AUTOCONSUMO:
de la idea a la operación

Manual 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 responsabilizan 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

Contenido

Siglas y acrónimos 9
Presentación 13
Capítulo 1. Marco regulatorio aplicado por tipo de empresa y configuración 16
1.1 Panorama del autoconsumo 16
1.2 Configuraciones para autoconsumo de fuentes renovables 17
1.3 Tablas de costos 24
1.4 Requisitos para la solicitud de permisos con base en el formato de la Comisión Nacional de Energía (CNE)* 26
1.5 Ejemplos de esquemas de autoconsumo 27
1.6 Fundamento legal por tema 36
Consideraciones 38
Capítulo 2. Caracterización técnica por tecnología, perfil de usuario y escala 41
2.1 Tecnologías consideradas 41
2.2 Marco de tecnologías habilitadas para autoconsumo 42
2.3 Fichas de tecnología 43
2.4 Análisis comparativo entre tecnologías 52
2.5 Criterios preliminares de selección de tecnología 58
Consideraciones 60
Capítulo 3. Parámetros financieros de referencia por tecnología y escala 62
3.1 Premisas metodológicas 62
3.2 CAPEX y OPEX de referencia — mercado nacional 2026 64
3.3 Indicadores de desempeño económico bajo escenarios típicos 69
3.4 Análisis de sensibilidad 73
3.5 Ejemplos numéricos aplicados 77
Consideraciones 80
Capítulo 4. Esquemas de adquisición y financiamiento 83
4.1 Panorama comparativo de los esquemas 83
4.2 Compra directa 85
4.3 PPA — Contrato de compraventa de energía 92
4.4 Arrendamiento 99
4.5 ESCO — Empresa de servicios energéticos 104
4.6 Matriz de selección por perfil directivo 110

Consideraciones....113
Capítulo 5. Criterios ESG y alineación con estándares de reporte corporativo....115
5.1 Por qué medir y reportar los beneficios....115
5.2 Metodología para estimar y reportar la reducción de emisiones de GEI conforme al GHG Protocol y los factores de emisión del Sistema Eléctrico Nacional....116
5.3 Criterios de alineación de empresas e industrias bajo el modelo de autoconsumo con GRI Standards, CDP, TCFD/ISSB, SBTi y RE100....120
5.4 Argumentos de valor para presentar proyectos de autoconsumo ante consejos de administración en el contexto de compromisos de carbono neto cero....131
5.5 Posicionamiento....133
Consideraciones....134
Capítulo 6. Tablas comparativas y matrices de decisión....136
6.1 Cómo usar las herramientas....136
6.2 Herramienta 1 — Tabla maestra de comparación tecnológica....137
6.3 Herramienta 2 — Matrices de adecuación....141
6.4 Herramienta 3 — Cuadros de esquemas de contratación por perfil directivo....145
6.5 Herramienta 4 — Guía rápida de indicadores financieros....148
6.6 Lista de verificación y ruta regulatoria....151
Consideraciones....153
Capítulo 7. Casos de referencia de generación en sitio....156
7.1 Metodología y lectura de los casos....156
7.2 Resumen de los nueve casos....158
7.3 Casos nacionales — México....158
7.4 Casos internacionales — mercados de referencia....164
7.5 Aprendizajes transversales....171
Consideraciones....173
Consideraciones finales....174
Glosario....175
Bibliografía....180

Índice de tablas

Tabla 1.1. Trámites y costos de la configuración 1: interconectado de 0.7 a 20 MW..... 18
Tabla 1.2. Trámites y costos de la configuración 2: interconectado mayor a 20 MW 19
Tabla 1.3. Trámites y costos de la configuración 3: aislado de 0.7 a 20 MW..... 22
Tabla 1.4. Trámites y costos de la configuración 4: aislado mayor a 20 MW 24
Tabla 1.5. Costos de evaluación ambiental (art. 194-H de la Ley Federal de Derechos) (Cámara de Diputados, 1981; reformada en 2025)..... 24
Tabla 1.6. Evaluación de cambio de uso de suelo (art. 194-M de la Ley Federal de Derechos) (Cámara de Diputados, 1981; reformada en 2025) 25
Tabla 1.7. Costos de referencia para cambio de uso de suelo por hectárea según zona ecológica (MXN) 25
Tabla 1.8. Requisitos para la solicitud de permisos ante la CNE 26
Tabla 1.9. Fundamento legal por tema 36
Tabla 2.1. Comparativo consolidado de parámetros técnicos por tecnología..... 52
Tabla 2.2. Diferencias entre el autoconsumo de hasta 20 MW y el mayor a 20 MW..... 58
Tabla 3.1. Supuestos macrofinancieros de referencia..... 64
Tabla 3.2. CAPEX y OPEX de referencia por escala: solar fotovoltaica 65
Tabla 3.3. Costos regulatorios y administrativos por configuración de autoconsumo ... 66
Tabla 3.4. Construcción del WACC por tecnología y escala..... 68
Tabla 3.5. Costo nivelado de la energía (LCOE) por tecnología y escala 69
Tabla 3.6. Autoconsumo comercial: indicadores por escenario de financiamiento..... 70
Tabla 3.7. Autoconsumo comercial: indicadores según el nivel de CAPEX 70
Tabla 3.8. Autoconsumo industrial: indicadores por escenario de financiamiento..... 70
Tabla 3.9. Autoconsumo industrial: indicadores según el nivel de CAPEX 70
Tabla 3.10. Sensibilidad univariada del autoconsumo comercial..... 73
Tabla 3.11. Sensibilidad univariada del autoconsumo industrial..... 74
Tabla 3.12. Factores regulatorios con efecto económico 77
Tabla 3.13. Ejemplo A: central de 0.7 MW en el umbral de la figura..... 78
Tabla 3.14. Ejemplo B: central de 5 MW por la Ventanilla Única..... 79
Tabla 3.15. Ejemplo C: central de 25 MW fuera de la Ventanilla Única 80
Tabla 4.1. Panorama comparativo de los cuatro esquemas 83
Tabla 4.2. Comparación económica de los cuatro esquemas sobre el proyecto de referencia..... 85

Tabla 4.3. Compra directa: actores y roles 86
Tabla 4.4. Compra directa: implicaciones financieras..... 87
Tabla 4.5. Compra directa: distribución de riesgos 88
Tabla 4.6. Aranceles preferenciales PROSEC para equipo de generación (fracción 8501.31.01) 89
Tabla 4.7. Cláusulas críticas del contrato de construcción 90
Tabla 4.8. Compra directa: ilustración numérica sobre el proyecto de referencia 91
Tabla 4.9. PPA: actores y roles 93
Tabla 4.10. PPA: implicaciones financieras 94
Tabla 4.11. PPA: distribución de riesgos 96
Tabla 4.12. Cláusulas críticas del contrato de compraventa de energía 97
Tabla 4.13. PPA: ilustración numérica sobre el proyecto de referencia 98
Tabla 4.14. Arrendamiento: actores y roles..... 99
Tabla 4.15. Arrendamiento: implicaciones financieras.....100
Tabla 4.16. Arrendamiento: distribución de riesgos 102
Tabla 4.17. Cláusulas críticas del contrato de arrendamiento 103
Tabla 4.18. Arrendamiento: ilustración numérica sobre el proyecto de referencia 104
Tabla 4.19. ESCO: actores y roles 105
Tabla 4.20. ESCO: implicaciones financieras por configuración 106
Tabla 4.21. ESCO: distribución de riesgos 107
Tabla 4.22. Elementos del protocolo de medición y verificación 108
Tabla 4.23. ESCO: ilustración numérica sobre el proyecto de referencia.....109
Tabla 4.24. Matriz de selección por perfil directivo 110
Tabla 5.1. Marcos e iniciativas de reporte corporativo y su función 121
Tabla 5.2. Matriz de información para la alineación y el reporte corporativo 127
Tabla 6.1. Secuencia de uso de las herramientas en una sesión de decisión.....137
Tabla 6.2. Tabla maestra de comparación tecnológica 138
Tabla 6.3. Matriz de adecuación por tipo de empresa 141
Tabla 6.4. Matriz de adecuación por escala.....142
Tabla 6.5. Matriz de adecuación por condicionantes de sitio.....142
Tabla 6.6. Figura aplicable, vía y plazos por tramo de capacidad 144
Tabla 6.7. Cuadro para el CFO / Dirección de Finanzas.....145
Tabla 6.8. Cuadro para la Dirección de Operaciones 146

Tabla 6.9. Cuadro para la Dirección Jurídica / Regulatoria 146
Tabla 6.10. Cuadro para la Dirección General 147
Tabla 6.11. Guía rápida de indicadores financieros.....148
Tabla 6.12. Indicadores adicionales para el análisis de financiamiento.....150
Tabla 6.13. Indicador adecuado según la pregunta de decisión.....150
Tabla 6.14. Umbrales de referencia para el comité de inversión 151
Tabla 6.15. Determinación de la figura aplicable 152
Tabla 6.16. Instituciones y plazos comprometidos bajo la VUA 152
Tabla 7.1. Equivalencias entre los casos y el marco mexicano vigente 157
Tabla 7.2. Resumen de los nueve casos de referencia 158

Índice de esquemas, diagramas y gráficos

Diagrama 1.1. Configuración 1: autoconsumo interconectado de 0.7 a 20 MW..... 17
Diagrama 1.2. Configuración 2: autoconsumo interconectado mayor a 20 MW..... 19
Diagrama 1.3. Configuración 3: autoconsumo aislado de 0.7 a 20 MW..... 21
Diagrama 1.4. Configuración 4: autoconsumo aislado mayor a 20 MW..... 23
Esquema 1.1. Autoconsumo interconectado con toma de Faltantes 27
Esquema 1.2. Autoconsumo interconectado con entrega de Excedentes 28
Esquema 1.3. Autoconsumo interconectado con entrega de Excedentes y SAEE 29
Esquema 1.4. Autoconsumo aislado con compra de Faltantes 30
Esquema 1.5. Autoconsumo aislado o interconectado con SAEE 31
Esquema 1.6. Autoconsumo aislado o interconectado con generación distribuida de usuarias 32
Esquema 1.7. Autoconsumo aislado o interconectado con usuarias en red privada..... 33
Esquema 1.8. Autoconsumo aislado o interconectado con generación en predio distinto 34
Esquema 1.9. Autoconsumo aislado sin interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional 35
Diagrama 2.1. Disponibilidad relativa del recurso natural por región y tecnología..... 42
Gráfico 2.1. Generación de referencia de una central solar fotovoltaica de 2 MW..... 44
Gráfico 2.2. Generación de referencia de una central eólica de 2 MW..... 46
Diagrama 2.2. Dimensionamiento de referencia del SAEE según caso de uso en autoconsumo..... 51
Gráfico 2.3. Rango de factor de planta por tecnología..... 53
Gráfico 2.4. Requerimiento de área por MW instalado por tecnología 54
Gráfico 2.5. Rango de capacidad típica por tecnología en proyectos de autoconsumo. 55
Gráfico 3.1. Sensibilidad univariada del autoconsumo comercial..... 74
Gráfico 3.2. Sensibilidad univariada del autoconsumo industrial..... 75
Gráfico 4.1. Comparación de los cuatro esquemas sobre el proyecto de referencia..... 92
Diagrama 4.1. Árbol de decisión abreviado para la selección del esquema 112

Siglas y acrónimos

Sigla	Significado
AC / DC	Corriente alterna / corriente directa (relación DC/AC de los sistemas fotovoltaicos)
Bancomext	Banco Nacional de Comercio Exterior
CAPEX	Gasto de inversión de capital (Capital Expenditure)
CDP	Sistema global de divulgación ambiental (antes Carbon Disclosure Project)
CEL	Certificado de Energías Limpias
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFO	Director de Finanzas (Chief Financial Officer)
CNE	Comisión Nacional de Energía
COA	Cédula de Operación Anual
CONAFOR	Comisión Nacional Forestal
CRE	Comisión Reguladora de Energía (régimen anterior a la LSE 2025)
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
DOF	Diario Oficial de la Federación
DSCR	Índice de cobertura del servicio de deuda (Debt Service Coverage Ratio)
EBIT	Utilidad antes de intereses e impuestos (Earnings Before Interest and Taxes)
EBITDA	Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización
EMBI	Índice de bonos de mercados emergentes (Emerging Markets Bond Index), referencia de riesgo país
EPC	Ingeniería, procura y construcción (Engineering, Procurement and Construction)
ERA5	Reanálisis climático global del Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Plazo Medio (ECMWF)
ESCO	Empresa de Servicios Energéticos (Energy Service Company)
ESG	Criterios ambientales, sociales y de gobernanza (Environmental, Social and Governance)
ESPC	Contrato de desempeño energético (Energy Savings Performance Contract)

ETJ	Estudio Técnico Justificativo (cambio de uso de suelo)
FDA	Administración de Alimentos y Medicamentos de EE. UU. (Food and Drug Administration), caso de la ficha 9
FIRA	Fideicomisos Instituidos en Relación con la Agricultura
FIX	Tipo de cambio FIX que publica el Banco de México
FV	Fotovoltaica
GAAP	Principios de contabilidad generalmente aceptados (Generally Accepted Accounting Principles)
GDMTH / GDMTO / PDBT	Tarifas eléctricas de CFE: gran demanda en media tensión horaria / gran demanda en media tensión ordinaria / pequeña demanda en baja tensión
GEI	Gases de efecto invernadero
GHG Protocol	Protocolo de Gases de Efecto Invernadero (Greenhouse Gas Protocol)
GHI	Irradiación horizontal global (Global Horizontal Irradiance)
GRI	Global Reporting Initiative
I-REC	Certificado internacional de energía renovable (International Renewable Energy Certificate)
IAS	Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards)
IFRS	Normas Internacionales de Información Financiera (International Financial Reporting Standards)
IPMVP	Protocolo Internacional de Medición y Verificación del Desempeño (International Performance Measurement and Verification Protocol)
IPP	Productor independiente de energía (Independent Power Producer)
ISO	Organización Internacional de Normalización (normas ISO 14001 y 50001)
ISR	Impuesto sobre la Renta
ISSB	Consejo de Normas Internacionales de Sostenibilidad (International Sustainability Standards Board)
Kd / Ke	Costo de la deuda / costo del capital propio
KMZ	Formato de archivo geográfico (Google Earth)
LCNE	Ley de la Comisión Nacional de Energía
LCOE	Costo nivelado de la energía (Levelized Cost of Energy)
LCOS	Costo nivelado del almacenamiento (Levelized Cost of Storage)
LEED	Certificación de edificación sustentable (Leadership in Energy and Environmental Design)

LIGIE	Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación
LISR	Ley del Impuesto sobre la Renta
LPTE	Ley de Planeación y Transición Energética
LSE	Ley del Sector Eléctrico
M&V	Medición y verificación
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MIA	Manifestación de Impacto Ambiental
MIC	Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga
MISSE	Manifestación de Impacto Social del Sector Energético
Nafin	Nacional Financiera
NIF	Normas de Información Financiera (México)
NodoP	Nodo de precio
O&M	Operación y mantenimiento
OPEX	Gastos de operación (Operational Expenditure)
P50 / P90	Estimaciones de producción con 50% y 90% de probabilidad de ser superadas
PML	Precio Marginal Local
PPA	Contrato de compraventa de energía (Power Purchase Agreement)
PROSEC	Programas de Promoción Sectorial
RE100	Iniciativa global de empresas comprometidas con 100% de electricidad renovable
RGD	Redes Generales de Distribución
RLSE	Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico
RM	Representante de Mercado
RNT	Red Nacional de Transmisión
SAEE	Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica
SBTi	Science Based Targets initiative
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SPV	Vehículo de propósito específico (Special Purpose Vehicle)
SSB	Suministradora de Servicios Básicos
TCFD	Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima (Task Force on Climate-related Financial Disclosures)

TIR	Tasa interna de retorno
UCPM	Usuario Calificado Participante del Mercado
USB	Usuario de Suministro Básico
USC	Usuario de Suministro Calificado
UST	Bonos del Tesoro de EE. UU. (U.S. Treasury), tasa libre de riesgo
VPN	Valor presente neto
VUA	Ventanilla Única de Autoconsumo
WACC	Costo promedio ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital)
WRI / WBCSD	World Resources Institute / World Business Council for Sustainable Development

Monedas y unidades

Sigla	Significado
USD / MXN / CAD	Dólares estadounidenses / pesos mexicanos / dólares canadienses
kW / MW	Kilowatt / megawatt (potencia)
kWh / MWh / GWh	Kilowatt-hora / megawatt-hora / gigawatt-hora (energía)
kW-AC / kW-DC	Potencia en corriente alterna / en corriente directa
tCO_2e	Toneladas de CO_2 equivalente

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 limpias. 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 ($MtCO_2e$) en 2035, o a entre 332 y 363 $MtCO_2e$ 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.

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, 2025a; 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 (SENER, 2026).

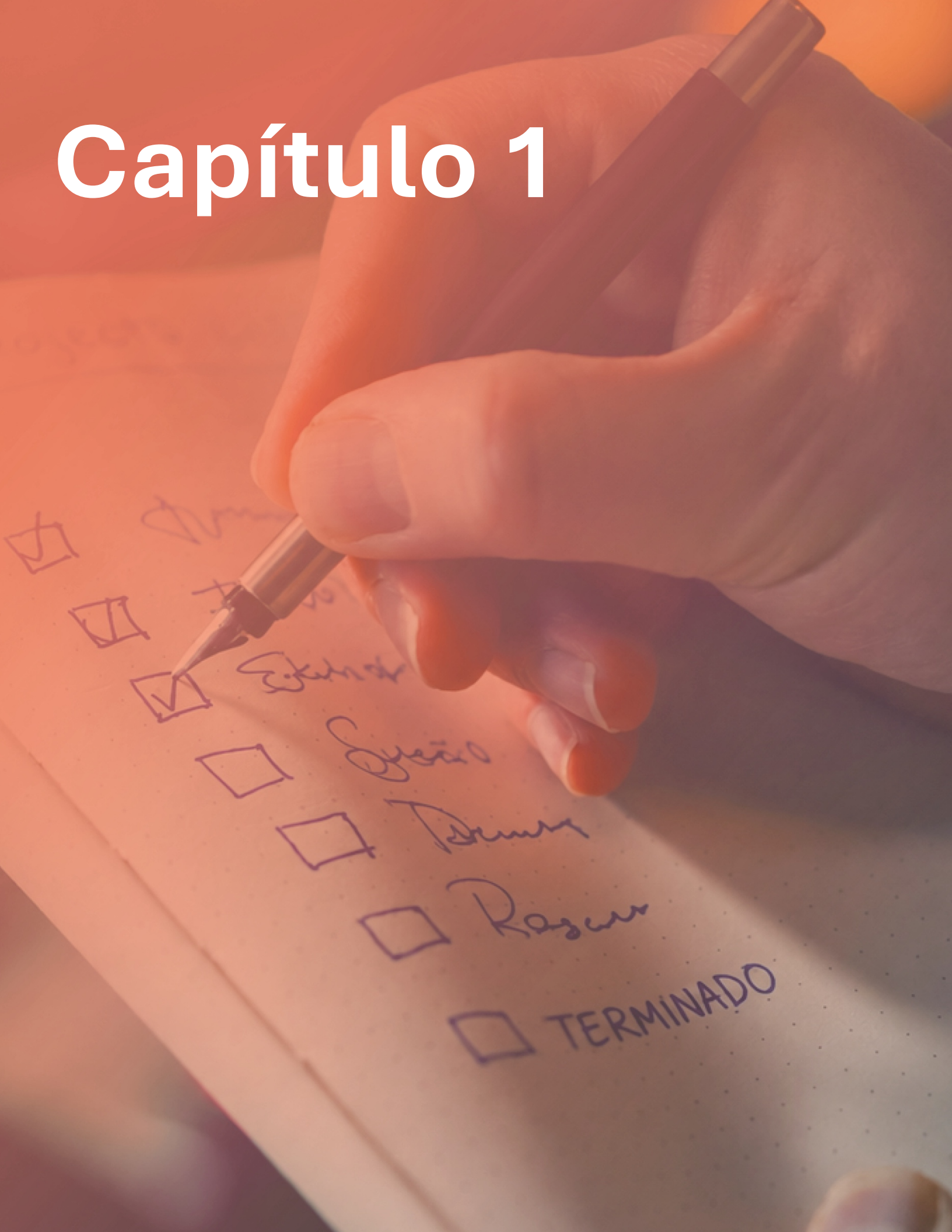
Esta figura aporta a la seguridad energética, porque suma generación cerca de los centros de consumo y complementa al Sistema Eléctrico Nacional, y contribuye a una transición energética justa, porque amplía la participación de los sectores productivos en la generación con energías limpias.

Llevar un proyecto de la evaluación inicial a la operación comercial requiere resolver con detalle preguntas de distinta naturaleza: qué configuración corresponde al sitio, qué tecnología se ajusta al perfil de consumo, cuánto cuesta y cómo se financia, qué trámites deben cumplirse y cómo se miden y reportan sus beneficios.

Por ello, el Instituto de Desarrollo, Energía y Ambiente (IDEA), en colaboración con la campaña RE100 de Climate Group, presenta el Manual de implementación, segundo documento de la serie Autoconsumo: de la IDEA a la operación. La serie se complementa con la Guía para la toma de decisiones, que ofrece una ruta para evaluar el autoconsumo etapa por etapa. Este Manual reúne el contenido técnico, regulatorio, financiero y de sostenibilidad que sustenta cada una de esas decisiones, y puede consultarse de manera independiente.

El Manual se organiza en siete capítulos. El capítulo 1 presenta el marco regulatorio y las configuraciones de autoconsumo; el capítulo 2 caracteriza las tecnologías de generación y almacenamiento; los capítulos 3 y 4 desarrollan los parámetros financieros y los esquemas de adquisición y financiamiento; el capítulo 5 aborda la medición y el reporte de los beneficios ambientales; el capítulo 6 reúne herramientas comparativas para la toma de decisiones, y el capítulo 7 documenta casos de referencia nacionales e internacionales. Cada capítulo inicia con su objetivo y alcance, y cierra con consideraciones para la toma de decisiones. Con ambos documentos, IDEA busca generar insumos para que las decisiones sobre autoconsumo se tomen con información sólida y respondan a las necesidades reales de cada empresa.

Capítulo 1



Capítulo 1. Marco regulatorio aplicado por tipo de empresa y configuración

Objetivo y alcance. Este capítulo presenta el marco regulatorio que aplica a los proyectos de autoconsumo según su capacidad y modalidad. Para ello, describe de manera general las configuraciones y esquemas de funcionamiento de la figura, además de enumerar y explicar de forma breve sus costos de referencia y los trámites y requisitos necesarios para solicitar el permiso de generación. Con esta información, la empresa puede identificar qué ruta regulatoria seguiría su proyecto y qué obligaciones asumiría desde el inicio.

1.1 Panorama del autoconsumo

El marco regulatorio de autoconsumo es probablemente el más desarrollado de todos los modelos de generación de la Ley del Sector Eléctrico (LSE). Busca facilitar que los consumidores medianos y grandes generen su propia energía, complementando así la generación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (Cámara de Diputados, 2025a).

Para simplificar, el autoconsumo puede clasificarse en cuatro grandes configuraciones. Dos corresponden a centrales con una capacidad instalada igual o mayor a 0.7 MW y hasta 20 MW, cuyo trámite se realiza de manera ágil y electrónica mediante la Ventanilla Única de Autoconsumo (VUA), ya sean aisladas o interconectadas (SENER, 2026). Las otras dos comprenden centrales con capacidad superior a 20 MW, sujetas al procedimiento ordinario, también en sus configuraciones aislada o interconectada (CNE, 2025c).

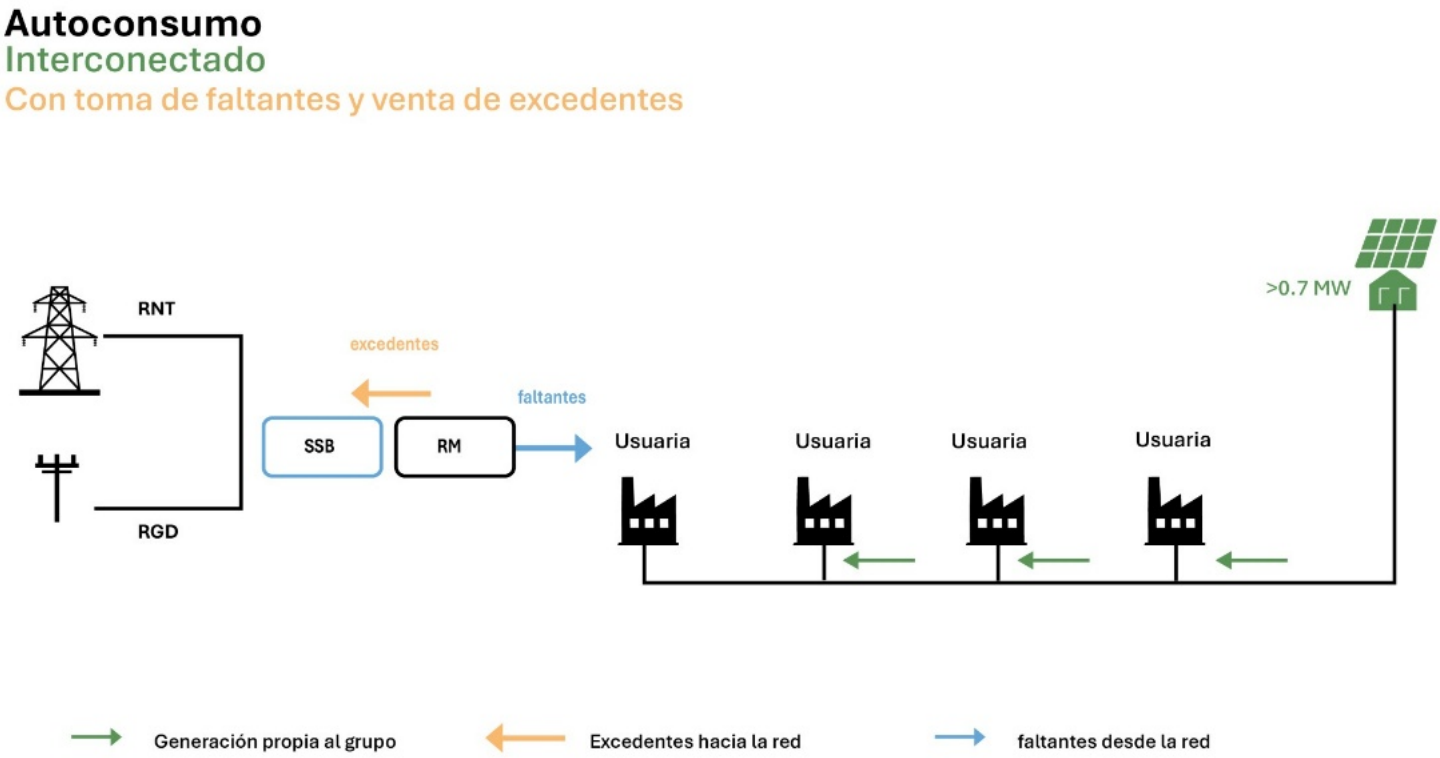
1. Interconectado ≥0.7 MW a 20 MW (trámite en VUA)
2. Interconectado mayor a 20 MW
3. Aislado ≥0.7 MW a 20 MW (trámite en VUA)
4. Aislado mayor a 20 MW

En los cuatro casos, los proyectos deben evaluar su impacto ambiental (Cámara de Diputados, 1988; Presidencia de la República, 2000) y obtener el permiso de generación de la Comisión Nacional de Energía (CNE) (CNE, 2025b). Sin embargo, los requerimientos en materia social y los estudios de interconexión dependerán de la configuración, la capacidad y las características específicas de cada proyecto. A continuación, se presentan las fichas correspondientes a los trámites aplicables a cada una de estas cuatro configuraciones.

1.2 Configuraciones para autoconsumo de fuentes renovables

CONFIGURACIÓN 1. INTERCONECTADO 0.7-20 MW

Diagrama 1.1. Configuración 1: autoconsumo interconectado de 0.7 a 20 MW



La única configuración que opera en los dos sentidos. Requiere Representante de Mercado para la compra de faltantes y para la venta de excedentes. El representante de mercado es obligatorio en ambos flujos. Hasta que se actualicen las Reglas del Mercado se requieren dos representaciones separadas.

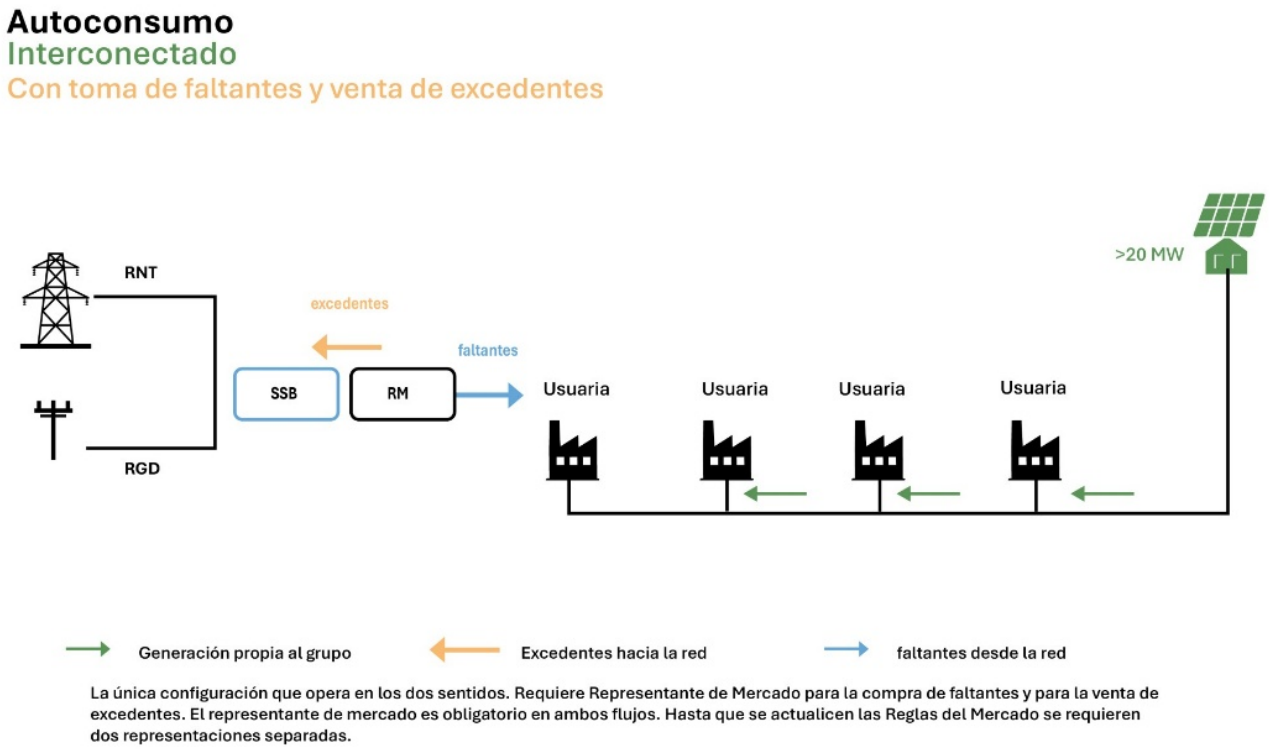
Siglas: RNT. Red Nacional de Transmisión | RGD. Redes Generales de Distribución | SSB. Suministrador de Servicios Básicos | RM. Representante de Mercado | MW. Megawatts

Tabla 1.1. Trámites y costos de la configuración 1: interconectado de 0.7 a 20 MW

TRÁMITE	COSTO DEL TRÁMITE	COMENTARIOS
Permiso de generación CNE	**Sin costo para renovables** (art. 56 Bis, Ley Federal de Derechos) (Cámara de Diputados, 1981) No se cobrará por el análisis, la evaluación de la solicitud, y en su caso, tampoco por la expedición o modificación del título de permiso.	La solicitud del permiso de generación, la Manifestación de Impacto Social del Sector Energético (MISSE) y sus anexos III y IV se presentan de manera conjunta y simultánea a través de la VUA, que es en formato electrónico (SENER, 2026).
MISSE Secretaría de Energía (SENER)	**Sin costo**	
Estudios de interconexión CENACE	• De 0.7 a 2 MW $285,458.00 • De 2 a 4 MW $356,822.00 • De 4 a 6 MW $428,286.00 • De 6 a 8 MW $570,916.00 • De 8 a 10 MW $642,280.00 • De 10 a 20 MW $1,338,083.00	*Fuente: Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, DOF, 9/02/2018 (SENER, 2018a)*
Estudios ambientales SEMARNAT	**Informe Preventivo** $17,975.34 **Manifestación de Impacto Ambiental (MIA)** entre $48,338.98 y $96,680.23 **Cambio de uso de suelo** depende de la extensión y tipo de suelo. (Ver secciones 1.3, 1.4 y 1.5)	**Informe Preventivo:** parques industriales o zonas ya impactadas. **MIA**: sitios sin impacto previo. **Estudio Técnico Justificativo (ETJ)** de cambio de uso de suelo, en terrenos forestales. El cambio de uso de suelo se paga de acuerdo con las hectáreas y tipo de vegetación. --- La documentación de los estudios ambientales se presenta directamente ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). (Presidencia de la República, 2000)

CONFIGURACIÓN 2. INTERCONECTADO MAYOR DE 20 MW

Diagrama 1.2. Configuración 2: autoconsumo interconectado mayor a 20 MW



Siglas: RNT. Red Nacional de Transmisión | RGD. Redes Generales de Distribución | SSB. Suministrador de Servicios Básicos | RM. Representante de Mercado | MW. Megawatts

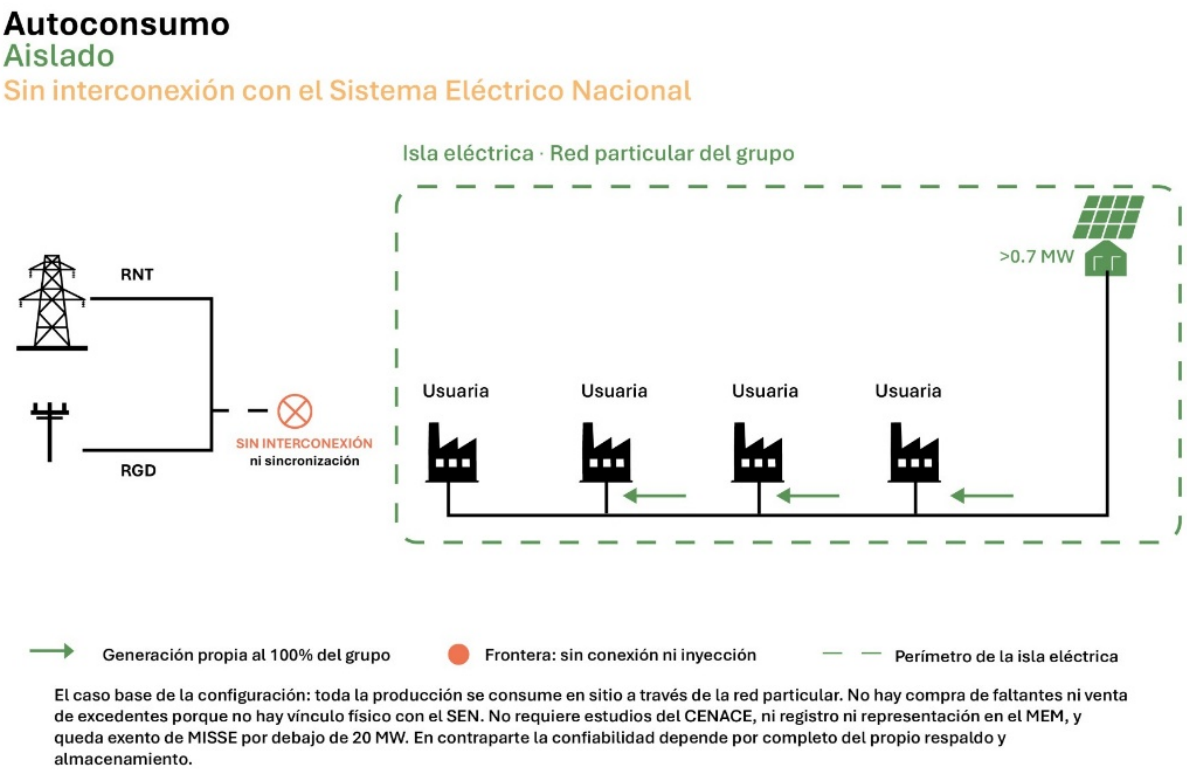
Tabla 1.2. Trámites y costos de la configuración 2: interconectado mayor a 20 MW

TRÁMITE	COSTO	COMENTARIOS
Estudios de interconexión CENACE (Fuente. Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, DOF, 9/02/2018 (SENER, 2018a))	De 20 a 30 MW $1,338,083.00	El primer paso es presentar los anexos III y IV al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) junto con pago correspondiente. Estos se presentan en la Ventanilla Energía, de manera electrónica. (Aquí ya no se puede utilizar la VUA). La solicitud de permiso de generación requiere que se presenten los resultados
	De 30 a 100 MW $1,784,111.00	

TRÁMITE	COSTO	COMENTARIOS
		por lo menos de impacto en redes como parte del expediente de solicitud.
		Como segundo paso, se presentan la MISSE y los estudios ambientales, dependiendo el caso, sin que exista un orden obligatorio entre ambas.
MISSE SENER	**Sin costo**	La MISSE se presenta a la Ventanilla de Energía.
Estudios ambientales SEMARNAT	**Informe Preventivo** $17,975.34 **MIA** entre $48,338.98 y $96,680.23 **Cambio de uso de suelo** depende de la extensión y tipo de suelo. (Ver secciones 1.3, 1.4 y 1.5)	Los acuses correspondientes deberán integrarse al expediente de solicitud del permiso de generación. **Informe Preventivo:** parques industriales o zonas ya impactadas. **MIA**: sitios sin impacto previo. **ETJ** de cambio de uso de suelo, en terrenos forestales. El cambio de uso de suelo se paga de acuerdo con las hectáreas y tipo de vegetación. --- La documentación de los estudios ambientales se presenta directamente ante la SEMARNAT. (Presidencia de la República, 2000).
Permiso de generación CNE	**Sin costo para renovables** (art. 56 Bis, Ley Federal de Derechos) (Cámara de Diputados, 1981) No se cobrará por el análisis, la evaluación de la solicitud, y en su caso, tampoco por la expedición o modificación del título de permiso.	El tercer paso es el permiso de generación que se presenta la solicitud junto con oficio de ingreso de MISSE, el oficio de ingreso del trámite ambiental y el resultado de estudio de impacto en redes de CENACE.

CONFIGURACIÓN 3. AISLADO 0.7-20 MW

Diagrama 1.3. Configuración 3: autoconsumo aislado de 0.7 a 20 MW



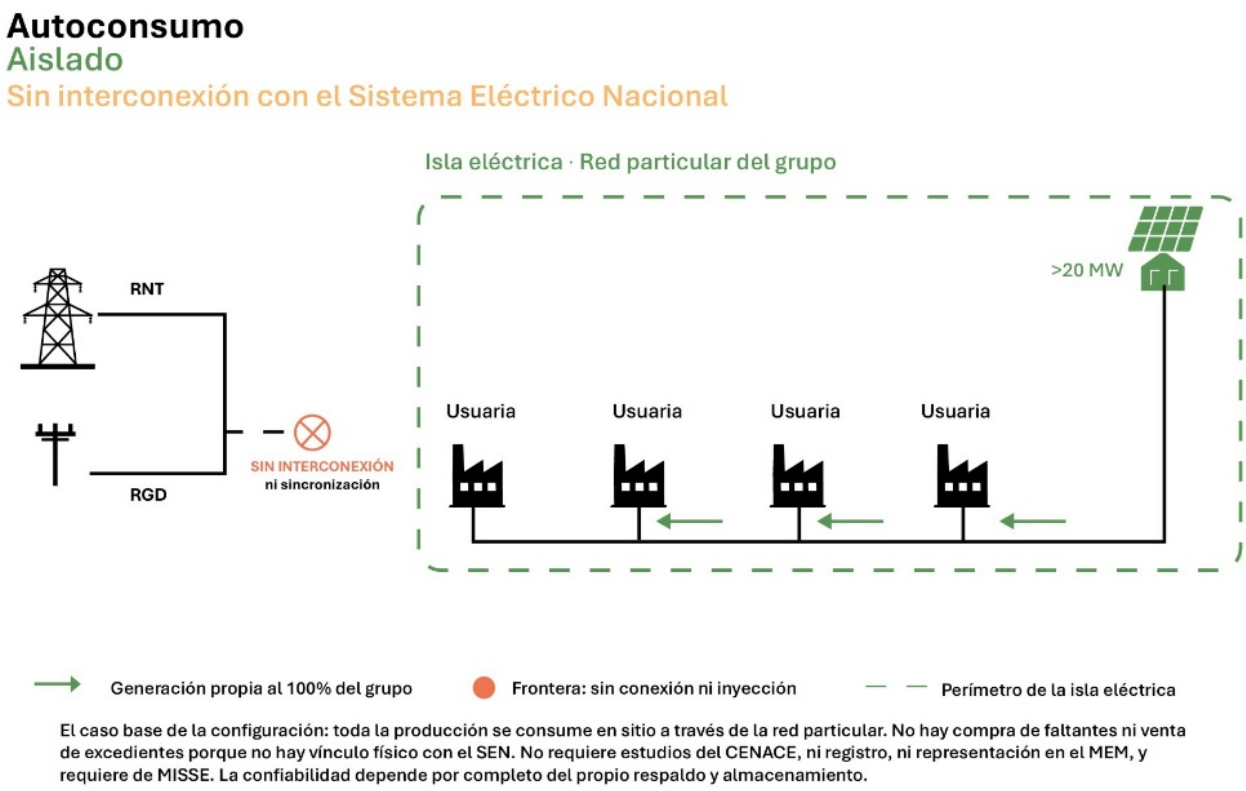
El caso base de la configuración: toda la producción se consume en sitio a través de la red particular. No hay compra de faltantes ni venta de excedentes porque no hay vínculo físico con el SEN. No requiere estudios del CENACE, ni registro ni representación en el MEM, y queda exento de MISSE por debajo de 20 MW. En contraparte la confiabilidad depende por completo del propio respaldo y almacenamiento.

Siglas: RNT. Red Nacional de Transmisión | RGD. Redes Generales de Distribución | SEN. Sistema Eléctrico Nacional | MEM. Mercado Eléctrico Mayorista | MW. Megawatts

Tabla 1.3. Trámites y costos de la configuración 3: aislado de 0.7 a 20 MW

TRÁMITE	COSTO	COMENTARIOS
Estudios ambientales SEMARNAT	**Informe Preventivo** $17,975.34 **MIA** entre $48,338.98 y $96,680.23 **Cambio de uso de suelo** depende de la extensión y tipo de suelo. (Ver secciones 1.3, 1.4 y 1.5)	**Informe Preventivo:** parques industriales o zonas ya impactadas. **MIA**: sitios sin impacto previo. **ETJ** de cambio de uso de suelo, en terrenos forestales. El cambio de uso de suelo se paga de acuerdo con las hectáreas y tipo de vegetación. --- La documentación de los estudios ambientales se presenta directamente ante la SEMARNAT. (Presidencia de la República, 2000)
Permiso de generación CNE	**Sin costo con renovables** (art. 56 Bis, Ley Federal de Derechos) (Cámara de Diputados, 1981)	El segundo paso es el permiso de generación que se presenta la solicitud junto con el oficio de ingreso del trámite ambiental.
	Nota: *en esta Configuración no se requiere MISSE ni estudios de interconexión.*	

Diagrama 1.4. Configuración 4: autoconsumo aislado mayor a 20 MW



Siglas: RNT. Red Nacional de Transmisión | RGD. Redes Generales de Distribución | MW. Megawatts

Tabla 1.4. Trámites y costos de la configuración 4: aislado mayor a 20 MW

TRÁMITE	COSTO	COMENTARIOS
MISSE SENER	**Sin costo**	La MISSE y los estudios ambientales se presentan sin que exista un orden obligatorio entre ambas. Los acuses correspondientes deberán integrarse al expediente de solicitud del permiso de generación. La MISSE se presenta a la Ventanilla Energía, en formato electrónico.
Estudios ambientales SEMARNAT	**Informe Preventivo** $17,975.34 **MIA** entre $48,338.98 y $96,680.23 **Cambio de uso de suelo** depende de la extensión y tipo de suelo. (Ver secciones 1.3, 1.4 y 1.5)	**Informe Preventivo:** parques industriales o zonas ya impactadas. **MIA**: sitios sin impacto previo. **ETJ** de cambio de uso de suelo, en terrenos forestales. El cambio de uso de suelo se paga de acuerdo con las hectáreas y tipo de vegetación. --- La documentación de los estudios ambientales se presenta directamente ante la SEMARNAT. (Presidencia de la República, 2000)
Permiso de generación CNE	**Sin costo con renovables** (art. 56 Bis, Ley Federal de Derechos) (Cámara de Diputados, 1981)	Se lleva un proceso ordinario y se presenta en la Ventanilla de Energía junto con el oficio de ingreso de MISSE y el oficio de ingreso del trámite ambiental.

1.3 Tablas de costos

Tabla 1.5. Costos de evaluación ambiental (art. 194-H de la Ley Federal de Derechos) (Cámara de Diputados, 1981; reformada en 2025)

CONDICIÓN		COSTO
¿Tu central estará en algún parque industrial ya impactado?	Sí	$17,975.34 (Aplica informe preventivo)
¿Estás 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

Tabla 1.6. Evaluación de cambio de uso de suelo (art. 194-M de la Ley Federal de Derechos) (Cámara de Diputados, 1981; reformada en 2025)

SUPERFICIE (HECTÁREAS)	MONTO
Hasta 1	$1,678.17
De 1 a 10	$2,323.60
De 10 a 50	$4,905.39
De 50 a 200	$9,810.77
Más de 200	$14,974.32

- Estos montos se pagan al ingresar el ETJ de Cambio de Uso de Suelo para que la Comisión Nacional Forestal (CONAFOR) lleve a cabo la evaluación del mismo (Cámara de Diputados, 1981; reformada en 2025).

Tabla 1.7. Costos de referencia para cambio de uso de suelo por hectárea según zona ecológica (MXN)

CONCEPTO	BOSQUES TEMPLADOS	ECOSISTEMAS TROPICALES	ECOSISTEMAS ÁRIDOS	ZONA INUNDABLE O HÚMEDALES
Actividades y obras de restauración o reforestación y su mantenimiento	$58,647.00	$44,383.00	$32,715.00	$ 76,880.00

**Costos basados en los acuerdos de la CONAFOR publicados en el Diario Oficial de la Federación el 08/03/2023 y el 22/06/2026 (CONAFOR, 2023; 2026).*

- Estos costos se pagan por hectárea una vez aprobado el uso de suelo (CONAFOR, 2026).

1.4 Requisitos para la solicitud de permisos con base en el formato de la Comisión Nacional de Energía (CNE)*

Tabla 1.8. Requisitos para la solicitud de permisos ante la CNE

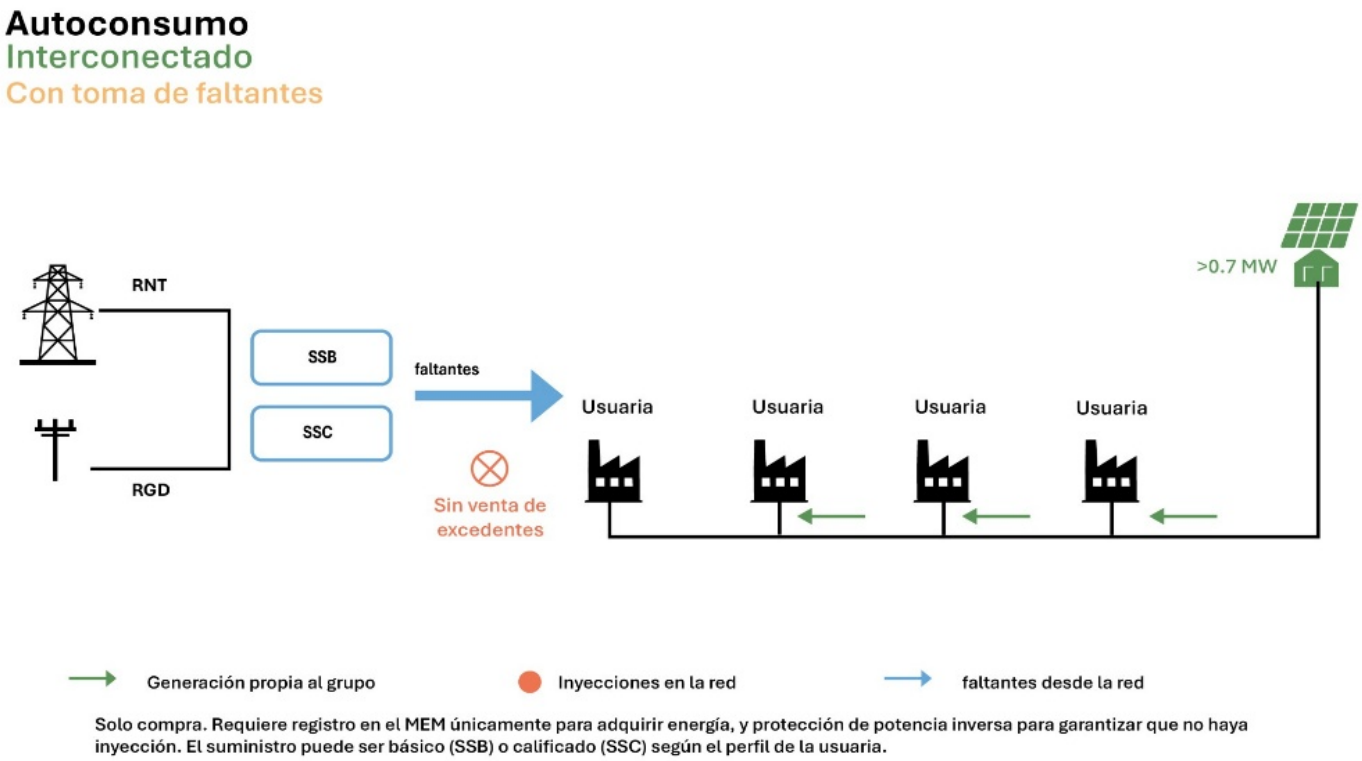
Información del solicitante	Identificación y acta constitutiva, poderes.
Tipo de tecnología	Indicar las tecnologías o tecnología de generación
Capacidad	Indicar la capacidad tanto en AC como en DC, y la generación anual estimada.
Ubicación	Archivo KMZ, polígono y *layout*
Respaldo	De ser propio, indicar la capacidad del mismo. En caso de ser contratado, indicar el suministrador.
Usuarias	En su caso, lista de usuarios distintos al permisionario.
Plan de negocios	CAPEX, OPEX, ingresos, fuente de financiamiento.
Acreditación de personalidad jurídica	Documentos de posesión o propiedad del predio, acta constitutiva e identificaciones en persona moral.
Diagrama unifilar	Permite discriminar también proyectos aislados.
Acreditación de capacidades	En caso de que construya un tercero, mostrar el contrato y el CV de la empresa constructora.
Comprobante de pago de derechos	En caso de interconectados vía VUA, estudios de CENACE. En caso de renovables, la solicitud de permiso no tiene costo.

**Información extraída del acuerdo CT/3.SO/14-2025 que establece los requisitos para obtener el permiso de generación para autoconsumo interconectado en centrales eléctricas de entre 0.7 y 20 MW, publicado el 06/08/2025 en el Diario Oficial de la Federación (CNE, 2025a).*

1.5 Ejemplos de esquemas de autoconsumo

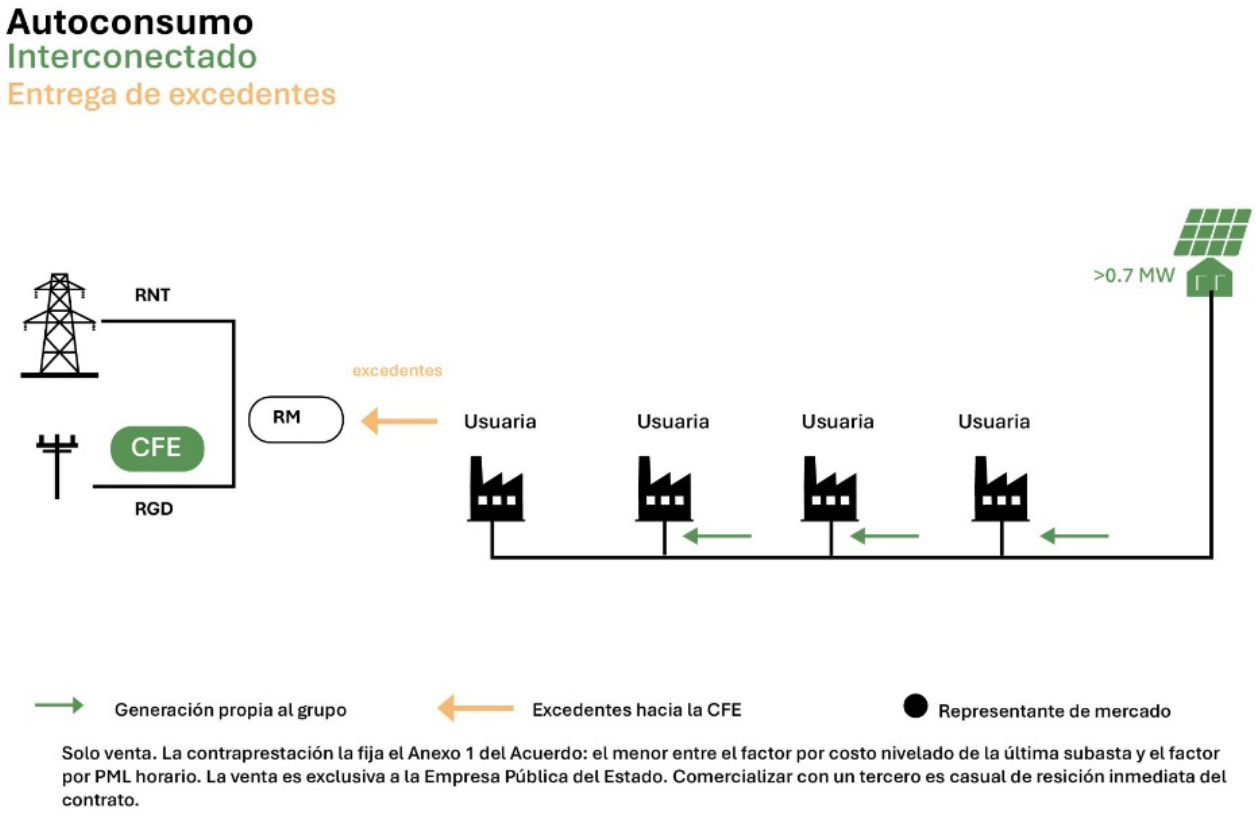
Nueve Configuraciones del Acuerdo No. CT/11.SO/43-2025 de la CNE (CNE, 2025c)

Esquema 1.1. **Autoconsumo interconectado con toma de Faltantes**



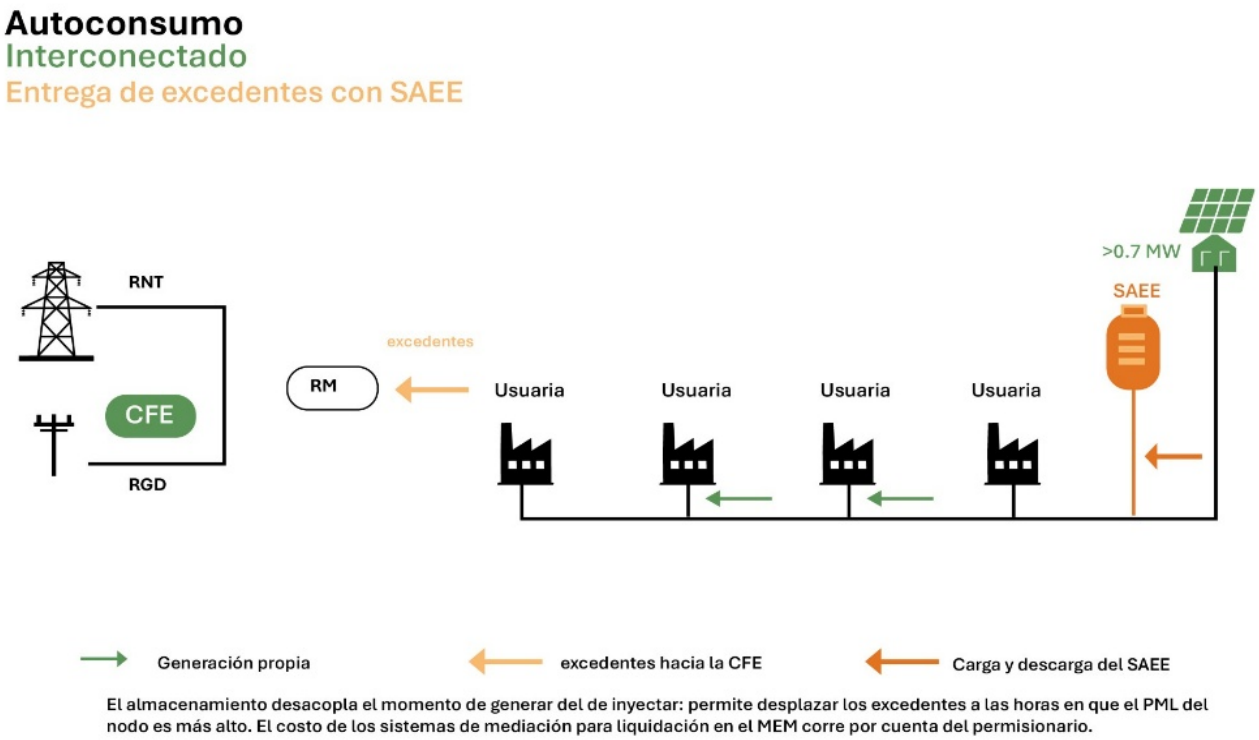
Solo compra. Requiere registro en el MEM únicamente para adquirir energía, y protección de potencia inversa para garantizar que no haya inyección. El suministro puede ser básico (SSB) o calificado (SSC) según el perfil de la usuaria.

Esquema 1.2. **Autoconsumo interconectado con entrega de Excedentes**

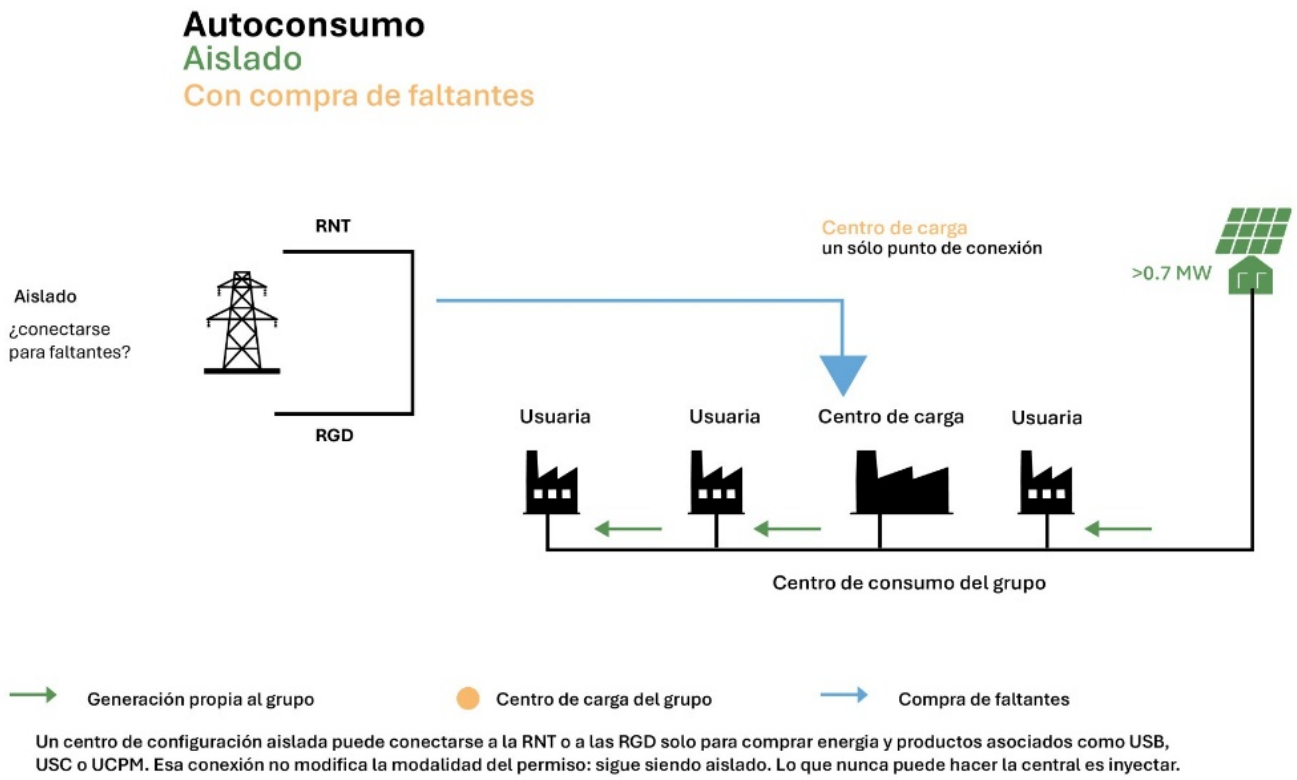


Solo venta. La contraprestación la fija el Anexo 1 del Acuerdo: el menor entre el factor por costo nivelado de la última subasta y el factor por PML horario. La venta es exclusiva a la Empresa Pública del Estado. Comercializar con un tercero es casual de resición inmediata del contrato.

Esquema 1.3. **Autoconsumo interconectado con entrega de Excedentes y SAEE**

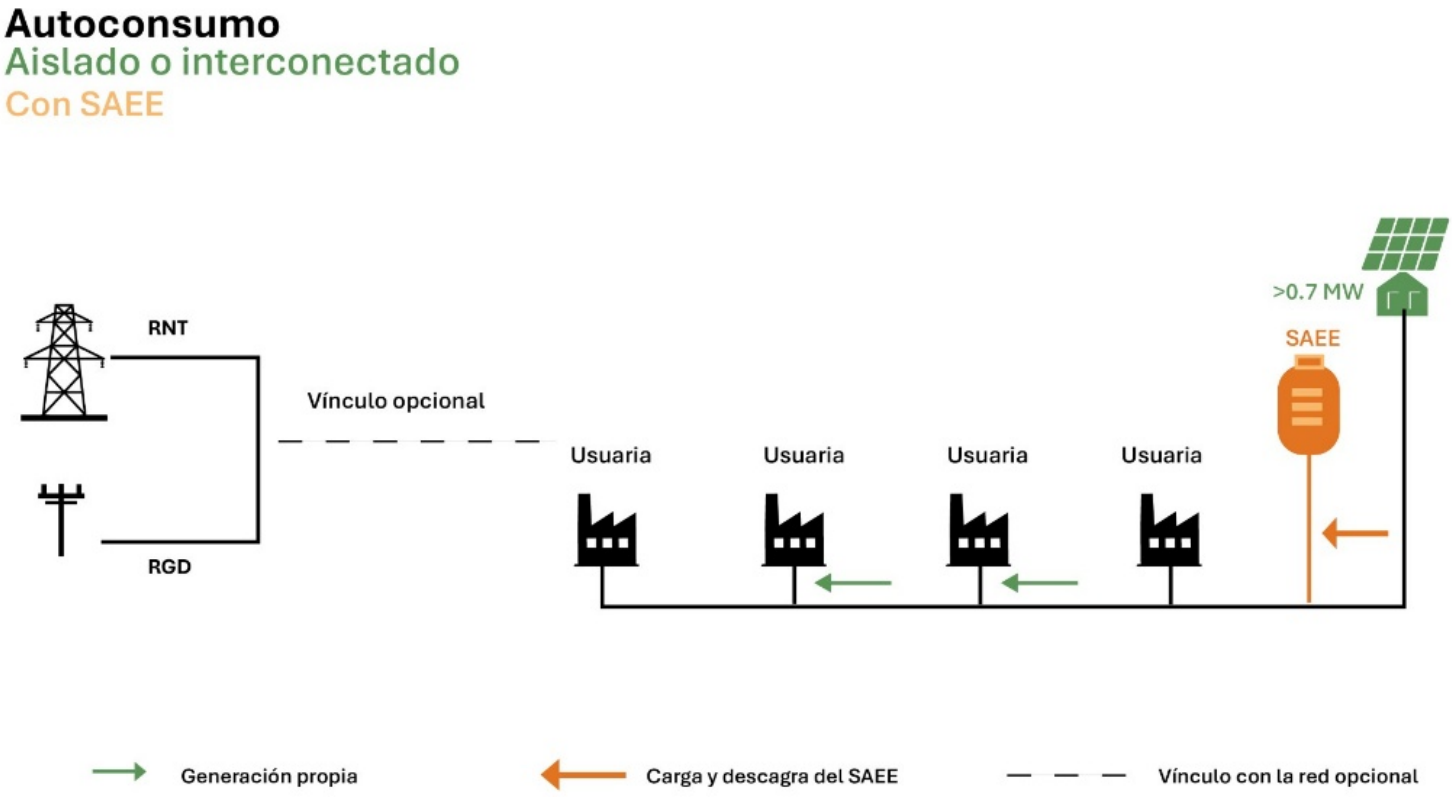


Esquema 1.4. Autoconsumo aislado con compra de Faltantes



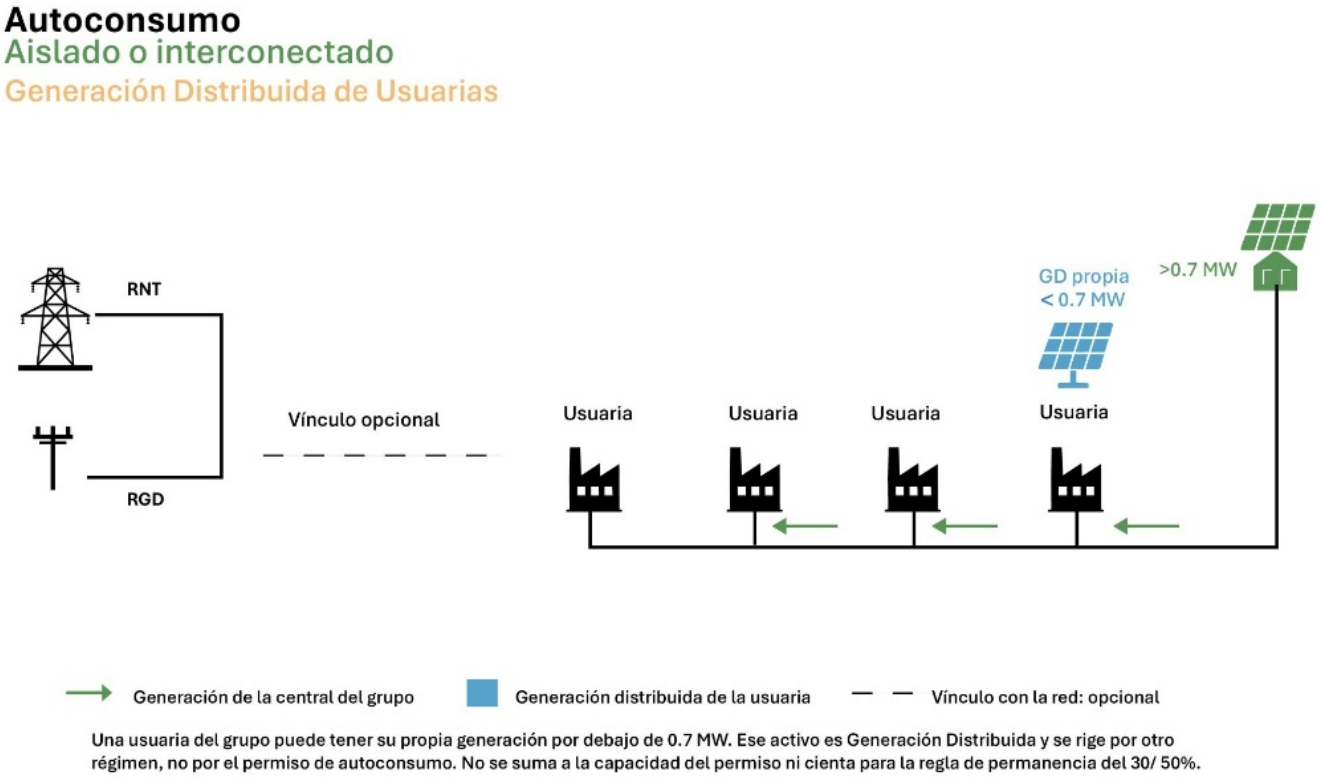
Fuente: Disposiciones Administrativas de Carácter General para Regular la Figura de Autoconsumo de Energía Eléctrica, Capítulo III, Numeral 3.2 (CNE, 2025c)

Esquema 1.5. Autoconsumo aislado o interconectado con SAEE



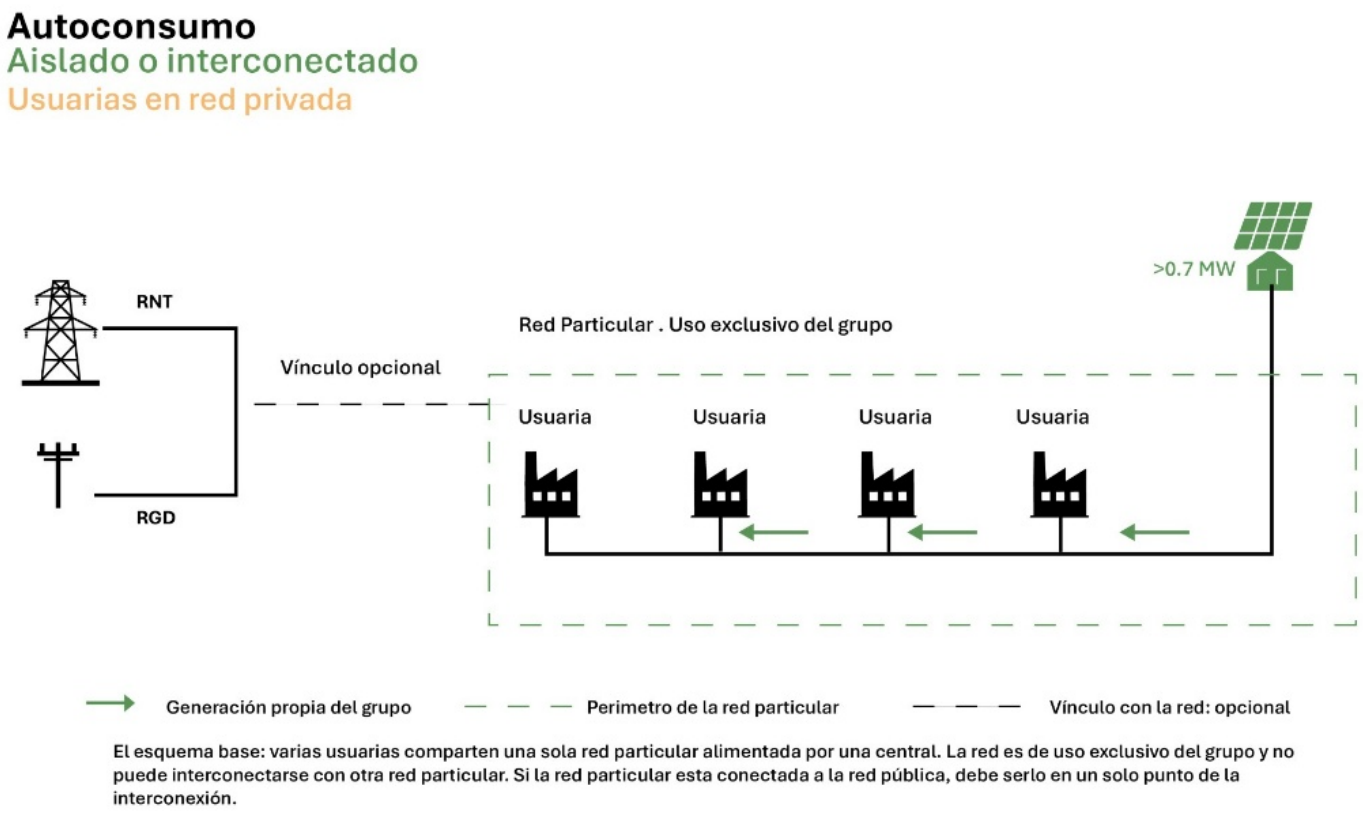
El almacenamiento sirve a las dos configuraciones. En aislado es la única fuente de firmeza: en interconectado es lo que convierte un ahorro de energía en ahorro de capacidad. La configuración del esquema no cambia por el SAEE: lo que define la modalidad es si existe sincronización con el SEN.

Esquema 1.6. Autoconsumo aislado o interconectado con generación distribuida de usuarias



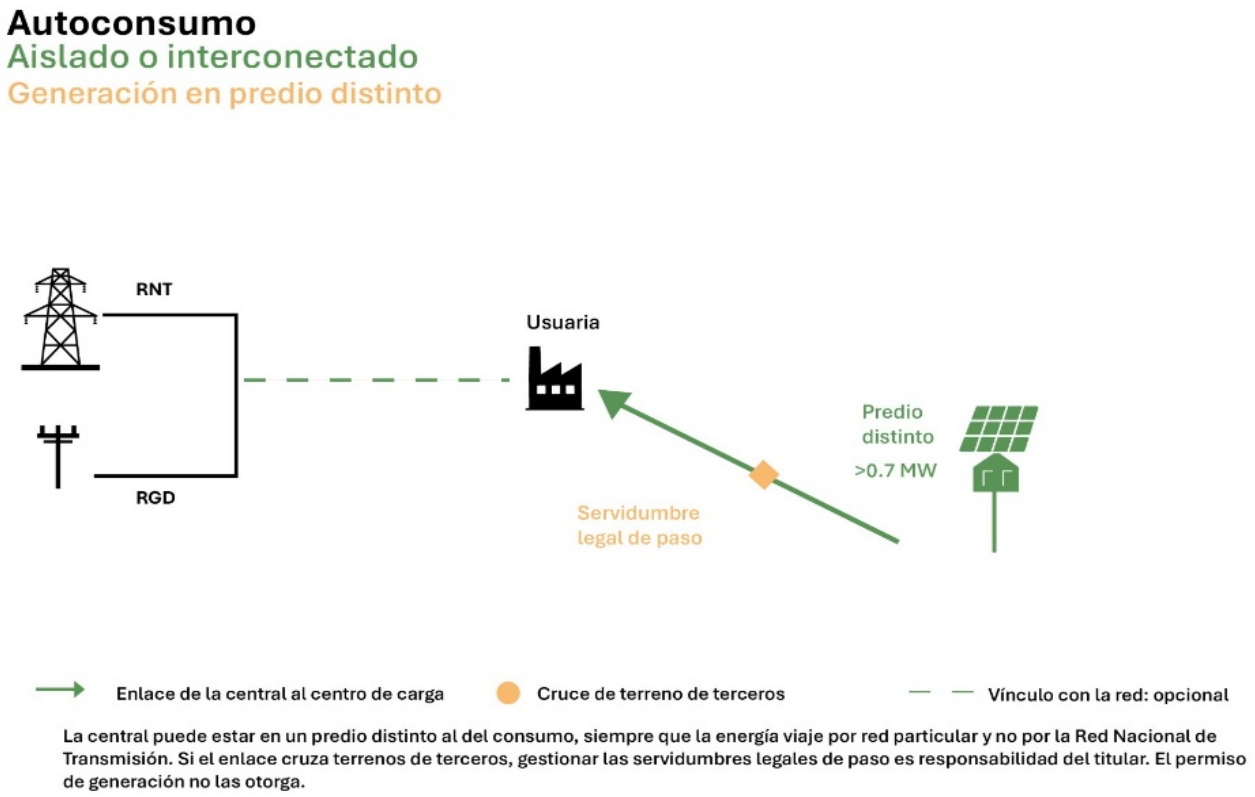
Nota: una o más usuarias de autoconsumo pueden tener generación distribuida.

Esquema 1.7. Autoconsumo aislado o interconectado con usuarias en red privada

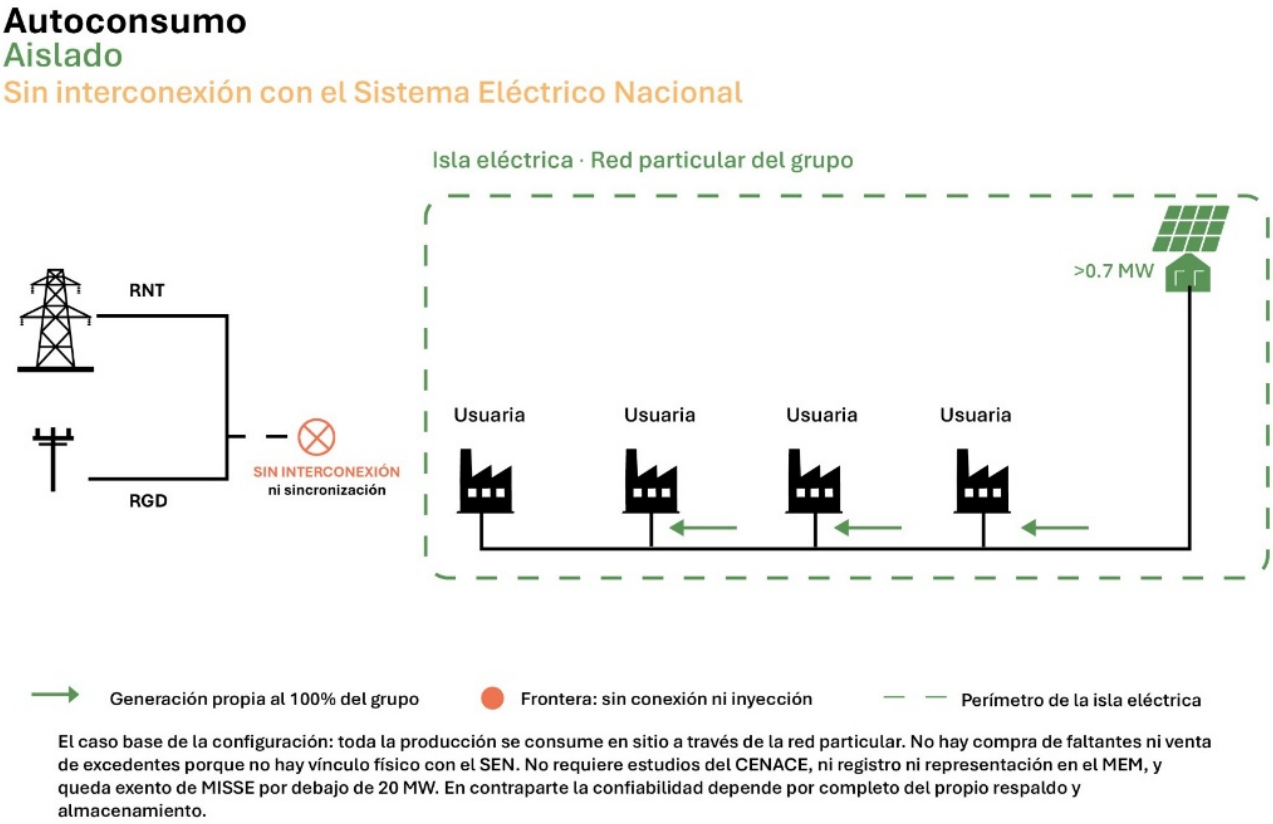


El esquema base: varias usuarias comparten una sola red particular alimentada por una central. La red es de uso exclusivo del grupo y no puede interconectarse con otra red particular. Si la red particular esta conectada a la red pública, debe serlo en un solo punto de la interconexión.

Esquema 1.8. Autoconsumo aislado o interconectado con generación en predio distinto



Esquema 1.9. Autoconsumo aislado sin interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional



El caso base de la configuración: toda la producción se consume en sitio a través de la red particular. No hay compra de faltantes ni venta de excedentes porque no hay vínculo físico con el SEN. No requiere estudios del CENACE, ni registro ni representación en el MEM, y queda exento de MISSE por debajo de 20 MW. En contraparte la confiabilidad depende por completo del propio respaldo y almacenamiento.

1.6 Fundamento legal por tema

Este anexo consolida, en una sola vista, el fundamento normativo invocado a lo largo del documento. Cada renglón vincula un tema de decisión con la norma que lo regula y con su implicación práctica, de modo que el equipo responsable pueda rastrear cualquier afirmación del texto hasta su base jurídica sin necesidad de recorrer el documento completo.

El anexo no sustituye la lectura de las normas citadas ni constituye asesoría legal. Su propósito es servir de índice de trabajo para la revisión jurídica del proyecto y para la elaboración de la lista de verificación regulatoria previa a la solicitud de permiso.

Tabla 1.9. Fundamento legal por tema

TEMA	NORMA	ARTÍCULO / NUMERAL	IMPLICACIÓN PRÁCTICA
Figuras de generación reconocidas	LSE	Art. 17	Delimita el autoconsumo frente a la Generación Distribuida y la generación para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
Definición de autoconsumo y umbral de 0.7 MW	LSE	Art. 30	Fija la capacidad mínima que activa la figura y su tramitación; por debajo aplica Generación Distribuida.
Preferencia por energías renovables	LSE	Art. 30, último párrafo	Orienta la selección tecnológica sin prohibir fuentes convencionales.
Definición de Energías Limpias	LSE	Art. 3, fracc. XXI	Determina qué tecnologías acceden al tratamiento de Energía Limpia en el precio de Excedentes.
Definición de SAEE	LSE	Art. 3, fracc. L	Base para tratar al almacenamiento como activo habilitante y no como central de generación.
Autoconsumo aislado	LSE	Art. 31, fracc. I y II	Prohíbe la interconexión y obliga a destinar la totalidad de la producción a consumo propio.
Autoconsumo interconectado	LSE	Arts. 32 y 33	Habilita Excedentes y Faltantes, y fija la venta exclusiva a la Empresa Pública del Estado.
Obligación de respaldo propio	LSE	Art. 32, fracc. III	Convierte al Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAEE) —o a una cobertura equivalente— en costo obligatorio del caso base intermitente.
Cogeneración eficiente	LSE	Art. 41	Configuración aplicable cuando el sitio aprovecha

TEMA	NORMA	ARTÍCULO / NUMERAL	IMPLICACIÓN PRÁCTICA
			simultáneamente energía eléctrica y térmica.
Almacenamiento de energía	LSE	Arts. 82 a 85	Régimen de permisos, contraprestación por servicios al SEN y participación en el MEM.
Excepciones de MISSE	LSE	Art. 137	Define los supuestos en que no se exige la MISSE.
Requisitos del permiso de generación	LSE	Art. 151	Acreditación de capacidad legal, técnica y financiera, y descripción detallada del proyecto.
Terminación por desaparición del objeto	LSE	Art. 152, fracc. IV	Habilita la terminación del permiso; las Disposiciones precisan tres supuestos concretos.
Sanción por interconexión no autorizada	LSE	Art. 184	Riesgo regulatorio relevante en esquemas de micro-red comunitaria.
Facultad de la CNE para emitir disposiciones	LSE / LCNE	Art. correspondiente	Sustenta la validez de las Disposiciones de Autoconsumo y de los modelos de contrato.
Características del autoconsumo	RLSE	Art. 50	Confirma la distinción: aislado/interconectado y sujeta el permiso a las disposiciones de la CNE.
Permisionamiento expedito	RLSE	Arts. 53 a 56	Base reglamentaria del trámite simplificado y de la conexión de respaldo.
Exención de MISSE hasta 20 MW	RLSE	Art. 54	Elimina un trámite y acorta el plazo total en proyectos por debajo del umbral.
Migración de aislado a interconectado	RLSE	Art. 55	Permite modificar la Configuración del permiso sin reiniciar el proyecto.
Conexión de respaldo en aislado	RLSE	Art. 56	Habilita respaldo con protecciones de potencia inversa sin cambiar la Configuración.
Definición técnica de respaldo propio	RLSE	Art. 59	Precisa que el respaldo puede ser SAEE propio o cobertura contratada equivalente.
Micro-redes	RLSE	Art. 171	Reconoce los pequeños sistemas eléctricos en régimen de micro-red dentro del autoconsumo aislado.

TEMA	NORMA	ARTÍCULO / NUMERAL	IMPLICACIÓN PRÁCTICA
Léxico operativo y Registro de autoconsumo	Disposiciones CNE (DOF 12-12-2025)	Caps. correspondientes y Cap. VII	Define excedentes, faltantes, necesidades propias y la obligación de registro durante todo el ciclo de vida.
Rutas cuando el consumo excede la generación	Disposiciones CNE	Numeral 3.2	Excluirse del Grupo de Autoconsumo o permanecer con transferencia automática de carga.
Micro-red comunitaria	Disposiciones CNE	Numeral 3.5	Esquema de justicia energética con socialización de costos mediante convenios de aportación.
Supuestos de desaparición del objeto	Disposiciones CNE	Numeral 1.6	Umbral de infrautilización que debe considerarse desde el dimensionamiento.
Verificación	Disposiciones CNE	Numeral 7	Visitas de la Unidad de Verificación de la CNE para revisar el cumplimiento de obligaciones.
Modelo de contrato de venta de excedentes	Disposiciones CNE	Anexo 1, Cláusulas Octava y Novena	Fórmula de precio, publicación anual de referencias, aviso de 72 horas y renuncia a contraprestación.
Procedimiento unificado y plazos	Lineamientos VUA (DOF 08-05-2026)	Numerales 2, 4, 8, 10, 11 y 13	Plazos máximos comprometidos por institución y consecuencia del incumplimiento.
Integración de almacenamiento al SEN	Disposiciones de Almacenamiento (DOF 16-04-2026)	—	Marco al que remiten los Lineamientos VUA para los proyectos con SAEE.
Deducción inmediata de equipo renovable	LISR	Art. 34, fracc. XIII	Escudo fiscal que reduce el LCOE y adelanta el flujo; sujeto a requisito de operación mínima.
Tasa de ISR corporativo	LISR	Art. 9	Parámetro de 30% empleado en el Modelo LCOE/WACC ICM para el escudo fiscal y el Kd después de impuestos.

Fuente: Capítulo 1 — Marco Regulatorio y Capítulo 2 — Caracterización Técnica del Manual de Implementación de Autoconsumo (IDEACS) (Cámara de Diputados, 2025a; Cámara de Diputados, 2013; Presidencia de la República, 2025; CNE, 2025c; CNE, 2026; SENER, 2026). Las referencias a la LISR provienen de los supuestos macrofinancieros del Modelo LCOE/WACC ICM (agosto 2026) (ICM, 2026).

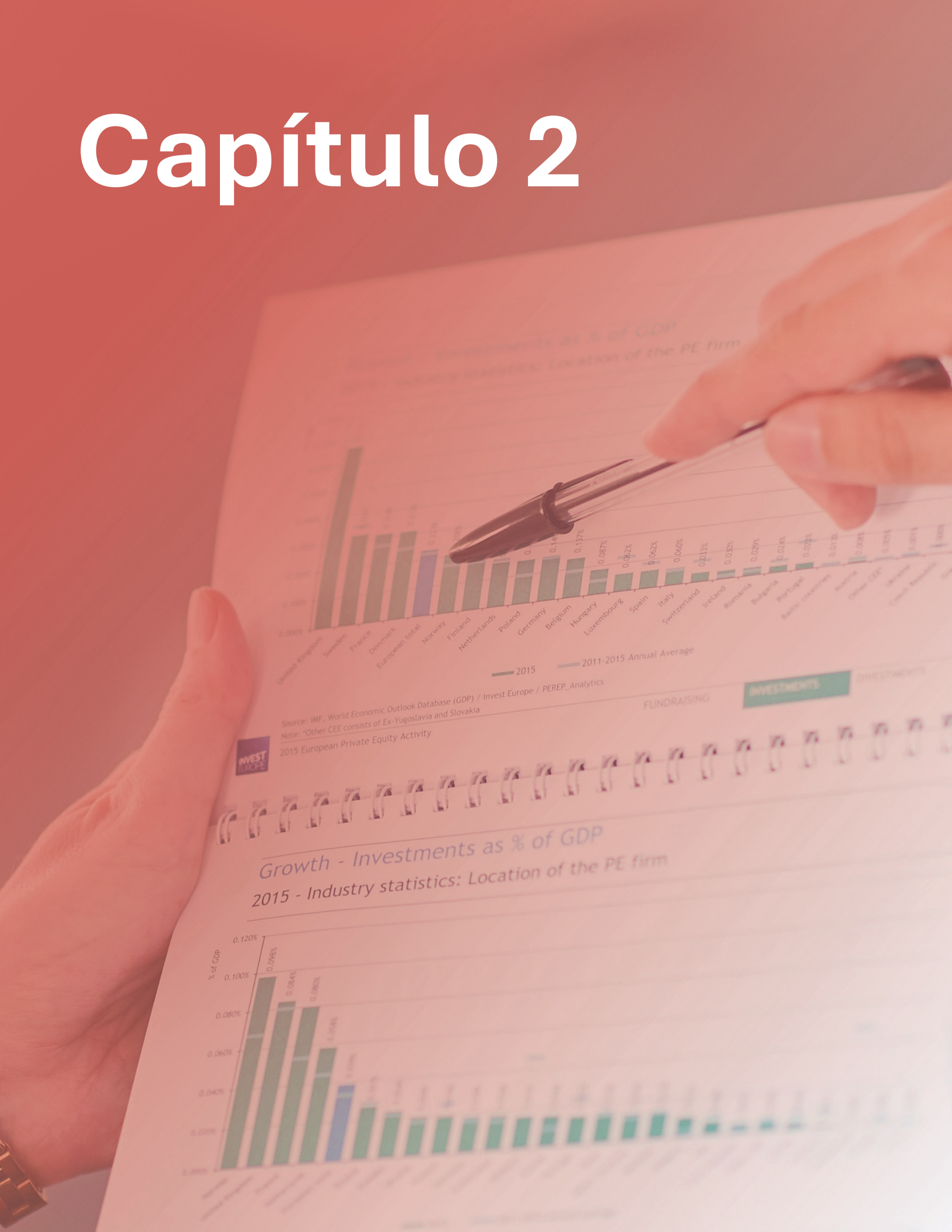
Consideraciones

El autoconsumo es una herramienta regulatoria que ofrece variedad de soluciones para otra variedad de necesidades distintas. Sin embargo, el hecho de ser una configuración permisionada hace necesario realizar un diseño y ejecución con la mayor precisión

posible, además de definir de forma clara y anticipada las necesidades presentes y futuras de los usuarios.

Si bien la ley prevé dos formas básicas de los proyectos, este capítulo expone que hay más configuraciones aprovechables y el o los usuarios deben buscar la que mejor se adapte para iniciar el desarrollo con un proyecto que atienda sus necesidades específicas.

Capítulo 2


Growth - Investments as % of GDP
2015 - Industry statistics: Location of the PE firm
2015 European Private Equity Activity
2015
2011-2015 Annual Average
FUNDRAISING
INVESTMENTS

Capítulo 2. Caracterización técnica por tecnología, perfil de usuario y escala

Objetivo y alcance. Este capítulo describe las tecnologías renovables que pueden utilizarse en proyectos de autoconsumo: solar fotovoltaica, eólica, minihidráulica y bioenergéticos, así como los sistemas de almacenamiento que pueden acompañarlas. Para cada una presenta el recurso que requiere, el espacio que ocupa, su rango de capacidad y el tipo de demanda al que mejor se adapta. De esta forma, la empresa puede identificar de manera preliminar qué tecnología conviene analizar según la ubicación del sitio, su perfil de consumo y la escala del proyecto.

El contenido se presenta en fichas de tecnología accesibles para audiencias no técnicas, complementadas con tablas comparativas y gráficos que permiten al lector identificar, de manera preliminar, qué tecnología resulta más adecuada según su ubicación geográfica, el perfil de su demanda eléctrica y la escala de su proyecto.

2.1 Tecnologías consideradas

El artículo 3, fracción XXI, de la LSE define como energías limpias, entre otras, al viento, la radiación solar, la energía oceánica, el calor de los yacimientos geotérmicos, los biocombustibles, la energía generada a partir del biogás de residuos y plantas de tratamiento de aguas residuales, la energía proveniente de centrales hidroeléctricas y la energía generada por cogeneración eficiente (Cámara de Diputados, 2025a). De este universo, el presente capítulo se enfoca en las cuatro tecnologías de generación de mayor aplicación práctica en proyectos de autoconsumo industrial y comercial en México; solar fotovoltaica, eólica, minihidráulica y bioenergéticos (biogás y biomasa). Dada su relevancia normativa, se incorporan como quinta tecnología los SAEE, definidos en el artículo 3, fracción L, de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a).

El contenido se presenta en fichas de tecnología accesibles para audiencias no técnicas, complementadas con tablas comparativas y gráficos que permiten al lector identificar, de manera preliminar, qué tecnología resulta más adecuada según su ubicación geográfica, el perfil de su demanda eléctrica y la escala de su proyecto.

Alcance del capítulo

- Características técnicas de las cuatro tecnologías de generación habilitadas por la LSE para autoconsumo: solar fotovoltaica, eólica, minihidráulica y bioenergéticos, a estas cuatro tecnologías se puede habilitar los SAEE.
- Identificación de la disponibilidad relativa del recurso natural por región del país.
- Documentación de los requerimientos de área, condicionantes físicas del sitio y rangos de capacidad y producción anual esperada.
- Análisis de compatibilidad técnica entre cada tecnología y los perfiles de demanda industriales y comerciales más comunes.

- Criterios de adecuación por tipo y tamaño de empresa, presentados en tablas comparativas accesibles.

2.2 Marco de tecnologías habilitadas para autoconsumo

El artículo 30 de la LSE no restringe la figura de autoconsumo a una tecnología específica, por lo que cualquier fuente de generación que cumpla con los umbrales de capacidad aplicables puede utilizarse. No obstante, señala que el autoconsumo debe realizarse preferentemente con energías renovables, en congruencia con los objetivos de transición energética previstos en la LSE (Cámara de Diputados, 2025a) y la Ley de Planeación y Transición Energética (LPTE) (Cámara de Diputados, 2025b).

El siguiente mapa de calor resume, de manera orientativa, la disponibilidad relativa del recurso natural para cada una de las cuatro tecnologías renovables caracterizadas en este capítulo, agrupada por regiones de control ante el CENACE del país. La información se obtuvo del *software* MeteoAnalytica, para usar valores horarios de GHI y velocidad promedio del viento a 100m (Hersbach et al., 2020; Open-Meteo, 2026).

Esta información constituye un punto de partida para la planeación preliminar de un proyecto, sin sustituir los estudios de sitio específicos que exige el Manual de Interconexiones y Conexiones (MIC) (SENER, 2018a) y demás disposiciones aplicables.

Diagrama 2.1. Disponibilidad relativa del recurso natural por región y tecnología

Disponibilidad Relativa del Recurso Natural por Región de Control y Tecnología

	Solar fotovoltaica	Eólica	Mini hidráulica	Bioenergéticos
Noroeste (Son., Sin.)	Muy alto	Moderado	Moderado	Alto
Central (CDMX, Edomex, Mor.)	Alto	Bajo	Moderado	Moderado
Baja California Sur (BCS)	Alto	Moderado	Bajo	Bajo
Oriental (Pue., Ver., Tlax., Oax.)	Moderado	Muy alto	Alto	Muy alto
Norte (Chih., Coah., Dgo., Zac.)	Alto	Alto	Moderado	Moderado
Noreste (N.L., Tamps., S.L.P.)	Moderado	Muy alto	Bajo	Moderado
Peninsular (Yuc., Camp., Q.Roo)	Muy alto	Moderado	Bajo	Moderado
Occidental (Jal., Mich., Gto., Col., Nay.)	Muy alto	Bajo	Alto	Alto
Baja California (B.C.)	Alto	Alto	Bajo	Bajo

Nota: La disponibilidad solar fotovoltaica considera el yield específico estimado por región de control (kWh/kWp-año) con ajustes por criterio de recurso.
La disponibilidad eólica se clasifica a partir del yield específico estimado (kWh/kW-año): Muy alto ≥ 1,500 | Alto 1,200 - 1,500 | Moderado 700 - 1,200 | Bajo < 700.
Minihidráulica y bioenergéticos corresponden a disponibilidad relativa cualitativa según hidrografía y biomasa/residuos orgánicos reportados por región.
La factibilidad de un proyectoespecífico requiere estudios de sitio conforme al Manual de Interconexiones y Conexiones (MIC).

Fuente: Elaboración propia con software MeteoAnalytica[1] con datos de ERA5 (Hersbach et al., 2020; Open-Meteo, 2026)

Los SAEE no se incluyen en este mapa de calor porque su viabilidad no depende de un recurso natural regional.

[1] MeteoAnalytica es un software de desarrollo propio que con información de las bases de datos de NASA y ERA5, calcula la producción solar y eólica de sitios especificos.

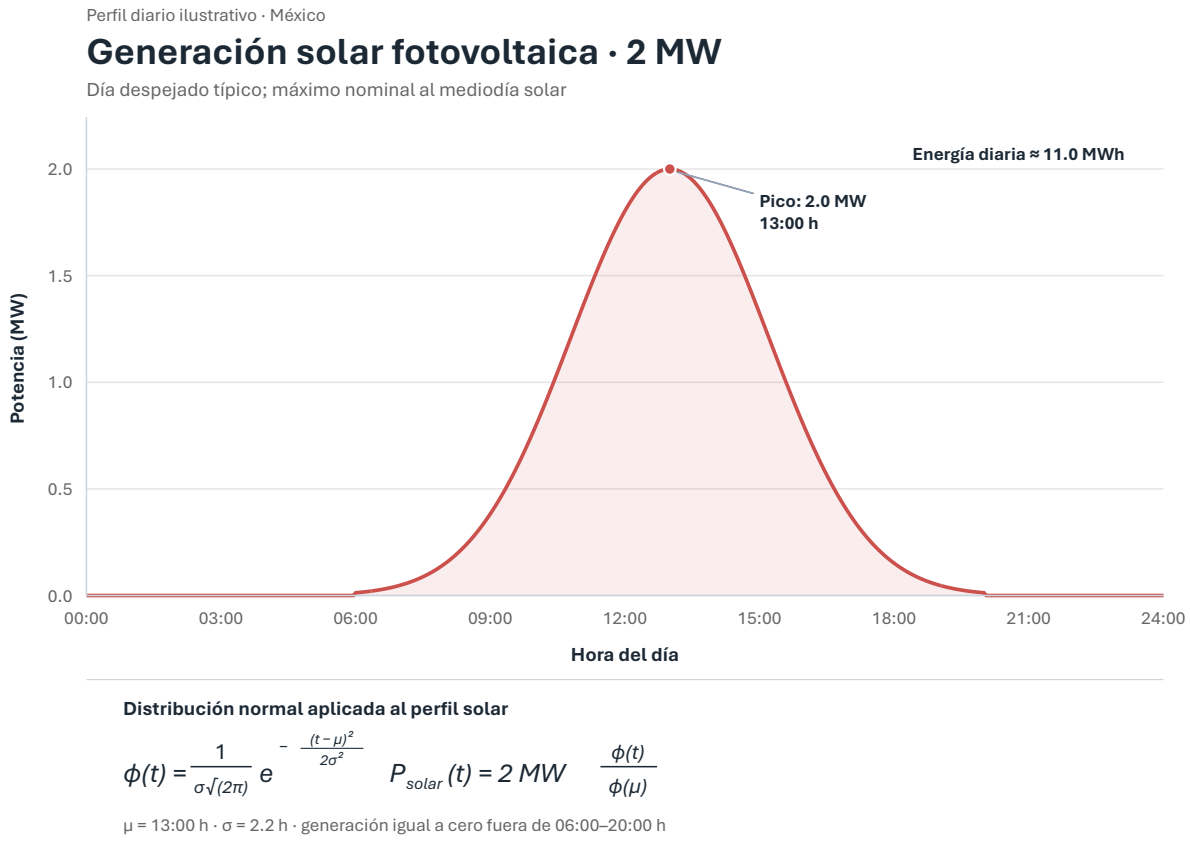
2.3 Fichas de tecnología

A continuación, se presentan cinco fichas de tecnología: cuatro correspondientes a fuentes de generación habilitadas para proyectos de autoconsumo, y una quinta correspondiente a los SAEE, tecnología de almacenamiento que no genera energía pero que la LSE vincula de manera directa a la viabilidad de la generación intermitente. Cada ficha documenta, de manera homogénea y adaptada a la naturaleza de cada tecnología, sus condicionantes técnicas y normativas, los requerimientos de área y de instalación, los rangos de capacidad, la compatibilidad con los perfiles de demanda o de generación, y los criterios de adecuación por tipo y tamaño de empresa.

FICHA DE TECNOLOGÍA A — SOLAR FOTOVOLTAICA	
Disponibilidad del recurso natural por región	• México se ubica entre los países con mayor potencial solar del mundo, con niveles de irradiación superiores al promedio de Europa y de gran parte de Asia (ESMAP, 2020). • Disponibilidad muy alta en el Noroeste, Norte y Península de Yucatán, con irradiación media diaria superior a 5.5 – 6.5 kWh/m^2/día en las zonas de mayor potencial (Juárez-Luna y Urdiales, 2024) • Disponibilidad alta en el resto del territorio nacional, incluyendo el Centro y el Golfo, con irradiación media diaria de 4.5 – 5.5 kWh/m^2/día (ESMAP, 2020).
Requerimientos de área y condicionantes físicas del sitio	• Instalación en azotea: no requiere área adicional al predio existente; condicionante principal es la resistencia estructural del techo y la orientación/inclinación disponible. • Instalación en suelo (ground-mount): 1.2 – 2.0 hectáreas por MW instalado, dependiendo de la tecnología del panel y la configuración (fija o con seguidor solar). • Condicionantes relevantes: ausencia de sombreado, pendiente del terreno menor a 5%–10% para instalaciones en suelo, y proximidad a un punto de interconexión técnicamente factible.
Rangos de capacidad y producción anual esperada	• Factor de planta de referencia: se considera Factor de Planta a la relación entre la energía eléctrica real que genera y la energía eléctrica en su capacidad nominal durante un año, se observan factores de planta de 16% a 26%, superior en el Norte y Noroeste del país. • Producción anual esperada de referencia: aproximadamente 1,400 a 2,300 MWh por MW instalado al año, según la región y la configuración del sistema.
Compatibilidad técnica con perfiles de demanda	• Alta compatibilidad con demanda comercial de operación diurna (centros comerciales, oficinas, naves industriales con turno único o doble). • Requiere análisis de coincidencia entre la curva de generación (concentrada entre las 8:00 y las 18:00 horas) y la curva de demanda del centro de carga; los excedentes fuera de este horario deben respaldarse mediante SAEE o mediante suministro complementario.

Criterios de adecuación por tipo y tamaño de empresa	• PyMEs y comercios: instalaciones en azotea de baja capacidad (Modificación de instalaciones previas de Generación Distribuida, menor a 0.5 MW) o Autoconsumo (0.7 a 2 MW). • Empresas medianas y grandes: instalaciones en suelo de mediana a gran escala (2 a 20 MW), frecuentemente en configuración interconectada con compra de faltantes. • Es la tecnología de menor barrera de entrada por su modularidad, plazos de instalación más cortos y menor requerimiento de estudios especializados de recurso natural.

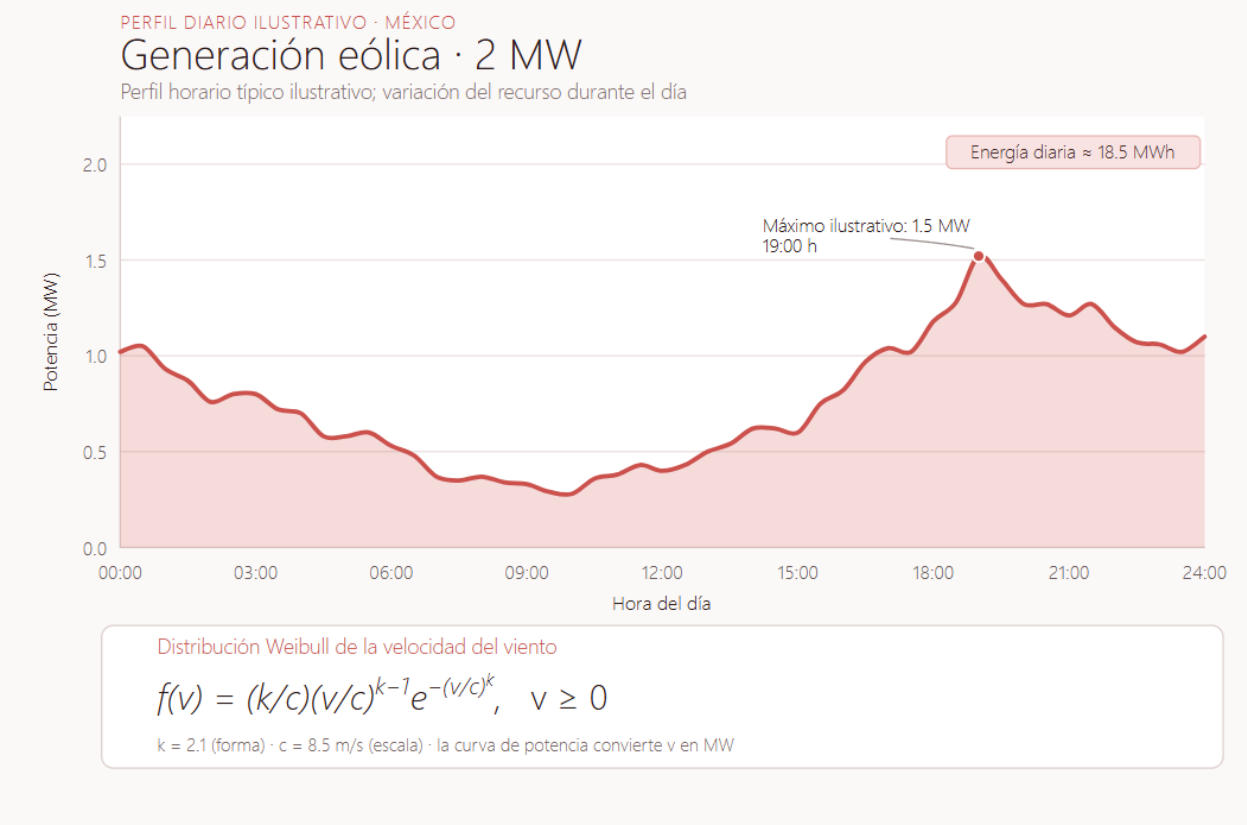
Gráfico 2.1. Generación de referencia de una central solar fotovoltaica de 2 MW



FICHA DE TECNOLOGÍA B — EÓLICA	
Disponibilidad del recurso natural por región	• Muy alta en zonas específicas al Sur del país, particularmente en el Istmo de Tehuantepec (Oaxaca), una de las regiones con mejor régimen de viento del mundo, con velocidades medias anuales superiores a 9–10 m/s en los sitios de mayor potencial (Elliott et al., 2003; Davis et al., 2023). • Alta en el Noroeste, Peninsular, Baja California y Norte, especialmente en zonas costeras y altiplanos de Baja California, Zacatecas, costa Yucateca y Tamaulipas (Davis et al., 2023). • Moderada en el resto del territorio, condicionada a estudios de micrositing (micrositios) específicos.
Requerimientos de área y condicionantes físicas del sitio	• De 25 a 60 hectáreas por MW instalado, considerando la separación necesaria entre aerogeneradores para evitar pérdidas por efecto estela (Denholm et al., 2009); este efecto es la reducción en la velocidad del viento y el aumento de turbulencia que deja un aerogenerador en el aire que fluye hacia las turbinas ubicadas detrás de él dentro de un parque eólico (Porté-Agel, Bastankhah y Shamsoddin, 2020); la huella física ocupada por cimentaciones y caminos es inferior al 5% del área total, por lo que puede compatibilizarse con actividades agropecuarias (Denholm et al., 2009). • Condicionantes relevantes: rugosidad del terreno, ausencia de obstáculos que generen turbulencia, distancia a zonas urbanas y a rutas de aves migratorias, y disponibilidad de caminos de acceso para el transporte de componentes de gran tamaño. • Minieólicas: oportunidad de instalar varios equipos de baja potencia (50 kW a 500kW) dentro de instalaciones industriales y/o terrenos aledaños para utilizar el recurso natural en zonas con disponibilidad
Rangos de capacidad y producción anual esperada	• Capacidad típica en proyectos de autoconsumo: en proyectos de gran escala se usan normalmente aerogeneradores de 2 a 6 MW de capacidad, para proyectos de autoconsumo se puede dar la oportunidad para configuraciones de varios equipos de baja potencia desde 50 kW a 500 kW, que históricamente no se utilizan en México. Con ellos dan pie a proyectos de capacidad en múltiplos de 50 kW, 100 kW y 500 kW, con rangos de 1 a 2 MW (hasta 20 equipos de 100 kW) y rango de 2 a 10 MW (con equipos de 500kW principalmente) • Factor de planta de referencia: 25% a 48%. • Producción anual esperada de referencia: aproximadamente 2,200 a 4,200 MWh por MW instalado al año
Compatibilidad técnica con perfiles de demanda	• Alta compatibilidad con demanda industrial de operación continua (24 horas), dado que el recurso eólico no sigue un patrón diurno tan marcado como el solar y puede generar durante la noche.

	• La variabilidad del recurso requiere, en la mayoría de los casos, contar con respaldo propio mediante SAEE o con cobertura mediante suministro complementario, conforme al art. 32, fracc. III, de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a). • Menor predictibilidad de operación que la generación solar pero excelente complemento de esta
Criterios de adecuación por tipo y tamaño de empresa	• Principalmente aplicable a empresas medianas y grandes con capacidad de inversión y con acceso a un predio de dimensiones considerables, o mediante esquemas asociativos entre varios usuarios. • Menos accesible para PyMEs por el tamaño mínimo eficiente de los aerogeneradores comerciales y por los requerimientos de área. • Frecuentemente combinada con solar fotovoltaica en esquemas híbridos para mejorar la complementariedad horaria de la generación. • Requieren periodos de medición en sitio, típicamente un año, para equipos mayores de 500 kW

Gráfico 2.2. Generación de referencia de una central eólica de 2 MW



Fuente: Distribución Weibull de la velocidad del viento (Jaramillo y Borja, 2004)

Nota: velocidad del viento modelada con distribución Weibull de dos parámetros (Justus et al., 1978; IEC, 2022). Parámetros ilustrativos; en sitios con regímenes bimodales (Istmo de Tehuantepec, costa norte de Yucatán) se recomienda una distribución Weibull-Weibull (Jaramillo y Borja, 2004).

FICHA DE TECNOLOGÍA C — MINIHIDRÁULICA	
Disponibilidad del recurso natural por región	• Disponibilidad alta en el Sur, Golfo y Occidente del país, donde se concentran las principales cuencas hidrográficas con caudal y pendiente aprovechables (Oaxaca, Chiapas, Veracruz, Puebla, Michoacán, Jalisco). • Disponibilidad baja en el Noroeste y la Península de Yucatán, por la escasez de corrientes superficiales permanentes. • A diferencia de la solar y la eólica, la disponibilidad del recurso hidráulico es altamente específica de sitio y depende de la existencia de un aprovechamiento hidráulico concesionado conforme a la Ley de Aguas Nacionales (Cámara de Diputados, 1992), en su mayoría se aprovecharía el caudal y no la acumulación o estancamiento de agua.
Requerimientos de área y condicionantes físicas del sitio	• 0.3 a 3.0 hectáreas por MW instalado, siendo la tecnología de menor huella superficial entre las caracterizadas, al concentrarse la infraestructura en la casa de máquinas y la obra de toma (Sperring, Gaskin y Jordaan, 2025). • Condicionantes relevantes: caudal y saltos disponibles (cabeza hidráulica), concesión o asignación de aguas nacionales vigente ante la Comisión Nacional del Agua (Cámara de Diputados, 1992), y viabilidad de un esquema de generación a filo de agua (run-of-river) para minimizar el impacto ambiental.
Rangos de capacidad y producción anual esperada	• Capacidad típica en proyectos de autoconsumo: 0.7 a 10 MW, correspondiente a los segmentos denominados en la industria como minihidráulica y pequeña hidráulica. • Factor de planta de referencia: 40% a 65%, entre los más altos y estables de las tecnologías renovables no despachables por el operador. • Producción anual esperada de referencia: aproximadamente 3,500 a 5,700 MWh por MW instalado al año, en sitios con caudal constante durante todo el año.
Compatibilidad técnica con perfiles de demanda	• Alta compatibilidad con demanda industrial de operación continua y de carga base, dado su elevado factor de planta y su menor variabilidad frente a la solar y la eólica. • Aplicable principalmente cuando la instalación industrial se ubica en las inmediaciones de un aprovechamiento hidráulico existente o susceptible de concesión.
Criterios de adecuación por tipo y tamaño de empresa	• Empresas medianas con instalaciones ubicadas en o cerca de cuencas hidrográficas aprovechables, particularmente en los sectores agroindustrial, papelero, azucarero y minero. • Requiere de manera indispensable la obtención previa o concurrente de la concesión o asignación de aguas nacionales, por lo que su plazo de desarrollo suele ser mayor al de otras tecnologías. • Escasa aplicabilidad para PyMEs o comercios sin acceso a un aprovechamiento hidráulico propio.

FICHA DE TECNOLOGÍA D — BIOENERGÉTICOS Generación a partir de biogás y biomasa; alto factor de planta y aprovechamiento de residuos propios	
Disponibilidad del recurso natural por región	• Disponibilidad alta principalmente en el Occidente y el Golfo, asociada a la agroindustria (ingenios azucareros, granjas pecuarias, procesamiento de alimentos) y a la actividad petrolera y forestal (SENER, 2018b). • Disponibilidad moderada en el resto del país, principalmente vinculada a rellenos sanitarios, plantas de tratamiento de aguas residuales y granjas pecuarias de mediana y gran escala. • A diferencia de las tecnologías anteriores, el recurso no depende de las condiciones climáticas de una región, sino de la disponibilidad de residuos orgánicos, esquilmos agrícolas o efluentes propios o de terceros cercanos al sitio del proyecto.
Requerimientos de área y condicionantes físicas del sitio	• De 0.5 a 2.5 hectáreas por MW instalado, dependiendo de si se trata de un sistema de biogás (digestores anaeróbicos) o de combustión directa de biomasa (IRENA, 2012). • Condicionantes relevantes: disponibilidad constante y previsible de materia prima (residuos agrícolas, pecuarios, urbanos o industriales), logística de acopio y transporte, y cumplimiento de la normatividad ambiental aplicable a la gestión de residuos y emisiones.
Rangos de capacidad y producción anual esperada	• Capacidad típica en proyectos de autoconsumo: 0.7 a 20 MW, frecuentemente asociada a instalaciones agroindustriales que generan sus propios residuos como insumo energético. • Factor de planta de referencia: 50% a 70%, el más alto entre las tecnologías caracterizadas, al no depender de condiciones climáticas variables y operar de manera similar a una planta de carga base. • Producción anual esperada de referencia: aproximadamente 4,700 a 5,700 MWh por MW instalado al año.
Compatibilidad técnica con perfiles de demanda	• Muy alta compatibilidad con demanda industrial y agroindustrial de operación continua y de carga base, dado su elevado y estable factor de planta. • Frecuentemente se configura como cogeneración (aprovechamiento simultáneo de energía eléctrica y térmica) en instalaciones que ya generan calor de proceso, en cuyo caso resulta aplicable la configuración de cogeneración prevista en el art. 41 de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a).
Criterios de adecuación por tipo y tamaño de empresa	• Empresas medianas y grandes con generación propia de residuos orgánicos susceptibles de valorización energética: ingenios azucareros, granjas porcícolas y avícolas, plantas de tratamiento de aguas residuales, y agroindustria en general. • Menor aplicabilidad para empresas sin una fuente propia o cercana de materia prima orgánica, dado el peso determinante de la logística de abasto en la viabilidad del proyecto. • Suele requerir un periodo de maduración y estructuración más prolongado que la solar fotovoltaica, por la necesidad de

	asegurar contratos de suministro de materia prima a largo plazo.

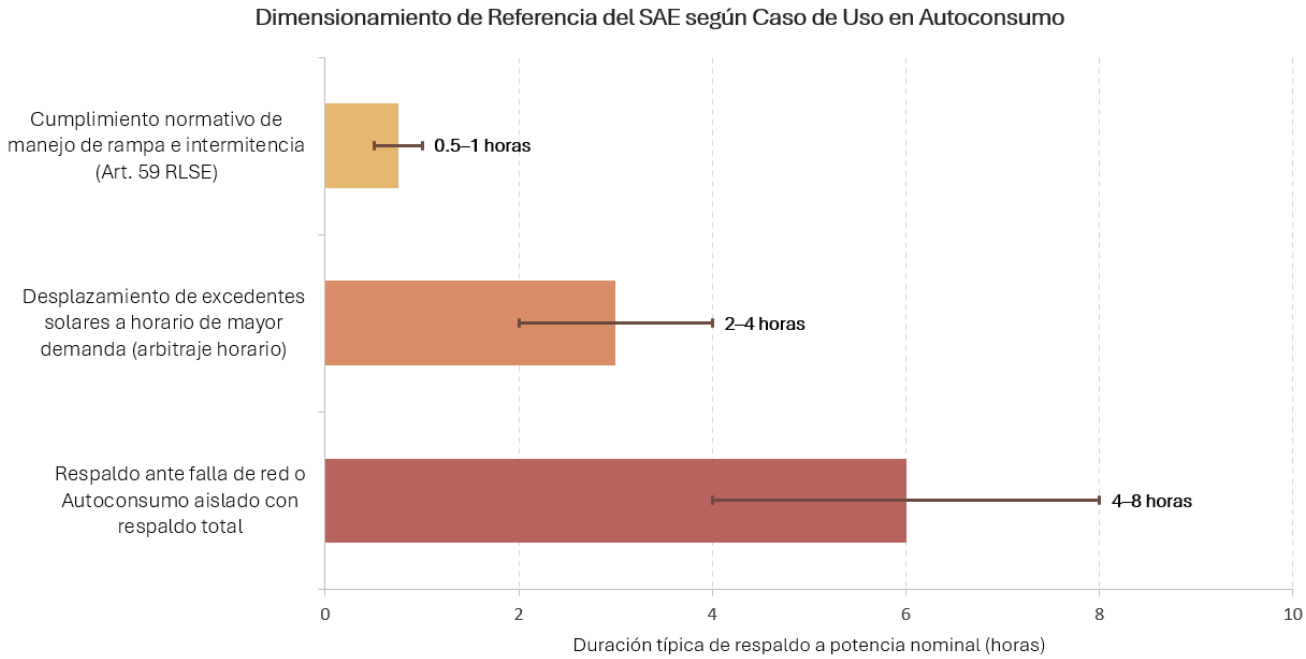
FICHA DE TECNOLOGÍA E — SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A diferencia de las cuatro tecnologías anteriores, los SAEE no generan energía: la extraen de una red eléctrica o de una fuente de energía y la almacenan para su uso o inyección posterior (art. 3, fracc. L, LSE) (Cámara de Diputados, 2025a). Se incluyen en esta caracterización porque la LSE las vincula de manera directa a la viabilidad regulatoria de la generación intermitente en proyectos de autoconsumo interconectado.

Función normativa y técnica	• Constituyen el mecanismo de "respaldo propio" que la LSE exige a toda central eléctrica de autoconsumo interconectado, intermitente, que inyecte energía al SEN (art. 32, fracc. III, LSE) (Cámara de Diputados, 2025a). • El art. 59 del Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico (RLSE) precisa que el respaldo propio consiste en contar con capacidad en SAEE, o con la contratación de una cobertura equivalente con la Empresa Pública del Estado o con un tercero, para cubrir los requerimientos de manejo de rampa, intermitencia y variabilidad, mitigando el impacto de la central en el SEN (Presidencia de la República, 2025). • Los numerales 4.4 y 4.5 de las DACG de Autoconsumo (CNE, DOF 12-12-2025) confirman que los excedentes de autoconsumo pueden almacenarse mediante un SAEE, y que toda central eléctrica intermitente debe contar con este servicio de respaldo o con la contratación equivalente (CNE, 2025c).
Marco normativo aplicable	• Art. 3, fracc. L, de la LSE: definición de SAEE. • Art. 32, fracc. III, de la LSE: obligación de respaldo propio en autoconsumo interconectado intermitente. • Art. 59 del RLSE: definición técnica del respaldo propio. • Arts. 82 a 85 de la LSE (cap. III, “Del Almacenamiento de Energía”): permisos, contraprestación por servicios al SEN y participación en el MEM. • Numerales 4.4 y 4.5 de las DACG de Autoconsumo (CNE, DOF 12-12-2025). • DACG de Almacenamiento (CNE, DOF 16-04-2026), que los Lineamientos de la VUA llaman “Disposiciones de Almacenamiento” (CNE, 2026; SENER, 2026).
Requerimientos de espacio y condicionantes de instalación	• De 0.05 a 0.15 hectáreas por MWh instalado, sensiblemente menor al de cualquier tecnología de generación caracterizada en este capítulo, al tratarse de gabinetes, contenedores compactos (skids) o contenedores marítimos. • Condicionantes relevantes: ventilación y control térmico, sistemas de detección y supresión de incendio, distancias de seguridad respecto a otras instalaciones, y proximidad al inversor o al punto de interconexión de la central eléctrica que respaldan (NFPA, 2023).

Rangos de capacidad y duración de respaldo	• No se caracterizan por un factor de planta, sino por su duración de respaldo a potencia nominal, la cual varía según el caso de uso: desde 0.5 a 1 hora para el cumplimiento normativo de manejo de rampa o regulación de voltaje, hasta 4 a 8 horas para el respaldo total ante interrupciones del suministro o el autoconsumo aislado con respaldo integral. • El dimensionamiento de referencia suele expresarse como una proporción de la capacidad de la central eléctrica intermitente a la que respaldan, típicamente entre 20% y 50% de dicha capacidad, en función del perfil de generación y de consumo del Grupo de Autoconsumo.
Compatibilidad técnica con perfiles de generación intermitente	• Alta complementariedad con solar fotovoltaica: permite desplazar los excedentes generados al mediodía hacia las horas de mayor demanda o de tarifa más alta. • Alta complementariedad con eólica: suaviza las rampas de generación asociadas a la variabilidad del viento y facilita el cumplimiento de los requerimientos técnicos del CENACE en el punto de interconexión. • En el autoconsumo aislado, puede constituir —junto con la propia central eléctrica— la totalidad de la confiabilidad del suministro, al no existir respaldo de la red pública.
Criterios de adecuación por tipo y tamaño de empresa	• Obligatorio, en términos regulatorios, para toda empresa con autoconsumo interconectado de generación intermitente que inyecte excedentes al SEN, salvo que contrate una cobertura equivalente con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o con un tercero. • Altamente recomendable, aunque no obligatorio, para el autoconsumo aislado que busque maximizar su autosuficiencia y reducir su dependencia de generación de respaldo convencional. • Aplicable a cualquier tamaño de empresa, dado que su dimensionamiento es proporcional a la capacidad de la central eléctrica que acompaña, desde proyectos de entrada (0.7 MW) hasta proyectos de mayor escala (20 MW).

Diagrama 2.2. Dimensionamiento de referencia del SAEE según caso de uso en autoconsumo



Nota: Rangos de referencia ilustrativos; el dimensionamiento específico depende del perfil de generación intermitente, del perfil de demanda del Grupo de Autoconsumo y de los requerimientos técnicos que determine el CENACE.

Fuente: Elaboración propia con base en el art. 59 del RLSE y rangos de referencia de la industria (Presidencia de la República, 2025).

2.4 Análisis comparativo entre tecnologías

El siguiente cuadro consolida, de manera comparativa, los principales parámetros técnicos y de adecuación desarrollados en las fichas de la sección anterior. Este cuadro constituye una herramienta de consulta rápida para orientar al usuario en la selección preliminar de la tecnología más adecuada según su perfil de demanda, ubicación y escala.

Tabla 2.1. Comparativo consolidado de parámetros técnicos por tecnología

TECNOLOGÍA	FACTOR DE PLANTA	ÁREA REQUERIDA	PRODUCCIÓN TÍPICA POR 1 MW INSTALADO	PERFIL DE DEMANDA MÁS COMPATIBLE	ADECUACIÓN POR TAMAÑO DE EMPRESA
Solar fotovoltaica	16% – 26%	1.2 – 2.0 ha/MW	1,400 – 2,277 MWh	Comercial diurno; industrial con turno único o doble	PyME a gran empresa; azoteas y suelo
Eólica	25% – 48%	25 – 60 ha/MW	2,190 – 4,200 MWh	Industrial de operación continua (24 h)	Mediana a gran empresa; requiere predio extenso
Minihidráulica	40% – 65%	0.3 – 3.0 ha/MW	03,500 – 5,690 MWh	Industrial de operación continua, base estable	Mediana empresa; alta dependencia del sitio
Bioenergéticos	65% – 88%	0.5 – 2.5 ha/MW	5,690 – 7,700 MWh	Industrial y agroindustrial de carga base	Mediana a gran empresa con generación propia de residuos
Baterías de Respaldo (SAEE)	No aplica 3	0.05 – 0.15 ha/MWh	20% – 50% de la central asociada	Complementa a solar y eólica; obligatorio si hay inyección intermitente	Toda empresa con generación intermitente interconectada

Fuente: Elaboración propia con base en rangos de referencia de la industria (IRENA, 2025; Denholm et al., 2009).

2 La información se obtuvo a partir del *software* MeteoAnalytica, de diseño propio, que usa información de la base de datos Open-meteo ERA5 para usar valores horarios de GHI y velocidad promedio del viento a 100m (Hersbach et al., 2020; Open-Meteo, 2026)

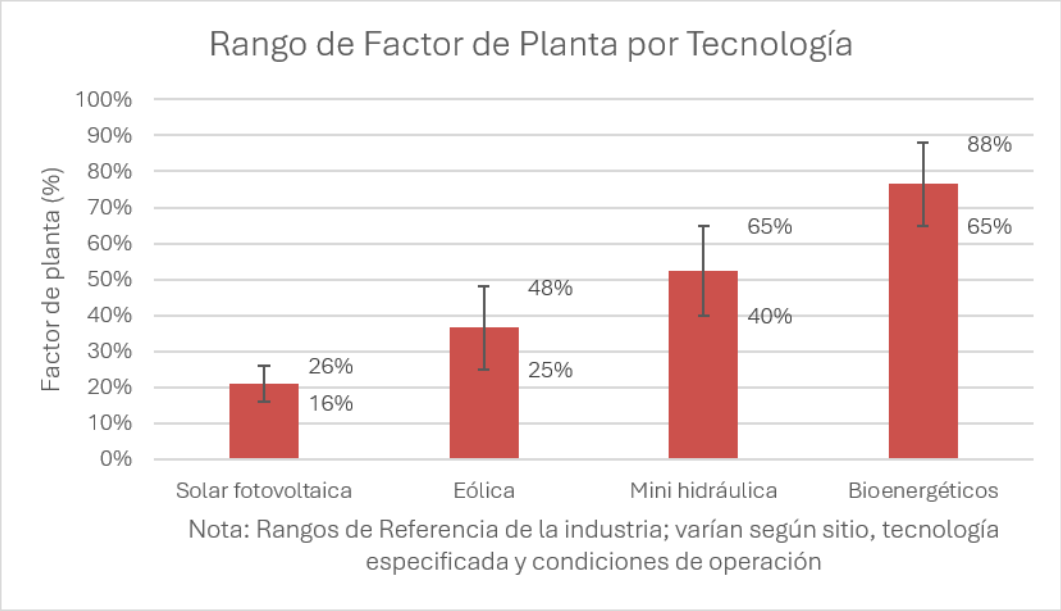
3 El SAEE no genera energía, por lo que el concepto de factor de planta no le es aplicable

Dado que los SAEE no son una tecnología de generación, los tres gráficos siguientes fueron construidos sobre factor de planta, requerimiento de área por MW y capacidad típica de generación, comparando únicamente a las cuatro tecnologías de generación caracterizadas. El desempeño técnico del SAEE se documenta de manera específica en el Diagrama 2.2 de la Ficha E.

Comparativo de factor de planta

El factor de planta expresa la relación entre la energía efectivamente generada por una central eléctrica en un periodo y la energía que generaría si operara de manera continua a su capacidad nominal. El siguiente gráfico compara los rangos de factor de planta entre las cuatro tecnologías caracterizadas, observándose que los bioenergéticos y la minihidráulica presentan los valores más altos y estables, mientras que la solar fotovoltaica presenta el valor más bajo por su naturaleza intermitente y acotada al periodo diurno.

Gráfico 2.3. Rango de factor de planta por tecnología

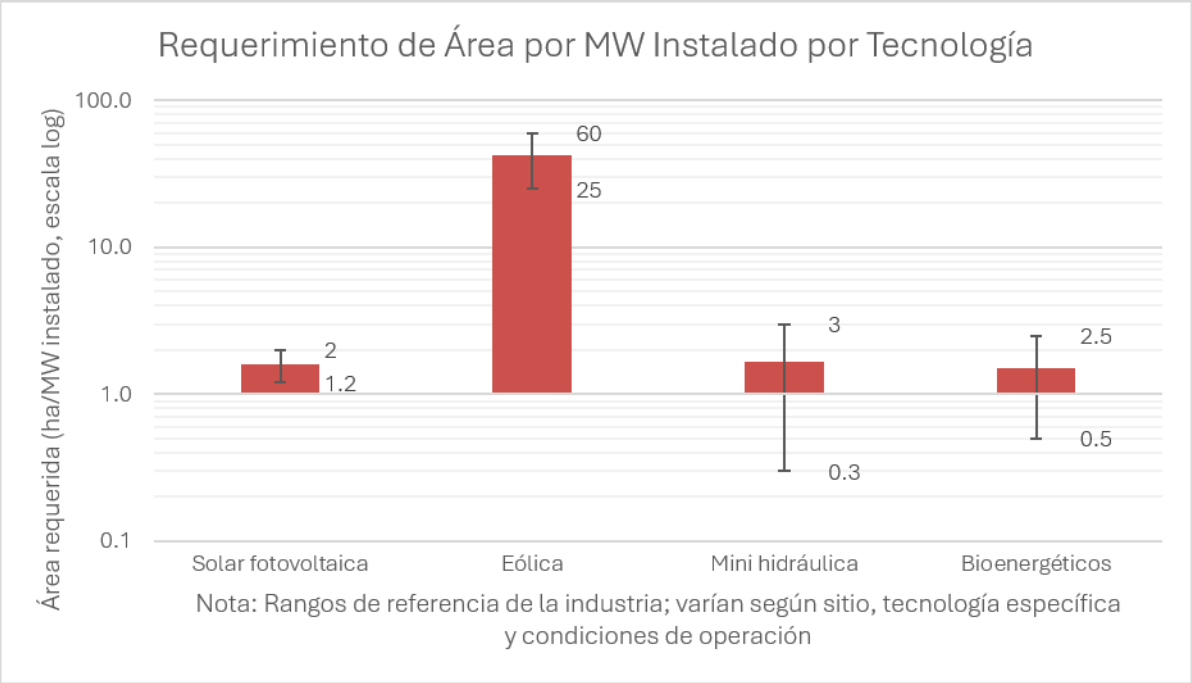


Fuente: Elaboración propia con base en rangos de referencia de la industria (IRENA, 2025; CFE, 2026).

Comparativo de requerimiento de área

El siguiente gráfico, en escala logarítmica dada la amplitud de los valores, compara el área requerida por cada megawatt instalado. La tecnología eólica requiere el mayor espaciamiento entre unidades generadoras, aunque en su huella física ocupada se consideran caminos y cimentaciones, esta es considerablemente menor al área total del predio, lo que permite ser compatible con otros usos del suelo, como la actividad agropecuaria.

Gráfico 2.4. Requerimiento de área por MW instalado por tecnología

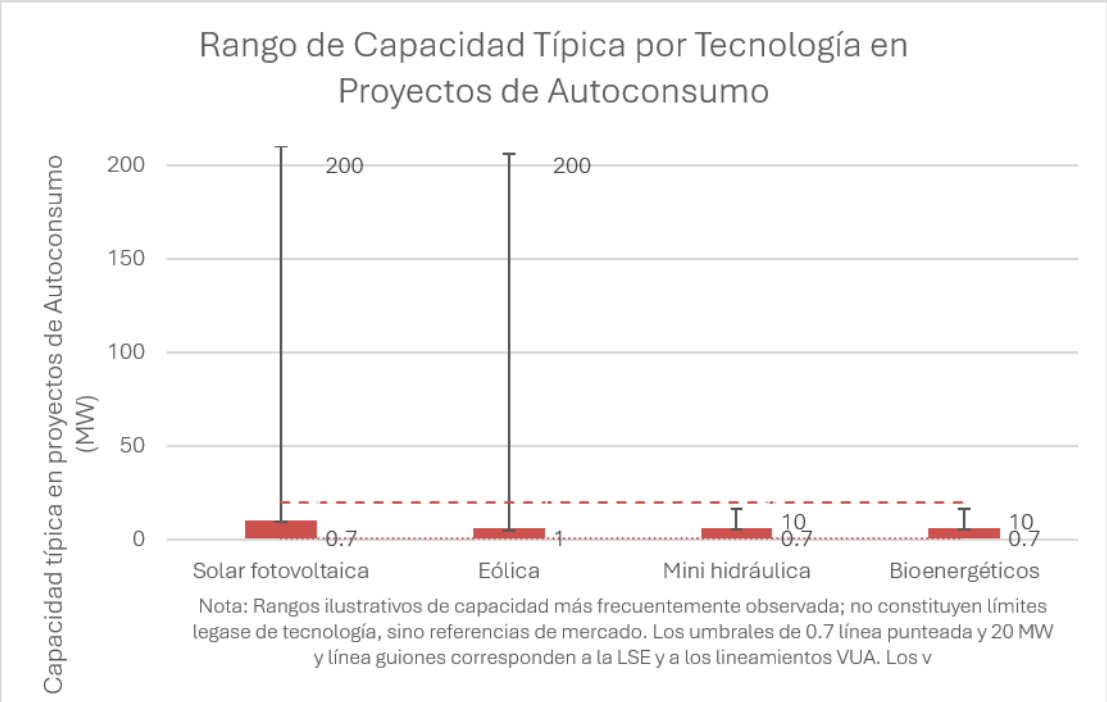


Fuente: Elaboración propia con base en rangos de referencia de la industria.

Comparativo de capacidad típica en proyectos de autoconsumo

El siguiente gráfico ubica el rango de capacidad más frecuentemente observado en proyectos de autoconsumo para cada tecnología, en relación con los umbrales normativos de 0.7 MW (capacidad mínima para constituir autoconsumo conforme al artículo 30 de la LSE y 20 MW (umbral máximo para acceder a la VUA conforme a sus lineamientos) (Cámara de Diputados, 2025a; SENER, 2026).

Gráfico 2.5. Rango de capacidad típica por tecnología en proyectos de autoconsumo



Proyectos de Autoconsumo Mayores a 20 MW

Los umbrales de capacidad revisados en el apartado anterior — 0.7 MW como capacidad mínima y 20 MW como límite superior de la VUA — delimitan un tercer segmento de proyectos que, si bien conserva la configuración regulatoria de autoconsumo, queda fuera del trámite simplificado.

Trámite y régimen aplicable

Un proyecto de autoconsumo mayor a 20 MW no pierde su naturaleza jurídica: la energía generada se sigue destinando al consumo propio del titular, sin participación en el MEM. Sin embargo, al exceder el umbral de la VUA, el proyecto debe tramitar su permiso de generación conforme al régimen general ante la CNE, con los mismos requisitos técnicos, de interconexión y ambientales aplicables a cualquier central eléctrica de gran escala, y sin acceso a los plazos de resolución acortados que ofrece la VUA (CNE, 2025b; SENER, 2026).

Interconexión

A esta escala, la solicitud de interconexión se dictamina con mayor frecuencia sobre la Red Nacional de Transmisión (RNT) o sobre puntos de las Redes Generales de Distribución (RGD) de mayor capacidad disponible, en función de la holgura de la subestación más cercana y no de un umbral fijo por ley. El usuario debe considerar estudios indicativos, de

impacto y de instalaciones conforme el Manual de Interconexión ante el CENACE (SENER, 2018a), regularmente, por la capacidad mayor de 20 MW, el proyecto necesita una línea de transmisión cuyo costo, pérdidas y propiedad son por cuenta del propietario de la planta de generación.

Tecnología dominante

Como se observó en el análisis comparativo de la sección anterior el requerimiento de área por MW se mantiene constante independientemente de la escala; lo que cambia es el requerimiento absoluto de superficie. Esta necesidad de superficie extensa y contigua concentra los proyectos de autoconsumo de esta escala en corporativos industriales con predios propios de gran tamaño, parques industriales con predios adyacentes disponibles, o esquemas de grupos de autoconsumo distribuidos en distintos predios de un mismo desarrollo. La eólica *utility-scale* es técnicamente viable a esta escala, pero su adopción para autoconsumo se concentra en corredores de alto régimen de viento dado el mayor costo y plazo de desarrollo de un parque eólico frente a uno solar de capacidad equivalente.

Desarrollo y financiamiento

El mayor monto de inversión de estos proyectos y su régimen general de permiso de generación establecen la estructura del desarrollo del proyecto a un proyecto de generación participante del MEM: vehículo de propósito específico, mezcla de capital y deuda de proyecto, y contratos de suministro (PPA) o de arrendamiento del activo con el usuario final de autoconsumo. El plazo de desarrollo, desde el inicio de los estudios de interconexión hasta la entrada en operación, se extiende de forma característica entre 24 y 36 meses, sustancialmente mayor a los 6 a 12 meses típicos de un proyecto de autoconsumo de entrada tramitado por la VUA.

El siguiente cuadro sintetiza las principales diferencias regulatorias y técnicas entre un proyecto de autoconsumo dentro del umbral de la VUA y uno que excede los 20 MW.

Tabla 2.2. Diferencias entre el autoconsumo de hasta 20 MW y el mayor a 20 MW

Criterio	Autoconsumo ≤ 20 MW (VUA)	Autoconsumo > 20 MW (régimen general)
Trámite ante la autoridad	Registro simplificado ante la VUA	Permiso de generación ante la CNE
Punto de interconexión habitual	RGD, media tensión	RNT
Estudios de interconexión	Estudio simplificado de impacto en la red	Estudio indicativo, de impacto e instalaciones
Requerimiento de superficie	Instalación en techos o predios menores a 40 ha	Predios de 20 a 200 hectáreas o más, según tecnología
Plazo estimado de desarrollo	6 a 12 meses	24 a 36 meses
Perfil de desarrollo y financiamiento	Inversión directa o arrendamiento del activo	Estructuración similar a un productor independiente de energía (SPV, deuda de proyecto, PPA)

La escala mayor a 20 MW no es, en consecuencia, una simple extrapolación de los proyectos caracterizados en las secciones anteriores: implica un régimen de trámite distinto, un perfil de interconexión más exigente, y una lógica de desarrollo y financiamiento propia de la generación de gran escala, aun cuando el destino final de la energía siga siendo, en su totalidad o mayor parte, el autoconsumo del titular del proyecto.

2.5 Criterios preliminares de selección de tecnología

Este apartado ofrece criterios preliminares para orientar al lector en la identificación de la tecnología o combinación de tecnologías más adecuadas para su proyecto, esto en función de tres criterios principales: la ubicación geográfica del predio, el perfil horario de la demanda eléctrica, y la escala o tamaño de la empresa.

Criterio de ubicación geográfica

- Si el predio se ubica en el Noroeste, Norte o Península de Yucatán: la solar fotovoltaica ofrece, en general, la mejor relación entre disponibilidad del recurso y facilidad de implementación.
- Si el predio se ubica en el Istmo de Tehuantepec o en zonas costeras de alto régimen de viento: la eólica —individual o combinada con solar— resulta especialmente competitiva.
- Si el predio se ubica cerca de una cuenca hidrográfica con concesión de aguas disponible o susceptible de tramitarse: la minihidráulica puede ofrecer el factor de planta más estable de las cuatro tecnologías.
- Si la empresa genera sus propios residuos orgánicos o tiene acceso constante a biomasa: los bioenergéticos permiten valorizar dichos residuos con el factor de planta más alto de las tecnologías caracterizadas.

Criterio de perfil horario de demanda

- Demanda concentrada en horario diurno (comercios, oficinas, industria de turno único): la solar fotovoltaica presenta la mejor coincidencia natural entre generación y consumo.
- Demanda continua las 24 horas (industria pesada, procesos continuos): la eólica, la minihidráulica y los bioenergéticos ofrecen mejor cobertura horaria; estos últimos dos, además, con mayor estabilidad.
- Demanda con picos nocturnos o de madrugada: se recomienda evaluar la incorporación de SAEE como complemento a la solar o la eólica, conforme al artículo 32, fracción III, de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a).

Criterio de escala y tipo de empresa

- PyMEs y comercios: la solar fotovoltaica en azotea (Generación Distribuida o Autoconsumo de entrada) constituye, en la mayoría de los casos, la opción de menor barrera de entrada.
- Empresas medianas: solar fotovoltaica en suelo, minihidráulica (si aplica por ubicación) o bioenergéticos (si existe generación propia de residuos) suelen ofrecer el mejor balance entre inversión y producción.
- Grandes empresas y corporativos industriales: la eólica y los esquemas híbridos solar-eólico-almacenamiento permiten maximizar la cobertura de una demanda elevada y continua.

Consideraciones transversales

- La selección final de la tecnología debe validarse siempre mediante estudios de sitio específicos (recurso natural, interconexión, impacto ambiental y social), conforme a lo previsto en las fichas de configuración de la sección 1.2 de este manual.
- Los esquemas híbridos —por ejemplo, solar fotovoltaica combinada con los SAEE, pueden mejorar sustancialmente la cobertura horaria de la demanda y reducir la dependencia de una sola fuente intermitente.

Cuando el proyecto requiere Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAEE)

A diferencia de las cuatro tecnologías de generación, la necesidad de incorporar un SAEE no depende de la ubicación o el perfil de demanda, sino de la configuración regulatoria del autoconsumo y de la naturaleza variable de la fuente de generación elegida:

- Autoconsumo interconectado con generación variable (solar o eólica) que inyecte excedentes al SEN: la incorporación de un SAEE, o la contratación de una cobertura equivalente, es obligatoria conforme al artículo 32, fracción III, de la LSE y al artículo 59 del RLSE (Cámara de Diputados, 2025a; Presidencia de la República, 2025).

- Autoconsumo interconectado sin venta de excedentes: no es obligatorio, pero reduce el riesgo de desviaciones frente a la capacidad neta declarada en el punto de interconexión.
- Autoconsumo aislado: no es obligatorio en términos de la LSE, pero es la única fuente de respaldo disponible ante la variabilidad de la generación, dado que no existe respaldo de la red pública.
- Minihidráulica y bioenergéticos: su alto y estable factor de planta reduce la necesidad técnica de un SAEE de gran duración, aunque puede ser recomendable para cubrir picos de demanda puntuales.

Consideraciones

La caracterización técnica desarrollada evidencia que no existe una tecnología única óptima para todos los proyectos de autoconsumo, sino que la selección adecuada depende de la combinación específica de ubicación geográfica, perfil de demanda y escala de la empresa interesada. Desde una perspectiva comparativa: la solar fotovoltaica destaca por su amplia disponibilidad geográfica y menor barrera de entrada; la eólica, por su alto factor de planta en regiones específicas y su compatibilidad con demanda continua; la minihidráulica, por su estabilidad, aunque con fuerte dependencia del sitio; y los bioenergéticos, por su mayor factor de planta y capacidad de valorizar residuos propios de la operación industrial. Para la toma de decisiones, se recomienda utilizar las fichas de tecnología y la guía de selección como insumos de primera aproximación, sin que sustituyan los estudios técnicos de detalle exigibles conforme al marco regulatorio.

Es importante recordar que los SAEE no compiten con las demás tecnologías, sino que habilitan su viabilidad regulatoria cuando la generación es intermitente e interconectada. Su costo y dimensionamiento deben incorporarse desde las primeras etapas de planeación y confirmar si la capacidad y configuración de autoconsumo activan la obligación de respaldo propio prevista en la LSE.

Capítulo 3


Express Tools
Vehicle Tracking
Geotechnical Module
Rotate
Trim
Copy
Mirror
Fillet
Stretch
Scale
Array
Layer Properties
Hatch
Draw
Modify
Layers
P2
400 (note 5)
400 (note 5)
Min. 11800
Weir Length
400 (note 5)
Min. 11800
Weir Length
Min. 12400
Min. 6200
Min. 12400
Min. 6200
B
Existing weir to be dem

Capítulo 3. Parámetros financieros de referencia por tecnología y escala

Objetivo y alcance. Este capítulo desarrolla la dimensión financiera de la Guía de Toma de Decisiones, basándose en datos empíricos de proyectos reales del mercado mexicano actualizados a 2026. Su objetivo es servir como marco de referencia común para que desarrolladores, usuarios industriales/comerciales y financiadores puedan evaluar la viabilidad económica de un proyecto de autoconsumo antes de comprometer capital, permitiendo dimensionar qué tan sensible o viable es la solución bajo distintos supuestos.

El contenido se organiza en tres bloques principales: CAPEX/OPEX: rangos actualizados (USD/kW) por escala y tecnología; Indicadores de desempeño: Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Neto (VPN) y periodo de recuperación bajo escenarios típicos de financiamiento; y Análisis de sensibilidad: variaciones en precio de energía, costo financiero, factor de planta y degradación del sistema.

3.1 Premisas metodológicas

El contenido cubre tres bloques: (i) rangos de CAPEX (USD/kW) y OPEX actualizados al mercado nacional 2026, desagregados por escala y tecnología; (ii) indicadores de desempeño económico —TIR, VPN y periodo de recuperación— bajo escenarios típicos de tarifa evitada y estructura de financiamiento; y (iii) análisis de sensibilidad ante variaciones en precio de la energía, costo financiero, factor de planta y degradación del sistema. Todos los parámetros se presentan como rangos de referencia (bajo–central–alto), nunca como cifras únicas, precisamente porque el CAPEX, la tarifa evitada y el costo de capital varían de un proyecto a otro incluso dentro de la misma tecnología y escala.

Fuente de los parámetros: Modelo LCOE/WACC ICM (hoja de cálculo interna, agosto 2026) (ICM, 2026), y con rangos de mercado de EPCistas mexicanos de solar fotovoltaico distribuido. Las cifras deben recalibrarse periódicamente con *term sheets* de banca de desarrollo (Nafin, Bancomext, FIRA) y con cotizaciones EPC recientes.

Qué decide este capítulo y qué decide otro

La evaluación económica de un proyecto de autoconsumo se apoya en tres determinaciones que se toman en documentos distintos y en un orden que no conviene alterar. La primera es regulatoria: si el proyecto constituye autoconsumo en términos del artículo 30 de la LSE —capacidad igual o mayor a 0.7 MW destinada a satisfacer necesidades propias a través de una red particular— y, en su caso, por qué vía se tramita. Esa determinación se desarrolla en el Capítulo 1 de este Manual y condiciona plazos, costos administrativos y obligaciones permanentes que este capítulo incorpora como supuestos.

La segunda es técnica: qué tecnología es adecuada al sitio, con qué factor de planta y con qué requerimiento de área, materia del Capítulo 2. El factor de planta es el puente

entre ambos documentos, porque es a la vez un parámetro técnico y la segunda variable de mayor impacto sobre la TIR.

La tercera es financiera y es la que aquí se desarrolla: cuánto cuesta el activo, cuánto vale la energía que sustituye, a qué tasa se descuenta ese ahorro y qué variable pone en riesgo el retorno. El esquema bajo el cual se paga el activo —compra directa, PPA, arrendamiento o ESCO— se analiza en el Capítulo 4 (Esquemas de Adquisición y Financiamiento) y modifica quién recibe estos flujos, no su magnitud agregada.

Premisas metodológicas del modelo

Todas las cifras se expresan en dólares corrientes de 2026, salvo indicación contraria, y se convierten a pesos con el tipo de cambio FIX de referencia del modelo. Los indicadores son de proyecto, es decir, se calculan sobre el flujo del activo antes del servicio de deuda; el flujo del accionista se obtiene después de aplicar la estructura de capital que corresponda al esquema de adquisición elegido.

El valor de la energía se reconoce como costo evitado de compra a la red y no como ingreso por venta. Esta distinción es determinante: el autoconsumo, por definición legal, destina su producción a satisfacer necesidades propias, y solo la energía remanente —los excedentes— puede venderse, de manera exclusiva a la Empresa Pública del Estado, conforme al artículo 32, fracción II, de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a). Un modelo que valore toda la generación a precio de venta sobreestima el retorno; uno que la valore toda a tarifa evitada, sin verificar la coincidencia horaria entre generación y consumo, lo sobreestima igualmente.

El escudo fiscal se modela con la tasa de Impuesto sobre la Renta (ISR) corporativo del 30% (art. 9 de la LISR) (Cámara de Diputados, 2013) y con la deducción inmediata al 100% para maquinaria de generación con fuentes renovables prevista en el artículo 34, fracción XIII, de la LISR (Cámara de Diputados, 2013). Su vigencia y el requisito de operación mínima asociado deben verificarse con el asesor fiscal del proyecto antes de incorporarlo a un caso de inversión.

Supuestos macrofinancieros de referencia

Todo el modelo cuelga de un conjunto reducido de parámetros macrofinancieros. Cuando cualquiera de ellos se mueve de forma material —señaladamente la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo país o el tipo de cambio—, los resultados de este capítulo deben recalcularse antes de utilizarse como base de una decisión.

Tabla 3.1. **Supuestos macrofinancieros de referencia**

PARÁMETRO	VALOR DE REFERENCIA	ORIGEN O FUNDAMENTO
Tasa libre de riesgo USD (UST 10 años)	4.60%	Referencia del modelo al 29-jul-2026
Tasa libre de riesgo MXN (Bono M 10 años)	8.90%	Referencia de junio de 2026
Prima de riesgo país (EMBI+ México)	2.00%	Cierre del primer semestre de 2026: 202 pb
Prima de riesgo de mercado (Rm – Rf)	5.50%	Punto central del rango de consenso 5.0%–6.5%
Tasa de ISR corporativo (T)	30%	LISR, art. 9
Deducción inmediata de equipo renovable	100%	LISR, art. 34, fracc. XIII
Tipo de cambio MXN/USD (FIX)	17.463	Referencia al 24-jul-2026
Inflación esperada México / EE. UU.	3.70% / 2.40%	Diferencial de 1.3 pp para pasar de USD a MXN nominal

Fuente: Modelo LCOE/WACC ICM (agosto 2026), hoja Macro (ICM, 2026, Banco de México). Los valores son de entrada y deben actualizarse en cada ciclo de evaluación.

3.2 CAPEX y OPEX de referencia — mercado nacional 2026

El autoconsumo solar fotovoltaico es, por volumen de proyectos, la tecnología dominante del mercado mexicano de autoconsumo. La tabla siguiente presenta los rangos de CAPEX y OPEX observados para las cuatro escalas de la taxonomía del estudio, en dólares corrientes de 2026. El CAPEX incluye módulos, inversores, estructura, ingeniería, instalación y puesta en marcha; para la escala mediana e industrial puede incluir seguimiento en un eje cuando la instalación es en piso.

Vida útil de diseño: 25 años (micro y pequeña) y 30 años (mediana y gran escala). Degradación anual de referencia: 0.5% (Jordan y Kurtz, 2013). Base solar FV = kW-DC para micro, pequeña y mediana; kW-AC para gran escala (relación DC/AC ≈ 1.3).

Tres factores explican por qué el CAPEX cae de forma monótona con la escala hasta la franja industrial y luego vuelve a subir en *utility-scale*: el poder de compra de equipo (los EPCistas obtienen mejores precios de módulos e inversores en lotes de MW que en lotes de kW), la dilución de los costos fijos de ingeniería y gestión de proyecto entre más kW instalados, y —en sentido inverso para *utility-scale*— la necesidad de subestación, línea de interconexión propia y estructuras con seguimiento, que la instalación distribuida en techo no requiere.

El SAEE es cada vez más relevante como complemento del autoconsumo industrial, tanto para reducir cargos por demanda en horario punta (*peak shaving*) como para blindar el autoconsumo pleno ante interrupciones de red. El CAPEX de referencia para SAEE de 4 horas de gran escala es de 800 USD/kW (200 USD/kWh × 4 h), con OPEX fijo de 25 USD/kW-año y reinversión de 400 USD/kW en el año 15 por reemplazo de celdas.

Tabla 3.2. **CAPEX y OPEX de referencia por escala: solar fotovoltaica**

ESCALA	TAMAÑO	CAPEX BAJO (USD/KW)	CAPEX CENTRAL (USD/KW)	CAPEX ALTO (USD/KW)	OPEX FIJO (USD/KW-AÑO)	FACTOR DE PLANTA (RANGO)
Micro (residencial)	0.01 – 50 kW	1,000	1,200	1,400	19	16% – 19%
Pequeña (comercial)	50 – 699 kW	900	1,100	1,200	18	17% – 20%
Mediana (industrial)	0.7 – 20 MW	850	800	1,000	17	18% – 22%
Gran escala (utility)	> 20 MW	680	700	750	15	24% – 30%

Qué incluye y qué no incluye el CAPEX de referencia

El CAPEX de referencia corresponde al alcance típico de un contrato de ingeniería, procura y construcción llave en mano para generación solar fotovoltaica: módulos, inversores, estructura de soporte, cableado y balance de sistema, ingeniería de detalle, instalación, pruebas y puesta en marcha. Es el alcance sobre el que un EPCista cotiza y, por lo tanto, el que puede contrastarse directamente contra una propuesta comercial.

Quedan fuera de ese alcance tres grupos de costos que, sin embargo, sí forman parte de la inversión total del proyecto y deben incorporarse al caso base. El primero es el de las obras civiles mayores y las adecuaciones estructurales del inmueble, que dependen del sitio y no del equipo. El segundo es el de las obras de refuerzo de la red que, en su caso, determinen los estudios para autoconsumo del CENACE en el autoconsumo interconectado. El tercero es el de los costos regulatorios y administrativos del trámite, que se detallan enseguida.

Costos regulatorios y administrativos por configuración

El Capítulo 1 de este Manual estima los costos administrativos asociados a cada tipo de autoconsumo y vía de tramitación. Aunque su magnitud es menor frente al CAPEX del equipo, su omisión distorsiona el flujo del año cero y, sobre todo, el calendario del proyecto: son desembolsos que anteceden a la construcción y que, en la Vía Ordinaria, se extienden por un plazo sustancialmente mayor.

Tabla 3.3. Costos regulatorios y administrativos por configuración de autoconsumo

TIPO DE AUTOCONSUMO Y VÍA	COSTO ADMINISTRATIVO ESTIMADO (MXN)	PLAZO ESTIMADO	CONCEPTOS PRINCIPALES
Aislado — Vía Ordinaria	$40,000 – $100,000	≈ 45 – 90 días hábiles	Derechos de permiso y honorarios de gestoría; sin MISSE ni estudios de interconexión en el supuesto general
Aislado — VUA (0.7 – 20 MW)	$30,000 – $70,000	≈ 30 – 60 días hábiles	Derechos de permiso con atención prioritaria de la CNE
Interconectado — Vía Ordinaria	$90,000 – $220,000	≈ 120 – 220 días hábiles	Derechos, estudios de interconexión conforme al MIC (Anexo I) y, en su caso, MISSE
Interconectado — VUA (0.7 – 20 MW)	$25,000 – $60,000	≈ 30 – 60 días hábiles	Derechos y estudios para autoconsumo conforme a las tablas de costos del MIC

La diferencia de plazo entre la Vía Ordinaria y la VUA —una reducción estimada de 40% a 50% en el autoconsumo interconectado— tiene un efecto financiero que no aparece en la tabla anterior: cada mes de desarrollo adicional es un mes de costo de capital sobre los desembolsos ya realizados y un mes de ahorro no percibido. En un proyecto industrial de 5 MW, ese ahorro no percibido asciende a aproximadamente 80 mil dólares mensuales conforme al caso aplicado de la sección de ejemplos.

REGLA PRÁCTICA

Verificar la elegibilidad para la VUA —capacidad de entre 0.7 y 20 MW— antes de cerrar el dimensionamiento. Un proyecto de 21 MW no solo pierde el acceso a la VUA: también deja de estar exento de la MISSE, cuyo umbral de exención es de 20 MW conforme al artículo 54 del RLSE (Presidencia de la República, 2025).

El respaldo propio como partida obligatoria, no opcional

En el autoconsumo interconectado con generación variable que inyecta energía al SEN, contar con capacidad en un SAEE —o con una cobertura equivalente contratada— es una obligación legal y no una mejora opcional del proyecto. Así lo establecen el artículo 32, fracción III, de la LSE y el artículo 59 del RLSE, que precisa que el respaldo propio consiste en cubrir los requerimientos de manejo de rampa, intermitencia y variabilidad (Cámara de Diputados, 2025a; Presidencia de la República, 2025).

La consecuencia financiera es directa: en esos proyectos, el CAPEX del almacenamiento —1,120 USD/kW de referencia para un sistema de cuatro horas de gran escala, con OPEX de 25 USD/kW-año y reinversión de 300 USD/kW— pertenece al caso base y no a un escenario optimista. Un modelo que lo trate como opcional subestima la inversión y, por lo tanto, sobreestima la TIR del proyecto que sí puede ejecutarse legalmente.

En el autoconsumo aislado la obligación no existe en esos términos, pero el almacenamiento suele ser la única fuente de respaldo disponible ante la variabilidad de la generación, dado que no hay respaldo de la red pública salvo mediante la conexión de respaldo del artículo 56 del RLSE, sujeta a protecciones de potencia inversa y sin que ello modifique la configuración aislada del permiso (Presidencia de la República, 2025).

Composición del OPEX y tratamiento de las reinversiones

El OPEX fijo de referencia —entre 10 y 13 USD/kW-año según la escala— comprende la operación y el mantenimiento preventivo, el monitoreo remoto, la limpieza de módulos, los seguros y la administración del activo. No comprende el reemplazo de inversores, que se modela como reinversión en el año correspondiente de la vida útil, ni el consumo de los usos auxiliares de la central, que la normativa reconoce como una carga propia de la instalación y que debe descontarse de la energía disponible para cubrir Necesidades Propias.

La diferencia de OPEX entre escalas es menos pronunciada que la de CAPEX y se explica por la existencia de un componente fijo mínimo de administración y monitoreo, difícil de diluir por debajo de cierto tamaño. En gran escala el OPEX vuelve a subir por la incorporación de vigilancia, mantenimiento de caminos y gestión del terreno.

El costo de capital: cómo se construye el WACC del proyecto

El costo promedio ponderado de capital no es un dato de mercado que pueda tomarse de una fuente única: se construye para cada combinación de tecnología y escala. El modelo parte de una beta desapalancada por tecnología, la reapalanca con la estructura de capital objetivo mediante la fórmula de Hamada (Hamada, 1972), y suma a la tasa libre de riesgo en dólares la prima de riesgo de mercado, la prima de riesgo país (Damodaran, 2026) y una prima por tamaño que penaliza a los proyectos menores. El costo de la deuda se construye de manera análoga, con un diferencial específico por tecnología, y se lleva a términos después de impuestos con la tasa de ISR.

Tabla 3.4. **Construcción del WACC por tecnología y escala**

TECNOLOGÍA Y ESCALA	BETA DESAPALANCADA	D/V — E/V	BETA APALANCADA	KE	KD ANTES DE ISR	WACC USD NOMINAL	WACC MXN NOMINAL
Solar FV Comercial (20–700 kW)	0.55	50% / 50%	0.935	14.79%	10.15%	10.95%	12.45%
Solar FV Industrial (0.7–20 MW)	0.55	65% / 35%	1.265	15.11%	9.15%	9.45%	10.93%
Solar FV Utility (>20 MW)	0.55	70% / 30%	1.448	14.62%	8.40%	8.50%	9.97%
Eólica Industrial (0.7–20 MW)	0.60	65% / 35%	1.380	15.74%	9.40%	9.79%	11.27%

Dos lecturas de esta tabla resultan relevantes para la decisión. La primera es que el WACC disminuye con la escala pese a que el costo del capital propio se mantiene prácticamente constante: lo que cambia es la proporción de deuda que el proyecto puede sostener y el diferencial al que la obtiene. La segunda es que la diferencia entre el WACC en dólares y en pesos —del orden de 1.3 a 1.5 puntos porcentuales— corresponde al diferencial de inflación esperada entre México y Estados Unidos; evaluar un proyecto con flujos en pesos y una tasa en dólares introduce un sesgo sistemático a favor del proyecto.

Costo nivelado de la energía como referencia de contraste [1]

El costo nivelado de la energía traduce toda la estructura de costos —inversión, operación, reinversiones, escudo fiscal, degradación y costo de capital— a un único precio por megavatio-hora comparable contra la tarifa evitada del usuario. Es la métrica adecuada para decidir si conviene generar o seguir comprando, y para comparar tecnologías entre sí, pero no sustituye al análisis de flujo, que es el que revela cuándo se recupera la inversión (IEA y NEA, 2020).

El contraste entre el costo nivelado y la tarifa evitada explica por qué el autoconsumo solar industrial resulta económicamente atractivo con independencia del ciclo de precios del mercado mayorista: con un costo nivelado central de 44 a 83 USD/MWh frente a una tarifa evitada de referencia de 105 USD/MWh, el margen unitario es de aproximadamente 70 USD/MWh, es decir, dos terceras partes del precio que el usuario deja de pagar. Ese margen es el que sostiene los periodos de recuperación de la sección siguiente.

Tabla 3.5. **Costo nivelado de la energía (LCOE) por tecnología y escala**

TECNOLOGÍA Y ESCALA	CAPEX BAJO / CENTRAL / ALTO (USD/KW)	OPEX FIJO (USD/KW-AÑO)	FACTOR DE PLANTA BAJO / CENTRAL / ALTO	VIDA ÚTIL (AÑOS)	LCOE BAJO / CENTRAL / ALTO (USD/MWH)	LCOE CENTRAL (MXN/MWH)
Solar FV Comercial	800 / 900 / 1,100	23	18% / 20% / 24%	25	62 / 75 / 83	1,300
Solar FV Industrial	550 / 700 / 900	22	20% / 22% / 25%	30	45 / 49 / 55	860
Solar FV Utility	700 / 750 / 800	20	21% / 25% / 28%	30	32 / 39 / 44	684[1]
Eólica Industrial	1,900 / 2,100 / 2,400	40	30% / 28% / 37%	25	98 / 108 / 120	1,800

1 Los valores expresados en el costo nivelado es resultado del Estudio de Mercado de tecnologías de generación y el valor del LCOE se usó la siguiente fórmula LCOE = Σ [(CAPEX_t + OPEX_t + Combustible_t) / (1+r)^t] / Σ [Energía_t / (1+r)^t] donde r es el WACC, t el año de operación y Energía_t la generación neta del año t (IEA y NEA, 2020).

3.3 Indicadores de desempeño económico bajo escenarios típicos

Los indicadores se calculan sobre el valor de la energía autoconsumida —el costo evitado de compra a la red, no una venta de energía— neto de OPEX, ISR (30%, LISR artículo 9) y aprovechando el escudo fiscal de la deducción inmediata al 100% para equipo de generación con fuentes renovables (LISR artículo 34 fracción XIII) (Cámara de Diputados, 2013). Se presentan dos escalas representativas del autoconsumo distribuido: comercial (20–700 kW) e industrial (0.7–20 MW), bajo dos estructuras de financiamiento típicas: apalancada (deuda de proyecto en la proporción D/V observada en el mercado para cada escala) y 100% capital propio.

Autoconsumo comercial (20–700 kW)
Caso base: CAPEX central 800 USD/kW, OPEX 11 USD/kW-año, factor de planta central 20%, tarifa evitada de referencia 135 USD/MWh (PDBT/GDMTO), vida útil 25 años, degradación 0.5% anual.

Tabla 3.6. **Autoconsumo comercial: indicadores por escenario de financiamiento**

ESCENARIO DE FINANCIAMIENTO	COSTO DE CAPITAL	TIR DEL PROYECTO	VPN (USD/KW)	PERIODO DE RECUPERACIÓN
Apalancado (d/v = 50%, deuda a kd 7.1% después de isr)	Wacc = 10.9%	25.3%	702	3.6 años
100% capital propio (sin deuda)	Ke = 14.8%	25.3%	411	3.6 años

La TIR del proyecto (*unlevered*) no cambia con la estructura de financiamiento porque se calcula sobre el flujo del activo, no sobre el flujo del accionista; lo que cambia es el VPN, al descontarse ese mismo flujo a una tasa distinta. Un desarrollador que apalanca el proyecto obtiene, además, una TIR de flujo al accionista superior a la TIR de proyecto (no mostrada aquí) por efecto del apalancamiento financiero positivo, siempre que Kd < TIR de proyecto —condición que se cumple ampliamente en este caso.

Tabla 3.7. **Autoconsumo comercial: indicadores según el nivel de CAPEX**

CAPEX	TIR	VPN (USD/KW)	PERIODO DE RECUPERACIÓN
Bajo — 620 USD/kW	32.4%	834	2.8 años
Central — 800 USD/kW	25.3%	702	3.6 años
Alto — 1,000 USD/kW	20.3%	556	4.5 años

Autoconsumo industrial (0.7–20 MW)

Caso base: CAPEX central 700 USD/kW, OPEX 10 USD/kW-año, factor de planta central 21%, tarifa evitada de referencia 105 USD/MWh (GDMTH, componente de energía), vida útil 30 años, degradación 0.5% anual.

Tabla 3.8. **Autoconsumo industrial: indicadores por escenario de financiamiento**

ESCENARIO DE FINANCIAMIENTO	COSTO DE CAPITAL	TIR DEL PROYECTO	VPN (USD/KW)	PERIODO DE RECUPERACIÓN
Apalancado (D/V = 65%, deuda a Kd 6.4% después de ISR)	WACC = 9.5%	23.6%	704	3.9 años
100% capital propio (sin deuda)	Ke = 15.1%	23.6%	292	3.9 años

Tabla 3.9. **Autoconsumo industrial: indicadores según el nivel de CAPEX**

CAPEX	TIR	VPN (USD/KW)	PERIODO DE RECUPERACIÓN
Bajo — 550 USD/kW	29.8%	813	3.0 años
Central — 700 USD/kW	23.6%	704	3.9 años
Alto — 900 USD/kW	18.5%	558	5.0 años

En ambas escalas, el autoconsumo solar distribuido rinde TIR de proyecto muy por encima del costo de capital típico (WACC 9–11%), lo que explica el crecimiento sostenido de la cartera de proyectos de generación distribuida en México desde 2023. La referencia de rentabilidad correcta para autoconsumo no es el PML del mercado mayorista, sino la tarifa evitada del usuario final, que incluye cargos de transmisión, distribución, capacidad y servicios conexos que el autoconsumo desplaza en su totalidad: por eso el autoconsumo distribuido alcanza rentabilidad atractiva con costos nivelados de energía (LCOE) muy superiores al Precio Marginal Local (PML) promedio del sistema (78 USD/MWh) — la industrial mediana, por ejemplo, tiene un LCOE central de 35–50 USD/MWh, muy por debajo de la tarifa evitada de 105 USD/MWh.

Cómo se construye el flujo del proyecto

El flujo anual del proyecto se arma en cinco pasos. Primero se estima la generación del año uno como el producto de la capacidad instalada por las horas del año y por el factor de planta del sitio. Segundo, se separa esa generación en dos porciones con valores económicos distintos: la que coincide con el consumo —que se valora a la tarifa evitada— y la que se inyecta como excedentes, que se valora conforme a la fórmula del contrato de venta. Tercero, se descuentan el OPEX fijo y los Usos Auxiliares. Cuarto, se aplica el ISR sobre la utilidad fiscal, incorporando el efecto de la deducción inmediata. Quinto, se descuenta el flujo resultante al WACC de la tecnología y escala correspondientes.

El segundo paso es el que con mayor frecuencia se omite y el que más distorsiona el resultado. El modelo de contrato de venta de excedentes —Anexo 1 de las Disposiciones Administrativas de Autoconsumo (CNE, DOF 12-12-2025)— fija la contraprestación tomando el menor valor entre un factor sobre el costo nivelado de la última subasta de largo plazo y un factor sobre el PML horario: 0.9 para centrales con fuente de Energía Limpia y 0.8 para el resto. En ambos casos, si el PML resulta negativo, se toma como cero (CNE, 2025c).

CONSECUENCIA DE DIMENSIONAMIENTO

La energía autoconsumida vale la tarifa evitada; la energía excedente vale una fracción de una referencia de mercado mayorista. Sobredimensionar la central para inyectar excedentes destruye valor unitario. El criterio correcto es dimensionar contra la curva de carga del sitio y tratar los excedentes como un subproducto, no como una fuente de ingreso planeada.

Obligaciones del contrato de venta de excedentes con efecto financiero

Tres cláusulas del modelo de contrato tienen consecuencias operativas que deben preverse en el presupuesto y en la organización del área de energía. La primera es la publicación anual de referencias: la CFE debe publicar en su portal, a más tardar el último día de enero de cada año, los costos nivelados aplicables, previa validación de la CNE. De esa publicación depende el precio de los excedentes del ejercicio (CNE, 2025c).

La segunda es la notificación de inyección: el titular del permiso debe informar a la CFE y a sus representantes en el MEM, con al menos 72 horas de anticipación a la presentación de ofertas, la cantidad y el periodo de los excedentes a entregar (CNE, 2025c). Es una obligación de pronóstico que exige capacidad de previsión de generación y de consumo.

La tercera es la posibilidad de renunciar a la contraprestación: la persona permisionaria puede renunciar a recibir pago por los excedentes mediante aviso expreso a la CFE y declaración en el registro de autoconsumo, sin que ello afecte la validez del contrato (CNE, 2025c). Esta opción resulta razonable cuando el costo administrativo de gestionar la venta supera el valor esperado de unos excedentes marginales.

El riesgo de infrautilización y su lectura financiera

Las Disposiciones precisan los supuestos en que se considera que desaparece el objeto del permiso de autoconsumo, entre ellos un umbral de infrautilización de la capacidad instalada sostenido durante doce meses. La CNE cuenta con veinte días hábiles para resolver sobre la justificación que presente la permisionaria y, de proceder, puede otorgar hasta doce meses adicionales para restablecer el objeto del permiso (CNE, 2025c).

Desde la perspectiva financiera, esto convierte al sobredimensionamiento en un riesgo de doble naturaleza: económico, porque la energía excedente vale menos que la autoconsumida, y regulatorio, porque una utilización sistemáticamente baja puede derivar en la terminación del permiso. El dimensionamiento deja de ser una decisión de ingeniería para convertirse en una condición de permanencia del activo.

Lectura conjunta de los indicadores

La TIR responde a la pregunta de si el proyecto rinde más que su costo de capital; el Valor Presente Neto, a la de cuánto valor agrega en términos absolutos; y el periodo de recuperación, a la de cuánto tiempo permanece el capital expuesto. Ninguno basta por sí solo. Un proyecto puede tener una TIR elevada y un VPN reducido si su escala es pequeña, y un periodo de recuperación corto no garantiza rentabilidad si la vida útil restante es limitada.

En los casos base de esta sección, la TIR de proyecto —entre 23.6% y 25.3%— supera al WACC correspondiente por un margen superior a los trece puntos porcentuales. Ese

diferencial es la holgura con la que cuenta el proyecto para absorber desviaciones simultáneas en varias variables, y es la razón por la que el análisis de sensibilidad de la sección siguiente rara vez arroja escenarios de destrucción de valor en la franja distribuida.

3.4 Análisis de sensibilidad

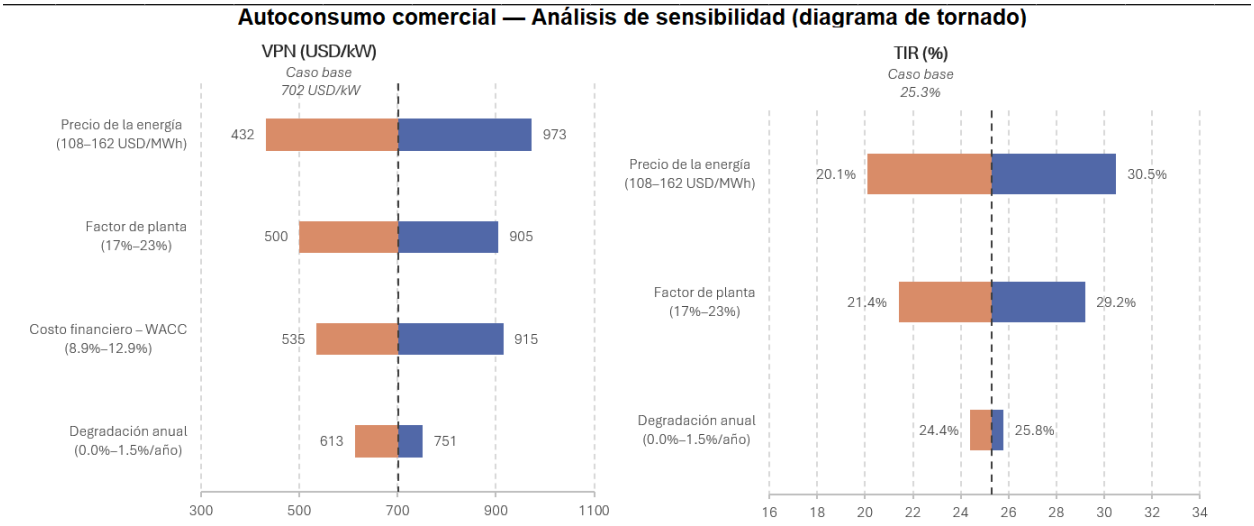
El análisis de sensibilidad aísla el efecto de cada variable sobre la TIR y el VPN, manteniendo el resto de los supuestos en su valor central. Se examinan las cuatro variables que la literatura de finanzas de proyecto identifica como las de mayor poder explicativo sobre el resultado de un proyecto solar: precio de la energía (tarifa evitada), costo financiero (tasa de descuento / WACC), factor de planta (recurso solar y desempeño del sistema) y degradación del sistema. El orden de sensibilidad —de mayor a menor impacto sobre la TIR y el VPN— es consistente entre ambas escalas: precio de la energía ≈ CAPEX > costo financiero > factor de planta > degradación.

Autoconsumo comercial — sensibilidad univariada (caso base: TIR 25.3%, VPN 702 USD/kW)

Tabla 3.10. **Sensibilidad univariada del autoconsumo comercial**

VARIABLE	VALOR BAJO	RESULTADO (BAJO)	VALOR ALTO	RESULTADO (ALTO)
Precio de la energía (tarifa evitada)	108 USD/MWh (–20%)	TIR 20.1% · VPN 432	162 USD/MWh (+20%)	TIR 30.5% · VPN 973
Costo financiero (WACC)	8.9% (–200 pb)	VPN 915	12.9% (+200 pb)	VPN 535
Factor de planta	17% (bajo)	TIR 21.4% · VPN 500	23% (alto)	TIR 29.2% · VPN 905
Degradación anual	0.0%/año	TIR 25.8% · VPN 751	1.5%/año	TIR 24.4% · VPN 613

Gráfico 3.1. Sensibilidad univariada del autoconsumo comercial



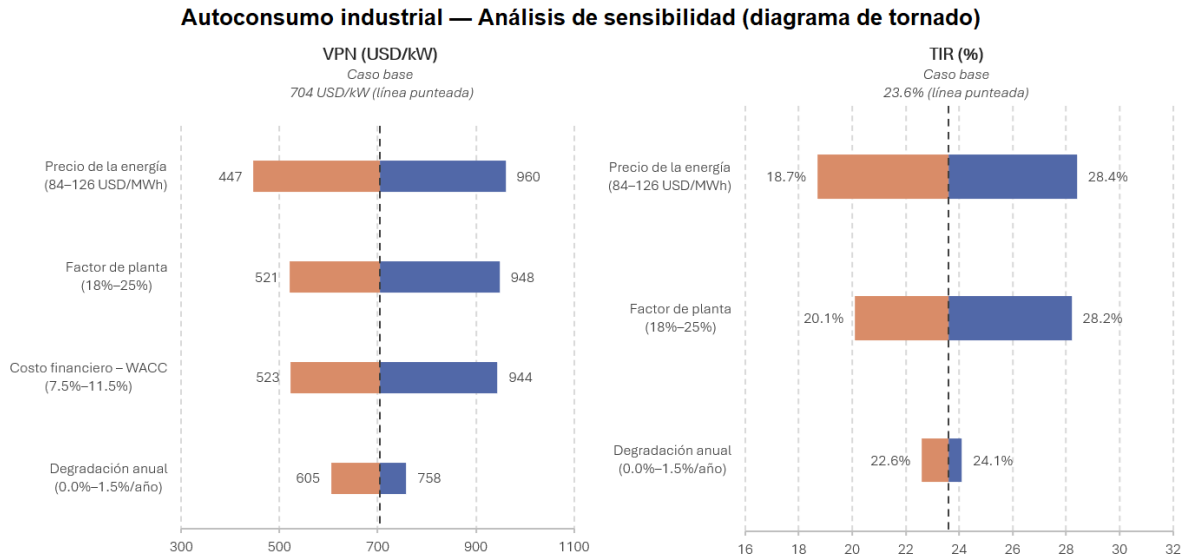
Nota: cada barra muestra el resultado al mover una variable a su valor bajo o alto, manteniendo las demás en su caso base. Azul = resultado mejor que el caso base; naranja = resultado peor que el caso base.

Autoconsumo industrial — sensibilidad univariada (caso base: TIR 23.6%, VPN 704 USD/kW)

Tabla 3.11. Sensibilidad univariada del autoconsumo industrial

VARIABLE	VALOR BAJO	RESULTADO (BAJO)	VALOR ALTO	RESULTADO (ALTO)
Precio de la energía (tarifa evitada)	84 USD/MWh (–20%)	TIR 18.7% · VPN 447	126 USD/MWh (+20%)	TIR 28.4% · VPN 960
Costo financiero (WACC)	7.5% (–200 pb)	VPN 944	11.5% (+200 pb)	VPN 523
Factor de planta	18% (bajo)	TIR 20.1% · VPN 521	25% (alto)	TIR 28.2% · VPN 948
Degradación anual	0.0%/año	TIR 24.1% · VPN 758	1.5%/año	TIR 22.6% · VPN 605

Gráfico 3.2. Sensibilidad univariada del autoconsumo industrial



Nota: cada barra muestra el resultado al mover una variable a su valor bajo o alto, manteniendo las demás en su caso base. Azul = resultado mejor que el caso base; naranja = resultado peor que el caso base.

Lectura de los factores determinantes

Precio de la energía (tarifa evitada)

Es la variable de mayor impacto porque entra de forma lineal y directa en el ingreso (costo evitado) de cada uno de los 25–30 años del proyecto: una variación de ±20% mueve la TIR en 5 a 6 puntos porcentuales. A diferencia del CAPEX, que es un supuesto de cotización con incertidumbre acotada, la tarifa evitada depende de decisiones regulatorias (ajustes tarifarios de CFE Suministrador Básico, cargos de transmisión y distribución) fuera del control del desarrollador, lo que la convierte en el principal riesgo de mercado del autoconsumo interconectado sin venta de excedentes. Para el autoconsumo con venta de excedentes, el riesgo es mayor aún, porque el ingreso por excedentes se liquida al menor entre 0.9 (fuentes limpias) del costo nivelado de la última subasta de largo plazo y el PML horario del nodo, dos referencias con volatilidad propia (CNE, 2025c).

Costo financiero (tasa de descuento / WACC)

El WACC del autoconsumo solar mexicano se ubica en un rango de 8.5%–14.3% dependiendo de escala y estructura de capital, determinado principalmente por tres primas sobre la tasa libre de riesgo en dólares (4.63%, UST 10 años): la prima de riesgo país (EMBI+ México, 202 pb), la prima por tamaño (que penaliza a los proyectos micro y pequeños, con menor liquidez y mayor riesgo idiosincrático) y el *spread* de deuda de proyecto. Un movimiento de ±200 puntos base en el WACC —equivalente a un ciclo de política monetaria de Banxico o a un endurecimiento del *spread* de EMBI+— desplaza el VPN entre 25% y 30% en ambas escalas, sin que cambie un solo parámetro técnico del

proyecto: la sensibilidad del autoconsumo al entorno de tasas es, en la práctica, tan relevante como su sensibilidad a la tarifa eléctrica.

Factor de planta
Refleja tanto el recurso solar del sitio (irradiación global horizontal, entre 4.4 y 6.0 kWh/m^2/día según la región del país) (ESMAP, 2020) como la calidad de la ingeniería de detalle (orientación, sombreado, pérdidas del sistema). Es la variable de mayor incertidumbre pre-construcción porque, a diferencia del CAPEX (que se fija por contrato EPC) o de la tarifa (que es pública), solo se conoce con precisión tras un año de operación medida; el rango bajo–alto de la tabla de parámetros (por ejemplo 17%–23% en comercial) debe interpretarse como el rango P90–P10 típico de un estudio de recurso solar de clase bancable, no como un rango de mercado.

Degradación del sistema
Es la variable de menor impacto en el horizonte de 25–30 años analizado (0.5 a 1.5 puntos de TIR entre el escenario sin degradación y el de degradación acelerada de 1.5% anual), porque su efecto se acumula lentamente y se concentra en los años finales del proyecto, que pesan poco en el valor presente (Jordan y Kurtz, 2013). Su relevancia aumenta cuando se evalúan garantías de desempeño de largo plazo (25 años) frente a contratos de compraventa de energía con cláusulas de disponibilidad mínima, más que en la decisión de invertir.

Límites de la sensibilidad univariada
El análisis univariado mueve una variable a la vez y mantiene el resto en su valor central. Su virtud es que aísla el poder explicativo de cada supuesto; su limitación es que los escenarios adversos rara vez se presentan de forma aislada. Un sitio con recurso solar por debajo de lo previsto suele coincidir con un factor de planta bajo y con una mayor incertidumbre de producción, lo que a su vez encarece la deuda y eleva el WACC. El escenario relevante para el comité de inversión es el combinado, no el univariado.

Como regla de trabajo, conviene construir al menos un escenario pesimista consistente que combine el CAPEX alto, el factor de planta bajo y un WACC 200 puntos base por encima del central. Si en ese escenario el proyecto conserva un VPN positivo, la decisión es robusta frente a la incertidumbre razonable del mercado.

Variables regulatorias que la sensibilidad no captura
Tres factores de origen normativo afectan el resultado económico y no aparecen como variables del tornado, porque no son continuos sino discretos: se cumplen o no se cumplen.

Tabla 3.12. Factores regulatorios con efecto económico

FACTOR	EFECTO ECONÓMICO	FUNDAMENTO
Elegibilidad para la VUA	Reduce el plazo total estimado entre 40% y 50% en el autoconsumo interconectado, y con ello el costo de capital del desarrollo y el ahorro no percibido.	Lineamientos VUA (DOF 08-05-2026), aplicables a centrales de 0.7 a 20 MW (SENER, 2026)
Exención de la MISSE	Para el caso de autoconsumo aislado elimina un trámite completo y su plazo asociado cuando la capacidad no excede de 20 MW.	Art. 54 del RLSE (Presidencia de la República, 2025)
Obligación de respaldo propio	Incorpora el CAPEX y el OPEX del almacenamiento al caso base de todo proyecto interconectado intermitente que inyecte excedentes.	Art. 32, fracc. III, de la LSE; art. 59 del RLSE (Cámara de Diputados, 2025a; Presidencia de la República, 2025)

El efecto de estos factores es escalonado y de magnitud comparable a la de las variables continuas del análisis. Por esa razón, la evaluación económica debe partir de la clasificación regulatoria del proyecto y no al revés: modelar primero y verificar la figura después conduce con frecuencia a rehacer el caso base.

Sensibilidad al esquema de adquisición

Los indicadores de esta sección corresponden al flujo del activo y, por lo tanto, son independientes del esquema contractual bajo el cual se adquiere. Lo que sí cambia con el esquema es la distribución de ese flujo entre las partes y el perfil de riesgo que asume el usuario. Bajo compra directa, el cliente retiene la totalidad del valor presente y la totalidad del riesgo. Bajo un contrato de compraventa de energía, el cliente cede una parte del valor a cambio de eliminar el desembolso inicial y transferir el riesgo de desempeño; la pregunta relevante deja de ser cuándo se recupera la inversión y pasa a ser si el precio pactado se mantendrá por debajo de la tarifa evitada. El desarrollo completo de esta comparación corresponde al Capítulo 4 (Esquemas de adquisición y financiamiento).

3.5 Ejemplos numéricos aplicados

Los tres ejemplos siguientes aplican los parámetros centrales del Modelo LCOE/WACC ICM a proyectos situados en puntos distintos del espectro regulatorio: el umbral mínimo que activa la figura de autoconsumo, el rango típico de la VUA y una capacidad que queda fuera de ella. Su propósito es ilustrar el orden de magnitud de cada partida y, sobre todo, mostrar cómo el marco normativo modifica el caso económico a igualdad de tecnología.

Los cálculos se presentan antes de ISR y sin descontar, de modo que puedan reproducirse con una hoja de cálculo elemental. Los indicadores completos —TIR, VPN y periodo de recuperación con efectos fiscales— son los de la sección de indicadores de desempeño y difieren ligeramente de los periodos simples que aquí se muestran.

Ejemplo A — Central de 0.7 MW en el umbral de la figura

Una instalación industrial dimensiona su central exactamente en el umbral que activa la figura de autoconsumo conforme al artículo 30 de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a). Por debajo de esa capacidad el proyecto sería Generación Distribuida, con contrato de interconexión simplificado y sin permiso de generación; en el umbral, y hasta 20 MW, es elegible para la VUA.

Tabla 3.13. Ejemplo A: central de 0.7 MW en el umbral de la figura

CAPACIDAD INSTALADA	0.7 MW (700 KW-DC), SOLAR FOTOVOLTAICA INDUSTRIAL
Inversión de referencia	USD 490,000 (CAPEX central 700 USD/kW) ≈ MXN 8.56 millones
Costo administrativo estimado	MXN 25,000 – 60,000 por la VUA (interconectado)
Generación año 1	1,288 MWh (factor de planta central 21%; 1,840 kWh por kW instalado)
Ahorro bruto año 1	USD 135,211 a una tarifa evitada de 105 USD/MWh ≈ MXN 2.36 millones
OPEX fijo año 1	USD 7,000 (10 USD/kW-año)
Flujo operativo antes de ISR	USD 128,211 anuales
Periodo de recuperación simple	3.8 años, sin considerar el escudo fiscal ni la degradación
Margen unitario	70.2 USD/MWh: la diferencia entre la tarifa evitada y el costo nivelado central

Ejemplo B — Central de 5 MW por la Ventanilla Única

El mismo perfil tecnológico, siete veces mayor, se sitúa en el centro del rango de la VUA. La escala no modifica el margen unitario —los parámetros de CAPEX, OPEX y factor de planta son los mismos dentro de la franja de 0.7 a 20 MW—, pero multiplica el valor absoluto y hace material el efecto del plazo de tramitación.

Tabla 3.14. **Ejemplo B: central de 5 MW por la Ventanilla Única**

CAPACIDAD INSTALADA	5 MW, SOLAR FOTOVOLTAICA INDUSTRIAL
Inversión de referencia	USD 3,500,000 ≈ MXN 61.1 millones
Generación año 1	9,198 MWh
Ahorro bruto año 1	USD 965,790 ≈ MXN 16.9 millones
OPEX fijo año 1	USD 50,000
Flujo operativo antes de ISR	USD 915,790 anuales, equivalentes a USD 76,316 mensuales
Periodo de recuperación simple	3.8 años
Efecto del plazo de tramitación	Cada mes adicional de desarrollo representa aproximadamente USD 76,000 de ahorro no percibido; la diferencia estimada entre la Vía Ordinaria y la VUA —del orden de cuatro a seis meses— equivale a entre USD 300,000 y USD 460,000
Obligación adicional	Si la central es intermitente e inyecta excedentes al SEN, el respaldo propio es obligatorio (art. 32, fracc. III, de la LSE) (Cámara de Diputados, 2025a) y su costo pertenece al caso base

El costo de sobredimensionar

Si esta misma central se dimensionara un 10% por encima de la curva de carga del sitio, esa porción de la generación —920 MWh anuales— dejaría de valorarse a la tarifa evitada de 105 USD/MWh y pasaría a valorarse conforme a la fórmula del contrato de venta de excedentes. Con una referencia de costo nivelado de subasta de 45 USD/MWh y el factor de 0.9 aplicable a centrales con fuente de Energía Limpia (CNE, 2025c), el valor unitario cae a 40.5 USD/MWh.

USD 96,579	USD 37,252	USD 59,327
Valor si se autoconsume	Valor como excedente	Pérdida anual por sobredimensionar

La pérdida anual equivale al 6.5% del flujo operativo del proyecto y se acumula durante toda la vida útil. A ello se suma el riesgo regulatorio de infrautilización descrito en la sección de indicadores. El factor de 45 USD/MWh es un supuesto ilustrativo: la referencia aplicable es la que publique la CFE en enero de cada ejercicio, previa validación de la CNE (CNE, 2025c).

Ejemplo C — Central de 25 MW fuera de la Ventanilla Única

Al superar los 20 MW, el proyecto cambia de régimen en dos aspectos simultáneos: pierde el acceso a la VUA y deja de estar exento de la MISSE. El caso económico unitario mejora por efecto de la escala, pero el calendario se alarga de forma significativa.

Tabla 3.15. **Ejemplo C: central de 25 MW fuera de la Ventanilla Única**

CAPACIDAD INSTALADA	25 MW, SOLAR FOTOVOLTAICA DE GRAN ESCALA
Inversión de referencia	USD 22,500,000 (CAPEX central 900 USD/kW) ≈ MXN 392.9 millones
Costo administrativo estimado	MXN 90,000 – 220,000 (Vía Ordinaria, incluye MISSE y estudios)
Generación año 1	61,320 MWh (factor de planta central 28%)
Ahorro bruto año 1	USD 6,438,600 ≈ MXN 112.4 millones
OPEX fijo año 1	USD 325,000 (13 USD/kW-año)
Flujo operativo antes de ISR	USD 6,113,600 anuales
Periodo de recuperación simple	3.7 años
Plazo estimado de tramitación	≈ 120 – 220 días hábiles, frente a 30 – 60 bajo la VUA
Costo del plazo adicional	Del orden de USD 500,000 por cada mes de retraso respecto de un proyecto elegible para la VUA

El margen unitario del autoconsumo solar es estable a lo largo de toda la franja distribuida: entre 65% y 70% de la tarifa evitada. Lo que distingue a un proyecto de otro no es la rentabilidad por megavatio instalado, sino la ruta regulatoria y el tiempo que toma recorrerla.

Cálculos propios con los parámetros centrales del Modelo LCOE/WACC ICM (agosto 2026) (ICM, 2026) y los costos y plazos administrativos del Capítulo 1 — Marco Regulatorio. Cifras antes de ISR y sin descontar; no constituyen una oferta ni una proyección de resultados.

Consideraciones

La decisión de desarrollar un proyecto de autoconsumo se basa en una serie de factores: disponibilidad y accesibilidad o no de energía, costos de esta y comparación de este costo con el de la energía que puede obtener el proyecto (LCOE). Estos costos se deben evaluar por tecnología, considerando el CAPEX, el OPEX, los indicadores de rentabilidad (TIR, VPN, periodo de recuperación) y el análisis de sensibilidad.

Si bien el modelo está construido con base en datos reales del mercado actual, es importante revisar la variabilidad de costos tecnológicos, tanto de CAPEX como incluso de OPEX, además de buscar acercarse de la forma más certera posible a las previsiones de

demanda y, a partir de ello, a los ingresos o ahorros que el proyecto genera. El éxito del proyecto dependerá de acercarse a la realidad numérica del mismo.

Capítulo 4


BK-G6M
853396
Produced:2011
DE-07-MI002-PTB001
class 1,5
tm -10°C....40°C
tg -10°C....40°C
S3 Pmax T2= 100 mbar
DIN EN 1359:2007
m3
M11
0102
1 imp ≙ 0,01m³
00252853396

Capítulo 4. Esquemas de adquisición y financiamiento

Objetivo y alcance. Este capítulo analiza los esquemas mediante los cuales una empresa puede adquirir y financiar una central de autoconsumo: compra directa, contrato de compraventa de energía (PPA), arrendamiento y contrato con una empresa de servicios energéticos (ESCO). Para cada uno explica cómo se estructura el contrato, quiénes participan, cómo afecta las finanzas y la contabilidad de la empresa, qué obligaciones regulatorias implica y cómo se distribuyen los riesgos. Al final, presenta criterios para elegir el esquema más adecuado según el perfil de cada empresa.

4.1 Panorama comparativo de los esquemas

Este capítulo complementa —no sustituye— al Capítulo 3 (CAPEX/OPEX, TIR, VPN, sensibilidad) y al Capítulo 1 de este Manual. La terminología regulatoria (VUA, CNE, CENACE, SENER, CFE, Red Particular, Grupo de Autoconsumo, registro de autoconsumo, MISSE) es consistente con esos capítulos.

Panorama comparativo

Tabla 4.1. **Panorama comparativo de los cuatro esquemas**

DIMENSIÓN	COMPRA DIRECTA	PPA	ARRENDAMIENTO	ESCO
Propietario del activo	Cliente	Desarrollador / SPV	Arrendador	ESCO (usualmente)
Titular del permiso ante CNE	Cliente	Desarrollador o Grupo de Autoconsumo	Cliente (típico) o arrendador	ESCO durante la vigencia
Desembolso inicial del cliente	Alto (100% CAPEX o enganche)	Nulo o mínimo	Bajo (enganche/depósito)	Nulo o mínimo
Efecto en balance del cliente	Activo + deuda (si financiado)	Depende del análisis de arrendamiento embebido (IFRS 16 Apéndice B) (IASB, 2016)	Activo por derecho de uso + pasivo por arrendamiento	Depende del análisis de arrendamiento embebido
Horizonte típico	N/A (propiedad indefinida)	10–20 años	5–15 años	7–15 años
Quién asume riesgo de desempeño	Cliente	Desarrollador	Cliente (salvo *full-service*)	ESCO

La decisión de esquema es independiente de la decisión de proyecto

La rentabilidad del activo no cambia con el esquema contractual. Un proyecto solar de autoconsumo produce el mismo ahorro por megavatio-hora sea quien sea su propietario. Lo que el esquema decide es otra cosa: quién aporta el capital, quién recibe cada porción del ahorro, cómo se reconoce el activo en los estados financieros del usuario y quién soporta las consecuencias cuando el proyecto no rinde lo previsto.

De ahí que el orden correcto sea evaluar primero si el proyecto es viable en sí mismo —con los indicadores del Capítulo 3— y solo después elegir el esquema. Invertir ese orden lleva a comparar un PPA atractivo contra una compra directa mal dimensionada, cuando la comparación pertinente es entre esquemas aplicados al mismo activo.

Todos los ejemplos numéricos de este capítulo se refieren a un mismo proyecto de referencia, tomado del Capítulo 3 de este Manual: una central solar fotovoltaica de 5 MW en configuración de autoconsumo interconectado, con inversión de USD 3.5 millones, generación de 9,198 MWh en el año uno, OPEX fijo de USD 50,000 anuales y una tarifa evitada de referencia de 105 USD/MWh. El flujo operativo antes de ISR asciende a USD 915,790 anuales. Mantener un mismo proyecto en los cuatro esquemas permite aislar el efecto del contrato del efecto del activo. El proyecto de referencia se elige dado que la tecnología fotovoltaica es la mas usada en México y los 5 MW se acerca al promedio de demanda de industrias medianas en México.

Una planta solar de 5 MW con un factor de planta del 20% tiene la capacidad de producir la energía equivalente a un centro de carga de 1 – 1.5 MW de carga contratada con CFE, este valor cubre la mayoría de los centros de carga en tarifas comerciales e industriales en México.

Titularidad regulatoria: la variable que atraviesa los cuatro esquemas

Bajo el marco de la LSE, el permiso de generación en configuración de autoconsumo tiene una persona titular, y esa titularidad no es indiferente al esquema contractual. La persona permisionaria y las usuarias que integran el Grupo de Autoconsumo son corresponsables del cumplimiento de las obligaciones del permiso, entre ellas mantener actualizado el registro de autoconsumo ante la CNE durante toda su vigencia.

En la compra directa, el cliente es titular del permiso y asume íntegramente esas obligaciones. En el PPA y en el contrato con una empresa de servicios energéticos, el titular suele ser el desarrollador, lo que traslada la carga regulatoria pero no exime al usuario de su condición de integrante del Grupo de Autoconsumo. En el arrendamiento, la titularidad es un punto de diseño que debe resolverse expresamente en el contrato: no queda determinada por la propiedad jurídica del equipo.

VERIFICACIÓN PREVIA A LA FIRMA

Antes de suscribir cualquiera de los cuatro esquemas, dejar establecido por escrito quién será la persona titular del permiso de generación ante la CNE, quién mantendrá actualizado el registro de autoconsumo y quién responde ante una visita de verificación de la Unidad de Verificación de la CNE. La ausencia de esta definición es la causa más frecuente de conflicto posterior entre las partes.

Comparación económica de los cuatro esquemas sobre el proyecto de referencia

El cuadro siguiente aplica los cuatro esquemas al proyecto de 5 MW descrito. Los supuestos contractuales —precio del contrato de compraventa, plazo y tasa del arrendamiento, y reparto de ahorros del contrato de desempeño— son ilustrativos y deben sustituirse por los de cada propuesta concreta.

Tabla 4.2. Comparación económica de los cuatro esquemas sobre el proyecto de referencia

ESQUEMA	DESEMBOLSO INICIAL DEL CLIENTE	FLUJO ANUAL PARA EL CLIENTE	VALOR ACUMULADO A 10 AÑOS	QUIÉN ES TITULAR DEL PERMISO
Compra directa	USD 3,500,000	USD 915,790	USD 5,657,900	El cliente
PPA a 75 USD/MWh	USD 0	USD 275,940	USD 2,759,400	El desarrollador, por regla general
Arrendamiento a 10 años	USD 350,000 de enganche	USD 421,711 durante el plazo	USD 3,867,113	Punto de diseño contractual
ESCO con reparto 70/30	USD 0	USD 274,737 garantizados	USD 2,747,370	La ESCO, cuando es la propietaria del activo

La lectura de este cuadro no debe hacerse en la columna de valor acumulado de forma aislada. La compra directa maximiza el valor retenido precisamente porque el cliente aporta el capital y asume el riesgo; los demás esquemas ceden valor a cambio de eliminar el desembolso, transferir el riesgo de desempeño o ambas cosas. La comparación correcta es entre el valor cedido y el costo de oportunidad del capital que el cliente habría tenido que inmovilizar.

USD 3.5 M	3.8 años	Día 1
CAPITAL QUE LIBERA UN PPA	RECUPERACIÓN EN COMPRA DIRECTA	INICIO DEL AHORRO EN PPA Y ESCO

4.2 Compra directa

El cliente contrata directamente la ingeniería, procura y construcción (EPC), es propietario del activo desde el día uno y opera bajo su propio permiso de generación.

Estructura contractual y actores

La compra directa es el esquema más simple en número de partes, pero el que concentra en el cliente la mayor cantidad de funciones. El cliente (usuario final, titular del permiso) contrata a un EPCista mediante un contrato de obra a precio alzado o precio unitario, que típicamente incluye garantías de desempeño (P50/P90), garantía de producto de los componentes principales (25 años en módulos, 10–12 años en inversores) y un periodo de garantía de instalación (1–2 años). El cliente puede contratar el O&M de forma separada —con el mismo EPCista o con un tercero especializado— o internalizarlo si cuenta con capacidad técnica propia.

Tabla 4.3. Compra directa: actores y roles

ACTOR	ROL
Cliente / usuario final	Propietario del activo, titular del permiso de generación ante la CNE, contraparte del EPC y, en su caso, del financiamiento.
EPCista	Ingeniería, procura y construcción; garantías de producto y de desempeño; en ocasiones ofrece O&M por separado.
Banco / arrendador financiero (si aplica)	Financia total o parcialmente el CAPEX mediante crédito simple, crédito estructurado (project finance) o arrendamiento financiero puro.
CNE / CENACE / SENER	Otorgan y supervisan el permiso de generación, los estudios de interconexión y, en su caso, la MISSE.

Implicaciones financieras

La compra directa es el único esquema en el que el 100% del valor presente de los flujos —ahorro de energía, escudo fiscal por depreciación y, en su caso, venta de excedentes— queda en manos del cliente, lo que explica la TIR de proyecto de 20%–32% documentada en el Capítulo 3 de este Manual. A cambio, el cliente absorbe el desembolso de capital completo (CAPEX) en el momento cero, ya sea con caja propia o mediante deuda.

Si se financia con deuda, el efecto en balance es directo: el activo se reconoce en Propiedades, Planta y Equipo y el pasivo correspondiente incrementa la Deuda Neta. Esto deteriora, en el corto plazo, la razón Deuda Neta/EBITDA y el apalancamiento (Deuda/Capital), aunque el EBITDA del negocio principal se beneficia del ahorro en el gasto de energía a partir del primer año de operación, lo que compensa parcialmente el efecto sobre esas mismas razones en un horizonte de 3 a 5 años. La cobertura de servicio de deuda (DSCR) del proyecto —si se estructura como financiamiento dedicado (*project finance*) más que como línea corporativa— debe evaluarse contra el flujo de ahorro neto de OPEX, no contra flujos de venta de energía a terceros.

Tabla 4.4. **Compra directa: implicaciones financieras**

INDICADOR	EFECTO DE LA COMPRA DIRECTA FINANCIADA CON DEUDA
Deuda Neta / EBITDA	Aumenta en el momento de la inversión; se revierte gradualmente conforme el ahorro de energía incrementa el EBITDA.
Apalancamiento (Deuda/Capital)	Aumenta si se financia con deuda; nulo si se financia con caja propia o capital.
DSCR (cobertura de servicio de deuda)	Debe evaluarse contra el ahorro neto de OPEX; sensible al factor de planta y a la tarifa evitada (ver Capítulo 3, sección 3.3).
Flujo de caja de inversión	Salida de efectivo significativa en el año 0 (CAPEX completo o enganche + disposiciones del crédito).
Flujo de caja de operación	Mejora a partir del año 1 por el ahorro neto de energía; se beneficia del escudo fiscal de la deducción inmediata.

Tratamiento contable bajo NIF e IFRS

Bajo NIF C-6 (Propiedades, planta y equipo) e IAS 16 en IFRS (Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, 2026; IASB, 2003), el activo se reconoce a su costo de adquisición —incluyendo instalación y puesta en marcha— y se deprecia a lo largo de su vida útil (25–30 años para solar FV), de forma independiente al plazo de depreciación fiscal acelerada que permite la LISR (Cámara de Diputados, 2013). Si existe financiamiento, el pasivo se reconoce bajo NIF C-19 / IFRS 9 (Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, 2026; IASB, 2014b) como un pasivo financiero a costo amortizado, con la porción de intereses reconocida en resultados conforme al método de interés efectivo.

Es el esquema contable más sencillo de los cuatro: no requiere el juicio adicional que exige la identificación de arrendamientos embebidos (relevante en PPA y ESCO) porque no existe, por definición, un contrato de suministro con un tercero que deba analizarse bajo el Apéndice B de IFRS 16 / NIF D-5 (IASB, 2016; Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, 2026). El único juicio contable relevante es la estimación de la vida útil y del valor residual del activo, y —si aplica— el registro del escudo fiscal por depreciación inmediata como un activo o pasivo por impuestos diferidos, en la medida en que la base fiscal del activo difiera de su base contable.

Marco regulatorio aplicable (LSE 2026)

El cliente es, en este esquema, el titular directo del permiso de generación ante la CNE y responsable integral del cumplimiento normativo: trámite ante la VUA, estudios del CENACE cuando aplique, MISSE (si la configuración es interconectada o la capacidad supera 20 MW), registro de autoconsumo y su actualización periódica, y —de existir excedentes— la suscripción del Contrato de Venta de Excedentes (Anexo 1) con la CFE

(CNE, 2025c; SENER, 2026). Esta concentración de responsabilidades regulatorias en una sola parte es, junto con el desembolso de capital, la principal razón por la que empresas sin experiencia previa en proyectos de generación prefieren trasladar parte de esta carga a un tercero mediante PPA o ESCO.

Distribución de riesgos

Tabla 4.5. Compra directa: distribución de riesgos

RIESGO	PARTE QUE LO ASUME
Construcción (sobrecosto, retraso)	Cliente (mitigado por garantías y penalizaciones contractuales al EPCista).
Desempeño / producción (factor de planta real vs. estimado)	Cliente (mitigado por garantías de producción del EPCista, típicamente limitadas en monto y duración).
Operación y mantenimiento	Cliente (si no contrata O&M) o el proveedor de O&M contratado.
Obsolescencia tecnológica	Cliente.
Crédito / contraparte	Bajo — no hay contraparte de suministro de largo plazo más allá de las garantías del EPCista.
Regulatorio (cambios normativos, tarifarios)	Cliente.
Valor residual / terminación anticipada	No aplica — el cliente es propietario permanente.

Criterios de selección

- Empresas con acceso a capital propio o a crédito corporativo en condiciones competitivas, y con apetito para incrementar su apalancamiento en el corto plazo a cambio de capturar el 100% de la rentabilidad del proyecto
- Empresas con capacidad fiscal (ISR corporativo suficiente) para aprovechar la deducción inmediata del 100% del CAPEX (LISR art. 34 fracc. XIII) (Cámara de Diputados, 2013), que representa entre 15% y 25% del VPN del proyecto.
- Empresas que valoran el control operativo total y no desean depender de un tercero como titular del permiso o como proveedor de energía a largo plazo.
- Empresas con horizonte de permanencia en el sitio superior a la vida útil del activo, o al menos superior al periodo de recuperación (típicamente 3–5 años).
- Empresas registradas en un sector elegible del Programa de Promoción Sectorial (PROSEC) —eléctrica, electrónica, química, papel y cartón, o automotriz y autopartes— que importen directamente el equipo de generación (fracción 8501.31.01) y puedan así reducir el arancel de importación aplicable frente al arancel general (Secretaría de Economía, 2002).

Programa de Promoción Sectorial (PROSEC)

El Programa de Promoción Sectorial (PROSEC), administrado por la Secretaría de Economía, permite a empresas manufactureras —personas morales que produzcan mercancías de alguno de los sectores autorizados en el Decreto PROSEC (DOF)— importar insumos y bienes de capital con un arancel *ad valorem* preferencial, distinto y generalmente inferior al arancel general de importación de la Tarifa de la Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación (LIGIE). El beneficio aplica exclusivamente a las fracciones arancelarias vinculadas al sector en el que la empresa está registrada, y requiere mantener el registro vigente mediante la presentación de reportes anuales de operación (Secretaría de Economía, 2002; Cámara de Diputados, 2022).

Para el equipo de generación eléctrica clasificado en la fracción 8501.31.01 (generadores), el arancel preferencial varía según el sector PROSEC de registro de la empresa importadora (Secretaría de Economía, 2002):

Tabla 4.6. Aranceles preferenciales PROSEC para equipo de generación (fracción 8501.31.01)

SECTOR PROSEC	ARANCEL DE IMPORTACIÓN PREFERENCIAL (FRACCIÓN 8501.31.01)
Industria Eléctrica	0%
Industria Electrónica	0%
Industria Química	5%
Industria del Papel y Cartón	5%
Industria Automotriz y de Autopartes	3%

Este beneficio es relevante en la compra directa cuando el cliente —o el EPCista, actuando como su agente de comercio exterior— importa directamente equipo de generación no fabricado en México, ya que reduce el CAPEX efectivo del proyecto frente al arancel general aplicable a proveedores de países sin trato arancelario preferencial. El aprovechamiento del programa exige que la empresa esté inscrita en el sector PROSEC correspondiente a su actividad productiva principal —no basta con adquirir el equipo para fines de autoconsumo— por lo que conviene validar la elegibilidad y el trámite de inscripción o ampliación de sector con el área de comercio exterior o el agente aduanal antes de estructurar la importación.

Cómo se estructura en la práctica

La compra directa se ejecuta en cuatro etapas que conviene no solapar. La primera es la definición del alcance y el dimensionamiento contra la curva de carga del sitio, que determina la capacidad y, con ella, la figura regulatoria aplicable. La segunda es la

licitación del contrato de ingeniería, procura y construcción, donde se fijan el precio, el calendario, las garantías de desempeño y las penalizaciones por retraso. La tercera es la tramitación regulatoria, que el cliente encabeza como futuro titular del permiso. La cuarta es la operación, que puede ejecutarse con personal propio o contratarse con un tercero mediante un contrato de operación y mantenimiento.

El error más frecuente consiste en iniciar la licitación antes de haber resuelto el dimensionamiento y la clasificación regulatoria. Un cambio de capacidad posterior a la adjudicación obliga a renegociar el contrato de construcción y, si cruza el umbral de 20 MW, altera además la ruta de trámite y la exigibilidad de la MISSE.

Cláusulas críticas del contrato de construcción

En la compra directa, el contrato de ingeniería, procura y construcción es el único instrumento que protege al cliente frente al riesgo de desempeño, porque no hay un tercero que garantice el resultado. Las cláusulas siguientes concentran esa protección.

Tabla 4.7. Cláusulas críticas del contrato de construcción

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
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

Obligaciones regulatorias que asume el cliente

Al ser titular del permiso, el cliente asume el ciclo de vida regulatorio completo: la solicitud y acreditación de capacidad legal, técnica y financiera exigidas por el artículo 151 de la

LSE; la actualización permanente del registro de autoconsumo; la atención de visitas de verificación; y, en el autoconsumo interconectado intermitente que inyecta excedentes, la obligación de respaldo propio prevista en el artículo 32, fracción III, de la LSE (Cámara de Diputados, 2025ª; CNE, 2025c).

Estas obligaciones no son onerosas en términos de costo, pero sí exigen una función interna responsable. En organizaciones sin área de energía, la práctica recomendable es contratar la gestión regulatoria con un tercero especializado y establecer contractualmente que la responsabilidad última, frente a la CNE, permanece en el titular.

Ilustración numérica sobre el proyecto de referencia

Tabla 4.8. Compra directa: ilustración numérica sobre el proyecto de referencia

Desembolso en el año cero	USD 3,500,000, más costos administrativos de MXN 25,000 a 60,000
Flujo operativo anual	USD 915,790 antes de ISR
Periodo de recuperación simple	3.8 años
Financiamiento con deuda al 90%	USD 3,150,000; servicio anual de USD 939,694 a cinco años, tasa nominal de 15% anual
Cobertura del servicio de deuda	DSCR de 0.97 veces en el año uno
Valor retenido a diez años	USD 5,657,900, sin descontar

El indicador de cobertura del servicio de deuda es el que determina la bancabilidad del proyecto. Bajo un financiamiento al 90% del CAPEX, a una tasa nominal de 15% anual y un plazo de cinco años, el servicio de deuda se eleva a USD 939,694 anuales, muy por encima del que resultaba con el esquema original. La cobertura resultante —0.97 veces en el año uno— queda por debajo de 1.0x, es decir, el flujo operativo antes de ISR no alcanza a cubrir el servicio de la deuda.

Ningún banco comercial otorgaría financiamiento de activos energéticos con una cobertura inferior al mínimo habitual de 1.25–1.35 veces, por lo que esta estructura no es bancable tal como está planteada: exigiría reducir el apalancamiento, renegociar tasa o plazo, o complementar el servicio de deuda con aportaciones adicionales de capital.

Errores frecuentes en la compra directa

- Modelar el proyecto con la generación total valorada a tarifa evitada, sin verificar la coincidencia horaria entre generación y consumo.
- Omitir del caso base el costo del respaldo propio cuando la central es intermitente e inyecta excedentes al SEN.
- Adjudicar el contrato de construcción antes de confirmar la elegibilidad para la VUA.

- No prever quién ejecuta la actualización del registro de autoconsumo cuando cambian las usuarias del Grupo de Autoconsumo.

Comparación de los cuatro esquemas sobre el proyecto de referencia

Gráfico 4.1. Comparación de los cuatro esquemas sobre el proyecto de referencia

DIMENSIÓN	COMPRA DIRECTA	PPA	ARRENDAMIENTO	ESCO
Propietario del activo	**Cliente**	Desarrollador / SPV	Arrendador	ESCO usualmente
Titular del permiso ante CNE	**Cliente**	Desarrollador o Grupo de Autoconsumo	Cliente (típico) o arrendador	ESCO durante vigencia
Desembolso inicial del cliente	Alto – 100% CAPEX o enganche	Nulo o mínimo	Bajo (enganche / depósitos)	Nulo o mínimo
Efecto en balance del cliente	Activo + deuda si financiado	Depende del análisis de arrendamiento embebido (IFRS 16, Apéndice B)	Activo por derecho de uso + pasivo por arrendamiento	Depende del análisis de arrendamiento embebido
Horizonte típico	N/A • propiedad • indefinida	10 – 20 años	5 – 15 años	7 – 15 años
Quién asume el riesgo de desempeño	**Cliente**	Desarrollador	Cliente salvo full-service	ESCO

4.3 PPA — Contrato de compraventa de energía

Un tercero desarrolla, financia, construye y opera la central; el cliente compra la energía generada a un precio pactado, sin adquirir el activo.

Estructura contractual y actores

En el PPA (*Power Purchase Agreement*), un desarrollador —directamente o a través de un vehículo de propósito específico (SPV)— construye la central sobre el sitio del cliente (*on-site*) o en un sitio remoto interconectado a través de la Red Particular o del SEN, y suscribe con el cliente un contrato de suministro de energía a precio fijo, indexado o con escalador contractual, típicamente a 10–20 años. Existen dos variantes principales: el PPA físico (el cliente recibe físicamente la energía generada en o cerca de su sitio) y el PPA virtual o financiero (un derivado de cobertura de precio sin entrega física, más común en esquemas de gran escala con venta al mercado mayorista, de aplicación limitada en autoconsumo distribuido).

Bajo el marco de autoconsumo de la LSE, cuando el desarrollador es el titular del permiso y suministra a un único usuario o a varios usuarios en un mismo sitio, estos últimos se integran como usuarias dentro de un Grupo de Autoconsumo formalmente reconocido por la CNE, o bien el suministro se articula a través de la Red Particular del desarrollador (CNE, 2025c).

Tabla 4.9. **PPA: actores y roles**

ACTOR	ROL
Desarrollador / SPV	Diseña, financia, construye, opera y mantiene la central; suele ser el titular del permiso de generación.
Cliente (offtaker)	Compra la energía generada al precio pactado en el PPA; puede integrarse como usuaria del Grupo de Autoconsumo.
Inversionistas / bancos de desarrollo	Financian al desarrollador mediante project finance, con la cobranza del PPA como fuente primaria de repago.
CNE / CENACE / SENER	Otorgan y supervisan el permiso del desarrollador; el cliente generalmente no requiere trámites propios salvo su incorporación al Grupo de Autoconsumo.

Implicaciones financieras

La ventaja financiera central del PPA es que traslada el CAPEX y el riesgo de financiamiento al desarrollador: el cliente no realiza inversión de capital y paga únicamente por la energía efectivamente consumida, a un precio típicamente inferior a su tarifa evitada (de ahí el ahorro). Esto preserva la capacidad de endeudamiento del cliente para su negocio principal y no consume líneas de crédito corporativas.

El efecto sobre el balance del cliente es la variable más delicada del esquema y depende enteramente del análisis de arrendamiento embebido descrito en el apartado de tratamiento contable de esta sección: si el contrato se clasifica como arrendamiento, el cliente debe reconocer un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento por el valor presente de los pagos, con el consecuente deterioro de sus indicadores de deuda pese a no haber comprometido capital propio. Si el contrato califica como una compra de energía a precio de mercado sin control sobre un activo identificado, permanece fuera de balance y se reconoce como gasto operativo conforme se consume la energía.

Tabla 4.10. PPA: implicaciones financieras

INDICADOR	EFECTO DEL PPA
Deuda Neta / EBITDA	Sin efecto si el PPA es un contrato de suministro puro (fuera de balance); aumenta si se clasifica como arrendamiento embebido.
Apalancamiento (Deuda/Capital)	Sin efecto directo en el balance del cliente si es fuera de balance; el apalancamiento del proyecto reside en el desarrollador.
Flujo de caja de inversión	Nulo para el cliente — no hay desembolso de CAPEX.
Flujo de caja de operación	Gasto operativo (compra de energía) sustituye al gasto de energía de red; el ahorro es la diferencia entre la tarifa evitada y el precio del PPA.
Costo de capital implícito	El precio del PPA incorpora el WACC del desarrollador (8.5%–14.3% según escala, ver Capítulo 3), típicamente superior al costo de capital del cliente si este tiene acceso a crédito corporativo barato — la comparación de costo de capital es el criterio financiero decisivo entre compra directa y PPA.

Tratamiento contable bajo NIF e IFRS

Este es el punto contable más técnico de los cuatro esquemas. Bajo IFRS 16 (Apéndice B) y su equivalente en NIF D-5 (IASB, 2016; Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, 2026), un contrato de suministro de energía —aunque legalmente estructurado como una compraventa y no como un arrendamiento— debe evaluarse para determinar si contiene un arrendamiento embebido. La prueba tiene dos elementos: (i) que el contrato dependa de un activo identificado (una central específica, sin derecho sustantivo del proveedor a sustituirla), y (ii) que el cliente obtenga sustancialmente todos los beneficios económicos del activo durante el periodo de uso y dirija su uso (decide cuándo y cómo opera, o el patrón de uso está predeterminado a su favor).

En la práctica, un PPA *on-site*, exclusivo, de largo plazo y dimensionado específicamente para el consumo del cliente cumple con frecuencia ambos criterios y debe reconocerse como arrendamiento: activo por derecho de uso y pasivo por arrendamiento al valor presente de los pagos mínimos, con el consumo variable de energía (si el precio tiene un componente por kWh) reconocido como pago variable fuera del pasivo inicial. Por el contrario, un PPA sin exclusividad sobre una central identificada, con derecho de sustitución sustantivo del proveedor, o estructurado como suministro a precio de mercado sin vínculo a un activo específico, se mantiene como un contrato de compra ordinario, ejecutorio y fuera de balance.

Muchos desarrolladores estructuran deliberadamente sus PPA para evitar la clasificación como arrendamiento —eliminando la exclusividad, incorporando derechos de sustitución o vendiendo a un *pool* de clientes— precisamente porque el atractivo comercial del PPA para el cliente depende de mantenerlo fuera de balance. Se recomienda que el cliente realice el análisis del Apéndice B de IFRS 16 / NIF D-5 antes de firmar, no después, porque el resultado contable puede revertir la ventaja financiera que motivó la elección del esquema.

Marco regulatorio aplicable (LSE 2026)

El desarrollador es, en la generalidad de los casos, el titular del permiso de generación y el responsable de los trámites ante la VUA (MISSE cuando aplique, estudios del CENACE, registro de autoconsumo). El cliente participa como usuaria integrada en el Grupo de Autoconsumo del desarrollador —lo que exige verificar que la regla de permanencia (30% de capacidad instalada en fuentes renovables o 50% en convencionales, referida a la demanda real de las usuarias) (CNE, 2025c) se mantenga durante toda la vigencia del contrato, ya que su incumplimiento pone en riesgo la validez del permiso y, con ello, la continuidad del suministro contratado. El PPA debe, además, prever el tratamiento contractual del riesgo regulatorio: qué sucede si cambian las reglas de la VUA, los plazos de la CNE o los términos de interconexión del CENACE durante la vigencia del contrato.

Distribución de riesgos

Tabla 4.11. **PPA: distribución de riesgos**

RIESGO	PARTE QUE LO ASUME
Construcción (sobrecosto, retraso)	Desarrollador.
Desempeño / producción	Desarrollador (mitigado por garantías P50/P90 del propio desarrollador frente a sus inversionistas; el cliente suele pagar solo por la energía entregada, sin garantía mínima de volumen salvo cláusulas take-or-pay).
Operación y mantenimiento	Desarrollador.
Obsolescencia tecnológica	Desarrollador.
Crédito / contraparte	Cliente asume el riesgo de continuidad del desarrollador (permanencia, solvencia, cambio de control); mitigable con garantías de step-in a favor del cliente.
Precio de la energía (variabilidad de la tarifa evitada)	Cliente, si el PPA es a precio fijo y la tarifa de referencia cae por debajo del precio pactado — riesgo que se compensa con la certidumbre de largo plazo que ofrece el precio fijo.
Regulatorio	Compartido — el desarrollador asume el riesgo de permiso y permanencia del Grupo de Autoconsumo; el cliente asume el riesgo de cambios que afecten directamente su tarifa evitada de referencia.
Valor residual / terminación anticipada	Desarrollador (propietario del activo); el contrato debe prever penalizaciones de salida para ambas partes.

Criterios de selección

- Empresas que priorizan preservar caja y capacidad de endeudamiento para su negocio principal, y están dispuestas a pagar una prima implícita (el WACC del desarrollador, superior al costo de capital corporativo del cliente en muchos casos) a cambio de transferir el riesgo de ejecución.
- Sin capacidad fiscal suficiente para aprovechar la deducción inmediata (por ejemplo, en pérdida fiscal), ya que en el PPA el escudo fiscal lo captura el desarrollador y se traslada al cliente solo parcialmente, vía un precio más competitivo.
- Empresas con incertidumbre sobre su horizonte de permanencia en el sitio, para quienes comprometer CAPEX en un activo de 25–30 años de vida útil representa un riesgo mayor que asumir un contrato de suministro de 10–15 años.
- Importante: empresas cuyo departamento de finanzas ya haya validado, con su auditor, que el PPA específico no calificará como arrendamiento embebido — de lo contrario, el beneficio de mantenerse fuera de balance no se materializa.

Cómo se estructura en la práctica

En el contrato de compraventa de energía, el desarrollador financia, construye, opera y mantiene la central, y el cliente se obliga a comprar la energía generada durante un plazo largo, típicamente entre diez y veinte años. El instrumento central no es el precio inicial sino la fórmula de actualización: es ella la que determina si el ahorro se conserva a lo largo del contrato o se erosiona.

Bajo el marco de autoconsumo, cuando el desarrollador es la persona titular del permiso y suministra energía al Grupo de Autoconsumo a través de una Red Particular, la relación se inscribe dentro de la figura y no constituye suministro a terceros. Esta precisión es la que distingue un PPA de autoconsumo legalmente viable de una comercialización de energía prohibida: el autoconsumo abastece al titular del permiso o a su Grupo de Autoconsumo, y los excedentes solo pueden venderse a la Empresa Pública del Estado (Cámara de Diputados, 2025a).

Cláusulas críticas del contrato de compraventa

Tabla 4.12. Cláusulas críticas del contrato de compraventa de energía

CLÁUSULA	QUÉ DEBE ESTABLECER	RIESGO QUE MITIGA
Fórmula de precio y actualización	Precio inicial, índice de actualización y tope máximo de incremento anual	Que la escalación del precio supere la de la tarifa evitada y anule el ahorro
Compromiso de compra mínima	Volumen mínimo obligatorio y tratamiento de la energía no consumida	Pagar energía no utilizada si la producción del sitio disminuye
Garantía de disponibilidad	Disponibilidad mínima anual con penalización por incumplimiento	Que el ahorro dependa de una operación que el cliente no controla
Derechos de intervención (step-in)	Facultad del cliente de asumir la operación ante incumplimiento o insolvencia del desarrollador	Quedar sin energía y sin activo ante el deterioro financiero de la contraparte
Opción de compra	Momentos y fórmula de valuación para adquirir el activo durante o al término del contrato	Perder el valor residual de una central instalada en el propio sitio
Terminación anticipada	Causales, monto de terminación y su curva a lo largo del plazo	Un costo de salida desproporcionado si el sitio cierra o cambia de uso
Titularidad del permiso y del Registro	Quién es permisionaria y quién actualiza el registro de autoconsumo	Incumplimientos regulatorios imputables al Grupo de Autoconsumo
Servidumbre y acceso al sitio	Derechos de uso del techo o terreno, acceso para	Conflictos con la operación industrial y costos de retiro no previstos

	mantenimiento y restitución al término	
Fuerza Mayor	Definición de los eventos que constituyen fuerza mayor o caso fortuito, procedimiento y plazo de notificación, suspensión de las obligaciones afectadas —, y plazo máximo de suspensión tras el cual cualquiera de las partes puede terminar el contrato sin penalización.	Que el cliente deba seguir pagando el compromiso de compra mínima o penalizaciones por disponibilidad durante interrupciones ajenas a la voluntad de las partes, o que el contrato quede suspendido indefinidamente sin mecanismo de salida

El riesgo de contraparte y su tratamiento contractual

El contrato de compraventa transfiere el riesgo técnico al desarrollador, pero introduce uno que no existe en la compra directa: el riesgo de crédito de la contraparte. El activo que produce el ahorro del cliente pertenece a un tercero cuya solvencia el cliente no controla y cuyo deterioro puede interrumpir el suministro o transferir el activo a un acreedor.

Este riesgo no es teórico. En el Capítulo 7 de este Manual se documenta un proyecto de cogeneración de gran escala cuyo desempeño técnico era adecuado y que, tras las dificultades financieras del grupo desarrollador, terminó bajo el control de un banco acreedor que ejerció una opción de compra. La conclusión práctica es que la evaluación de la solvencia del desarrollador debe hacerse con el mismo rigor con que se evalúa la ingeniería, y que los derechos de intervención deben pactarse antes de firmar, no negociarse durante la crisis.

Ilustración numérica sobre el proyecto de referencia

Tabla 4.13. PPA: ilustración numérica sobre el proyecto de referencia

Desembolso del cliente en el año cero	USD 0
Precio del contrato (supuesto)	75 USD/MWh frente a una tarifa evitada de 105 USD/MWh
Costo anual de la energía bajo el contrato	USD 689,850 por 9,198 MWh
Costo anual de la misma energía comprada a la red	USD 965,790
Ahorro anual desde el primer año	USD 275,940, equivalente al 29% de esa porción de la factura
Valor acumulado a diez años	USD 2,759,400, sin desembolso previo
Valor cedido frente a la compra directa	USD 639,850 anuales, que retribuyen el capital y el riesgo del desarrollador

La pregunta relevante bajo este esquema no es cuándo se recupera la inversión —no hay inversión que recuperar— sino si el precio pactado se mantendrá por debajo de la tarifa

evitada durante todo el plazo. Con un precio inicial de 75 USD/MWh y una tarifa de 105 USD/MWh, el contrato admite una escalación acumulada de hasta 40% antes de que el ahorro desaparezca; una fórmula de actualización que escale por encima de la tarifa consume ese margen en pocos años.

Errores frecuentes en el PPA

- Comparar el precio del contrato contra el PML del mercado mayorista en lugar de hacerlo contra la tarifa evitada del usuario.
- Aceptar una fórmula de actualización sin tope, o indexada a una referencia distinta de la que rige la tarifa que se evita.
- Firmar sin derechos de intervención ni opción de compra, dejando el valor residual del activo fuera del alcance del cliente.
- Suscribir un compromiso de compra mínima superior al consumo firme del sitio.

4.4 Arrendamiento

Un arrendador financiero adquiere el activo y lo cede en uso al cliente a cambio de rentas periódicas, con o sin opción de compra al final del plazo.

Estructura contractual y actores

En el arrendamiento, una institución financiera, arrendadora especializada o el propio EPCista (a través de su brazo financiero) adquiere el sistema fotovoltaico y lo entrega en uso al cliente mediante un contrato de arrendamiento puro (operativo, orientado al uso del activo por un plazo definido, con valor residual relevante) o financiero (orientado a la transferencia sustancial de los riesgos y beneficios del activo, habitualmente con opción de compra a valor simbólico al final del plazo). El cliente paga rentas periódicas fijas —a diferencia del PPA, que se cobra por energía entregada— y suele ser responsable de operar el sistema o de subcontratar el O&M, según se pacte.

Tabla 4.14. **Arrendamiento: actores y roles**

ACTOR	ROL
Arrendador (banco, arrendadora, brazo financiero del EPCista)	Adquiere el activo, lo financia y lo cede en uso; conserva la propiedad legal durante el plazo del contrato.
Cliente / arrendatario	Usa el activo, paga rentas periódicas, típicamente asume el O&M y —según el diseño regulatorio del contrato— el rol de titular del permiso de generación.
EPCista	Construye el activo por cuenta del arrendador; puede ofrecer O&M al arrendatario mediante contrato separado.
Fondeadores del arrendador (Nafin, Bancomext, FIRA, banca comercial)	Proveen fondeo mayorista o coinversión a la arrendadora para originar el contrato.

Implicaciones financieras

El arrendamiento reduce el desembolso inicial del cliente a un enganche o depósito de garantía (habitualmente 0%–20% del CAPEX), preservando liquidez frente a la compra directa, sin trasladar al arrendador la totalidad del riesgo de desempeño como sí ocurre en el PPA — el cliente sigue pagando una renta fija independientemente de cuánta energía genere el sistema, salvo que el contrato incluya cláusulas de disponibilidad garantizada.

A diferencia del PPA, bajo NIF D-5 e IFRS 16 (Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, 2026; IASB, 2016) el arrendamiento —salvo las excepciones de corto plazo o bajo valor, no aplicables a un sistema solar— se reconoce en el balance del arrendatario prácticamente en todos los casos, por lo que el efecto sobre los indicadores de deuda es más predecible (y menos favorable) que el del PPA: el cliente sabe, desde la firma, que incorporará el pasivo a su balance.

Tabla 4.15. Arrendamiento: implicaciones financieras

INDICADOR	EFECTO DEL ARRENDAMIENTO
Deuda Neta / EBITDA	Aumenta de forma prácticamente cierta — el pasivo por arrendamiento se reconoce al valor presente de las rentas, con independencia de la calificación operativa o financiera del contrato bajo la normativa fiscal.
Apalancamiento (Deuda/Capital)	Aumenta; debe evaluarse contra los *covenants* de deuda existentes del cliente, que en ocasiones excluyen explícitamente los pasivos por arrendamiento ("*frozen* GAAP") y en otras no.
Flujo de caja de inversión	Nulo o mínimo (enganche).
Flujo de caja de financiamiento	Salida periódica por el componente de "capital" de la renta (bajo NIF D-5/IFRS 16, la renta se divide en un componente financiero —gasto por intereses— y un componente de amortización del pasivo, clasificado como actividad de financiamiento en el estado de flujos).
EBITDA reportado	Mejora frente a la compra directa financiada con deuda operativa tradicional u operativa pura, porque la renta ya no se reconoce como un solo gasto operativo sino como depreciación (por debajo de EBITDA) más interés (por debajo de EBIT) — un efecto puramente de presentación que conviene explicar a los comités de inversión.

Tratamiento contable bajo NIF e IFRS

Desde la entrada en vigor de NIF D-5 (convergente con IFRS 16) (Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, 2026; IASB, 2016), la distinción entre arrendamiento operativo y financiero dejó de ser relevante para el arrendatario en materia de reconocimiento: prácticamente todo arrendamiento de un sistema solar —dado su valor y plazo— se reconoce en balance como un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento, medido al valor presente de las rentas fijas descontadas a la tasa incremental de préstamos del cliente (o a la tasa implícita del contrato, si es determinable).

El activo por derecho de uso se deprecia durante el plazo del contrato (o la vida útil del activo, si existe una opción de compra que razonablemente se ejercerá), y el pasivo se amortiza mediante el método de interés efectivo, separando cada renta en un componente de interés y uno de principal. Para el arrendador, el tratamiento depende de si el contrato transfiere sustancialmente los riesgos y beneficios del activo (arrendamiento financiero, reconoce una cuenta por cobrar y da de baja el activo) o no (arrendamiento operativo, mantiene el activo en su balance y lo deprecia, reconociendo la renta como ingreso en línea recta).

Fiscalmente, bajo la LISR el tratamiento puede diferir del contable: un arrendamiento financiero puede permitir al arrendatario deducir la depreciación del activo (si así se pacta y documenta) en lugar de la renta completa, lo que abre la puerta —sujeta a validación fiscal específica— a aprovechar la deducción inmediata del artículo 34 fracción XIII (Cámara de Diputados, 2013) incluso sin ser propietario legal del activo. Esta es una de las decisiones de estructuración fiscal más consultadas en arrendamientos de activos de generación y debe validarse con asesoría fiscal especializada antes de firmar.

Marco regulatorio aplicable (LSE 2026)

La titularidad del permiso de generación ante la CNE es, en el arrendamiento, un punto de diseño contractual que debe resolverse explícitamente: en la mayoría de los arrendamientos de autoconsumo distribuido, el cliente (arrendatario) es quien opera el sistema en su sitio y, por tanto, funge como titular del permiso —el arrendador participa únicamente como financiador y propietario legal del activo, sin intervenir en la operación regulada—.

Alternativamente, si el arrendador o su brazo de proyectos retiene la operación, debe integrarse como titular y el cliente se vincula como usuaria del Grupo de Autoconsumo, aproximando el esquema al de un PPA con forma de arrendamiento. El contrato debe prever qué sucede con el permiso y el registro de autoconsumo ante un incumplimiento

del arrendatario y la eventual recuperación del activo por el arrendador (dación en pago o ejecución de garantías).

Distribución de riesgos

Tabla 4.16. **Arrendamiento: distribución de riesgos**

RIESGO	PARTE QUE LO ASUME
Construcción (sobrecosto, retraso)	Arrendador (a través del EPCista que contrata) — el cliente no desembolsa hasta la puesta en marcha.
Desempeño / producción	Cliente (paga renta fija), salvo arrendamiento "full-service" con disponibilidad garantizada, en cuyo caso se comparte con el arrendador u operador de O&M.
Operación y mantenimiento	Cliente (arrendamiento puro) o arrendador/tercero (full-service).
Obsolescencia tecnológica	Arrendador, en la medida en que retiene el valor residual del activo al final del plazo.
Crédito / contraparte	Arrendador asume el riesgo de crédito del cliente (impago de rentas); el cliente asume el riesgo de continuidad del arrendador solo de forma indirecta (menor que en PPA/ESCO, porque el activo está físicamente en su sitio).
Regulatorio	Depende del diseño (ver «Marco regulatorio aplicable» en esta sección); recae en quien sea titular del permiso.
Valor residual / terminación anticipada	Arrendador, salvo que el contrato incluya opción de compra obligatoria u opción a valor de mercado a cargo del cliente.

Criterios de selección

- Empresas que buscan un punto intermedio entre la compra directa y el PPA: desean el activo en su sitio y cierto control operativo, pero sin descapitalizarse de una sola vez ni asumir el costo de capital implícito, generalmente más alto, de un PPA de terceros.
- Empresas con acceso preferente a líneas de arrendamiento de banca de desarrollo (Nafin, Bancomext, FIRA) en condiciones más favorables que su costo de deuda corporativo general.
- Empresas cuyos *covenants* de deuda existentes no penalizan de forma severa la incorporación de pasivos por arrendamiento, o que ya operan con un nivel de apalancamiento que admite este incremento.
- Empresas que buscan explorar la deducibilidad fiscal de la depreciación acelerada sin comprometer la totalidad del CAPEX como propietarios directos, sujeto a validación con su asesor fiscal.

Cómo se estructura en la práctica

En el arrendamiento, una institución financiera, una arrendadora especializada o el propio constructor adquiere el activo y lo cede en uso al cliente a cambio de rentas periódicas. El cliente conserva la energía generada en su totalidad —a diferencia del PPA, donde la compra— y paga por el uso del equipo, no por el megavatio-hora.

Esa diferencia tiene una consecuencia importante: bajo arrendamiento, el riesgo de desempeño permanece en el cliente, salvo que se contrate por separado una garantía de producción o un contrato de operación y mantenimiento con compromiso de disponibilidad. Un arrendamiento sin garantía de producción combina lo menos favorable de dos mundos: no elimina el riesgo técnico y sí compromete un pago fijo.

Cláusulas críticas del contrato de arrendamiento

Tabla 4.17. Cláusulas críticas del contrato de arrendamiento

CLÁUSULA	QUÉ DEBE ESTABLECER	RIESGO QUE MITIGA
Plazo y curva de rentas	Duración, periodicidad y evolución de la renta a lo largo del plazo	Un desajuste entre el pago fijo y el ahorro variable del proyecto
Enganche y depósito en garantía	Monto, momento de aplicación y condiciones de devolución	Inmovilizar capital sin contrapartida clara
Opción de compra al término	Precio de ejercicio o fórmula de valor residual	Perder el activo justo cuando su costo marginal de operación es mínimo
Responsabilidad de operación y mantenimiento	Quién opera, quién mantiene y con qué nivel de servicio	Que la renta se pague sobre un activo cuyo desempeño nadie garantiza
Seguros y riesgo de pérdida	Coberturas exigidas, beneficiario y tratamiento del siniestro total	Continuar pagando rentas por un activo destruido
Titularidad del permiso	Si el permisionario es el arrendador o el arrendatario, y quién actualiza el Registro	Un vacío de responsabilidad regulatoria entre propietario y usuario
Terminación anticipada	Monto de finiquito y su evolución en el tiempo	Costos de salida desproporcionados ante un cambio de estrategia industrial

La titularidad del permiso como punto de diseño

El arrendamiento es el único de los cuatro esquemas en el que la titularidad del permiso de generación no viene determinada por la lógica del contrato. El arrendador es propietario jurídico del equipo, pero el arrendatario es quien lo usa para satisfacer sus Necesidades Propias. La normativa exige que exista una persona permisionaria identificada y corresponsable junto con las usuarias del Grupo de Autoconsumo, de modo que el contrato debe resolver expresamente esa asignación.

La práctica más común y la más simple de sostener regulatoriamente consiste en que el arrendatario —usuario final de la energía— sea el titular del permiso, y que el contrato de arrendamiento prevea la cooperación del arrendador para los trámites y para cualquier modificación del registro de autoconsumo derivada de la ejecución del contrato.

Ilustración numérica sobre el proyecto de referencia

Tabla 4.18. Arrendamiento: ilustración numérica sobre el proyecto de referencia

Enganche en el año cero	USD 350,000, equivalente al 10% del valor del activo
Monto financiado	USD 3,150,000
Renta anual (10 años, tasa de referencia 9.15%)	USD 494,079, equivalentes a USD 41,173 mensuales
Flujo operativo del proyecto	USD 915,790 anuales
Flujo neto para el cliente durante el plazo	USD 421,711 anuales
Valor acumulado a diez años	USD 3,867,113, considerando el enganche
Situación al término del plazo	El cliente recupera el flujo íntegro si ejerce la opción de compra

El arrendamiento se sitúa, en términos económicos, entre la compra directa y el PPA: reduce el desembolso inicial a una fracción del valor del activo y conserva para el cliente una porción sustancialmente mayor del ahorro que un contrato de compraventa de energía. Su punto débil es la rigidez del pago: la renta es fija y el ahorro es variable, de modo que un año de recurso pobre reduce el flujo neto sin reducir la obligación.

Errores frecuentes en el arrendamiento

- Contratar el arrendamiento sin una garantía de producción o un contrato de operación y mantenimiento con compromiso de disponibilidad.
- Dejar sin resolver la titularidad del permiso y la responsabilidad sobre el registro de autoconsumo.
- Pactar un plazo de arrendamiento cercano a la vida útil del activo sin opción de compra a valor residual razonable.
- Dimensionar la renta sobre el ahorro del año uno, sin considerar la degradación del sistema.

4.5 ESCO — Empresa de servicios energéticos

Un proveedor integral diseña, financia, construye, opera y garantiza los resultados del proyecto a cambio de una participación en los ahorros o una tarifa de servicio.

Estructura contractual y actores

El contrato con una Empresa de Servicios Energéticos (ESCO) es el más integral de los cuatro esquemas: la ESCO diseña, financia (directamente o mediante un tercero financiero), construye, opera y mantiene el sistema, y garantiza contractualmente un resultado —ahorro de energía, generación mínima o una combinación de ambos— mediante un Contrato de Desempeño Energético (Energy Performance Contract, EPC por sus siglas en inglés, no debe confundirse con el contrato de construcción EPC).

Existen dos modelos de pago predominantes: ahorros garantizados (*guaranteed savings*, la ESCO garantiza un monto fijo de ahorro y el cliente asume el riesgo de financiamiento si contrata el crédito directamente) y ahorros compartidos (*shared savings*, la ESCO financia y cobra un porcentaje del ahorro medido, trasladando también el riesgo de financiamiento a la ESCO).

Tabla 4.19. ESCO: actores y roles

ACTOR	ROL
ESCO	Diseña, financia (directa o indirectamente), construye, opera y mantiene el sistema; garantiza el desempeño mediante el Contrato de Desempeño Energético.
Cliente	Recibe el servicio energético y paga conforme al modelo pactado (tarifa de servicio, participación en ahorros o combinación); puede o no ser el titular del permiso, según el diseño.
Verificador independiente de Medición y Verificación (M&V)	Certifica el ahorro o la generación real conforme a un protocolo (p. ej. IPMVP) (Efficiency Valuation Organization, 2022) para efectos de la liquidación entre las partes — pieza central de este esquema, ausente en los otros tres.
Financiador de la ESCO (si el modelo es de ahorros compartidos)	Provee el CAPEX a la ESCO, con la cobranza del contrato de desempeño como fuente de repago.

Implicaciones financieras

Bajo el modelo de ahorros compartidos, las implicaciones financieras para el cliente son equivalentes a las de un PPA en cuanto a preservación de caja y capacidad de crédito: no hay desembolso de capital y el pago es una función del desempeño real del sistema, con el riesgo de financiamiento y de desempeño concentrado en la ESCO. Bajo el modelo de ahorros garantizados, el cliente sí contrata el financiamiento (directamente o a través de un vehículo estructurado por la ESCO), por lo que el efecto en balance se aproxima al de la compra directa financiada, con la diferencia de que el resultado técnico está garantizado contractualmente por la ESCO, con penalizaciones si no se alcanza.

Tabla 4.20. **ESCO: implicaciones financieras por configuración**

INDICADOR	AHORROS COMPARTIDOS	AHORROS GARANTIZADOS
Deuda Neta / EBITDA	Sin efecto directo (fuera de balance si no hay arrendamiento embebido)	Aumenta (el cliente contrata el financiamiento)
Flujo de caja de inversión	Nulo	CAPEX o enganche a cargo del cliente
Flujo de caja de operación	Pago periódico como % del ahorro medido	Pago de la deuda + tarifa de servicio a la ESCO
Riesgo de desempeño técnico	ESCO (garantizado contractualmente)	ESCO (garantizado, con penalización si no se cumple)

Tratamiento contable bajo NIF e IFRS

El contrato ESCO exige el mismo análisis de arrendamiento embebido que el PPA (IFRS 16 Apéndice B / NIF D-5) (IASB, 2016; Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, 2026): si el contrato depende de un activo identificado sin derecho sustantivo de sustitución por parte de la ESCO, y el cliente obtiene sustancialmente todos los beneficios económicos y dirige el uso del sistema durante el periodo del contrato, debe reconocerse un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento, con independencia de que el contrato se documente como un servicio de ahorros compartidos.

Adicionalmente, el componente de servicio (M&V, operación, garantía de desempeño) del Contrato de Desempeño Energético debe separarse del eventual componente de arrendamiento y reconocerse conforme a NIF D-1 / IFRS 15 (Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, 2026; IASB, 2014a) (Ingresos de contratos con clientes, en espejo para la ESCO) o como gasto de servicio para el cliente, distribuido conforme se recibe el servicio. La determinación de qué parte del pago corresponde a arrendamiento y cuál a servicio —cuando ambos coexisten en la misma factura periódica— es, junto con la del PPA, el ejercicio de juicio contable más exigente de los cuatro esquemas, y debe documentarse desde la negociación del contrato, no al cierre del ejercicio.

Marco regulatorio aplicable (LSE 2026)

La titularidad regulatoria en un contrato ESCO sigue la misma lógica que en el PPA: si la ESCO opera el activo como generador para uno o varios clientes, es la titular del permiso ante la CNE y responsable de los trámites de la VUA, MISSE, CENACE y registro de autoconsumo, integrando a los clientes en un Grupo de Autoconsumo cuando aplique. Si el diseño contractual traslada la operación regulatoria al cliente (la ESCO actúa solo como diseñador, financiador y garante de desempeño, no como operador), el cliente debe asumir directamente esas obligaciones, y el contrato de desempeño energético debe

alinearse contractualmente con los plazos y obligaciones del registro de autoconsumo para evitar incumplimientos cruzados entre la relación comercial y la regulatoria.

Distribución de riesgos

Tabla 4.21. **ESCO: distribución de riesgos**

RIESGO	PARTE QUE LO ASUME
Construcción (sobrecosto, retraso)	ESCO.
Desempeño / producción	ESCO (es el riesgo central del esquema, garantizado contractualmente y sujeto a M&V independiente).
Operación y mantenimiento	ESCO.
Obsolescencia tecnológica	ESCO.
Crédito / contraparte	Cliente asume el riesgo de continuidad y solvencia de la ESCO — mitigable con garantías de cumplimiento (fianzas, seguros de garantía de desempeño) y cláusulas de step-in.
Medición y verificación (baseline de ahorro)	Compartido — la metodología de M&V y el establecimiento de la línea base de consumo deben pactarse con detalle, ya que es la fuente más frecuente de controversias en este esquema.
Regulatorio	Depende del diseño (ver «Marco regulatorio aplicable» en esta sección).
Valor residual / terminación anticipada	ESCO, salvo pacto de transferencia de propiedad al cliente al final del contrato (frecuente en modelos de ahorros garantizados).

Criterios de selección

- Empresas sin capacidades técnicas internas de gestión energética que buscan un proveedor único responsable de todo el ciclo del proyecto, con garantías contractuales de resultado y sin necesidad de coordinar múltiples contrapartes (EPCista, O&M, financiador).
- Empresas con múltiples sitios o un portafolio de oportunidades de eficiencia energética además de generación, para las que un contrato integral de desempeño energético (que puede incluir medidas adicionales a la generación solar) resulta más eficiente que contratar cada componente por separado.
- Empresas que priorizan la certeza contractual del resultado (ahorro garantizado, con penalización si no se cumple) sobre la maximización de la rentabilidad, que en compra directa depende enteramente de que el desempeño real iguale o supere al estimado.
- Empresas que optan por el modelo de ahorros compartidos deben aplicar los mismos criterios que para el PPA en materia de análisis de arrendamiento embebido antes de firmar.

Cómo se estructura en la práctica

El contrato con una empresa de servicios energéticos es el más integral de los cuatro esquemas: la proveedora diseña, financia, construye, opera y, sobre todo, garantiza un resultado. Lo que se contrata no es un activo ni un suministro, sino un ahorro verificable. Esa garantía es la característica distintiva del esquema y la razón por la que exige un protocolo de medición y verificación acordado entre las partes desde el inicio.

Existen dos configuraciones principales. En la de ahorros compartidos, la retribución de la proveedora es un porcentaje del ahorro efectivamente logrado, de modo que su ingreso depende del desempeño. En la de ahorros garantizados, la proveedora se compromete a un ahorro mínimo y cubre la diferencia si no se alcanza. La segunda traslada más riesgo a la proveedora y, en consecuencia, suele implicar una retribución mayor.

Medición y verificación: el corazón del contrato

En este esquema, la disputa habitual no es sobre el precio sino sobre la medición del ahorro. Un ahorro es siempre una comparación contra un escenario que no ocurrió, de modo que el contrato debe fijar la línea base con precisión: periodo de referencia, variables de ajuste —producción, clima, horario de operación—, método de cálculo y responsable de la verificación (Efficiency Valuation Organization, 2022).

Tabla 4.22. Elementos del protocolo de medición y verificación

ELEMENTO DEL PROTOCOLO	QUÉ DEBE DEFINIRSE	CONSECUENCIA DE NO DEFINIRLO
Línea base de consumo	Periodo de referencia y datos de facturación que la sustentan	Cada parte calcula el ahorro con una base distinta
Variables de ajuste	Cómo se corrige la línea base ante cambios de producción u operación	El ahorro se contamina con variaciones ajenas al proyecto
Frecuencia y método de medición	Instrumentos, periodicidad y tratamiento de datos faltantes	Falta de evidencia para exigir la garantía
Verificador independiente	Quién valida el resultado y con qué facultades	La verificación queda en manos de la parte interesada
Consecuencia del incumplimiento	Compensación económica y plazo para subsanar	La garantía carece de exigibilidad práctica

Titularidad regulatoria y tratamiento del activo

La titularidad regulatoria sigue la misma lógica que en el contrato de compraventa de energía: si la proveedora es titular del permiso de generación, asume las obligaciones correspondientes ante la CNE; si el activo se transfiere al cliente al término del contrato, debe preverse la actualización del registro de autoconsumo derivada de ese cambio. Cuando el contrato incluye medidas de eficiencia energética además de generación,

conviene separar contablemente ambos componentes, porque su tratamiento y su verificación son distintos.

Ilustración numérica sobre el proyecto de referencia

Tabla 4.23. ESCO: ilustración numérica sobre el proyecto de referencia

Desembolso del cliente en el año cero	USD 0
Reparto de ahorros (supuesto)	70% para la proveedora, 30% para el cliente
Ahorro anual garantizado para el cliente	USD 274,737
Ahorro anual retenido por la proveedora	USD 641,053
Valor acumulado a diez años para el cliente	USD 2,747,370
Situación al término del contrato	El cliente retiene la totalidad del ahorro si el activo se le transfiere

El resultado para el cliente es muy próximo al de un contrato de compraventa de energía, con dos diferencias relevantes. La primera es que el ahorro está garantizado contractualmente y verificado por un tercero, lo que reduce la varianza del resultado. La segunda es que el esquema suele incorporar medidas de eficiencia además de generación, de modo que el ahorro total sobre el que se reparte puede ser mayor que el atribuible únicamente a la central.

Errores frecuentes en el contrato con ESCO

- Aceptar una línea base construida por la proveedora sin auditar los datos de facturación que la sustentan.
- Confundir el plazo del contrato con el periodo de recuperación: el excedente de plazo funciona como garantía extendida, no como tiempo adicional de recuperación.
- No pactar un verificador independiente ni la consecuencia económica del incumplimiento de la garantía.
- Omitir la previsión de transferencia del activo y de la actualización del registro de autoconsumo al término del contrato.

4.6 Matriz de selección por perfil directivo

La siguiente matriz sintetiza los criterios de decisión desarrollados en las secciones anteriores, organizados por la pregunta que típicamente formula cada perfil directivo al evaluar los cuatro esquemas.

Tabla 4.24. **Matriz de selección por perfil directivo**

CRITERIO DE DECISIÓN	COMPRA DIRECTA	PPA	ARRENDAMIENTO	ESCO
CFO — ¿Cuánto CAPEX debo comprometer?	100% (o enganche si hay deuda)	0%	0%–20% (enganche)	0%–20% según modelo
CFO — ¿Se afecta mi balance / deuda?	Sí, si se financia	Depende del análisis de arrendamiento embebido	Sí, prácticamente siempre	Depende del modelo y del análisis de arrendamiento embebido
CFO — ¿Capturo el escudo fiscal de depreciación inmediata?	Sí, íntegro	No directo (vía precio más competitivo)	Posible, sujeto a estructuración fiscal	Posible, sujeto al modelo y estructuración fiscal
Dirección de Operaciones — ¿Quién asume el riesgo de desempeño?	Cliente	Desarrollador	Cliente (salvo full-service)	ESCO (garantizado)
Dirección de Operaciones — ¿Requiero capacidad técnica interna?	Alta (o subcontratar)	Baja	Media	Baja
Dirección Jurídica/Regulatoria — ¿Soy titular del permiso ante la CNE?	Sí, siempre	No, típicamente	Depende del diseño contractual	Depende del diseño contractual
Dirección General — ¿Cuál es el horizonte de compromiso?	Indefinido (propiedad)	10–20 años	5–15 años	7–15 años
Dirección General — ¿Cuál es la rentabilidad / ahorro esperado?	Mayor (TIR de proyecto completa)	Menor (neto de la prima del desarrollador)	Intermedio	Intermedio, con certeza contractual
Perfil recomendado	Empresa con caja o crédito disponible,	Empresa que prioriza preservar caja y	Empresa que busca punto intermedio con	Empresa sin capacidad técnica interna

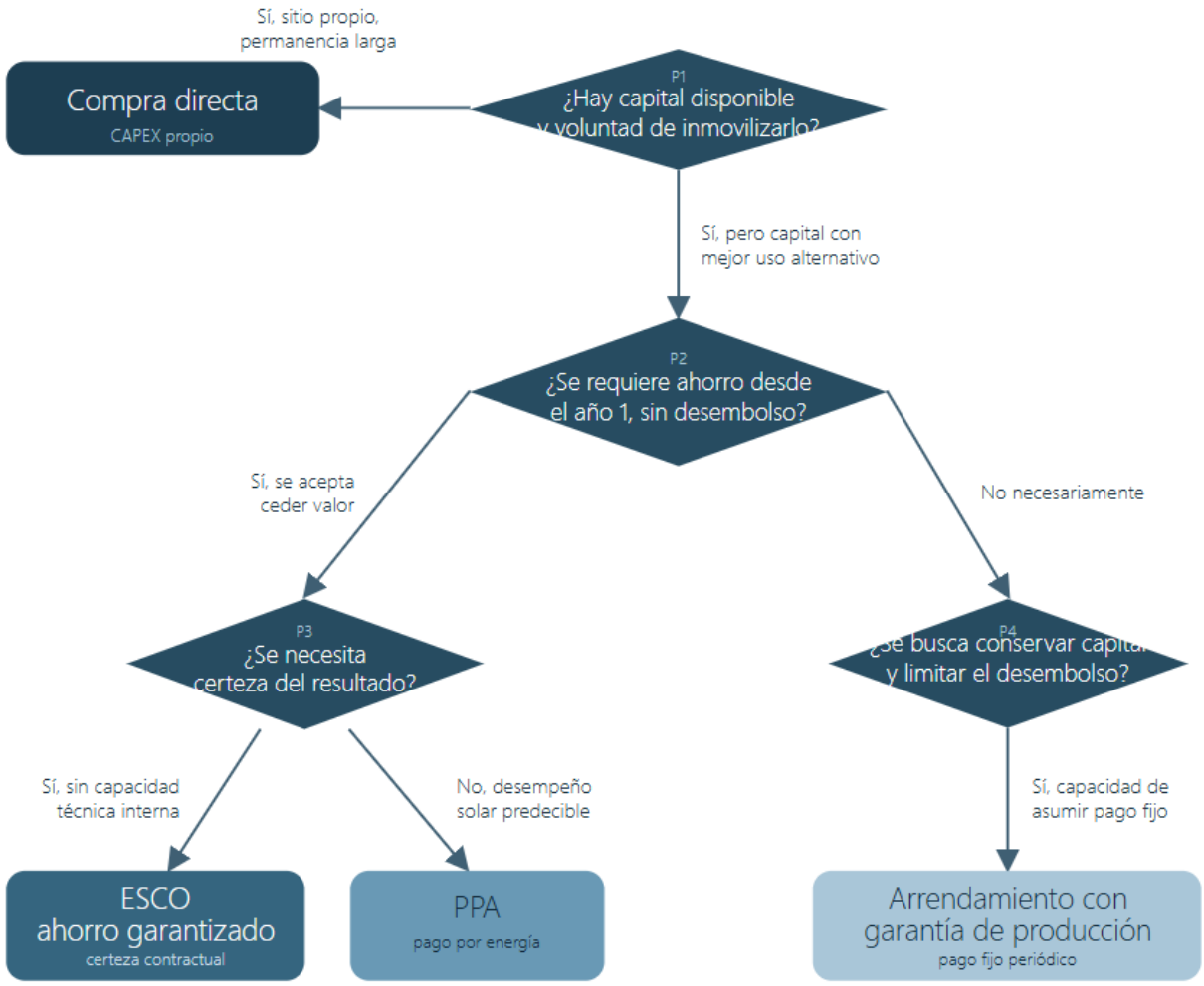
	capacidad fiscal y vocación de permanencia	trasladar riesgo de ejecución	acceso a fondeo preferente de arrendamiento	que valora la garantía contractual de resultado

Árbol de decisión abreviado

La matriz anterior compara criterios; el árbol siguiente los ordena. Se recorre de arriba abajo y la primera respuesta afirmativa determina el esquema recomendado como punto de partida, sujeto a la verificación de las demás condiciones.

1. ¿Hay capital disponible y voluntad de inmovilizarlo?	2. ¿Se requiere ahorro desde el primer año sin desembolso?
Sí, y el sitio es propio y de permanencia larga: compra directa. Sí, pero el capital tiene mejor uso alternativo: continuar.	Sí, y se acepta ceder valor: PPA o ESCO. No necesariamente: continuar.
3. ¿Se necesita certeza del resultado?	4. ¿Se busca conservar la energía y limitar el desembolso?
Sí, y no hay capacidad técnica interna: ESCO con ahorro garantizado. No, el desempeño solar es predecible: PPA.	Sí, con capacidad de asumir un pago fijo: arrendamiento con garantía de producción.

Diagrama 4.1. Árbol de decisión abreviado para la selección del esquema



Cuatro preguntas secuenciales (P1–P4) conducen a uno de cuatro esquemas de autoconsumo. Cada diamante evalúa una condición; el color de cada bloque final distingue el esquema recomendado.

Combinación de esquemas en portafolios multi-sitio

Una empresa con varios sitios no está obligada a elegir un único esquema para todo su portafolio. La evidencia de los casos de referencia del Capítulo 7 muestra que combinar compra directa donde el capital y la permanencia lo permiten, con PPA o arrendamiento donde no, optimiza el resultado agregado mejor que una política única. Lo que sí conviene estandarizar es el proceso: diseño replicable, lista corta de constructores y plantillas contractuales comunes.

Lista de verificación previa a la firma

- Clasificación regulatoria confirmada: figura, configuración y vía de tramitación aplicables al proyecto.

- Titularidad del permiso de generación y responsabilidad sobre el registro de autoconsumo asignadas por escrito.
- Obligación de respaldo propio evaluada cuando la central es intermitente e inyecta excedentes.
- Dimensionamiento verificado contra la curva de carga, con los excedentes tratados como subproducto.
- Fórmula de actualización de precio o renta acotada con un tope explícito.
- Garantía de producción o de ahorro, con método de verificación y consecuencia económica del incumplimiento.
- Derechos de intervención y opción de compra pactados cuando el activo es de un tercero.
- Condiciones de terminación anticipada y de retiro del equipo al término del contrato.
- Solvencia de la contraparte evaluada con el mismo rigor que la ingeniería del proyecto.

Consideraciones

La decisión del modelo de adquisición y financiamiento puede ser uno de los pasos que permita el desarrollo o no de un proyecto. Se debe contar con las herramientas financieras adecuadas, pero también con una decisión apegada a las condiciones del usuario, sus posibilidades financieras y sus objetivos con el desarrollo del proyecto.

Es importante reconocer y recordar que el objetivo de la empresa no es necesariamente generar energía, sino que esta es solo uno de sus insumos y, por lo tanto, es necesario acompañarse de expertos y, en la medida de sus posibilidades y alcances corporativos, decidir si el proyecto puede ser operado por la propia empresa o se hará mediante un tercero, lo que también guía la decisión del modelo de adquisición.

Finalmente, este modelo también brinda herramientas para el éxito de largo plazo del proyecto, al considerar la operación constante y los mantenimientos que se deben hacer para garantizar su continuidad operativa.

Capítulo 5



Capítulo 5. Criterios ESG y alineación con estándares de reporte corporativo

Objetivo y alcance. Este capítulo explica cómo estimar y reportar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que resulta de un proyecto de autoconsumo. Además, describe cómo puede utilizarse esa información en los principales marcos de reporte corporativo, como GRI, CDP, TCFD/ISSB, SBTi y RE100. Así, la empresa puede incorporar los beneficios ambientales del proyecto en sus reportes de sostenibilidad y en el seguimiento de sus compromisos climáticos.

5.1 Por qué medir y reportar los beneficios

Los proyectos de autoconsumo no solo pueden reducir el costo de la electricidad y mejorar la seguridad energética de las empresas. Cuando utilizan fuentes renovables o de bajas emisiones, también pueden contribuir a disminuir la huella de carbono de sus operaciones y al cumplimiento de sus compromisos ambientales.

Para que estos beneficios puedan incorporarse en reportes de sostenibilidad, metas climáticas y decisiones corporativas, no basta con afirmar que un proyecto produce energía limpia. Es necesario medir la electricidad generada y autoconsumida, calcular correctamente la reducción de emisiones, identificar la metodología utilizada y conservar la información que respalda los resultados.

Esta información es cada vez más relevante para:

- Consejos de Administración y equipos directivos.
- Inversionistas e instituciones financieras.
- Clientes y cadenas globales de suministro.
- Aseguradoras y calificadoras.
- Autoridades y organismos reguladores.
- Áreas corporativas de sostenibilidad, finanzas, riesgos y cumplimiento.

Los criterios ESG —ambientales, sociales y de gobernanza— permiten evaluar cómo una empresa administra sus impactos, riesgos y responsabilidades, además de sus resultados financieros. En el caso del autoconsumo, ayudan a relacionar el desempeño energético del proyecto con la reducción de emisiones, la gestión de riesgos, la estrategia climática y la toma de decisiones.

Debe tenerse presente que un proyecto de autoconsumo puede aportar información y resultados útiles para estos marcos, pero su instalación no significa, por sí misma, que la empresa quede certificada o cumpla integralmente con ellos.

5.2 Metodología para estimar y reportar la reducción de emisiones de GEI conforme al GHG Protocol y los factores de emisión del Sistema Eléctrico Nacional

Uno de los beneficios ambientales que puede generar un proyecto de autoconsumo renovable es la reducción de las emisiones indirectas asociadas con la electricidad que una empresa adquiere del SEN. Sin embargo, para medir este beneficio se necesita una metodología común que permita responder con claridad:

- Qué emisiones se están reduciendo.
- Qué energía debe considerarse en el cálculo.
- Qué factor de emisión debe utilizarse.
- A qué periodo corresponde la reducción.
- Qué información debe conservarse como evidencia.
- Cómo deben comunicarse los resultados.

En este apartado se presenta una metodología básica para estimar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivada de la electricidad renovable generada y efectivamente autoconsumida. La metodología se apoya en dos referencias principales:

- El GHG Protocol, que permite clasificar y contabilizar las emisiones corporativas (WRI y WBCSD, 2004).
- El factor de emisión del SEN publicado por la SEMARNAT, que permite estimar las emisiones asociadas con la electricidad tomada de la red (SEMARNAT, 2025).

Antes de realizar el cálculo, es necesario comprender qué es el GHG Protocol y cómo clasifica las emisiones de una organización.

¿Qué es el GHG Protocol y por qué es importante?

El *Greenhouse Gas Protocol*, conocido como GHG Protocol o Protocolo de Gases de Efecto Invernadero, es el estándar internacional más utilizado para medir, clasificar y reportar las emisiones de gases de efecto invernadero de empresas, gobiernos y otras organizaciones (WRI y WBCSD, 2004). Fue desarrollado por:

- El World Resources Institute (WRI).
- El World Business Council for Sustainable Development (WBCSD).

Su importancia radica en que establece reglas comunes para contabilizar las emisiones. Esto permite que las empresas presenten información consistente, comparable y transparente, en lugar de utilizar criterios diferentes para cada proyecto o periodo. El GHG Protocol no es una autoridad gubernamental ni expide por sí mismo una certificación ambiental. Es una metodología de contabilidad de emisiones que sirve para:

- Elaborar inventarios corporativos de gases de efecto invernadero.
- Identificar las principales fuentes de emisiones de una organización.

- Establecer años base y metas de reducción.
- Medir avances en materia climática.
- Presentar información a clientes, inversionistas, bancos y Consejos de Administración.
- Sustentar reportes de sostenibilidad y cuestionarios ambientales.

También constituye la base metodológica de diversas iniciativas y sistemas de reporte, entre ellos CDP y la Science Based Targets initiative (SBTi) (CDP, 2025b; SBTi, 2026).

¿Cómo clasifica las emisiones?

El GHG Protocol clasifica las emisiones de una organización en tres categorías, denominadas alcances o *scopes* (WRI y WBCSD, 2004).

Alcance 1 (Scope 1): emisiones directas

Son las emisiones generadas por fuentes que pertenecen a la empresa o se encuentran bajo su control. Algunos ejemplos son:

- Combustible consumido por los vehículos de la empresa.
- Gas natural utilizado en calderas u hornos.
- Combustibles empleados en equipos propios de generación eléctrica.
- Emisiones derivadas de procesos industriales.

Alcance 2 (Scope 2): emisiones indirectas por energía adquirida

Son las emisiones asociadas con la generación de la electricidad, vapor, calefacción o refrigeración que la empresa compra y consume. Aunque estas emisiones se producen físicamente en las centrales eléctricas, se atribuyen indirectamente a la organización que utiliza esa energía.

Alcance 3 (Scope 3): otras emisiones indirectas

Son las demás emisiones generadas a lo largo de la cadena de valor de la empresa, tanto antes como después de sus propias operaciones. Pueden incluir:

- Producción de materias primas.
- Actividades de proveedores.
- Transporte y distribución.
- Viajes de trabajo.
- Desplazamientos del personal.
- Uso y disposición final de los productos vendidos.

¿Qué relación tiene el alcance 2 con el autoconsumo?

El alcance 2 es especialmente relevante para los proyectos de autoconsumo con fuentes renovables o de bajas emisiones, porque comprende las emisiones asociadas con la electricidad que una empresa toma del SEN (WRI y WBCSD, 2015).

Cuando una empresa genera electricidad renovable y la utiliza en sus propias instalaciones, disminuye la cantidad de energía que necesita adquirir de la red. En consecuencia, puede estimar una reducción de sus emisiones indirectas de alcance 2 (WRI y WBCSD, 2015). El efecto puede resumirse de la siguiente manera:

Menor consumo de electricidad de la red = menores emisiones de alcance 2

Para calcular este beneficio deben considerarse los MWh de electricidad renovable efectivamente generados y autoconsumidos, es decir, la energía que sustituye electricidad que habría sido tomada del SEN. No deben utilizarse indistintamente los conceptos de:

- Energía generada.
- Energía autoconsumida.
- Excedentes entregados a la red.
- Electricidad tomada de la red.
- Emisiones reducidas.

Cada indicador debe medirse y reportarse por separado.

Precisión para proyectos que utilizan combustibles

La fórmula de reducción de alcance 2 no debe aplicarse de manera aislada cuando la central de autoconsumo utiliza gas natural u otro combustible. En estos casos, la empresa puede disminuir la electricidad que toma de la red, pero también genera emisiones directas por la combustión. Estas deben contabilizarse como emisiones de alcance 1 y compararse con las emisiones de alcance 2 que se dejan de generar (WRI y WBCSD, 2004).

Por tanto, la reducción neta debe evaluarse considerando ambos efectos. Una central de autoconsumo no es automáticamente un proyecto de bajas emisiones por el solo hecho de generar electricidad en sitio.

¿Cómo se estima la reducción de emisiones?

Para estimar la reducción se utiliza el factor de emisión oficial del SEN publicado por la SEMARNAT (SEMARNAT, 2025). Para el reporte correspondiente a la Cédula de Operación Anual (COA) 2025 (SEMARNAT, 2025), el factor publicado es:

0.444 TONELADAS DE CO_2 EQUIVALENTE POR MWh

La fórmula básica es: Reducción estimada de emisiones de alcance 2 (tCO_2e) = Electricidad renovable generada y autoconsumida (MWh) × Factor de emisión del SEN (tCO_2e/MWh) Ejemplo Si una empresa genera y autoconsume 1,000 MWh de electricidad renovable al año, el cálculo sería: 1,000 MWh × 0.444 tCO_2e/MWh = 444 tCO_2e.

Esto significa que, al sustituir 1,000 MWh de electricidad de la red por electricidad renovable generada en sus instalaciones, la empresa puede estimar una reducción de aproximadamente 444 toneladas de CO_2 equivalente en sus emisiones de alcance 2 durante el periodo.

El factor de emisión debe actualizarse en cada periodo de reporte, porque SEMARNAT lo publica anualmente y su valor puede cambiar de acuerdo con la composición de la generación eléctrica nacional. El factor aplicable puede consultarse en el Aviso del Factor de Emisión del SEN publicado por SEMARNAT (SEMARNAT, 2025).

Información y evidencias para sustentar el cálculo

Para que la estimación sea confiable, la empresa debe integrar y conservar:

- Ficha técnica y capacidad instalada de la central.
- Tecnología y fuente de energía utilizada.
- Fecha de inicio de operación.
- Generación mensual y anual.
- Electricidad efectivamente autoconsumida.
- Energía tomada del SEN.
- Excedentes entregados a la red, cuando existan.
- Lecturas de medidores y recibos de electricidad.
- Periodo de medición.
- Factor de emisión oficial utilizado.
- Fuente y año de aplicación del factor.
- Memoria de cálculo de las emisiones.
- Metodología y supuestos aplicados.
- Emisiones de alcance 1, si la central utiliza combustibles.
- Evidencia de verificación independiente, cuando exista.

Utilidad de la información para la empresa

Medir la reducción de emisiones permite presentar el autoconsumo no solo como un proyecto de ahorro energético, sino también como una acción climática cuantificable. La información puede utilizarse para:

- Elaborar el inventario corporativo de emisiones.
- Reportar avances en la reducción del alcance 2.
- Dar seguimiento a metas de descarbonización o carbono neto cero.
- Elaborar reportes de sostenibilidad.
- Responder solicitudes de clientes, inversionistas, bancos y aseguradoras.
- Atender requerimientos de cadenas globales de suministro.
- Presentar el proyecto ante el Consejo de Administración.
- Sustentar respuestas ante iniciativas como RE100.
- Demostrar la contribución del proyecto a las metas climáticas corporativas.

El GHG Protocol proporciona una metodología para contabilizar y reportar las emisiones, pero su aplicación no significa que los resultados queden automáticamente certificados. Cuando se requieran cifras verificadas, puede ser necesaria la revisión de la información y de la metodología por un tercero independiente.

5.3 Criterios de alineación de empresas e industrias bajo el modelo de autoconsumo con GRI Standards, CDP, TCFD/ISSB, SBTi y RE100

Criterios ESG y estándares de reporte corporativo

Los criterios ESG corresponden a factores ambientales, sociales y de gobernanza que permiten evaluar cómo una empresa administra sus impactos, riesgos y responsabilidades, además de sus resultados financieros. En materia energética y climática, ayudan a conocer:

- Cuánta energía consume la empresa y de dónde proviene.
- Cuántas emisiones genera.
- Qué acciones realiza para disminuirlas.
- Qué metas ambientales ha establecido.
- Qué riesgos y oportunidades climáticos enfrenta.
- Quién supervisa estos asuntos.
- Qué avances presenta frente a sus compromisos.

Esta información es relevante para Consejos de Administración, inversionistas, instituciones financieras, aseguradoras, clientes y cadenas de suministro. También permite respaldar las afirmaciones ambientales de la empresa con información medible y reducir el riesgo de greenwashing.

Aunque GRI, CDP, TCFD/ISSB y SBTi y RE100 están relacionados, no tienen la misma función:

Tabla 5.1. Marcos e iniciativas de reporte corporativo y su función

MARCO O INICIATIVA	FUNCIÓN PRINCIPAL	PREGUNTA QUE AYUDA A RESPONDER
RE100	Establecer criterios técnicos para la adquisición, autogeneración y uso verificable de electricidad renovable, así como para reportar el avance hacia una meta corporativa de 100%.	¿La electricidad renovable utilizada por la empresa cumple con los criterios de trazabilidad, exclusividad y verificación de RE100, y contribuye a su avance hacia el 100% de consumo renovable?
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?
TCFD/ISSB	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?

Criterios de alineación con GRI Standards

Los Global Reporting Initiative Standards, conocidos como GRI Standards, son estándares internacionales para elaborar reportes de sostenibilidad. Su objetivo es que las organizaciones informen de manera estructurada y comparable sus principales impactos sobre la economía, el medio ambiente y las personas (GRI, 2016a; 2016b). En un proyecto de autoconsumo, los criterios relevantes se relacionan con:

- Consumo total de energía.
- Electricidad adquirida del SEN.
- Electricidad renovable generada.
- Electricidad efectivamente autoconsumida.
- Disminución del consumo de energía de la red.
- Emisiones indirectas de alcance 2.
- Reducciones obtenidas mediante el proyecto.
- Año base o escenario de referencia.

- Factores de emisión, metodologías y supuestos.

Esta información se relaciona principalmente con GRI 302: Energía y GRI 305: Emisiones (GRI, 2016a; 2016b). A partir del 1 de enero de 2027 entrarán en vigor nuevos estándares de GRI sobre energía y cambio climático (GRI, 2025a; 2025b), por lo que deberá utilizarse la versión aplicable al periodo reportado. Para reportar una reducción atribuible al autoconsumo, la empresa debe documentar:

- Los MWh generados y autoconsumidos.
- Las emisiones de alcance 2 del periodo.
- La reducción estimada en tCO_2e.
- El año base o referencia utilizado.
- El alcance en el cual ocurre la reducción.
- El factor de emisión y su fuente.
- La metodología y los supuestos del cálculo.
- La tecnología y las características del proyecto.

Criterios de alineación con CDP

CDP es un sistema internacional de divulgación ambiental. Mediante su cuestionario corporativo, las empresas presentan información sobre su gestión climática y otros asuntos ambientales a inversionistas, instituciones financieras, clientes y grandes compradores (CDP, 2025a). Un proyecto de autoconsumo puede aportar información sobre:

- Consumo y fuentes de electricidad.
- Generación y autoconsumo de energía renovable.
- Emisiones de alcance 2.
- Metas de reducción.
- Acciones implementadas para alcanzar las metas.
- Reducciones obtenidas durante el periodo.
- Inversión y ahorros económicos.
- Riesgos y oportunidades energéticos y climáticos.
- Responsables de la supervisión.
- Procesos de verificación de la información.

CDP no pregunta únicamente cuántas emisiones disminuyeron. También permite conocer si el proyecto forma parte de una estrategia climática, quién supervisa sus resultados, qué recursos se destinaron y cómo se mide su desempeño.

Criterios de alineación con TCFD/ISSB

La Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) desarrolló recomendaciones para que las organizaciones informaran cómo los riesgos y oportunidades climáticos podían afectar sus operaciones, estrategia y resultados financieros (TCFD, 2017). Estas recomendaciones se organizan alrededor de cuatro elementos:

- Gobernanza: quién supervisa los riesgos y oportunidades climáticos.
- Estrategia: cómo influyen en el negocio y en su planeación.
- Gestión de riesgos: cómo se identifican, evalúan y administran.
- Métricas y metas: cómo se mide el desempeño.

En 2023 concluyó el trabajo de la TCFD y sus recomendaciones fueron incorporadas en los estándares del International Sustainability Standards Board (ISSB), particularmente en la norma internacional IFRS S2, emitida por *International Financial Reporting Standards* (IFRS), que establece los requisitos para la divulgación de información financiera relacionada con los riesgos y oportunidades del cambio climático (ISSB, 2023). Por ello, en este Manual se utiliza la referencia TCFD/ISSB. Bajo este enfoque, la empresa debe explicar:

- Qué órgano aprobó y supervisa el proyecto.
- Qué área es responsable de su operación y seguimiento.
- Cómo contribuye a la estrategia energética y climática.
- Qué riesgos ayuda a administrar.
- Qué oportunidades económicas o competitivas genera.
- Cuánto se invirtió.
- Qué ahorros y efectos financieros se esperan.
- Qué metas climáticas apoya.
- Qué indicadores se presentan al Consejo.
- Qué resultados se obtuvieron frente a lo planeado.

El autoconsumo debe presentarse como una decisión que puede incidir en los costos, la previsibilidad financiera, la continuidad operativa, la competitividad y la estrategia de largo plazo, no solamente como la instalación de equipo de generación.

Criterios de alineación con SBTi

La Science Based Targets initiative (SBTi) establece criterios para que las empresas formulen metas de reducción de emisiones alineadas con la ciencia climática (SBTi, 2026). A diferencia de los marcos anteriores, SBTi no es principalmente un estándar para elaborar reportes. Su función es evaluar y, en su caso, validar las metas climáticas corporativas.

Un proyecto de autoconsumo renovable puede contribuir a una meta SBTi al disminuir las emisiones de alcance 2. Para demostrarlo, la empresa debe identificar:

- El año base de su meta.
- Sus emisiones de alcance 2 en ese año.
- La reducción comprometida.
- La fecha de cumplimiento.
- La cobertura de la meta.
- La metodología de contabilización.
- La electricidad de la red sustituida por el proyecto.
- La reducción anual atribuible al autoconsumo.
- El avance acumulado frente a la meta.

SBTi no certifica individualmente una central de autoconsumo. Por ello, instalar el proyecto no significa que la empresa esté automáticamente alineada con SBTi. La organización debe formular sus metas conforme a los criterios vigentes y someterlas al proceso de validación correspondiente.

Criterios de alineación con RE100

RE100 es una iniciativa corporativa internacional que promueve que las empresas cubran el 100% de su consumo de electricidad con fuentes renovables. Sus criterios técnicos establecen qué fuentes de energía y configuración de adquisición pueden reconocerse, así como las condiciones para contabilizar y declarar el uso de electricidad renovable (Climate Group y CDP, 2025).

A diferencia de los estándares de reporte, RE100 se enfoca en la adquisición y el uso verificable de electricidad renovable y en el avance de las empresas hacia una meta de 100%.

RE100 reconoce como fuentes renovables:

- Energía solar.
- Energía eólica

- Energía geotérmica.
- Energía marina, incluidas la undimotriz y la mareomotriz.
- Energía hidroeléctrica sostenible.
- Electricidad generada con biomasa y biogás obtenidos de manera sostenible.

El almacenamiento de energía no constituye por sí mismo una fuente renovable. De igual manera, el hidrógeno solamente puede considerarse renovable cuando la energía utilizada para producirlo proviene de fuentes renovables.

RE100 reconoce la generación de electricidad en instalaciones propiedad de la empresa como una configuración válida de abastecimiento. Estas instalaciones pueden ubicarse dentro o fuera del sitio de consumo, estar conectadas a la red o funcionar de manera aislada (Climate Group y CDP, 2025).

Por ello, un proyecto de autoconsumo renovable puede contribuir al avance hacia una meta RE100. Para demostrarlo, la empresa debe identificar y conservar información sobre:

- La fuente de energía utilizada.
- La ubicación y capacidad de la central.
- La fecha de entrada en operación.
- La electricidad renovable generada.
- La electricidad efectivamente autoconsumida.
- La electricidad inyectada y, en su caso, adquirida de la red.
- Los equipos y procedimientos utilizados para medir la generación y el consumo.
- La propiedad de los atributos ambientales asociados con la electricidad.
- Los certificados de atributos energéticos emitidos, transferidos o cancelados, cuando corresponda.
- La correspondencia entre el periodo de generación y el periodo de consumo reportado.
- La ausencia de doble contabilización o declaración.
- La verificación de la información por un tercero independiente.

Para declarar el uso de electricidad renovable, la empresa debe conservar los atributos ambientales asociados con la generación. Si estos atributos se venden, transfieren o son utilizados por otra entidad, la empresa no puede contabilizar la misma electricidad como renovable para efectos de RE100 (Climate Group y CDP, 2025).

Cuando el proyecto inyecte electricidad a la red, la empresa podrá reconocer esa generación hasta por un volumen equivalente a la electricidad que posteriormente adquiera de la red, siempre que conserve los atributos ambientales correspondientes y cumpla con las demás condiciones de trazabilidad.

En los mercados donde los certificados de atributos energéticos son de uso común, RE100 exige, como regla general, su cancelación o retiro a nombre de la empresa que declara el consumo. La generación en instalaciones propiedad de la empresa está exenta de este requisito general; sin embargo, la exención no sustituye la regulación aplicable ni elimina la obligación de acreditar la propiedad exclusiva de los atributos ambientales. Para México, RE100 identifica a I-REC como un sistema de certificados de uso común y a los Certificados de Energías Limpias (CEL) como otro instrumento disponible (Climate Group y CDP, 2025).

RE100 también requiere que el consumo de electricidad renovable sea verificado por un tercero independiente. En proyectos de autoconsumo puede ser necesario verificar tanto la generación como el consumo. Una auditoría del inventario corporativo de gases de efecto invernadero que comprenda las emisiones de alcance 1 y las emisiones de alcance 2 calculadas mediante el método basado en el mercado puede servir como evidencia de esta verificación (Climate Group y CDP, 2025).

RE100 no certifica individualmente una central de autoconsumo. Por ello, instalar un proyecto renovable no significa que la empresa cumpla automáticamente con sus criterios ni que haya alcanzado una meta de 100% de electricidad renovable. La organización debe incorporar el proyecto dentro de su consumo total de electricidad, conservar evidencia suficiente, evitar la doble contabilización y reportar periódicamente su avance conforme a los criterios técnicos vigentes.

Matriz de información para la alineación y el reporte corporativo

Tabla 5.2. Matriz de información para la alineación y el reporte corporativo

INFORMACIÓN DEL PROYECTO	RE100	GRI	CDP	TCFD/ISSB	SBTI
Capacidad instalada y tecnología	✓	✓	✓	✓	✓
Generación mensual y anual	✓	✓	✓	✓	✓
Electricidad efectivamente autoconsumida	✓	✓	✓	✓	✓
Electricidad tomada de la red	✓	✓	✓	✓	✓
Excedentes entregados a la red	Condicionado	✓	✓	—	✓
Emisiones de alcance 2	Relacionado	✓	✓	✓	✓
Reducción estimada de emisiones	—	✓	✓	✓	✓
Factor de emisión y metodología	—	✓	✓	—	✓
Año base y meta climática	Relacionado	✓	✓	✓	✓
Inversión, ahorro y retorno	—	—	✓	✓	—
Riesgos y oportunidades	—	—	✓	✓	—
Supervisión del Consejo	—	—	✓	✓	✓
Verificación independiente	Requerida	Recomendable	Relevante	Relevante	Conforme al estándar aplicable

Notas sobre RE100:

- **Condicionado:** los excedentes entregados a la red pueden reconocerse hasta por un volumen equivalente a la electricidad que la empresa adquiera posteriormente de la red, siempre que conserve los atributos ambientales correspondientes.
- **Relacionado:** RE100 se vincula con la contabilidad de alcance 2 y con las metas corporativas, pero su objetivo principal es acreditar el uso de electricidad renovable y el avance hacia el 100%, no cuantificar directamente la reducción de emisiones.
- **Verificación requerida:** el consumo de electricidad renovable debe ser verificado por un tercero independiente. En proyectos de autoconsumo también puede ser necesario verificar la generación.

Nota: conservar los atributos ambientales significa mantener el derecho exclusivo a contabilizar y declarar la electricidad generada como renovable, sin vender, transferir o permitir que otra entidad utilice esos mismos atributos o certificados.

Límites de la alineación y comunicación de resultados

Cuando cuente con información suficiente, la empresa puede utilizar una redacción como la siguiente:

Durante el periodo reportado, el proyecto generó ___ MWh de electricidad renovable, de los cuales ___ MWh fueron efectivamente autoconsumidos. Aplicando el factor de emisión oficial correspondiente, se estima una reducción de ___ toneladas de CO_2 equivalente en las emisiones de alcance 2.

La empresa no debe afirmar que el proyecto está “certificado por GRI”, “aprobado por CDP”, “certificado por TCFD” o “validado por SBTi”, salvo que exista un procedimiento formal y evidencia específica que sustente la declaración.

La alineación con estos marcos requiere integrar la información del proyecto en el inventario de emisiones, las metas, la estrategia, la gestión de riesgos y los procesos corporativos de reporte. El proyecto aporta datos y resultados, pero no sustituye por sí mismo el cumplimiento integral de cada estándar.

Fuentes oficiales para consultar los criterios de alineación

Las empresas interesadas en incorporar los resultados de un proyecto de autoconsumo en sus reportes corporativos pueden consultar los criterios y documentos oficiales siguientes.

GRI Standards

Para proyectos de autoconsumo son relevantes los estándares relacionados con consumo de energía, generación renovable, emisiones de alcance 2 y reducción de emisiones.

- GRI 302: Energy 2016: contiene los criterios para reportar consumo energético, fuentes de energía y reducciones en el consumo (GRI, 2016a).
- GRI 305: Emissions 2016: incluye los criterios para reportar emisiones indirectas de alcance 2 y reducciones de emisiones derivadas de iniciativas como el autoconsumo renovable (GRI, 2016b).
- GRI 102: Climate Change 2025: nuevo estándar sobre cambio climático, emisiones, metas y planes de transición (GRI, 2025a).
- GRI 103: Energy 2025: nuevo estándar para reportar consumo, generación, adquisición y uso de energía (GRI, 2025b).

GRI 302 y GRI 305 continúan siendo referencias relevantes para los reportes actuales. Sin embargo, GRI 102 y GRI 103 entrarán en vigor para los reportes publicados a partir del 1 de enero de 2027, aunque GRI permite su adopción anticipada. La empresa deberá utilizar la versión aplicable al periodo reportado.

CDP

CDP concentra sus criterios corporativos en un cuestionario que abarca gobernanza, estrategia, riesgos, oportunidades, emisiones, energía, metas y acciones climáticas.

- CDP Corporate Questionnaire – Question Bank: permite consultar las preguntas corporativas vigentes y los temas que las empresas deben reportar (CDP, 2025a).
- CDP: Accounting of Scope 2 Emissions: contiene orientación específica sobre la contabilización y divulgación de emisiones de alcance 2, consumo de electricidad y energía renovable (CDP, 2025b).

Para el autoconsumo son especialmente relevantes las preguntas relacionadas con:

- Electricidad consumida.
- Electricidad renovable generada y utilizada.
- Emisiones de alcance 2.
- Metodología de cálculo.
- Metas climáticas.
- Iniciativas de reducción.
- Inversión y ahorro.
- Verificación de la información.

Debido a que CDP actualiza periódicamente su cuestionario, debe consultarse la versión correspondiente al año de reporte.

TCFD e ISSB

La TCFD organizó las divulgaciones climáticas en cuatro pilares: gobernanza, estrategia, gestión de riesgos, y métricas y metas. En 2023 concluyó su trabajo y sus recomendaciones fueron incorporadas en los estándares del ISSB (TCFD, 2017; ISSB, 2023).

- ISSB y TCFD: explica la incorporación de las recomendaciones de TCFD en los estándares del ISSB (IFRS Foundation, 2023).
- FRS S2: Climate-related Disclosures: contiene los requisitos vigentes para divulgar riesgos y oportunidades relacionados con el clima (ISSB, 2023).
- Transición de TCFD a ISSB: ofrece orientación para empresas que utilizaban TCFD y desean avanzar hacia IFRS S2 (IFRS Foundation, 2023).

Para el autoconsumo son particularmente relevantes los criterios relacionados con:

- Supervisión del Consejo de Administración.
- Responsabilidades de la dirección.
- Riesgos energéticos y climáticos.
- Oportunidades y efectos financieros.
- Inversión, ahorro y previsibilidad de costos.
- Emisiones de alcance 2.
- Métricas, metas y avances.

Por tratarse de una guía actualizada, es recomendable utilizar la expresión TCFD/ISSB y tomar IFRS S2 como la referencia vigente.

Science Based Targets initiative — SBTi

SBTi establece criterios para formular y validar metas corporativas de reducción de emisiones alineadas con la ciencia climática (SBTi, 2026).

- SBTi Standards and Guidance: reúne los estándares, criterios y documentos metodológicos oficiales.
- Corporate Net-Zero Standard: presenta el marco general para establecer metas corporativas de corto y largo plazo.
- Corporate Net-Zero Standard, versión 2.0: contiene la información sobre el nuevo estándar y su implementación.
- Corporate Net-Zero Standard V2.0 — documento completo: incluye los criterios actualizados, entre ellos las opciones para establecer metas de alcance 2 mediante reducción absoluta de emisiones o incremento del consumo de electricidad de bajas emisiones (SBTi, 2026).
- Understanding Scope 2 in the Corporate Net-Zero Standard V2.0: explica específicamente el tratamiento de las emisiones de alcance 2, directamente relacionado con los proyectos de autoconsumo.

La versión 2.0 fue publicada en junio de 2026, pero la validación de metas bajo este nuevo estándar está prevista para iniciar en 2027. Durante la transición, las empresas deberán confirmar qué versión y criterios son aplicables al momento de presentar sus metas.

El autoconsumo renovable puede contribuir al cumplimiento de una meta de alcance 2, pero SBTi no valida ni certifica individualmente la central eléctrica. La validación corresponde a las metas climáticas de la empresa.

RE100

RE100 es una iniciativa corporativa liderada por Climate Group, con CDP como socio técnico y de divulgación. Sus criterios técnicos definen qué fuentes y configuraciones de abastecimiento de electricidad renovable son reconocidas, así como los requisitos para formular declaraciones creíbles y reportar el avance hacia el consumo de electricidad 100% renovable.

RE100 Technical Criteria: establece las fuentes renovables y configuraciones de abastecimiento reconocidas, los límites geográficos y temporales, la propiedad de los atributos ambientales, la prevención de la doble contabilización y los requisitos de verificación (Climate Group y CDP, 2025).

RE100 Credible Claims Paper: contiene los principios para demostrar de manera creíble el uso de electricidad renovable, incluidos la medición de la generación, la trazabilidad y propiedad exclusiva de los atributos ambientales y la correspondencia entre generación y consumo.

RE100 Frequently Asked Questions: aclara la aplicación práctica de los criterios técnicos, las configuraciones de abastecimiento y la evidencia que deben conservar las empresas.

Reporting to RE100: establece la información que las empresas integrantes deben presentar anualmente para demostrar su avance. El proceso de reporte se encuentra integrado con la plataforma y el cuestionario climático de CDP.

Para el autoconsumo son particularmente relevantes los criterios relacionados con:

- Fuente renovable y tecnología de generación.
- Capacidad y ubicación de la central.
- Fecha de entrada en operación o repotenciación.
- Electricidad renovable generada y efectivamente autoconsumida.
- Electricidad adquirida y excedentes entregados a la red.
- Medición y trazabilidad de la generación y el consumo.
- Propiedad y conservación de los atributos ambientales.
- Certificados de atributos energéticos, cuando correspondan.
- Prevención de la doble contabilización y declaración.
- Coincidencia geográfica y temporal entre generación y consumo.
- Verificación independiente de la electricidad renovable utilizada.

RE100 actualiza periódicamente sus criterios técnicos y documentos de orientación. Por ello, debe consultarse la versión vigente durante el periodo de reporte, especialmente respecto de los certificados de atributos energéticos reconocidos, los límites de mercado y los requisitos aplicables a cada configuración de abastecimiento.

5.4 Argumentos de valor para presentar proyectos de autoconsumo ante consejos de administración en el contexto de compromisos de carbono neto cero

El autoconsumo como decisión de creación y protección de valor

Para un Consejo de Administración, el autoconsumo no debe presentarse únicamente como un proyecto de generación eléctrica o como una iniciativa ambiental. Debe plantearse como una decisión estratégica que incide directamente en los costos, los riesgos, la continuidad, los ingresos y la competitividad de la empresa.

El planteamiento son cinco mensajes:

- Mensaje general
- Mensaje financiero
- Mensaje de resiliencia y continuidad de la operación
- Mensaje climático, cumplimiento y bancabildiad
- Mensaje de competitividad y protección de ingresos

Mensaje general
El autoconsumo permite a la empresa ganar mayor control sobre un insumo crítico: la energía. Puede reducir costos, proteger la operación y los ingresos, y convertir los compromisos climáticos en resultados reales y verificables. Ya no se trata solamente de cuánto costará la electricidad, sino de construir una empresa más sólida, previsible, resiliente y preparada para competir.

Antes de descartarlo por la inversión inicial, conviene analizar el costo de seguir dependiendo por completo de variables energéticas que la empresa no controla.

El autoconsumo es una oportunidad estratégica para proteger el presente y fortalecer el futuro del negocio. Su conveniencia debe analizarse caso por caso, considerando el perfil de consumo, las condiciones del sitio y su viabilidad técnica y financiera.

Mensaje financiero
El autoconsumo permite producir parte de la electricidad que necesita la empresa, reducir su gasto y limitar su exposición a incrementos tarifarios.

Su viabilidad debe evaluarse considerando el costo total de la energía durante toda la vida del proyecto o del contrato, no solamente la tasa de financiamiento o el periodo de recuperación. Además, puede estructurarse mediante inversión propia o esquemas sin desembolso inicial, como PPA (Contrato de Compraventa de Energía) o ESCO (Empresa de Servicios Energéticos). (Ver Capítulo 4, secciones 4.3 y 4.5).

La sostenibilidad genera mayor valor cuando también fortalece la viabilidad económica de la empresa. Pero, incluso sin metas de descarbonización, el proyecto puede resultar atractivo si ofrece energía a un costo competitivo, genera ahorros y protege los márgenes de la empresa.

Mensaje de resiliencia y continuidad
El almacenamiento no es necesario en todos los proyectos de autoconsumo; depende del perfil de consumo y del objetivo de cada empresa. Sin embargo, cuando se busca

mantener cargas críticas durante una interrupción, el sistema debe incorporar almacenamiento o una fuente de respaldo correctamente dimensionada.

Con esta configuración, el autoconsumo fortalece la resiliencia, protege la continuidad operativa y reduce pérdidas de producción, ventas e incumplimientos. Así, una falla eléctrica tiene menos probabilidades de convertirse en una crisis operativa y financiera.

Mensaje climático, de cumplimiento y bancabilidad
El autoconsumo reduce emisiones de alcance 2 y convierte las metas corporativas de energía renovable y descarbonización en resultados medibles. Esto es especialmente relevante para empresas con compromisos RE100 o metas climáticas hacia 2030, 2040 o 2050.

La información generada permite demostrar avances, atender compromisos y respaldar reportes corporativos con evidencia verificable. Un proyecto con ahorros, desempeño y reducción de emisiones documentados presenta un caso más sólido ante bancos e inversionistas, lo que puede fortalecer su bancabilidad y respaldar solicitudes de financiamiento verde o sostenible

NOTA:
Un cambio en el factor de emisión del SEN puede aumentar o disminuir las emisiones de alcance 2 reportadas por una empresa, aun cuando su consumo eléctrico permanezca igual (SEMARNAT, 2025). El autoconsumo renovable reduce la cantidad de electricidad de la red expuesta a esa variación.

Mensaje de Competitividad y protección de ingresos
El autoconsumo fortalece la competitividad al reducir costos, mejorar la continuidad operativa y demostrar un desempeño climático verificable.

Esto ayuda a cumplir las exigencias de los clientes, conservar contratos y acceder a nuevas cadenas de suministro. El proyecto no solo reduce el costo de producir, también protege ingresos, relaciones comerciales y capacidad de crecimiento.

Además, el autoconsumo puede ayudar a las empresas proveedoras a responder a clientes globales que exigen electricidad renovable, reducción de emisiones e información climática verificable en sus cadenas de suministro.

5.5 Posicionamiento

Autoconsumo no es generación distribuida a mayor escala

Los proyectos de autoconsumo tienen una escala y un alcance distintos a los de generación distribuida. Mientras esta última aplica a centrales menores a 700 kW y no requiere permiso de generación, el autoconsumo parte de los 700 kW y requiere permiso (Cámara de Diputados, 2025a), estudios técnicos y regulatorios, así como infraestructura

adecuada para su operación. Si además se busca mantener cargas críticas durante interrupciones, deberá incorporarse almacenamiento o una fuente de respaldo.

Esto implica una inversión mayor, pero también permite atender consumos y necesidades estratégicas de mayor escala. Por ello, debe evaluarse el ahorro durante toda la vida del proyecto, la protección de la operación y su contribución a las metas corporativas. Existen, además, alternativas de financiamiento, PPA y esquemas ESCO que pueden reducir o evitar el desembolso inicial de la empresa.

Consideraciones

Los proyectos de autoconsumo, además de la propia energía, ofrecen soluciones a los compromisos corporativos de las empresas en materia de mitigación de emisiones. Además de la ejecución del proyecto, es importante la correcta ejecución de la medición y de los procesos de reconocimiento de la mitigación, junto con el reporte de los objetivos logrados.

Si bien en muchas ocasiones la propia empresa puede exigir una metodología específica de reconocimiento, es importante contar con información precisa y medida de forma adecuada para que el proyecto aporte de forma clara la parte necesaria para el cumplimiento de los objetivos corporativos. Un proyecto bien ejecutado, pero mal medido no aportará a la empresa.

Capítulo 6



Capítulo 6. Tablas comparativas y matrices de decisión

Objetivo y alcance. Este capítulo reúne cuatro herramientas de apoyo a la decisión que resumen en una sola vista el contenido técnico, financiero y regulatorio de este Manual: una tabla maestra de comparación tecnológica, matrices de adecuación, cuadros de esquemas de contratación por perfil directivo y una guía rápida de indicadores financieros. Cada herramienta puede utilizarse por separado, por ejemplo en una presentación ejecutiva o en un taller de trabajo, sin necesidad de revisar el resto del documento.

6.1 Cómo usar las herramientas

Cada herramienta se presenta como una unidad autocontenida —título, tabla y una nota breve de "cómo usarla"— para que pueda extraerse de forma independiente y trasladarse a PowerPoint, a un rotafolio o a una plantilla de taller sin necesidad de releer el resto del documento.

Cómo se usa el kit en una sesión de decisión

Las cuatro herramientas están diseñadas para recorrerse en un orden determinado dentro de una misma sesión de trabajo. La primera acota el universo tecnológico; la segunda lo filtra con las condiciones del sitio y del perfil de empresa; la tercera traslada la conversación al terreno contractual; y la cuarta fija el lenguaje financiero con el que se evaluará el resultado. Utilizarlas en desorden —empezar por los indicadores financieros, por ejemplo— produce discusiones sobre cifras cuyo supuesto tecnológico aún no se ha acordado.

Tabla 6.1. Secuencia de uso de las herramientas en una sesión de decisión

Paso 1 · Acotar	Paso 2 · Filtrar	Paso 3 · Estructurar
Herramienta 1 ¿Qué tecnologías son plausibles y a qué costo?	Herramienta 2 ¿Cuáles resisten las condiciones de mi sitio?	Herramienta 3 ¿Bajo qué esquema se adquiere?
Paso 4 · Medir	**Paso 5 · Verificar**	
Herramienta 4 ¿Con qué indicadores se aprueba?	¿Qué ruta regulatoria sigue y en qué plazo?	

6.2 Herramienta 1 — Tabla maestra de comparación tecnológica

Compara, en una sola vista, las quince combinaciones de tecnología y escala más relevantes para decisiones de autoconsumo en México. El solar fotovoltaico —filas 1 a 4— es la tecnología de referencia por volumen de proyectos y menor LCOE relativo a su tarifa evitada; el resto de las tecnologías se incluyen como alternativas o complementos condicionados a un recurso, insumo o residuo específico del sitio.

Tabla 6.2. Tabla maestra de comparación tecnológica

Tecnología	Escala	CAPEX bajo (USD/kW)	CAPEX central (USD/kW)	CAPEX alto (USD/kW)	OPEX fijo (USD/kW-año)	Factor de planta (rango)	Vida útil (años)	WACC central	LCOE central (USD/MWh)	Condicionante principal del sitio
Solar FV Residencial	Micro (0.01–20 kW)	750	950	1,250	12	16% – 22%	25	12.5%	85.5	Irradiación del sitio; techo disponible sin sombra
Solar FV Comercial	Pequeña (20–700 kW)	620	800	1,000	11	17% – 23%	25	10.9%	47.3	Techo/terreno comercial; tarifa PDBT/GDMTO
Solar FV Industrial	Mediana (0.7–20 MW)	550	700	900	10	18% – 25%	30	9.5%	34.8	Techo industrial o piso; tarifa GDMTH
Solar FV Utility	Gran escala (>20 MW)	700	900	1,150	13	24% – 33%	30	8.5%	31.4	Terreno, subestación y línea de interconexión propia
Eólica Industrial	Mediana (0.7–20 MW)	1,450	1,800	2,300	40	22% – 36%	25	9.8%	75.8	Recurso eólico excepcional (Istmo de Tehuantepec, La Rumorosa y Noreste en Nuevo León y Tamaulipas)
Eólica Utility	Gran escala (>20 MW)	1,150	1,450	1,850	35	30% – 48%	25	8.8%	43.2	Recurso eólico excepcional; escala mínima de parque
Hidro Pequeña	Pequeña (20–700 kW)	2,100	2,600	3,400	50 (+3 var.)	40% – 60%	40	10.9%	62.3	Caída y caudal del sitio; muy dependiente de ubicación
Hidro Mediana	Mediana (0.7–20 MW)	1,800	2,300	3,100	45 (+3 var.)	40% – 58%	50	9.5%	49.7	Caída y caudal del sitio; obra civil dominante en costo

Biomasa Pequeña	Pequeña (20–700 kW)	2,800	3,500	4,600	100 (+11 var.)	50% – 78%	20	12.1%	111.1	Disponibilidad local de biogás o residuo orgánico
Biomasa Mediana	Mediana (0.7–20 MW)	2,400	3,000	3,900	90 (+10 var.)	55% – 82%	25	10.7%	87.0	Bagazo u otro residuo propio; logística de acopio 50–80 km
Geotérmico Pequeña	Pequeña (20–700 kW)	4,200	5,500	7,500	130 (+8 var.)	70% – 88%	30	12.7%	101.8	Riesgo de exploración alto; recurso de baja entalpía
Geotérmico Mediana	Mediana (0.7–20 MW)	3,800	4,800	6,500	120 (+7 var.)	75% – 91%	30	11.2%	78.3	Recurso geotérmico confirmado; generación firme
Almacenamiento (SAEE 4h)	Gran escala (>20 MW)	900	1,120	1,450	25 (+3 var.)	12% – 18%	20	10.4%	149.6 (LCOS) [1]	Consumo con pico pronunciado o necesidad de respaldo

LCOE calculado con escudo fiscal de depreciación inmediata activo (LISR art. 34 fracc. XIII) (Cámara de Diputados, 2013) y WACC específico de cada tecnología/escala (ver Capítulo 3, sección 3.2) (ICM, 2026). El almacenamiento reporta LCOS (USD/MWh descargado), métrica no comparable directamente con el LCOE de generación.

CÓMO USAR ESTA HERRAMIENTA

Proyectar tal cual en la diapositiva de "opciones tecnológicas" de un comité de inversión. Para un taller, distribuir impresa y pedir a los participantes que marquen con un color la fila que corresponde a su sitio antes de pasar a la Herramienta 2.

1 LCOS: costo nivelado del almacenamiento (Levelized Cost of Storage).

Cómo leer la tabla maestra

Cada renglón de la tabla es una combinación de tecnología y escala, y cada columna responde a una pregunta distinta. Las tres columnas de CAPEX delimitan el rango de precios de mercado: una propuesta por debajo del valor bajo obliga a revisar el alcance —normalmente falta una partida—, y una por encima del valor alto obliga a pedir la justificación de la diferencia. La columna de OPEX permite anticipar el costo de permanencia, con frecuencia subestimado en las evaluaciones iniciales.

El factor de planta es la columna que más cuidado exige, porque es la única que no depende del proveedor sino del sitio. Sus rangos reflejan la variabilidad del recurso natural por región documentada en el Capítulo 2 de este Manual. Utilizar el extremo superior del rango sin evidencia de irradiación o de viento medida en el sitio es la fuente más común de sobreestimación del retorno.

La columna de costo nivelado sintetiza a las anteriores y es la que permite comparar tecnologías entre sí. Debe leerse siempre contra la tarifa evitada del usuario, no contra el PML del mercado mayorista: el autoconsumo sustituye compra a tarifa final, no venta a precio de mercado.

Qué significa la columna de condicionante principal del sitio

Esta columna distingue entre tecnologías de aplicación general y tecnologías condicionadas. Las primeras —señaladamente la solar fotovoltaica— pueden considerarse en prácticamente cualquier sitio con superficie disponible. Las segundas requieren la presencia de un recurso o de un residuo específico: caudal aprovechable para la minihidráulica, recurso eólico excepcional para la eólica, o un residuo propio del proceso productivo para los bioenergéticos.

La consecuencia práctica es que la comparación entre tecnologías no es simétrica. La solar compite en todos los sitios; las demás compiten solo donde su condicionante se cumple, pero cuando se cumple suelen ofrecer una ventaja estructural de costo o de factor de planta que la solar no puede igualar.

Límites de la tabla

- Los valores no incorporan los costos administrativos y regulatorios del trámite, que se documentan en el Capítulo 1 de este Manual y varían entre 25 mil y 220 mil pesos según la configuración y la vía.
- No incorporan el costo del respaldo propio, obligatorio para centrales intermitentes interconectadas que inyectan excedentes conforme al artículo 32, fracción III, de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a).

- No incorporan obras civiles mayores, adecuaciones estructurales ni obras de refuerzo de red derivadas de los estudios para autoconsumo.
- El costo nivelado del almacenamiento se reporta como costo por energía descargada y no es directamente comparable con el de una tecnología de generación.

6.3 Herramienta 2 — Matrices de adecuación

Tres matrices que responden, en orden, a las tres preguntas que un equipo de decisión formula típicamente antes de solicitar cotizaciones: ¿qué perfil de empresa somos?, ¿en qué escala estamos pensando? y ¿qué condiciona nuestro sitio?

Por tipo de empresa

Tabla 6.3. Matriz de adecuación por tipo de empresa

PERFIL DE EMPRESA	TECNOLOGÍA PRIMARIA RECOMENDADA	ESQUEMA DE CONTRATACIÓN MÁS FRECUENTE	ESCALA TÍPICA
Residencial	Solar FV Residencial	Compra directa o arrendamiento	Micro (0.01–20 kW)
PyME comercial (*retail*, oficinas, servicios)	Solar FV Comercial	Arrendamiento o PPA	Pequeña (20–700 kW)
Industrial manufacturero	Solar FV Industrial	PPA o ESCO	Mediana (0.7–20 MW)
Corporativo multi-sitio / compromiso RE100	Solar FV Industrial/Utility en portafolio de sitios	PPA (agregado multi-sitio) o ESCO	Mediana a gran escala
Agroindustrial con residuos propios	Biomasa Mediana + Solar FV Industrial	Compra directa o ESCO	Mediana (0.7–20 MW)
Sitio aislado o remoto sin red	Solar FV + SAEE (autoconsumo aislado)	Compra directa o ESCO ("*full-service*")	Pequeña a mediana

Por escala

Tabla 6.4. Matriz de adecuación por escala

ESCALA	TECNOLOGÍA DOMINANTE	CAPEX TÍPICO (USD/KW)	ESQUEMA DE CONTRATACIÓN MÁS FRECUENTE	COMPLEJIDAD REGULATORIA (LSE)
Micro (0.01–20 kW)	Solar FV Residencial	750 – 1,250	Compra directa, arrendamiento	Baja — generalmente generación exenta
Pequeña (20–700 kW)	Solar FV Comercial	620 – 1,000	Arrendamiento, PPA	Media — VUA aplica; MISSE exenta si es aislado
Mediana (0.7–20 MW)	Solar FV Industrial	550 – 900	PPA, ESCO, compra directa	Alta — estudios CENACE, permiso CNE, posible MISSE
Gran escala (>20 MW)	Solar FV Utility	700 – 1,150	PPA con SPV, *project finance*	Muy alta — MISSE obligatoria, interconexión
Mediana (0.7–20 MW)	Eólica Industrial	2,200 - 2,400	PPA, ESCO, compra directa	Alta — estudios CENACE, permiso CNE, posible MISSE
Mediana (0.7–20 MW)	Hidro Mediana	3,000 – 3,200	PPA, ESCO, compra directa	Alta — estudios CENACE, permiso CNE, posible MISSE
Mediana (0.7–20 MW)	Termo Mediana	1,000 – 1,100	PPA, compra directa	Alta — estudios CENACE, permiso CNE, posible MISSE
Mediana (0.7–20 MW)	Biomasa Mediana	3,000 – 3,200	ESCO, compra directa	Alta — estudios CENACE, permiso CNE, posible MISSE

Por condicionantes de sitio

Tabla 6.5. Matriz de adecuación por condicionantes de sitio

CONDICIONANTE DEL SITIO	TECNOLOGÍA / COMPLEMENTO RECOMENDADO	POR QUÉ
Techo disponible sin sombra, buena orientación	Solar FV en techo	Menor costo de estructura; no consume terreno productivo.

Terreno disponible sin uso alternativo de mayor valor	Solar FV en piso, con o sin seguimiento	Permite mayor densidad de potencia y, en mediana/gran escala, seguimiento en un eje.
Irradiación alta (>5.5 kWh/m^2/día)	Solar FV en cualquier escala	Factor de planta en el extremo alto del rango, mejora TIR y VPN de forma directa.
Consumo con pico pronunciado en horario punta	Solar FV + SAEE (*peak shaving*)	El SAEE reduce el cargo por demanda máxima, con retorno de inversión propio y rápido (ver Comparativa SAEE de esta serie).
Generación propia de residuos orgánicos o agroindustriales	Biomasa (biogás o combustión directa)	Costo del combustible bajo o nulo por costo de oportunidad del residuo; caso de bagazo de caña como referencia de mayor potencial en México.
Recurso hidráulico con caída y caudal aprovechables	Mini/pequeña hidráulica	Vida útil muy superior (40–50 años) que compensa el mayor CAPEX inicial; muy dependiente del sitio específico.
Sin interconexión a la red / imposibilidad de trámite de interconexión	Solar FV + SAEE en configuración aislada	Evita estudios del CENACE y la MISSE (para capacidad menor a 20 MW); requiere dimensionar el SAEE para cubrir la demanda sin respaldo de red.
Necesidad de respaldo ante interrupciones frecuentes de red	SAEE (respaldo) complementario a la generación elegida	El SAEE es la única tecnología de esta tabla que resuelve continuidad de suministro, no solo costo de la energía.

CÓMO USAR ESTA HERRAMIENTA

Usar como ejercicio de taller: pedir a cada participante que marque, en la Tabla 6.5, las condicionantes presentes en su sitio; la fila con más marcas orienta la conversación técnica inicial antes de solicitar una propuesta formal.

Cómo se combinan las tres matrices

Las tres matrices responden a preguntas distintas y su intersección es la que produce la recomendación. La matriz por tipo de empresa parte del perfil de consumo y de la capacidad de inversión; la matriz por escala traduce ese perfil a un rango de capacidad y, con ello, a una figura regulatoria; y la matriz por condicionantes de sitio descarta opciones que el lugar no admite.

Cuando las tres coinciden, la recomendación es robusta. Cuando difieren, la matriz de condicionantes de sitio prevalece: una tecnología perfectamente adecuada al perfil de la

empresa es inviable si el sitio no ofrece el recurso, la superficie o el punto de interconexión necesarios.

El umbral de 0.7 MW y su efecto sobre la matriz por escala

La matriz por escala incorpora una discontinuidad regulatoria que conviene explicitar. Por debajo de 0.7 MW, el proyecto no constituye autoconsumo en términos del artículo 30 de la LSE: corresponde a la figura de Generación Distribuida, con contrato de interconexión simplificado y sin permiso de generación (Cámara de Diputados, 2025a). Entre 0.7 y 20 MW, el proyecto es autoconsumo y es elegible para la VUA. Por encima de 20 MW sigue siendo autoconsumo, pero pierde el acceso a la ventanilla y deja de estar exento de la MISSE conforme al artículo 54 del RLSE, exclusivo para proyectos de autoconsumo aislado (Presidencia de la República, 2025).

CONSECUENCIA DE DIMENSIONAMIENTO

Un proyecto de 21 MW no es marginalmente distinto de uno de 20 MW: cambia de ruta de trámite, incorpora un requisito adicional y multiplica el plazo estimado. Antes de cerrar la capacidad, verificar en qué tramo del umbral queda el proyecto.

Tabla 6.6. Figura aplicable, vía y plazos por tramo de capacidad

TRAMO DE CAPACIDAD	FIGURA APLICABLE	VÍA DISPONIBLE	MISSE	PLAZO ESTIMADO
Menor a 0.7 MW	Generación Distribuida	Contrato de interconexión simplificado	No aplica	El más corto de los cuatro tramos
0.7 – 20 MW, aislado	Autoconsumo aislado	Ordinaria o VUA	Exenta (art. 54 RLSE)	≈ 45 – 90 días hábiles por la ordinaria; ≈ 30 – 60 por la VUA
0.7 – 20 MW, interconectado	Autoconsumo interconectado	Ordinaria o VUA	Exenta hasta 20 MW	≈ 120 – 220 días hábiles por la ordinaria; ≈ 30 – 60 por la VUA
Mayor a 20 MW	Autoconsumo	Solo Vía Ordinaria	Requerida	≈ 120 – 220 días hábiles o más, según la complejidad de la MISSE

Cómo usar la matriz de condicionantes en una visita de sitio

La matriz de condicionantes está pensada para recorrerse físicamente en el sitio, no en gabinete. Cada renglón corresponde a una observación verificable: superficie de techo libre de sombras, estado estructural, disponibilidad de terreno, existencia de un residuo aprovechable, perfil de picos de demanda y viabilidad del punto de interconexión. La recomendación tecnológica es la consecuencia de esas observaciones, no una preferencia previa.

Conviene documentar cada condicionante con evidencia —fotografía, plano, recibo de energía, registro de demanda— porque esa misma evidencia es la que sustentará después la solicitud de estudios ante el CENACE y la acreditación de capacidad técnica del artículo 151 de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a).

6.4 Herramienta 3 — Cuadros de esquemas de contratación por perfil directivo

Cuatro cuadros independientes, cada uno respondiendo a las preguntas que típicamente formula un perfil directivo distinto al evaluar compra directa, PPA, arrendamiento y ESCO (ver desarrollo completo en el Capítulo 4, secciones 4.2 a 4.5). Cada cuadro puede entregarse por separado al directivo correspondiente.

Cuadro para el CFO / Dirección de Finanzas

Tabla 6.7. Cuadro para el CFO / Dirección de Finanzas

PREGUNTA CLAVE	COMPRA DIRECTA	PPA	ARRENDAMIENTO	ESCO
¿Cuánto CAPEX comprometo?	100% (o enganche si hay deuda)	0%	0% – 20%	0% – 20% según modelo
¿Se afecta mi balance / deuda?	Sí, si se financia	Depende del análisis de arrendamiento embebido (IFRS 16 / NIF D-5)	Sí, prácticamente siempre	Depende del modelo y del análisis de arrendamiento embebido
¿Capturo el escudo fiscal de depreciación inmediata?	Sí, íntegro	No directo (vía precio más competitivo)	Posible, sujeto a estructuración fiscal	Posible, sujeto al modelo
¿Cuál es mi costo de capital relevante?	Mi costo de deuda/capital corporativo	WACC del desarrollador (8.5%–14.3%)	Tasa del arrendador (a menudo fondeo preferente)	Costo de capital de la ESCO o propio, según modelo
¿Cuál es la rentabilidad / ahorro esperado?	Mayor (TIR de proyecto completa)	Menor (neto de la prima del desarrollador)	Intermedio	Intermedio, con certeza contractual

Cuadro para Dirección de Operaciones

Tabla 6.8. Cuadro para la Dirección de Operaciones

PREGUNTA CLAVE	COMPRA DIRECTA	PPA	ARRENDAMIENTO	ESCO
¿Quién asume el riesgo de desempeño?	Mi empresa	El desarrollador	Mi empresa (salvo *full-service*)	La ESCO (garantizado)
¿Requiero capacidad técnica interna?	Alta (o subcontratar)	Baja	Media	Baja
¿Quién opera y mantiene el sistema?	Mi empresa o un tercero que yo contrato	El desarrollador	Mi empresa o el arrendador (*full-service*)	ESCO
¿Qué pasa si el sistema no genera lo esperado?	El costo lo absorbo yo, salvo garantía limitada del EPCista	El desarrollador cobra menos (pago por energía entregada)	Yo sigo pagando la renta fija, salvo cláusula de disponibilidad	ESCO paga penalización por incumplir el ahorro garantizado

Cuadro para Dirección Jurídica / Regulatoria

Tabla 6.9. Cuadro para la Dirección Jurídica / Regulatoria

PREGUNTA CLAVE	COMPRA DIRECTA	PPA	ARRENDAMIENTO	ESCO
¿Soy el titular del permiso ante la CNE?	Sí, siempre	No, típicamente (soy usuaria del Grupo de Autoconsumo)	Depende del diseño contractual	Depende del diseño contractual
¿Debo gestionar trámites de la VUA?	Sí, íntegramente	No, los gestiona el desarrollador	Depende de quién sea titular	Depende de quién sea titular
¿Qué pasa si el proveedor incumple o desaparece?	No aplica (soy propietario)	Riesgo de continuidad — requiere cláusulas de *step-in*	Riesgo bajo (activo físico en mi sitio)	Riesgo de continuidad — requiere garantías de cumplimiento
¿Debo vigilar la regla de permanencia 30/50%?	Si tengo Grupo de Autoconsumo propio	Sí, como usuaria del Grupo de Autoconsumo del desarrollador	Depende de quién sea titular	Sí, si soy usuaria del Grupo de Autoconsumo de la ESCO

Cuadro para Dirección General

Tabla 6.10. Cuadro para la Dirección General

PREGUNTA CLAVE	COMPRA DIRECTA	PPA	ARRENDAMIENTO	ESCO
¿Cuál es mi horizonte de compromiso?	Indefinido (propiedad)	10 – 20 años	5 – 15 años	7 – 15 años
¿Qué tan rápido puedo implementarlo?	Depende de mi propio proceso de aprobación de CAPEX	Rápido — el desarrollador ya tiene el capital	Rápido — el arrendador ya tiene el capital	Rápido — la ESCO ya tiene el capital
¿Qué perfil de empresa se ajusta mejor?	Caja/crédito disponible, capacidad fiscal, vocación de permanencia	Prioriza preservar caja y trasladar riesgo de ejecución	Punto intermedio, acceso a fondeo preferente de arrendamiento	Sin capacidad técnica interna, valora garantía contractual de resultado
¿Qué mensaje da a inversionistas / *stakeholders*?	Compromiso de largo plazo con activos propios	Agilidad y disciplina de capital	Balance entre control y flexibilidad financiera	Externalización responsable con resultados garantizados

CÓMO USAR ESTA HERRAMIENTA

Imprimir cada cuadro (tablas 6.7 a 6.10) en una hoja separada y entregarlo al directivo correspondiente antes de una sesión de decisión conjunta; llegar con las cuatro miradas ya resueltas individualmente acorta significativamente la reunión de comité.

Por qué la decisión se organiza por perfil directivo

La elección del esquema de adquisición rara vez se decide en una sola dirección funcional. Finanzas evalúa el efecto en balance y el uso del capital; Operaciones, la continuidad del suministro y la responsabilidad sobre el mantenimiento; Jurídico, la titularidad del permiso y la distribución de riesgos contractuales; y Dirección General, la coherencia con la estrategia y el horizonte de permanencia en el sitio.

Los cuadros de esta herramienta anticipan las preguntas de cada área y ofrecen la respuesta que cada esquema admite. Su utilidad práctica consiste en llegar a la sesión de decisión con las objeciones previsibles ya documentadas, en lugar de resolverlas en la reunión.

Las tres preguntas clave

La experiencia de los proyectos documentados en los casos de referencia del Capítulo 7 sugiere que tres cuestiones críticas quedan habitualmente fuera de los cuadros funcionales y deben incorporarse explícitamente al orden del día.

¿Qué pasa si el desarrollador quiebra?	¿Quién responde ante la CNE?	¿Qué ocurre si el sitio cierra o cambia de uso?
Aplica a PPA, arrendamiento y ESCO. Se resuelve con derechos de intervención y opción de compra pactados desde la firma.	La persona permisionaria y las usuarias son corresponsables. Debe asignarse por escrito la actualización del registro de autoconsumo.	Determina el costo de terminación anticipada y el retiro del equipo. Es la pregunta que decide el plazo máximo aceptable del contrato.

Cómo conducir la sesión

La práctica recomendada consiste en proyectar el cuadro correspondiente a cada dirección, pedir a su titular que marque la respuesta que su área considera aceptable, y detenerse en las celdas donde dos áreas marcan esquemas distintos. Esas discrepancias —y no el consenso— son el contenido útil de la sesión: señalan el punto exacto donde la decisión requiere un arbitraje de Dirección General.

6.5 Herramienta 4 — Guía rápida de indicadores financieros

Ocho indicadores de uso más frecuente en la evaluación de un proyecto de autoconsumo, con su definición, el rango de referencia observado en el mercado mexicano 2026 (Capítulo 3) y un criterio de interpretación tipo semáforo para una primera lectura en comité, sin sustituir el análisis financiero completo. Se utiliza de ejemplo la tecnología fotovoltaica porque es la de más rápida adopción así como madurez en su construcción y operación.

Tabla 6.11. Guía rápida de indicadores financieros

INDICADOR	DEFINICIÓN BREVE	RANGO DE REFERENCIA (MÉXICO, 2026)	CRITERIO DE INTERPRETACIÓN
CAPEX (USD/kW)	Inversión inicial por kW instalado, incluye equipo, instalación e ingeniería.	550 – 1,250 según escala y tecnología solar	Verde: dentro del rango central de su escala. Amarillo: 10–20% sobre el rango. Rojo: >20% sobre el rango — exigir desglose EPC.
OPEX (USD/kW-año)	Costo fijo anual de operación y mantenimiento por kW instalado.	10 – 13 (solar, según escala)	Verde: <12 USD/kW-año en solar comercial/industrial. Amarillo: 12–15. Rojo: >15 — revisar alcance del contrato de O&M.

Factor de planta (%)	Relación entre la energía generada real y la que generaría el sistema operando a capacidad nominal todo el año.	17% – 25% (solar comercial/industrial en México)	Verde: dentro o sobre el rango central para la irradiación del sitio. Amarillo: en el extremo bajo del rango. Rojo: por debajo del rango — revisar el estudio de recurso solar.
LCOE (USD/MWh)	Costo nivelado de energía: costo total del proyecto entre la energía generada en su vida útil, en valor presente.	31 – 85 (solar, según escala); referencia de tarifa evitada 105–135	Verde: LCOE < 70% de la tarifa evitada. Amarillo: 70–90%. Rojo: >90% — el proyecto compite mal contra la tarifa de red.
WACC (%)	Costo promedio ponderado de capital; tasa de descuento del proyecto.	8.5% – 14.3% según escala y tecnología	Verde: proyecto con TIR – WACC > 10 puntos porcentuales. Amarillo: 3–10 puntos. Rojo: <3 puntos — colchón de riesgo insuficiente.
TIR de proyecto (%)	Tasa de descuento que hace el VPN del proyecto igual a cero; mide la rentabilidad intrínseca del activo.	18% – 32% (solar comercial/industrial, casos base)	Verde: TIR > WACC + 10 pp. Amarillo: TIR entre WACC y WACC + 10 pp. Rojo: TIR < WACC — el proyecto destruye valor.
VPN (USD/kW)	VPN de los flujos del proyecto descontados al WACC, menos la inversión inicial.	290 – 970 USD/kW (casos base y sensibilidad, ver Capítulo 3)	Verde: VPN positivo y robusto ante ±20% en tarifa. Amarillo: VPN positivo pero se vuelve negativo en el escenario bajo. Rojo: VPN negativo en el caso base.
Periodo de recuperación (años)	Tiempo simple en que los flujos acumulados igualan la inversión inicial (*payback*).	2.8 – 5.0 años (solar comercial/industrial)	Verde: <4 años. Amarillo: 4–6 años. Rojo: >6 años — frente a una vida útil de 25–30 años, un *payback* largo concentra el riesgo en el corto plazo.

Dos indicadores adicionales para el análisis de financiamiento

Tabla 6.12. Indicadores adicionales para el análisis de financiamiento

INDICADOR	DEFINICIÓN BREVE	CRITERIO DE INTERPRETACIÓN
DSCR — Cobertura de servicio de deuda	Flujo de caja disponible entre el servicio de deuda (capital + intereses) del periodo.	Verde: >1.4x. Amarillo: 1.2x–1.4x. Rojo: <1.2x — estándar de mercado en *project finance*; por debajo de 1.2x el financiador exige garantías adicionales.
Deuda Neta / EBITDA	Deuda financiera neta entre la utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización.	Verde: <3.0x tras incorporar el proyecto. Amarillo: 3.0x–4.0x. Rojo: >4.0x — revisar *covenants* de deuda corporativa existentes antes de sumar el pasivo del proyecto.

CÓMO USAR ESTA HERRAMIENTA

Distribuir esta tabla como "hoja de bolsillo" en talleres de aprobación de inversión: permite a un comité no financiero hacer una primera lectura semáforo de cualquier propuesta antes de pasarla al análisis detallado del área de finanzas.

Qué indicador responde a qué pregunta

Los indicadores financieros no son intercambiables ni jerárquicos: cada uno responde a una pregunta distinta y ninguno es suficiente por sí solo. El cuadro siguiente ordena los de uso más frecuente por el tipo de decisión que informan.

Tabla 6.13. Indicador adecuado según la pregunta de decisión

PREGUNTA DE DECISIÓN	INDICADOR ADECUADO	INDICADOR INADECUADO Y POR QUÉ
¿El proyecto rinde más que su costo de capital?	TIR de proyecto frente al WACC	Periodo de recuperación: ignora todo lo que ocurre después de recuperar la inversión
¿Cuánto valor agrega en términos absolutos?	VPN al WACC de la tecnología y escala	TIR: es insensible al tamaño del proyecto
¿Cuánto tiempo permanece expuesto el capital?	Periodo de recuperación descontado	TIR: no informa sobre el perfil temporal del flujo
¿Conviene generar o seguir comprando?	LCOE frente a la tarifa evitada	LCOE frente al PML: compara contra un precio que el usuario no paga
¿El proyecto es financiable con deuda?	DSCR en el año más exigente	TIR: no dice nada sobre la capacidad de servicio de la deuda
¿Qué retorno obtiene el accionista?	TIR del flujo al accionista	TIR de proyecto: no incorpora el efecto del apalancamiento

Errores de interpretación más frecuentes

- Comparar la TIR de proyecto de una alternativa con la TIR de accionista de otra: son magnitudes distintas y la segunda es sistemáticamente mayor cuando hay deuda.
- Descontar flujos en pesos con un WACC en dólares, lo que introduce un sesgo favorable equivalente al diferencial de inflación entre ambos países.
- Usar un WACC único de energía renovable en lugar del correspondiente a la tecnología y escala del proyecto: la diferencia entre escalas supera los dos puntos porcentuales.
- Tomar el periodo de recuperación simple como si fuera descontado, lo que subestima sistemáticamente el tiempo de exposición del capital.
- Interpretar un LCOE bajo como sinónimo de proyecto rentable sin verificar que la energía generada coincide horariamente con el consumo.

Umbrales de referencia para el comité de inversión

Los umbrales siguientes no son normativos: son referencias de trabajo derivadas de los casos base del Capítulo 3 de este Manual, útiles para decidir si una propuesta merece análisis detallado o si debe devolverse para revisión de supuestos.

Tabla 6.14. Umbrales de referencia para el comité de inversión

INDICADOR	REFERENCIA DEL CASO BASE	SEÑAL DE ALERTA
TIR de proyecto (solar distribuido)	23% – 25%	Por debajo de 15% con supuestos centrales
Margen del LCOE sobre la tarifa evitada	65% – 70%	Por debajo de 30%
Periodo de recuperación simple	3.5 – 4 años	Superior a 7 años
DSCR con deuda al 65% a diez años	≈ 2.5 veces	Por debajo de 1.3 veces
WACC aplicado	8.5% – 12.5% según escala	Un WACC único para todas las escalas

6.6 Lista de verificación y ruta regulatoria

Esta lista traduce el marco regulatorio desarrollado en el Capítulo 1 de esta Guía a un formato operativo de lista de verificación. Su propósito es que el equipo responsable pueda determinar, en una sola sesión, qué figura aplica al proyecto, por qué vía conviene tramitarlo, qué instituciones intervienen y en qué plazo puede esperarse una resolución.

Paso 1 — Determinar la figura aplicable

Tabla 6.15. Determinación de la figura aplicable

PREGUNTA	SI LA RESPUESTA ES SÍ	SI LA RESPUESTA ES NO
¿La capacidad instalada es igual o mayor a 0.7 MW?	Es autoconsumo (art. 30 LSE)	Es Generación Distribuida: no requiere permiso de generación
¿La central se interconecta a la RNT o a las RGD?	Autoconsumo interconectado (arts. 32 y 33 LSE)	Autoconsumo aislado (art. 31 LSE)
¿La capacidad es menor o igual a 20 MW?	Elegible para la VUA y exento de MISSE	Solo Vía Ordinaria y MISSE requerida
¿La generación es intermitente y se inyectan excedentes?	Respaldo propio obligatorio (art. 32 fracc. III LSE; art. 59 RLSE) (Cámara de Diputados, 2025a; Presidencia de la República, 2025)	No aplica la obligación de respaldo propio
¿Participan varias usuarias en una misma Red Particular?	Se constituye un Grupo de Autoconsumo, corresponsable de las obligaciones (CNE, 2025c)	La titular del permiso responde individualmente

Paso 2 — Identificar a las instituciones y sus plazos comprometidos

Un proyecto de autoconsumo avanza únicamente cuando las cuatro instituciones competentes emiten resolución favorable, y se detiene cuando cualquiera de ellas no lo hace. Bajo la VUA, cada una asume un plazo máximo comprometido (SENER, 2026).

Tabla 6.16. Instituciones y plazos comprometidos bajo la VUA

INSTITUCIÓN	FUNCIÓN	PLAZO COMPROMETIDO BAJO LA VUA
SENER	Resuelve la MISSE	20 días hábiles
CNE	Otorga el permiso de generación y administra el registro de autoconsumo	30 días hábiles
CENACE — validación inicial	Verifica el contenido y el soporte documental de la solicitud	4 días hábiles
CENACE — Estudios para autoconsumo	Determina la viabilidad técnica del punto de interconexión	30 días hábiles (Estudio Rápido: 10)
CENACE — Registro de Activos Físicos	Da de alta la central y el centro de carga	20 días hábiles
CENACE — pruebas de operación comercial	Verifica el comportamiento para la puesta en operación	60 días hábiles
CFE	Suscribe el Contrato de Interconexión y Conexión por instrucción del CENACE	10 días hábiles siguientes a la instrucción

Paso 3 — Lista de verificación previa a la solicitud

- Capacidad instalada confirmada dentro del tramo objetivo y verificada contra la curva de carga del sitio.
- Configuración definida —aislado o interconectado— y vía de tramitación elegida.
- MISSE iniciada con antelación cuando el proyecto no está exento.
- Acreditación de capacidad legal, técnica y financiera preparada conforme al artículo 151 de la LSE.
- Solicitud de estudios para autoconsumo en el formato del anexo aplicable de los Lineamientos (SENER, 2026).
- Capacidad Neta en el Punto de Interconexión definida, por ser el parámetro que determina los escenarios de los estudios del CENACE.
- Respaldo propio dimensionado cuando la central es intermitente e inyecta excedentes.
- Responsable interno designado para la actualización permanente del registro de autoconsumo.
- Previsión del umbral de infrautilización en el dimensionamiento, por su efecto sobre la vigencia del permiso.

Paso 4 — Obligaciones posteriores a la puesta en operación

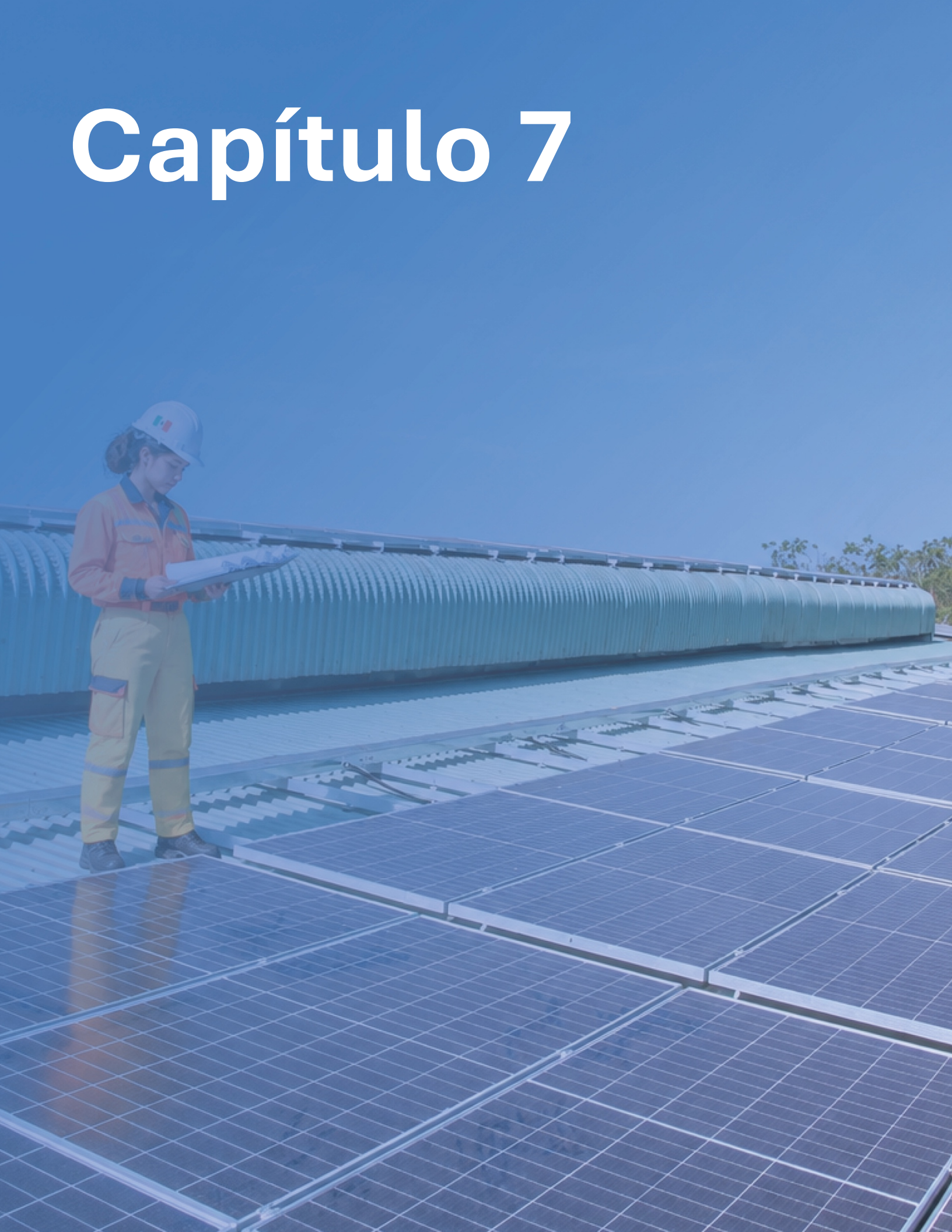
El permiso de autoconsumo no se agota con su otorgamiento. El registro de autoconsumo debe mantenerse actualizado de manera anual durante toda la vigencia del permiso, esta actualización se presenta durante el primer trimestre del año, con fecha límite el 31 de marzo, la Unidad de Verificación de la CNE puede realizar visitas para revisar el cumplimiento de las obligaciones, y la infrautilización sostenida de la capacidad instalada puede dar lugar a la terminación del permiso por desaparición de su objeto, para el caso de tecnología renovable es el 30% de la capacidad instalada, para energía convencional el proceso de cancelación se activa si la demanda máxima representa menos del 50% de la capacidad instalada. En el caso de venta de excedentes, se suman la notificación de inyección con al menos 72 horas de anticipación y la verificación anual del precio publicado por la CFE (CNE, 2025c).

Consideraciones

Este capítulo pone en contexto la necesidad de evaluar y desarrollar un proyecto tomando en cuenta todas las variables a su alrededor: la tecnología disponible, el perfil de la demanda eléctrica del usuario, sus posibilidades económico-financieras, las herramientas con que cuenta para la adquisición o el desarrollo del activo de generación y sus objetivos corporativos; además, ofrece una guía rápida de los indicadores financieros a tomar en cuenta para seguir adelante o rediseñar el proyecto.

Finalmente, establece la importancia de considerar de forma completa la ruta regulatoria y su cumplimiento para lograr una planeación, desarrollo y consolidación exitosa del proyecto.

Capítulo 7



Capítulo 7. Casos de referencia de generación en sitio

Objetivo y alcance. Este capítulo documenta nueve casos de referencia de proyectos de generación en sitio, cuatro en México y cinco en otros países, que cubren distintas tecnologías, escalas y esquemas de contratación. Cada caso describe el perfil de la empresa, la tecnología y la capacidad instaladas, el esquema utilizado y los aprendizajes del proceso. Su lectura permite identificar qué condiciones hicieron posible cada proyecto y qué riesgos conviene anticipar en uno propio.

7.1 Metodología y lectura de los casos

Los casos nacionales incluyen tanto proyectos ya operando bajo un régimen similar a algunas de las principales premisas de autoconsumo de la LSE publicada en marzo de 2025 (Cámara de Diputados, 2025a) y su normativa secundaria de 2026 (permisos de autoconsumo interconectado de 0.7–20 MW publicados en octubre de 2025 (CNE, 2025a; CNE, 2025b); disposiciones de almacenamiento publicadas en abril de 2026 (CNE, 2026)) como proyectos desarrollados bajo el régimen legado de autoabastecimiento que ilustran patrones de esquema, escala y riesgo directamente aplicables al autoconsumo actual, dado que ambos regímenes comparten la lógica de generación en sitio o cercana para consumo de un titular o grupo de usuarias.

Metodología: los datos de cada ficha provienen de fuentes públicas (comunicados de prensa, portales especializados del sector energético, reportes corporativos de sostenibilidad y bases de datos de infraestructura). Donde la cifra de inversión o el periodo de retorno no fueron divulgados públicamente por el desarrollador, se presenta una estimación de orden de magnitud con base en los rangos de CAPEX y LCOE de este Manual, señalada explícitamente como estimación.

Cómo debe leerse un caso de referencia

Un caso documentado no es una predicción del desempeño de un proyecto propio. Es evidencia de que una combinación determinada de tecnología, escala y esquema de contratación resultó ejecutable en un contexto concreto. Trasladar sus cifras a otro proyecto sin ajustar el recurso del sitio, la tarifa evitada, la estructura de capital y el marco regulatorio aplicable produce estimaciones optimistas con apariencia de evidencia.

La lectura recomendada de cada ficha sigue tres preguntas. La primera es qué condición hizo posible el proyecto: un residuo propio, un recurso excepcional, un perfil de demanda constante o el acceso a capital. La segunda es qué riesgo se materializó o se evitó, y mediante qué instrumento contractual. La tercera es qué elemento del caso es replicable en México bajo el marco vigente y cuál responde a condiciones regulatorias ajenas.

Equivalencias entre los casos y el marco mexicano vigente

Cuatro de los nueve casos operan o se desarrollaron bajo regímenes distintos del autoconsumo actual: dos nacionales bajo el régimen legado de autoabastecimiento y varios internacionales bajo marcos que no tienen correspondencia directa en la legislación mexicana. La tabla siguiente ofrece la equivalencia funcional que permite leerlos con el vocabulario de la LSE.

Tabla 7.1. Equivalencias entre los casos y el marco mexicano vigente

FIGURA DEL CASO ORIGINAL	EQUIVALENTE FUNCIONAL EN EL MARCO VIGENTE	PRECISIÓN RELEVANTE
Autoabastecimiento con múltiples usuarias	Grupo de Autoconsumo dentro de una red particular	La lógica de agregación de demanda se conserva; el permiso y el registro de autoconsumo son de la CNE
PPA on-site con un desarrollador	Contrato de compraventa de energía dentro de la figura de autoconsumo	El desarrollador suele ser la persona titular del permiso; el suministro a terceros ajenos al grupo no está permitido
Venta de Excedentes a un tercero	Venta de Excedentes exclusivamente a la Empresa Pública del Estado	Art. 32, fracc. II, de la LSE; el precio se rige por el modelo de contrato del Anexo 1 (CNE, 2025c)
Net metering o compensación en factura	No tiene equivalente en la figura de autoconsumo	El autoconsumo compensa consumo propio; los excedentes se liquidan conforme al contrato de venta
Almacenamiento para reducción de picos	SAEE	Art. 3, fracc. L, de la LSE; además es el mecanismo de respaldo propio del art. 32, fracc. III (Cámara de Diputados, 2025a)
Contrato de desempeño energético	Contrato con empresa de servicios energéticos	El ahorro garantizado es una obligación contractual, no una figura regulatoria mexicana

Advertencia sobre la comparabilidad de las cifras

Las cifras de inversión y de retorno de los casos internacionales corresponden a mercados con estructuras tarifarias, costos de capital e incentivos fiscales distintos de los mexicanos. Su utilidad reside en el orden de magnitud y en el patrón de decisión, no en el dato puntual. Para cualquier comparación cuantitativa debe utilizarse el Capítulo 3 de este Manual, cuyos parámetros están calibrados al mercado nacional.

7.2 Resumen de los nueve casos

Tabla 7.2. Resumen de los nueve casos de referencia

#	CASO	PAÍS	TECNOLOGÍA	ESCALA	ESQUEMA
1	Daikin Manufacturing México	México	Solar FV	1.25 MW (mediana)	PPA
2	Trane Technologies	México	Solar FV + SAEE	6 MW + 1.6 MW SAEE (mediana)	Autoconsumo
3	Ingenio Plan de San Luis	México	Biomasa (bagazo)	20 MW (mediana)	Compra directa / autogeneración
4	BMW Group Planta	México	Solar FV	5 MW (mediana)	PPA
5	John Muir Health — Walnut Creek	EE. UU.	Solar FV (*carport*)	≈330 kW (pequeña)	PPA
6	IKEA — tienda de Baltimore	EE. UU.	Solar FV (techo + *carport*)	No divulgado (comercial)	Compra directa
7	Walmart — portafolio multi-sitio	EE. UU.	Solar FV distribuido	142 MW (portafolio)	Mixto: compra directa y PPA/arrendamiento
8	Saint John Energy — Millidgeville	Canadá	Almacenamiento (SAEE)	1.25 MW / 2.5 MWh	Compra directa (utility municipal)
9	ESPC federal — Honeywell / Siemens	EE. UU.	Multi-tecnología (eficiencia + generación)	Variable por contrato	ESCO (ahorro garantizado)

7.3 Casos nacionales — México

Los cuatro casos nacionales cubren el rango completo de escalas del Manual: desde una instalación industrial pequeña con PPA (Daikin), pasando por dos proyectos solares industriales de escala mediana (BMW Group Planta San Luis Potosí y Trane Technologies Planta Monterrey, este último con almacenamiento integrado), hasta el aprovechamiento de un residuo agroindustrial propio (bagazo de caña, Ingenio Plan de San Luis).

CASO NACIONAL · FICHA 1 Daikin Manufacturing México — Solar FV industrial Manufactura de cable de acero recubierto de aluminio, México	
Perfil de empresa / instalación	Daikin es el principal innovador y proveedor mundial de soluciones avanzadas de aire acondicionado y calefacción de alta calidad para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales, su planta se encuentra en San Luis Potosí dentro del Parque Industrial Millenium
Tecnología y capacidad	Solar fotovoltaica en techo industrial — Dos sistemas de Generación Distribuida de 624 kWdc; 1.25 MWdc combinado; 1.18 GWh/año. Al ser generación exenta no requiere permiso de generaión, interconexión y otros permisos federales (CRE, 2017).
Esquema de contratación	PPA a 10 años. Forefront anunció en octubre de 2025 la conclusión de arreglos sobre dos plantas nuevas del Millennium Industrial Park. El desarrollador reporta que el proyecto se entregó sin costo inicial y que Daikin compra la electricidad a una tarifa fija inferior a la de la compañía eléctrica.
Rango de inversión	No divulgada con precisión por el desarrollador. Sin costo inicial para Daikin y para el desarrollaror un CAPEX estimado 1.6 a 2.2 millones de dolares.
Periodo de retorno observado	No reportado por el desarrollador: estimado de 5 años, consistente con una tarifa evitada favorable y alta reducción de factura. La capacidad combinada supera el umbral de 0.5 MWdc pero cada arreglo reportado es menor, conectado a distinto centro de carga.

Aprendizajes clave del proceso de desarrollo

- Un caso de PPA en escala pequeña puede alcanzar *paybacks* más rápidos que el rango central del Manual cuando el consumo del usuario coincide muy de cerca con el perfil de generación solar (bajo desperdicio de excedentes) y la tarifa evitada es alta.
- La cifra de "% de reducción de factura" reportada por el desarrollador debe leerse con cautela en la etapa de decisión: refleja el mejor caso de coincidencia entre generación y consumo, no necesariamente el promedio esperado sin un estudio de carga específico del sitio.
- El caso confirma que las instalaciones industriales pequeñas (por debajo del umbral de 0.7 MW que activa el régimen formal de autoconsumo de la LSE) siguen siendo un segmento activo del mercado de generación distribuida en México, sobre todo con tarifas horarias.

Lectura bajo el marco de autoconsumo vigente

Con 1.25 MW de capacidad, este proyecto se sitúa por encima del umbral de 0.7 MW que activa la figura de autoconsumo conforme al artículo 30 de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a), pero de manera administrativa decidieron usar un sistema separado que genera mayores costos y dificultades en su operación. Esta operación corresponde a Generación

Distribuida: contrato de interconexión simplificado, sin permiso de generación y sin las obligaciones de registro de autoconsumo que sí aplican a partir del umbral (CRE, 2017).

Esa clasificación explica buena parte de su desempeño. Un proyecto de esta escala evita los costos administrativos estimados de entre 25 mil y 220 mil pesos que el Capítulo 1 documenta para el autoconsumo, así como los plazos de tramitación asociados, y accede antes al ahorro. La contrapartida es que su CAPEX unitario es superior al de la franja industrial: entre 620 y 1,000 dólares por kilovatio frente a 550 a 900 en la escala de 0.7 a 20 MW.

La cifra de reducción de factura reportada por el desarrollador debe leerse con la precaución que impone la estructura tarifaria mexicana: el ahorro económico no escala uno a uno con el ahorro energético, porque los cargos fijos y de demanda no se evitan generando energía.

CASO NACIONAL · FICHA 2 Trane Technologies — Planta Monterrey — Solar fotovoltaica industrial híbrida con SAEE Apodaca, Nuevo León, México	
Perfil de empresa / instalación	Trane Technologies opera en Apodaca, Nuevo León, un complejo industrial de cinco plantas dedicado a la manufactura de equipos de aire acondicionado y climatización, con más de 538,000 pies cuadrados bajo un mismo techo; cuenta con certificaciones ISO 50001, ISO 14001 y LEED O+M Silver en tres de sus edificios.
Tecnología y capacidad	Solar fotovoltaica en sitio, distribuida en tres de las cinco plantas del complejo — cerca de 10,000 módulos; 6 MW de capacidad instalada, con un sistema de almacenamiento en baterías (SAEE) de 1.6 MW integrado desde el diseño original.
Esquema de contratación	Permiso de generación otorgado por la CRE al desarrollador Solarfuel, que construyó y opera la central para suministrar a Trane bajo un esquema similar a un PPA; puesta en marcha en junio de 2026
Rango de inversión	USD 9 millones reportados para la fase de generación solar (6 MW), sin desglose público del costo específico del SAEE de 1.6 MW.
Periodo de retorno observado	Periodo de recuperación reportado por el desarrollador de aproximadamente 6 años, consistente con el rango de payback solar industrial de este Manual para proyectos con alta coincidencia entre generación y consumo.

Aprendizajes clave del proceso de desarrollo

- El proceso de obtención del permiso de generación ante la CRE tomó aproximadamente dos años, un dato concreto que respalda, con un caso mexicano reciente, el argumento de este Manual sobre el plazo de desarrollo como una variable económica de primer orden (sección 7.5): un desarrollador que planea un proyecto de esta escala debe presupuestar ese tiempo, no solo el CAPEX.

- El proyecto integra generación solar (6 MW) y almacenamiento (1.6 MW) desde el diseño original, no como una adición posterior — a diferencia del caso Saint John Energy (ficha 8), donde el SAEE opera de forma aislada sin generación propia. Esa integración desde el inicio simplifica la ingeniería de interconexión y el cumplimiento de la obligación de respaldo propio para centrales intermitentes.
- La brecha entre la cobertura de demanda reportada al solicitar el permiso (hasta 70%) y la reportada al entrar en operación (≈40%) ilustra que las proyecciones de generación de la etapa de desarrollo deben tratarse como estimaciones sujetas a revisión, no como compromisos contractuales — un punto de atención para cualquier comité de inversión que evalúe un caso de negocio con cifras de la etapa de permisos.

Lectura bajo el marco de autoconsumo vigente

Con 6 MW de capacidad, este proyecto se ubicaría dentro del rango de 0.7 a 20 MW que activa la VUA interconectado conforme al artículo 30 de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a), y en caso de ser autoconsumo aislado estaría exento de la MISSE conforme al artículo 54 del RLSE (Presidencia de la República, 2025). El permiso de generación se tramitó ante la CRE bajo el régimen previo a la LSE 2025; un proyecto equivalente desarrollado hoy tramitaría en su lugar un permiso de autoconsumo ante la CNE, con Solarfuel como persona titular del registro de autoconsumo.

El SAEE de 1.6 MW integrado desde el diseño satisface de forma anticipada la obligación de respaldo propio del artículo 32, fracción III, de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a) para centrales de autoconsumo interconectado intermitentes que inyecten excedentes, precisada en el artículo 59 del RLSE (Presidencia de la República, 2025) — obligación que, en el caso Saint John Energy (ficha 8), se resuelve con un sistema de almacenamiento completamente separado de la generación.

El plazo de dos años reportado para obtener el permiso de generación bajo el régimen previo es un antecedente relevante frente al plazo estimado de la Vía Ordinaria (120 a 220 días hábiles): aun con un diseño normativo más expedito, el caso confirma que los plazos reales de un proyecto industrial de varios MW pueden extenderse considerablemente más allá del mínimo regulatorio.

CASO NACIONAL · FICHA 3 Ingenio Plan de San Luis / Tampico Renewable — Cogeneración con bagazo de caña Región Huasteca, San Luis Potosí / Pánuco, México	
Perfil de empresa / instalación	Ingenios azucareros de la región Huasteca que aprovechan el bagazo de caña —residuo propio de su proceso de molienda— como combustible para cogeneración de electricidad y vapor de proceso, dentro del potencial nacional de 57 ingenios estimado por SENER en 1,025 MW técnicos (979 MW netos) para 2025 [referencia de SENER por confirmar].
Tecnología y capacidad	Biomasa — cogeneración con bagazo de caña de azúcar — 20 MW (Ingenio Plan de San Luis) en 2015 y 15 MW adicionales autorizados a Tampico Renewable Company, en Pánuco en 2022
Esquema de contratación	Compra directa / autogeneración propia del ingenio, con excedentes potencialmente comerciables bajo el marco de Venta de Excedentes de la LSE.
Rango de inversión	No divulgada públicamente. Estimado, con base en el rango de CAPEX de biomasa mediana de este Manual (2,400–3,900 USD/kW): entre USD 48 millones y USD 78 millones para 20 MW.
Periodo de retorno observado	No divulgado públicamente para estos proyectos específicos. La literatura del sector azucarero latinoamericano reporta, de forma general (no específica de este proyecto), periodos de recuperación de 4 a 7 años para cogeneración con bagazo cuando existe Venta de Excedentes, favorecidos por un costo de combustible bajo o nulo dado el costo de oportunidad del residuo.

Aprendizajes clave del proceso de desarrollo

- El costo del combustible —determinante en la mayoría de las tecnologías térmicas— deja de ser la variable crítica cuando el insumo es un residuo propio del proceso productivo del usuario: el riesgo dominante se traslada a la logística de acopio y a la estacionalidad de la zafra, no al precio de mercado del combustible.
- La cogeneración con bagazo ejemplifica el caso de "tecnología condicionada al sitio" de la Herramienta 2 (matriz de adecuación) de este Manual: solo es viable donde la empresa ya genera el residuo como subproducto de su proceso principal, lo que limita su aplicabilidad a un segmento agroindustrial específico, pero le da, en ese segmento, una ventaja de costo estructural sobre otras tecnologías.
- El otorgamiento de dos permisos de 20 MW en la misma región (Huasteca) en años recientes sugiere que la cogeneración con bagazo mantiene viabilidad comercial activa bajo el marco regulatorio vigente, más allá de los grandes proyectos históricos del sector.

Fuentes: Cluster de Biocombustibles Sólidos, "Desempeño económico y ambiental del bagazo de caña en la cogeneración de energía en ingenios azucareros de México"; Grupo Milenio, "Nuevas plantas de cogeneración en las Huastecas"; SIIBA/CONADESUCA, potencial de cogeneración del sector azucarero.

Lectura bajo el marco de autoconsumo vigente

La cogeneración con bagazo de caña es una tecnología de Energía Limpia en términos del artículo 3, fracción XXI, de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a), que incluye expresamente a los biocombustibles y a la energía generada a partir del biogás de residuos. Esa calificación tiene un efecto económico directo: en la Venta de Excedentes, las centrales con fuente de Energía Limpia acceden al factor de 0.9 sobre las referencias de precio, frente al 0.8 aplicable a las fuentes convencionales (CNE, 2025c).

El caso ilustra con precisión la categoría de tecnología condicionada al sitio: solo es viable donde la empresa ya genera el residuo como subproducto de su proceso principal. Donde esa condición se cumple, la ventaja de costo es estructural, porque el combustible deja de ser una variable de mercado y el riesgo dominante se traslada a la logística de acopio y a la estacionalidad de la zafra.

Dos permisos de 20 MW en la misma región sugieren, además, un dimensionamiento deliberado en el umbral máximo de la VUA y de la exención de la MISSE. Es un patrón que conviene considerar en el diseño de cualquier proyecto próximo a ese límite.

CASO NACIONAL · FICHA 4
BMW Group Planta San Luis Potosí — Solar fotovoltaica industrial en sitio (PPA) Mexquitic de Carmona, San Luis Potosí, México

Perfil de empresa / instalación	BMW Group inauguró en 2019 su planta de manufactura automotriz en San Luis Potosí, con una inversión inicial de mil millones de dólares y producción del BMW Serie 3; en 2023 anunció una ampliación de 800 millones de euros para producción de la Neue Klasse y ensamble de baterías a partir de 2027. El parque solar se integró dentro del propio predio industrial, el primero de este tipo en la industria automotriz mexicana.
Tecnología y capacidad	Solar fotovoltaica en sitio (ground-mount) — aproximadamente 5,000 módulos sobre una superficie de 71,000 m^2 (764,000 ft^2) dentro del predio de la planta; 5 MWac de capacidad instalada, en operación desde el verano de 2021.
Esquema de contratación	Productor Independiente de Energía (IPP) — BayWa r.e. desarrolló, financia, es propietaria y opera la planta bajo un contrato de compraventa de energía (PPA) de largo plazo con BMW Group; el desarrollador reporta que la central cubre aproximadamente 13% de la demanda energética de la planta.
Rango de inversión	No divulgada públicamente por el desarrollador. Estimado, con base en el rango de CAPEX solar industrial de 0.7 a 20 MW de este Manual (550–900 USD/kW): entre USD 2.75 y 4.5 millones para 5 MW.
Periodo de retorno observado	No aplica el concepto de payback para BMW Group, al tratarse de un esquema PPA sin inversión de capital propio del usuario — la

misma lógica del caso Daikin (ficha 1) en escala mayor; para el desarrollador (BayWa r.e.), no divulgado públicamente.

Aprendizajes clave del proceso de desarrollo

- El proyecto cubre aproximadamente 13% de la demanda energética de la planta; BMW Group anunció posteriormente una ampliación para duplicar la capacidad solar en sitio y así cubrir hasta 26% del consumo total, lo que confirma que el dimensionamiento inicial de un proyecto de autoconsumo puede revisarse al alza una vez validado el modelo operativo.
- El modelo IPP —en el que el desarrollador conserva la propiedad del activo durante toda la vida del contrato, no solo durante la construcción— traslada a BayWa r.e. el riesgo de desempeño y de contraparte financiera del proyecto.
- El caso confirma que un usuario industrial de gran escala con una huella energética intensiva (planta automotriz) puede cubrir una fracción relevante y creciente de su demanda con generación en sitio de tamaño mediano, sin comprometer capital propio ni superficie fuera del predio existente.

Lectura bajo el marco de autoconsumo vigente

Con 5 MW de capacidad, este proyecto se ubica dentro del rango de 0.7 a 20 MW que activa la VUA interconectado conforme al artículo 30 de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a) y su normativa secundaria de octubre de 2025, y en caso de ser autoconsumo aislado estaría exento de la MISSE conforme al artículo 54 del RLSE (Presidencia de la República, 2025). El esquema IPP/PPA con el que opera es funcionalmente equivalente a un contrato de compraventa de energía dentro de la figura de autoconsumo, en el que BayWa r.e., como desarrolladora, sería la persona titular del permiso y BMW Group la usuaria beneficiaria.

El caso confirma, en un proyecto ya operando, una escala típica de autoconsumo industrial de mediana capacidad dentro del propio predio, sin necesidad de agregar demanda de terceros ni constituir un Grupo de Autoconsumo. Es también el caso nacional del repositorio con el perfil de usuaria más cercano al de una gran industria manufacturera intensiva en energía.

La ampliación anunciada para duplicar la capacidad instalada —y con ella el porcentaje de consumo cubierto— ilustra que, bajo el marco vigente, una central de autoconsumo puede ampliarse mediante una modificación del permiso original, sujeta a los mismos límites de capacidad de la VUA y a la actualización correspondiente del registro de autoconsumo (CNE, 2025c).

7.4 Casos internacionales — mercados de referencia

Los cinco casos internacionales, todos en Estados Unidos y Canadá, cubren tres perfiles adicionales poco representados en los casos nacionales disponibles públicamente: el PPA *on-site* para el sector salud, el portafolio corporativo multi-sitio con esquema mixto, y

el contrato de desempeño energético (ESCO) con ahorro garantizado, además de un caso de almacenamiento puro para *peak shaving*.

CASO INTERNACIONAL · FICHA 5 John Muir Health — Walnut Creek Medical Center Walnut Creek, California, Estados Unidos	
Perfil de empresa / instalación	Sistema de salud sin fines de lucro; instalación solar sobre el estacionamiento (carport) de su centro médico, un perfil representativo de instituciones de salud con alto consumo eléctrico continuo y amplias superficies de estacionamiento subutilizadas.
Tecnología y capacidad	Solar fotovoltaica en estructura de estacionamiento (carport) — Estimado ≈330 kW-DC (calculado a partir de la generación reportada de ≈580,000 kWh/año y un factor de planta típico de California de ≈20%; no confirmado por la fuente).
Esquema de contratación	PPA on-site — el desarrollador invierte el capital, construye, opera y mantiene el sistema; el cliente compra la energía generada a una tarifa pactada, sin inversión de capital propio.
Rango de inversión	Cero para el cliente (característica central del esquema PPA); inversión del desarrollador no divulgada.
Periodo de retorno observado	No aplica el concepto de payback para el cliente, al no haber inversión de capital — el ahorro es inmediato desde el primer kWh comprado bajo el PPA. El desarrollador reporta un ahorro proyectado para el cliente superior a USD 1.4 millones a lo largo de la vida del contrato.

Aprendizajes clave del proceso de desarrollo

- Es el ejemplo más claro, entre los nueve casos, de la ventaja financiera central del PPA descrita en el Capítulo 4 (Esquemas de adquisición y financiamiento): el ahorro es positivo desde el día uno porque no existe periodo de recuperación de una inversión que el cliente nunca realizó.
- El uso de estructuras de estacionamiento (*carports*) para instituciones con poco techo disponible o techo no apto estructuralmente —común en hospitales— amplía el universo de sitios viables más allá de la matriz de condicionantes de techo/terreno de este Manual.
- El sector salud, con consumo eléctrico constante las 24 horas (cargas críticas, refrigeración, equipo médico), representa un perfil de *offtaker* particularmente atractivo para desarrolladores de PPA por la estabilidad y previsibilidad de su demanda.

Fuente: Revel Energy, "Commercial Solar PPA for Businesses" (revel-energy.com), caso John Muir Health / Walnut Creek Medical Center.

Lectura para el mercado mexicano

El caso ilustra la ventaja financiera central del contrato de compraventa de energía: el ahorro es positivo desde el primer año porque no existe una inversión que recuperar. Bajo el marco mexicano, un esquema equivalente se inscribe dentro de la figura de

autoconsumo cuando el desarrollador es titular del permiso y suministra al Grupo de Autoconsumo a través de una Red Particular.

El perfil del sector salud —consumo constante las veinticuatro horas, cargas críticas y refrigeración— es particularmente favorable para este esquema, porque maximiza la coincidencia entre generación y consumo y reduce la porción que se convertiría en excedentes.

El uso de estructuras de estacionamiento amplía el universo de sitios viables más allá de la superficie de techo, una consideración relevante para la matriz de condicionantes de sitio del Capítulo 6.

CASO INTERNACIONAL · FICHA 6 IKEA — Tienda de Baltimore Baltimore, Maryland, Estados Unidos	
Perfil de empresa / instalación	Tienda minorista de gran formato (retail) perteneciente a una cadena multinacional con política corporativa de inversión directa en generación solar sobre la mayoría de sus ubicaciones a nivel global.
Tecnología y capacidad	Solar fotovoltaica en techo y en estructura de estacionamiento (carport) — No divulgada para esta tienda específica; IKEA reporta paneles solares instalados en el 90% de sus ubicaciones de venta a nivel global.
Esquema de contratación	Compra directa — consistente con la política corporativa de IKEA de propiedad directa de sus activos de generación solar en la mayoría de sus mercados.
Rango de inversión	No divulgada para esta tienda específica.
Periodo de retorno observado	No divulgado en términos de payback; resultado operativo reportado: reducción de 84% en la energía comprada a la red y de 57% en el costo de energía de la tienda, en el periodo de septiembre a diciembre de 2020.

Aprendizajes clave del proceso de desarrollo

- La combinación de techo y *carport* en un mismo sitio *retail* maximiza la superficie disponible y, en consecuencia, el porcentaje de sustitución de compra de red — relevante para el perfil "PyME comercial" de la matriz de adecuación por tipo de empresa de este Manual.
- La brecha entre la reducción de energía comprada (84%) y la reducción de costo (57%) evidencia que el ahorro económico no escala uno a uno con el ahorro energético: la estructura tarifaria (cargos fijos, de demanda y de energía) determina cuánto de la generación autoconsumida se traduce en ahorro de factura, un punto de atención para cualquier evaluación financiera de este Manual.
- Una política corporativa global de propiedad directa (compra directa) —en lugar de PPA o arrendamiento de forma sistemática— es viable para una empresa con acceso a capital propio y vocación de permanencia de largo plazo en sus sitios, consistente con los criterios de selección de compra directa desarrollados.

Fuente: 8M Solar, "Solar-Powered Retail (2026)" (8msolar.com), caso IKEA Baltimore.

Lectura para el mercado mexicano

La combinación de techo y estructuras de estacionamiento en un mismo sitio maximiza la superficie disponible y, con ella, el porcentaje de sustitución de compra a la red. Es la aplicación práctica del criterio de requerimiento de área que el Capítulo 2 de este Manual.

La brecha entre la reducción de energía comprada y la reducción de costo es el dato más útil del caso para un usuario mexicano: la estructura tarifaria —cargos fijos, de distribución, de capacidad y de energía— determina cuánto del ahorro energético se traduce en ahorro económico. En las tarifas de media tensión, la componente de energía es solo una parte de la factura, de modo que la tarifa evitada relevante para el modelo financiero no es el precio medio de la factura completa.

La política corporativa de propiedad directa es viable para una empresa con acceso a capital propio y permanencia larga en sus sitios; corresponde al criterio de selección de compra directa desarrollado.

CASO INTERNACIONAL · FICHA 7 Walmart — Portafolio solar multi-sitio Múltiples estados, Estados Unidos (ejemplo destacado: California)	
Perfil de empresa / instalación	Cadena minorista multinacional con un portafolio activo de generación solar distribuida en tiendas y centros de distribución — el perfil "corporativo multi-sitio" de la matriz de adecuación de este Manual, replicable por cualquier empresa con múltiples ubicaciones y un compromiso corporativo de energía limpia.
Tecnología y capacidad	Solar fotovoltaica distribuida (techo y carport) en tiendas y centros de distribución — 142 MW de capacidad solar en sitio instalada (portafolio); ejemplo destacado de 6.5 MW en techos y carports de tiendas de California (2021); meta de expansión a 100 tiendas y centros de distribución adicionales.
Esquema de contratación	Mixto: compra directa en los mercados donde resulta más eficiente, y PPA/arrendamiento de terceros donde la regulación estatal o la estrategia financiera lo favorece — un ejemplo de portafolio que combina más de un esquema de los cuatro desarrollados en este Manual según el sitio.
Rango de inversión	No divulgada de forma agregada ni desglosada por sitio.
Periodo de retorno observado	No divulgado públicamente a nivel de portafolio.

Aprendizajes clave del proceso de desarrollo

- Una empresa con múltiples sitios no está obligada a elegir un único esquema de contratación para todo su portafolio: la combinación de compra directa y PPA/arrendamiento según las condiciones de cada mercado (regulación local, tarifa evitada, disponibilidad de desarrolladores) puede optimizar el resultado agregado mejor que una política única.
- La escala del portafolio (142 MW) demuestra que la generación distribuida en sitio, sumada a través de muchas instalaciones de tamaño mediano-pequeño, puede alcanzar una magnitud comparable a un solo proyecto de gran escala — relevante para

corporativos mexicanos multi-sitio que evalúan agregación de demanda bajo el esquema de Grupo de Autoconsumo.

- La expansión declarada a 100 sitios adicionales sugiere que, una vez validado el modelo en un primer conjunto de tiendas, la estandarización del proceso de desarrollo (diseño replicable, EPCistas preferentes, plantillas contractuales) acelera significativamente el despliegue posterior — un patrón aplicable a cualquier estrategia de *rollout* multi-sitio en México.

Fuentes: EE Power, "Walmart Powers Up With Over 1GW of Solar"; pv magazine, "Walmart adds 6.5 MW of rooftop and canopy parking solar to California stores" (2021).

Lectura para el mercado mexicano

El portafolio multi-sitio muestra que una empresa no está obligada a elegir un único esquema para todas sus instalaciones. Bajo el marco mexicano, esa flexibilidad convive con una restricción: cada central de 0.7 MW o más requiere su propio permiso y registro de autoconsumo, de modo que la estandarización del proceso regulatorio es tan importante como la del diseño técnico.

La agregación de demanda de varios sitios bajo un mismo Grupo de Autoconsumo solo es posible cuando existe una Red Particular que los vincule. Sitios geográficamente dispersos y conectados únicamente a la red pública no constituyen un Grupo de Autoconsumo: cada uno debe resolverse por separado.

El patrón de *rollout* —validar el modelo en un primer conjunto de instalaciones y después estandarizar diseño, constructores y plantillas contractuales— es directamente aplicable a corporativos mexicanos multi-sitio y reduce de forma significativa el costo de transacción por proyecto.

CASO INTERNACIONAL · FICHA 8 Saint John Energy — Subestación Millidgeville Saint John, Nuevo Brunswick, Canadá	
Perfil de empresa / instalación	Empresa municipal de distribución eléctrica (utility), un perfil distinto a los ocho casos restantes: el activo de almacenamiento no complementa una central de generación propia, sino que gestiona directamente la curva de demanda de una red de distribución municipal.
Tecnología y capacidad	Almacenamiento en baterías (SAEE) — Tesla Megapack — 1.25 MW / 2.5 MWh (SAEE de 2 horas)
Esquema de contratación	Compra directa por la utility municipal.
Rango de inversión	No divulgada para el año de instalación (2019). Estimado, con base en referencias de mercado recientes para SAEE de tamaño similar (USD 290–350/kWh instalado, 2024–2025): entre USD 0.7 y 0.9 millones — cifra orientativa, no el costo real pagado en 2019, cuando el costo por kWh de las baterías era sustancialmente mayor.
Periodo de retorno observado	Ahorro operativo reportado de CAD 200,000 por año desde su entrada en operación en abril de 2020; con el estimado de inversión anterior, ello implicaría un payback simple del orden de 4 a 5 años, coherente con el rango de 5–7 años reportado de forma general para SAEE de peak shaving comercial e industrial.

Aprendizajes clave del proceso de desarrollo

- El caso confirma, con una cifra operativa real, el orden de magnitud del ahorro por *peak shaving* con SAEE que este Manual reporta de forma cualitativa en la matriz de condicionantes de sitio (Capítulo 6, Tabla 6.5): un ahorro anual medible y suficiente para justificar un *payback* de pocos años en instalaciones con picos de demanda recurrentes.
- A diferencia de los ocho casos restantes, este proyecto no genera energía: gestiona cuándo se consume la energía ya comprada a la red. Es el ejemplo más claro del rol del SAEE como complemento —nunca sustituto— de la generación, tal como se advierte en la tabla maestra de comparación tecnológica de este Manual.
- El fuerte descenso en el costo por kWh de los sistemas SAEE entre la fecha de instalación de este proyecto (2019) y las referencias de mercado más recientes (2024–2025) implica que el caso de negocio del almacenamiento mejora año con año independientemente de cambios regulatorios — un factor a favor de evaluar SAEE de forma recurrente, no solo una vez.

Fuentes: Lumen (lumenaus.com.au), ficha técnica Tesla Megapack; TESMAG, "Energy Storage Deployments Reach 9.6 GWh in Q2 2025" (referencia de costo por kWh).

Lectura para el mercado mexicano

Este proyecto no genera energía: gestiona cuándo se consume la que ya se compró. En el vocabulario de la LSE corresponde a un SAEE, definido en el artículo 3, fracción L (Cámara de Diputados, 2025a), como la instalación que extrae energía de una red o de una fuente y la almacena para su uso o inyección posterior.

Su relevancia para un proyecto mexicano de autoconsumo es doble. Por una parte, reduce cargos asociados a los picos de demanda, que en las tarifas de media tensión representan una porción sustancial de la factura. Por otra, y de forma más determinante, constituye el mecanismo de respaldo propio que el artículo 32, fracción III, de la LSE (Cámara de Diputados, 2025a) exige a toda central de autoconsumo interconectado intermitente que inyecte energía al SEN, según precisa el artículo 59 del RLSE (Presidencia de la República, 2025).

En consecuencia, en México el almacenamiento no siempre es una decisión de optimización: en esa configuración es una condición de viabilidad regulatoria, y su costo pertenece al caso base del proyecto.

CASO INTERNACIONAL · FICHA 9

Contratos de Desempeño Energético federales — Honeywell y Siemens Estados Unidos (ejemplo destacado: FDA White Oak Campus, Maryland; múltiples agencias federales)

Perfil de empresa / instalación	Agencias del gobierno federal de Estados Unidos (ejemplo: la Administración de Alimentos y Medicamentos, FDA) que carecen de capacidad técnica interna para ejecutar proyectos integrales de eficiencia y generación, y recurren a Empresas de Servicios Energéticos bajo el vehículo contractual ESPC (Energy Savings Performance Contract) del Departamento de Energía.
Tecnología y capacidad	Multi-tecnología: medidas de eficiencia energética combinadas con generación en sitio, según el diagnóstico de cada campus. — Variable por contrato; ejemplo destacado FDA White Oak Campus: inversión total de USD 14.9 millones con Honeywell (2009).
Esquema de contratación	ESCO — Contrato de Desempeño Energético (Energy Performance Contract) con ahorro garantizado.
Rango de inversión	USD 14.9 millones (inversión FDA White Oak, Honeywell, 2009); a nivel de programa, Siemens reporta más de 30 ESPC ejecutados y más de USD 1,000 millones en ahorros garantizados acumulados.
Periodo de retorno observado	Ahorro garantizado promedio de USD 1.5 millones por año durante un periodo de desempeño de 19 años en el caso FDA White Oak — un payback simple implícito de aproximadamente 10 años sobre la inversión de USD 14.9 millones, con el resto del contrato operando como periodo de garantía y reparto de ahorros adicionales.

Aprendizajes clave del proceso de desarrollo

- El plazo del contrato (19 años) es sustancialmente mayor al *payback* implícito (≈10 años): el excedente del plazo funciona como periodo de garantía extendida del ahorro comprometido, no como tiempo adicional de recuperación — una distinción clave al comparar el "plazo típico" de un ESCO con su periodo de retorno real.
- El modelo ESPC exige, por diseño regulatorio (no solo por buena práctica), que los ahorros anuales superen el costo anual pagado a la ESCO durante todo el periodo del contrato — el mecanismo de "ahorro garantizado" descrito en el Capítulo 4 (Esquemas de adquisición y financiamiento) no es una característica opcional del esquema ESCO en este mercado, sino un requisito contractual verificado por un tercero.
- La escala agregada de los programas ESPC de un solo proveedor (>USD 1,000 millones en ahorros garantizados de Siemens) demuestra que el esquema ESCO es viable no solo para proyectos aislados sino como estrategia sistemática de un cliente con múltiples sitios —el mismo tipo de agregación de portafolio observado en el caso Walmart— cuando la organización carece de capacidad técnica interna para ejecutar cada proyecto por separado.

Fuentes: VACO, "Overview of ESPC and DR" (presentación, referencia caso FDA White Oak Campus); Siemens Government Technologies, "How U.S. Federal agencies can leverage Energy Savings Performance Contracts" (siemensgovt.com).

Lectura para el mercado mexicano

El contrato de desempeño energético con ahorro garantizado es el antecedente directo del esquema de empresa de servicios energéticos analizado. Su característica distintiva no es el financiamiento sino la garantía: el ahorro anual debe superar el costo anual pagado a la proveedora durante todo el periodo del contrato, y esa condición se verifica con un protocolo de medición acordado.

La distinción entre el plazo del contrato y el periodo de recuperación es el aprendizaje más transferible: un plazo de diecinueve años frente a un retorno implícito cercano a diez no significa que la recuperación tarde diecinueve años, sino que el excedente funciona como garantía extendida del resultado.

En México, este esquema resulta especialmente pertinente para organizaciones sin capacidad técnica interna para ejecutar y operar el proyecto, y para portafolios con múltiples sitios donde la estandarización del proceso justifica la retribución de un tercero integral.

7.5 Aprendizajes transversales

Cinco patrones se repiten a través de los nueve casos, con independencia de la tecnología, la escala o el país, y deben incorporarse a la lectura de cualquier caso adicional que se agregue a este repositorio en el futuro.

El PPA elimina el concepto de payback para el cliente, pero no el análisis financiero

El caso John Muir Health (ficha 5) ilustra que, bajo un PPA, la pregunta relevante no es "¿cuándo recupero mi inversión?" —no hay inversión que recuperar— sino "¿el precio pactado es y seguirá siendo inferior a mi tarifa evitada?". Es el mismo punto que desarrolla el Manual en su Capítulo 3, aquí confirmado con un caso operativo.

Las tecnologías condicionadas al sitio (biomasa, hidráulica, SAEE) dependen de un insumo o necesidad específica, no de una decisión de portafolio general

Los casos de bagazo de caña (ficha 3) y de SAEE para *peak shaving* (ficha 8) solo tienen sentido económico donde existe el residuo propio o el perfil de demanda que los justifica — a diferencia del solar fotovoltaico, presente en siete de los nueve casos, que es la tecnología por defecto cuando no existe una condicionante de sitio específica que favorezca otra opción.

La agregación de demanda —Grupo de Autoconsumo o portafolio multi-sitio— acelera el acceso a mejores condiciones

El portafolio solar de Walmart (ficha 7) muestra que agregar demanda de múltiples sitios o usuarias permite acceder a proyectos de mayor escala, con mejor CAPEX unitario y más opciones de esquema de contratación, que replicar decisiones aisladas sitio por sitio.

La transparencia de las cifras varía sistemáticamente por tipo de actor

Los desarrolladores orientados a *marketing* (IKEA) publican resultados operativos (% de ahorro) con mayor frecuencia que cifras de inversión; los proyectos de gran escala financiados con deuda sindicada (A3T) publican montos de financiamiento, pero no siempre el costo total del proyecto; los programas gubernamentales (ESPC) son los más transparentes en cifras contractuales por estar sujetos a escrutinio público. Un equipo de decisión que busque referencias de mercado debe anticipar esta asimetría y no asumir que la ausencia de una cifra pública implica que el proyecto no fue exitoso.

El dimensionamiento es una decisión regulatoria, no solo de ingeniería

Tres de los nueve casos se ubican deliberadamente en un umbral: por debajo de 0.7 MW para evitar el permiso de generación, o en 20 MW para conservar la exención de la MISSE y el acceso a la VUA. En el marco mexicano vigente, la capacidad instalada determina simultáneamente la figura aplicable, la vía de tramitación, la exigibilidad de la MISSE y el plazo estimado de desarrollo (SENER, 2026; CNE, 2025c).

A ello se suma un efecto de sentido contrario: la infrautilización sostenida de la capacidad instalada es uno de los supuestos en los que se considera que desaparece el objeto del permiso. Sobredimensionar no solo reduce el valor unitario de la energía —los excedentes valen una fracción de la tarifa evitada— sino que compromete la vigencia del propio permiso.

El plazo de desarrollo es una variable económica de primer orden

Ninguna de las nueve fichas reporta el costo del tiempo, y sin embargo es determinante. En un proyecto industrial de 5 MW, cada mes de desarrollo adicional equivale a aproximadamente 76 mil dólares de ahorro no percibido, conforme al ejemplo aplicado del Capítulo 3. La diferencia estimada entre la Vía Ordinaria y la VUA en el autoconsumo interconectado —una reducción de 40% a 50% del plazo total— es, en esos términos, una partida económica comparable a una negociación de precio con el constructor.

Qué preguntar a un desarrollador con estos casos en la mano

- Qué porcentaje de la generación estimada coincide horariamente con nuestra curva de carga, y cómo se valoró el resto.
- Qué figura y qué vía de tramitación aplican al dimensionamiento propuesto, y qué plazo total se compromete.
- Quién será la persona titular del permiso y quién mantendrá actualizado el registro de autoconsumo.
- Si la central es intermitente e inyectará excedentes, cómo se cumple la obligación de respaldo propio y cuál es su costo.
- Qué garantía de producción se ofrece, cómo se mide y cuál es la consecuencia económica de no alcanzarla.
- Qué ocurre con el activo y con el permiso si el desarrollador incumple o entra en insolvencia.

Consideraciones

Este capítulo identifica cinco patrones transversales que se repiten a través de los nueve casos analizados, con independencia de la tecnología, la escala o el país, y que deben incorporarse a la lectura de cualquier caso adicional que se agregue a este repositorio en el futuro.

En paralelo, el primer patrón muestra que el PPA elimina el concepto de *payback* para el cliente, pero no el análisis financiero: el caso John Muir Health (ficha 5) ilustra que, bajo un PPA, la pregunta relevante no es "¿cuándo recupero mi inversión?" —no hay inversión que recuperar— sino "¿el precio pactado es y seguirá siendo inferior a mi tarifa evitada?", mismo punto que desarrolla el Manual en su Capítulo 3, aquí confirmado con un caso operativo.

El segundo patrón advierte que las tecnologías condicionadas al sitio (biomasa, hidráulica, SAEE) dependen de un insumo o necesidad específica, no de una decisión de portafolio general. Los casos de bagazo de caña (ficha 3) y de SAEE para *peak shaving* (ficha 8) solo tienen sentido económico donde existe el residuo propio o el perfil de demanda que lo justifica.

Finalmente, el tercer patrón destaca que la agregación de demanda —ya sea mediante un Grupo de Autoconsumo o un portafolio multi-sitio— acelera el acceso a mejores condiciones. Tanto el caso eólico de autoabastecimiento (ficha 2) como el portafolio solar de Walmart (ficha 7) muestran que agregar demanda de múltiples sitios o usuarias permite acceder a proyectos de mayor escala, con mejor CAPEX unitario y más opciones de esquema de contratación, en comparación con replicar decisiones aisladas sitio por sitio.

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.

Glosario

Este glosario reúne los términos operativos que la Ley del Sector Eléctrico, su Reglamento, las Disposiciones Administrativas de Carácter General para regular la figura de autoconsumo (CNE, DOF 12-12-2025) y los Lineamientos de la Ventanilla Única de Autoconsumo (DOF 08-05-2026) emplean con un significado preciso (Cámara de Diputados, 2025a; Presidencia de la República, 2025; CNE, 2025c; SENER, 2026). Su lectura es previa a cualquier evaluación técnica o financiera: buena parte de las discrepancias entre un modelo económico y el desempeño real de un proyecto proviene de asumir una definición coloquial donde la norma fija una definición operativa.

Las definiciones regulatorias siguen la formulación de las normas citadas; para el desarrollo completo de cada figura y el detalle procedimental de la Ventanilla Única, véase el Capítulo 1. Se incluyen, además, algunos términos técnicos, financieros y ambientales de uso frecuente en los capítulos 2 a 7.

Término	Definición
Atributos ambientales	Derecho exclusivo a contabilizar y declarar los beneficios ambientales de la electricidad renovable generada (por ejemplo, para RE100 o para reducir emisiones de alcance 2). Si se venden o transfieren, la empresa ya no puede declarar esa electricidad como renovable.
Autoconsumo	Producción de una central eléctrica con capacidad igual o mayor a 0.7 MW destinada a satisfacer las Necesidades Propias en sitio de una o varias personas usuarias, a través de una Red Particular (art. 30 de la LSE). Es una de las tres figuras de generación reconocidas en el art. 17 de la LSE, junto con la Generación Distribuida y la Generación para el Mercado Eléctrico Mayorista.
Autoconsumo Aislado	Configuración en la que la central eléctrica no se interconecta a la Red Nacional de Transmisión ni a las Redes Generales de Distribución, y la totalidad de su producción se destina al consumo propio dentro de una Red Particular (art. 31, fraccs. I y II, de la LSE).
Autoconsumo Interconectado	Configuración en la que la central eléctrica se sincroniza con el Sistema Eléctrico Nacional en un único punto de interconexión, con posibilidad de entregar excedentes y adquirir Faltantes (arts. 32 y 33 de la LSE).
Capacidad Neta en el Punto de Interconexión	Capacidad máxima que la persona solicitante planea inyectar como excedentes a la RNT o a las RGD. Debe establecerse en la solicitud y determina los escenarios que serán analizados en los estudios para autoconsumo del CENACE.
Central eléctrica	Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, tienen como propósito producir energía eléctrica.
Centro de carga	Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten que una persona usuaria reciba y consuma energía eléctrica.

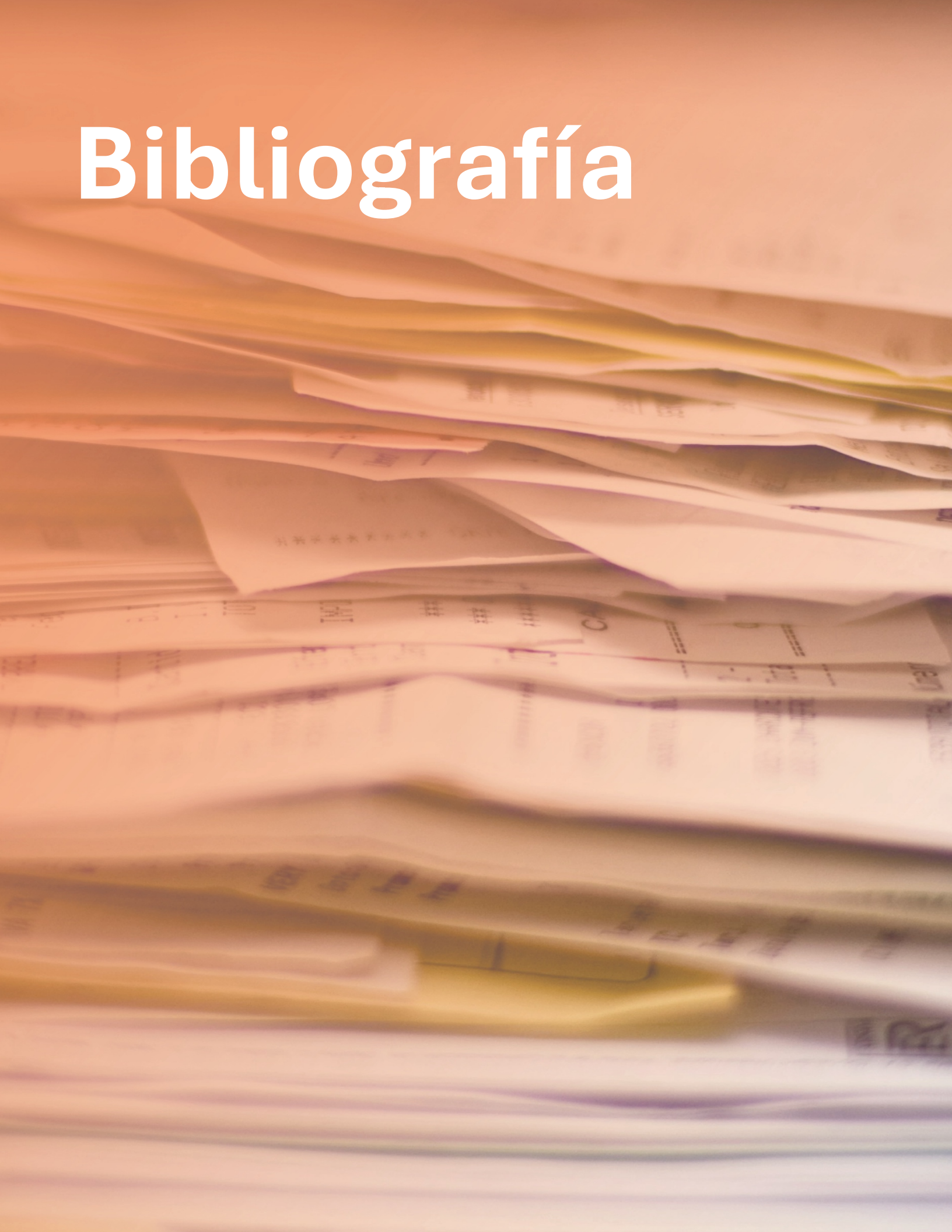
Contrato de Compraventa de Energía (PPA)	Contrato de largo plazo en el que un desarrollador financia, construye y opera la central, y vende la energía a la persona usuaria a un precio pactado, sin que esta realice inversión inicial.
Contrato de Interconexión y Conexión	Instrumento que suscribe la CFE, por instrucción del CENACE, una vez otorgado el permiso correspondiente. Bajo la VUA debe firmarse dentro de los diez días hábiles siguientes a la instrucción.
Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	Costo promedio de cada MWh producido durante la vida útil del proyecto, considerando inversión, operación y costo de capital. Se compara con la tarifa evitada para evaluar la conveniencia del proyecto.
Empresa de Servicios Energéticos (ESCO)	Empresa que financia, instala y, en su caso, opera un proyecto energético, y recupera su inversión con los ahorros que genera, bajo configuraciones de ahorros compartidos o garantizados.
Empresa Pública del Estado	Empresa de propiedad estatal que, en materia de autoconsumo, actúa como contraparte única para la adquisición de excedentes, conforme al art. 32, fracc. II, de la LSE y las disposiciones aplicables.
Energías Limpias	Fuentes y procesos de generación cuyas emisiones o residuos no rebasan los umbrales establecidos en las disposiciones aplicables. Comprenden, entre otras, el viento, la radiación solar, la energía oceánica, la geotermia, los biocombustibles, el biogás, la energía hidroeléctrica y la cogeneración eficiente (art. 3, fracc. XXI, de la LSE).
Estudios para Autoconsumo	Estudios elaborados por el CENACE para determinar la viabilidad técnica del punto de interconexión propuesto. Bajo la VUA, los estudios para autoconsumo se notifican dentro de treinta días hábiles y el estudio rápido dentro de diez días hábiles.
Excedentes de Autoconsumo	Energía eléctrica remanente que se inyecta a la RNT o a las RGD después de cubrir las Necesidades Propias y los Usos Auxiliares de la central eléctrica. Solo puede venderse a la Empresa Pública del Estado (art. 32, fracc. II, de la LSE).
Factor de planta	Relación entre la energía que genera una central en un periodo y la que generaría si operara a su capacidad máxima durante todo ese periodo. Depende de la tecnología y del recurso disponible en el sitio.
Faltantes de Autoconsumo	Energía eléctrica adquirida de la red pública cuando la generación propia resulta insuficiente para cubrir las Necesidades Propias del Grupo de Autoconsumo.
Generación Distribuida	Figura de generación realizada por una central eléctrica con capacidad menor a 0.7 MW, interconectada a un circuito de distribución con alta concentración de centros de carga. No requiere permiso de generación y se sujeta a un procedimiento simplificado de interconexión.
Grupo de Autoconsumo	Conjunto de personas usuarias que comparten la generación de una misma central eléctrica mediante una Red Particular y que son corresponsables, junto con la persona permisionaria, del cumplimiento de las obligaciones asociadas al permiso.

Manifestación de Impacto Social del Sector Energético (MISSE)	Instrumento mediante el cual se identifican, caracterizan, predicen y valoran las consecuencias sociales que podrían derivarse de un proyecto del sector energético. Es evaluado por la Secretaría de Energía. Las centrales eléctricas de autoconsumo aisladas con capacidad de hasta 20 MW se encuentran exceptuadas de su presentación, conforme al art. 54 del RLSE.
Necesidades Propias	Demanda de energía eléctrica requerida por los Centros de Consumo asociados a las personas usuarias y, en su caso, por la persona titular del permiso de autoconsumo.
Pequeño Sistema Eléctrico en régimen de micro-red	Sistema con fronteras eléctricas claramente definidas que se comporta como una sola entidad y está sujeto a permiso de autoconsumo Aislado. La energía puede comercializarse a terceros cuando el Grupo de Autoconsumo se constituya como una sola entidad legal (art. 171 del RLSE y numeral 3.5 de las Disposiciones de Autoconsumo).
PML del NodoP — Precio Marginal Local del Nodo de Precio	Precio de la energía eléctrica determinado para un NodoP específico del Sistema Eléctrico Nacional y para una hora determinada. Incorpora los componentes marginales de energía, congestión y pérdidas y puede corresponder al Mercado del Día en Adelanto o al Mercado de Tiempo Real.
PML Horario — Precio Marginal Local Horario	Precio Marginal Local aplicable en una hora determinada al punto o nodo eléctrico correspondiente. En las disposiciones sobre SAEE se utiliza como referencia para valorar la energía cargada o descargada por el sistema durante cada intervalo horario. El CENACE calcula los PML para cada hora y para cada NodoP.https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreEnerServConMTR.aspx?utm_source=chatgpt.com
Red Particular	Red eléctrica destinada al uso exclusivo del Grupo de Autoconsumo. No está conectada a la red pública o, si lo está, cuenta con un único punto de interconexión.
Registro de Activos Físicos	Alta de la central eléctrica y del centro de carga del Grupo de Autoconsumo ante el CENACE, previa validación del Sistema de Medición por la CFE. Bajo la VUA tiene un plazo comprometido de veinte días hábiles.
Registro de autoconsumo	Padrón a cargo de la CNE que concentra la información actualizada de las instalaciones y personas usuarias de cada proyecto. Constituye una obligación permanente durante toda la vigencia del permiso (Capítulo VII de las Disposiciones de Autoconsumo, DOF 12-12-2025).
Representante de Mercado	Participante del Mercado Eléctrico Mayorista que representa a la central eléctrica o al Grupo de Autoconsumo ante el CENACE para las transacciones de excedentes y Faltantes.
Respaldo propio	Obligación de las centrales de autoconsumo interconectado con generación intermitente que inyecten energía al SEN, consistente en contar con capacidad de almacenamiento mediante un SAEE o con una cobertura equivalente, cuya función es atender los requerimientos de manejo de rampas, intermitencia y variabilidad (art. 32, fracc. III, de la LSE y art. 59 del RLSE).

Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAEE)	Instalación o conjunto de equipos capaz de recibir energía eléctrica de una Red Eléctrica o de otra fuente, almacenarla mediante su transformación en otra forma de energía y convertirla nuevamente en energía eléctrica para entregarla posteriormente. El almacenamiento no constituye por sí mismo una fuente de generación, aunque puede asociarse con centrales eléctricas, centros de carga o instalarse de manera independiente (art. 3, fracc. L, de la LSE y Disposiciones administrativas aplicables a los SAEE).
Tarifa evitada	Precio de la energía que la persona usuaria deja de pagar a su suministrador por cada MWh autoconsumido. Es la base para calcular el ahorro del proyecto.
UCPM — Usuario Calificado Participante del Mercado	Usuario Final inscrito en el registro de Usuarios Calificados que representa directamente a sus propios centros de carga en el Mercado Eléctrico Mayorista mediante un contrato de Participante del Mercado, sin contratar el suministro de energía mediante un Suministrador de Servicios Calificados.
USB — Usuario de Suministro Básico	Usuario Final que adquiere energía eléctrica mediante el Suministro Básico proporcionado por un Suministrador de Servicios Básicos, con tarifas reguladas y bajo condiciones generales aprobadas por la autoridad competente.
USC — Usuario de Suministro Calificado	Usuario Final inscrito en el registro de Usuarios Calificados que recibe el Suministro Calificado de un Suministrador de Servicios Calificados. Se distingue del UCPM porque no participa directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista, sino que es representado por su suministrador.
Usos Auxiliares	Sistemas y equipos esenciales para que la central eléctrica opere de forma estable, segura, eficiente y autónoma, incluidos los sistemas de control, protecciones, comunicaciones y enfriamiento, entre otros.
Ventanilla Única de Autoconsumo (VUA)	Procedimiento unificado de atención prioritaria, expedita y simultánea de los trámites relacionados con proyectos de autoconsumo de entre 0.7 y 20 MW (Lineamientos de la VUA, DOF 08-05-2026).
Vía Ordinaria	Ruta de trámite para proyectos de autoconsumo mayores a 20 MW, que no pueden usar la VUA. Cada trámite se gestiona por separado ante la autoridad correspondiente, sin plazos coordinados.

Fuente: Cámara de Diputados, 2025a; Presidencia de la República, 2025; CNE, 2025c; SENER, 2026.

Bibliografía



Bibliografía

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 (Consultado: noviembre de 2025).

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 (1992) *Ley de Aguas Nacionales*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 1 de diciembre. Última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de diciembre de 2025. Disponible en: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lan.htm

Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2013) *Ley del Impuesto sobre la Renta*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 11 de diciembre. Disponible en: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lisr.htm

Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2022) *Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 7 de junio. Disponible en: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/ligie.htm

Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2025a) *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

Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión (2025b) *Ley de Planeación y Transición Energética*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 18 de marzo. Disponible en: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lpte.htm

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).

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 Federal de Electricidad [CFE] (2026) *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico (COPAR)*. Ciudad de México: CFE.

Comisión Nacional de Energía [CNE] (2025a) *Acuerdo de la Comisión Nacional de Energía que establece los requisitos para obtener el permiso de generación para autoconsumo interconectado en centrales eléctricas de entre 0.7 y 20 MW (Acuerdo CT/3.SO/14-2025)*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 6 de agosto. Disponible en: https://sidof.segob.gob.mx/notas/5764827

Comisión Nacional de Energía [CNE] (2025b) *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 [CNE] (2025c) *Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General para regular la figura de Autoconsumo de Energía Eléctrica (Acuerdo CT/11.SO/43-2025)*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 12 de diciembre. Disponible en: https://sidof.segob.gob.mx/notas/5776013

Comisión Nacional de Energía [CNE] (2026) *Acuerdo de la Comisión Nacional de Energía que emite las Disposiciones Administrativas de Carácter General para la integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 16 de abril. Disponible en: https://sidof.segob.gob.mx/notas/5785045

Comisión Nacional Forestal [CONAFOR] (2023) *Acuerdo mediante el cual se expiden los costos de referencia para la compensación ambiental por cambio de uso del suelo en terrenos forestales y la metodología para su estimación*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 8 de marzo. Disponible en: https://sidof.segob.gob.mx/notas/5682057

Comisión Nacional Forestal [CONAFOR] (2026) *Acuerdo por el que se determinan los costos de referencia para la compensación ambiental por cambio de uso del suelo en terrenos forestales*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 22 de junio. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5791262&fecha=22/06/2026

Comisión Reguladora de Energía [CRE] (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

Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (2026) *Normas de Información Financiera: NIF C-6 Propiedades, planta y equipo; NIF C-19 Instrumentos financieros por pagar; NIF D-1 Ingresos por contratos con clientes; NIF D-5 Arrendamientos*. Ciudad de México: Instituto Mexicano de Contadores Públicos.

Damodaran, A. (2026) *Country default spreads and risk premiums* [base de datos], actualizado el 5 de enero. Nueva York: NYU Stern School of Business. Disponible en: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Davis, N. N. et al. (2023) 'The Global Wind Atlas: A high-resolution dataset of climatologies and associated web-based application', *Bulletin of the American Meteorological Society*, 104(8), pp. E1507–E1525. Disponible en: https://doi.org/10.1175/BAMS-D-21-0075.1

Denholm, P., Hand, M., Jackson, M. y Ong, S. (2009) *Land-use requirements of modern wind power plants in the United States* (NREL/TP-6A2-45834). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Disponible en: https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45834.pdf

Efficiency Valuation Organization (2022) *International Performance Measurement*

and Verification Protocol (IPMVP): Core concepts. Washington, D. C.: EVO.

Elliott, D. et al. (2003) *Wind energy resource atlas of Oaxaca* (NREL/TP-500-34519). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Disponible en: https://research-hub.nlr.gov/en/publications/wind-energy-resource-atlas-of-oaxaca/

Energy Sector Management Assistance Program [ESMAP] (2020) *Global photovoltaic power potential by country*. Washington, D. C.: Banco Mundial. Disponible en: https://documents1.worldbank.org/curated/en/466331592817725242/pdf/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country.pdf

Global Reporting Initiative [GRI] (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 [GRI] (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 [GRI] (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 [GRI] (2025b) *GRI 103: Energy 2025*. Ámsterdam: GRI. Disponible en: https://www.globalreporting.org/how-to-use-the-gri-standards/gri-standards-english-language/

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

Hamada, R. S. (1972) 'The effect of the firm's capital structure on the systematic risk of common stocks', *The Journal of Finance*, 27(2), pp. 435–452. Disponible en: https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1972.tb00971.x

Hersbach, H. et al. (2020) 'The ERA5 global reanalysis', Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, 146(730), pp. 1999–2049. Disponible en: https://doi.org/10.1002/qj.3803

ICM (2026) *Modelo LCOE/WACC* [modelo financiero propio], agosto.

IFRS Foundation (2023) *Comparison: IFRS S2 Climate-related Disclosures with the TCFD Recommendations*. Londres: IFRS Foundation. Disponible en: https://cdn.ifrs.org/content/dam/ifrs/supporting-implementation/ifrs-s2/ifrs-s2-comparison-tcfd-july2023.pdf

International Accounting Standards Board [IASB] (2003) *IAS 16 Property, Plant and Equipment*. Londres: IFRS Foundation. Disponible en: https://www.ifrs.org/issued-standards/list-of-standards/ias-16-property-plant-and-equipment/

International Accounting Standards Board [IASB] (2014a) *IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers*. Londres: IFRS Foundation. Disponible en: https://www.ifrs.org/issued-standards/list-of-standards/ifrs-15-revenue-from-contracts-with-customers/

International Accounting Standards Board [IASB] (2014b) *IFRS 9 Financial Instruments*. Londres: IFRS Foundation. Disponible en: https://www.ifrs.org/issued-standards/list-of-standards/ifrs-9-financial-instruments/

International Accounting Standards Board [IASB] (2016) *IFRS 16 Leases*. Londres: IFRS Foundation. Disponible en: https://www.ifrs.org/issued-standards/list-of-standards/ifrs-16-leases/

International Electrotechnical Commission [IEC] (2022) *IEC 61400-12-1:2022 Wind energy generation systems – Part 12-1: Power*

performance measurements of electricity producing wind turbines. Ginebra: IEC.

International Energy Agency (2026) *Electrification Special Report*. París: IEA. Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/1c696cc3-e251-46a9-8d4d-9edb2a4e806a/Electrification.pdf

International Energy Agency y Nuclear Energy Agency [IEA y NEA] (2020) *Projected costs of generating electricity 2020*. París: IEA. Disponible en: https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020

International Renewable Energy Agency [IRENA] (2012) *Renewable energy technologies: Cost analysis series. Volume 1: Power sector, Issue 1/5. Biomass for power generation*. Abu Dabi: IRENA. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-BIOMASS.pdf

International Renewable Energy Agency [IRENA] (2025) *Renewable power generation costs in 2024*. Abu Dabi: IRENA. Disponible en: https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

International Sustainability Standards Board [ISSB] (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/

Jaramillo, O. A. y Borja, M. A. (2004) 'Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: A bimodal probability distribution case', *Renewable Energy*, 29(10), pp. 1613–1630. Disponible en: https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.02.001

Jordan, D. C. y Kurtz, S. R. (2013) 'Photovoltaic degradation rates—an analytical review', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), pp. 12–29. Disponible en: https://doi.org/10.1002/pip.1182

Juárez-Luna, D. y Urdiales, E. (2024) 'Condiciones que impulsarán la capacidad fotovoltaica instalada en México: un análisis cualitativo comparativo', *Gestión y Política Pública*, 33(1), pp. 1–33. Disponible en: https://www.redalyc.org/journal/133/1337855200 1/13378552001.pdf

Justus, C. G., Hargraves, W. R., Mikhail, A. y Graber, D. (1978) 'Methods for estimating wind speed frequency distributions', *Journal of Applied Meteorology*, 17(3), pp. 350–353. Disponible en: https://doi.org/10.1175/1520-0450(1978)017<0350:MFEWSF>2.0.CO;2

National Fire Protection Association [NFPA] (2023) *NFPA 855: Standard for the installation of stationary energy storage systems*. Quincy, MA: NFPA.

Open-Meteo (2026) Historical Weather API (datos de reanálisis ERA5) [base de datos]. Disponible en: https://open-meteo.com/en/docs/historical-weather-api (Consultado: 18 de octubre de 2026).

Porté-Agel, F., Bastankhah, M. y Shamsoddin, S. (2020) 'Wind-turbine and wind-farm flows: A review', *Boundary-Layer Meteorology*, 174(1), pp. 1–59. Disponible en: https://doi.org/10.1007/s10546-019-00473-0

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_EVALUACI_N_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.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LSE.pdf

Science Based Targets initiative [SBTi] (2026) *Corporate Net-Zero Standard*. Version 2.0. Londres: SBTi. Disponible en: https://sciencebasedtargets.org/corporate-net-zero-standard-v2

Secretaría de Economía (2002) *Decreto por el que se establecen diversos Programas de Promoción Sectorial*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación, 2 de agosto.

Secretaría de Energía [SENER] (2018a) *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 [SENER] (2018b) *Atlas Nacional de Biomasa (ANBIO)* [herramienta de consulta geográfica]. Ciudad de México: SENER. Disponible en: https://dgel.energia.gob.mx/ANBIO

Secretaría de Energía [SENER] (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 de Medio Ambiente y Recursos Naturales [SEMARNAT] (2025) *Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional 2024 [aviso]*. Ciudad de México: SEMARNAT. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/981194/aviso_fesen_2024.pdf

Sperring, E., Gaskin, S. y Jordaan, S. M. (2025) 'Quantifying land-energy interactions of hydropower in the Western United States', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 224, 116096. Disponible en: https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.116096

Task Force on Climate-related Financial Disclosures [TCFD] (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 [WRI y WBCSD] (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 [WRI y WBCSD] (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