

Guía Práctica del Mercado de Almacenamiento de Energía Comercial e Industrial en México (2026–2030): Cómo Reducir su Factura CFE, Garantizar el Suministro y Recuperar su Inversión

— Análisis de mercado, interpretación regulatoria, modelos económicos y soluciones por industria para propietarios finales de manufactura, hotelería, centros de datos, minería, logística y agricultura, así como contratistas EPC

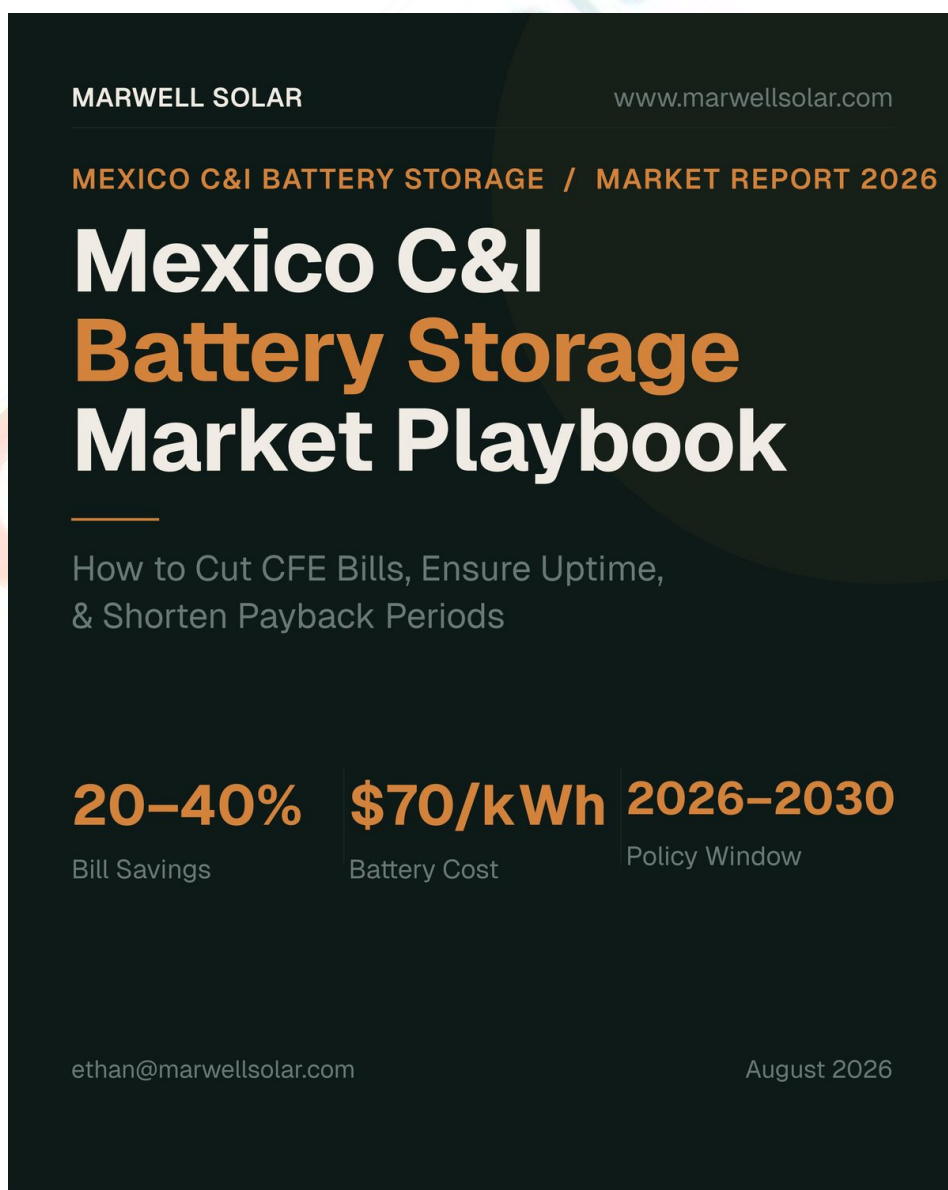


Tabla de Contenidos

- Capítulo 1: Resumen Ejecutivo
- Capítulo 2: Los Puntos de Dolor en la Facturación de Clientes C&I — ¿Dónde se Pierde su Dinero?
- Capítulo 3: Los Cuatro Valores Directos del Almacenamiento BESS para Negocios — No Solo Almacenar, sino Ahorrar
- Capítulo 4: La Ventana Regulatoria 2026–2030 — El BESS C&I por Fin es Legal y Simple
- Capítulo 5: Análisis Económico — ¿Cuánto Cuesta el BESS? ¿En Cuánto Tiempo se Recupera?
- Capítulo 6: Guía por Industria — ¿Cómo Implementar BESS en su Sector?
- Capítulo 7: Riesgos y Mitigación — Que el Almacenamiento No se Convierta en una Carga
- Capítulo 8: Soluciones y Servicios — Entrega Llave en Mano de Marwell Solar
- Capítulo 9: Conclusiones y Lista de Acción — Sus Próximos Pasos
- Anexo: Tablas de Palabras Clave SEO Multilingües

Capítulo 1: Resumen Ejecutivo

Perspectiva de la industria: En México, la electricidad ya no es un costo operativo pasivo: las tarifas por horario, los cargos por demanda y el riesgo de apagones la han convertido en una variable que puede gestionarse y optimizarse activamente. Quien aprenda primero a gestionarla, convierte un centro de costos en ventaja competitiva.

1.1 Contexto: Por Qué 2026–2030 es la Ventana Dorada del BESS C&I en México

El mercado mexicano de almacenamiento comercial e industrial (Behind-the-Meter C&I BESS — este informe se centra en el rango de 100 kW a 20 MW) vive la convergencia histórica de tres ventanas: regulatoria, de costos y de demanda.

En lo regulatorio, la Ley del Sector Eléctrico (LSE), vigente desde el 18 de marzo de 2025, estableció por primera vez los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (SAEE) como una actividad formal del sector eléctrico mexicano. El Reglamento publicado el 3 de octubre de 2025 precisó además que el umbral de generación distribuida exenta de permiso subió de 0.5 MW a **0.7 MW**, y que los proyectos de autoconsumo de 0.7–20 MW acceden a un trámite simplificado. El 16 de abril de 2026, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó las disposiciones administrativas de carácter general para almacenamiento (DACG Almacenamiento), definiendo cinco modalidades de participación — entre ellas, el “almacenamiento asociado a centros de carga (SAEE-CC)” y el “almacenamiento asociado a autoconsumo (SAEE-Autoconsumo)”, que **no requieren permiso adicional de almacenamiento**. Por primera vez, la ruta legal del BESS detrás del medidor queda completamente abierta. En mayo de 2026, la SENER lanzó la Ventanilla Única de autoconsumo, que fusiona nueve trámites en uno solo atendido en paralelo por cuatro dependencias.

En costos, según la encuesta de precios de baterías 2025 de BloombergNEF, el precio medio mundial del paquete de baterías de litio cayó al mínimo histórico de **108 USD/kWh**, con los paquetes para almacenamiento estacionario desplomándose 45% hasta **70 USD/kWh**, y los sistemas llave en mano chinos de 4 horas promediando apenas unos 73 USD/kWh — el costo de los equipos ya permite que los proyectos C&I cierren cómodamente sus números.

En demanda, la contradicción entre el auge manufacturero del nearshoring y el rezago de la inversión en red se agudiza: en mayo de 2024 el margen de reserva operativa del sistema eléctrico nacional cayó a **3%** (frente al piso regulatorio de 6%), CFE declaró 104 estados de emergencia de red en el año y los apagones de verano afectaron 21 de 32 estados. El IMCO estima que el crecimiento de demanda implícito en la planeación oficial (2.5% anual) es apenas un poco más de la mitad del necesario (~4.5%) para cumplir las metas de crecimiento del “Plan México” — una brecha eléctrica de unos 11.9 GW hacia

2030. La realidad de una red insuficiente está convirtiendo la “autogeneración + almacenamiento” de opción en necesidad para los propietarios C&I.

1.2 Hallazgo Central: Cuatro Rutas Directas para Ahorrar 20%–40% en la Factura

Bajo tarifas por horario como GDMTH, el BESS C&I puede lograr ahorros de **20%–40%** en la factura de un cliente típico mediante la combinación de cuatro rutas:

1. **Recorte de picos / desplazamiento de carga (Peak Shaving / Load Shifting):** cargar en horario base y descargar en punta, capturando un diferencial de 2–3 veces;
2. **Gestión de cargos por demanda:** aplanar los picos de demanda máxima de 15 minutos, reduciendo directamente los cargos por capacidad y distribución que pueden representar 30%–50% de la factura;
3. **Respaldo y calidad de energía:** transferencia sin interrupción en milisegundos, evitando pérdidas de producción de decenas de miles a millones de pesos por apagón;
4. **Integración solar + BESS:** elevar la tasa de autoconsumo fotovoltaico de ~35% a más de 85%, cumpliendo además los requisitos de respaldo de la LSE para fuentes intermitentes de autoconsumo.

Datos públicos de proyectos de integradores mexicanos muestran que los hoteles con almacenamiento ahorran en promedio del orden de 2.8 millones de pesos mensuales, y un gran proyecto en un resort de Cancún (operando desde 2023, el mayor de su tipo en la hotelería latinoamericana) ahorra aproximadamente 104 millones de pesos al año.

1.3 Datos Clave: Tamaño de Mercado, Precios de Baterías y Tarifas Industriales CFE

Dimensión

Datos clave (2025–2026)

Dimensión	Datos clave (2025–2026)
Generación distribuida acumulada	~ 5.4 GW acumulados a fin de 2025 (+22% anual), 95% solar, inversión acumulada superior a 13,000 millones de USD
Planeación nacional de almacenamiento	El Plan de Fortalecimiento y Expansión del Sistema Eléctrico (2025–2030) contempla ~ 2,216 MW de almacenamiento; los nuevos proyectos eólicos/solares deben co-instalar 30% de capacidad, ≥ 3 horas
Costo de baterías	Paquete de almacenamiento 70 USD/kWh (-45%); sistemas chinos llave en mano de 4h ~73 USD/kWh
Tarifas industriales CFE	En 2025, GDMTH subió ~5.35% en promedio nacional; el alza real de la categoría industrial fue de 8%–12% (la mayor en cinco años); en julio de 2026 la tarifa de referencia en punta ya alcanzaba ~3.61 MXN/kWh
Precios típicos en punta	Valle Central ~2.28–2.35 MXN/kWh; Peninsular (Cancún) más de 3.5 MXN/kWh; Baja California Sur más de 4.1 MXN/kWh
Confiabilidad de la red	Margen de reserva mínimo de ~3% en 2024; las pérdidas manufactureras nacionales por grandes apagones pueden llegar a ~200 millones de USD por hora

1.4 Recomendaciones Directas: Tres Acciones Inmediatas

Primero, obtenga de inmediato 12 meses de facturas CFE y datos de carga de 15 minutos para una auditoría energética. La gran mayoría de clientes GDMTH tiene más de 20% de espacio comprimible entre “cargos por demanda” y “energía en punta”. La auditoría casi no cuesta, pero es la base de toda decisión posterior. **Segundo, si su carga supera 0.7 MW, entre ya a la fila del permiso de autoconsumo.** La Ventanilla Única está abierta, pero los plazos de entrega de equipos de interconexión como transformadores y celdas de media tensión se han alargado a 18–36 meses — hacer fila temprano es fijar costos temprano. **Tercero, estructure su primer proyecto con el modelo conservador “fotovoltaica de autoconsumo + almacenamiento de recorte de picos”.** No dependa de ingresos aún no implementados (como respuesta a la demanda); recorra todo el proceso solo con ahorros deterministas y amplíe después de acumular datos.

Idea clave del capítulo: Las tres ventanas — regulatoria, de costos y de demanda — se abrieron simultáneamente. El primer paso del propietario C&I no es comparar equipos: es la auditoría energética. Sin datos de carga, toda discusión de configuración es una adivinanza.

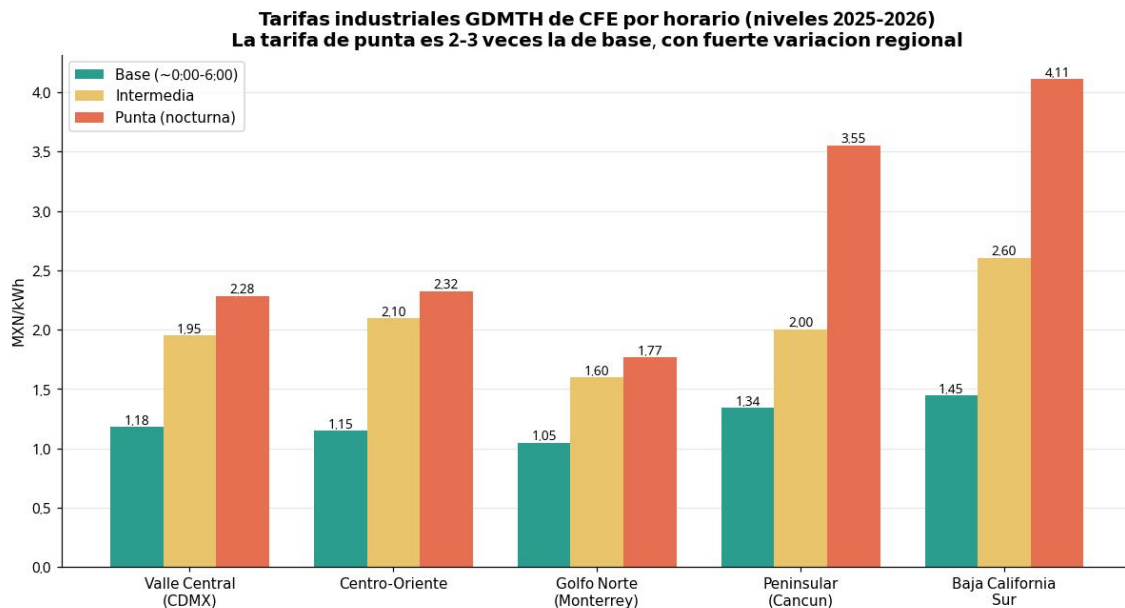
Capítulo 2: Anatomía de la Factura — Por Qué su Factura CFE Cada Vez es Más Cara (reducir factura CFE / costo electricidad industrial México)

Perspectiva del capítulo: El alto costo eléctrico del usuario C&I mexicano no tiene una sola causa: es el resultado compuesto de cuatro presiones — energía por horario + cargos por demanda + penalizaciones por factor de potencia + pérdidas por apagones. Sin diseccionar la factura línea por línea, nunca encontrará la palanca de ahorro correcta.

2.1 ¿Qué le Están Cobrando Exactamente?

La gran mayoría de usuarios C&I con demanda máxima mensual superior a 100 kW están en la tarifa **GDMTH** (media tensión, horaria); usuarios mayores o en alta tensión caen en GDMTO, DIST, DIT, etc. Una factura GDMTH tiene típicamente cuatro componentes:

(1) Cargos por energía: facturados por separado en tres periodos — base (~0:00–6:00), intermedia y punta. El precio en punta suele ser 2–3 veces el de base, con enormes diferencias regionales:



Estructura de tarifas industriales GDMTH de CFE por horario

Como muestra el gráfico: el Valle Central (CDMX y alrededores) tiene punta en torno a 2.28 MXN/kWh, mientras la región Peninsular (Cancún, Mérida) supera 3.55 MXN/kWh y Baja California Sur llega a 4.11 MXN/kWh. En julio de 2026, la tarifa de referencia en punta de algunas regiones ya alcanzaba ~3.61 MXN/kWh. La misma fábrica paga en Cancún casi el doble por la energía en punta que en Monterrey — esto determina directamente las diferencias regionales de espacio de arbitraje del almacenamiento.

(2) Cargos por demanda: la parte más ignorada y a menudo más “jugosa” de la factura C&I, típicamente 30–50% del total. Tiene dos subconceptos:

- **Cargo por capacidad:** se factura sobre la demanda máxima registrada **durante el periodo punta**. En la región Central, la tarifa es de ~431.76 MXN/kW/mes;
- **Cargo por distribución:** se factura sobre la demanda máxima registrada **en cualquier horario**, ~64.12 MXN/kW/mes en la región Central.

La trampa clave es el método de medición: CFE registra la demanda máxima en **ventanas deslizantes de 15 minutos**. Es decir, si una tarde una línea de producción, varios compresores y decenas de aires acondicionados arrancan en la misma ventana de 15 minutos, ese “pico momentáneo” queda fijado como base de sus cargos por demanda de **todo el mes** — aunque el 99% del tiempo su carga sea la mitad de ese pico.

(3) Penalización por bajo factor de potencia: un factor de potencia inferior a 0.90 dispara penalizaciones crecientes; por encima de 0.90 hay una pequeña bonificación. Motores grandes, transformadores y soldadoras antiguas son los principales culpables.

(4) Cargos adicionales: DAP (alumbrado público), IEPS, IVA, etc., calculados sobre los conceptos anteriores — reducir los cargos por energía y demanda también reduce proporcionalmente la base fiscal.

2.2 Trayectoria Tarifaria 2025–2026: Alzas Estructurales sin Retorno

En 2025, CFE elevó GDMTH ~5.35% en promedio, con alzas reales de 8–12% para usuarios industriales; el ajuste técnico de ~-2.25% de enero de 2026 refleja sobre todo la caída temporal del gas natural, no un cambio de tendencia. Tres fuerzas sostienen los aumentos de largo plazo:

- **Estructura de combustible frágil:** ~60% de la generación mexicana proviene del gas natural, del cual ~70% se importa de EE. UU. — las tarifas están profundamente ligadas al precio del gas transfronterizo y al tipo de cambio del peso;
- **Rezago de inversión en red:** más del 60% de las líneas de transmisión operan cerca de su capacidad, y el costo de la expansión de transmisión y distribución terminará trasladándose a las tarifas finales;

- **Brecha oferta-demanda creciente:** según el IMCO, la demanda debe crecer 4.5% anual para sostener el crecimiento económico, mientras la nueva capacidad planeada solo soporta 2.5% — una brecha de ~11.9 GW hacia 2030. En un mercado con oferta insuficiente, no hay lógica de caída de precios de largo plazo.

2.3 El Costo Oculto Más Allá de la Factura: los Apagones

En mayo de 2024, el margen de reserva del sistema eléctrico nacional cayó a 3% (frente al piso de seguridad de 6%); ese año se registraron 104 emergencias de red y apagones masivos en 21 estados. Entre 2017 y 2024 se registraron más de 860,000 eventos de interrupción. En mayo de 2026, con una demanda máxima proyectada de 54 GW, CENACE emitió de nuevo una alerta de estrechez de suministro.

Para los usuarios C&I, el costo de los apagones supera con creces la propia factura:

- Las manufactureras del corredor industrial de Jalisco estiman pérdidas de 12–15 millones de pesos por evento;
- Las asociaciones industriales estiman pérdidas manufactureras nacionales de hasta 200 millones de USD por hora;
- Para un hotel, un apagón en la punta vespertina significa banquetes interrumpidos, elevadores parados, quejas y cancelaciones; para un almacén de cadena de frío, cuatro horas sin energía pueden significar la pérdida total del inventario.

2.4 Por Qué “Solo Fotovoltaica” No Basta

En los últimos cinco años muchas empresas mexicanas instalaron fotovoltaica en techo (la generación distribuida acumulada llegó a ~5.4 GW a fin de 2025, 95% solar). La fotovoltaica sí reduce las compras diurnas en horario intermedio, pero no resuelve tres problemas centrales:

1. **Desfase con la punta:** el periodo punta de GDMTH cae normalmente en la noche (~18:00–22:00), cuando la fotovoltaica ya es cero — justo cuando la energía es más cara y la medición de demanda más muere;

2. **Rigidez de la demanda:** cuando pasan nubes, la generación fotovoltaica cae en picada mientras la carga de la planta se mantiene, y la ventana de 15 minutos igual se dispara — los cargos por demanda no bajan ni un peso;
3. **Cero protección contra apagones:** la fotovoltaica interconectada se apaga con la red (protección anti-isla) y no ofrece respaldo alguno.

Estas tres brechas son exactamente el terreno natural del almacenamiento. El siguiente capítulo desglosa, punto por punto, cómo el almacenamiento crea dinero real.

2.5 Autoevaluación: ¿Qué Tan “Enferma” Está su Factura?

Antes de contratar una evaluación profesional, la dirección puede hacerse cuatro preguntas rápidas:

1. **¿Los cargos por demanda superan el 30% de la factura total?** — Si sí, hay espacio claro para optimizar picos y calendarización de carga;
2. **¿La energía en punta supera el 15% del consumo?** — Si sí, el fondo de ingresos por arbitraje ya es suficientemente grande;
3. **¿Ha tenido penalizaciones por factor de potencia en los últimos 12 meses?** — Si sí, hay dinero fácil de recuperar;
4. **¿Ha sufrido apagones con pérdidas en los últimos 24 meses?** — Si sí, el valor del respaldo debe entrar al modelo.

Con dos o más respuestas afirmativas, la evaluación económica casi con seguridad vale la pena. Un detalle a menudo ignorado: la demanda máxima de muchas empresas ocurre en **unos pocos días anormales al año** (rearranques tras mantenimiento, horas extra de temporada alta, días de calor extremo). Este patrón de “picos ocasionales” ofrece los retornos de recorte más ciertos — aplane solo las diez o quince ventanas de 15 minutos más grandes del año y los cargos por demanda de todo el año bajan de nivel.

Ideas clave del capítulo 1. Factura GDMTH = cargos por energía (punta 2–3 veces la base) + cargos por demanda (30–50%, fijados por

ventanas de 15 minutos) + penalización por factor de potencia + cargos adicionales — las cuatro palancas son comprimibles; 2. Las tarifas industriales subieron 8–12% en 2025; la dependencia de combustible importado y la brecha de 11.9 GW determinan un sesgo alcista de largo plazo; 3. Las pérdidas por apagones (hasta decenas de millones de pesos por evento) son el segundo mayor dolor después de la factura; 4. La fotovoltaica resuelve la “energía diurna”; el almacenamiento resuelve “energía en punta + demanda + respaldo”. Se complementan, no se sustituyen.

Capítulo 3: Los Cuatro Valores Directos del Almacenamiento — Peak Shaving México y Cómo “Recortar” Ganancias de la Factura

Perspectiva del capítulo: El BESS C&I no es un dispositivo de un solo uso, sino una “máquina de apilamiento de valor” — la misma batería desplaza la fotovoltaica de día, arbitra la punta vespertina, vigila los picos de demanda todo el día y toma el control sin interrupción durante los apagones. Con las cuatro corrientes de valor apiladas, el retorno se comprime de ~6 años de un solo uso a 3–4 años.

3.1 Valor Uno: Arbitraje de Energía

La fuente de ingresos más intuitiva: cargar la batería en horario base (~1.0–1.5 MXN/kWh) y descargar para autoconsumo en punta (2.3–4.1 MXN/kWh), ganando el diferencial. Con un diferencial base/punta de ~1.1 MXN/kWh en la región Central y ~2.2 MXN/kWh en la Peninsular, un sistema de 500 kW/2 MWh (un ciclo de carga-descarga diario, 330 días/año) rinde:

- Región Central: arbitraje anual $\approx 2 \text{ MWh} \times 1.1 \times 330 \approx \mathbf{726,000 \text{ MXN}}$;
- Región Peninsular: arbitraje anual $\approx 2 \text{ MWh} \times 2.2 \times 330 \approx \mathbf{1.45 \text{ millones de MXN}}$.

La estructura tarifaria regional determina directamente el “techo” del arbitraje — la razón fundamental por la que el retorno es notablemente más corto en hoteles y comercios de Cancún, Mérida, Los Cabos y mercados similares.

3.2 Valor Dos: Gestión de Cargos por Demanda

Esta es la corriente de valor **más exigente técnicamente y más estable** del mercado mexicano. El EMS (sistema de gestión de energía) monitorea la potencia en el punto de interconexión con resolución de segundos; cuando predice que la demanda máxima de una ventana de 15 minutos está por superar el umbral definido, la batería descarga al instante para “recortar” el pico.

Con las tarifas de la región Central: si el almacenamiento comprime la demanda máxima en punta de 800 kW a 500 kW, solo el cargo por capacidad baja 300 kW $\times$ 431.76 MXN/kW $\approx$ **130,000 MXN/mes, ~1.55 millones de MXN/año** — este solo concepto suele superar los ingresos por arbitraje. La clave de la gestión de demanda no es el tamaño de la batería, sino la precisión del algoritmo de predicción del EMS y su comprensión profunda de su curva de carga.

3.3 Valor Tres: Integración Solar + Almacenamiento (solar más batería negocio)

Para empresas con fotovoltaica existente o planeada, el almacenamiento desbloquea tres ingresos incrementales:

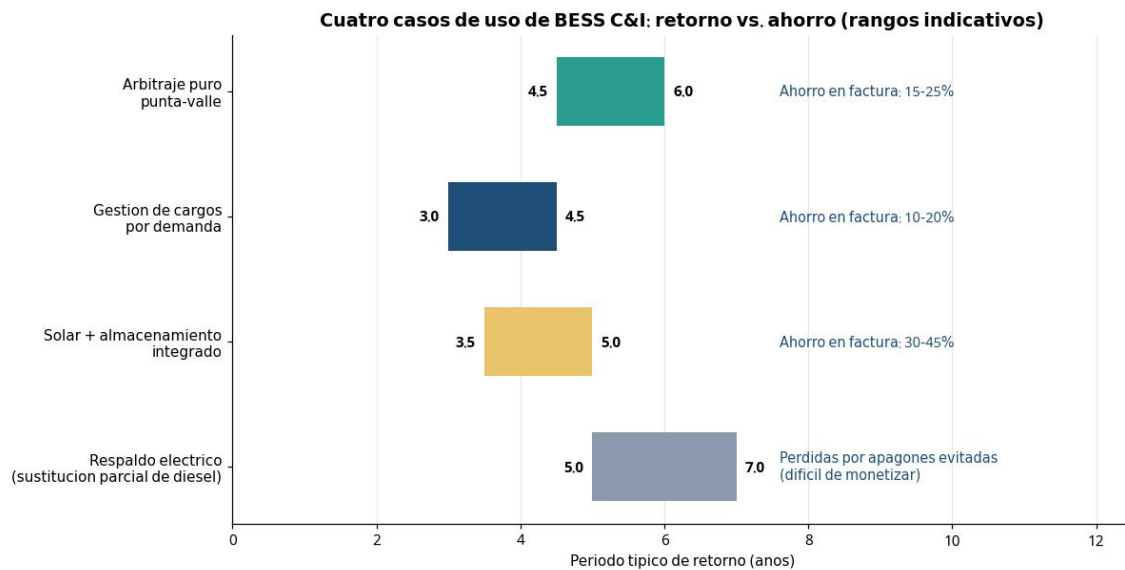
- **Desplazamiento fotovoltaico:** mover la energía sobrante del mediodía a la punta vespertina, elevando el autoconsumo fotovoltaico de 50–70% a 85–95%;
- **Suavizado de generación:** eliminar los picos de carga causados por nubosidad pasajera, evitando que la fotovoltaica “juegue en contra” y dispare la demanda;
- **Maximización del valor del excedente:** bajo medición neta / facturación neta, el excedente exportado barato vale más almacenado y autoconsumido en horario caro.

Una solución integrada solar + almacenamiento suele reducir la factura total en **30–45%** — el mayor ahorro de los cuatro modelos.

3.4 Valor Cuatro: Respaldo y Calidad de Energía

Un sistema de almacenamiento con capacidad de isla puede asumir las cargas críticas **en milisegundos** tras una falla de red — frente al arranque de 10–30 segundos de un grupo electrógeno diésel, una diferencia cualitativa para centros de datos (apagón = caída de servicio), semiconductores y manufactura de precisión (hueco de tensión = lote perdido) y cadenas de frío (apagón = merma). En la práctica es común el esquema híbrido “almacenamiento + diésel”: el almacenamiento asume la transferencia instantánea y el suministro de corta duración, y el diésel arranca solo en interrupciones prolongadas — reduciendo el consumo de combustible hasta 80%.

3.5 Comparación de Retorno y Ahorro en los Cuatro Escenarios



Cuatro casos de uso de BESS C&I: retorno vs. Ahorro

Caso de uso	Lógica de dimensionamiento	Ahorro en factura	Retorno típico	Perfil ideal
Arbitraje puro punta-valle	Capacidad según diferencial × ciclos diarios	15–25%	4.5–6.0 años	Comercios con carga plana y diferenciales amplios
Gestión de cargos por demanda	Potencia según magnitud de picos	10–20%	3.0–4.5 años	Fábricas con alta proporción de cargos por demanda y picos marcados
Solar + almacenamiento integrado	Codiseño de capacidad FV × necesidades de desplazamiento	30–45%	3.5–5.0 años	FV existente/nueva, alta carga diurna
Respaldo (sustitución parcial de diésel)	Carga crítica × autonomía	Pérdidas por apagones evitadas (difíciles de monetizar)	5.0–7.0 años	Centros de datos, cadena de frío, industria de proceso continuo

Conclusión central: una sola corriente de valor rara vez hace viable un proyecto; la economía real proviene del **apilamiento de valor** (value stacking).

Una batería dimensionada para gestión de demanda puede arbitrar en horas valle y desplazar fotovoltaica de noche — el valor de un EMS profesional está en ordenar estas corrientes por prioridad horaria para que cada kWh de rendimiento vaya a su uso mejor pagado.

3.6 Un Día, 24 Horas: Qué Hace Exactamente el Almacenamiento en su Planta

Tome un fabricante con “FV + almacenamiento de 500 kW/2 MWh”. La lógica típica de despacho diario:

- **0:00–6:00 (base):** precios mínimos — la batería carga a plena potencia desde la red mientras corrige el factor de potencia;
- **6:00–18:00 (intermedio):** la generación FV sube; la batería queda en modo vigilancia de demanda — cualquier ventana de 15 minutos que amenace un pico recibe descarga instantánea; al mediodía, el excedente FV carga la batería en vez de exportarse barato;
- **18:00–22:00 (punta):** FV en cero, precios máximos y ventana de medición de capacidad activa — la batería descarga a plena potencia, capturando el diferencial y comprimiendo la demanda de capacidad a la vez;
- **En cualquier momento:** ante anomalías de tensión o apagones, la batería asume las cargas críticas en milisegundos, esperando el arranque del grupo electrógeno o el retorno de la red.

Esta lógica corre automáticamente una vez configurada — sin intervención humana. Vale enfatizar la **gestión del presupuesto de rendimiento**: la vida de las celdas LFP se mide en ciclos equivalentes (más de 6,000 es el nivel actual), y el EMS pondera dinámicamente el ingreso marginal de cada ciclo contra su costo de vida — los ciclos que ganan menos de lo que degradan simplemente no se ejecutan. Esa es la diferencia esencial entre un sistema profesional y la “mentalidad de power bank”.

Ideas clave del capítulo 1. Cuatro corrientes de valor — arbitraje, gestión de demanda, desplazamiento FV, respaldo — cada una válida

por sí sola y multiplicadas al apilarse; 2. La gestión de cargos por demanda es la corriente de retorno más corto en México (3–4.5 años); la precisión del algoritmo EMS es decisiva; 3. Los diferenciales regionales fijan el techo del arbitraje: Peninsular y Baja California Sur duplican aproximadamente a la región Central; 4. Modele siempre el apilamiento de valor — el análisis de un solo uso subvalora sistemáticamente el almacenamiento.

Capítulo 4: La Ventana Regulatoria — Marco Regulatorio CNE 2026 (2026–2030) y el Punto de Inflexión del Sector

Perspectiva del capítulo: 2025–2026 es la mayor reconstrucción del marco regulatorio eléctrico mexicano en una década — el almacenamiento obtuvo estatus legal independiente por primera vez, los permisos de autoconsumo se simplificaron radicalmente y los mandatos de co-almacenamiento entran en vigor. La ventana está abierta, y las ventanas comparten un rasgo típico: los primeros cosechan los dividendos de las reglas; los tardíos enfrentan filas de interconexión endurecidas.

4.1 La Nueva Ley del Sector Eléctrico (LSE): la Entrada Histórica del Almacenamiento

El 18 de marzo de 2025 se promulgó la nueva Ley del Sector Eléctrico (LSE), sustituyendo la Ley de la Industria Eléctrica de 2014. Tres cambios importan más para el BESS C&I:

1. **El almacenamiento obtiene estatus legal explícito por primera vez:** el “almacenamiento” de energía eléctrica queda escrito en la ley, cerrando la zona gris en la que no era ni generación ni carga;
2. **Reorganización regulatoria:** la extinta CRE fue disuelta y sus funciones absorbidas por la nueva Comisión Nacional de Energía (**CNE**) — permisos, interconexión y cumplimiento ahora tienen “una sola ventanilla”;

3. **Dominio de CFE institucionalizado:** la ley exige que CFE mantenga más del 54% de la generación nacional, concentrando el espacio privado en autoconsumo, generación distribuida y almacenamiento — lo que paradójicamente coloca al BESS C&I en la vía más cierta para el capital privado.

El 3 de octubre de 2025 se publicó el Reglamento de la LSE, convirtiendo estos principios en reglas operativas de permisos y técnica.

4.2 Las Reglas Específicas de la CNE: Cinco Modalidades — ¿Qué Camino Toman los Usuarios C&I?

El 16 de abril de 2026, la CNE publicó las disposiciones administrativas generales para sistemas de almacenamiento (DACG, Acuerdo CT/4.SE/3-2026), definiendo por primera vez cinco modalidades de interconexión (SAEE). Dos son las más relevantes para usuarios C&I:

- **SAEE-CC (almacenamiento asociado a centros de carga):**
almacenamiento instalado del lado del consumo que **no inyecta a la red**. **Es la modalidad preferida de la gran mayoría de proyectos C&I — no requiere permiso de tipo generación;** cumplir significa satisfacer las disposiciones técnicas y presentar el aviso ante CENACE/CNE — la ruta de aprobación más corta;
- **SAEE-Autoconsumo (almacenamiento asociado a autoconsumo):**
asociado a generación de autoconsumo (p. ej., fotovoltaica en techo). Los proyectos de autoconsumo de 0.7–20 MW usan el trámite simplificado vigente desde agosto de 2025, con formatos estandarizados y disposiciones detalladas publicadas en octubre de 2025.

Las otras tres modalidades (SAEE-CE para centrales renovables, SAEE-RNT/RGD exclusivas de CFE, y SAEE No Asociados independientes que pueden participar en el MEM) apuntan sobre todo al lado de generación y grandes proyectos. Una cláusula técnica clave: el almacenamiento debe sostener **al menos 3 horas de descarga** para acreditar capacidad — lo que afecta directamente la economía del dimensionamiento 2h vs 4h.

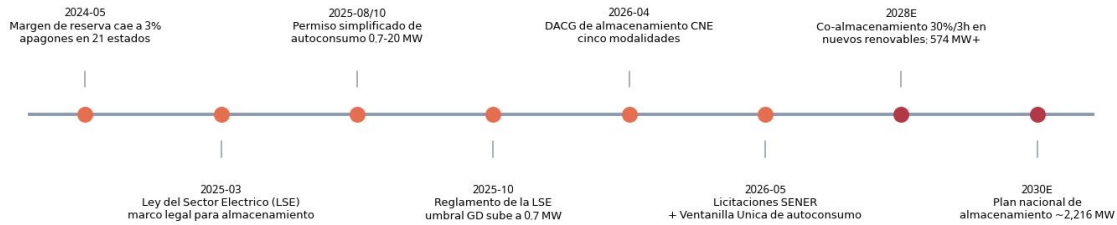
4.3 La “Combinación de Apertura” para Autoconsumo y Generación Distribuida

- **Umbral de exención GD elevado:** el tope sin permiso de generación distribuida subió de 0.5 MW a **0.7 MW**, cubriendo muchos proyectos C&I medianos en techo;
- **Permiso simplificado de autoconsumo:** los proyectos interconectados de 0.7–20 MW siguen un procedimiento simplificado (resolución CNE del 6 de agosto de 2025; formatos y DACG publicados en octubre de 2025);
- **Ventanilla Única:** lanzada en mayo de 2026, comprime a una sola solicitud un proceso que antes involucraba 4 dependencias y 9 trámites — el ciclo de desarrollo puede acortarse significativamente frente a los anteriores 6–12 meses.

4.4 Co-Almacenamiento Obligatorio y Planeación Nacional: Certeza del Lado de la Demanda

- **Mandato de co-almacenamiento en nuevos proyectos eólicos/solares:** 30% de la capacidad y 3 horas de duración — solo los proyectos planeados hasta 2028 impulsarán más de 574 MW de almacenamiento;
- **Plan nacional SENER:** ~740,000 millones de pesos de inversión a 2030, 32 GW de nueva capacidad de generación, **~2,216 MW** de almacenamiento planeado y participación de energías limpias del 24% al 38%;
- **El efecto de presión de los centros de datos:** 279 MW operando, 205 MW en construcción y 1,730 MW anunciados a nivel nacional (solo Querétaro tiene 18 centros de datos solicitando 540 MW de suministro). La dificultad de acceso a la red está forzando esquemas masivos de autoabastecimiento “FV + almacenamiento + respaldo”.

Línea de tiempo regulatoria y de mercado del BESS C&I en México (2024-2030)



Línea de tiempo regulatoria y de mercado del BESS C&I en México (2024–2030)

4.5 Qué Significa la Ventana Regulatoria en la Práctica

El marco es nuevo pero su dirección es altamente cierta: el regulador **alienta el almacenamiento del lado del consumo y el autoconsumo, y endurece los grandes proyectos de mercado**. Implicaciones prácticas para usuarios C&I:

1. **SAEE-CC (sin inyección a red) es hoy la ruta de menor resistencia** — bajo costo de cumplimiento, aprobación rápida;
2. La Ventanilla Única acaba de abrir; los solicitantes tempranos ocupan posiciones de fila muy superiores a los tardíos;
3. El “dividendo de ventana” del permiso simplificado 0.7–20 MW puede endurecerse al dispararse las solicitudes — primero en llegar, primero en ser atendido;
4. Todo diseño nuevo debe reservar capacidad de duración 3h+ para igualar la acreditación de capacidad y posibles actualizaciones de reglas.

4.6 Transición desde el Marco Anterior: ¿Qué Pasa con los Proyectos Existentes?

Los proyectos de autoconsumo y GD aprobados en la era CRE transitan bajo el principio de “derechos adquiridos respetados”, pero ampliaciones de capacidad, expansiones y cambios de titularidad deben re-tramitarse bajo las nuevas reglas. Para propietarios de fotovoltaica existente que quieran añadir almacenamiento, dos puntos prácticos:

- **Las “adiciones puras” que no cambian la topología de interconexión** (el almacenamiento carga/descarga solo detrás del medidor, sin exportación) generalmente pueden avisarse bajo SAEE-CC sin tocar el permiso de autoconsumo original;
- **Las modificaciones que implican capacidad de interconexión o potencia de exportación** conviene re-documentarlas por la Ventanilla Única — aparentemente engorroso, pero en realidad una oportunidad de regularizar de una vez documentación histórica no conforme.

Otro ámbito en evolución son las **reglas de crédito de capacidad y servicios auxiliares**: el almacenamiento con 3+ horas obtiene reconocimiento de capacidad, y un mercado de servicios de flexibilidad a nivel distribución está en la agenda de la SENER. Para el usuario C&I, esto significa que el activo de almacenamiento invertido hoy con lógica de “ahorro en factura” puede ganar mañana un canal adicional de “venta de servicios” — la razón profunda para reservar duración 3h+.

Ideas clave del capítulo 1. LSE (2025-03) + Reglamento (2025-10) + DACG de almacenamiento CNE (2026-04) forman un nuevo marco que da estatus legal independiente al almacenamiento; 2. Los usuarios C&I deben preferir SAEE-CC: sin inyección a red, sin permiso de generación, ruta de aprobación más corta; 3. Umbral GD a 0.7 MW, permisos simplificados de autoconsumo 0.7–20 MW y Ventanilla Única desde mayo de 2026 comprimen fuertemente los ciclos de desarrollo; 4. Planeación nacional de ~2,216 MW de almacenamiento a 2030; la dirección regulatoria es altamente cierta y “quien se mueve primero, se beneficia”.

Capítulo 5: Los Números — CAPEX, Retorno y Modelos de Financiamiento (financiamiento energía solar México)

Perspectiva del capítulo: La variable central de inversión en 2026 ya no es “¿es caro el almacenamiento?” — los costos de baterías se redujeron casi a la mitad en dos años — sino “¿qué estructura de financiamiento elegir?": el mismo equipo produce formas de flujo de caja y asignaciones de riesgo completamente distintas bajo inversión propia, arrendamiento y ESaaS, correspondiendo a perfiles de empresa muy diferentes.

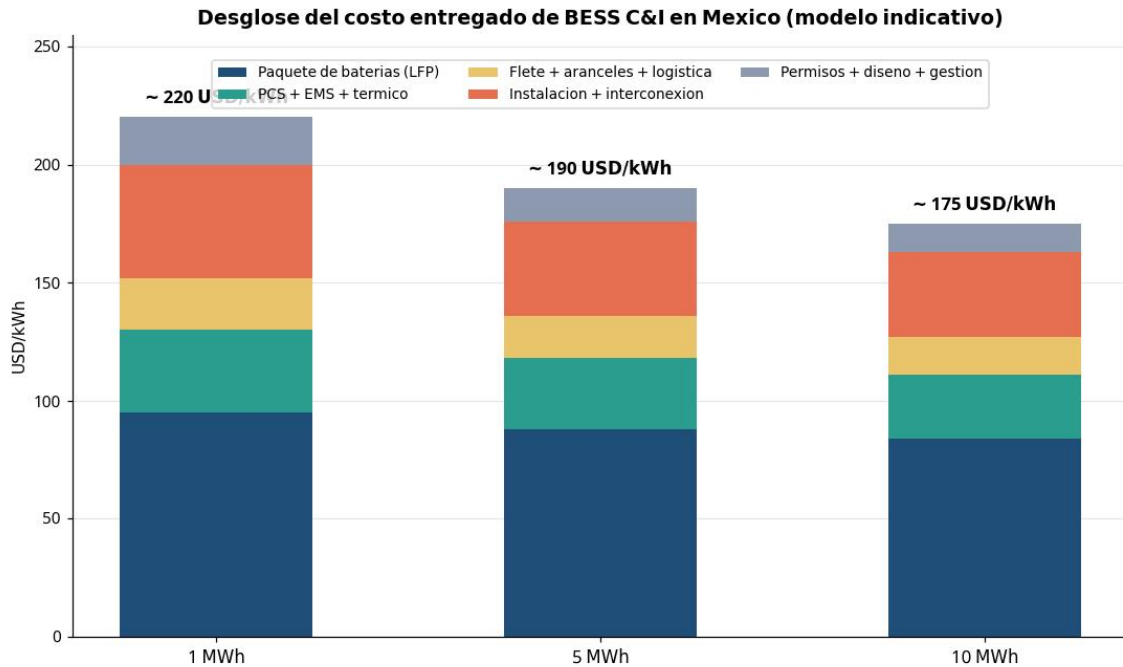
5.1 Costos de Baterías: la Curva de Descenso es Más Pronunciada de lo Esperado

En 2025, el precio medio mundial del paquete de litio cayó a ~108 USD/kWh (-8% anual), mientras **las celdas para almacenamiento estacionario se desplomaron ~45% hasta ~70 USD/kWh**. Los paquetes chinos de almacenamiento promedian ~84 USD/kWh, y el costo entregado de sistemas chinos de 4 horas cayó a ~73 USD/kWh. El costo nivelado de almacenamiento (LCOS) de sistemas de 4 horas es ~65–78 USD/MWh — ya por debajo de lo que los diferenciales punta-valle de la mayoría de las regiones mexicanas pueden soportar.

Impulsores: sobre capacidad persistente de LFP en China, el cambio de celdas 280Ah→314Ah que diluye costos estructurales, y la escala de líneas de producción dedicadas. El comprador mexicano debe notar el **rezago de transmisión** — flete marítimo, aranceles (más certificación local), logística terrestre y tipo de cambio del peso absorben parte de la caída.

5.2 Desglose del CAPEX Aterrizado en México

Convertir un precio FOB de equipo en un costo “llave en mano” en sitio en México requiere apilar cinco capas. El siguiente es un modelo indicativo de rangos comunes de mercado 2025–2026:



Desglose del costo entregado de BESS C&I en México

Concepto	Proyecto 1 MWh	Proyecto 5 MWh	Proyecto 10 MWh
Paquete de baterías (LFP)	≈95 USD/kWh	≈88	≈84
PCS + EMS + gestión térmica	≈35	≈30	≈27
Flete + aranceles + logística terrestre	≈22	≈18	≈16
Instalación + interconexión	≈48	≈40	≈36
Permisos + diseño + gestión de proyecto	≈20	≈14	≈12
Total llave en mano	≈220	≈190	≈175

USD/kWh

Tres notas: (1) el efecto de escala es claro — el costo unitario difiere ~20% entre 1 MWh y 10 MWh; (2) los “costos blandos” como obra civil, protección contra incendios e interconexión pueden alcanzar 35–40% — ahí es donde la experiencia del EPC local vale su precio; (3) cada depreciación de 5% del peso

frente al dólar eleva directamente el umbral de inversión en moneda local de la parte de equipos denominada en dólares.

5.3 Lógica del Cálculo de Retorno

Un modelo simplificado y replicable (500 kW / 2 MWh, región Central, gestión de demanda + arbitraje apilados):

- Inversión llave en mano: $2,000 \text{ kWh} \times 190 \text{ USD} \approx \mathbf{380,000 \text{ USD} (\sim 7.0\text{--}7.6 \text{ millones de MXN})}$;
- Ingresos anuales: ahorro de demanda $\sim 1.55 \text{ M MXN}$ + arbitraje $\sim 0.73 \text{ M MXN} \approx \mathbf{2.28 \text{ M MXN/año}}$;
- Deducciones: O&M $\sim 1.5\%/año$; $\sim 10\%$ de descuento por degradación y disponibilidad;
- **Retorno simple $\approx 3.5\text{--}4$ años**; la TIR de ciclo de vida (15 años) suele caer en el rango 18–28%.

En regiones de tarifa alta como la Peninsular, o con fotovoltaica apilada, el retorno puede comprimirse a 2.5–3.5 años; los escenarios de respaldo puro solo cierran cuando se cuentan las “pérdidas por apagones evitadas”.

5.4 Comparación de Tres Modelos de Financiamiento

Dimensión	Inversión propia (compra CAPEX)	Arrendamiento (Leasing)	ESaaS (Almacenamiento como Servicio)
Desembolso inicial	100% fondos propios/crédito	Enganche de 10–30%	Cero enganche
Propiedad del activo	De la empresa	Transferible al final del arrendamiento	Del proveedor
Asignación de ahorros	Todos los ahorros a la empresa	Ahorros menos renta	Ahorros compartidos con el proveedor
Marco de retorno	Recuperación total en 3–5 años	Flujo positivo desde el primer año	Flujo positivo desde el primer mes
Riesgo de O&M y desempeño	De la empresa (contrato O&M opcional)	Arrendador/según contrato	Lo asume el proveedor; pagos por desempeño
Perfil ideal	Empresas con caja abundante que buscan máxima TIR	Medianas empresas que quieren el activo y optimizar estados financieros	Cadenas/grupos hoteleros de activos ligeros en expansión multisitio

Los créditos verdes locales, la banca de desarrollo (p. ej., programas relacionados con NAFIN) y los fondos climáticos internacionales fortalecieron notablemente su apoyo a proyectos distribuidos de energía limpia en 2025–2026; algunos estados ofrecen depreciación acelerada e incentivos al impuesto predial. ESaaS penetra más rápido entre cadenas hoteleras y minoristas — para ellos,

“factura 20% más baja sin un peso de inversión de capital” persuade más que cualquier cifra de TIR.

5.5 Sensibilidad: Qué Mueve Más sus Retornos

Ordenado por impacto: (1) **diferencial punta-valle y nivel de tarifas de demanda** (regional, impacto de escala $\pm 50\%$); (2) **ciclos diarios** (1 vs 1.5 ciclos mueve los ingresos 40%+, con costo de vida útil); (3) tasa de aciertos del EMS en la predicción de picos; (4) tipo de cambio del peso; (5) curva de degradación y condiciones de garantía. El caso de inversión debe correr al menos tres escenarios: “base / diferencial -20% / ciclos -25%”.

Ideas clave del capítulo 1. Las celdas de almacenamiento bajaron ~45% en dos años; el costo llave en mano en México es $\approx 175\text{--}220$ USD/kWh según escala, con costos blandos de 35–40%; 2. Retorno típico de gestión de demanda + arbitraje apilados: 3.5–4 años; 2.5–3.5 años en regiones de tarifa alta; 3. Financiamiento: inversión propia para máxima TIR; arrendamiento conserva el activo con flujo positivo desde el año uno; ESaaS es cero enganche con riesgo totalmente transferido; 4. Corra siempre sensibilidad de tres escenarios — el diferencial y los ciclos son las variables más sensibles.

Capítulo 6: Guía por Industria — Configuración y Tácticas para Siete Sectores (BESS industrial México)

Perspectiva del capítulo: No existe una “configuración óptima universal” del almacenamiento — la misma batería es herramienta de gestión de demanda en una fábrica, herramienta de arbitraje de punta en un hotel y línea de defensa de calidad de energía en un centro de datos. Primero reconozca la firma de la curva de carga de su industria; luego hable de potencia y capacidad.

6.1 Manufactura (el Campo Principal del Nearshoring)

Impulsada por el nearshoring, la demanda eléctrica manufacturera se dispara en Nuevo León, Chihuahua, Jalisco y otros estados, pero la expansión de la red va rezagada — esperas de 12–24 meses por suministro en plantas nuevas son ya lo normal. Firma de carga: picos de turno diurno, picos de demanda por arranques de equipos, y procesos continuos (inyección, fundición a presión, tratamiento térmico) que temen los huecos de tensión.

Concepto	Configuración recomendada
Tamaño típico	500 kW–5 MW / 2–10 MWh
Corrientes de valor primarias	Gestión de cargos por demanda + calidad de energía
Duración	2–4h
Funciones clave	Predicción de demanda del EMS, coordinación con compensación de reactivos, respaldo de milisegundos para líneas críticas
Retorno típico	3–4.5 años

Consejo táctico: las plantas nuevas pueden usar “almacenamiento + FV” para compensar parcialmente la capacidad de red insuficiente — el almacenamiento aplanar la demanda declarada, permitiendo solicitar una capacidad de interconexión menor y acortar la espera.

6.2 Hotelería y Turismo (el Escenario Dorado del almacenamiento energía comercial México)

La energía es el segundo mayor costo del hotel después de la mano de obra; en destinos tropicales como Cancún, el aire acondicionado puede llegar a 67% del consumo. La firma de carga se solapa casi perfectamente con la punta GDMTH: pico de check-in vespertino + banquetes + carga plena de aire acondicionado caen justo en la ventana punta. Con precios de punta Peninsular por encima de 3.55 MXN/kWh, es la región de mayor espacio de arbitraje de México. Datos de

campo muestran que solar + almacenamiento puede reducir la factura hotelera hasta ~40%; un proyecto de almacenamiento en un resort de Cancún operando desde 2023 ahorra del orden de decenas de millones de pesos anuales, marcando el referente del almacenamiento hotelero en América Latina.

Concepto	Configuración recomendada
Tamaño típico	250 kW–2 MW / 1–4 MWh
Corrientes de valor primarias	Arbitraje de punta + desplazamiento FV
Duración	3–4h
Funciones clave	Diseño silencioso/gabinete exterior, integración con sistemas de automatización del edificio, cero apagones en áreas de huéspedes
Retorno típico	2.5–4 años (óptimo en la Peninsular)

6.3 Centros Comerciales y Cadenas Minoristas

Firma de carga: predominio de aire acondicionado + iluminación, picos gemelos de mediodía y noche; congeladores y elevadores son cargas críticas. Las cadenas multisitio son clientes naturales de ESaaS — soluciones estandarizadas, replicación en lote, pagos por desempeño.

Concepto	Configuración recomendada
Tamaño típico	200 kW–1 MW / 0.8–4 MWh
Corrientes de valor primarias	Gestión de demanda + arbitraje de punta
Duración	2–3h
Funciones clave	Coordinación con FV/diésel existente, submedición para inquilinos
Retorno típico	3.5–5 años

6.4 Centros de Datos

La capacidad anunciada de centros de datos a nivel nacional llega a 1,730 MW, y el acceso a la red es el mayor cuello de botella — los parques de Querétaro incluso necesitan construir sus propias subestaciones de 115 kV. Para los centros de datos, el almacenamiento está pasando de “sustituto del UPS” a “amplificador de capacidad de red”: aplanar la carga declarada, dar redundancia N+1 y sostener la puesta en marcha por fases cuando la capacidad de red es insuficiente.

Concepto	Configuración recomendada
Tamaño típico	1–10 MW / 2–20 MWh
Corrientes de valor primarias	Respaldo/calidad de energía + optimización de capacidad de red
Duración	2–4h (en capas con grupos electrógenos)
Funciones clave	Transferencia en milisegundos, lógica en capas con UPS/diésel, descarga de alta tasa
Retorno típico	Medido por disponibilidad y ganancias de puesta en marcha anticipada, a menudo mejor que las métricas puras de factura

6.5 Minería

Las minas se ubican sobre todo en extremos de red (Sonora, Zacatecas, Chihuahua) con baja confiabilidad de suministro y altos costos de generación diésel (los sitios remotos suelen superar 4–5 MXN/kWh). Las microredes híbridas “FV + almacenamiento + diésel” son la ruta probada de la minería internacional — reduciendo el consumo de combustible hasta 80% y disminuyendo notablemente los riesgos logísticos y de seguridad del transporte de diésel.

Concepto	Configuración recomendada
Tamaño típico	1–20 MW / 4–40 MWh (escala microrred)
Corrientes de valor primarias	Sustitución de diésel + confiabilidad de suministro
Duración	4h+, combinada con FV para grandes desplazamientos
Funciones clave	Transición red-isla sin interrupción, arranque en negro, tolerancia a picos de arranque de equipos pesados
Retorno típico	3–5 años (sensible al costo del diésel)

6.6 Logística de Almacenes y Cadena de Frío

Las cargas de cadena de frío son rígidas (refrigeración 24 horas) con tolerancia cero a apagones — cuatro horas sin energía pueden dar por perdido todo un almacén. Las flotas de montacargas eléctricos y la próxima ola de carga de camiones eléctricos crean nuevos picos diurnos de demanda; el almacenamiento sirve a la vez a “protección del frío” y “recorte de picos de carga”.

Concepto	Configuración recomendada
Tamaño típico	250 kW–2 MW / 1–6 MWh
Corrientes de valor primarias	Respaldo (protección del frío) + recorte de picos de carga
Duración	3–4h
Funciones clave	Lógica de prioridad de cámaras frigoríficas, coordinación con cargadores, absorción de FV en techo
Retorno típico	3.5–5 años (más corto al contar las mermas evitadas)

6.7 Agricultura y Procesamiento de Alimentos

Los horarios de bombas de riego coinciden casi perfectamente con la generación FV; los procesadores de alimentos (rastros, lácteos, frutas y verduras) combinan cargas de frío con requisitos de energía de grado higiénico. Las zonas agrícolas están mayormente en extremos de red con alta fluctuación de tensión, donde destacan la estabilización de voltaje y el valor de respaldo del almacenamiento. Las tarifas agrícolas de algunos estados tienen un tinte subsidiable, pero el procesamiento se factura a tarifas industriales — contabilícelos por separado.

Concepto	Configuración recomendada
Tamaño típico	100 kW–1 MW / 0.4–4 MWh
Corrientes de valor primarias	Desplazamiento FV (riego) + respaldo (procesamiento y cámaras)
Duración	3–4h
Funciones clave	Gabinetes exteriores antipolvo/anticorrosión, tolerancia de amplio voltaje, O&M remoto
Retorno típico	4–6 años

6.8 Método Interindustrial: de los Datos de Carga a la Configuración

Cualquiera que sea la industria, el dimensionamiento correcto sigue el mismo camino: **datos** → **perfil** → **retroprueba** → **dimensionamiento**.

- **Datos:** solicite a CFE o exporte de su sistema de medición 12 meses de curvas de carga de 15 minutos (como mínimo, la serie mensual de demanda máxima);
- **Perfil:** identifique la firma de carga — ¿“plana” (arbitraje primero), “con picos” (gestión de demanda primero) o “sensible” (respaldo primero)?;
- **Retroprueba:** simule los ahorros reales de distintas combinaciones de potencia/capacidad contra el historial y encuentre el “punto dulce” donde el ingreso marginal empieza a decrecer — como regla práctica, la

- potencia óptima de almacenamiento es 25–40% de la demanda máxima, con capacidad de 2–4 veces la potencia;
- **Dimensionamiento:** sobre el punto dulce, reserve margen para 3–5 años de planes de expansión, adiciones de FV y demanda de carga de vehículos eléctricos.

Una lección contraintuitiva pero importante: **el almacenamiento más grande no es mejor**. Más allá del punto dulce, la capacidad extra queda ociosa la mayoría de los días y el retorno se alarga. La marca de una propuesta profesional es el valor de decirle “usted no necesita una batería más grande”.

Ideas clave del capítulo 1. Manufactura: gestión de demanda + calidad de energía; hoteles: arbitraje de punta (retorno más corto en la Peninsular); minería: sustitución de diésel; 2. Para los centros de datos, el almacenamiento pasa de UPS a “amplificador de capacidad de red”; 3. El almacenamiento en frío y logística hace doble función: protección del frío + recorte de picos de carga de flotas; 4. Común a todas las industrias: primero curva de carga y factura, luego relación potencia/capacidad — diseñar sin datos de carga es adivinar.

Capítulo 7: Riesgos y Mitigación — Las Seis Causas Más Comunes de Fracaso de Proyectos

Perspectiva del capítulo: Los proyectos de almacenamiento en México rara vez fracasan porque “la batería es mala” — fracasan por desajustes de dimensionamiento, contratos descuidados y dar por sentadas las reglas locales. Cada uno de los seis pozos siguientes ha sido pisado por proyectos reales.

Pozo 1: Comparar cotizaciones por “capacidad de batería” ignorando potencia y límites del sistema. Dos cotizaciones para los mismos 2 MWh pueden diferir 40% según el PCS sea de 250 kW o 500 kW, y según incluyan o no EMS, protección contra incendios, celdas de interconexión, obra civil y

aranceles. Toda comparación debe normalizarse a base “llave en mano, energizado en red”.

Pozo 2: Subestimar el listón técnico de la gestión de demanda. Los ahorros de demanda dependen de que el EMS anticipe los picos dentro de ventanas de 15 minutos. Un “EMS genérico” sin adaptación a la lógica de medición GDMTH de México y sin entrenamiento con bibliotecas de carga locales suele mostrar tasas de acierto lamentables en operación real. Antes de firmar, exija al proveedor una retroprueba con sus 12 meses de facturas y datos de carga — y escriba la tasa de aciertos en el contrato.

Pozo 3: Los juegos de palabras de la garantía. Lea con cuidado la “garantía de 10 años”: ¿cubre celdas o el gabinete completo? ¿El compromiso de retención de capacidad es 70% u 80%? ¿Cuál es el tope de ciclos? ¿La operación en alta temperatura (veranos de 45°C+ en el norte de México) activa exclusiones de garantía? El tipo de gestión térmica y la curva de degradación deben quedar en el acuerdo técnico.

Pozo 4: Elegir mal la ruta de cumplimiento. Si hay que avisar a CENACE, si se va por SAEE-CC o por el canal de autoconsumo, las aprobaciones de protección contra incendios y Protección Civil, y el puente entre documentación heredada de la era CRE y las nuevas reglas de la CNE — equivocar estos trámites va de meses de retraso a rectificación ordenada y paro. Fije la ruta de cumplimiento en la etapa de diseño.

Pozo 5: Ignorar el calor y las condiciones de red. El calor y la humedad del norte y la península, la niebla salina costera y la fluctuación de tensión en alimentadores débiles son pruebas reales para el control térmico de los gabinetes exteriores, los grados de protección (se recomienda IP54/C4 o superior) y la adaptabilidad de red del PCS. Las soluciones enfriadas por aire muestran disponibilidad marcadamente menor que las de enfriamiento líquido en regiones de calor extremo.

Pozo 6: Estructura de financiamiento desajustada del tratamiento fiscal. El tratamiento de IVA de arrendamiento vs ESaaS, la elegibilidad de depreciación

acelerada, la retención en pagos transfronterizos y la exposición cambiaria entre ingresos en pesos y equipos en dólares — todo esto debe ordenarse con un asesor fiscal antes de firmar; corregirlo después cuesta muchísimo.

7.2 Las “Diez Preguntas Duras” Antes de Firmar

Haga estas diez preguntas a cualquier proveedor — la calidad de las respuestas filtra a la mayoría de los candidatos no calificados:

1. ¿Su cotización es llave en mano? Detalle exactamente qué incluye y qué no;
2. ¿Hará una retroprueba de recorte de demanda con mis 12 meses de datos? ¿Qué tasa de aciertos compromete y qué compensación aplica si no se cumple?
3. ¿La garantía cubre celdas o el gabinete completo? ¿Compromiso de retención de capacidad, tope de ciclos y exclusiones por alta temperatura, exactamente cuáles?
4. ¿Su EMS está desarrollado para las ventanas de 15 minutos de GDMTH y la doble lógica de demanda (capacidad/distribución)? ¿Tiene datos de proyectos operando en México?
5. ¿Grados de protección y anticorrosión del gabinete, y tipo de gestión térmica? ¿Datos de disponibilidad a 45°C?
6. ¿El proyecto va por SAEE-CC o autoconsumo? ¿Quién gestiona los avisos CNE/CENACE y las aprobaciones de incendios/Protección Civil?
7. ¿Marca de celdas y trazabilidad de lotes? ¿La lógica de protección del BMS soporta diagnóstico remoto?
8. ¿Tiempos de respuesta de O&M: cuánto en remoto, cuánto en sitio? ¿Dónde está el almacén de refacciones?
9. ¿Qué disponibilidad compromete y cuál es el remedio si no se alcanza?
10. ¿Cómo se manejan el retiro y reciclaje de baterías después de 15 años?

Sea cauteloso con cualquier proveedor de respuestas vagas, que evite compromisos cuantificados o que se niegue a ponerlos en el contrato — por baja que sea la cotización.

Ideas clave del capítulo 1. Compare en base llave en mano; escriba la tasa de aciertos de predicción de demanda del EMS en el contrato; 2. Examine la garantía línea por línea: gabinete vs celdas, retención de capacidad, exclusiones por calor, tope de ciclos; 3. Fije la ruta de cumplimiento (SAEE-CC / autoconsumo) en diseño — no remiende papeleo cuando el equipo ya llegó a puerto; 4. Calor, niebla salina y fluctuación de red son las tres pruebas ambientales de México; enfriamiento líquido + altos grados de protección son la respuesta segura.

Capítulo 8: Marwell Solar — Entrega Integral del Diseño a la Operación (solar más batería negocio)

Perspectiva del capítulo: Elegir un socio de almacenamiento es esencialmente elegir “quién responde por el desempeño del sistema durante un ciclo de vida de 15 años” — capacidad de manufactura, completitud de línea de productos, certificaciones internacionales y experiencia de entrega local son dimensiones de filtrado más confiables que la cotización inicial.

8.1 Perfil de la Empresa

Marwell Solar es un fabricante y proveedor de soluciones de nueva energía con más de 10 años de experiencia en la industria y múltiples sucursales en el extranjero, enfocado desde 2026 en la expansión del mercado latinoamericano. Sus productos cubren una cadena completa de cumplimiento en seguridad de transporte, desempeño eléctrico y sistemas de calidad — requisito duro para el despacho aduanal, la aceptación de interconexión y la suscripción de seguros en proyectos mexicanos.

8.2 Líneas de Producto para el Mercado C&I Mexicano

(1) Gabinetes exteriores de almacenamiento todo-en-uno C&I (clase 100 kW hasta multi-MW): batería LFP, PCS, EMS, gestión térmica y protección contra incendios integrados en un solo gabinete exterior, con soporte para Peak Shaving, gestión de demanda, respaldo y transferencia red-isla en milisegundos. El diseño modular escala en pasos de 100 kW, cubriendo el rango de demanda principal desde tiendas minoristas hasta fábricas medianas descrito en el Capítulo 6; hay configuraciones disponibles para el calor extremo del norte de México y ambientes costeros de niebla salina.

(2) Almacenamiento en contenedor de 20 pies con enfriamiento líquido (clase ~5 MWh): para fábricas grandes, microrredes mineras, centros de datos y otros escenarios de alta capacidad. El enfriamiento líquido mantiene temperaturas de celda más uniformes en ambientes calurosos, respondiendo directamente a los riesgos de disponibilidad y degradación discutidos en el Capítulo 7.

(3) Microrredes híbridas FV + almacenamiento + diésel: para minas, plantas remotas y resorts fuera de red, con el EMS despachando FV, almacenamiento y grupos electrógenos como un solo sistema — resultados de campo muestran reducciones de consumo de combustible de hasta 80%.

8.3 Modelo de Entrega y Servicio

Marwell Solar entrega en modalidad **EPC llave en mano (Turnkey)**: desde el análisis de datos de carga y el diseño de la solución (incluida la retroprueba de gestión de demanda), pasando por la fabricación de equipos, la logística internacional y el apoyo en despacho aduanal, hasta la instalación, puesta en marcha, coordinación de interconexión y O&M de largo plazo — un solo responsable a lo largo de todo el ciclo de vida del proyecto. El valor de este modelo está en eliminar el vacío de responsabilidad del Pozo 1: cuando batería, PCS, EMS y obra civil pertenecen a proveedores distintos, los problemas de desempeño se diluyen en mutuas descargas de culpa; un solo responsable convierte los compromisos de desempeño a nivel sistema (disponibilidad,

profundidad de recorte de demanda, velocidad de respuesta) en cláusulas contractuales firmables y exigibles.

Para clientes sensibles al financiamiento, las estructuras de arrendamiento o ESaaS descritas en el Capítulo 5 pueden organizarse a través de la red de socios; para clientes multisitio como cadenas hoteleras y minoristas, las soluciones estandarizadas soportan replicación en lote y O&M remoto centralizado.

8.4 Puntos de Contacto con el Proceso de Decisión del Cliente

- **Paso 1 (evaluación gratuita):** proporcione 12 meses de facturas CFE y datos de carga; reciba una retroprueba de recorte de demanda y un modelo de retorno;
- **Paso 2 (fijación de la solución):** confirme la ruta de cumplimiento SAEE-CC o autoconsumo; fije la relación potencia/capacidad y las condiciones de garantía;
- **Paso 3 (entrega):** fabricación, logística, instalación, puesta en marcha y trámites de interconexión — todo en uno;
- **Paso 4 (operación):** monitoreo remoto + respuesta local de O&M, con informes anuales de desempeño.

Ideas clave del capítulo 1. Marwell Solar aporta más de 10 años de experiencia de fabricación y un sistema completo de certificaciones internacionales; 2. La línea de productos va de gabinetes exteriores de 100 kW a contenedores de enfriamiento líquido de 5 MWh, cubriendo todo el rango de escenarios C&I de México; 3. El modelo Turnkey EPC de responsabilidad única convierte el desempeño a nivel sistema en compromisos contractuales; 4. El punto de entrada de la decisión es una factura de 12 meses — primero la retroprueba, luego la configuración.

Capítulo 9: Conclusiones y Lista de Acción — Sus Próximos Pasos

Perspectiva del capítulo: 2026–2028 es el solapamiento de tres ventanas para el BESS C&I mexicano: dividendos regulatorios + piso de costos + competencia no saturada. La decisión más cara en un periodo de ventana no es pagar de más por el equipo — es quedarse inmóvil.

9.1 Conclusiones Centrales

1. **El dolor es real y empeora:** las tarifas industriales subieron 8–12% en 2025; los cargos por demanda son 30–50% de la factura; un solo apagón puede costar decenas de millones de pesos; la brecha de suministro a 2030 es ~11.9 GW;
2. **La economía ya funciona:** celdas de almacenamiento -45% en dos años; retorno típico de 3–4.5 años para gestión de demanda + arbitraje apilados; 2.5–3.5 años en regiones de tarifa alta;
3. **El canal regulatorio está abierto:** el almacenamiento tiene estatus legal independiente; SAEE-CC no requiere permiso de generación; permisos simplificados de autoconsumo 0.7–20 MW + Ventanilla Única en operación;
4. **El apilamiento de valor es el alma del asunto:** el análisis de un solo uso subvalora sistemáticamente el almacenamiento; la capacidad de predicción de demanda del EMS es la variable técnica número uno;
5. **El éxito está en los detalles:** comparación en base llave en mano, condiciones de garantía, ruta de cumplimiento, protección contra el calor, estructura financiera y fiscal — las cinco puertas son indispensables.

9.2 Listas de Acción por Rol

Para propietarios C&I (manufactura / hoteles / retail / centros de datos / minería / logística / agricultura):

- ☐ Obtenga los últimos 12 meses de facturas CFE; desglose energía / demanda / penalizaciones / impuestos;

- ☐ Confirme su clase tarifaria (GDMTH/GDMTO/DIST/DIT) y el diferencial punta-valle regional;
- ☐ Cuantifique las pérdidas por apagones de los últimos 24 meses (paros, mermas, quejas);
- ☐ Encargue una retroprueba de recorte de demanda y un modelo de apilamiento de valor (al menos tres escenarios);
- ☐ Evalúe el ajuste de inversión propia / arrendamiento / ESaaS con su flujo de caja.

Para EPC e instaladores:

- ☐ Desarrolle capacidad interna en lógica de facturación GDMTH y trámites CENACE/CNE;
- ☐ Establezca relaciones de suministro y garantía con fabricantes de certificaciones completas;
- ☐ Desarrolle capacidad de cotización combinada “FV + almacenamiento” para capturar el mercado de retrofit;
- ☐ Construya equipos con experiencia en aprobaciones locales de incendios, Protección Civil y obras de interconexión.

Para inversionistas:

- ☐ Priorice regiones de tarifa alta (Peninsular, Baja California Sur) y escenarios de demanda rígida (hoteles, cadena de frío);
- ☐ Observe las oportunidades de portafolios ESaaS (multisitio, replicables, flujo de caja estable);
- ☐ Siga las reglas subsecuentes del DACG de almacenamiento de la CNE y la evolución del mercado de capacidad;
- ☐ Haga de la cobertura cambiaria y la estructura fiscal partidas estándar de due diligence.

9.3 Panorama 2026–2030

En los próximos cinco años, el BESS C&I mexicano pasará de “novedad de los pioneros” a “equipo estándar de los negocios intensivos en energía”. Ninguna de

las fuerzas que impulsan este cambio — alzas tarifarias estructurales, expansión de red rezagada, el hambre eléctrica del nearshoring, la caída de costos del almacenamiento y la apertura de canales regulatorios — se revertirá en el futuro visible. Para quien decide hoy, la pregunta ya no es “¿instalar almacenamiento o no?”, sino “¿a qué velocidad y bajo qué estructura?”.

Idea clave del capítulo: Periodo de ventana = dividendos regulatorios + piso de costos + competencia no saturada. El primer paso es una sola cosa: entregue 12 meses de facturas a un equipo profesional para la retroprueba — los datos decidirán por usted.

Este informe se elaboró con documentos regulatorios públicos, datos tarifarios e investigación de industria disponibles hasta agosto de 2026; las cifras se actualizan conforme evolucionan las publicaciones oficiales. Los cálculos de costos e ingresos son modelos indicativos — para proyectos específicos, use siempre datos de carga reales y cotizaciones formales.