabilidad de procura y construcción

La responsabilidad de la procura y la construcción depende del esquema de adquisición y de los contratos que se celebren. En una compra directa, el usuario contrata al EPCista —responsable de la ingeniería, procura y construcción— y conserva la responsabilidad de coordinar a las partes que intervengan. En un PPA, arrendamiento o esquema ESCO, el desarrollador, arrendador o proveedor suele contratar al EPCista.

El tiempo de construcción puede ser alrededor de 4 meses; sin embargo, dependerán de las capacidades del EPC y de disponibilidad de equipos y tecnología.

Aunque el usuario no contrate directamente al constructor, conviene que revise cómo se reflejan en su contrato las obligaciones de desempeño, los plazos, las garantías y los mecanismos de reparación. En esos esquemas, el desarrollador, arrendador o proveedor deberá exigir al EPCista las garantías correspondientes y responder frente al usuario conforme a lo pactado.

La siguiente tabla presenta protecciones contractuales mínimas recomendables para una compra directa. Su alcance debe adecuarse a la tecnología, el tamaño y las condiciones del proyecto, así como a la distribución de riesgos acordada.

Tabla 16. Protecciones contractuales para la compra directa

Garantía o cláusula	¿Qué debe establecer?	Consecuencia de omitirla
Garantía de producción	Producción mínima anual verificable, con método de medición y ajuste por recurso disponible	El riesgo de bajo desempeño queda íntegramente en el cliente
Penalización por retraso	Monto diario ligado al ahorro no percibido, con tope y causas de fuerza mayor definidas	El retraso no tiene costo para el constructor y sí para el cliente
Garantías de equipo	Vigencia y alcance de las garantías de módulos e inversores, y su transmisibilidad	Las reclamaciones quedan sujetas a la solvencia del EPCista, no del fabricante
Recepción y pruebas	Protocolo de pruebas de comportamiento y condiciones de aceptación provisional y definitiva	Se paga el saldo final sin evidencia objetiva de desempeño

(continuación de tabla)

Garantía o cláusula	¿Qué debe establecer?	Consecuencia de omitirla
Retención y fianzas	Porcentaje retenido, plazo de liberación y fianza de vicios ocultos	Desaparece la palanca de cumplimiento durante el periodo de garantía
Cesión y subcontratación	Autorización previa para ceder el contrato o subcontratar partidas críticas	El cliente termina contratando de hecho con una parte que no evaluó

La tabla no sustituye la revisión del contrato ni define por sí sola las condiciones comerciales. Antes de firmar, conviene confirmar que las garantías puedan hacerse efectivas, que las obligaciones del EPCista sean medibles y que los pagos estén vinculados a hitos verificables.

Además, la obra debe cumplir con las normas, disposiciones administrativas y especificaciones técnicas aplicables al proyecto, así como con los requisitos de interconexión que correspondan. Las instrucciones específicas de CENACE relacionadas con esa interconexión se describen en la etapa siguiente.



Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 4, sección 4.2 “Compra directa”

5.2 Puntos de quiebre

Esta etapa solo puede llevarse a cabo una vez que se cuenta con todas las autorizaciones legales y que los costos de interconexión (en su caso) permitan la viabilidad financiera del proyecto. Es necesario asegurarse de contar con lo siguiente:

- 1 Interconexión, en su caso, ya sea mediante contrato de interconexión o aceptación de obras y garantías depositadas. Este aspecto debe considerar que los costos de las obras se ajusten a los costos y el modelo financiero previstos en las etapas 02 y 03.
- 2 MISSE y permiso de generación autorizados.
- 3 Autorización en materia de impacto ambiental y, en su caso, aceptación de las condicionantes.
- 4 Permisos locales, cuando sean necesarios, incluidos derechos de vía y permisos de construcción, entre otros.

Etapa 06

Interconexión y pruebas



Tabla 17. Decisiones y actores de la etapa 06

¿Quién toma la decisión?	Actores involucrados
EPCista	CENACE, CFE, Unidades de Inspección (UIIE)

Una vez concluidas las obras, la central debe cumplir las inspecciones y pruebas que correspondan a su modalidad y a las características de su conexión.

Para el autoconsumo interconectado, se deben realizar los estudios aplicables y formalizar los contratos de interconexión y conexión correspondientes. La central también debe cumplir las pruebas de comportamiento y la validación de requerimientos técnicos que resulten aplicables antes de su entrada en operación comercial.

La ejecución de las pruebas puede coordinarse con el EPC y los proveedores especializados. La inspección y la certificación deben realizarse por las unidades o personas autorizadas para cada actividad.

Tabla 18. Inspecciones y pruebas de interconexión y puesta en operación

Pruebas	Forma de acreditación	Temporalidad
Inspección de las obras de interconexión o conexión	Certificado de Cumplimiento avalado por la Unidad de Inspección de Instalación Eléctricas (UIIE), acreditada por la CNE.	Se solicita una vez concluidas las obras instruidas.
Pruebas de comportamiento para la puesta en operación de las centrales eléctricas	Certificado de Cumplimiento al Solicitante emitido por la Unidad de Inspección de Instalación Eléctricas (UIIE), acreditada por la CNE	72 horas después de la instrucción del CENACE, una vez emitido el certificado de inspección de las obras.
Pruebas realizadas en la validación de requerimientos técnicos para centrales eléctricas	Acredita el CENACE	
Interconexión o conexión física requerida para las pruebas	Instrucción de CENACE	Cuando se requiera el enlace físico, CENACE ordena realizarlo dentro de las 72 horas siguientes a la notificación de su instrucción. Este plazo no es el plazo para terminar o certificar todas las pruebas

Fuente: elaboración propia con base en Secretaría de Energía (2018).

6.1 Cumplimiento de normas para la Red Particular

Cuando el proyecto incluya una Red Particular, el titular del permiso debe presentar documentación que acredite el cumplimiento de dos normas:

- a** NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (Utilización), incluido, entre otros documentos, el dictamen técnico sobre la Red Particular (Secretaría de Energía, 2012).
- b** NOM-029-STPS-2011, Mantenimiento de instalaciones eléctricas, con documentación que acredite su cumplimiento (Secretaría del Trabajo y Previsión Social, 2011).

Esta documentación debe presentarse en la actualización del Registro de Autoconsumo al menos tres meses antes del inicio de las pruebas de comportamiento (Comisión Nacional de Energía, 2025b).

Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 1, secciones 1.5 “Ejemplos de esquemas de autoconsumo” y 1.6 “Fundamento legal por tema”



6.2 Consideración según la modalidad

En el autoconsumo interconectado, la central requiere el contrato de interconexión que corresponda, y debe cumplir los procedimientos aplicables para su entrada en operación comercial. En el autoconsumo aislado, la central no debe sincronizarse con el Sistema Eléctrico Nacional. Por ello, no corresponde describir esta modalidad como una interconexión al SEN ni como una entrada en operación comercial ante el CENACE.

6.3 Puntos de quiebre

En esta etapa deben estar concluidas tanto las obras de interconexión como las de la propia central de generación. Es difícil frenar el desarrollo en esta fase, dado que casi todas las inversiones ya se han realizado. Para esta etapa, se debe acreditar, mediante una UIIE, el cumplimiento de las obras instruidas por el CENACE.

Etapa 07 Operación comercial



Tabla 19. Decisiones y actores de la etapa 07

¿Quién toma la decisión?	Actores involucrados
Operador	CNE, CENACE, UIIE.

La entrada en operación comercial se declara conforme a las instrucciones y al procedimiento aplicable del CENACE, una vez que la central haya cumplido las pruebas y los requisitos técnicos correspondientes. En el autoconsumo interconectado, deben mantenerse vigentes el permiso y el contrato de interconexión. Esta obligación no aplica al autoconsumo aislado, ya que no se interconecta a la RNT ni a las RGD.

Una vez en operación, las obligaciones del permisionario continúan. Entre las principales se encuentran las siguientes:

Tabla 20. Obligaciones del permisionario durante la operación comercial

Obligación	Mecanismo	Periodicidad
Actualización del registro de Usuarías de Autoconsumo	Notificación directa a CNE, desde el permisionario.	Se debe avisar 15 días hábiles posteriores a dicho cambio, o bien, a más tardar el 31 de marzo de cada año.
Mantener una relación suficiente entre la demanda de las Usuarías de Autoconsumo y la capacidad instalada de la central	Se compara la suma de la demanda máxima de las Usuarías de Autoconsumo con la capacidad instalada de la central. El supuesto de terminación del permiso puede actualizarse si: la proporción es menor a 50% para fuentes convencionales o, menor a 30% para fuentes renovables	Durante un periodo continuo de 12 meses posterior a la entrada en operación
Informar de la inyección (en caso de venta de excedentes)	Notificación electrónica de la permisionaria a su representante en el Mercado Eléctrico Mayorista de la cantidad de excedentes y el periodo de entrega.	Al menos 72 horas antes de que su representante presente las ofertas al Mercado Eléctrico Mayorista. Este a su vez la presentará a la Suministradora.

Fuente: elaboración propia con base en Comisión Nacional de Energía (2025b).

La UIIE de la CNE puede realizar visitas para revisar el cumplimiento de las obligaciones. La utilización de la capacidad instalada por debajo de los límites exigidos por las disposiciones (50% en caso de centrales de combustibles, 30% en caso de disposiciones de renovables) puede dar lugar a la terminación anticipada del permiso. Sin embargo, en caso de que esto suceda, puede argumen-

tarse por escrito a la propia CNE las razones de esta subutilización, con lo que se puede mantener la vigencia del permiso.



Para profundizar: Manual de implementación, capítulo 1, sección 1.6 “Fundamento legal por tema”; capítulo 5, sección 5.2 “Metodología para estimar y reportar la reducción de emisiones de GEI”

7.1 Puntos de quiebre

Para esta etapa, se deben haber cumplido todos los hitos regulatorios. En caso de venta de excedentes, es necesario contar con un representante de mercado, además de los contratos respectivos con CFE, en términos de las disposiciones de autoconsumo (Comisión Nacional de Energía, 2025b).



Consideraciones finales

La electrificación de los usos finales puede ser una de las palancas con mayor potencial para descarbonizar el consumo de energía en México, siempre que avance junto con la generación limpia. Las empresas ocupan un lugar central en esa posibilidad. Por un lado, concentran una parte importante del consumo susceptible a electrificarse. Por otro, el autoconsumo les permite generar en sus propios sitios la electricidad renovable que esa electrificación requiere.

Esta contribución va más allá de cada empresa. Para cumplir las metas de generación limpia y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que México ha asumido, será necesario incorporar nueva capacidad de generación de diversas fuentes en pocos años. Cada proyecto de autoconsumo renovable suma a ese esfuerzo y complementa las inversiones públicas y privadas en el sistema eléctrico. Para las propias empresas, además, puede significar costos de energía más previsibles, avances verificables hacia sus metas de sostenibilidad y una mejor posición frente a clientes y cadenas de valor que exigen energía limpia.

Sin embargo, el autoconsumo no es una solución universal ni para todas las empresas ni para todos sus centros de carga. Su conveniencia depende de condiciones técnicas, económicas, regulatorias, de sostenibilidad y organizacionales de cada sitio, así como de su comparación con otras alternativas de suministro. Por ello, es indispensable evaluar cada proyecto con información del sitio y con criterios explícitos antes de comprometer recursos. Un proyecto bien evaluado desde el inicio tiene más posibilidades de cumplir lo que promete y de mantenerse viable durante toda su vida útil.

Como toda figura reciente, el autoconsumo opera en un marco que aún se encuentra en construcción. Siguen pendientes algunas disposiciones, como las nuevas reglas de generación distribuida, las reglas para integrar los excedentes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Su aplicación práctica irá definiendo criterios. El autoconsumo alcanzará su potencial en la medida en que las autoridades den certidumbre sobre estos aspectos y los trámites operen con la agilidad prevista. Conocer estos temas desde el inicio permite a las empresas incorporarlos en su evaluación, en lugar de enfrentarlos ya avanzado el desarrollo del proyecto.

Las empresas que consideren esta alternativa deben comenzar por reunir la información de su consumo y de su sitio. Después, conviene revisar las condiciones de la sección “¿Es el autoconsumo una opción para mi empresa?” y, si el resultado es favorable, solicitar una evaluación preliminar a desarrolladores. A partir de ahí, las siete etapas de esta Guía y el Manual de implementación acompañan el proceso hasta la operación comercial. Con ambos documentos, IDEA y la campaña RE100 de Climate Group buscan que más empresas en México puedan tomar esta decisión con información sólida y convertirla en proyectos que fortalezcan su competitividad y contribuyan a la transición energética del país.

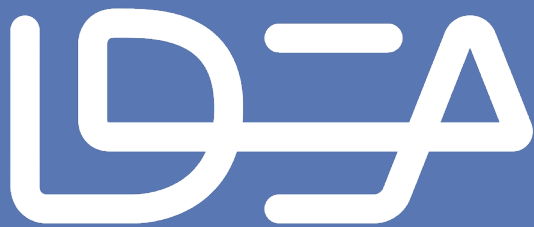
Bibliografía



- CDP (2025a) CDP full corporate questionnaire. Londres: CDP. Disponible en: <https://www.cdp.net/es/disclose/question-bank>
- CDP (2025b) CDP technical note: Accounting of Scope 2 emissions. Londres: CDP. Disponible en: https://cdn.cdp.net/cdp-production/cms/guidance_docs/pdfs/000/000/415/original/CDP-Accounting-of-Scope-2-Emissions.pdf (Consultado: 16 de octubre de 2026).
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (1981) Ley Federal de Derechos. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 31 de diciembre. Última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 7 de noviembre de 2025. Disponible en: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lfd.htm>
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (1988) Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 28 de enero. Última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de diciembre de 2025. Disponible en: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lgeepa.htm>
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2018) Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 5 de junio. Última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1 de abril de 2024. Disponible en: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lgdfs.htm> (Consultado: 18 de octubre de 2026).
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2025) Ley del Sector Eléctrico. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 18 de marzo. Disponible en: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lse.htm>
- Centro Nacional de Control de Energía (2026) Aviso importante: actualización de la Garantía Indicativa (GI). Ciudad de México: CENACE, SIASIC. Disponible en: <https://siasic.apps.cloud.cenace.gob.mx>
- Climate Group y CDP (2025) RE100 technical criteria + appendices. Versión 5.0. Londres: Climate Group, 24 de marzo. Disponible en: <https://www.there100.org/technical-guidance>
- Comisión Nacional de Energía (2025a) Acuerdo de la Comisión Nacional de Energía por el que se emiten las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos legales, técnicos y financieros para solicitar el otorgamiento y la modificación de permisos de generación y almacenamiento de energía eléctrica. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 23 de octubre. Disponible en: <https://sidof.segob.gob.mx/notas/5770667>
- Comisión Nacional de Energía (2025b) Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General para regular la figura de Autoconsumo de Energía Eléctrica. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 12 de diciembre. Disponible en: <https://sidof.segob.gob.mx/notas/5776013>

- Comisión Reguladora de Energía (2017) Resolución RES/142/2017 por la que se expiden las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 7 de marzo. Disponible en: <https://sidof.segob.gob.mx/notas/5474790>
- Gobierno de México (2025) Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional 3.0 de México. Ciudad de México: SEMARNAT, noviembre. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/1039338/NDC_3.0_Mexico.pdf
- Global Reporting Initiative (2016a) GRI 302: Energía 2016. Ámsterdam: GRI. Disponible en: <https://www.globalreporting.org/how-to-use-the-gri-standards/gri-standards-english-language/>
- Global Reporting Initiative (2016b) GRI 305: Emisiones 2016. Ámsterdam: GRI. Disponible en: <https://www.globalreporting.org/how-to-use-the-gri-standards/gri-standards-english-language/>
- Global Reporting Initiative (2025a) GRI 102: Climate Change 2025. Ámsterdam: GRI. Disponible en: <https://www.globalreporting.org/how-to-use-the-gri-standards/gri-standards-english-language/>
- Global Reporting Initiative (2025b) GRI 103: Energy 2025. Ámsterdam: GRI. Disponible en: <https://www.globalreporting.org/how-to-use-the-gri-standards/gri-standards-english-language/>
- use-the-gri-standards/gri-standards-english-language/
- ICM (2026) Modelo LCOE/WACC [modelo financiero propio], agosto.
- International Accounting Standards Board (2016) IFRS 16 Leases. Londres: IFRS Foundation. Disponible en: <https://www.ifrs.org/issued-standards/list-of-standards/ifrs-16-leases/>
- International Energy Agency (2026) Electrification Special Report. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1c696cc3-e251-46a9-8d4d-9ed-b2a4e806a/Electrification.pdf>
- International Sustainability Standards Board (2023) IFRS S2 Climate-related Disclosures. Londres: IFRS Foundation. Disponible en: <https://www.ifrs.org/issued-standards/ifrs-sustainability-standards-navigator/ifrs-s2-climate-related-disclosures/>
- Presidencia de la República (2000) Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación del Impacto Ambiental. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 30 de mayo. Última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/131765/30._REGLAMENTO_DE_LA_LGEEPA_EN_MATERIA_DE_EVALUACION_DEL_IMPACTO_AMBIENTAL.pdf
- Presidencia de la República (2025) Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 3 de octubre. Disponible en: <https://www.dipu->

- tados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LSE.pdf
- Science Based Targets initiative (2026) Corporate Net-Zero Standard. Version 2.0. Londres: SBTi. Disponible en: <https://sciencebasedtargets.org/corporate-net-zero-standard-v2>
- Secretaría de Energía (2012) Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (utilización). Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 29 de noviembre. Disponible en: <https://sidof.segob.gob.mx/notas/5280607>
- Secretaría de Energía (2018) Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 9 de febrero. Disponible en: <https://sidof.segob.gob.mx/notas/5512744>
- Secretaría de Energía (2026) Acuerdo por el que se emiten los Lineamientos para la implementación de la Ventanilla Única de Autoconsumo. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 8 de mayo. Disponible en: <https://sidof.segob.gob.mx/notas/5786923> (Consultado: 16 de octubre de 2026).
- Secretaría del Trabajo y Previsión Social (2011) Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2011, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo – Condiciones de seguridad. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 29 de diciembre. Disponible en: <https://sidof.segob.gob.mx/notas/5227363>
- Task Force on Climate-related Financial Disclosures (2017) Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures. Basilea: Financial Stability Board. Disponible en: <https://assets.bbhub.io/company/sites/60/2021/10/FINAL-2017-TCFD-Report.pdf>
- World Resources Institute y World Business Council for Sustainable Development (2004) The Greenhouse Gas Protocol: A corporate accounting and reporting standard (ed. rev.). Washington, D. C. y Ginebra: WRI y WBCSD. Disponible en: <https://ghgprotocol.org/corporate-standard>
- World Resources Institute y World Business Council for Sustainable Development (2015) GHG Protocol Scope 2 guidance: An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard. Washington, D. C.: WRI. Disponible en: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/Scope%202%20Guidance.pdf>



Instituto de Desarrollo
Energía y Ambiente

ideathinktank.org.mx