



ampip

Suministro eléctrico para parques industriales

Opciones de suministro, esquemas de cumplimiento y soluciones técnicas bajo la nueva arquitectura eléctrica.



© septiembre 2025
Asociación Mexicana de Parques Industriales Privados, A.C.
www.ampip.org.mx

DIRECTORIO

Claudia Esteves Cano
Directora General

Diana Vázquez Castañeda (contenido)
Coordinadora de Energía y Sostenibilidad

Adriana Barrera Franco (revisión editorial)
Coordinadora de Inteligencia Estratégica

Luisa Regina Morales Suárez (diseño editorial)
Diseñadora Gráfica

GOBIERNO CORPORATIVO AMPIP

El órgano de gobierno está conformado por un Consejo Directivo y un Consejo Consultivo, integrados por líderes del sector inmobiliario industrial en México. Para más información, visita <https://www.ampip.org.mx/nuestro-organo-de-gobierno>

NOTAS

Se permite la reproducción total o parcial de esta publicación, siempre que se otorgue el crédito correspondiente a la AMPIP.

Este análisis se elaboró con base en la legislación vigente a la fecha de su publicación, incluidas la Ley del Sector Eléctrico 2025 y la Ley de Planeación y Transición Energética. Las autoridades competentes se encuentran en proceso de emitir instrumentos normativos complementarios; en consecuencia, este documento será actualizado conforme se publiquen nuevas disposiciones oficiales, con el fin de mantener su utilidad técnica y estratégica para el sector de parques industriales.

Suministro eléctrico para parques industriales

Opciones de suministro, esquemas de
cumplimiento y soluciones técnicas bajo la
nueva arquitectura eléctrica.

ampip

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN - 7

PANORAMA REGULATORIO Y ENTORNO ENERGÉTICO - 8

MAPA ENERGÉTICO AMPIP - LSE - 12

Esquemas de suministro eléctrico para parques industriales - 13

- Suministro Básico
- Suministro Calificado
- Generación Distribuida (menor a 0.7 MW)
- Autoconsumo entre 0.7 MW y 20 MW
- Generación para el MEM (mayor a 20 MW)

Instrumentos técnicos de cumplimiento - 42

- Código de Red
- Demanda controlable
- Monitoreo y reporte
- Certificados de Energías Limpias (CEL)
- Certificados Internacionales de Energía Renovable, I REC(E)

Soluciones técnicas y modelos operativos - 46

- Venta de energía a terceros
- Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAE)
- Pequeños Sistemas Eléctricos

ESTRATEGIA DE INTERLOCUCIÓN INSTITUCIONAL AMPIP -SENER - 50

REFLEXIONES FINALES - 54

LISTA DE ACRÓNIMOS - 56

GLOSARIO - 58



INTRODUCCIÓN

Los parques industriales son infraestructura estratégica para la atracción de inversión productiva y la creación de empleo. Entendiendo este papel fundamental, la administración federal anunció la construcción de 100 nuevos parques industriales como prioridad de política pública. Este objetivo convive con una coyuntura energética exigente: crecimiento de la demanda, restricciones estructurales del Sistema Eléctrico Nacional, mayor exposición a eventos climáticos y alta dependencia del gas natural importado, generando la necesidad de hacer y orientar la política pública energética hacia la resiliencia climática, la gestión de la demanda, y la diversificación tecnológica y regional.

Por ello, en México se está implementando una nueva arquitectura eléctrica que garantice la disponibilidad, confiabilidad y competitividad del suministro. En este contexto, como interlocutor técnico del sector inmobiliario industrial ante la autoridad y representante de los desarrolladores y operadores de parques, la Asociación Mexicana de Parques Industriales Privados (AMPIP), articula necesidades y presenta soluciones que facilitan la planeación y ejecución de proyectos energéticos en beneficio de las cadenas de valor.

Para atender el reto que supone el actual escenario, se actualizó el marco jurídico del sector eléctrico. El 18 de marzo de 2025, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) leyes secundarias que redefinen las bases jurídicas e institucionales del sistema eléctrico. Entre ellas destacan la **Ley del Sector Eléctrico y la Ley de Planeación y Transición Energética**, las cuales introducen un nuevo paradigma en la organización, planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. Este nuevo entramado normativo, se articula de manera integral con otras disposiciones e instrumentos regulatorios, configurando un entorno normativo estructurado, centralizado y exigente, con nuevos requerimientos técnicos y administrativos.

En los parques industriales, la administración del parque funge como propietaria y operadora de la infraestructura común, por lo que es la responsable de crear las condiciones que garanticen la disponibilidad de un suministro eléctrico, continuo y conforme a derecho. Esta responsabilidad exige una visión integral que parte de la planeación, la demanda agregada y su crecimiento; el aseguramiento de acceso oportuno y suficiente a la red (capacidad, interconexiones y refuerzos); la conducción en tiempo y forma de los trámites y autorizaciones; y el cumplimiento de las disposiciones técnicas, administrativas y socioambientales aplicables.

Así, aunque el consumo recaiga en las empresas inquilinas, corresponde al parque proveer y operar la infraestructura eléctrica compartida, coordinar a los actores, establecer reglas y estándares internos, y anticipar riesgos técnicos y regulatorios para mantener la viabilidad operativa y el cumplimiento de sus modelos de operación.

El presente documento, elaborado por AMPIP, se deriva de un análisis técnico-jurídico orientado a identificar los aspectos más relevantes del nuevo marco normativo en materia eléctrica para optimizar su aprovechamiento en los parques industriales. Su objetivo es poner esta información al alcance de los desarrolladores inmobiliarios industriales en un formato estructurado para la toma de decisiones estratégicas.

Sin sustituir una opinión legal, se presentan de manera organizada y en un formato práctico los esquemas de suministro, instrumentos de cumplimiento, y soluciones técnicas y modelos operativos, así como sus consideraciones regulatorias involucradas, para la toma de decisiones estratégicas y el diálogo informado con las autoridades correspondientes y actores relevantes.



PANORAMA REGULATORIO Y ENTORNO ENERGÉTICO

La Ley del Sector Eléctrico 2025 (LSE) y la Ley de Planeación y Transición Energética (LPTE) constituyen el núcleo de la nueva arquitectura energética de México, marcando un punto de inflexión para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Tras una etapa caracterizada por profundas transformaciones legislativas e institucionales, el sector vivió un proceso progresivo de redefinición normativa que inició con la modificación de los términos de separación legal de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en marzo de 2019; continuó con los ajustes en los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias (CEL), en octubre de 2019; la publicación de la Política de Confiabilidad del SEN, en mayo de 2020; y diversas reformas y decretos emitidos entre 2021 y 2023.

En 2024, posterior a la entrada de la actual administración federal; dos reformas constitucionales marcaron un punto de quiebre en la conducción de la política energética. La primera, en materia de áreas y empresas estratégicas, reforzando el control del Estado sobre sectores clave como electricidad, hidrocarburos y litio, estableciendo así la base constitucional de los cambios posteriores. La segunda, orientada a la simplificación orgánica, reorganizando la estructura del Estado y allanando el camino para el rediseño de los reguladores energéticos. Este proceso de reconfiguración estructural converge en 2025 con la aprobación de un paquete integral de leyes secundarias que redefine la gobernanza del sector energético, estableciendo un marco normativo más coherente y robusto, y orientando una nueva visión estratégica para el desarrollo, la operación y la planeación del SEN. Este rediseño introduce tres transformaciones estructurales esenciales que se mencionan a continuación.

- La LPTE establece un esquema de planeación obligatoria que sustituye el modelo indicativo anterior, otorgando carácter vinculante a los lineamientos, metas, zonas prioritarias y criterios técnicos definidos por la Secretaría de Energía (SENER). A través del Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico (PDSE) y el Plan Nacional de Transición Energética (PNTE), se trazan las directrices para la incorporación de energías limpias, electrificación sustentable, digitalización de redes y nuevas soluciones tecnológicas. Este enfoque fija reglas claras para la ubicación de proyectos, los modelos de suministro, los esquemas de interconexión y los requisitos técnicos, representando tanto retos de alineación normativa como oportunidades estratégicas en zonas clasificadas como prioritarias.

- La creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE) sustituye a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), estableciendo así una autoridad técnica y regulatoria única que centraliza la supervisión normativa, la expedición de permisos, la definición de metodologías tarifarias y la vigilancia de la separación funcional del sector eléctrico. Así, la CNE toma el papel de interlocutor clave para gestionar permisos de generación, registros de suministro, esquemas de interconexión y abasto, así como para atender disputas técnicas y regulatorias relacionadas con proyectos energéticos.
- El rediseño institucional configura una nueva gobernanza energética, articulando funciones entre las principales entidades del sector para la planeación, regulación, gestión y operación del sistema eléctrico:
 - » la SENER se consolida como la entidad rectora, responsable de conducir la política energética y definir la planeación obligatoria;
 - » la CNE funge como órgano regulador único;
 - » la CFE se reorganiza como empresa pública integral y actor estratégico en generación, transmisión, distribución y comercialización, con prioridad en la expansión de infraestructura;
 - » el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) mantiene su papel como operador independiente del sistema y administrador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), encargado de garantizar el balance operativo y la confiabilidad de la red; y
 - » la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) fortalece su rol como autoridad técnica en eficiencia energética, estableciendo lineamientos y evaluaciones que promueven el uso racional de la energía y la competitividad industrial.

Para el sector de parques industriales, la entrada en vigor del nuevo marco normativo implica una reconfiguración significativa en los procesos de acceso a la red eléctrica, obtención de permisos, contratación de suministro y evaluación de modelos técnicos. Los desarrolladores inmobiliarios industriales deberán ajustar sus esquemas de planeación y gestión energética a un entorno regulatorio distinto, en el que la coordinación con las autoridades y la alineación con los instrumentos de planeación adquieren un papel central para garantizar la viabilidad de los proyectos.

En el contexto mexicano, los parques industriales constituyen una infraestructura estratégica para la atracción de inversión, la generación de empleo formal y el fortalecimiento de las cadenas de suministro nacionales e internacionales. En agosto de 2025, la AMPIP reportó 477 parques industriales en operación distribuidos en 28 estados del país, que albergan a más de 4,000 empresas, en su mayoría de capital extranjero, que generan alrededor de 4 millones de empleos directos. Su relevancia es particularmente significativa para los sectores exportadores, así como para las industrias de manufactura avanzada y logística, consolidando a México como una plataforma industrial de alcance global.

Se estima que para 2025, la capacidad eléctrica total estimada de los más de 477 parques industriales en operación supere los 13,200 MW, con una concentración predominante en parques de uso mixto y de manufactura.

Asimismo, la AMPIP también reportó en agosto de 2025, contar con una cartera de 103 nuevos parques industriales en construcción, distribuidos en 52 municipios de 17 estados, que requerirán una capacidad adicional estimada en 2,434 MW en los próximos años. Estas nuevas instalaciones, que representan más de 21.5 millones de metros cuadrados de superficie, se encuentran en distintas etapas de desarrollo, y demandarán inversiones estratégicas para garantizar su conexión efectiva al SEN.

De este modo, en términos energéticos, los parques industriales enfrentan una presión estructural creciente derivada de dos factores principales. Por un lado, una demanda cada vez mayor de energía eléctrica, asociada tanto al crecimiento operativo como a la llegada de nuevos Usuarios. Por el otro, un entorno regulatorio en evolución. Esta doble dinámica impacta tanto a los parques en operación como a los que se encuentran en proceso de desarrollo.

En este escenario, asegurar el acceso a un suministro eléctrico suficiente, estable y competitivo representa un requisito estructural para la operación de los parques industriales, así como una condición habilitante para mantener la posición de México como destino relevante de inversión a nivel internacional.



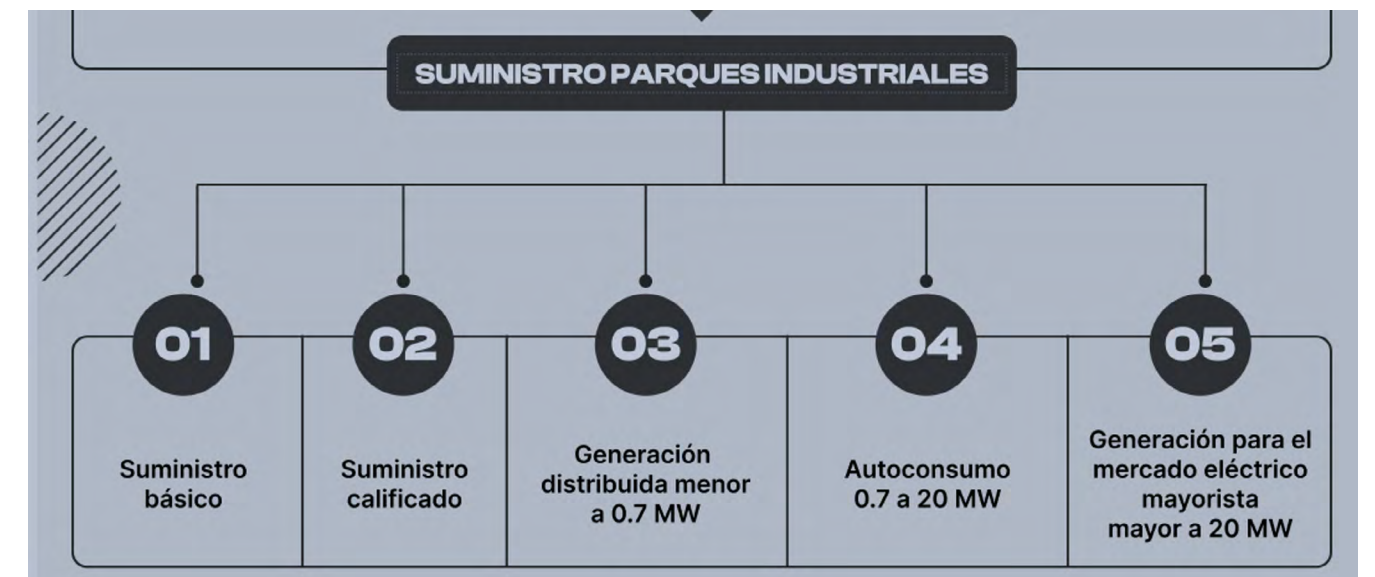
MAPA ENERGÉTICO AMPIP - LSE

El rediseño integral del marco institucional del sector eléctrico anticipa que los parques industriales operarán en un entorno eléctrico más exigente, con requerimientos de cumplimiento técnico y normativo actualizados. Para acompañar esta transición, la AMPIP ha identificado rutas de suministro eléctrico, esquemas de cumplimiento y soluciones técnicas viables bajo la LSE, que ofrecen al sector inmobiliario industrial un marco de referencia claro para tomar decisiones informadas, mitigar riesgos y alinear sus proyectos con las nuevas condiciones regulatorias, asegurando la continuidad, suficiencia y legalidad del suministro eléctrico para su operación.

Esquemas viables de suministro bajo la LSE

Considerando la vocación productiva, la escala del desarrollo, el perfil y la dinámica de la demanda eléctrica y la estrategia de crecimiento, los parques industriales disponen de cinco esquemas de suministro eléctrico. Cada uno conlleva requisitos específicos y niveles distintos de complejidad administrativa, exigencias de infraestructura y viabilidad regulatoria, además de ventajas y riesgos propios (costos y exposición a precios, obligaciones técnicas y ambientales, y arreglo de gobernanza). La idoneidad de cada esquema depende de esos factores y debe alinearse con el marco legal vigente y las necesidades de continuidad, calidad, eficiencia y sostenibilidad del proyecto.

Figura 1. Esquemas para suministro eléctrico para parques industriales.



Esta propuesta busca ofrecer una guía para que los desarrolladores inmobiliarios industriales identifiquen la opción más adecuada, anticipen requisitos regulatorios y evalúen implicaciones técnicas y financieras en su modelo de operación.

Además de los esquemas de suministro, deben considerarse un conjunto de instrumentos de cumplimiento y soluciones técnicas que resultan esenciales para la implementación práctica de cualquiera de los cinco esquemas mencionados. Estos elementos no funcionan de forma aislada ya que los instrumentos establecen los criterios normativos, técnicos y administrativos que los parques industriales deben atender para acceder a la red, mantener la continuidad del servicio y operar dentro del marco legal vigente; mientras que las soluciones técnicas aportan mecanismos flexibles para optimizar la gestión energética, incorporar tecnologías limpias y fortalecer la resiliencia operativa.

En conjunto, estas herramientas permiten evaluar escenarios integrales, ajustar modelos de operación y alinear proyectos con las nuevas condiciones regulatorias, ya sea que opten por un solo esquema de suministro o combinen distintas alternativas.

Instrumentos de cumplimiento

Establecidos en el nuevo marco regulatorio y sujetos a procesos de ajuste y evolución, son requisitos técnicos obligatorios cuyo incumplimiento puede derivar en restricciones de interconexión o sanciones regulatorias.

Los principales instrumentos aplicables incluyen:

- Código de Red.
- Demanda controlable.
- Monitoreo y reporte.
- CEL.
- Certificados Internacionales de Energía Renovable, I REC(E), no obligatorios.

Estos instrumentos son transversales a los cinco esquemas de suministro identificados y se aplican, en mayor o menor medida, según la naturaleza del proyecto, la capacidad contratada y los objetivos estratégicos de cada parque.

Soluciones técnicas y modelos operativos

Amplían significativamente las opciones de gestión energética para los parques industriales, permitiendo diseñar modelos más flexibles, resilientes y competitivos. Sujetos a criterios técnicos y regulatorios específicos, pueden integrarse de forma individual o combinada dentro de los cinco esquemas de suministro identificados. Las principales soluciones son:

- Venta de energía a terceros
- Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAE)
- Pequeños sistemas eléctricos (microrredes)

Estas ofrecen a los desarrolladores inmobiliarios industriales una mayor capacidad de adaptación operativa, ya que pueden adoptarse desde la fase de planeación o incorporarse progresivamente en parques en operación.

ESQUEMAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA PARQUES INDUSTRIALES

Constituyen la base estratégica de cualquier proyecto industrial, al definir la forma en que se accede a la energía y sus condiciones técnicas, regulatorias y económicas. Todos implican un arreglo integral de infraestructura, reglas de despacho, obligaciones legales y compromisos financieros que determinan la viabilidad de largo plazo del parque. A continuación, se mencionan algunos aspectos a considerar.

- **Propósito.** El esquema de suministro debe garantizar la cobertura oportuna y continua de la demanda, respondiendo a la vocación productiva del parque, su nivel de crecimiento proyectado y sus cargas críticas, alineando sostenibilidad y competitividad
- **Alcance.** Las opciones de esquemas de suministro aplican para parques con diversas necesidades de consumo, desde aquellos que pueden operar con Autoconsumo distribuido, hasta parques de gran escala conectados al MEM (>20 MW), pasando por esquemas intermedios como el suministro con terceros o la cogeneración.
- **Proporcionalidad.** Cada esquema conlleva diferentes exigencias de infraestructura (subestaciones, líneas de transmisión,

sistemas de respaldo), así como distintos procesos regulatorios (trámites de interconexión, contratos de Suministro Básico o Calificado, acreditación de CEL).

- **Momentos de aplicación.** La elección del esquema debe definirse en la planeación inicial del parque, pero puede evolucionar conforme cambian las necesidades de carga, la incorporación de nuevos inquilinos o la disponibilidad de infraestructura eléctrica en la región.
- **Verificación y evidencia.** La viabilidad de un esquema requiere estudios eléctricos (corto circuito, flujos de carga, estabilidad), dictámenes regulatorios, análisis de tarifas y simulaciones de costos, así como contratos registrados ante la CFE y el CENACE.
- **Responsables.** El desarrollador del parque define el o los esquemas de suministro; la CFE y el CENACE autorizan y supervisan la interconexión; los Suministradores (Básico o Calificados) aseguran el servicio bajo reglas contractuales; y los inquilinos comparten compromisos de carga, eficiencia y pago.

La elección informada de uno o más esquemas de suministro habilita decisiones estructurales que mejoran la viabilidad técnica y financiera de un parque industrial y determina su capacidad de expansión futura, integración de energías renovables y cumplimiento regulatorio.

Suministro Básico

Esquema de suministro eléctrico provisto exclusivamente por CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB) y regulado de manera integral por la CNE. Tiene como propósito garantizar la cobertura nacional bajo condiciones homogéneas de continuidad, seguridad y tarifas oficiales, reguladas y no negociables. El modelo está diseñado para dar acceso universal a Usuarios Finales de cualquier tamaño o nivel de consumo.

Requisitos normativos aplicables

- **Solicitud de conexión:** trámite mediante el cual el centro de carga gestiona su acceso al SEN conforme al Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Aplica para cargas en media, baja o alta tensión, y se presenta ante CFE Distribución (media/baja) o CFE Transmisión

(alta), con la coordinación del CENACE. El procedimiento comprende estudios técnicos (flujos de carga, cortocircuito, protecciones, entre otros), y la definición de las obras necesarias para habilitar el Punto de Conexión.

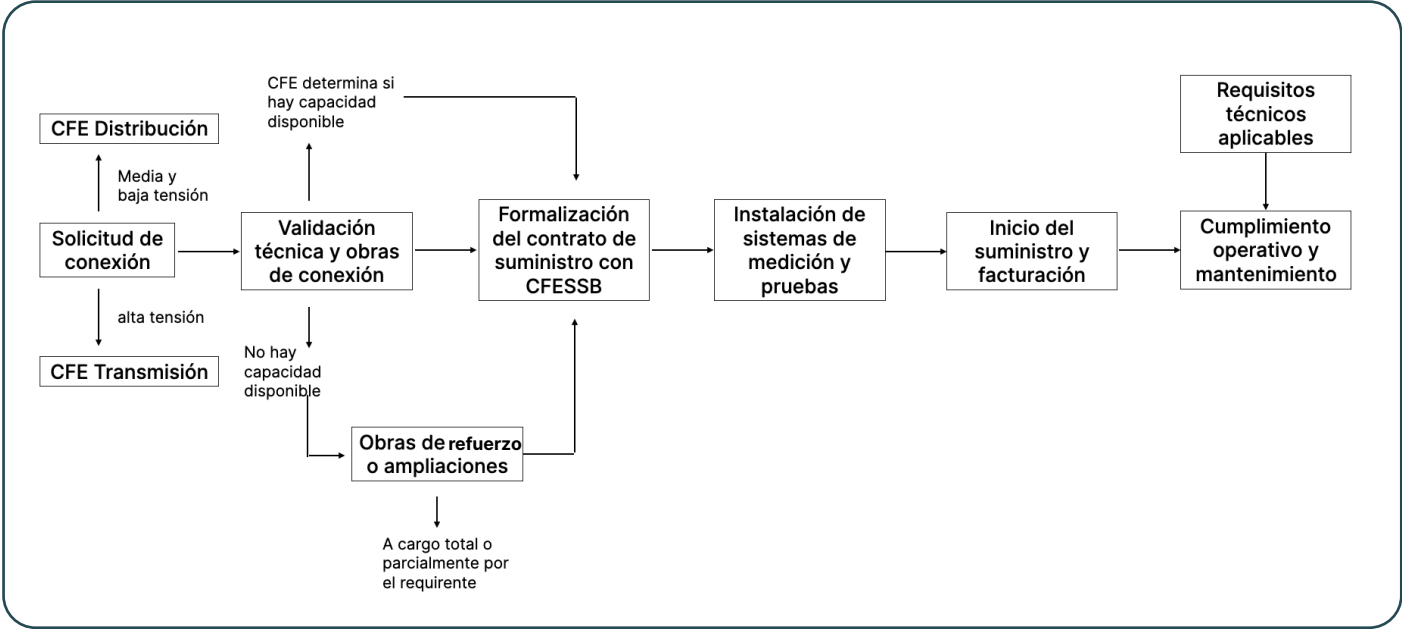
- **Contrato de suministro:** una vez validado el Punto de Conexión, se formaliza el contrato con CFE SSB. Este acto administrativo establece la obligación de CFE de entregar energía de forma continua, segura y con la calidad requerida, facturando conforme a tarifas reguladas por la CNE y atendiendo fallas o interrupciones. El Usuario, por su parte, se compromete a pagar puntualmente los consumos, permitir el acceso a las instalaciones para medición y mantenimiento, y cumplir con los parámetros técnicos establecidos por la regulación.

Requisitos técnicos aplicables

- **Infraestructura mínima:** disponibilidad de conexión a las Redes Generales de Distribución (RGD) o a la Red Nacional de Transmisión (RNT). En caso de que no exista infraestructura suficiente, pueden requerirse inversiones adicionales (subestaciones, líneas o transformadores), ejecutadas con supervisión de la CFE.
- **Cumplimiento del Código de Red:** los centros de carga¹ deben operar dentro de los parámetros de calidad, continuidad, factor de potencia, estabilidad del sistema y protecciones eléctricas definidos en el Código de Red y en el Manual Regulatorio aplicable.
- **Estándares de interconexión:** los centros de carga deben garantizar condiciones de estabilidad y confiabilidad de la red, cumpliendo con los lineamientos técnicos establecidos en el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.
- **Medición y validación técnica:** es obligatorio instalar sistemas de medición especializados en el Punto de Conexión, con respaldo, registro horario y comunicaciones hacia CENACE y CFE, así como realizar la verificación y pruebas correspondientes antes de iniciar el suministro.

¹En el marco del Suministro Básico, los parques industriales pueden optar por registrarse ante la CNE y contratar con CFE SSB como centro de carga único o bien mediante contratos individuales por cada inquilino. Cuando el parque se constituye como un solo centro de carga, se le reconoce jurídicamente como un único Usuario regulado, independientemente del número de inquilinos que lo integren. Esto implica que el contrato de suministro se celebra exclusivamente entre el titular del parque y CFE SSB, mientras que la relación con los inquilinos se regula por medio de convenios privados de submedición y recuperación de costos, sin configurarse como venta a terceros conforme a la Ley del Sector Eléctrico (LSE 2025). De igual forma el parque como centro de carga único tendrá la obligación de garantizar la infraestructura eléctrica requerida.

Figura 2. Acceso al Suministro Básico con CFE



Elementos de decisión

- **Parques en operación consolidada:** con contratos vigentes y consumos estables, el esquema de Suministro Básico representa una alternativa conveniente para mantener continuidad, certeza tarifaria y simplicidad administrativa. Este esquema puede sostenerse si los Usuarios no demandan condiciones avanzadas de suministro y solo requiere revisar su permanencia si surgen exigencias de mayor flexibilidad, acceso directo a energías renovables o crecimiento acelerado de la carga.
- **Parques en planeación o en etapas tempranas:** esquema inicial adecuado para habilitar la operación en fases de arranque o cuando aún no hay plena ocupación. Ofrece un marco regulado y estable que permite poner en marcha al parque y, conforme aumente la demanda, evaluar una futura migración a otros esquemas o mantenerse bajo Suministro Básico.
- **Demanda y perfil de consumo:** la decisión sobre una posible migración a otro esquema debe considerar si la demanda actual y futura del parque la justifican. El Suministro Básico

está disponible para cualquier tamaño de carga, incluso por encima de 1 MW, lo que lo hace flexible para cargas moderadas, crecientes o heterogéneas entre inquilinos.

- **Ubicación y capacidad de red:** la factibilidad dependerá de la infraestructura eléctrica local disponible en la zona. En regiones con redes saturadas o limitaciones de capacidad, el proceso de conexión puede implicar mayores plazos o inversiones adicionales; en cambio, cuando la red ya cuenta con capacidad suficiente, el suministro puede habilitarse de forma ágil y con menores costos.
- **Condiciones de conexión:** la viabilidad técnica se determina a partir de los estudios de interconexión y las obras requeridas para habilitar el Punto de Conexión. Estos resultados impactan directamente en los tiempos de entrada en operación y en la inversión requerida.

Ventajas para parques industriales

- **Acceso garantizado y universal:** CFE SSB tiene la obligación legal de suministrar energía a todo Usuario que cumpla con los

requisitos técnicos, sin exigir un nivel mínimo de demanda. Esto permite integrar tanto a grandes consumidores como a Usuarios con cargas menores dentro de un mismo parque, facilitando la ocupación gradual y el crecimiento ordenado.

- **Simplicidad administrativa y normativa:** al ser un modelo regulado y estandarizado, reduce la complejidad de trámites y la necesidad de gestión especializada. Además, se rige por un marco normativo definido y supervisado por la CNE, lo que brinda un entorno contractual claro para parques con múltiples inquilinos.
- **Previsibilidad financiera y tarifaria:** las tarifas de Suministro Básico son reguladas, homogéneas y estables, lo que facilita la planeación presupuestal, la gestión de riesgos y la estructuración de modelos de inversión a largo plazo para desarrolladores y administradores de parques.
- **Escalabilidad regulada:** puede ser utilizado como esquema base o transitorio en etapas tempranas de los parques, permitiendo habilitar operaciones desde fases iniciales y migrar posteriormente a Suministro Calificado, Autoconsumo o modelos híbridos conforme aumente la demanda energética.
- **Soporte técnico para operaciones críticas:** proporciona estabilidad y continuidad eléctrica necesarias para procesos productivos de alta densidad energética, incluyendo industrias con automatización, robótica o digitalización intensiva.
- **Flexibilidad combinada:** es compatible con otros esquemas energéticos, como Generación Distribuida, Autoconsumo o almacenamiento, lo que permite optimizar la estrategia energética de cada parque.
- **Acceso a infraestructura y coordinación institucional:** establece un canal formal con CFE para gestionar ampliaciones, reforzamientos y obras eléctricas necesarias para la operación y crecimiento del parque, asegurando alineación con la planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

Retos y consideraciones

- **Limitaciones contractuales:** no permite negociar precios diferenciados, ajustar perfiles de consumo ni establecer acuerdos específicos de integración de energías renovables. Esto puede limitar la flexibilidad para diseñar estrategias energéticas personalizadas.
- **Dependencia institucional y de red:** los plazos y condiciones técnicas de acceso a la red dependen directamente de la capacidad instalada y de la planeación de CFE. En zonas con saturación o limitaciones de infraestructura eléctrica, la habilitación de nuevas cargas o la ampliación de la capacidad contratada puede implicar plazos prolongados.
- **Competitividad acotada frente a otros esquemas:** en parques industriales con consumos elevados y cargas concentradas, las tarifas reguladas del Suministro Básico pueden resultar menos competitivas frente a otros esquemas, que ofrecen mayor flexibilidad en costos y modelos de contratación.
- **Necesidad de inversiones complementarias:** en zonas donde la red no cuenta con capacidad suficiente, puede requerirse la ejecución de obras adicionales (subestaciones, líneas de transmisión o transformadores). Estos costos recaen, total o parcialmente, en los desarrolladores o en los inquilinos del parque, afectando los modelos financieros y los plazos de entrada en operación.

Suministro Calificado

Esquema en el que se suministra en régimen de competencia a Usuarios Calificados, que son Usuarios Finales, con una demanda eléctrica igual o superior a 1 MW, con historial de demanda/consumo de 12 meses, inscritos en el registro a cargo de la CNE para adquirir el suministro como participantes del MEM o a través de un Suministrador de Servicios Calificados (SSC).

Requisitos normativos aplicables

- **Registro como Usuario Calificado ante la CNE:** el centro de carga deberá presentar solicitud formal que acredite que cumple con el umbral mínimo de demanda establecido (≥ 1 MW), ya sea de forma individual o por agregación, conforme a los criterios vigentes². La solicitud de registro debe acompañarse de estudios de carga, documentación técnica y el alta en los padrones y sistemas regulatorios aplicables.
- **Solicitud de conexión:** trámite mediante el cual el centro de carga gestiona su acceso al SEN conforme al Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Aplica para cargas en media, baja o alta tensión, y se presenta ante CFE Distribución (media/baja) o CFE Transmisión (alta), con la coordinación del CENACE. El procedimiento comprende estudios técnicos y la definición de las obras necesarias para habilitar el Punto de Conexión.
- **Contrato de suministro con un SSC:** establece la representación del Usuario Calificado en el MEM y define sus responsabilidades operativas, regulatorias y financieras dentro del esquema de suministro. Por medio de este contrato, el SSC gestiona la compra de energía, potencia y, en su caso, CEL; formula y presenta las ofertas de consumo; coordina el despacho eléctrico; y mantiene la relación con CENACE, CNE y SENER en lo referente a trámites, reportes y validaciones. El SSC centraliza la facturación y los pagos asociados: recauda del Usuario Calificado los conceptos de energía, potencia, CEL y uso de red, con lo que liquida obligaciones con el CENACE, cubre costos de transmisión y distribución, y remunera a los generadores por los contratos de cobertura o compra de energía (PPA). El Usuario Calificado autoriza el acceso a sus datos de medición para fines de facturación, conciliaciones y cumplimiento normativo. El contrato entre Usuario Calificado y el SSC debe incorporar un esquema de Suministro de Último Recurso (SUR), que asegure la continuidad del servicio frente a contingencias o incumplimientos y permita adaptar la solución a las necesidades de consumo y a la estrategia energética de cada centro de carga. Una alternativa es la participación directa en el MEM como

Usuario Calificado Participante del Mercado (UCPM): implica que el centro de carga opera sin la representación de un SSC, comprando y vendiendo energía directamente en el MEM. Para ello, debe celebrar un Contrato de Participante del Mercado con el CENACE, constituir garantías financieras propias y cumplir íntegramente con las Reglas del Mercado, incluidos los requisitos de potencia, cobertura y operación. En este esquema, el UCPM asume la gestión integral del suministro: realiza el pronóstico de su demanda, presenta ofertas de energía y de demanda controlable, coordina el despacho eléctrico, administra desbalances, y presenta liquidaciones y reportes regulatorios. Si bien puede contratar a un gestor para apoyar las tareas operativas, la responsabilidad regulatoria y el riesgo de mercado permanecen en el propio UCPM. Asimismo, puede celebrar contratos bilaterales ya sean físicos o financieros, para la compra de energía, potencia y CEL, debiendo registrarlos e informarlos conforme a la normativa vigente. Este esquema también debe contemplar un mecanismo de SUR, que garantice la continuidad del servicio en caso de contingencias o incumplimientos.

- **Obligaciones ambientales:** estas dependen de la figura de suministro del centro de carga. Cuando el consumo se atiende mediante un SSC, el centro de carga no es sujeto obligado y su responsabilidad se limita a proveer los datos de medición y pactar contractualmente que el SSC adquiera, administre y le traslade los CEL necesarios para cubrir su consumo limpio; en cambio, si el centro de carga participa directamente como UCPM, es sujeto obligado y debe planear, adquirir y redimir los CEL equivalentes a su consumo, así como registrar e informar las operaciones correspondientes conforme a la regulación aplicable.

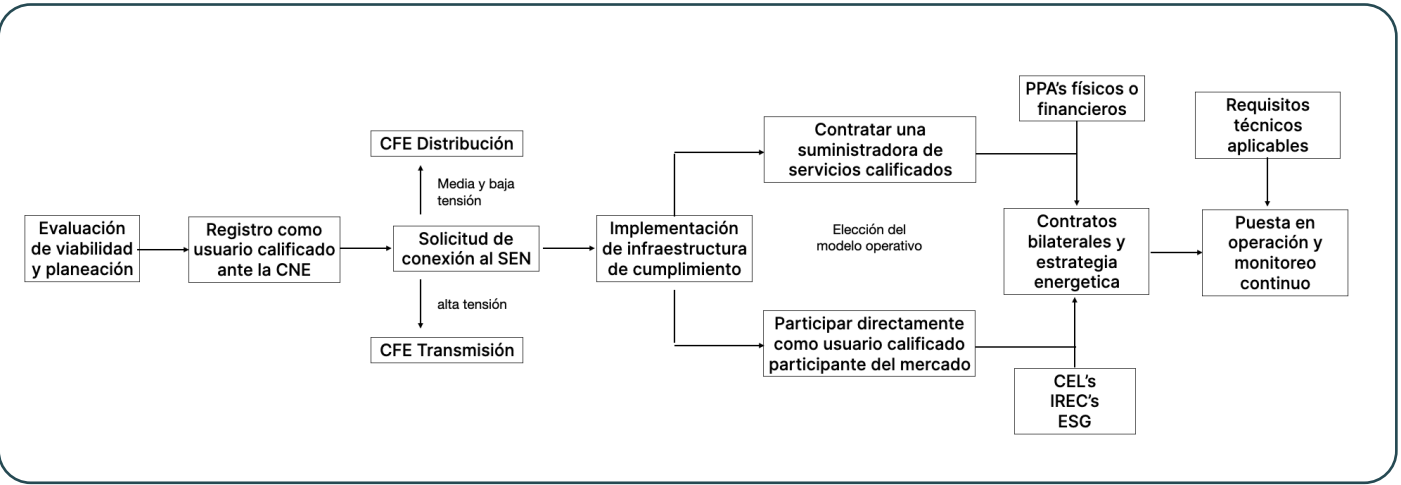
Requisitos técnicos aplicables

- **Infraestructura de medición especializada:** instalación de sistemas de medición conforme al Código de Red y los lineamientos de CENACE para el cumplimiento de parámetros obligatorios de calidad, continuidad, factor de potencia, protecciones eléctricas y gestión de la demanda controlable. Cada centro de carga

debe tener un Sistema de Medición en cada Punto de Conexión, con medidor principal y medidor de respaldo. Para agrupaciones de carga se requiere medición en un punto común a los centros de carga y medición individual por centro.

- **Estudios y adecuaciones de red:** evaluación técnica de la capacidad de la red, cálculo de potencia máxima demandada, ubicación de centros de carga y posibles refuerzos eléctricos. Antes de migrar/conectar, se realizan y validan los estudios de conexión³ y, en su caso, se ejecutan las adecuaciones internas y de interconexión que definan CENACE/CFE en el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.
- **Cumplimiento de parámetros del Código de Red:** el centro de carga deberá operar dentro de los parámetros de calidad, continuidad, factor de potencia, estabilidad del sistema y protecciones eléctricas definidos en el Código de Red y en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga, realizar mantenimiento y calibración periódica de equipos, implementar medidas correctivas ante desviaciones, documentar la evidencia de cumplimiento y atender oportunamente las instrucciones de CENACE o de la autoridad regulatoria competente.

Figura 3. Acceso al Suministro Calificado



³ Análisis técnico que se realiza para evaluar la viabilidad y las condiciones bajo las cuales una central eléctrica, un sistema de generación distribuida o un gran consumidor puede conectarse a la red eléctrica nacional. Estos estudios son obligatorios y están regulados principalmente por CENACE (para el Sistema Eléctrico Nacional) y, en algunos casos, por CFE Distribución o CFE Transmisión, dependiendo del nivel de tensión.

² Para efectos de la figura de Usuario Calificado por agregación, se permite la integración de centros de carga pertenecientes a un mismo grupo de interés económico, siempre que cada uno registre una demanda mínima de 25 kW y que, en conjunto, alcancen al menos 1 MW de demanda total.

Elementos de decisión

- **Conocimiento, habilidad y pericia en temas de suministro eléctrico:** la viabilidad de contar con un esquema de Suministro Calificado dependerá del nivel de preparación técnica, operativa y financiera del parque industrial. Optar por un SSC es más adecuado cuando se busca delegar la representación en el MEM, reduciendo así la carga operativa y los riesgos regulatorios. En cambio, operar como UCPM implica que el parque asuma la gestión integral de su suministro, manteniendo un control completo sobre la estrategia energética y la contratación de energía.
- **Parques en operación consolidada:** para parques completamente ocupados, con altos niveles de consumo energético y necesidades avanzadas de gestión, representa una alternativa atractiva, debido a su mayor flexibilidad contractual, la posibilidad de integrar energías renovables y la opción de negociar condiciones personalizadas que optimicen costos, riesgos y estrategias energéticas.
- **Parques en planeación o en etapas tempranas:** este esquema resulta adecuado cuando el plan de desarrollo contempla la incorporación de inquilinos con procesos productivos de alto consumo energético o cuando se prevé alcanzar altos niveles de ocupación en el mediano plazo. Su adopción permite anticipar la planeación de contratos de suministro, definir estrategias de abastecimiento más eficientes e integrar gradualmente opciones complementarias como energías renovables, sistemas de almacenamiento o modelos híbridos, alineando la estrategia energética del parque con su crecimiento proyectado.
- **Demanda y perfil de consumo:** recomendable para parques cuya demanda individual o agregada alcance o supere el umbral mínimo de 1 MW establecido por la regulación. También aplica para cargas consolidadas en las que los inquilinos tienen perfiles de consumo relativamente estables y predecibles pero diversos, aun cuando existan diferencias entre los inquilinos, ya que esto facilita la negociación de PPA y la integración de energías renovables mediante CEL o I-REC(E). Para determinar la viabilidad

del esquema de Suministro Calificado, es clave analizar las curvas horarias de consumo, identificar picos de demanda y considerar la estacionalidad, lo que permite diseñar estrategias de abastecimiento más eficientes y alineadas con las necesidades reales de cada parque.

- **Ubicación y capacidad de red:** en regiones con alta saturación de la red o limitaciones de capacidad, este esquema puede ofrecer mejores condiciones de negociación y permitir la implementación de soluciones personalizadas, como obras de reforzamiento, ampliaciones de infraestructura o la integración de modelos híbridos que combinen Generación Distribuida, almacenamiento y contratos de suministro. Cuando la red local cuenta con capacidad suficiente, el esquema de Suministro Calificado puede facilitar la contratación de energía en condiciones más competitivas y otorgar mayor control operativo sobre la estrategia energética del parque.
- **Condiciones de conexión y costos asociados:** se debe contar con capacidad de medición avanzada, estudios de conexión detallados y verificación de parámetros de calidad de energía conforme al Código de Red. Además, debe evaluarse la capacidad y la calidad de la red interna del parque, identificar posibles refuerzos y considerar los tiempos de atención de la CFE y del CENACE para estudios, autorizaciones y obras, lo que impacta en la ruta crítica de incorporación al Suministro Calificado y la viabilidad económica del proyecto.
- **Estrategia de gestión energética:** el esquema de Suministro Calificado es adecuado para los parques industriales que buscan mayor flexibilidad en la gestión de su energía y contratos adaptados a necesidades específicas. Este esquema permite negociar precios y condiciones comerciales, establecer coberturas de largo plazo mediante PPA, integrar energías renovables dentro de la matriz de consumo e incorporar modelos híbridos que combinen Suministro Calificado, Generación Distribuida, Autoconsumo o almacenamiento energético.
- **Compromisos ambientales, sociales y de**

gobernanza (ASG) y de sostenibilidad corporativa: cumplimiento para parques que albergan inquilinos multinacionales o empresas con políticas estrictas de sostenibilidad, ya que facilita el acceso a CEL e I-REC(E), además de permitir la contratación de energía renovable certificada. Esto ayuda a alinear las operaciones del parque y de sus inquilinos con estándares internacionales ASG, cumplir con los objetivos de descarbonización y responder a los requerimientos de clientes globales y cadenas de suministro sostenibles.

- **Planeación de crecimiento y expansión futura:** para parques industriales que proyectan incrementos significativos en la demanda energética o la incorporación de procesos productivos de alto consumo energético, resulta fundamental considerar desde la fase de planeación un modelo de Suministro Calificado o híbrido. Esto permite anticipar los requerimientos regulatorios, técnicos y de infraestructura necesarios, evitando retrasos en la habilitación del servicio y facilitando la gestión eficiente de cargas crecientes. Asimismo, la integración planificada de nuevas tecnologías, como Generación Distribuida, sistemas de almacenamiento energético o microrredes, favorece la optimización de la operación y la eficiencia a largo plazo.

Ventajas para parques industriales

Suministro Calificado mediante SSC

- **Gestión integral** simplificada y delegada.
- **Simplificación administrativa y operativa:** centraliza trámites, reportes, facturación y pagos en una sola contraparte.
- **Optimización de costos** mediante negociación especializada.
- **Acceso directo a energías renovables certificadas,** facilitando el cumplimiento de compromisos ASG y de sostenibilidad para el parque y sus inquilinos.
- **Mitigación de riesgos regulatorios y financieros,** ya que el representante asume la responsabilidad de cumplimiento normativo, administración de desbalances y gestión de garantías, protegiendo al parque frente a contingencias operativas y variaciones del mercado.

Operar directamente como UCPM

- **Control absoluto sobre la estrategia energética:** el parque industrial, el desarrollador inmobiliario o la entidad designada asume la gestión directa de su consumo y de su participación en el MEM.
- **Negociación directa y personalizada:** permite celebrar contratos directamente con generadores, con mayor flexibilidad para establecer precios, plazos y condiciones comerciales.
- **Maximización del potencial financiero** ya que los ingresos y ahorros derivados de operaciones de cobertura, venta de excedentes o gestión de demanda se capturan directamente.
- **Integración avanzada de tecnologías** y gestión de demanda, optimizando la eficiencia del parque.
- **Acceso total a datos y decisiones en tiempo real,** debido a que la operación directa con el CENACE permite gestionar información de consumo proyecciones y liquidaciones sin intermediarios, habilitando una toma de decisiones ágil y precisa.

Retos y consideraciones

Suministro Calificado mediante SSC

- **Dependencia operativa y financiera:** al delegar la representación en el MEM, el parque depende del SSC. Esto exige establecer mecanismos claros de seguimiento y control sobre los acuerdos pactados.
- **Establecer mecanismos adicionales de transparencia y control sobre costos:** aunque la SSC centraliza la facturación y pagos, es necesario implementar auditorías internas y métricas de control para evitar desviaciones en cargos por energía, potencia, CEL, uso de red y penalizaciones.
- **Gestión contractual compleja:** la personalización de contratos bilaterales, coberturas de precio o integración de energías renovables exige capacidad de negociación y una adecuada interpretación de los impactos legales, financieros y técnicos de cada cláusula.
- **Coordinación con múltiples actores:** aunque el SSC es la principal contraparte, el parque mantiene responsabilidad indirecta frente a CENACE, CFE y la CNE, lo que requiere supervisar que el SSC cumpla con todos los procesos regulatorios en tiempo y forma.

Operar directamente como UCPM

- **Gestión integral de mercado,** asumiendo un rol operativo especializado.
- **Exposición directa al riesgo de mercado** ya que sin coberturas adecuadas, las variaciones pueden impactar significativamente los costos y márgenes operativos.
- **Mayor exigencia en capacidades internas,** puesto que operar como UCPM requiere contar con un equipo técnico y financiero robusto, capaz de manejar modelaciones de consumo, optimización de costos y cumplimiento normativo.
- **Garantías financieras y liquidez,** considerando que la participación directa obliga a constituir garantías ante CENACE, cubrir cargos por desbalances y mantener liquidez para responder a fluctuaciones de mercado y obligaciones contractuales.



Generación Distribuida (menor a 0.7 MW)

Es la producción de energía eléctrica en centrales con capacidad menor o igual a 0.7 MW instaladas en el sitio de consumo o en sus proximidades, conectadas a las RGD en media o baja tensión. Las generadoras son exentas (no requieren permiso de generación) y pueden operar con fuentes renovables, fósiles o cogeneración, siempre y cuando no excedan el umbral establecido para este esquema.

Requisitos normativos aplicables

- **Revisión regulatoria previa:** la verificación del “estatus exento” es un paso previo a cualquier gestión de interconexión, pues determina la ruta administrativa y los contratos modelo aplicables para contraprestaciones⁴.
- **Determinación del destino de la energía:** la central puede destinar su energía a Autoconsumo total o vender excedentes energéticos a través de CFE SSB. Para esta última modalidad, la CNE debe emitir los modelos de contrato y las metodologías de cálculo de contraprestaciones, las cuales deben reflejar el valor económico generado y no deben incluir subsidios no autorizados por la autoridad competente.
- **Solicitud de interconexión:** la solicitud se presentará a través CFE SSB conforme al Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW⁵ (umbral vigente), adjuntando información técnica, de ubicación del proyecto, certificados de cumplimiento de equipos, recibo de suministro vigente y si comparte Punto de Conexión.
- **Registro en el Padrón de Generación Distribuida:** una vez confirmada la factibilidad técnica del Punto de Interconexión y, en su caso, concluido el estudio correspondiente, el solicitante debe registrar la central eléctrica en el Padrón de Generación Distribuida (PGD), administrado por la CNE. Este registro es obligatorio para todas las centrales con capacidad instalada menor o igual a 0.7 MW, aun cuando estén exentas de permiso de generación, y tiene como finalidad garantizar la trazabilidad, planeación y control de la penetración de Generación Distribuida en las RGD. Una vez

validada la información⁶, la CNE asignará un número de registro en el PGD, indispensable para formalizar el Contrato de Interconexión con CFE.

- **Contrato de Interconexión:** celebrado entre el solicitante y CFE Distribución, con base en el Oficio Resolutivo o en los resultados del estudio de interconexión. Este contrato establece los derechos, obligaciones y condiciones técnicas para conectar la central a las RGD.
- **Convenio de Aportaciones:** en caso de que el estudio determine la necesidad de obras específicas o infraestructura complementaria, el solicitante podrá optar por ejecutar las obras por cuenta propia, financiar a CFE mediante aportación o solicitar su inclusión en el Programa de Ampliación y Modernización. La opción seleccionada se formaliza mediante un convenio anexo al contrato.
- **Certificación de la instalación:** previo a la firma definitiva, el solicitante deberá contratar una Unidad de Inspección para verificar que la instalación cumple con los requisitos técnicos, normas de seguridad y parámetros definidos por la CFE y el CENACE. El certificado emitido por esta unidad es un requisito indispensable para integrar al sistema el punto de generación.
- **Manifestación de Impacto Social (MIS):** requisito aplicable únicamente en proyectos de Generación Distribuida que involucren obras mayores, sistemas de almacenamiento, ampliaciones significativas o cuando se identifiquen posibles afectaciones comunitarias. La SENER determinará, conforme a los criterios establecidos en la normativa vigente, si es necesario presentar la MIS. En caso de ser requerida, debe elaborarse y presentarse para su evaluación antes de avanzar con los trámites de interconexión y registro.

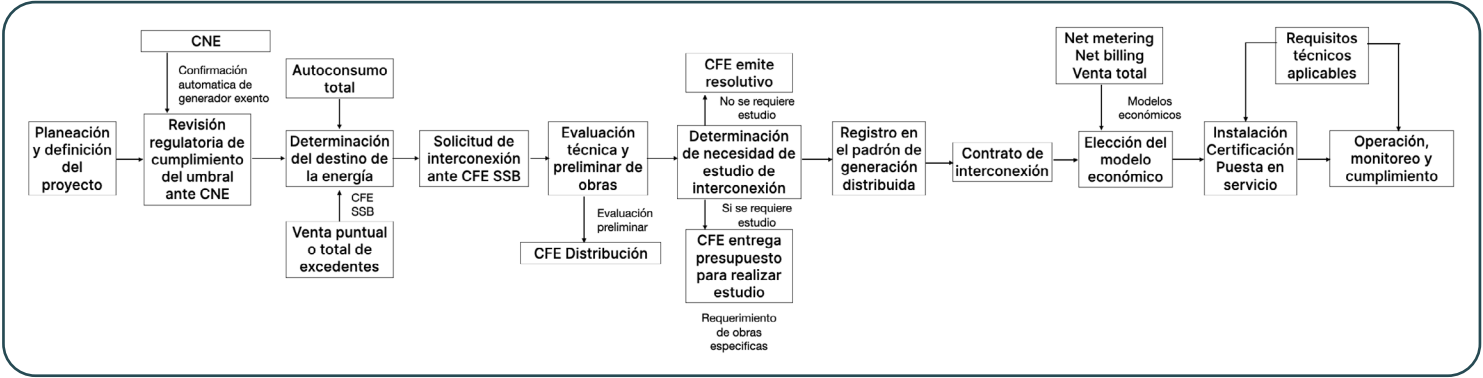
⁴La definición de Generación Distribuida menor a 0.7 MW y su carácter exento de permiso de generación provienen de la LSE.
⁵El marco normativo aplicable corresponde a las disposiciones vigentes hasta en tanto se publiquen los nuevos lineamientos derivados del umbral de 0.7 MW. Por lo tanto, el parámetro de 0.5 MW es el reconocido y obligatorio para la tramitación de proyectos de Generación Distribuida, salvo que la autoridad expida reglas específicas que modifiquen el criterio actual. De igual modo, hasta que la autoridad expida nuevos instrumentos derivados de la LSE, siguen vigentes el Código de Red, las Reglas del Mercado y las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) de Generación Distribuida (RES/142/2017) y Manual de Interconexión para centrales menores (hoy publicado para < 0.5 MW), en lo que no se opongan a la nueva Ley.
⁶La solicitud de interconexión para Generación Distribuida debe acompañarse, al menos, de los siguientes elementos básicos: datos generales del solicitante, ficha técnica de la central de generación, diagrama unifilar aprobado por CFE y resolutive de factibilidad emitido por CFE. Estos requisitos son indispensables para que el trámite pueda ser evaluado y registrado conforme a los procedimientos regulatorios.

Requisitos técnicos aplicables

- Evaluación técnica y viabilidad de interconexión:** se presentará la solicitud para que CFE Distribución analice la capacidad disponible en el circuito, la compatibilidad técnica de la central eléctrica y el cumplimiento de los lineamientos establecidos en el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Durante esta etapa, se identifican posibles refuerzos o adecuaciones de red necesarias para garantizar la estabilidad, seguridad y calidad del suministro. Con base en esta revisión, CFE determina si es necesario un estudio de interconexión. En caso de no serlo, emite un Oficio Resolutivo que autoriza la interconexión, estableciendo las condiciones, la vigencia y los requisitos técnicos específicos. Si el estudio es requerido, CFE entrega al solicitante un presupuesto autorizado por la CNE; una vez cubierto, realiza el análisis técnico y entrega los resultados, que pueden confirmar la factibilidad directa o establecer la necesidad de obras específicas o infraestructura complementaria, como subestaciones, líneas de distribución, transformadores, protecciones o sistemas de respaldo.
- Instalación y sistemas de medición:** una vez aprobada la viabilidad técnica, el solicitante procederá con la instalación de la central eléctrica y las adecuaciones necesarias, siguiendo las especificaciones definidas en el estudio de interconexión. Cuando aplique, se ejecutarán obras específicas internas o externas para adecuar las redes. Es obligatorio instalar un sistema de medición bidireccional certificado, que permita registrar de forma independiente la energía consumida y la energía inyectada a la red. Todos los equipos utilizados (paneles, inversores, transformadores y medidores) deberán contar con certificaciones oficiales y fichas técnicas avaladas por la CFE y el CENACE.

- Sistemas de protección y calidad de la energía:** la instalación deberá incorporar dispositivos de protección eléctrica que garanticen la seguridad de la central y la estabilidad de la red (interruptores, relés, seccionadores y sistemas de respaldo). Estos elementos deberán configurarse conforme a los parámetros definidos en el Código de Red, asegurando el cumplimiento de los niveles de calidad, continuidad, frecuencia, factor de potencia y confiabilidad requeridos. Deberán implementarse mecanismos de protección que minimicen riesgos para los equipos, las instalaciones y el SEN.
- Interconexión y operación comercial:** una vez validados los aspectos técnicos y concluida la instalación, CFE Distribución realizará la interconexión física de la central eléctrica al punto autorizado. Posteriormente, la generación se integrará a las Redes Generales de Distribución (RGD) y se habilitará la operación comercial del sistema. Si la modalidad seleccionada es Autoconsumo total, la facturación reflejará únicamente la energía neta consumida. En caso de venta parcial o total de excedentes, CFE SSB liquidará los montos correspondientes conforme al contrato de contraprestaciones establecido.

Figura 4. Acceso a generación distribuida



Elementos de decisión

- Parques en operación consolidada:** en desarrollos con alta ocupación y cargas estabilizadas, este esquema puede priorizarse como estrategia para reducir consumos en horarios punta, optimizar costos energéticos y fortalecer la propuesta de valor para los inquilinos.
- Parques en planeación o en etapas tempranas:** puede incorporarse desde la fase de diseño, permitiendo optimizar la infraestructura eléctrica interna, prever superficies disponibles para instalación de paneles o equipos, y establecer estrategias de conexión más eficientes. Esto facilita que los sistemas se integren de manera ordenada y con menor necesidad de adecuaciones posteriores.
- Demanda energética y perfil de consumo:** en esta etapa, es esencial analizar el perfil real de demanda de los Usuarios y contrastarlo con la capacidad instalada de generación que se planea incorporar, buscando una compatibilidad entre la curva de consumo y la curva de generación.



Parques en operación consolidada

En parques industriales con alta ocupación y cargas estabilizadas, la decisión de implementar Generación Distribuida debe basarse en un análisis detallado del perfil horario de demanda y la capacidad real de Autoconsumo. Si la demanda energética es constante durante las horas de generación (por ejemplo, diurna para sistemas fotovoltaicos), la Generación Distribuida resulta eficiente al maximizar el aprovechamiento local y reducir compras de energía en horarios punta.

Parques en planeación o en etapas tempranas

En parques industriales en desarrollo o con baja ocupación, los criterios de decisión priorizan la flexibilidad de diseño y la proyección de crecimiento de la demanda. La Generación Distribuida se evalúa considerando la demanda futura estimada, el tamaño y tipo de los Usuarios potenciales, y la estrategia comercial del parque. Si la proyección indica una alta demanda en el corto plazo, es recomendable dimensionar la infraestructura de generación y la interconexión para evitar adecuaciones costosas en el futuro.

- **Ubicación y capacidad de la red eléctrica:** en zonas con redes robustas, alta disponibilidad de capacidad y puntos de interconexión cercanos, la gestión técnica resulta más sencilla, los plazos de interconexión son más cortos y, en la mayoría de los casos, se requieren pocas adecuaciones en la infraestructura existente. Por el contrario, en áreas con redes saturadas o circuitos con limitaciones térmicas y de voltaje, CFE puede solicitar la ejecución de obras específicas para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Estas obras pueden incluir refuerzos en líneas de distribución, instalación de nuevas subestaciones, ampliación de capacidad de transformadores o incorporación de sistemas de protección adicionales, lo que impacta directamente en los costos del proyecto y en los plazos de conexión. El análisis previo debe considerar la capacidad real disponible en el circuito, las condiciones técnicas del Punto de Interconexión y la necesidad de refuerzos internos o externos.

Parques en operación consolidada

Es fundamental alinear el perfil de generación con el perfil de consumo y confirmar que la capacidad de la red soporte la inyección prevista, evitando posibles limitaciones operativas.

Parques en planeación o en etapas tempranas

Esta evaluación permite planificar la infraestructura eléctrica desde el diseño del desarrollo, asegurando que la red local pueda admitir la futura incorporación de centrales de Generación Distribuida sin requerir inversiones adicionales.



- **Selección de tecnología de generación:** la tecnología deberá responder a la disponibilidad del recurso energético local, la viabilidad técnica del sitio, las proyecciones de retorno de inversión, el perfil de consumo y las condiciones técnicas del parque.

Solar fotovoltaica

Recomendable cuando existen superficies disponibles (como techos de naves, estacionamientos o áreas libres), altos niveles de irradiación y donde el perfil de consumo coincide con las horas diurnas de mayor producción.

Microturbinas o cogeneración

Adecuadas para parques con procesos térmicos o industriales que pudieran aprovechar el calor residual.

Sistemas híbridos

Los esquemas híbridos que combinan Generación Distribuida con sistemas de almacenamiento eléctrico o con otras fuentes de energía, ofrecen mayor estabilidad y continuidad en el suministro para escenarios donde la intermitencia o la variabilidad de la carga representan un reto.

- **Estrategia contractual y modelo operativo:** la selección del esquema de contraprestación define la estructura comercial y condiciona tanto la relación contractual con CFE SSB como la configuración de los sistemas de medición y liquidación. La compensación de excedentes de energía generada contra consumo del mismo periodo (Net Metering), es recomendable para parques industriales con un alto nivel de Autoconsumo y excedentes limitados; el esquema de contraprestación donde la energía entregada a la red se valora a un precio (acordado/ regulado) y se descuenta del total a pagar por consumo (Net Billing), es una opción adecuada cuando los excedentes resultan significativos y representan un porcentaje importante de la generación; y la Venta Total resulta la modalidad más conveniente en aquellos casos en los que el consumo local es bajo o intermitente, privilegiando así la inyección de energía a la red.

Parques en operación consolidada

- **Se debe evaluar el grado real de Autoconsumo;** si es elevado, la modalidad más conveniente suele ser Net Metering.
- **Cuando existan excedentes relevantes,** conviene contratos de contraprestación bajo esquemas de Net Billing o Venta Total.
- **Es importante revisar la capacidad disponible en el circuito de distribución** y la compatibilidad técnica de la infraestructura interna. Este análisis evita inversiones innecesarias en refuerzos o adecuaciones.

Parques en planeación o en etapas tempranas

- **Incorporar desde el diseño la estrategia contractual más adecuada,** proyectando escenarios de consumo y generación.
- **Dimensionar infraestructura eléctrica** con criterios de flexibilidad, para facilitar ajustes entre modalidades (Net Metering, Net Billing o Venta Total), conforme evolucionen la demanda y la regulación.
- **Integrar un análisis prospectivo** de capacidad de interconexión con CFE y posibles requerimientos regulatorios futuros.

- **Compromisos ASG y sostenibilidad corporativa:** los parques industriales con políticas de sostenibilidad y compromisos ASG pueden priorizar tecnologías renovables y esquemas de Generación Distribuida como parte de sus metas ambientales de contribución a la reducción de emisiones de CO₂, así como de la obtención de certificaciones ambientales (por ejemplo, LEED, EDGE, etc.), acceso a financiamientos verdes y mecanismos de incentivos fiscales.
- **Integración futura y escalabilidad:** debe planearse considerando el crecimiento proyectado del parque y la capacidad de integrar nuevas tecnologías, asegurando la compatibilidad con sistemas híbridos o de almacenamiento y la preparación de la infraestructura eléctrica para ampliaciones, refuerzos o adaptaciones que faciliten la incorporación de soluciones innovadoras en el mediano y largo plazo.

Aplicación y ventajas para parques industriales

- **Atracción de inversión y arrendatarios:** la incorporación de Generación Distribuida incrementa la competitividad del parque al ofrecer a inquilinos energía más barata, estable y con atributos renovables, lo cual resulta un diferenciador clave.
- **Escalabilidad modular:** la Generación Distribuida permite crecer de forma progresiva conforme se ocupen naves y aumente la demanda, evitando sobredimensionar desde el inicio y reduciendo la necesidad de inversiones masivas en infraestructura.

- **Mayor control operativo:** al contar con generación en sitio, los parques pueden implementar esquemas de monitoreo y gestión energética centralizada, generando datos útiles para optimizar consumos, planear mantenimientos y proyectar expansiones.
- **Cumplimiento de estándares internacionales:** los parques que integran Generación Distribuida tienen mayor facilidad para alinearse con criterios ASG, taxonomías sostenibles y requisitos de clientes globales que priorizan cadenas de suministro bajas en CO₂.
- **Mitigación de riesgos tarifarios:** al depender menos del Suministro Básico, los parques reducen su exposición a cambios regulatorios, variaciones en tarifas y costos asociados a picos de demanda, fortaleciendo la estabilidad financiera de los proyectos.
- **Flexibilidad contractual:** la Generación Distribuida permite a los desarrolladores diseñar esquemas de suministro diferenciados para inquilinos (Autoconsumo compartido, reparto de beneficios o venta de excedentes), generando nuevas líneas de negocio y valor agregado.
- **Posicionamiento reputacional:** la integración de energía limpia como parte del modelo de operación del parque mejora su perfil frente a inversionistas, autoridades y comunidades, consolidándolo como un desarrollo innovador y sostenible.

Retos y consideraciones

- **Limitación de capacidad:** la generación máxima autorizada es de 0.7 MW por central.
- **Fragmentación de proyectos:** al existir un límite de capacidad por central, los parques deben diseñar múltiples instalaciones distribuidas en diferentes naves o áreas, lo que implica una mayor complejidad en el diseño eléctrico, la coordinación contractual con inquilinos y en la gestión administrativa.
- **Compatibilidad con modelos de arrendamiento:** la implementación de Generación Distribuida en parques industriales requiere definir esquemas claros de reparto de beneficios, asignación de costos de inversión y distribución de energía, evitando conflictos entre desarrollador e inquilinos.
- **Horizonte regulatorio cambiante:** aunque el esquema es relativamente estable, la dependencia de lineamientos y actualizaciones regulatorias (contratos modelo, metodologías de contraprestación, requisitos técnicos) genera incertidumbre en la planeación a largo plazo y obliga a una vigilancia constante de la normativa.
- **Limitaciones de superficie útil:** la instalación de Generación Distribuida, especialmente solar fotovoltaica, depende de áreas disponibles por lo que, en parques densamente ocupados, el espacio puede no ser suficiente para cubrir la demanda esperada.
- **Financiamiento y retorno de inversión:** la escala limitada de los proyectos de Generación Distribuida puede hacer menos atractivos ciertos modelos de financiamiento, lo que exige explorar esquemas innovadores (por ejemplo, coinversión con inquilinos, financiamiento verde o contratos de servicios energéticos).
- **Integración operativa con sistemas de almacenamiento:** aunque la Generación Distribuida puede combinarse con baterías, los costos, la curva de aprendizaje y la necesidad de mantenimiento especializado, todavía representan una barrera para su adopción masiva en parques.

- **Gestión de la variabilidad:** la intermitencia propia de tecnologías como la solar requiere mecanismos de gestión energética que garanticen la continuidad y eviten desequilibrios en la operación del parque, especialmente en desarrollos con procesos industriales sensibles.



Autoconsumo entre 0.7 MW y 20 MW

Producción de energía eléctrica en centrales con capacidad mayor a 0.7 MW y hasta 20 MW, destinada principalmente a cubrir sus necesidades energéticas propias, permitiendo incorporar diferentes tecnologías de generación (renovables, fósiles o cogeneración) y siendo compatible con SAE, para garantizar continuidad del suministro en escenarios de generación intermitente⁷. Contempla dos modalidades:

- Autoconsumo aislado: cuando la central opera sin conexión a la RNT ni a las RGD.
- Autoconsumo interconectado: cuando la central se conecta a la RNT o a las RGD, lo que habilita el intercambio controlado de energía, incluyendo la inyección de excedentes o la recepción de respaldo, sujeto a los requisitos técnicos establecidos por el CENACE y la CNE.

Requisitos normativos aplicables– Autoconsumo aislado

- **Manifestación de Impacto Social (MIS):** los proyectos cuya capacidad no supere los 20 MW quedarán exentos de presentar la MIS. Para acreditar esta condición, el solicitante debe entregar a la CNE la constancia o acuse de exención correspondiente, con fundamento legal, junto con una declaratoria expresa afirmando que el proyecto no rebasa el umbral de 20 MW, no se interconecta al SEN y no incorpora almacenamiento; también deberá presentar información y datos básicos del proyecto (nombre, ubicación georreferenciada y capacidad en MW). Si se trata de un proyecto aislado que sí contempla sistemas de almacenamiento, aun manteniéndose dentro del rango de capacidad permitido, la exención deja de aplicar y la presentación de la MIS se vuelve obligatoria y deberá presentarse ante la Secretaría de Energía (SENER); esta misma exención pierde aplicabilidad si existen obras que afecten bienes/servidumbres públicas y será la autoridad competente quien evalúe y dé resolución, antes de poder continuar con el resto de las gestiones administrativas y regulatorias.
- **Permiso de generación simplificado:** se presenta mediante el formato autorizado por la CNE y, al no implicar interconexión con el SEN, el trámite se centra en acreditar la capacidad técnica, financiera y legal

del solicitante, así como en demostrar que la central eléctrica está destinada exclusivamente al consumo propio en sitio. El expediente deberá integrar información básica del proyecto (nombre, ubicación georreferenciada, capacidad en MW y tecnología utilizada), un diagrama unifilar simplificado, el programa de obras, el plan de financiamiento, información financiera y evidencia de experiencia en proyectos de características similares.

- **Registro de Usuarios:** cuando el esquema aislado involucre múltiples Usuarios a través de una Red Particular, éstos deberán ser identificados expresamente en el permiso y mantenerse registrados ante la CNE para fines legales y de operación. En tales casos, la energía suministrada dentro de dicha red se reconoce jurídicamente como consumo propio, lo que excluye la necesidad de utilizar la RNT o las RGD y asegura que el proyecto conserve su carácter de Autoconsumo, sin configurarse como suministro a terceros.
- **Contratos y operación:** al no haber interconexión al SEN, no interviene el CENACE ni CFE Distribución en la autorización ni en la operación del proyecto. Los contratos que regulan la entrega y uso de la energía se celebran únicamente entre el titular de la central eléctrica y los Usuarios integrantes del esquema de Autoconsumo, cuando existan. Dichos contratos internos establecen las condiciones de reparto de la energía, las obligaciones de cada parte y la forma en que se cubren los costos de inversión, operación y mantenimiento de la central y de la Red Particular, en caso de existir. De esta manera, la operación se mantiene en un marco estrictamente privado y cerrado, garantizando que toda la energía generada sea considerada como consumo propio y evitando cualquier interpretación de suministro a terceros.

Requisitos normativos aplicables– Autoconsumo interconectado

- **MIS:** en proyectos de Autoconsumo que involucren generación interconectada, construcción de infraestructura eléctrica asociada o incorporación de sistemas de almacenamiento, será obligatoria sin excepciones y deberá presentarse ante la SENER, autoridad competente para su

evaluación y resolución. Únicamente con un resolutivo definitivo favorable el expediente puede avanzar a la etapa técnica.

- **Permiso de generación simplificado:** constituye un paso previo indispensable para acceder a la interconexión. El expediente deberá integrar la acreditación legal, información técnica y financiera del solicitante⁸. Incorporará dos insumos críticos: el resolutivo definitivo de la MIS emitido por la SENER, y el oficio del CENACE con los resultados preliminares del Estudio de Impacto en el SEN⁹. En caso de que la central sea de carácter intermitente y prevea la inyección de excedentes, el permiso debe precisar si contará con respaldo propio o contratado, así como identificar formalmente a los Usuarios de la red particular asociada cuando aplique, a efectos legales y operativos.
- **Registro de Usuarios:** cuando un proyecto contemple la conformación de un Grupo de Autoconsumo a través de una Red Particular, todos los Usuarios deberán ser identificados expresamente en el permiso de generación simplificado y permanecer registrados ante la CNE, para efectos legales y operativos. La existencia de la red particular permite que dichos Usuarios reciban energía directamente de la central generadora; sin embargo, al coexistir con la interconexión al SEN, resulta indispensable su reconocimiento formal para evitar que el suministro pueda interpretarse como una venta a terceros. De esta forma, la energía consumida dentro de la red particular se reconoce jurídicamente como Autoconsumo, mientras que los excedentes no aprovechados se inyectan a la RNT o a las RGD conforme a las disposiciones aplicables de interconexión y comercialización.
- **Solicitud de interconexión:** el titular debe presentar formalmente la solicitud de interconexión ante CFE Distribución y el CENACE, conforme a lo establecido en el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Este trámite marca el inicio de la fase técnica del proceso de conexión al SEN y requiere incluir la información clave del proyecto: ubicación georreferenciada, capacidad instalada, tecnología de generación, curva estimada de producción,

consumos asociados y certificados de cumplimiento de los equipos. A partir de esta solicitud se activa la evaluación de factibilidad por parte del CENACE, cuyos resultados determinan las condiciones técnicas que posteriormente se formalizarán en el Contrato de Interconexión o Conexión con CFE Distribución, instrumento jurídico indispensable para ejecutar obras, autorizar la conexión y habilitar el suministro de energía al sistema bajo el marco regulatorio vigente.

- **Contrato de Interconexión o Conexión con CFE Distribución:** instrumento contractual inicial y obligatorio para toda central de generación en modalidad de Autoconsumo interconectado con capacidad igual o superior a 0.7 MW y hasta 20 MW, cuyo propósito es formalizar la conexión física de la central al SEN, estableciendo el Punto de Interconexión autorizado, las condiciones técnicas de operación y los parámetros eléctricos que deberán observarse, conforme a la LSE, su Reglamento y el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. En este contrato se definen las obligaciones del titular de la central y de CFE Distribución, incluyendo aspectos de seguridad, confiabilidad, calidad y continuidad, así como la coordinación de responsabilidades en la ejecución de obras de conexión y en la operación posterior. La firma de este contrato constituye la autorización legal indispensable para construir las obras eléctricas requeridas y habilitar la entrada en operación comercial de la central, asegurando su integración regulada y ordenada
- **Convenio de Aportaciones:** instrumento jurídico que se activa únicamente cuando el resolutivo técnico emitido por CENACE determina que la infraestructura de transmisión o distribución existente no cuenta con capacidad suficiente y requiere refuerzos, ampliaciones o adecuaciones para permitir la interconexión segura de una central de generación en Autoconsumo interconectado. Este convenio se celebra entre el titular del permiso de generación y la filial de CFE correspondiente, Distribución o Transmisión, según el nivel de tensión del Punto de Conexión, y tiene por objeto establecer formalmente el

⁷En los parques industriales, el negocio principal del parque es inmobiliario; la energía es un servicio habilitador para garantizar continuidad y calidad a sus inquilinos. Por eficiencia y claridad de responsabilidades, la central de Autoconsumo debe radicar en una Sociedad de Propósito Especial (SPV) que funja como titular único del proyecto y asuma íntegramente las cuestiones técnico-regulatorias: permisos ante la CNE, interconexión y relación operativa con el CENACE y la CFE, celebración de contratos (interconexión y, en su caso, contraprestación por excedentes), cumplimiento del Código de Red, medición y telemetría, así como operación y mantenimiento (incluido el almacenamiento). El desarrollador del parque puede participar como accionista de la SPV o limitarse a arrendarle espacios y conducir la gobernanza del grupo de Autoconsumo (reglamento, reglas de reparto y cobro) frente a los inquilinos. Las empresas usuarias no tramitan permisos ni firman con el CENACE ni la CFE por la central; se adhieren contractualmente al parque/SPV para el uso y reparto de la energía. Debe existir un titular claro y único de las obligaciones técnicas y regulatorias (normalmente la SPV), mientras el parque se concentra en su actividad inmobiliaria y en la coordinación con sus arrendatarios.

⁸El expediente del permiso debe integrar información esencial del proyecto, que incluye nombre, ubicación georreferenciada, capacidad instalada, tecnología utilizada, diagrama unifilar, programa de obras, plan de financiamiento, estados financieros recientes y evidencia de experiencia en proyectos similares.
⁹Este requisito técnico debe cumplirse de manera paralela al trámite del permiso de generación y a la solicitud de interconexión.

alcance técnico de las obras, su ubicación, los plazos de ejecución y el presupuesto asociado. Dicho presupuesto se calcula conforme a metodologías regulatorias autorizadas y debe precisar la modalidad de financiamiento: aportaciones directas en efectivo, ejecución en especie de las obras por parte del titular, o bien la posibilidad de esperar su inclusión en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red. El convenio fija los derechos y obligaciones de ambas partes, asegura que las obras se realicen bajo parámetros de seguridad y confiabilidad del SEN, y constituye un requisito previo indispensable para la formalización del Contrato de Interconexión o Conexión con CFE, habilitando así la entrada en operación regulada de la central.

- **Contrato de Contraprestación con CFE:** este contrato aplica únicamente cuando la central de Autoconsumo interconectado genera excedentes de energía que no son consumidos en sitio y que, por disposición legal, deben venderse exclusivamente a CFE SSB. Su propósito es regular la entrega de esa energía al Sistema Eléctrico Nacional bajo condiciones estandarizadas y aprobadas por la CNE¹⁰. En el contrato se fijan los límites de inyección autorizados, las metodologías oficiales para calcular las contraprestaciones económicas, así como las reglas de liquidación y plazos de pago. De esta manera, el instrumento otorga certeza jurídica y comercial al proceso de inyección de excedentes, asegurando que tanto el titular de la central como CFE cuenten con un marco regulado para la operación y la compensación económica correspondiente.
- **Planeación vinculante del SEN:** de manera complementaria y obligatoria, será requerido que todos los proyectos de generación, incluidos los de Autoconsumo interconectado, deben reportar a la SENER y al CENACE información detallada sobre las características técnicas de la central, sus cronogramas de ejecución, cargas futuras y previsiones de expansión. Esta información se integra en el PDSE, instrumento rector que define la expansión oficial de la capacidad de generación y de la infraestructura de transmisión y distribución del SEN. El carácter vinculante del PDSE asegura que los proyectos privados se alineen con los objetivos de confiabilidad,

seguridad y suficiencia energética definidos por el Estado, evitando desarrollos aislados o descoordinados. Asimismo, la inclusión en el PDSE es condición indispensable para que un proyecto pueda avanzar hacia la interconexión, ya que permite a las autoridades anticipar necesidades de infraestructura y garantizar la congruencia entre la oferta futura y la demanda proyectada.

Requisitos técnicos aplicables – Autoconsumo aislado

- **Paquete técnico del proyecto aislado:** integrar un expediente técnico que acompañe el permiso simplificado ante la CNE y deje constancia de la operación en isla, que deberá incluir descripción de la central (tecnología, capacidad AC/DC y generación anual estimada); curvas de carga de los Usuarios y balance generación-consumo; diagrama unifilar y esquema de la Red Particular (si existe) con puntos de entrega internos, equipos principales y sus certificaciones (generadores/inversores, transformadores, protecciones, control y comunicación); arquitectura de medición interna; y criterios de reparto de energía entre Usuarios, plan de operación y mantenimiento, y programa de seguridad eléctrica (puesta a tierra, protecciones, selectividad). Si el proyecto incorpora almacenamiento, incluirá la configuración del SAE (potencia/energía, tiempos de respuesta, lógica de control y límites de operación) y su coordinación con la generación y las cargas para asegurar continuidad sin vertidos externos. Cuando algún centro de carga mantenga un respaldo eventual desde la red pública a través de un suministro independiente, se debe documentar la separación física que garantice la operación aislada permanente.
- **Cumplimiento del Código de Red en operación interna:** aun cuando no exista conexión al SEN, la central debe diseñarse y operar conforme a parámetros básicos de calidad de energía (frecuencia, tensión, factor de potencia, estabilidad y protecciones). Esto asegura condiciones de seguridad eléctrica para los Usuarios y la infraestructura asociada a la red particular.
- **Infraestructura de medición y control:** instalación de equipos de medición que

permitan registrar generación y consumo, así como sistemas de monitoreo en tiempo real para garantizar el balance entre carga y generación. En esquemas con múltiples Usuarios bajo red particular, se requiere medición individual y en punto común.

- **Protecciones eléctricas internas:** implementación de protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos, variaciones de frecuencia y tensión, con el fin de preservar la seguridad de las instalaciones y evitar daños a los equipos y a la red particular.
- **Protecciones contra inyección no autorizada (solo en aislado con respaldo):** cuando algún centro de carga conserve conexión de respaldo con la red pública, es obligatorio instalar equipos de protección que aseguren operación aislada y eviten el vertido de energía hacia el SEN.
- **Sistemas de almacenamiento o respaldo:** en centrales con fuentes intermitentes (como solar o eólica) debe contemplarse un SAE u otra forma de respaldo que garantice la continuidad del suministro para las cargas críticas, a menos que exista respaldo contratado mediante otra fuente confiable.

Requisitos técnicos aplicables – Autoconsumo interconectado

- **Paquete técnico para la solicitud de interconexión:** se refiere al expediente técnico que acompaña la solicitud formal ante CFE Distribución y el CENACE en el Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC); debe describir de forma consistente la central y su conexión propuesta, incorporando la localización georreferenciada del sitio; la capacidad instalada en corriente alterna y, cuando aplique, en corriente directa; la tecnología de generación y sus perfiles horarios estimados; el diagrama unifilar completo desde la central hasta el punto propuesto de interconexión; y las especificaciones de los equipos principales. Con este paquete, el CENACE evalúa la factibilidad técnica del punto, define si procede un oficio resolutivo directo o la realización de un Estudio de Impacto en el Sistema (versión rápida o completa) y, en su caso, determina los refuerzos de red necesarios que luego se reflejarán en el contrato de interconexión.

- **Estudio de Impacto del Sistema por CENACE:** una vez recibida y admitida la solicitud con su paquete técnico, el CENACE ejecutará el Estudio de Impacto en versión rápida, cuando el circuito presenta holgura suficiente, o completo, cuando requiere análisis detallado, para verificar capacidad, confiabilidad, estabilidad y calidad. El dictamen técnico precisa el Punto de Interconexión y la capacidad máxima de inyección, define las características funcionales de la infraestructura requerida, establece criterios de medición, comunicaciones y control, y lista las obras de interconexión y, si se requieren, refuerzos de red a nivel conceptual. Si no hay restricciones, el oficio funciona como resolutivo técnico directo y permite avanzar al Contrato de Interconexión/Conexión. Si hay restricciones, el oficio ordena elaborar el Estudio de Instalaciones con presupuesto; dicho estudio será la base para el Convenio de Aportaciones y para afinar las condiciones contractuales con la CFE.
- **Estudio de Instalaciones y presupuesto técnico (si aplica):** cuando el Estudio de Impacto identifica que se requieren obras para interconectar con seguridad, CFE Distribución o CFE Transmisión elabora el Estudio de Instalaciones con ingeniería de detalle, alcance y ubicación de obras de interconexión y, en su caso, refuerzos de red, además del presupuesto calculado conforme a metodologías regulatorias (incluyendo vigencia y supuestos). El CENACE valida que estas soluciones cumplan capacidad, confiabilidad, estabilidad y calidad. Con este entregable quedan precisadas las condiciones técnicas, operativas y económicas de interconexión y conexión definitivas y se cuenta con la base técnico-económica para negociar y firmar el Convenio de Aportaciones (cuando haya refuerzos) y para integrar las condiciones del futuro Contrato de Interconexión/Conexión con la CFE.
- **Especificación e ingeniería de las Obras de Interconexión y Refuerzo:** con los resultados del Estudio de Impacto y del Estudio de Instalaciones se desarrollará la ingeniería “para construcción” y las especificaciones técnicas de todas las obras autorizadas. La definición se elaborará

¹⁰De acuerdo con la LSE, la venta de excedentes solo puede realizarse a CFE SSB, utilizando los modelos contractuales y metodologías de contraprestación emitidos por la CNE.

conforme al Código de Red, a las NOM aplicables, al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, y a las especificaciones vigentes de CFE y criterios operativos de CENACE. Esta ingeniería es la base para emitir órdenes de compra, ejecutar las obras bajo el Convenio de Aportaciones cuando corresponda y cumplir los requisitos técnicos del Contrato de Interconexión/Conexión, asegurando que la conexión opere dentro de los parámetros de seguridad, calidad y confiabilidad del SEN.

Medición y telemetría homologadas en el Punto de Interconexión: en el Punto de Interconexión autorizado deberá instalarse un sistema de medición conforme al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga y al Código de Red vigente. El esquema de comunicaciones deberá habilitar telemedición y telemetría hacia CENACE y CFE (envío de lecturas, estados y alarmas), con protocolos y canales compatibles con las especificaciones vigentes. Cuando la central pueda inyectar excedentes, la medición debe ser bidireccional y distinguir con claridad la energía entregada al SEN y la recibida para consumo propio, de modo consistente con los modelos de liquidación y el Contrato de Contraprestación. Antes de la puesta en servicio se realizarán pruebas y calibraciones, dejando evidencia de cumplimiento normativo para la firma del Contrato de Interconexión/Conexión.

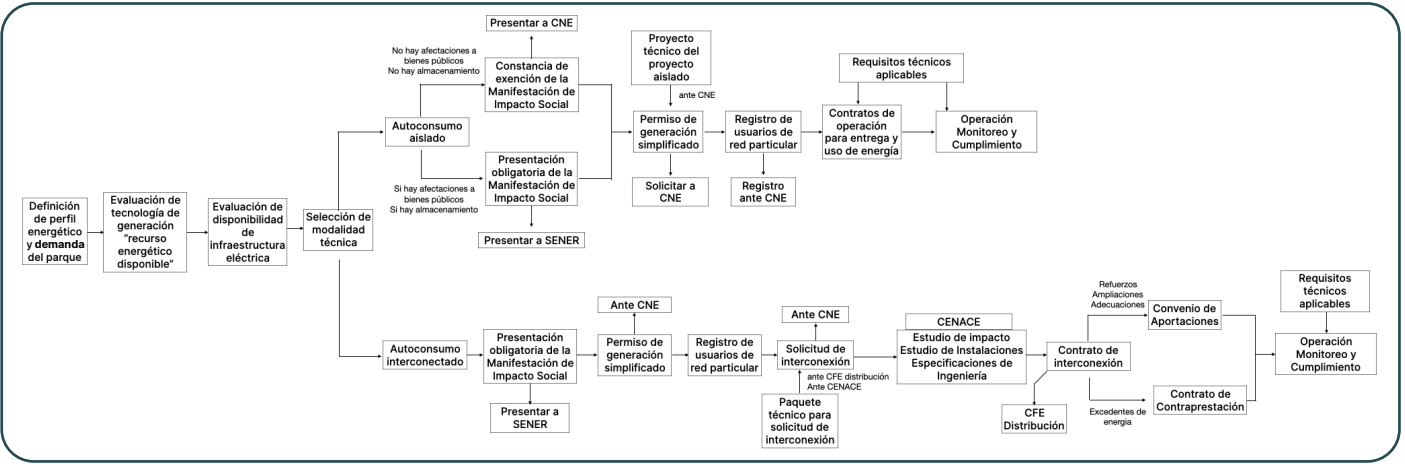
Cumplimiento del Código de Red: se deberá documentar un plan de cumplimiento específico para el Punto de Interconexión que vincule cada requisito del Código de Red con su soporte técnico. Antes de la energización, el expediente deberá presentarse para revisión junto con el paquete técnico de interconexión; durante la operación, se mantendrá el monitoreo continuo y se emitirán reportes y acciones correctivas cuando corresponda, en congruencia con el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, el Acuerdo de permiso simplificado para centrales de Autoconsumo interconectado de 0.7 a 20 MW y cualquier otro instrumento normativo aplicable.

Integración de almacenamiento (si el proyecto lo incluye): cuando la central de Autoconsumo interconectado integre un SAE, debe declararse en el permiso de generación simplificado como parte del esquema de respaldo y describirse completo en la SIASIC (arquitectura, control y operación). El CENACE evaluará el SAE dentro del Estudio de Impacto y, de ser necesario, en el Estudio de Instalaciones; si su integración exige obras en red o en el Punto de Interconexión, su ejecución y financiamiento se formalizan mediante el Convenio de Aportaciones. En operación comercial, toda descarga del SAE que cruce el Punto de Interconexión se considera excedente y únicamente puede inyectarse sin pago o venderse, en exclusiva, a CFE SSB conforme a los modelos de contrato y metodologías que emita la CNE; el CENACE fijará límites y condiciones de inyección por criterios de confiabilidad. Si el SAE se carga desde la red, la posterior descarga hacia el SEN quedará sujeta a las reglas específicas de trazabilidad y restricciones que establezcan esos modelos para evitar reventa de energía de red. En centrales intermitentes que inyecten, el respaldo es obligatorio y puede acreditarse con un SAE propio o mediante respaldo contratado con CFE.

Inspección de obras y pruebas previas a la energización: con las instalaciones físicas terminadas, se realizan inspecciones en sitio, pruebas de energización y pruebas de comportamiento (seguridad, protecciones, comunicación/telemetría, respuesta a eventos) bajo los protocolos del Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga; el CENACE verifica la Validación de Requerimientos Técnicos antes de liberar operación normal.

Entrada en operación comercial (declaración técnica). Tras superar las pruebas, el CENACE emite la declaración de entrada en operación y la central queda técnicamente integrada al SEN con sus parámetros operativos y de monitoreo en régimen permanente.

Figura 5. Acceso a autoconsumo aislado e interconectado



Elementos de decisión

- Perfil de consumo energético:** determinar si la demanda consolidada de los inquilinos justifica una central entre 0.7–20 MW, con base en curvas horarias, factor de carga, picos, estacionalidad y porcentaje de carga crítica.

Parques en operación consolidada

- Dimensionar con datos medidos** para maximizar Autoconsumo. Ante excedentes bajos, priorizar modularidad y SAE para suavizar picos y evitar vertidos de energía.

- Disponibilidad de espacios:** verificar superficies y emplazamientos aptos (patios eléctricos, techos, terrenos), restricciones civiles/urbanas y efecto costo–beneficio en la rentabilidad del parque, sin comprometer la prioridad de renta de naves o lotes.

Parques en planeación o en etapas tempranas

- Proyectar demanda por fases** y arrancar con bloques escalables (por ejemplo, 2–5 MW), alineados a la rampa de ocupación.
- Ajustar tecnología y SAE** conforme evolucione la mezcla de cargas.

Parques en operación consolidada

- Si hay espacio**, realizar una evaluación de impacto operativo para minimizar reubicaciones y paros.
- Con área limitada**, priorizar soluciones compactas/modulares y combinarlas con otros esquemas de suministro.
- Evaluar el impacto** en ingresos por renta y en la operación vigente.

Parques en planeación o en etapas tempranas

- Reservar desde el diseño** los espacios para la central y su infraestructura (patios, ductería, cuartos de control, vialidades, accesos y zonas de seguridad).
- Planificar por fases** para no canibalizar lotes comerciales y asegurar trazas, accesos y cumplimiento de seguridad industrial.

- **Disponibilidad de infraestructura eléctrica (interna y pública):** evaluación, por un lado, de la capacidad y condición de la infraestructura interna del parque (subestaciones, tableros, barras, transformadores, protecciones, medición, cuartos de control y trazos de ductería) y, por otro, la holgura de la red pública cercana (distancia y acceso al Punto de Interconexión, capacidad disponible, posibles refuerzos, tiempos y costos estimados). Incluye compatibilidad de niveles de tensión, requerimientos de comunicación/telemetría, servidumbres y derechos de vía necesarios. Si la red pública está saturada o los refuerzos resultan costosos y lentos, conviene priorizar un esquema aislado (o iniciar aislado y migrar a interconectado cuando exista holgura). Si la red sí tiene capacidad disponible y la interconexión es factible en tiempos y costos razonables, el interconectado facilita respaldo y venta de excedentes; para esta última opción, se debe validar que la infraestructura interna soporte la conexión (capacidad de transformación, protecciones, espacios en subestación), sin afectar la operación diaria del parque.
- **Recursos y tecnologías de generación:** evaluar las opciones renovables, fósiles o híbridas según el recurso local y la vocación productiva del parque. Alinear recurso–tecnología y el SAE para cubrir respaldos, controlar demandas y optimizar costos. Verificar viabilidad técnica y económica (rendimiento esperado, costos de inversión/operación, mantenimiento, vida útil, riesgos tecnológicos).



Parques en operación consolidada

- **Seleccionar la tecnología** que mejor se ajuste a la curva real de demanda del conjunto de inquilinos. Usar el SAE para rellenar huecos entre generación y consumo, suavizar picos y minimizar excedentes no valorizables.

Parques en planeación o en etapas tempranas

- **Diseñar con flexibilidad tecnológica:** dejar prevista la posibilidad de híbridos (por ejemplo, fotovoltaica + almacenamiento o cogeneración) y modular la solución con bloques estándar que puedan replicarse conforme aumente la ocupación del parque.

- **Gobernanza energética interna:** definir responsables a cargo de la operación de la central, la forma de repartir beneficios y costos, y las responsabilidades que asumen parque e inquilinos. Cuando se opte por una central común para Autoconsumo con Red Particular de Autoconsumo (grupo de Autoconsumo), la energía se distribuye entre varios inquilinos por lo que se deben definir reglas explícitas y conocidas por todos los involucrados.

Parques en operación consolidada

- **Operar con una sola central** aprovecha economías de escala, simplifica la medición y el control de calidad, y permite optimizar la asignación de energía entre perfiles de consumo distintos. Si existen inquilinos ancla con demandas atípicas, el incorporar subarreglos dedicados o contratos específicos dentro del esquema común evita afectaciones al resto.

Parques en planeación o en etapas tempranas

- **Definir desde el diseño** las reglas en los contratos de arrendamiento permite la medición individual y en punto común, el establecimiento de criterios de reparto de energía y costos, responsables de operación y mantenimiento, acceso a datos en tiempo real y niveles mínimos de servicio (tiempos de respuesta, ventanas de mantenimiento). Dejar estas reglas claras evita renegociaciones al iniciar la operación y facilita crecer por fases conforme lleguen nuevos inquilinos.

- **Criterios para elegir la modalidad técnica (Autoconsumo aislado vs. Autoconsumo interconectado):** una vez definido el objetivo energético de parque, la disponibilidad de red, los tiempos del proyecto, la sensibilidad de las cargas, el espacio físico y la capacidad de operar con calidad de energía, se pueden considerar los siguientes criterios para definir si conviene el Autoconsumo aislado o el interconectado.

Autoconsumo aislado

- **Independencia operativa como prioridad:** procesos sensibles, continuidad crítica o confidencialidad de cargas que requieren control total dentro del parque.
- **Red pública limitada o incierta:** saturación, refuerzos costosos o plazos de conexión que no empatan con la ruta crítica del proyecto.
- **Alto Autoconsumo en sitio:** los excedentes serían marginales y la necesidad de respaldo externo es baja.
- **Capacidad interna para sostener la calidad de energía:** controles, protecciones y sistema de almacenamiento de energía dimensionado para gestionar rampas, contingencias y variabilidad.
- **Regla práctica:** si se tiene un alto porcentaje de consumo en sitio y el costo o el tiempo de interconexión comprometen la operación o el retorno esperado, el Autoconsumo aislado suele ser la mejor opción, al menos en una primera fase.

Autoconsumo interconectado

- **Necesidad de respaldo externo:** por criticidad de cargas o alta variabilidad de la producción conviene contar con la red pública como apoyo.
- **Excedentes significativos y monetizables:** interés en vender energía bajo condiciones reguladas a CFE SSB, con medición y telemetría bidireccionales.
- **Punto de Interconexión cercano y con capacidad disponible,** o refuerzos costeables y programables dentro del plan maestro del parque.
- **Estrategia de largo plazo:** escalamiento modular, flexibilidad para importar y exportar energía y combinar tecnologías (incluido almacenamiento).
- **Compromisos ambientales, sociales y de gobernanza:** necesidad de trazabilidad y reporte frente al sistema eléctrico nacional para metas de descarbonización.
- **Regla práctica:** si el respaldo de la red aporta valor operativo real y/o los excedentes serán relevantes y bancables, la interconexión maximiza eficiencia y monetización.

Según la situación operativa del parque, se pueden considerar los siguientes elementos:

Parques en operación consolidada

- **Autoconsumo aislado:** útil cuando la red cercana está saturada o los refuerzos tardarán, y la continuidad puede asegurarse con almacenamiento; los excedentes previstos son bajos.
- **Autoconsumo Interconectado:** preferible si existe un Punto de Interconexión con capacidad suficiente, se prevén excedentes vendibles y se busca respaldo para picos o mantenimientos sin afectar la operación.

Parques en planeación o en etapas tempranas

- **Autoconsumo aislado:** útil cuando la red cercana está saturada o los refuerzos tardarán, y la continuidad puede asegurarse con almacenamiento; los excedentes previstos son bajos.
- **Autoconsumo Interconectado:** preferible si existe un Punto de Interconexión con capacidad suficiente, se prevén excedentes vendibles y se busca respaldo para picos o mantenimientos sin afectar la operación.

Aplicación y ventajas para parques industriales

- **Suministro centralizado a múltiples naves:** una sola central atiende cargas diversas y estabiliza el costo energético del conjunto.
- **Microrred del parque:** operación coordinada de generación, almacenamiento y cargas críticas para mantener continuidad ante contingencias externas.
- **Hibridación progresiva:** combinar, por fases, fotovoltaica, cogeneración y almacenamiento para acompañar la ocupación del parque.
- **Servicios internos de calidad de energía:** aplanar picos, mejorar factor de potencia y reducir paros de equipos sensibles.
- **Atractivo comercial y ocupación:** energía competitiva y confiable como diferenciador para atraer y retener inquilinos de alto valor.
- **Previsibilidad de costos:** menor exposición a volatilidad tarifaria; posibilidad de contratos internos con precios estables y reglas claras.
- **Resiliencia operativa:** continuidad ante fallas externas y mantenimiento planificado sin detener producción.
- **Cumplimiento ASG y reputación:** reducción de huella de CO2, trazabilidad de energía limpia y elegibilidad a financiamientos verdes.

Retos y consideraciones

- **Inversiones iniciales significativas:** se requieren desembolsos altos para el desarrollo de la central y la infraestructura eléctrica asociada, así como para el proyecto de almacenamiento en caso de que se integre. De acuerdo con las necesidades de demanda de energía se sugiere planear el proyecto por fases (arrancar con bloques y crecer con la ocupación), comparar esquemas de financiamiento y plazos para mantener la rentabilidad.
- **Construcción y logística dentro del parque:** las obras deberán convivir con la operación diaria, accesos, maniobras y normas de seguridad; conviene programarlas en ventanas de baja actividad o establecer un programa de obras que considere las particularidades del parque, ya sea en operación o en etapas de desarrollo.
- **Trámites civiles y derechos de vía:** servidumbres, permisos locales y restricciones urbanas pueden frenar cronogramas y encarecer trazos; mitigarlo implica validar el trazo desde el anteproyecto, cerrar servidumbres por escrito y gestionar permisos municipales y estatales con anticipación.
- **Complejidad regulatoria:** coordinar estudios, validaciones y contratos con CNE, SENER, CFE y CENACE exige disciplina documental y seguimiento continuo; un cronograma regulatorio con responsables claros y un expediente “completo a la primera” para ganar eficiencia y acortar tiempos.

- **Plazos y costos de interconexión:** la saturación de redes o los refuerzos extensos pueden retrasar la conexión y elevar el presupuesto; un diagnóstico temprano del Punto de Interconexión, escenarios de “aislado primero y migración posterior” y reservas de tiempo/costo protegen la viabilidad.
- **Cumplimiento del Código de Red y monitoreo:** mantener parámetros de calidad y telemetría confiable evita sanciones y eventos operativos; un plan de cumplimiento con auditorías periódicas, registros de eventos y presupuesto para mediciones y calibraciones asegura operación estable.
- **Operación y mantenimiento:** la disponibilidad de la central y la respuesta ante fallas sostienen la continuidad del parque; deben establecerse contratos de operación y mantenimiento con indicadores de desempeño, inventario de refacciones críticas y atención 24/7 para incidentes relevantes, garantizando mantener el servicio y los acuerdos internos.
- **Riesgo de demanda:** si la ocupación real es menor a la prevista, disminuye el Autoconsumo y sube el costo del kWh propio; dimensionar en módulos escalables, establecer pre-compras con inquilinos ancla y revisar trimestralmente la rampa de crecimiento ayuda a equilibrar capacidad y demanda.
- **Gestión de excedentes:** la energía no consumida en sitio se rige por reglas y exclusividad con CFE SSB; por ello, se deben modelar ingresos de forma conservadora, dimensionar almacenamientos para reducir vertidos y asegurar medición/telemetría que respalde la liquidación.
- **Gobernanza del Grupo de Autoconsumo:** sin reglas claras sobre decisiones, reparto y cobro de costos, surgen conflictos; un reglamento energético anexo a los arrendamientos (con medición común e individual, niveles de servicio y procedimientos ante incumplimientos) ordena la operación diaria.

- **Coordinación entre inquilinos:** perfiles de consumo distintos requieren acuerdos simples y trazables; reportes mensuales por nave, mesas de seguimiento y mecanismos para altas/bajas sin afectar a terceros mantienen la confianza y la estabilidad del esquema.



Generación para el MEM (mayor a 20 MW)

Este esquema permite participar activamente en el MEM para generar y comercializar energía, productos asociados y servicios conexos, ya sea para consumo propio (mediante Red Particular) y para venta a terceros (Usuarios Calificados, SSC y demás participantes). A diferencia de los regímenes de Suministro Básico, Suministro Calificado o Autoconsumo menor o igual a 20 MW, este esquema habilita la comercialización de energía eléctrica, productos asociados y servicios conexos, tanto para consumo propio como para su venta a terceros, incluyendo, Usuarios Calificados, SSC y otros participantes del mercado¹¹. Este modelo está orientado a proyectos de gran escala, con altos requerimientos de planeación, inversión y gestión técnica, que buscan integrar infraestructura de generación eléctrica. La flexibilidad que ofrece permite diseñar modelos energéticos integrados, diversificar fuentes de suministro, aprovechar excedentes de energía y generar estrategias competitivas de largo plazo, en un marco de altas exigencias regulatorias y técnicas.

Requisitos normativos aplicables

- **PDSE:** reportar a SENER/CENACE las características del proyecto (capacidad, tecnología, ubicación), cronograma y proyecciones de carga para su inclusión en el PDSE. Es el marco que alinea la expansión del sistema y condiciona los siguientes pasos.
- **MIS:** presentar la MIS y obtener resolutive favorable antes de avanzar con etapas técnicas y de interconexión. Acreditar impactos en comunidades y zona de influencia conforme a la ley.
- **Permiso de generación ante la CNE:** tramitar el permiso ordinario de generación, anexando expediente técnico-legal y financiero con estudios de viabilidad, análisis de impacto en la red/interconexión acorde al tamaño de la planta y demás requisitos administrativos.
- **Registro como Participante del MEM ante CENACE:** gestionar el alta y habilitación como participante dando cumplimiento técnico-operativo, garantías financieras y adhesión a los procesos de despacho y liquidación del mercado.

- **Cumplimiento de las Reglas del MEM:** acatar las obligaciones de contratación, medición/telemetría homologada, liquidaciones, manejo de excedentes y productos asociados (incluidos servicios conexos), así como el régimen de reportes y auditorías.
- **Certificados de Energías Limpias (CEL), cuando aplique:** para tecnologías elegibles, acreditar y dar seguimiento a los volúmenes de energía limpia ante la autoridad, conforme al capítulo de CEL y a las metas de transición energética.

Requisitos técnicos aplicables

- **Código de Red (diseño y operación):** la central deberá cumplir parámetros de continuidad, tensión, frecuencia, factor de potencia, estabilidad, protecciones y calidad de energía, incluyendo plan de cumplimiento, esquemas de selectividad y registros de monitoreo en operación.
- **Interconexión y obras asociadas:** definir el Punto de Interconexión validado por CENACE y el alcance de obras con CFE (subestaciones, líneas, protecciones, otros), presentando información técnica, programa de construcción y pruebas.
- **Almacenamiento y/o respaldo operativo:** para generación intermitente (solar/eólica), será obligatorio integrar SAE o, alternativamente, se deberá contratar respaldo conforme a los criterios de confiabilidad aplicables.
- **Medición, control y comunicaciones:** se deberá instalar medición certificada en generación, consumo e inyección (medición bidireccional donde aplique), con telemetría y telemedición hacia el CENACE y la CFE.
- **Viabilidad técnica y habilitantes regulatorios:** se integrarán estudios de impacto en la red y su resolutive, evidenciando cumplimiento ambiental, así como el resolutive de la MIS, como insumos previos a la ejecución técnica.
- **Pruebas, arranque y puesta en servicio:** se ejecutarán las pruebas en fábrica y en sitio (protecciones, comunicación, respuesta a eventos, calidad de energía), protocolos

de energización, actas de cumplimiento y criterios de aceptación para la entrada en operación comercial.

Aplicación y ventajas para parques industriales

- **Abasto directo y gestión colectiva:** una central con capacidad de generación mayor a 20 MW puede suministrar a varios centros de carga del parque mediante una Red Particular, y gestionar flujos en conjunto, además de vender excedentes en el MEM conforme a su registro.
- **Flexibilidad tecnológica:** integración de tecnologías renovables, cogeneración o híbridos, combinables con SAE para mejorar resiliencia y perfil horario.
- **Estrategia de portafolio:** posibilidad de combinar Autoconsumo, contratos con SSC y participación en el MEM para optimizar costo/riesgo en el tiempo.

Retos y consideraciones

- **Mayor carga regulatoria y fiscalización:** permisos, MIS, registro y cumplimiento de reglas del MEM, con reporteo y auditorías continuas.
- **CAPEX y obras de interconexión relevantes:** subestaciones, líneas, medición y telemetría; posibles refuerzos de red condicionados por el estudio de impacto y la planeación vinculante.
- **Riesgos técnicos de red:** saturación local, límites de inyección, control de potencia reactiva y cumplimiento del Código de Red (costos de corrección).
- **Coordinación con Usuarios:** en esquemas colectivos, se requiere acreditar formalmente a los Usuarios, reglas de reparto y medición para evitar que el suministro sea interpretado como venta fuera del marco.

¹¹Con base en el perfil sectorial de los parques AMPIP la gran mayoría no requiere centrales con capacidad instalada mayor a 20 MW. Por la vocación de los inquilinos (logística, manufactura ligera, ensamble, almacenamiento convencional), la demanda agregada suele quedar por debajo de ese umbral. Solo casos excepcionales (aquellos que emplean procesos térmicos intensivos, química de proceso, siderurgia, data centers o líneas automotrices con cabinas de pintura/horno, entre otros) podrían justificar esta capacidad, así como una participación plena en el MEM. Por ello, cualquier iniciativa por encima de 20 MW debe sustentarse en estudios de demanda firmes, contratos ancla y una justificación técnico-económica robusta.

INSTRUMENTOS TÉCNICOS DE CUMPLIMIENTO

Son el conjunto de especificaciones, pruebas, mediciones y reportes que llevan la implementación de la ley y los contratos a requisitos verificables. Su función es habilitar la conexión segura al SEN, sostener la calidad y la continuidad del servicio, y dar trazabilidad a la operación ante autoridades y terceros (fuentes de financiamiento, aseguradoras, inquilinos del parque). No son un anexo opcional: estructuran todo el ciclo de vida de los proyectos (desde el diseño y la ingeniería, pasando por la construcción y la puesta en servicio, hasta la operación diaria y las auditorías periódicas) y condicionan la capacidad autorizada, los límites de inyección y la permanencia en operación.

Propósito: asegurar seguridad eléctrica, calidad de energía, confiabilidad operativa y transparencia comercial, con métricas objetivas y evidencia documentada.

Alcance transversal: en diversos niveles, aplican a todas las opciones de esquemas de suministro del parque (Autoconsumo aislado o interconectado menor o igual a 20 MW, suministro con terceros, y proyectos mayores a 20 MW que participan en el MEM).

Proporcionalidad: las exigencias escalan según capacidad instalada, tecnología (intermitente o no), criticidad de cargas y esquema de conexión (aislado o interconectado).

Momentos de aplicación: se definen en el diseño, se verifican en obra y comisionamiento (pruebas y actas), y se mantienen en operación con monitoreo continuo, bitácoras, telemetría y reportes.

Verificación y evidencia: requieren medición homologada, sistemas de control y comunicaciones, planes de pruebas, registros de eventos y auditorías internas y externas, con responsables y plazos claros.

Responsables: el titular del proyecto responde por el cumplimiento integral; el operador técnico ejecuta y reporta; el parque coordina la gobernanza con inquilinos y resguarda la documentación que impacta en contratos y niveles de servicio.

Estos instrumentos convierten el “deber ser” regulatorio en prácticas operativas cotidianas y son el marco común que permite a un parque industrial crecer por fases, integrar nuevas tecnologías y mantener certidumbre técnica, comercial y legal.

Código de Red

Constituye el marco técnico obligatorio que establece los requerimientos mínimos para la interconexión, conexión y operación de las instalaciones eléctricas en el SEN. Su propósito es asegurar que dichas instalaciones funcionen bajo condiciones de seguridad, continuidad, estabilidad y eficiencia operativa. Esta normativa es aplicable a todos los participantes del sistema, generadores, centros de carga y Usuarios Finales, sin importar el esquema de Suministro bajo el cual operen, ya sea Básico, Calificado o alguna modalidad de Autoconsumo. El cumplimiento del Código debe verificarse mediante estudios técnicos que evalúen el desempeño de las instalaciones frente a parámetros como el factor de potencia, contenido de armónicos, variaciones de voltaje y frecuencia, entre otros. Estas evaluaciones son obligatorias, especialmente en casos de nuevas interconexiones, ampliaciones de capacidad instalada, modificaciones en el perfil de consumo, o cambios relevantes en la configuración eléctrica interna.

Las instalaciones aplicables de cumplir con el Código de Red deberán someterse a verificaciones periódicas cada uno o dos años a través de unidades verificadoras; sin embargo, se prevé que la CNE emita lineamientos actualizados para inspecciones calendarizadas o mecanismos de autoevaluación periódica. El incumplimiento de las disposiciones técnicas puede derivar en restricciones para la conexión, condicionamientos operativos, o incluso sanciones administrativas, conforme a lo establecido en el marco legal vigente.

Para los parques industriales, el cumplimiento del Código de Red implica garantizar que todos los componentes de sus sistemas eléctricos estén diseñados, instalados y operando conforme a los criterios técnicos de calidad, continuidad, confiabilidad, estabilidad y seguridad definidos por la CNE y bajo las disposiciones del CENACE. Cuando el parque concentra múltiples Usuarios y dispone de infraestructura compartida, como subestaciones, redes internas o líneas de distribución particulares, es indispensable una planeación técnica integral que asegure la compatibilidad entre las condiciones eléctricas de cada centro de carga y la operación conjunta del sistema. Esta coordinación técnica entre desarrolladores, administradores de infraestructura e inquilinos es fundamental para prevenir afectaciones en la red interna y evitar impactos adversos en las RGD o la RNT a las que el parque se conecta.

Demanda controlable

Se refiere a la capacidad de ciertos Usuarios Finales o de sus representantes de modificar voluntariamente su patrón de consumo eléctrico en respuesta a señales del sistema. Estas señales pueden provenir del MEM, del esquema de Suministro Básico o de directrices emitidas por la CNE, particularmente ante picos de demanda, restricciones operativas o emergencias en la red. De acuerdo con el artículo 64 de la LSE, la demanda controlable puede constituirse en un “recurso despachable”, con reglas de liquidación y verificación, sujeto a regulación específica. Este instrumento forma parte de las herramientas operativas del SEN para optimizar la gestión de carga, incrementar la flexibilidad operativa y contribuir a la confiabilidad del sistema. Para participar en este instrumento, los Usuarios deben cumplir con requisitos técnicos definidos por la regulación vigente, así como registrarse formalmente ante la autoridad competente. En particular, los Usuarios de Suministro Básico con capacidad de demanda controlable pueden ofrecer su reducción de consumo y productos asociados a través del CFE SSB; para otros Usuarios Calificados, se puede participar a través del MEM. La participación puede implicar la instalación de sistemas de medición, automatización y control, que permitan ejecutar ajustes de carga en tiempo real o bajo una programación definida. Este tipo de respuesta a la demanda representa un mecanismo de coordinación operativa entre el Usuario y el operador del sistema, habilitando una interacción activa en la operación eléctrica nacional.

En los parques industriales, la participación en instrumentos de demanda controlable permite utilizar de forma estratégica la capacidad instalada y la flexibilidad operativa para contribuir al equilibrio del SEN, evitando penalizaciones y mejorando el factor de carga de los parques. Asimismo, pueden ofrecer reducciones de carga y productos asociados a través de acuerdos contractuales con su Suministrador, recibiendo beneficios económicos a cambio de su participación en la gestión del sistema. Esta figura representa una alternativa para optimizar perfiles de consumo, reducir costos y adoptar esquemas de carga flexible, siempre que se cuente con la infraestructura adecuada de medición certificada, control y automatización. En zonas con alta concentración de carga industrial, estas acciones tienen un impacto positivo en la estabilidad regional, reduciendo el riesgo de interrupciones no programadas.



Monitoreo y reporte

Se refiere a la medición continua, sistemática y verificable de variables eléctricas críticas dentro del SEN como: consumo, generación, flujos, calidad de la energía, y, si aplica, uso de energías limpias, así como emisiones asociadas. Esta trazabilidad energética se ha consolidado como un requisito transversal en la regulación vigente, particularmente bajo la LSE y las disposiciones técnicas complementarias emitidas por la CNE y el CENACE.

De acuerdo con la normativa vigente, esquemas como el Suministro Calificado, el Autoconsumo interconectado y la Generación Distribuida deben incorporar infraestructura avanzada de medición. Esta incluye medidores certificados inteligentes con capacidades de registro horario, transmisión remota y certificación de datos, telemetría interoperable, con cobertura desde el punto de interconexión hasta medidores internos, así como plataformas interoperables que permitan el reporte automatizado hacia las autoridades competentes. Para verificar el cumplimiento de las disposiciones regulatorias, dichos sistemas deben complementarse con auditorías técnicas periódicas realizadas por terceros acreditados.

El objetivo de este seguimiento operativo de variables eléctricas es permitir a las autoridades monitorear en tiempo real el comportamiento del sistema, identificar desviaciones respecto a los parámetros establecidos, gestionar de forma más eficiente la operación y, en su caso, aplicar medidas correctivas o sanciones administrativas. Más allá del cumplimiento normativo, el monitoreo continuo también habilita la implementación de estrategias de eficiencia energética, optimización operativa y reducción de costos, consolidándose como un elemento clave en la gestión técnica de los parques industriales.

En cuanto a las responsabilidades, la SPV/operador custodia el dato maestro, genera reportes automáticos a la autoridad/mercado, define KPI y alertas para decisiones.

En el contexto de los parques industriales, el cumplimiento de los requerimientos de monitoreo y reporte genera evidencia trazable ante la CNE y el CENACE y disminuye el riesgo de restricciones o sanciones; además, favorece la detección de pérdidas, la corrección de calidad (FP/armónicos), el aplanamiento de picos y un mejor uso del almacenamiento.

El cumplimiento de contar con instrumentos de monitoreo y reporte implica también la instalación de equipos de medición certificados en cada centro de carga de los parques, el establecimiento de plataformas centralizadas para la recopilación y transmisión de datos, y la definición de protocolos internos para el análisis, validación y respuesta ante posibles desviaciones. Estas obligaciones aplican tanto para parques en operación como para aquellos en construcción o en fase de planeación. En instalaciones existentes donde aún no se ha integrado esta infraestructura, será necesario incorporarla de forma progresiva, conforme a la normativa vigente y atendiendo al alcance que corresponda a cada parte involucrada.

En desarrollos con múltiples Usuarios o infraestructura compartida (como subestaciones, redes internas o sistemas de monitoreo comunes), contar con un esquema técnico coordinado resulta fundamental para asegurar la operación eléctrica del parque, prevenir afectaciones cruzadas entre instalaciones conectadas a una misma red y garantizar el cumplimiento colectivo, con conciliaciones claras parque–SPV–inquilinos y una base sólida para reglas de reparto y facturación interna. En este sentido, los desarrolladores deben asegurar que la infraestructura común cumpla con los requisitos regulatorios, mientras que los inquilinos son responsables del monitoreo y reporte de su consumo específico, en función de su perfil de demanda y modalidad de suministro.

Certificados de Energías Limpias (CEL)

Están definidos como un instrumento regulatorio establecido en la LPTE, presente también en la LSE, cuyo objetivo es fomentar la generación y el consumo de electricidad a partir de fuentes limpias¹². Este instrumento permite verificar el cumplimiento de metas anuales obligatorias de consumo de energía limpia, determinadas por la autoridad competente.

Están obligados a adquirir CEL los Usuarios Calificados registrados en el MEM, así como los SSC que les entregan energía. En el caso de Usuarios de Suministro Básico, la responsabilidad del cumplimiento recae en CFE SSB, por lo que no gestionan directamente sus CEL. Cada año, SENER establece un porcentaje mínimo obligatorio de consumo eléctrico que debe provenir de fuentes limpias, el cual es supervisado por la

CNE. Para acreditar su cumplimiento, los sujetos obligados, como los Usuarios Calificados y los SSC, deben contar con CEL equivalentes al porcentaje establecido sobre su consumo total anual. El cumplimiento de esta obligación es de carácter anual y debe acreditarse generalmente durante el primer trimestre del año siguiente al periodo de consumo. La omisión o incumplimiento puede resultar en sanciones económicas y afectar negativamente la imagen corporativa en materia de sostenibilidad.

Existen dos vías principales para obtener CEL:

1. La compra en el MEM, mediante contratos bilaterales con generadores limpios o mecanismos habilitados por el CENACE, y
2. La autogeneración limpia, en la que los Usuarios que cuentan con plantas de generación propia a partir de fuentes renovables pueden obtener CEL conforme al volumen de energía producida, siempre que cumplan con los requisitos técnicos y de certificación aplicables.

En los parques industriales, la obligación de contar con CEL aplica principalmente a las empresas inquilinas registradas como Usuarios Calificados, o bien al SSC que les provee energía, y cuando todo el parque opera bajo un esquema colectivo con un solo contrato de Usuario Calificado, la responsabilidad recae directamente en el operador o en el SSC contratado. Esto implica que los CEL impactan simultáneamente en el diseño contractual y las responsabilidades, exigiendo gobernanza energética, cláusulas claras de asignación, precios y liquidación, así como procedimientos de medición y reporte, en el costo y la estrategia de suministro; ya que modifican la mezcla de abastecimiento y requieren planeación para evitar volatilidad y sanciones. En el valor para la atracción de inversión pueden elevar el perfil ESG del parque y asegurar trazabilidad energética, fortaleciendo la competitividad frente a inquilinos globales y mejorando la narrativa de sostenibilidad. Para los desarrolladores, tanto en nuevos proyectos como en parques en operación, integrar este requisito de forma anticipada y estratégica es esencial para cumplir con las metas regulatorias y sostener la viabilidad a largo plazo del modelo energético del parque.

Certificados Internacionales de Energía Renovable, I REC(E)

Constituyen un mecanismo de certificación reconocido a nivel global para acreditar que una determinada cantidad de electricidad (equivalente a 1 MWh por certificado) ha sido generada a partir de fuentes renovables¹³, de acuerdo con la definición de “renovable” emitida por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés). La certificación opera bajo el marco de la International Tracking Standard Foundation o I-TRACK Foundation (Fundación del Estándar Internacional de Seguimiento o Fundación I-TRACK, en español), una plataforma internacional que proporciona reglas, procedimientos y garantías de trazabilidad; en México el organismo acreditado para emitir los I-REC(E) es la Sociedad Mexicana de Normalización y Certificación (NORMEX). Cada I REC(E) contiene información detallada sobre el origen de la energía, incluyendo el tipo de fuente renovable utilizada (solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, entre otras), la ubicación de la planta generadora, la fecha de producción y los parámetros técnicos asociados. Estos certificados son emitidos, comercializados, transferidos y redimidos a través de una plataforma digital controlada por entidades registradoras acreditadas. Una vez utilizados, se cancelan para evitar duplicidades, lo que asegura su trazabilidad y credibilidad en mercados internacionales.

En parques industriales, representan una herramienta estratégica para respaldar el consumo de energía limpia más allá de los requisitos normativos nacionales, permitiendo a desarrolladores y empresas inquilinas demostrar con reconocimiento internacional que su consumo eléctrico proviene de fuentes renovables. A diferencia de los CEL, cuya responsabilidad regulatoria recae en Usuarios Calificados o en el SSC que les provee energía, y en esquemas colectivos directamente en el operador del parque o SSC contratado; los I-REC(E) funcionan como un mecanismo voluntario que impacta en tres frentes: en el diseño contractual y las responsabilidades, al integrarse en acuerdos de suministro o en esquemas colectivos con reglas de asignación claras; en el costo y la estrategia de suministro, al complementar PPAs renovables, autogeneración certificable o portafolios de certificados con un componente adicional de trazabilidad internacional; y en el valor para la atracción de inversión, al elevar el perfil ESG del parque, facilitar el cumplimiento de estándares globales exigidos por cadenas de suministro y fortalecer la narrativa de sostenibilidad y descarbonización frente a inversionistas e

¹²Incluyen aquellas tecnologías y procesos que generan electricidad con bajas o nulas emisiones contaminantes, contribuyendo a los objetivos de descarbonización, seguridad energética y cumplimiento de compromisos internacionales. Entre las tecnologías consideradas bajo esta caracterización se encuentran: energía solar (fotovoltaica y termosolar), energía eólica (onshore y offshore), geotermia, hidroelectricidad (de gran escala y pequeñas centrales hidroeléctricas), biomasa (incluyendo biogás y residuos orgánicos), cogeneración eficiente (bajo criterios establecidos por la autoridad competente), hidrógeno verde (y otros procesos basados en electrólisis con fuentes renovables) y tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCUS), aprovechamiento energético de residuos (cuando se cumplan criterios de eficiencia y emisiones)

¹³En México no son obligatorios ni sustituyen a los CEL; su valor es voluntario y estratégico para competitividad, reputación y alineación con estándares globales.

inquilinos globales. Su adopción es flexible y puede implementarse en cualquier etapa del parque (planeación, construcción u operación) como complemento a proyectos de eficiencia o a modelos de suministro calificado, convirtiéndose en un diferenciador clave para acceder a mercados internacionales y sostener la competitividad de largo plazo.

Si bien los I-REC(E) aún no están plenamente definidos en el marco regulatorio nacional como un instrumento obligatorio o equivalente a los CEL, su relevancia estratégica en términos de competitividad internacional, reputación corporativa y cumplimiento voluntario de metas ambientales los posiciona como una herramienta clave para los parques industriales que buscan alinearse con estándares globales de sostenibilidad.

SOLUCIONES TÉCNICAS Y MODELOS OPERATIVOS

Permiten que los esquemas de suministro no sean rígidos, sino adaptables a la dinámica del parque. Funcionan como un conjunto de herramientas de gestión que maximizan la eficiencia, reducen riesgos y habilitan la transición energética, sin comprometer la continuidad del servicio.

Propósito: incrementar la resiliencia operativa, la eficiencia en costos y la capacidad de adaptación a cambios regulatorios o tecnológicos, mediante mecanismos que optimicen el uso de la energía y diversifiquen fuentes de abasto.

Alcance transversal: son aplicables a cualquier parque, independientemente de su tamaño o modalidad de suministro, y pueden desplegarse de forma modular para acompañar el crecimiento por fases.

Proporcionalidad: las soluciones escalan según la criticidad de las cargas y la estrategia de cada parque, desde microrredes locales para respaldo inmediato, hasta sistemas de almacenamiento de gran escala que permiten participación en el MEM.

Momentos de aplicación: se diseñan en la planeación del parque, pueden incorporarse en fases posteriores, y deben evaluarse periódicamente para ajustar operación, integrar tecnologías emergentes (hidrógeno, inteligencia artificial, gestión digital de energía, etc.), y responder a nuevas normas.

Verificación y evidencia: requieren especificaciones técnicas, pruebas de desempeño, protocolos de integración al SEN, sistemas de monitoreo y reporte a autoridades y aseguradoras, además de planes de mantenimiento preventivo.

Responsables: el desarrollador habilita la infraestructura base, el administrador del parque gestiona la integración y los inquilinos se benefician de la flexibilidad; en paralelo, el regulador valida la conformidad y la CFE y el CENACE supervisan los impactos en red.

Las soluciones técnicas y modelos operativos ofrecen una capa de innovación que convierte a los esquemas de suministro en plataformas vivas y evolucionables, habilitando a los parques industriales para integrar energía de fuentes renovables, gestionar cargas críticas y asegurar una operación competitiva y sostenible en el tiempo.

Venta de energía a terceros

Esta figura se reconoce como una modalidad válida dentro del Sistema Eléctrico Mexicano, sin que se considere como una actividad de comercialización ni requiera permiso como Suministrador. De acuerdo con el Artículo 61, fracción I de la LSE, un Usuario Final puede vender energía eléctrica a un tercero, siempre que dicha energía se consuma dentro de una Red Particular, es decir, una red eléctrica interna que no forme parte ni de la RNT ni de las RGD.

Esta figura puede estructurarse bajo distintas modalidades de contraprestación, que varían en función del perfil del proyecto, las características del Usuario Final y el esquema de suministro adoptado. Entre las principales se encuentran:

- **Net Metering:** los excedentes de energía generada se compensan contra el consumo registrado en el mismo periodo de facturación, generando créditos aplicables a futuros ciclos;
- **Net Billing:** la energía entregada se valora a un precio previamente acordado y se descuenta del total a pagar por el consumo; y
- **Venta Total:** modalidad en la que la totalidad de la energía generada se transfiere a un tercero, mientras el generador adquiere su propio suministro eléctrico por separado.

Estas modalidades permiten configurar relaciones técnicas y comerciales adaptables, brindando flexibilidad para implementar soluciones energéticas según el grado de madurez operativa y tecnológica de cada entorno.

La posibilidad de aplicar esta solución depende del esquema de suministro eléctrico bajo el cual opere el Usuario Final. En términos generales, este modelo puede implementarse bajo dos esquemas principales: Suministro Básico y Suministro Calificado, cada uno con características particulares en cuanto a regulación, costos y flexibilidad.

En el esquema de Suministro Básico, la energía es adquirida a través de la CFE SSB, bajo tarifas reguladas por la autoridad. Un único Usuario Final puede gestionar la compra de energía y redistribuirla a terceros dentro de una Red Particular, sin que estos últimos mantengan contratos individuales con la CFE. Esta modalidad permite acceder a precios estandarizados, sin necesidad de permisos adicionales, y puede servir como solución provisional mientras se consolidan modelos energéticos más avanzados. Ofrece un control limitado sobre el origen de la energía y sus condiciones comerciales, lo que restringe la adopción de estrategias enfocadas en eficiencia o transición energética.

Por otro lado, bajo el esquema de Suministro Calificado, la energía es provista por un SSC mediante contratos bilaterales negociados en el MEM. Esta opción ofrece mayor flexibilidad en la estructuración de precios, condiciones de entrega y origen del suministro, incluyendo la posibilidad de integrar energía proveniente de fuentes limpias. La venta de energía a terceros se realiza bajo acuerdos privados que permiten reflejar los costos reales del mercado y adaptar los contratos a las necesidades específicas de cada consumidor, dentro de una Red Particular.

En el caso de los parques industriales, representa una solución flexible para optimizar la gestión energética interna, permitiendo que el desarrollador o administrador del parque centralice la compra y redistribución de energía a inquilinos dentro de una Red Particular, bajo esquemas de Suministro Básico o Calificado. Este modelo fortalece la **gobernanza y eficiencia interna**, al unificar reglas técnicas, medición y cobros, reduciendo barreras de acceso al mercado; aporta **flexibilidad comercial y de transición**, ya que bajo Suministro Básico ofrece precios regulados de forma expedita y, bajo Suministro Calificado, habilita estructuras contractuales y exige un **diseño e infraestructura**

eléctrica adecuada, que optimizan costos, mejoran la trazabilidad energética y aceleran la descarbonización del portafolio del parque. De esta manera, la figura puede adaptarse tanto en parques en operación, para reorganizar su modelo energético sin incurrir en complejidades regulatorias mayores; como en proyectos en construcción o planeación, donde su incorporación temprana maximiza la viabilidad técnica y económica a largo plazo.

Su éxito depende de contar con una infraestructura eléctrica interna adecuada, contratos privados sólidos, medidores certificados por punto de consumo, y un marco normativo claro que defina los alcances de la Red Particular y la responsabilidad de cada actor.

Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAE)

Contemplados como elementos habilitadores del nuevo modelo energético bajo la LSE, los SAE son infraestructuras tecnológicas diseñadas para capturar, almacenar y liberar energía de forma controlada, permitiendo una gestión más flexible de la oferta y la demanda dentro del SEN. Estos sistemas integran componentes como unidades de almacenamiento (baterías, aire comprimido, hidrógeno, entre otros), inversores, sistemas de control, protecciones eléctricas y equipos de medición bidireccional, que registran tanto la energía consumida como la inyectada a la red.

La configuración técnica varía según la tecnología empleada y el objetivo operativo, ya sea para respaldo, optimización o participación en el mercado. Un SAE puede operar como infraestructura de soporte para esquemas de Autoconsumo con generación intermitente, como herramienta para reducir picos de demanda y mejorar los perfiles de consumo, o como solución auxiliar para asegurar la calidad del suministro dentro de los parques industriales. La integración de un SAE es posible en esquemas de Generación Distribuida, donde permiten un mayor control sobre la energía generada y utilizada localmente.

Desde el punto de vista operativo, los SAE se clasifican en cuatro opciones funcionales, lo que permite adaptar el diseño, instalación y operación de los SAE a diversas necesidades técnicas, modelos de negocio y condiciones regulatorias:

1. **SAE-CE**, asociados a una central eléctrica, que actúan como extensión de la central para optimizar la entrega de energía y mitigar intermitencias, especialmente en tecnologías renovables;
2. **SAE-CC**, asociados a un centro de carga, orientados a Usuarios industriales o comerciales, enfocados en reducir costos, gestionar demanda y evitar penalizaciones sin inyectar energía a la red;
3. **SAE-AA**, integrados en esquemas de abasto aislado, útiles en entornos sin conexión a la red pública para garantizar la continuidad operativa; y
4. **SAE No Asociado**, conectados directamente a la red de transmisión o distribución, con capacidad para inyectar o retirar energía en función de las condiciones del sistema o del mercado.

El marco regulatorio vigente establece criterios diferenciados para su integración al SEN, de acuerdo con su modalidad operativa. Los esquemas SAE-CE, SAE-AA y SAE No Asociado, requieren estudios técnicos de interconexión que consideren la tecnología empleada, la capacidad de almacenamiento en MWh, la potencia de inyección en MW, la eficiencia operativa y la velocidad de respuesta del sistema. Estos estudios son requisito para obtener el permiso correspondiente ante el CENACE. En contraste, los SAE-CC no están autorizados para inyectar energía a la red, por lo que su implementación únicamente requiere una notificación formal ante la CRE, sin necesidad de gestionar interconexión. En cuanto a la participación en el MEM, los SAE registrados como centrales eléctricas pueden comercializar energía y potencia, así como prestar servicios conexos como regulación de frecuencia y reservas operativas.

En los parques industriales, los SAE se consolidan como una herramienta estratégica para optimizar costos y perfiles de consumo al disminuir picos de demanda, suavizar curvas de carga y desplazar consumos hacia horarios más convenientes, mejorando así la factura eléctrica de los inquilinos. Al mismo tiempo, fortalecen la resiliencia y calidad interna del suministro, aportando respaldo operativo, estabilizando la red particular y mitigando variaciones instantáneas, lo que resulta clave en desarrollos con alta concentración de demanda. Su implementación puede extenderse más allá del nivel individual, integrándose en modelos colectivos y escalables que permiten compartir infraestructura entre múltiples centros de carga, vincularse con generación distribuida o renovable y ajustarse tanto

a esquemas de Suministro Básico como Calificado. Bien diseñados, estos sistemas no solo estabilizan la operación eléctrica del parque, sino que también aportan flexibilidad para cumplir compromisos de descarbonización y sostener la competitividad a largo plazo del modelo energético del parque.

Pequeños Sistemas Eléctricos

Comúnmente conocidos como “micro redes”, constituyen una solución tecnológica emergente para entornos que requieren mayor autonomía operativa, resiliencia frente a interrupciones del suministro y una integración más eficiente de fuentes de energía limpia. Estos sistemas están conformados por una combinación de generación local (como sistemas fotovoltaicos, cogeneración, sistemas de almacenamiento), infraestructura de control y automatización, y una red interna de distribución eléctrica. Su arquitectura permite operar en modalidad conectada a la red pública o en modo aislado, dependiendo de las necesidades y de las condiciones regulatorias aplicables.

Desde el punto de vista técnico, incorporan elementos de monitoreo, respuesta automática a la demanda, y gestión inteligente de carga, lo que los convierte en una herramienta eficaz para enfrentar restricciones en la infraestructura de conexión o en el caso que se desee establecer sistemas cerrados de suministro interno. Esta capacidad de operación autónoma o semiautónoma brinda mayor certeza operativa ante variaciones en la red pública, a la vez que permite maximizar el aprovechamiento local de la energía generada y almacenada.

Si bien el marco regulatorio específico para estos esquemas aún se encuentra en proceso de consolidación bajo la nueva LSE y sus instrumentos complementarios, su desarrollo deberá alinearse a los lineamientos técnicos, criterios de interoperabilidad, normas de seguridad, y parámetros de eficiencia definidos por la CNE, así como a los requisitos técnicos correspondientes con el CENACE o la CFE, según aplique.

En el entorno de los parques industriales, su adopción representa una alternativa altamente funcional para enfrentar limitaciones en la disponibilidad de infraestructura eléctrica pública, reducir costos operativos y garantizar continuidad energética ante eventos de inestabilidad o desconexión de la red. Su diseño modular y escalable permite adaptar la solución a las características del parque,

considerando variables como la densidad de carga, el perfil horario de consumo, la vocación productiva de las empresas usuarias y la presencia de recursos energéticos locales aprovechables. En desarrollos nuevos o en proceso de expansión, las microrredes pueden planearse desde etapas tempranas como parte integral de la estrategia energética del sitio, permitiendo una gestión autónoma de la generación, almacenamiento y distribución de energía dentro de un sistema cerrado y controlado.

Entre los beneficios específicos para los desarrolladores inmobiliarios industriales se encuentran la posibilidad de ofrecer infraestructura energética de alto valor agregado, la diferenciación comercial frente a otros parques sin soluciones propias de resiliencia, la reducción de barreras técnicas al acceso energético en regiones con saturación o baja cobertura de redes, y el potencial de generar ingresos complementarios mediante la gestión compartida del sistema entre múltiples Usuarios. Además, constituyen una herramienta versátil y estratégica para el fortalecimiento del modelo de negocio industrial, al permitir mayor control sobre la variable energética.



ESTRATEGIA DE INTERLOCUCIÓN INSTITUCIONAL AMPIP -SENER

Vinculación estratégica con CFE, CENACE, CNE, CONUEE

En el contexto del relanzamiento de la política energética nacional y la implementación del Plan México, la AMPIP ha sido reconocida por el Gobierno de México, particularmente por la SENER, como un actor estratégico que representa la voz del sector de parques industriales. Esta visión ha abierto la puerta a una colaboración estructurada con las autoridades energéticas, permitiendo a la asociación consolidarse como un interlocutor técnico y confiable para abordar los desafíos del sector en materia de energía.

En respuesta a las necesidades manifestadas por la membresía, los asociados de AMPIP cuentan con una estrategia de interlocución institucional con SENER y sus organismos coordinados, con el objetivo de mejorar las condiciones de acceso, operación, cumplimiento y eficiencia energética en los parques industriales del país. Como resultado de este esfuerzo, se creó una mesa de trabajo interinstitucional, conformada por un grupo técnico de trabajo encabezado por AMPIP, con participación de CFE, CENACE, CNE y SENER. Este espacio de colaboración se ha consolidado como un mecanismo continuo de diálogo técnico, orientado a identificar soluciones regulatorias y operativas específicas para el sector inmobiliario industrial.

Entre los principales avances de esta coordinación destaca el reconocimiento formal de los parques industriales como nodos estratégicos dentro del SEN. Esto ha derivado en acciones concretas, como la incorporación de información agregada sobre la demanda energética de los parques en los ejercicios de planeación vinculante de la SENER, la identificación de zonas industriales prioritarias para la expansión de infraestructura eléctrica, y la exploración de esquemas diferenciados de suministro por parte de CFE.

En el ámbito de la eficiencia energética, AMPIP mantiene una colaboración activa con CONUEE para el desarrollo de marcos técnicos que reconozcan las buenas prácticas implementadas por los parques industriales. Esta iniciativa busca resaltar los esfuerzos en cumplimiento normativo y mejora operativa, así como posicionar a los parques como espacios modelo en el uso industrial responsable y sostenible de la energía, en línea con los objetivos nacionales de transición energética.

Gracias a esta estrategia integral de vinculación institucional, AMPIP ha logrado facilitar el entendimiento técnico entre el sector inmobiliario industrial y las autoridades del sistema eléctrico, generando beneficios tangibles para su membresía y, en segunda instancia, para los inquilinos de los parques industriales. Este posicionamiento ha permitido atender problemáticas estructurales como la saturación regional de infraestructura, los desafíos normativos para nuevos proyectos y la necesidad de anticipar escenarios de demanda energética conforme al crecimiento industrial proyectado.

Paquetes CFE para Parques Industriales

Concebidas como soluciones “llave en mano” diseñadas específicamente para parques industriales, integran estudios; permisos; ingeniería, construcción, puesta en servicio (EPC); y operación y mantenimiento, con posibilidad de participación mixta y PPA. Nacen para resolver tres cuellos de botella: capacidad y conexión, certidumbre de costos y burocracia desarticulada y fragmentada.

Principios de mayor competitividad:

- Una sola ventanilla, múltiples soluciones: conexión y/o generación con el mismo interlocutor.
- Escalables por fases: empiezan desde la situación actual del parque y crecen conforme el parque se amplía o requiere soluciones más complejas.
- Compatibles con metas ASG: opciones para reducir huella de carbono y cumplir con clientes globales.
- Enfoque en continuidad operativa: prioridad a confiabilidad y tiempos de entrada.

Portafolio:

A. Generación Modular (Gas/Diésel). Una central eléctrica “a la medida”, instalada cerca del parque, con su propia subestación y acometidas internas, que se arma por módulos según crezca la demanda. Sirve cuando la red pública está saturada o la conexión tardará más de lo que el proyecto puede esperar. Permite energizar nuevas etapas de inmediato, asegurar contratos con inquilinos y evitar cancelaciones de los inquilinos por falta de capacidad. Posteriormente, cuando esté lista la conexión definitiva, el parque puede migrar sin frenar inversiones, ya que la generación modular funciona como un puente que mantiene el ritmo comercial y protege el flujo de ventas.

- B. Generación Híbrida “+Verde” (energía térmica + fotovoltaica/ eólica + baterías).** Lógica de generación modular, incorporando fuentes renovables y almacenamiento para suavizar el consumo y reducir emisiones. Combina una base térmica confiable con energía solar o eólica y baterías, que desplazan consumos a horas más de menor demanda y recortan picos. Es ideal para parques con clientes globales que exigen metas ASG, o en zonas con tarifas muy altas en ciertos horarios. El resultado es doble: se mejora la atracción de empresas ancla y, al mismo tiempo, baja el costo horario de la energía y se avanza en descarbonización sin sacrificar continuidad.
- C. Conexión a RNT (alta tensión, mayor a 10 MVA).** Consiste en construir una nueva subestación y la línea de transmisión necesaria para alimentar cargas grandes y críticas, con estándares de calidad y redundancia superiores. Es la solución para clústeres industriales, parques con Usuarios Calificados o proyectos que requieren confiabilidad de primer nivel. Su mayor valor es estructural: habilita la capacidad suficiente para los próximos 10–15 años, mejora la estabilidad eléctrica y eleva el valor del suelo industrial al asegurar que el parque podrá crecer sin topar con el “techo” de la red.
- D. Conexión a RGD (≤ 10 MVA).** Es una conexión a la red de distribución que se ejecuta en menos tiempo y con menor complejidad que la alta tensión. Resulta perfecta para parques pequeños o medianos, ampliaciones rápidas o como solución puente mientras madura una obra mayor. Ofrece una tarifa regulada estable y un proceso más ágil, suficiente para arrancar operaciones y firmar nuevos contratos sin esperar grandes proyectos de transmisión. En términos prácticos: habilita ventas en el corto plazo y da tiempo al plan comercial.
- E. Servicios Agregados/Complementarios.** Es un menú de soluciones que elevan la propuesta de valor del parque: cogeneración eficiente, proyectos de bioenergía, electrolineras para flotas, conectividad telecom, soluciones de gas y agua, programas sociales y certificaciones ambientales/financieras. Se integran a cualquiera de los paquetes anteriores para diferenciarse frente a otros parques, mejorar la experiencia del inquilino y aumentar el ticket promedio. El efecto final es estratégico ya que fideliza a las empresas, proyecta un ecosistema competitivo y alinea el parque con los estándares que exigen las cadenas globales.

En conjunto, los Paquetes CFE y la articulación institucional con SENER, CFE, CENACE, CNE y CONUEE abren una ventana de oportunidad inédita para los parques industriales: por primera vez, la solución energética llega coordinada desde el Estado, con reglas claras, una sola ventanilla y planeación vinculante que prioriza la demanda real de los parques.

Esto se traduce en confianza y certidumbre para invertir, acelerar aperturas y escalar operaciones; brindando condiciones competitivas para atraer empresas ancla internacionales bajo estándares ASG; y con lazos concretos entre la visión del Plan México y las necesidades del día a día de los espacios industriales (capacidad, tiempos, costos, trámites).

La alianza público–privada que impulsa AMPIP convierte a los parques en socios de la expansión eléctrica, les brinda voz en la planeación, acceso a soluciones “a la medida” y un marco de colaboración que reduce riesgos, eleva el valor del suelo y facilita la atracción de inversión productiva con certeza regulatoria y una contundente narrativa del desarrollo económico de México.





REFLEXIONES FINALES

Fortalecimiento energético del sector inmobiliario industrial

México transita hacia un esquema en el que los parques industriales toman el papel de socios de la expansión eléctrica. La nueva arquitectura legal y la interlocución estructurada con SENER, CFE, CENACE, CNE y CONUEE colocan a los parques dentro de la planeación vinculante y ofrecen una ruta práctica para resolver los temas más urgentes y relevantes: capacidad disponible, tiempos de conexión, certidumbre de costos y burocracia eficiente. Este cambio de enfoque abre espacio para decisiones de inversión con horizonte de largo plazo y reglas claras.

La energía es un componente estructural para el sector inmobiliario industrial que impacta la ocupación, expansión y el perfil de riesgo de los proyectos. Por ello, los desarrolladores requieren capacidades internas para comprender y operar el nuevo marco energético, así como un sólido sistema de información por parque (ubicación, demanda faseada, vocación productiva, presión sobre la red y restricciones del entorno) que permita anticipar infraestructura, programar inversiones y ordenar el desarrollo territorial con base en evidencia.

El reconocimiento formal de los parques como nodos estratégicos de carga dentro del SEN se traduce en impactos concretos: integración de sus datos a los instrumentos de planeación, priorización de obras de generación, transmisión y distribución, y despliegue de esquemas diferenciados de suministro.

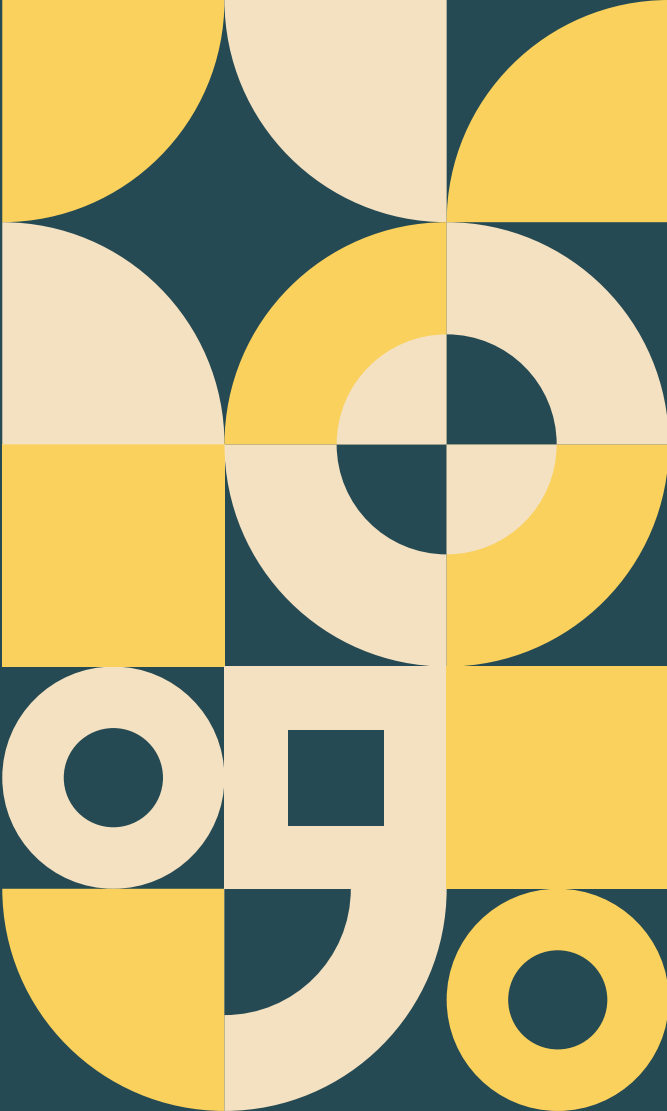
Así, la transición energética se vuelve ventaja operativa. Soluciones de eficiencia, almacenamiento, gestión de demanda y microrredes fortalecen la continuidad de la operación de los parques industriales, suavizan picos, mejoran la calidad de energía y habilitan metas ambientales verificables sin sacrificar confiabilidad. La adopción modular por fases protege el flujo de proyectos y eleva la propuesta de valor ante empresas con estándares globales.

Nada de esto funciona sin gobernanza efectiva. La mesa interinstitucional y los canales técnicos permanentes, sumados a mecanismos de seguimiento, permiten acelerar permisos e interconexiones, coordinar responsables y medir avances. Este vínculo técnico permanente es la vía más directa para alcanzar la certidumbre regulatoria, competitividad regional y la ejecución ordenada de la expansión eléctrica.

Priorizamos tres llaves para el éxito:

- 1. Datos y planeación por parque.** Expedientes energéticos vivos con demanda por fases, mapas de riesgo de red, espacios para subestaciones y trazos internos, así como criterios de calidad y redundancia.
- 2. Ejecución coordinada.** Uso disciplinado de la ventanilla, ruta crítica de permisos, acompañamiento institucional y seguimiento ejecutivo hasta la puesta en servicio.
- 3. Portafolio híbrido de soluciones.** Combinaciones inteligentes de conexión y generación (modular y/o verde), más servicios complementarios, para asegurar potencia hoy y habilitar descarbonización progresiva.

En suma, el sector cuenta hoy con una arquitectura funcional para asegurar energía suficiente, legal y competitiva; lo decisivo será pasar de la planeación a la ejecución en cada parque. Con reglas más claras, instrumentos de coordinación activos y un portafolio de soluciones flexible, los desarrollos pueden programar inversiones con un horizonte claro, elevar la calidad del suministro y proteger el ritmo comercial sin comprometer la confiabilidad. Así, cuando se gestiona con datos, gobernanza y seguimiento, la energía no es un freno, sino capacidad instalada de crecimiento.



LISTA DE ACRÓNIMOS

Acrónimo	Significado
AMPIP	Asociación Mexicana de Parques Industriales Privados
ASG	Ambiental, Social y Gobernanza
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFE SSB	CFE Suministrador de Servicios Básicos
CEL	Certificados de Energías Limpias
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos (extinta por la LSE)
CNE	Comisión Nacional de Energía
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía (extinta por la LSE)
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
DOF	Diario Oficial de la Federación
EPC	Engineering, Procurement and Construction (Ingeniería, Procura y Construcción)
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
I-REC(E)	Certificados Internacionales de Energía Renovable
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LIE	Ley de la Industria Eléctrica (2014, derogada en 2025)
LPTE	Ley de Planeación y Transición Energética
LSE	Ley del Sector Eléctrico 2025
MIA	Manifestación de Impacto Ambiental
MIS	Manifestación de Impacto Social
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MW	Megavatio
MWh	Megavatios-hora
NOM	Norma Oficial Mexicana
O&M	Operación y Mantenimiento
PPA	Power Purchase Agreement (Contrato de Compra de Energía)
PDSE	Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico
PGD	Padrón de Generación Distribuida
PNTE	Plan Nacional de Transición Energética
RGD	Redes Generales de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SE	Subestación Eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIASIC	Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión
SSC	Suministrador de Servicios Calificados
SUR	Suministro de Último Recurso
UCPM	Usuario Calificado Participante del Mercado
UPS	Uninterruptible Power Supply (Sistema de alimentación ininterrumpida)

GLOSARIO

Abasto aislado: esquema mediante el cual una central eléctrica genera energía exclusivamente para atender las necesidades de carga de una o varias instalaciones del mismo grupo de interés, sin conexión al SEN.

Autoabastecimiento: figura legal anterior a la LSE que permitía a empresas generar su propia electricidad para consumo propio, incluyendo socios consumidores.

Autoconsumo: uso directo de la energía generada por una instalación propia, sin que esta energía sea entregada a la red.

Autoconsumo aislado: modelo en el que una central genera energía exclusivamente para su propio consumo sin conexión a las redes públicas de transmisión o distribución.

Autoconsumo interconectado: esquema en el que la generación propia se encuentra conectada a la RNT o a las RGD, permitiendo el intercambio limitado de energía con la red pública.

Capacidad instalada: potencia máxima que puede producir una planta o conjunto de plantas bajo condiciones técnicas normales. Se expresa en MW.

Centros de carga: conjunto de instalaciones o equipos donde se consume la energía eléctrica.

Cogeneración: producción simultánea de electricidad y calor útil a partir de una misma fuente de energía, con alta eficiencia energética.

Código de Red: Conjunto de requerimientos técnicos mínimos (calidad, continuidad, confiabilidad, factor de potencia, etc.) que deben cumplir quienes se conectan al SEN.

Comercialización: actividad mediante la cual se compra y vende energía eléctrica y productos asociados, incluyendo contratos con Usuarios Finales o participantes del MEM. Puede realizarse bajo esquemas regulados o bajo competencia.

Consumo eléctrico: cantidad de energía utilizada por un Usuario Final en un periodo determinado; su medida es utilizada para definir la viabilidad técnica y económica de esquemas de suministro o generación, entre otros usos.

Conexión: proceso mediante el cual una instalación de generación carga o ambos, establece el vínculo físico y funcional con la infraestructura eléctrica del SEN, ya sea a través de la RNT o de las RGD.

Contrato de suministro: instrumento jurídico que formaliza la relación entre un Usuario Final y un Suministrador, estableciendo términos como volumen, precio, duración y condiciones de entrega de la energía.

Criterios de suficiencia eléctrica: parámetros técnicos utilizados para determinar si la infraestructura eléctrica existente puede cubrir la demanda actual y futura de una región o proyecto, considerando disponibilidad, confiabilidad y continuidad.

Demanda controlable: parte de la carga que puede desplazarse o reducirse en respuesta a señales operativas o económicas (por horario, precio, instrucción o automatización).

Demanda eléctrica: requerimiento de energía eléctrica por parte de los Usuarios en un periodo específico.

Demanda máxima (pico): mayor potencia demandada por una instalación en un intervalo (por ejemplo, 15 o 30 minutos) dentro de un periodo de facturación.

Despacho económico: mecanismo mediante el cual se determina el orden de entrada en operación de las centrales eléctricas con base en el menor costo variable de generación, respetando restricciones técnicas.

Disponibilidad firme: capacidad de una instalación de generación para entregar energía de manera confiable durante los momentos de mayor demanda.

Distribución: actividad que consiste en transportar energía desde las subestaciones de transmisión hasta los Usuarios Finales mediante redes de media y baja tensión. Está reservada exclusivamente al Estado, a través de CFE.

Eficiencia energética: capacidad para reducir el consumo de energía en un proceso o actividad sin afectar su desempeño, productividad o confort.

Energía (MWh): cantidad total de electricidad consumida o generada en un periodo de tiempo.

Factor de carga: relación entre la energía consumida y la energía que se habría consumido si la demanda hubiese sido igual al pico durante todo el periodo de tiempo analizado; indica uniformidad del consumo.

Factor de potencia: relación entre potencia activa y aparente; valores bajos implican penalizaciones y pérdidas; se corrige con compensación reactiva.

Generación: producción de energía eléctrica a partir de cualquier fuente, ya sea renovable o convencional. Puede realizarse bajo distintas escalas: centralizada, distribuida o en esquemas de Autoconsumo.

Infraestructura eléctrica: conjunto de instalaciones, redes y equipos necesarios para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

Interconexión: proceso técnico-administrativo que permite conectar proyectos de generación o consumo a la red del SEN, sujeto a estudios técnicos, autorizaciones y compatibilidad con la planeación energética.

Justicia energética: enfoque que busca garantizar el acceso equitativo a la energía, considerando criterios de inclusión social, equidad territorial y sostenibilidad ambiental.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): plataforma de operación donde participan generadores, comercializadores, SSC y Usuarios Calificados para realizar transacciones de energía, potencia y servicios conexos.

Microrred (Pequeño Sistema Eléctrico): sistema local que integra generación, almacenamiento, control y red interna; opera conectado o en isla para mejorar resiliencia, costos y calidad.

Net Billing: modalidad donde la energía entregada a la red se valora a un precio (acordado/regularo) y se descuenta del total a pagar por consumo.

Net Metering: compensación de excedentes de energía generada contra consumo del mismo periodo; genera créditos aplicables a periodos futuros según reglas vigentes.

O&M (Operación y Mantenimiento): actividades para asegurar operación segura, disponible y eficiente de las instalaciones.

Patrón de consumo eléctrico: comportamiento característico de la demanda de energía eléctrica por parte de un Usuario o instalación a lo largo del tiempo. Incluye aspectos como horarios de mayor y menor consumo, magnitud de la carga y variaciones diarias o estacionales.

Planeación indicativa: proceso de formulación de objetivos, estrategias y escenarios de desarrollo que establece líneas de acción deseables para el

crecimiento del sistema eléctrico, la incorporación de tecnologías, la expansión de infraestructura y la cobertura de la demanda, cuyo cumplimiento no es obligatorio, pero sirve como guía para orientar decisiones públicas y privadas.

Planeación vinculante: proceso de formulación de decisiones, metas y proyecciones de expansión del sistema eléctrico que adquieren carácter obligatorio para las autoridades, entidades reguladoras y participantes del sector. Su cumplimiento es exigible y su propósito es asegurar la ejecución coordinada y eficaz de proyectos estratégicos en generación, transmisión y distribución.

PPA (Power Purchase Agreement): contrato de compra de energía a largo plazo que otorga certidumbre de costos y cobertura de riesgos. Prelación operativa: orden jerárquico que define qué plantas o recursos entran primero en operación, ya sea por costo, confiabilidad, ubicación o políticas del sistema.

Prevalencia del Estado: principio normativo que reconoce el papel prioritario del Estado en las decisiones, operación y control del sector eléctrico, por encima de intereses privados.

Recurso despachable: instalación de generación o centro de carga controlable cuya inyección o retiro de energía puede ser ajustada en tiempo real por el operador del sistema, con el fin de mantener el equilibrio entre oferta y demanda, garantizar la confiabilidad y cumplir con los criterios de seguridad operativa de la red.

Red Nacional de Transmisión (RNT): infraestructura estratégica del SEN de alta tensión (desde 69 kV hasta 400 kV) encargada de transportar grandes volúmenes de electricidad entre regiones del país. Es operada por la CFE y coordinada por el CENACE.

Redes Generales de Distribución (RGD): conjunto de redes eléctricas en media (1 kV a 34.5 kV) y baja (< 1 kV (ej. 127 V, 220 V) tensión que distribuyen la electricidad desde los nodos de transformación hasta los Usuarios Finales. Su operación es exclusiva del Estado.

Red Particular de Autoconsumo: infraestructura eléctrica construida por un Usuario o generador para transportar energía dentro de su propio sistema o entre sus centros de carga, sin conexión con la red pública.

Separación legal y operativa: modelo de organización institucional que impide la integración vertical entre actividades del SEN, con el fin de garantizar neutralidad, transparencia y evitar conflictos de interés.

Servicios conexos: funciones auxiliares requeridas para garantizar la operación estable, segura y continua del sistema eléctrico, como control de voltaje, regulación de frecuencia, reserva operativa, arranque en negro, entre otros.

Suministro eléctrico: proceso mediante el cual se entrega energía eléctrica a los Usuarios Finales. Implica condiciones de calidad, continuidad, capacidad y legalidad técnica y administrativa.

Suministro Básico: suministro con tarifas reguladas provisto por CFE SSB.

Suministro Calificado: suministro contratado con SSC mediante acuerdos bilaterales; accesible para Usuarios Calificados.

Suministro de último recurso: mecanismo que garantiza continuidad del servicio cuando el Usuario pierde a su SSC o enfrenta contingencias contractuales.

Teledicción: lectura y gestión remota de medidores (energía, demanda, calidad) para facturación y operación.

Telemetría: transmisión en tiempo real de variables eléctricas (tensión, corriente, frecuencia, estado de interruptores, etc.), para control y monitoreo.

Transmisión: transporte de electricidad desde los centros de generación hasta las subestaciones regionales, a través de líneas de alta tensión. Es una actividad estratégica operada exclusivamente por CFE.

Usuario Básico: Usuario Final que recibe el suministro eléctrico a través de tarifas reguladas por el Estado, atendido por CFE SSB.

Usuario Calificado: Usuario con una demanda eléctrica igual o superior a 1 MW promedio anual que puede acceder al MEM y contratar el suministro con un SSC.

UCPM (Usuario Calificado Participante del Mercado): Usuario Calificado que participa directamente en el MEM bajo las reglas aplicables.

Usuario Final: persona física o moral que consume la energía eléctrica. Puede ser atendido bajo esquemas de Suministro Básico, Calificado, Autoconsumo o abasto aislado, según su demanda y condición regulatoria.

Ventadeexcedentes:esquemaenelcualungenerador, particularmente en Generación Distribuida, puede vender la energía no consumida directamente a la red o al suministrador, conforme a los lineamientos técnicos y comerciales establecidos.

Venta Total: modalidad de venta de energía a terceros en la que la totalidad de la energía generada se transfiere a un tercero, mientras el generador adquiere su propio suministro eléctrico por separado.

Vocación industrial: clasificación funcional de un parque industrial según su actividad principal (manufactura, logística, uso mixto o dedicado), que determina su perfil energía



El contenido de este documento es informativo y de carácter orientativo. Las descripciones, esquemas y ejemplos aquí presentados (incluyendo referencias a leyes, reglamentos, lineamientos, criterios operativos, paquetes de CFE, plazos, costos, tarifas, permisos, procesos y requisitos) están sujetos a ajuste, mejora, actualización o sustitución conforme las autoridades competentes (SENER, CFE, CENACE, CNE, CONUEE y demás instancias federales, estatales o municipales) emitan nuevas disposiciones o modifiquen las existentes. Lo anterior incluye, de manera enunciativa más no limitativa: reformas legales y reglamentarias; acuerdos y metodologías; normas oficiales; criterios técnicos y de planeación; procesos de ventanilla; reglas de mercado; disponibilidad de capacidad; decisiones presupuestales; lineamientos transitorios; interpretaciones oficiales y criterios regionales. Los plazos, rutas de trámite, configuraciones técnicas, esquemas contractuales y combinaciones de solución mencionados son referenciales y pueden variar según las condiciones específicas de cada parque (demanda, ubicación, estado de la red, restricciones prediales y ambientales, factibilidad técnica y presupuestal, entre otras). Este documento no constituye asesoría legal, regulatoria, financiera ni técnica; cualquier decisión debe sustentarse en documentación oficial vigente publicada en fuentes oficiales, resoluciones y oficios de autoridad, contratos formales y estudios técnicos aplicables al caso concreto, así como en la asesoría profesional correspondiente. La AMPIP mantendrá una interlocución técnica permanente con las autoridades para promover la actualización continua de la información y comunicar cambios relevantes a su membresía. No obstante, cada desarrollador y/o empresa usuaria es responsable de verificar la vigencia de los criterios y obtener por escrito las confirmaciones, permisos y autorizaciones que resulten aplicables. Cualquier discrepancia entre lo aquí descrito y una disposición oficial publicada deberá interpretarse a favor de la disposición oficial.

AGRADECIMIENTO

La Asociación Mexicana de Parques Industriales Privados agradece la participación de su membresía y de los especialistas técnicos y jurídicos que compartieron su visión y experiencia para enriquecer este análisis. Su contribución fue esencial para construir un documento de rigor técnico y valor estratégico, orientado a brindar herramientas útiles y pertinentes a los desarrolladores industriales ante los retos del nuevo marco regulatorio.