



ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LA GENERACIÓN SOLAR DISTRIBUIDA EN MÉXICO

INICIATIVA DE GENERACIÓN SOLAR DISTRIBUIDA
REALIZADA PARA LA ASOCIACIÓN
MEXICANA DE ENERGÍA SOLAR



Asociación Mexicana de Energía Solar



La Asociación Mexicana de Energía Solar, A.C. (Asolmex) agradece a la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH por la colaboración y asistencia técnica en la elaboración del presente documento. La colaboración de la GIZ se realizó en el marco del Programa “Energía Solar a Gran Escala en México” (DKTI Solar), el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y los colaboradores y no necesariamente representan la opinión de Asolmex, BMZ y/o de la GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando sea sin fines de lucro y se cite la fuente de referencia.

Asociación Mexicana de Energía Solar, A.C. (Asolmex)
Bosque de Ciruelos 278-2. Bosques de las Lomas.
11700 Ciudad de México, México.
<https://www.asolmex.org/>

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Oficina de Representación de la GIZ en México
Av. Insurgentes Sur No. 826 - PH
Col. Del Valle, Del. Benito Juárez
C.P. 03100, Ciudad de México, México
www.giz.de/mexico

Edición y Supervisión:
Héctor Olea, Viridiana Vázquez, Arturo Duhart, (Asolmex)
Joscha Rosenbusch, Diego Garcia, Arno van den Bos, Ángel Azamar (GIZ)

Autores: Eduardo Reyes Bravo, Guillermo Chávez Canales, Esmeralda Reyes (Strategy& PwC México)

Diseño: Radical Testa SC
www.radicaltesta.com

Ciudad de México, noviembre de 2018

ÍNDICE

Resumen Ejecutivo	5
I. Antecedentes: Iniciativa Generación Solar	9
II. Insumos y supuestos utilizados en el modelo	12
Condiciones Frontera	13
Cálculo de Costos y Beneficios	13
III. Cálculo de Beneficios Cuantitativos	18
Disminución del Precio Marginal Local (PML)	19
Ingresos al Usuario Final	20
Disminución de Pérdidas en el Sistema	22
Ingresos por venta en Mercado de Potencia	22
Ingresos por Servicios Conexos	22
Ahorro en Gases Efecto Invernadero (GEI)	23
Aportación al Producto Interno Bruto (PIB)	25
Creación de Empleos	25
IV. Beneficios Cualitativos	26
V. Costos Cuantitativos	28
Costo de Inversión de un Sistema Solar Fotovoltaico (sistema de GSD)	29
Costo de Operación de un Sistema Solar Fotovoltaico (sistema de GSD)	29
Costo de Inversión de un Sistema de Almacenamiento	30
Reducción de Ingresos de Transmisión y Distribución (T&D)	30
VI. Costos Cualitativos	31
VII. Beneficios y Costos Netos de la GSD a lo largo de la Cadena de Valor	33
Beneficio Neto Total	34
Costo-beneficio neto para Generador Centralizado	35
Costo-beneficio neto para Transportista y Distribuidor	36
Costo-beneficio neto para Suministrador	37
Costo-beneficio neto para Usuario Final	38
Costo-beneficio neto para sociedad en general	39
VIII. Sensibilidades de los Beneficios y Costos de la GSD	40
IX. Beneficios y Costos de sistemas de almacenamiento pequeña escala bajo distintos escenarios	43
Escenario Base de Almacenamiento	44
Escenario Alternativo de Almacenamiento	46
X. Recomendaciones	47
XI. Fuentes	50
XII. Anexos	51
XIII. Glosario	52



PRÓLOGO

México cuenta con un enorme potencial para el aprovechamiento de energía solar debido a sus altos niveles de irradiación a lo largo y ancho del país. En comparación con dicho potencial, el mercado de energía solar fotovoltaica (FV) es aún reducido. Sin embargo, en los últimos años hemos sido testigos de un crecimiento exponencial en la instalación de nuevas centrales solares FV, tanto de gran escala como de generación distribuida.

De acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía se espera contar con una capacidad instalada superior a los 6.7 GW de **Generación Solar Distribuida (GSD)** al 2024, lo cual esboza un prometedor panorama para su consolidación y desarrollo en México.

En este contexto, la GSD conlleva implicaciones positivas en el plano social pues permite la activa participación de la población en el mercado eléctrico e impulsa la democratización de la energía. Al tratarse de un sistema descentralizado se generan múltiples beneficios como:

- **Generación de fuentes de trabajo locales**
- **Aumento en la independencia energética**
- **Diversificación de la matriz energética a nivel local**
- **Aportación a la reducción de emisiones contaminantes**
- **Ahorros en costo de la energía**

De tal manera, la promoción de la GSD ayuda al empoderamiento e involucramiento efectivo de la sociedad respecto a la política energética nacional. Concretamente es un estímulo para su respaldo de la transición energética, la cual necesita un fuerte empuje por parte de los sectores públicos y privados para su completo desarrollo.

Con lo anterior en mente, **La Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX)** junto con la **Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México (GIZ)**, a través de su programa **Energía Solar a Gran Escala (DKTI Solar)**, les da la más cordial bienvenida al “**Análisis Costo-Beneficio de la Generación Solar Distribuida en México**”, esperando que la información aquí contenida resulte relevante y útil para cuantificar y entender los costos y beneficios que este crecimiento solar tendrá sobre el sector eléctrico en el país.

Héctor Olea – Presidente de Asolmex
Israel Hurtado – Secretario de Asolmex
Arturo Duhart – Tesorero y Coordinador de GSD de Asolmex

.....
Joscha Rosenbusch – Coordinador del Clúster de Energía en GIZ México
Diego García – Asesor Técnico DKTI Solar
Arno van den Bos – Asesor Técnico DKTI Solar





RESUMEN EJECUTIVO

La **Iniciativa de Generación Solar Distribuida** realizada para la **Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX)** tiene como objetivo realizar un **análisis costo-beneficio** a lo largo de la cadena del sector eléctrico para distintos agentes involucrados de lograr una penetración de **+6 GW de Generación Solar fotovoltaica Distribuida (GSD)** de 2018 a 2024 bajo un escenario base.

Este estudio se realiza con base en una visión consensuada, **buscando identificar mecanismos para la redistribución** de beneficios en segmentos que lo requieran. Para ello, se realizó un modelo que analiza escenarios de costos y beneficios cuantitativos y cualitativos de la penetración de GSD durante los próximos seis años (2018-2024), así como de sistemas de almacenamiento. El cálculo cuantitativo de beneficios y costos, se realizó considerando el cambio positivo o negativo (respectivamente un beneficio, o costo) que resultaría para cada tipo de participante a lo largo de la cadena de valor en un escenario en el que no se incluye GSD contra un escenario en el que se logran 6 GW a 2024.

Los distintos participantes a lo largo de la cadena de valor en el sector eléctrico considerados son: **generador centralizado, transportista y distribuidor, suministrador, usuario final y sociedad en general**. El reporte se divide en nueve secciones:







































































En la **primera sección** se establecen los **insumos y supuestos** para el cálculo cuantitativo, considerando variables endógenas y exógenas del mercado eléctrico, del sistema solar fotovoltaico, y del entorno macroeconómico. En esta sección se presentan también las fuentes utilizadas para cada uno de los insumos.

La **segunda sección** ilustra los **beneficios cuantitativos económicos**, ambientales y sociales a través de la descripción del concepto detrás de cada beneficio y de la metodología utilizada para su cálculo. La sección menciona el impacto de cada uno de los beneficios a los respectivos participantes en la cadena de valor.

La **tercera sección** explica los **beneficios cualitativos**, su denominación (económica, ambiental o social), y el impacto en los participantes de la cadena de valor.

La **cuarta sección** describe los **costos cuantitativos** económicos, ambientales, sociales y la metodología del cálculo de cada costo. Esta sección menciona el impacto de cada uno de los costos correspondientes a los participantes de la cadena de valor.

La **quinta sección** explica los **costos cualitativos**, su denominación (económica, ambiental o social), y el impacto en los participantes de la cadena de valor.

	BENEFICIO	STAKEHOLDERS	SGSD	ALMACENAMIENTO
 ECONÓMICOS	1 Disminuye los precios de la energía en el Mercado	     	✓	✓
	2 Disminuye las pérdidas del sistema	     	✓	
	3 Genera un retorno al instalar un Sistema de GSD por ahorro en el consumo	     	✓	
	4 Permite otorgar servicios conexos a la red (ej. Regulación de voltaje, regulación de frecuencia)	     		✓
	5 Permite lograr un arbitraje de precios de generación / consumo ¹	     		✓
	6 Puede reducir los subsidios en tarifas de consumo	     	✓	
	7 Brinda confiabilidad al sistema al disminuir la variabilidad de GSD	     		✓
	8 Brinda plusvalía en las instalaciones	     	✓	
	9 Mayor recaudación fiscal derivado de inversiones	     	✓	
 AMBIENTALES	10 Evita emisiones provenientes de generación fósil centralizada y pérdidas de T&D	     	✓	
	11 Reducciones en uso de suelo	     	✓	
	12 Ahorro de agua durante el proceso de generación de electricidad convencional	     	✓	
 SOCIALES	13 Aumento del PIB (ej. Mayor inversión en cobre nacional)	     	✓	✓
	14 Ofrece la creación de empleos directos e indirectos	     	✓	✓
	15 Pueden dar resiliencia en caso de desastre natural	     	✓	✓
	16 Se da acceso a la electricidad a comunidades no interconectadas	     	✓	
	17 Disminuye la necesidad de solicitar derechos de vía	     	✓	

¹ Arriba de 500kW se beneficia; debajo de 500 kW es el suministrador

 Cuantitativo  Cualitativo/Cuantitativo no cuantificable

 Generador  Transportista  Distribuidor  Suministrador  Usuario final

Figura 1: Beneficios Económicos, Ambientales y Sociales de SGSD y Almacenamiento para Stakeholders- Fuente: Strategy&

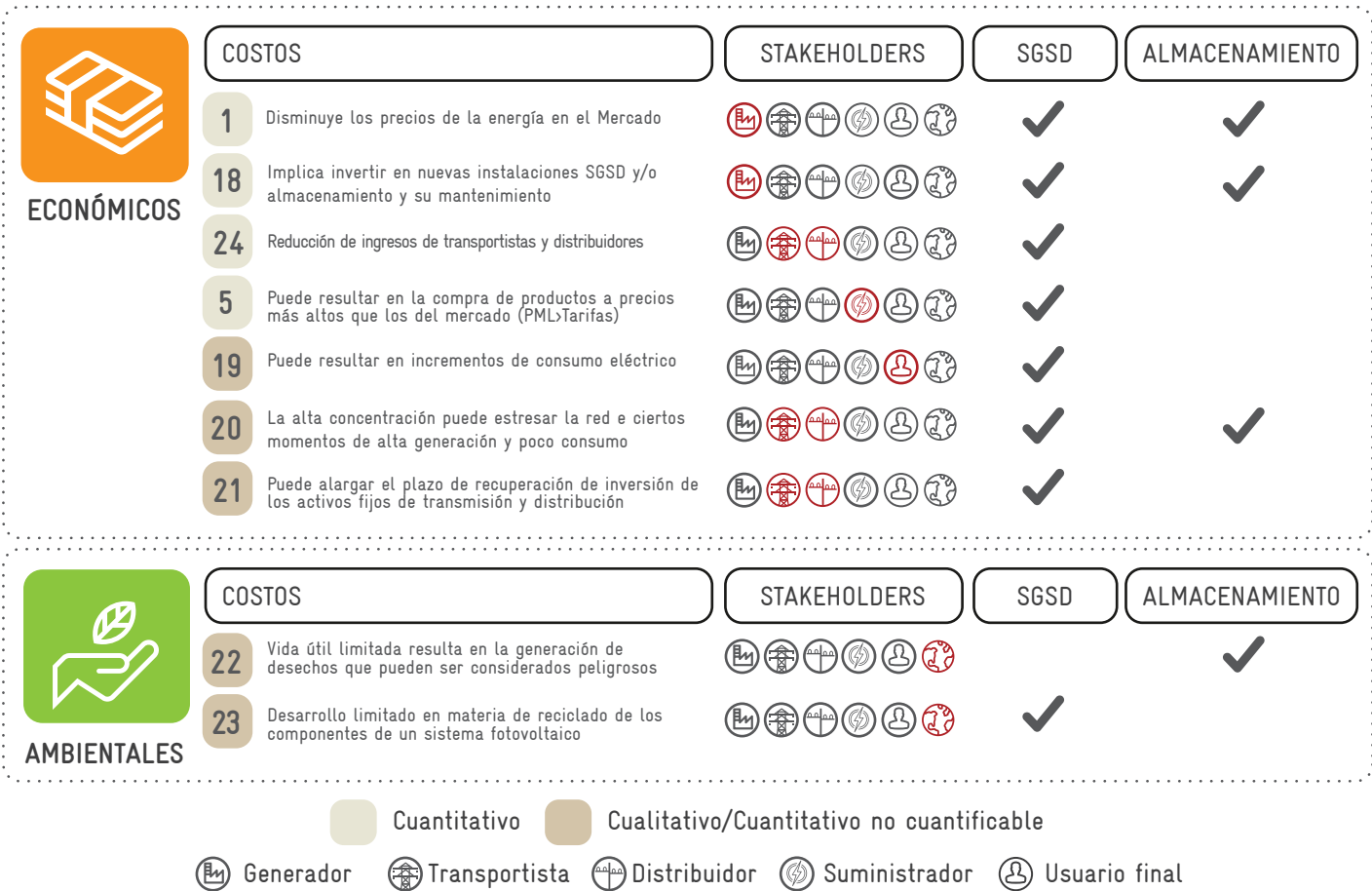







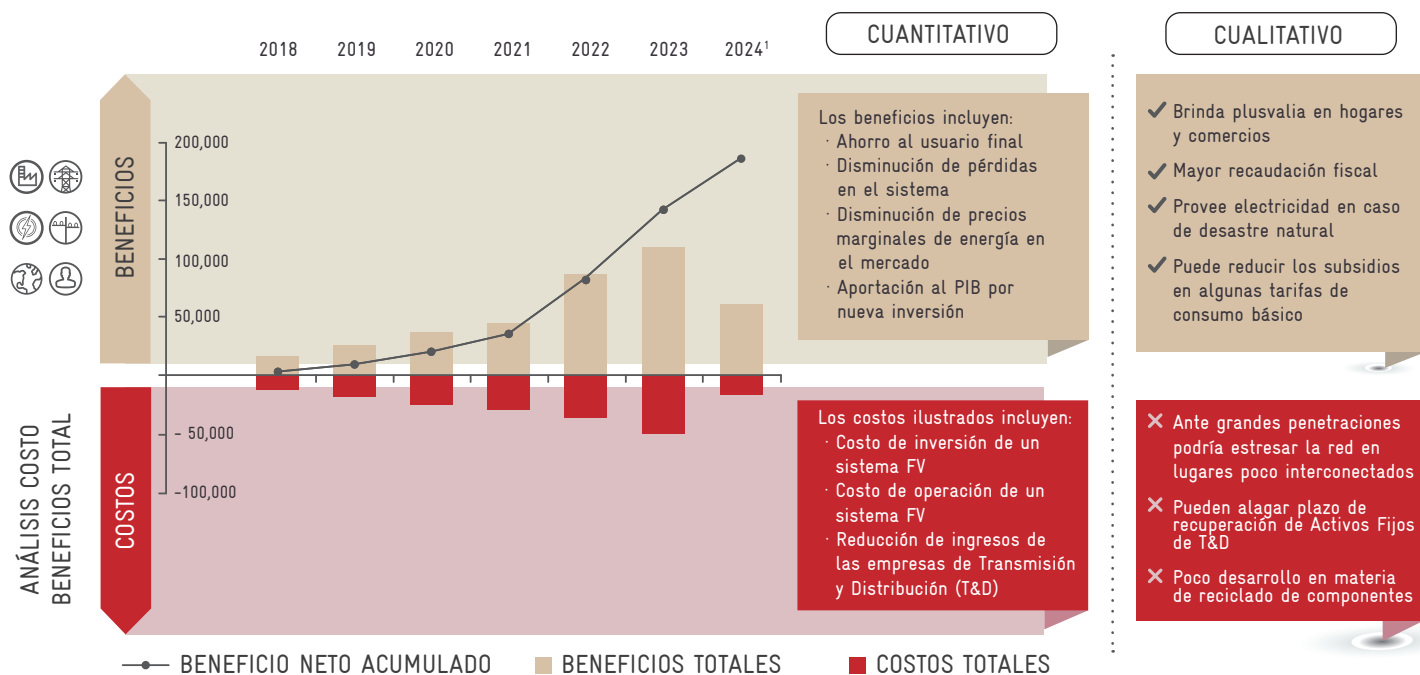
Figura 2: Costos Económicos, Ambientales y Sociales de SGSD y Almacenamiento para Stakeholders- Fuente: Strategy&

La **sexta sección** presenta los resultados de **beneficios y costos netos de la generación solar distribuida a lo largo de la cadena de valor**. Es decir, presenta la suma de todos los costos y beneficios (es decir un beneficio neto, o un costo neto) que percibirían los distintos participantes en el sector eléctrico. Los resultados cuantitativos son los siguientes:

- 
• Generador centralizado: Percibe un costo neto con la disminución del PML (~9.8 Miles de MDP anual) al entrar mayor generación a un costo variable prácticamente nulo
- 
• Transportista y Distribuidor: Percibe un costo neto por reducción de ingresos vinculados a la componente de distribución y transmisión del consumo ahora reducido de los usuarios finales. (~5.7 Miles de MDP anual)
- 
• Suministrador: Se beneficia con la disminución del PML (~9.8 Miles de MDP anual) porque compra electricidad a un precio menor
- 
• Usuario Final: Se beneficia con el ahorro en el consumo, venta de excedentes al PML, ingreso por servicio de potencia y disminución del PML (~10.6 Miles de MDP anual)
- 
• Sociedad: Se beneficia de la reducción de 52 mil tCO₂eq que se hubieran emitido con una planta convencional¹, 27 Miles de Millones de litros de agua que se requieren para generación centralizada convencional, +200 Miles de MDP anual en inversión principalmente debida al costo de los equipos, 75,000 nuevos empleos directos e indirectos

¹ Se refiere a una planta con tecnología fósil como combustóleo, turbogas, ciclo combinado, etc.

El **resultado neto agregado**, considerando los costos y beneficios percibidos por todos los integrantes de la cadena de valor **resulta en un beneficio neto**. El beneficio neto acumulado de instalar 6 GW de GSD en el periodo 2018-2024 es de **185 miles de MDP**.



1) La diferencia en beneficios se debe principalmente al ingreso por disminución del PML Fuente: FERC, CPUC

Figura 3: Beneficio Neto Total de la Generación Solar Distribuida [MDP] - Fuente Strategy&

La **séptima sección** presenta sensibilidades de los beneficios y costos de GSD ante distintos niveles de penetración de GSD. Se consideran **escenarios alcista y bajista de penetración de la GSD con respecto al Escenario Base de Penetración GSD de 6 GW a 2024**, proponiendo una **instalación de 4 GW y otra de 11 GW a 2024** (la capacidad solar FV necesaria para cubrir las metas de generación de energía limpia a 2024 si no se instala ninguna otra tecnología de generación limpia). La sección muestra el impacto en las emisiones de GEI, en la aportación al PIB y en la creación de empleos. Los principales descubrimientos muestran que en el caso de GEI, una disminución de la capacidad instalada afecta más que la instalación adicional, ya que los beneficios son marginalmente menores.

La **octava sección** reporta los resultados de los **beneficios y costos del sistema de almacenamiento** bajo un escenario base (utilizando el escenario de la generación solar distribuida en la sexta sección) y un escenario alternativo (modificando variables para evaluar la posible rentabilidad de un sistema de almacenamiento). Se descubrió que los sistemas de almacenamiento pueden resultar rentables para el segmento industrial cuando el costo de las baterías llegue a los US\$ 200/kWh

Finalmente, en la **novena sección** se presentan las conclusiones a través de la identificación de áreas de oportunidad y respectivas recomendaciones para enfrentarlas. Las **principales recomendaciones** son: realizar análisis costo beneficio para cada uno de los esquemas de contraprestación aplicables a la GSD, considerar la redistribución de ingresos a lo largo de la cadena de valor y promover medidas para la seguridad energética y confiabilidad del sistema.

I. ANTECEDENTES: INICIATIVA GENERACIÓN SOLAR DISTRIBUIDA

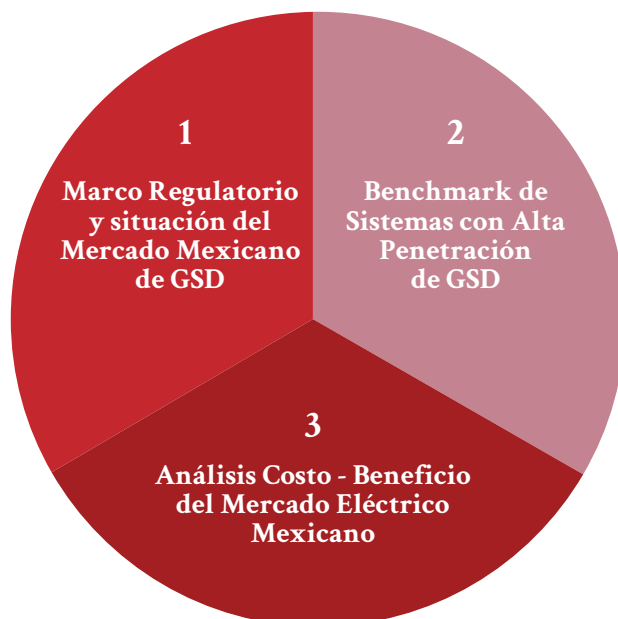


La Iniciativa de Generación Solar Distribuida (GSD) de la Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX) tiene como objetivo realizar un análisis costo-beneficio a lo largo de la cadena del sector eléctrico para distintos agentes involucrados, con base en una visión consensuada, buscando identificar mecanismos para la redistribución de beneficios en segmentos que lo requieran.

La Iniciativa contó con la participación de los siguientes agentes:



Durante el mes de junio de 2018 se presentó el reporte recopilatorio de los principales resultados y recomendaciones de la Iniciativa de GSD. Dicho reporte se estructuró con base en los siguientes tres bloques de trabajo:



2 Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/257978/CIPME_Estad_sticas_2017__1er_semestre_.pdf
 3 Recuperado de <http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>
 4 Recuperado de <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>



CRÉDITO EDITORIAL: / SHUTTERSTOCK.COM

Marco Regulatorio y Situación del Mercado Mexicano de GSD: este primer bloque buscó explicar el marco regulatorio actual en México y las dinámicas del mercado para la generación solar distribuida y el almacenamiento.

Benchmark de Sistemas con Alta Penetración de GSD: se presentó una investigación de los efectos en otros países y sus sistemas eléctricos por el crecimiento de la GSD, con el objetivo de sensibilizar al lector sobre las afectaciones, tanto positivas como negativas, que pudieran darse producto de los pronósticos de crecimiento de la GSD en México.

Análisis Costo-Beneficio de la GSD en México: presentó el análisis costo-beneficio de un escenario de penetración de la GSD en el sistema eléctrico mexicano, combinado con almacenamiento de energía a base de baterías. El análisis cuantificó el impacto de la GSD con almacenamiento en la cadena de valor del sector eléctrico en México.

El presente reporte construye, expande y ahonda sobre el tercer bloque, a decir, sobre el Análisis Costo-Beneficio de la GSD y almacenamiento en México.

El objetivo del presente reporte es presentarle al lector la metodología, supuestos y las condiciones frontera empleadas para la cuantificación de los costos y beneficios de la GSD y el almacenamiento en México. La información fue recopilada a través de fuentes oficiales, sin embargo, para algunos supuestos resultó necesario basarse en información de otros países, o en experiencias previas del Consultor.

Los resultados expuestos en el presente documento podrán diferir de aquellos mostrados durante el reporte publicado en junio de 2018, sin que esto invalide los resultados de este último.

Las diferencias entre ambos reportes se deben a: I) una actualización de valores y cifras empleadas por el Consultor durante el desarrollo del primer reporte (junio 2018) y del presente reporte; y II) la modificación, a petición de GIZ, de la metodología, los supuestos y las condiciones frontera empleadas por el Consultor.

II. INSUMOS Y SUPUESTOS UTILIZADOS EN EL MODELO

CONDICIONES FRONTERA

El presente estudio emplea como condiciones frontera al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en su totalidad y como un conjunto de los 3 sistemas interconectados que lo componen (Sistema Interconectado Nacional – SIN; Sistema Interconectado de Baja California Sur – SIBCS; y el Sistema Interconectado de Baja California – SIBCA). Lo anterior se da toda vez que el objetivo del estudio es analizar el costo y el beneficio para **todo el sistema eléctrico mexicano** de la penetración esperada de la generación solar distribuida (GSD) y el almacenamiento de energía (AE).

A la fecha de agosto 2018 el Catálogo de NodosP de CENACE presenta 53 Zonas de Precio (o Regiones de Transmisión), 109 Zonas de carga, 152 Zonas de Distribución, y 2,447 NodosP (subestaciones). Tanto Asolmex, GIZ y PwC están conscientes del hecho de que la GSD y el AE por su naturaleza descentralizada y ubicada en proximidad con los centros de consumo estarían impactando a cada sistema interconectado de una manera distinta, de tal manera que los costos y beneficios podrían ser muy distintos para el SIN, SIBCS y SIBCA, toda vez que cada sistema cuenta tiene una composición distinta (en cuestión de su matriz y perfil de generación actual y proyectada, sus requerimientos de potencia actuales y futuros, su demanda horaria actual y futura, la capacidad, congestión y pérdidas de la red de transmisión y distribución, etc.). Inclusive si se propusiera analizar un solo sistema interconectado se llegaría rápidamente a la conclusión de que cada Zona de Distribución dentro del mismo sistema presenta costos y beneficios distintos entre sí. La GSD y el AE podrían representar un beneficio para el Distribuidor en ciertas zonas, y costos en otras; y lo mismo para todos los participantes a lo largo de la cadena de valor.

Las conclusiones del análisis costo-beneficio de este estudio pueden entonces variar al realizar un análisis detallado por zona de carga o NodoP, considerando las características específicas de los mismos (p.e. debido a una coincidencia entre perfiles de generación y demanda en una zona de carga con altas temperaturas, importante uso de aire acondicionado y niveles de irradiación considerables se podrían obtener beneficios importantes con costos limitados para el Distribuidor; o en caso de una potencial generación excedente cuando la GSD supera la demanda en ciertas horas, se inyectaría generación a la red que implicaría probablemente costos adicionales para el Distribuidor y aumentaría la complementariedad del AE).

CÁLCULO DE COSTOS Y BENEFICIOS

Para la realización del cálculo de los costos y beneficios se consideraron tres tipos de insumos, recuperados de instituciones públicas y privadas: insumos del mercado eléctrico, insumos del sistema solar fotovoltaico distribuido (GSD) e insumos macroeconómicos. Estos insumos pueden ser modificados en la memoria de cálculo, modificando de esta manera escenarios alternativos al escenario base.

Los **insumos del mercado eléctrico** considerados son los siguientes:

- **Capacidad instalada de generación distribuida**, en MW, desde el 2018 a 2024. Los datos fueron obtenidos de las proyecciones de generación distribuida publicadas en 2017 por la CRE hasta 2023, y para el dato de 2024 se entrevistó a expertos en el sector previo al taller de arranque de esta Iniciativa, quienes corroboraron la instalación de 6 GW en su mayoría a 2024. (CRE, Contratos de interconexión en pequeña y mediana escala, 2017)²

- **Valor de Precio Marginal Local (PML)**, en USD/MWh, promedio de 2017 del Sistema Interconectado Nacional. Se utiliza el precio actual del PML capturado del MDA de CENACE. (CENACE, 2017)³

- **Crecimiento del Precio Marginal Local (PML)**, en porcentaje, desde el 2018 hasta 2024. Para pronosticar el crecimiento del PML, se toma como base el año 2017 y el dato fue obtenido con los promedios anuales publicados por el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. (PRODESEN, 2017)⁴

- **Distribución de la capacidad instalada a nivel residencial, comercial e industrial**, en porcentaje. Debido a que cada uno de los sectores presenta un comportamiento distinto, esta variable hace referencia al sector en el que se repartirá la capacidad instalada definida con anterioridad. Es decir, si se desea analizar únicamente el beneficio de la instalación de 6 GW a nivel residencial, los parámetros utilizados serían residencial 100%, comercial 0% e industrial 0%. En el estudio actual se utilizó la distribución del consumo de 2017, utilizando las ventas netas de energía publicadas por el Sistema de Información Energética (SIE, 2017)⁵. La distribución utilizada fue 50% para residencial, 20% para comercial, y 30% para industrial.

² Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/257978/CIPME_Estad_sticas_2017__1er_semestre_.pdf

³ Recuperado de <http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>

⁴ Recuperado de <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>

⁵ Recuperado de <http://sie.energia.gob.mx>



CRÉDITO EDITORIAL: / SHUTTERSTOCK.COM

• **Penetración de usuarios a nivel residencial, comercial e industrial**, en porcentaje. Posterior a la selección de capacidad instalada por sector, se define el porcentaje de los usuarios de ese sector a los que se le instalará dicha capacidad. En el caso de residencial se aplicó un 1%, representando 384,000 usuarios en 2018, en comercial 5%, representando 212,000 comercios, y en industrial 5%, representando 17,584 empresas. El pronóstico del número de usuarios fue capturado del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. (PRODESEN, 2017)⁴

• **Crecimiento de la penetración de usuarios**, en porcentaje. Dado que se espera que no sólo la capacidad instalada incremente, sino que también la penetración de la misma, se agregó la variable para medir el incremento en número de usuarios que poseen un sistema de GSD a través de los años. Se consideró un escenario conservador de crecimiento anual de 3%⁶.

• **Crecimiento del consumo de electricidad**, en porcentaje. Se consideró el escenario del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional que pronostica un incremento en el consumo del 3% anual. (PRODESEN, 2017)⁴

• **Coincidencia del perfil solar contra las horas críticas del sistema**, en porcentaje. Esta variable hace referencia a la coincidencia de las horas de GSD con las 100 horas críticas anuales en el sistema eléctrico. Durante estas 100 horas críticas se reconocerá la entrega de potencia por parte de los generadores en caso de estar entregando energía al sistema. Se utilizó un 20%, tomando como base el porcentaje de la capacidad total de un sistema solar fotovoltaico ofertado en algunos contratos de las subastas de largo plazo (cuyos contratos son de 15 años, entonces suponemos que realizaron el estudio de dicha coincidencia a futuro y están presentando valores conservadores). Estas 100 horas críticas a

⁶ Supuesto realizado por Strategy&

⁷ Recuperado de <http://recursos.pwc.mx/landing.asp?pagina=3a-subasta-de-largo-plazo-analisis-de-los-resultados-e-implicaciones-a-futuro>

partir de 2018 se calculan por parte de CENACE con las horas de reserva mínima, históricamente se calcularon con base en las horas de demanda máxima, por lo que podrían desfasarse en el futuro (PwC, 2017)⁷

• **Penetración de usuarios a nivel residencial, comercial e industrial**, en porcentaje. Posterior a la selección de capacidad instalada por sector, se define el porcentaje de los usuarios de ese sector a los que se le instalará dicha capacidad. En el caso de residencial se aplicó un 1%, representando 384,000 usuarios en 2018, en comercial 5%, representando 212,000 comercios, y en industrial 5%, representando 17,584 empresas. El pronóstico del número de usuarios fue capturado del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. (PRODESEN, 2017)⁴

• **Disminución de la coincidencia solar con las horas críticas**, en porcentaje. La variable está basada en que a futuro puede darse un efecto de “curva de pato”⁸ que podría ocurrir en México, en donde asumimos que cada vez se encuentra menos coincidencia del perfil solar con las horas críticas. Esto se consideró para ser conservadores y estimar que la GSD podría reducir su entrega de potencia en el tiempo por menor coincidencia con horas críticas. Se utilizó el valor del 2% basado en entrevistas a participantes del sector.

• **Precio del mercado de potencia, en kUSD/MW-año**. El dato fue tomado del resultado del precio de potencia de la tercera subasta de largo plazo, 35 kUSD/MW-año. (PwC, 2017)⁷

• **Tasa Anual de Crecimiento Compuesto (TACC) del precio del mercado de potencia**, en porcentaje. Se tomó un valor del 10% de crecimiento anual dado que se está suponiendo que conforme se logran las metas de generación limpia a 2024 se requerirá la incorporación de mayor capacidad de generación disponible y despachable, es decir potencia; mientras que también se hará retiro de combustóleos. Se asume entonces un crecimiento para precio de potencia correlacionado con el crecimiento de generación limpia con base en las metas de generación (que pasan de un 20% a un 35% en 6 años) (LTE) (DOF, 2015).

• **Precio de Servicios Conexos, en MXN/kWh**. Se consideró el precio de los servicios conexos regulados establecidos por la CRE para 2018 en las nuevas tarifas reguladas de suministro básico, y se comparó con los precios de los servicios conexos publicados por el mercado americano PJM. El ingreso por servicios conexos es de 0.0054 MXN/kWh. (CRE, Acuerdo No. A/058/2017, 2017)⁹

• **Perfil de generación, en %/hora**. Se distribuyó la generación a nivel horario, representada como porcentaje. Los datos fueron obtenidos de empresas privadas de ASOLMEX.

• **Perfil de consumo, en %/hora**. Se distribuyó el consumo a nivel horario, representado como porcentaje. Los datos fueron obtenidos de la Prospectiva del Sector Eléctrico. (SENER, 2013)¹⁰

• **Contraprestación/Modelo de Negocios**. La contraprestación utilizada fue net metering y el modelo de negocio fue venta de contado del sistema GSD de acuerdo con lo acordado con ASOLMEX para mantener todo el análisis ceteris paribus

⁸ La curva de pato implica que, dada la coincidencia de la generación solar con la demanda, el perfil de demanda se modifica para tener sus puntos más altos en la mañana y por la noche, cuando no hay GSD

⁹ Recuperado de <http://organodogobierno.cre.gob.mx/acuerdo.aspx?id=612>

¹⁰ Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62949/Prospectiva_del_Sector_Electrico_2013-2027.pdf

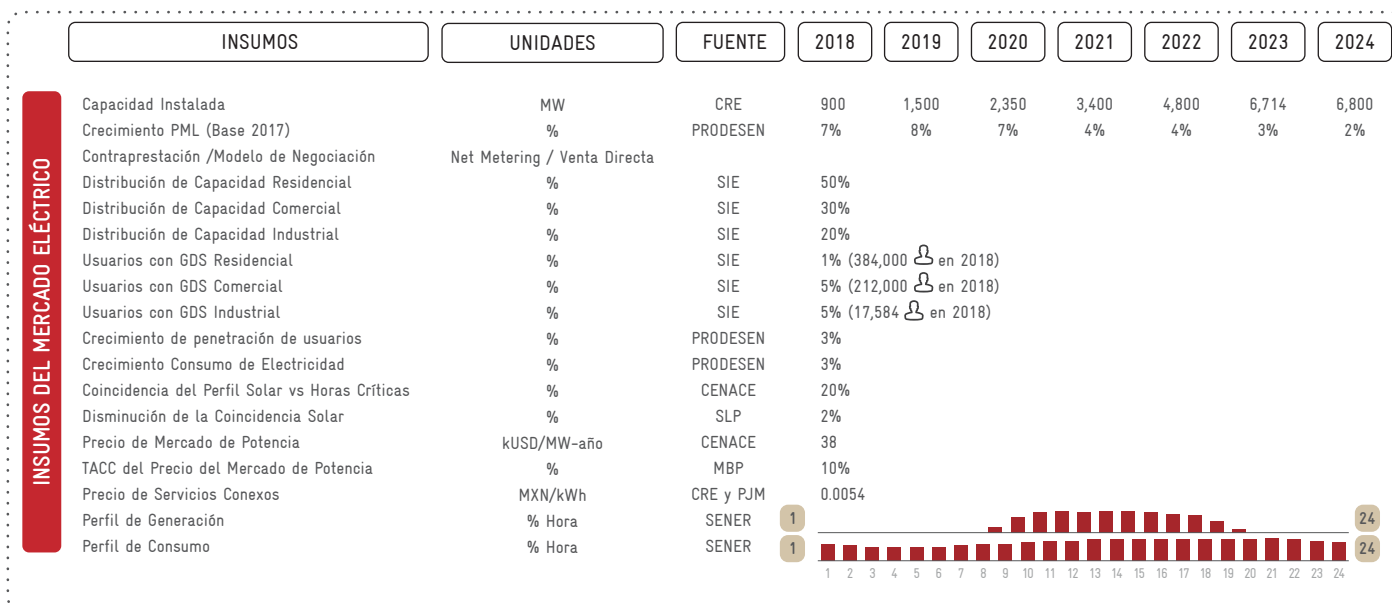


Figura 4: Insumos del Mercado Eléctrico

Los insumos del **sistema solar fotovoltaico** para GSD considerados son los siguientes:

- **Vida útil de un sistema solar FV, en años.** Se consideró, con base en entrevistas a participantes del sector y al National Renewable Energy Laboratory (NREL), una vida útil de 20 años. Este valor resulta conservador (NREL, 2017)

- **CAPEX Solar Distribuida en 2018, en USD/Watt.** Se consideró, con base en entrevistas con agentes clave del sector y financieros¹¹, un CAPEX de 1.46 USD/Watt. Al momento de hacer el cálculo, se tomó el total de la inversión en el año instalado (es decir, no fue amortizado a través de los años, esto debido a que el corte del estudio a 2024 no reflejaría el costo total).

- **Reducción en CAPEX hasta 2024, en porcentaje.** Dado a que se espera que los costos de inversión de un sistema solar fotovoltaico disminuyan a través del tiempo, se tomó una reducción anual del 10% con base en análisis de NREL¹².

- **Costo del Medidor, en USD/instalación.** Se consideró un gasto único por instalación de medidor de 75 USD por instalación con base en entrevistas con empresas de ASOLMEX.

- **OPEX fijo y variable en 2018, en USD/MW-año y USD/MWh respectivamente.** Los datos fueron capturados de NREL¹³ y encuestas a participantes del sector. Se utilizó un costo fijo anual de 800 USD/MW-año y un costo variable de 10 USD/MWh.

- **CAPEX de baterías, en USD/kWh.** Para esta variable se consideró un valor de 400 USD/kWh, tomando en cuenta valores promedios de baterías en economías avanzadas que eventualmente se reflejarán en México. (EnergySage, 2018)

- **Porcentaje de capacidad de almacenamiento con respecto a sistema de GSD.** Se consideró un almacenamiento del 30% con respecto a la capacidad total instalada del sistema GSD (es decir, por cada 1 kW de GSD, se instala 0.3 kW de almacenamiento). Se calculó una entrega de energía por parte de las baterías con base en una carga durante una hora y una descarga durante una hora. El dato fue capturado con base en capacidades requeridas en Baja California Sur por parte del CENACE, de acuerdo con entrevistas con empresas de ASOLMEX. En la práctica, los sistemas de almacenamiento podrían estar dimensionados por encima o por debajo de este 30% en función de las necesidades que se buscan cubrir.

11 Las entrevistas fueron realizadas a participantes del sector que pertenecen a ASOLMEX.
 12 Photovoltaic Lifetime Project. Obtenido de <https://www.nrel.gov/pv/lifetime.html>
 13 Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/ty17osti/68925.pdf>
 14 Recuperado de <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>
 15 Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/304573/Factor_de_Emisi_n_del_Sector_Electrico_Nacional_1.pdf
 16 Metodología empleada por Strategy& con base en datos del INEGI

Los insumos macroeconómicos considerados son los siguientes:

- **Tipo de Cambio.** Debido a que alguna información fue recaudada en pesos mexicanos y otra en dólares americanos, se utilizó un tipo de cambio de 19 MXN/USD, para considerar todos los valores en MXN. (BANXICO, 2017)

INSUMOS SISTEMA SOLAR FV TIPO	INSUMOS	UNIDADES	FUENTE	VALOR
	Vida útil de un Sistema Solar FV	años	NREL	20
	CAPEX Solar Distribuida en 2018	USD/Watt	CFE/CitiBank	1.46
	Reducción en CAPEX hasta 2024	%	CitiBank	-10% (anual)
	Costo del Medidor	USD/Instalación	CFE	75
	OPEX en 2018			
	Fijo	USD/MW/año	NREL	800
	Variable (seguros +O&M)	USD/MWh	NREL	10
	CAPEX de baterías	USD/kWh	EnergySage	400
	Porcentaje de almacenamiento	%	CENACE	30%

INSUMOS MACRO-ECONÓMICOS	INSUMOS	UNIDADES	FUENTE	VALOR
	Tipo de Cambio	MXN/USD	BANXICO	19

Figura 5: Insumos del Sistema Solar Fotovoltaico y Macroeconómicos

Otros insumos considerados en el modelo son los siguientes:

- **Factor de emisiones de CO₂**, en Kg/MWh generado. El factor fue recuperado de la Secretaría de Energía.¹⁴
- **Factor de emisiones de NO_x**, en Kg/MWh generado. El factor fue recuperado de la Secretaría de Energía.⁹
- **Factor de emisiones de SO₂**, en Kg/MWh generado. El factor fue recuperado de la Secretaría de Energía.⁹
- **Factor de emisiones de CO₂Eq**, en Toneladas/MWh generado. El factor fue recuperado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.¹⁵
- **Multiplicadores del Producto Interno Bruto**, en MXN por 1 GW instalado. Se utilizó una metodología basada en multiplicadores del Instituto Nacional de Estadística y Geografía. (INEGI, 2017)¹⁶
- **Multiplicadores de la creación de empleos**, en empleos por 1 GW instalado. Se utilizó una metodología basada en multiplicadores del Instituto Nacional de Estadística y Geografía. (INEGI, 2017)¹⁰
- **Factor del uso de cobre**, en Kg/MW. El factor fue recuperado de entrevistas con la Copper Alliance: 2.81 kg/MW.

OTROS INSUMOS	INSUMOS	UNIDADES	FUENTE	VALOR
	Factor de emisiones CO ₂ Eq	Tonelada/MWh	SEMARNAT	0.582
	Factor de emisiones CO ₂	Kg/MWh	PRODESEN	Véase Figura 8
	Factor de emisiones de NO _x	Kg/MWh	PRODESEN	Véase Figura 8
	Factor de emisiones SO ₂	Kg/MWh	PRODESEN	Véase Figura 8
	Factor del uso de cobre	Kg/kW	Entevistas/CopperA	2.81
	Multiplicadores del Producto Interno Bruto	MXN/GW	INEGI	Véase Figura 9
	Multiplicadores de la creación de empleos	Empleos/GW	INEGI	Véase Figura 10

Figura 6: Otros Insumos considerados en el modelo

III. CÁLCULO DE BENEFICIOS CUANTITATIVOS



DISMINUCIÓN DEL PRECIO MARGINAL LOCAL (PML)

El mercado spot en México se determina con base en los costos marginales de generación de las tecnologías ofertadas, dada una demanda horaria. Al ser el costo marginal de la generación solar distribuida muy cercano a cero, la adición de la capacidad instalada en el sistema desplazaría la curva de costos marginales del sistema, haciendo que marginen plantas con menor costo de generación y disminuyendo por consiguiente el componente de energía del precio marginal local.

La disminución del precio marginal local es un beneficio económico que impacta al usuario final calificado participante de mercado al permitirle comprar energía a menor precio, al suministrador al comprar energía a menor precio de los contratos pactados y a la sociedad al posicionar a México como una economía con precios de energía competitivos. La disminución del precio marginal local es un costo económico que impacta de manera negativa a los generadores centralizados dado que les pagarían a un costo menor que el que les pagaban antes de instalar GSD.

El cálculo de la disminución del PML siguió el siguiente proceso: primeramente, se calculó el costo marginal de las centrales eléctricas en la matriz de generación para los años 2018-2024, con las variables de costo variable, régimen térmico y costo de combustible.

$$\text{Costo Marginal} = \text{Costo Variable} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right) + \text{Régimen Térmico} \left(\frac{\text{MBTU}}{\text{MWh}} \right) * \text{Costo Combustible} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MBTU}} \right)$$

Después se ordenaron las centrales según su costo marginal (de menor a mayor) y simultáneamente se calculó la Generación (GWh) de cada una de las centrales eléctricas para los años 2018-2024.

$$\text{Generación (MWh)} = \text{Capacidad Instalada}_T * \text{Factor de Planta}_T (\%) * 8,760 \text{ horas}$$

Donde T se refiere a la tecnología de generación. Se realizó el cruce entre la Generación Base y el consumo pronosticado del PRODESEN 2017 y posteriormente el cruce entre la Generación bajo Escenario Penetración GSD y el Consumo pronosticado. Con esto se obtiene un PML promedio a nivel nacional considerando la penetración de GSD.

Finalmente se realizó el cálculo de la diferencia entre el PML Base y el PML bajo Escenario Penetración GSD y se multiplicó por el consumo del respectivo año para obtener un valor en términos únicamente económicos.

Esta diferencia podría tener un mayor impacto en función de la zona de precios en la que se instala la GSD. Es decir, zonas en las que el PML es mayor al PML promedio del sistema la reducción de precios podría ser más benéfica. A continuación, se muestra la variación en porcentaje de PMLs de cada zona de precios con respecto al PML promedio real publicado por CENACE en el Mercado de Día en Adelanto en 2017.

14 Recuperado de <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>

15 Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/304573/Factor_de_Emisi_n_del_Sector_ELctrico_Nacional_1.pdf

16 Metodología empleada por Strategy& con base en datos del INEGI

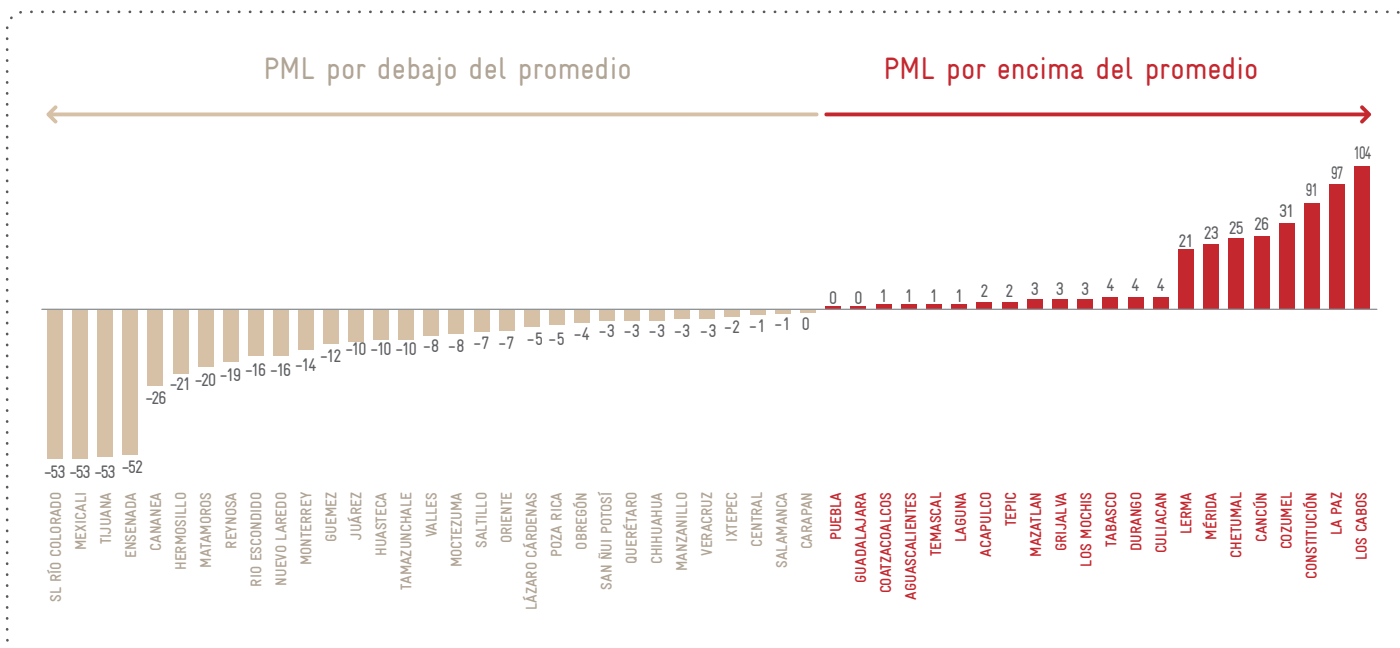


Figura 7: Desviación porcentual de Zonas de Precios del Precio Marginal Local Promedio en el MDA en 2017 (%)
Fuente: PRODESEN 2017

Debido a que el componente de energía del PML se calcula a nivel sistema interconectado con base en la curva de mérito económico, la diferencia entre precios de las regiones es causada por congestiones y por pérdidas de electricidad, los otros dos componentes del PML. Cabe recalcar que la disminución del PML pronosticada en este estudio únicamente contempla la disminución del componente de energía, pero es importante notar que el componente de congestión y el componente de pérdidas también se pueden ver impactados por la generación solar distribuida. Al instalar GSD, tanto la congestión como las pérdidas se reducirían en primera instancia. La congestión disminuye debido al decremento de demanda de electricidad en el nodo en el que se localiza la misma. No obstante, puede llegar un punto de inflexión en donde la penetración de GSD incrementa de tal manera en la que los excedentes de los usuarios lleguen a congestionar la red por sobre oferta. De la misma manera, la GSD reduce en primera instancia las pérdidas debido a que la electricidad se produce in situ en lugar de pasar por la infraestructura de transmisión y distribución. Sin embargo, al producirse dicho punto de inflexión en donde abundan los excedentes, éstos, al ser entregados a la red, podrían generar pérdidas a nivel distribución.

Actualmente no se tiene información suficiente para determinar dónde se encuentra este punto de inflexión, por lo tanto, se presenta una recomendación al respecto al final del estudio.

INGRESOS AL USUARIO FINAL

El ingreso al usuario final hace referencia al ingreso que un sistema solar fotovoltaico le puede proporcionar al usuario que lo instale y utilice para generar electricidad. El ingreso en principio es contabilizado por dos fuentes: i) el ahorro que el usuario obtiene al dejar de pagar la tarifa eléctrica contratada y ii) el ingreso por venta de excedentes en el mercado. No obstante, en el caso de considerar baterías en el modelo, se podría obtener un ingreso adicional por arbitraje de precios al almacenar la electricidad en el momento en donde la diferencia entre el PML y la tarifa es mayor y venderlo en la hora en donde el PML sea mayor (esto asumiendo que el PML es mayor a la tarifa y asumiendo que la modalidad de contraprestación es net metering). Este beneficio económico es exclusivamente para el usuario final.

Para el cálculo de este beneficio, se realizó primeramente una conversión del insumo de Capacidad (MW) de 2018-2024 a Generación (GWh), considerando el input de factor de planta GSD del 25% con base en entrevistas a participantes del sector. Luego, se realizó la distribución de la GSD con base en los insumos del porcentaje aplicable al sector y a la penetración del número de usuarios. Como se estableció en la sección de insumos, la capacidad instalada para el sector residencial fue 50%, para el comercial 20% y para el sector industrial un 30%. La penetración de usuarios en 2018 fue de 1% en residencial, 5% en

comercial y 5% en industrial. Una vez teniendo la capacidad instalada, se efectuó la distribución de la capacidad de almacenamiento por usuarios considerando el insumo del coeficiente de capacidad de almacenamiento con respecto a la capacidad instalada de GSD (30%).

El cálculo de ingresos al usuario final se llevó a cabo de la siguiente manera considerando la contraprestación de net metering:

- Si **Consumo < Generación**, se considera el almacenamiento a precio del PML promedio, el consumo a la tarifa y el excedente al PML promedio, de tal manera que

$(G-A-C) > 0$ por lo tanto

$$\text{Ingreso al Usuario Final} = (A * \overline{PML}) + (G-A) * \text{Tarifa} + (G-A-C) * \overline{PML}$$

Donde G es generación, A es almacenamiento y C es consumo.

- Si **Generación < Consumo**, se considera el almacenamiento a precio del PML promedio, y el consumo a la tarifa

$(G-A-C) < 0$ por lo tanto

$$\text{Ingreso al Usuario Final} = (A * \overline{PML}) + (G-A) * \text{Tarifa}$$

Finalmente, se calculan los ingresos con la penetración GSD a nivel sector (Residencial, Comercial e Industrial). En este caso no se realiza comparación con el escenario base ya que en éste no existen ingresos por GSD antes de que se instale.

Es importante recalcar que para fines prácticos en particular el cálculo del arbitraje de almacenamiento se estima que los ingresos podrían ser mayores bajo una modalidad de contraprestación de net billing (recibiendo como pago por la energía entregada en horas de PML pico y almacenada en horas de PML base). En el caso de net metering la ventaja de contar con almacenamiento es que se podría optar por dejar de consumir de la red en las horas pico de las tarifas reguladas horarias (industriales y comerciales) y en cambio utilizar el almacenamiento para cubrir parte de este consumo. Por ende, debido a los posibles beneficios del almacenamiento bajo distintas modalidades de contraprestación (tanto para arbitraje de precios en net billing y venta total como de cantidad en net metering) se recomienda en la última sección de este reporte analizar a mayor detalle las implicaciones del mismo y buscar también que exista una regulación que deje claros los beneficios por servicios conexos de almacenamiento.

DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS EN EL SISTEMA

México hoy en día cuenta con pérdidas en el sistema de 14% de acuerdo con SENER, mientras que otros países como EUA tienen pérdidas de un 6% (PRODESEN, 2017). La instalación de techos solares promovería una reducción en las pérdidas del sistema debido a que la energía generada in situ no será trasladada por las líneas de transmisión y en ciertas ocasiones (es decir, cuando sea consumida por el generador) no pasará por las redes de distribución. La disminución de pérdidas **beneficia directamente a la sociedad**, ya que mejorará la eficiencia energética del país. Se consideró como un **beneficio económico**.

Para el cálculo de este beneficio, se realizó primeramente una conversión del insumo de Capacidad (MW) de 2018-2024 a Generación (GWh), considerando el input de factor de planta GSD del 25%. Después, se realizó la distribución de Generación a nivel regional acorde al consumo actual (en 2017) a nivel regional. Para la disminución de pérdidas, se aplicó el insumo de reducción en pérdidas por GSD (actualmente 2%) al porcentaje de pérdidas totales del sistema. Se realizó una comparación de las pérdidas en el Escenario Base (Sin GSD basada en PRODESEN) y en el Escenario con penetración GSD. El proceso de cálculo se muestra en la siguiente ecuación:

$$\sum Generación_{R,T,A} * \%Pérdidas_{R,T,A}$$

Dónde R, T, y A se refieren a la región, tecnología y año, respectivamente. Finalmente se multiplicaron las pérdidas anuales por el Precio Marginal Local (PML) y se convirtieron a MXN.

$$Pérdidas_A * Precio Marginal Local_A$$

Cabe mencionar que se cuenta con poca información en la literatura internacional en cuanto al impacto de la GSD en las pérdidas técnicas y no técnicas del sistema. Se propone en las recomendaciones realizar proyectos pilotos y medir cuál es el efecto de una cierta penetración de la GSD en las redes de transmisión y redes de distribución.

INGRESOS POR VENTA EN MERCADO DE POTENCIA

La generación solar distribuida podría ofrecer ingresos por venta en el mercado de potencia debido a la coincidencia entre el perfil solar y las horas críticas del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Además, históricamente se ha visto en las subastas de largo plazo que la tecnología solar ha ofrecido este producto en el mercado. **El beneficio económico es para el usuario final.**

El beneficio se realizó a través del cálculo de la capacidad solar ofrecida en el Mercado de Potencia anual, tomando en cuenta los insumos de Capacidad Solar (MW) 2018-2024 y la coincidencia entre las horas críticas y el perfil de generación GSD (20 % en el caso de no contar con almacenamiento y 25% en caso de contar con almacenamiento). El cálculo fue el siguiente:

$$Capacidad Solar Ofrecida en Mercado de Potencia = Capacidad Solar (MW) * Coincidencia (\%)$$

Posteriormente se multiplicó la Capacidad Solar Ofrecida en Mercado de Potencia anual por el insumo del precio del Mercado de Potencia anual en USD y finalmente se convirtió a MXN.

Hace falta que se tenga en consideración que los contratos regulados en los que CFE SSB representa a un generador exento aún no son públicos y entonces resulta relevante entender cómo se estará pagando la potencia que la GSD le ayuda a compensar de sus obligaciones a los suministradores. También se hace referencia a esto en las recomendaciones.

INGRESOS POR SERVICIOS CONEXOS

Se consideró que el usuario final puede recibir ingresos por servicios conexos siempre y cuando éste cuente con un sistema de almacenamiento. La cantidad de servicios conexos que podrá ofrecer dependerá directamente de la capacidad instalada de almacenamiento. En la actualidad en México es incierto qué servicios conexos se podrán ofrecer debido a que no existe una regulación aún, pero con base en un benchmark internacional, se identificó que podría ofrecer servicios conexos tanto de mercado (p.e. reservas rodantes operativas) como regulados (p.e. regulación de voltaje y potencia reactiva).

Para el caso de México (a falta de regulación y publicación de valores) se tomó en cuenta el precio de los servicios conexos regulados publicados por la CRE en la nueva metodología tarifaria. **El beneficio económico es exclusivamente para el usuario final.**

El cálculo de los ingresos por servicios conexos se calcula de la siguiente manera

$$\text{Ingreso por SC} = \text{Precio SC} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right) * \% \text{Aplicable} * \text{Generación (MWh)}$$

En dónde SC se refiere a los servicios conexos, el porcentaje aplicable es el coeficiente de almacenamiento con respecto a la capacidad instalada de GSD (en MW) y generación se refiere a la generación realizada por el sistema solar fotovoltaico.


Cabe mencionar que, dado que la regulación de los beneficios que provee el almacenamiento y el reconocimiento por servicios conexos entregados al sistema a nivel de GSD aún no se ha definido, se presenta una recomendación al respecto al final del reporte.

AHORRO EN GASES EFECTO INVERNADERO (GEI)

La generación solar distribuida genera una mitigación en gases efecto invernadero, así como en el consumo de agua, al sustituir generación eléctrica convencional centralizada que emite y consume agua en el proceso de generación. Los gases que principalmente emiten las tecnologías convencionales son SO₂, NO_x y CO₂. **El beneficio ambiental del ahorro en GEI impacta a la sociedad** al mejorar la calidad del aire y del medio ambiente.

Para el cálculo de la reducción de emisiones se utilizaron los factores publicados por la Secretaría de Energía (SENER) en el PRODESEN para los contaminantes SO₂, NO_x y CO₂.

El cálculo se efectuó a través de la multiplicación de la generación de GSD (MWh) por el factor de emisión de cada contaminante (CO₂, NO_x, SO₂). Los factores utilizados son los siguientes:



	CO ₂	NO _x	SO ₂
Carboeléctrica (≤350 MW)	791	6.1	9.9
Carboeléctrica (>350 MW)	542.4	4	3
Ciclo combinado	393.3	1.4	0.2
Combustión Interna (≤20 MW)	757.7	16.5	14.7
Combustión Interna (>20 MW)	619.4	11.6	14.5
Lecho fluidizado	805.6	0	2.6
Termoeléctrica Convencional (≤115 MW)	805.7	1.3	14.7
Termoeléctrica Convencional (≤250 MW)	600.5	0.9	9.7
Termoeléctrica Convencional (>250 MW)	678.4	1.1	12.7
Turbogás (Diésel)	1,408.30	8.2	47.2
Turbogás (Gas)	525.5	1.8	0

Figura 8: Emisiones Contaminantes por Tecnología [Kg/MWh]- Fuente: PRODESEN¹⁷

Asimismo, se comparó el resultado con el factor de emisiones emitido por la SEMARNAT de 0.582 toneladas de CO₂_{eq}/MWh como punto de comparación.

¹⁷ PRODESEN 2018-20332, Tabla 4.2.3, recuperado desde: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>



APORTACIÓN AL PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB)

La penetración de la generación solar distribuida requerirá de una inversión que se reflejará directamente en el producto interno bruto (PIB), mejorando de esta manera la situación económica del país. **Este beneficio económico impactará a la sociedad.**

Para el cálculo del impacto en el PIB se utilizaron multiplicadores de una matriz insumo-producto publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI, 2017). A continuación, se muestra el resultado del cálculo con el monto de aportación de 1 GW de GSD en millones de pesos (MDP) al PIB por rama económica

RAMA DEL SECTOR	IMPACTO EN PIB POR 1 GW DE GSD (MDP)
Trabajos especializados para la construcción	8,800
Servicios profesionales	5,400
Comercio	2,000
Fabricación de productos metálicos	1,600
Servicios inmobiliarios	1,000
Fabricación de equipo de generación eléctrica	800
Resto	6,000

Figura 9: Impacto de la GSD en PIB- Fuente: INEGI, Strategy& PwC

El resultado consistió de la multiplicación de la Capacidad Instalada (MW) de GSD por el coeficiente de impacto en el PIB.

CREACIÓN DE EMPLEOS

La penetración de la generación solar distribuida resultará en la creación de empleos directos e indirectos. Esto es debido a que se requerirá de personal a lo largo de la cadena de valor: para la fabricación del equipo (paneles solares), la fuerza de ventas para llegar al mercado, la instalación del sistema solar fotovoltaico, etc. **Este beneficio económico impactará a la sociedad.**

Para el cálculo del impacto en el número de empleos se utilizaron multiplicadores de una matriz insumo-producto publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI, 2017). A continuación, se muestra el resultado del cálculo en número de empleos (directos e indirectos) por 1 GW por rama económica

RAMA DEL SECTOR	EMPLEOS POR 1 GW DE GSD (EMPLEOS)
Trabajos especializados para la construcción	5,400
Servicios profesionales	1,000
Comercio	800
Fabricación de productos metálicos	800
Servicios inmobiliarios	20
Fabricación de equipo de generación eléctrica	800
Resto	2,580

Figura 10: Impacto de la GSD en la Creación de Empleos (directos e indirectos)- Fuente: INEGI, Strategy& PwC

El resultado consistió de la multiplicación de la Capacidad Instalada (MW) de GSD por el impacto en el número de empleos.



IV. BENEFICIOS CUALITATIVOS

Existen otra serie de beneficios económicos, ambientales y sociales tanto para la generación solar distribuida como para el sistema de almacenamiento que no pudieron ser cuantificados debido a falta de información o de falta de desarrollo en el mercado; no obstante, se enuncian de manera cualitativa a continuación.

Los beneficios cualitativos de un **sistema solar fotovoltaico (sistema de GSD)** son los siguientes:

- **Puede reducir los subsidios en tarifas de consumo.** El aumentar generación local reduce el consumo total en todas las tarifas. Por consiguiente, la instalación de sistema de GSD en hogares que consuman de una tarifa subsidiada erradicarán o en su defecto disminuirán la necesidad de un subsidio aportado por el gobierno. **Este beneficio económico impacta a la sociedad.**

- **Brinda plusvalía en las instalaciones.** Estudios realizados a nivel internacional demuestran que la instalación de un sistema de GSD incrementa el valor de los hogares y establecimientos. Como ejemplo, está el estudio realizado por Lawrence Berkeley National Lab (LBL)¹⁸ en donde se concluyó que la instalación de paneles solares en Estados Unidos incrementa el valor de las viviendas en aproximadamente 3,000 USD por kW. En contraste, la instalación de un kW es de 1,500 USD, lo cual indica que existe una plusvalía en los hogares al instalar un sistema solar fotovoltaico. **Este beneficio económico impacta al usuario final.**

- **Genera Certificados de Energía Limpia (CELs).** En la actualidad, de acuerdo a un restudio realizado en conjunto con la Embajada Británica de México, se pronostica un déficit de 4 millones de CELs a abril de 2019. Bajo la modalidad de generación distribuida, el generador exento puede vender sus CELs a través del suministrador, ya sea de servicios básicos o calificados. En la actualidad, no hay suministradores que ofrecen este servicio. Asimismo, en caso de la modalidad de abasto aislado, el generador/consumidor compensa su requerimiento de CELs con el autoconsumo, e inclusive en caso de tener excedentes los puede vender en el mercado.

- **Resulta en recaudación fiscal.** Los sistemas de GSD poseen un arancel de impuesto al valor agregado (IVA) que el gobierno recibirá al momento en que éstos sean comprados. **Este beneficio económico impacta a la sociedad.**

- **Evita solicitar derechos de vía.** La GSD posee una facilidad y eficiencia en el desarrollo de sistemas de generación, ya que no requiere de la obtención de permisos de derechos de vía. Este es un **beneficio social que impacta al generador.** Asimismo, el procedimiento de permisos es mucho más laxo que para un generador que requiere permiso.

- **Da acceso de electricidad a comunidades no interconectadas.** La GSD puede estar en modalidad de abasto aislado, es decir, no necesita estar interconectado a la red. Por dicho motivo, puede proveer electricidad a comunidades de escasos recursos que hoy en día no están interconectados y no poseen acceso a electricidad. Este **beneficio social impacta al usuario final.**

- **Puede dar resiliencia en caso de desastre natural.** La GSD puede ser una alternativa en caso de desastre natural, ya que su fuente para la generación de energía es el sol. Este **beneficio social impacta al usuario final.**

- **Resulta en ingresos para el sector financiero.** Por lo general los compradores no desembolsan el costo total de la inversión de un sistema solar fotovoltaico, recurriendo a opciones de financiamiento que benefician al sector financiero.

Los beneficios cualitativos de un **sistema de almacenamiento** son los siguientes:

- **Brinda confiabilidad en el sistema.** Un área de oportunidad de la GSD es su alta variabilidad debido a que existen horas en donde es imposible generar energía a falta de luz solar. No obstante, el sistema de almacenamiento resuelve este problema permitiendo almacenar la energía para su posterior uso, brincando de esta manera confiabilidad en el sistema. Este beneficio social impacta a la sociedad.

- **Puede dar resiliencia en caso de desastre natural y ante desconexiones del suministro eléctrico.** Las baterías son complementarias con la GSD como alternativa en caso de desastre natural, ya que permiten el almacenamiento de energía capturada para su posterior uso cuando la luz solar está faltante o es deficiente. Este beneficio social impacta al usuario final.

¹⁸ Recuperado desde <http://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl-6942e.pdf>

V. COSTOS CUANTITATIVOS



COSTO DE INVERSIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO (SISTEMA DE GSD)

El costo de inversión (también conocido como CAPEX) es el gasto principal al momento de instalar un sistema de GSD, y es el motivo por el cual el usuario final en ocasiones decide no optar por la generación solar distribuida. Este costo económico impacta al usuario final.

El cálculo del Costo de Inversión se efectuó de la siguiente manera:

$$CAPEX_i = \left[\frac{\text{Capacidad Instalada } Ad_i \text{ (MW)}}{\text{Costo CAPEX}} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MW}} \right) \right] * \left[1 + \% \text{ Descuento} \right]^i * \left[\text{Usuarios } Ad_i + \text{Costo Medidor (USD)} \right]$$

Donde “i” hace referencia al año en específico entre 2018 y 2024, y “ad” es la abreviación de “adicional”.

Pese a que por lo general los compradores no pagan de inmediato el total del CAPEX (es decir, lo financian a través de los años), debido a la limitación del tiempo de los años de estudio (2018-2024), se decidió mostrar el costo total de los sistemas de GSD instalados durante esos seis años; no obstante, se debe tomar en consideración que cada panel posee una duración de alrededor de 20 años. Otro factor a considerar en el cálculo es que se consideró un factor de descuento del 10% en el CAPEX, asumiendo que la progresión tecnológica y economías de escalas disminuirán los costos de inversión. Asimismo, Se asume que el número de medidores depende del número de usuarios que fueron elegidos en los insumos.

COSTO DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO (SISTEMA DE GSD)

El costo de operación (también conocido como OPEX) es fijo y variable. El costo de operación fijo se define como un monto anual por MW instalado, mientras que el costo de operación variable depende directamente de la generación efectuada en MWh. Este costo económico impacta al usuario final.

El cálculo del Costo de Operación se efectuó de la siguiente manera:

Costo fijo + Costo variable

$$OPEX_i = \left[\frac{\text{Capacidad Instalada}_i}{\text{OPEX fijo}} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MW al año}} \right) \right] + \left[\text{Generación (MWh)}_i * \text{OPEX variable} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right) \right]$$

Los costos de operación de la GSD son considerablemente menores a los costos de inversión de un sistema solar fotovoltaico.

COSTO DE INVERSIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

El costo de inversión de almacenamiento se calculó dependiendo la capacidad de almacenamiento seleccionado, mismo que depende de la capacidad instalada del sistema solar fotovoltaico. Este costo económico impacta al usuario final.

El cálculo del Costo de Operación se efectuó de la siguiente manera:

$$\text{Costo Almacenamiento} = \frac{\text{Capacidad Instalada } Ad_i}{\text{MW}} * \% \text{ Almacenamiento} * \text{CAPEX Almacenamiento} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MW}} \right)$$

REDUCCIÓN DE INGRESOS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN (T&D)

Un potencial problema de la generación solar distribuida es que los usuarios, al generar su propia electricidad y no consumir de la red, no pagan el porcentaje de la tarifa que representa un ingreso para el operador de las líneas de transmisión y distribución; sin embargo, el usuario de GSD sí utiliza la red al vender sus excedentes. Este costo económico impacta al operador de las líneas de transmisión y distribución.

El cálculo de este costo se efectuó de la siguiente manera:

$$\text{Pérdidas de T\&D} = \left[\text{Costo de Transmisión} \left(\frac{\text{MXN}}{\text{MWh}} \right) + \text{Costo de Distribución} \left(\frac{\text{MXN}}{\text{MWh}} \right) * \text{Generación (MWh)} \right]$$

Hace falta estimar el impacto que se podría tener en los ingresos del transportista y el distribuidor por la penetración de GSD y definir cuál será la mejor manera de permitir la recuperación de inversión en los activos de T&D. Se podrían considerar lecciones aprendidas de California y Alemania. Se presenta una recomendación al final del estudio.

VI. COSTOS CUALITATIVOS

Existen otra serie de costos económicos tanto para la generación solar distribuida como para el sistema de almacenamiento que no pudieron ser cuantificados debido a falta de información o de falta de desarrollo en el mercado; no obstante, se mencionan de manera cualitativa a continuación

Los costos cualitativos de un **sistema solar fotovoltaico (sistema de GSD)** son los siguientes:

- **Puede alargar el plazo de recuperación de los activos de transmisión y distribución.** Los activos de transmisión y distribución en su momento fueron invertidos con una cierta tasa de retorno y contemplando un flujo de ingreso a través de los años. El surgimiento de una penetración de usuarios que instalan un sistema de GSD no sólo disminuirá los ingresos del operador de T&D sino que también alargará el plazo de recuperación de estos activos. Este costo económico impacta al operador de la red de transmisión y distribución.
- **Puede estresar la red.** La alta concentración puede estresar la red en momentos de alta generación y poco consumo. Este costo económico impacta a la sociedad.
- **Puede resultar en incrementos de consumo eléctrico (reducción de eficiencia energética).** Existe la posibilidad de que al disminuir el costo de producción y facilitar el acceso a la electricidad, los usuarios incrementen su consumo eléctrico.
- **Limitado desarrollo en materia de reciclado de los componentes del sistema.** No se ha invertido en procesos de reciclaje. Este es un costo ambiental que impacta a la sociedad.

Los costos cualitativos de un sistema de almacenamiento son los siguientes:

- **Vida útil limitada genera desechos.** Los sistemas de almacenamiento poseen una vida útil menor que la del sistema de GSD (5-10 años vs. 20 años del sistema de GSD). Esta corta vida útil generaría desechos como el mercurio que pueden ser considerados dañinos para el ecosistema. Este costo ambiental impacta a la sociedad.
- **Puede estresar la red.** El sistema de almacenamiento podría facilitar la alta concentración de energía que estresaría la red en momentos de alta generación y poco consumo, esto debido a que los usuarios maximizadores de ingresos inyectarían energía a una misma hora. Este costo económico impacta a la sociedad.



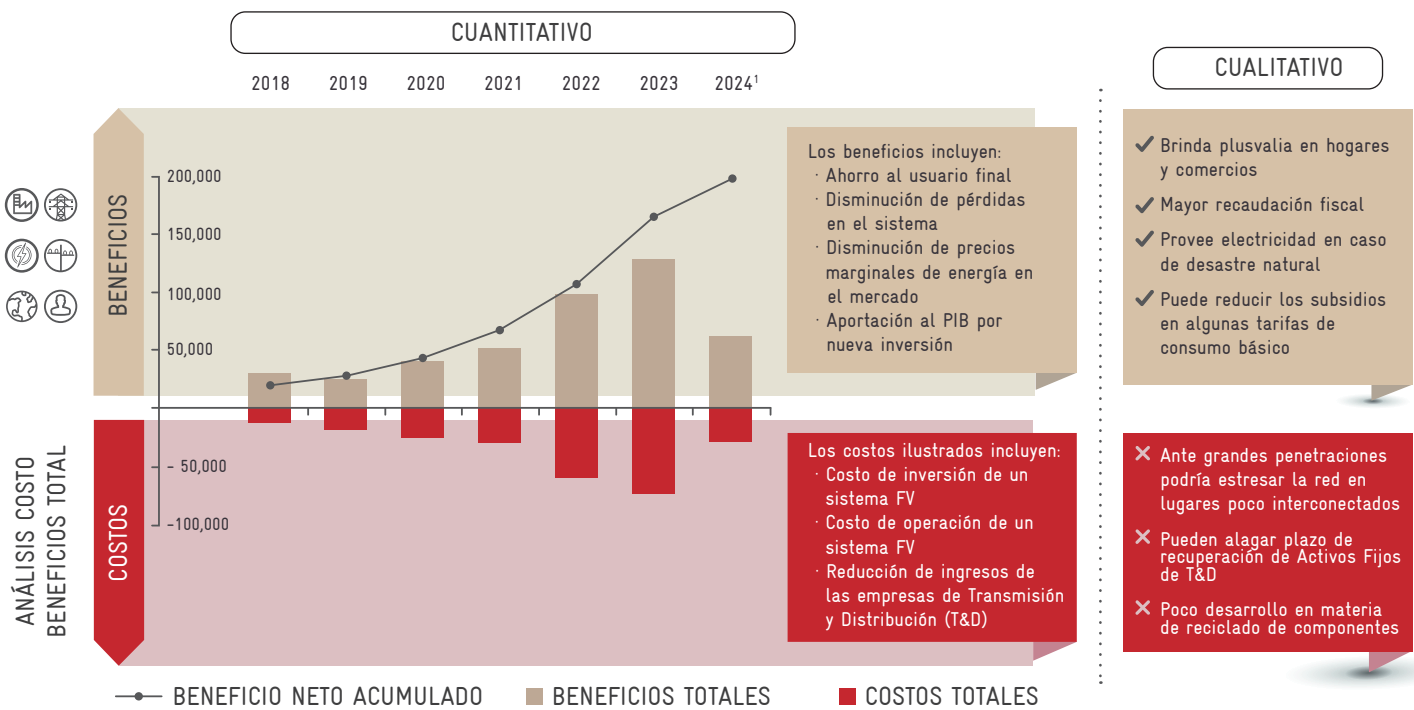
VII. BENEFICIOS Y COSTOS NETOS DE LA GSD A LO LARGO DE LA CADENA DE VALOR

A continuación, se muestran los costos y beneficios, tanto cuantitativos como cualitativos, de la generación solar distribuida a lo largo de la cadena de valor: generador, transportista y distribuidor, suministrador y usuario final. Adicionalmente, se muestran los beneficios para la sociedad en general.

Con el objetivo de diferenciar los beneficios y costos de la generación solar distribuida de los del sistema de almacenamiento, se incluyeron únicamente en este apartado los beneficios de la instalación de un sistema solar fotovoltaico que es utilizado para la generación de electricidad.

BENEFICIO NETO TOTAL

El beneficio neto agregado, considerando todos los integrantes de la cadena de valor (generador, transportista y distribuidor, suministrador e usuario final) resultó ser positivo. El beneficio neto acumulado es de ~200 miles de millones de pesos. Es importante notar que el beneficio neto posee un crecimiento compuesto anual de 47%.



1) El cambio en beneficios y costos se debe a que marginalmente en el 2024 la capacidad instalada no aumenta sustancialmente (de 6.7 a 6.8 GW) en comparación de otros años como por ejemplo de 2022 a 2023 aumentó en 2 GW. La capacidad instalada 2016-2023 fue capturada de estadísticas disponibles de la CRE y la capacidad instalada a 2024 fue capturada de entrevistas a participantes del sector

Figura 11: Beneficios y Costos de la GSD (Millones MXN) - Fuente: Strategy& PwC

COSTO-BENEFICIO NETO PARA GENERADOR CENTRALIZADO

El generador centralizado se ve afectado en un costo económico por la disminución del precio marginal local, ya que recibe menos ingresos por la venta de energía, resultando en una pérdida de alrededor de 9.8 millones de MXN anuales. En los primeros años (2018-2021) las pérdidas no resultan ser sustanciales, pero a partir del 2022 el cambio en pérdidas aumenta debido a que comienza a marginar la tecnología turbo gas, el cual tiene un costo marginal alto. En contraparte, el generador se ve beneficiado ya que disminuye la necesidad de solicitar derechos de vía.

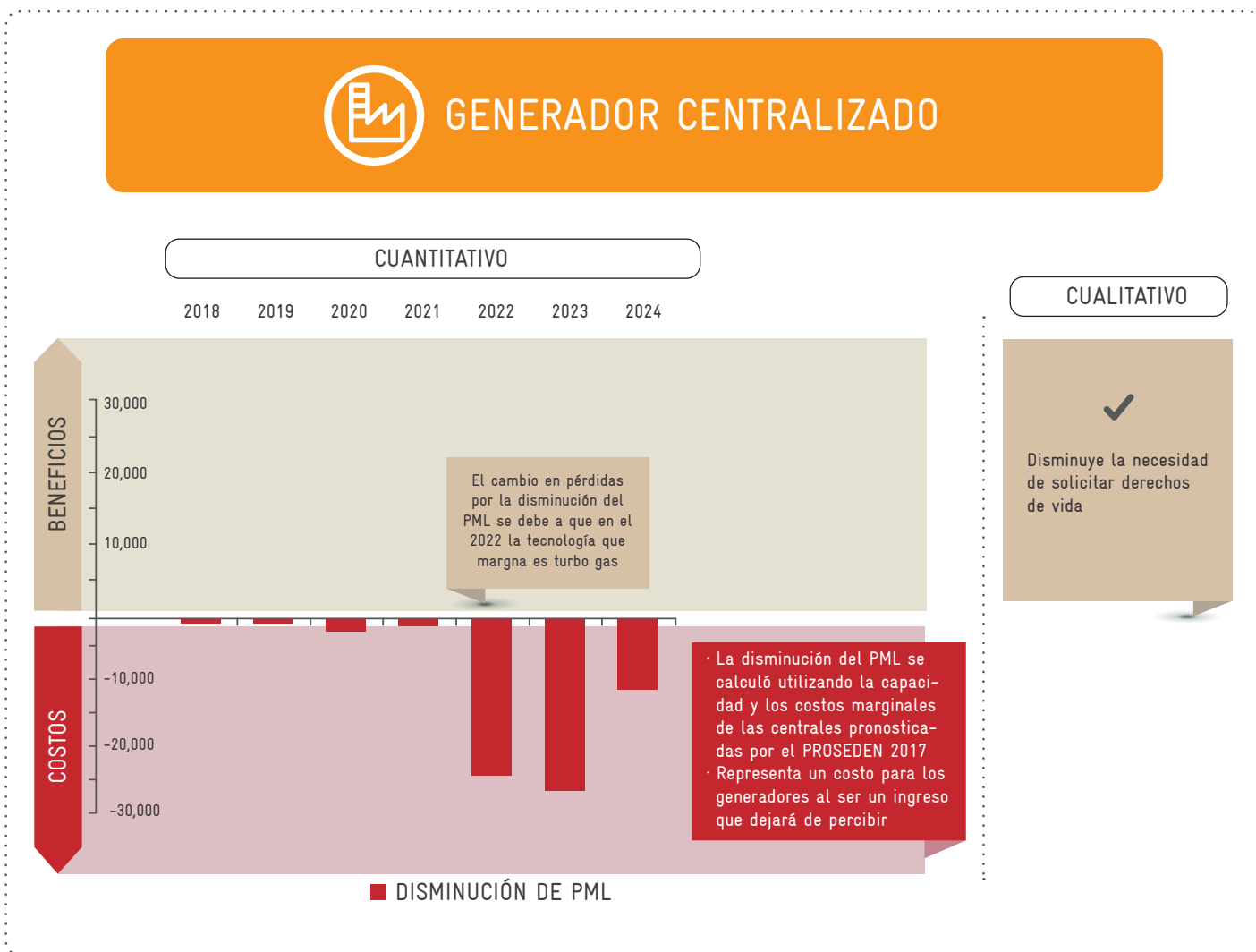


Figura 12: Beneficios y Costos de la GSD para el Generador (Millones MXN)- Fuente: Strategy& PwC

COSTO-BENEFICIO NETO PARA TRANSPORTISTA Y DISTRIBUIDOR

De los beneficios y costos cuantitativos, el transportista y distribuidor se ve afectado principalmente por la disminución de ingresos de T&D en alrededor de 5.7 miles de millones MXN anuales. Las pérdidas aumentan a través de los años ya que se estima que la penetración de generación solar distribuida aumente con el transcurso del tiempo. El operador de las líneas de transmisión y distribuidor se ve beneficiado por la disminución de pérdidas, las cuales representan en promedio 275 millones de MXN anuales. Este beneficio resulta ser significativamente menor al costo.

En cuanto a los beneficios y costos cualitativos, el operador se ve beneficiado de aplazar la necesidad de nuevas inversiones de T&D, pero al mismo tiempo se ve perjudicado por una posible alta concentración que podría estresar la red. Asimismo, se pueden alargar el plazo de recuperación de los activos de T&D, afectando negativamente al transportista y distribuidor

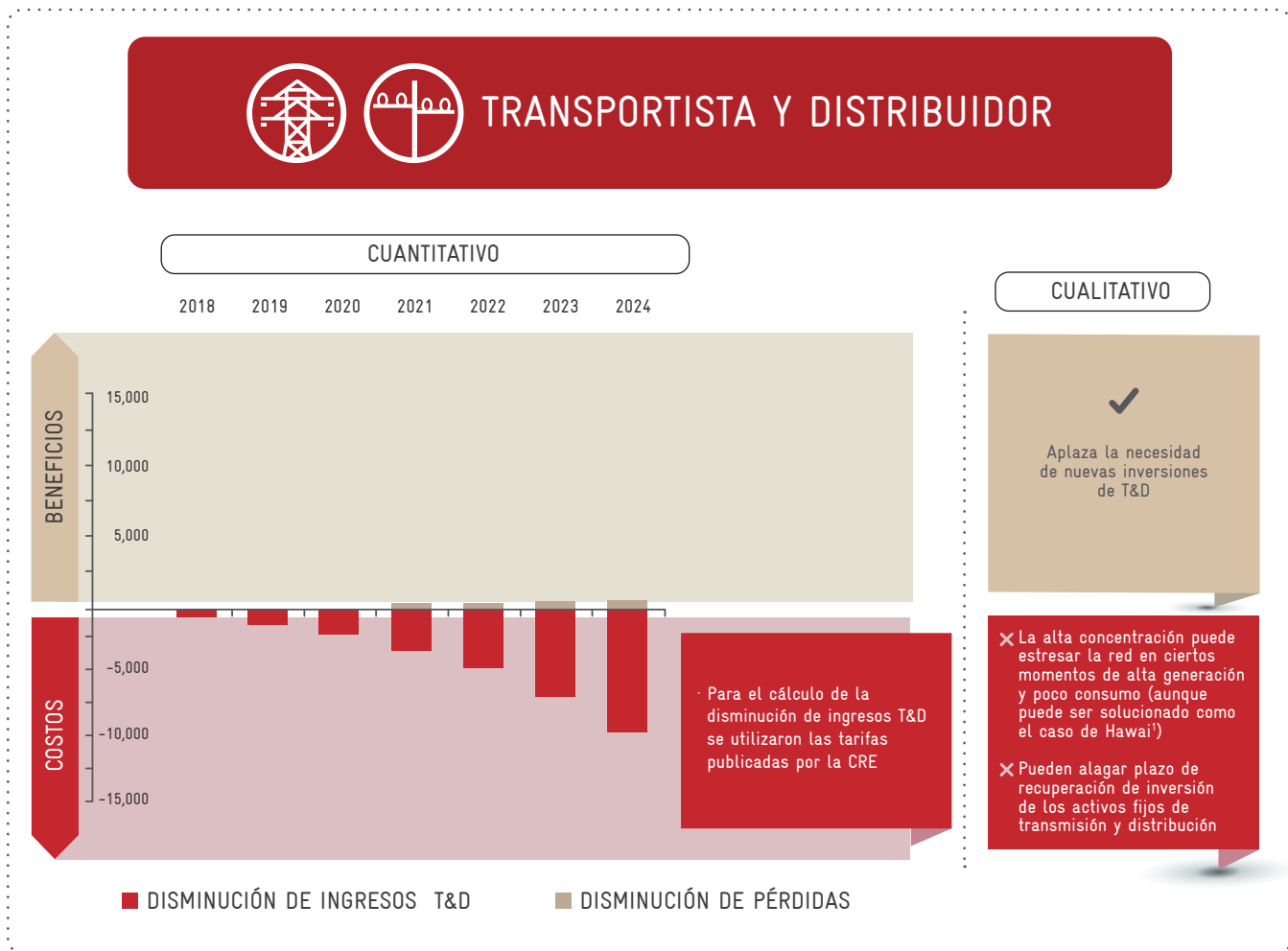


Figura 13: Beneficios y Costos de la GSD para el Transportista y Distribuidor (Millones MXN)- Fuente: Strategy& PwC

COSTO-BENEFICIO NETO PARA SUMINISTRADOR

El suministrador de servicios calificados se ve impactado por un beneficio económico por la disminución del precio marginal local, ya que puede comprar la energía más barata en el mercado y venderla a un precio más alto pactado con los usuarios finales. Este beneficio representa en promedio 9.8 miles de millones de pesos anuales durante el periodo 2018-2024.

Con respecto a los costos y beneficios cualitativos, un beneficio adicional sería la generación de CELs que permiten al suministrador reducir sus obligaciones. Un costo potencial y que puede resultar en la compra de productos a precios más altos que los del mercado, bajo el escenario en dónde el precio marginal local sea mayor a la tarifa.

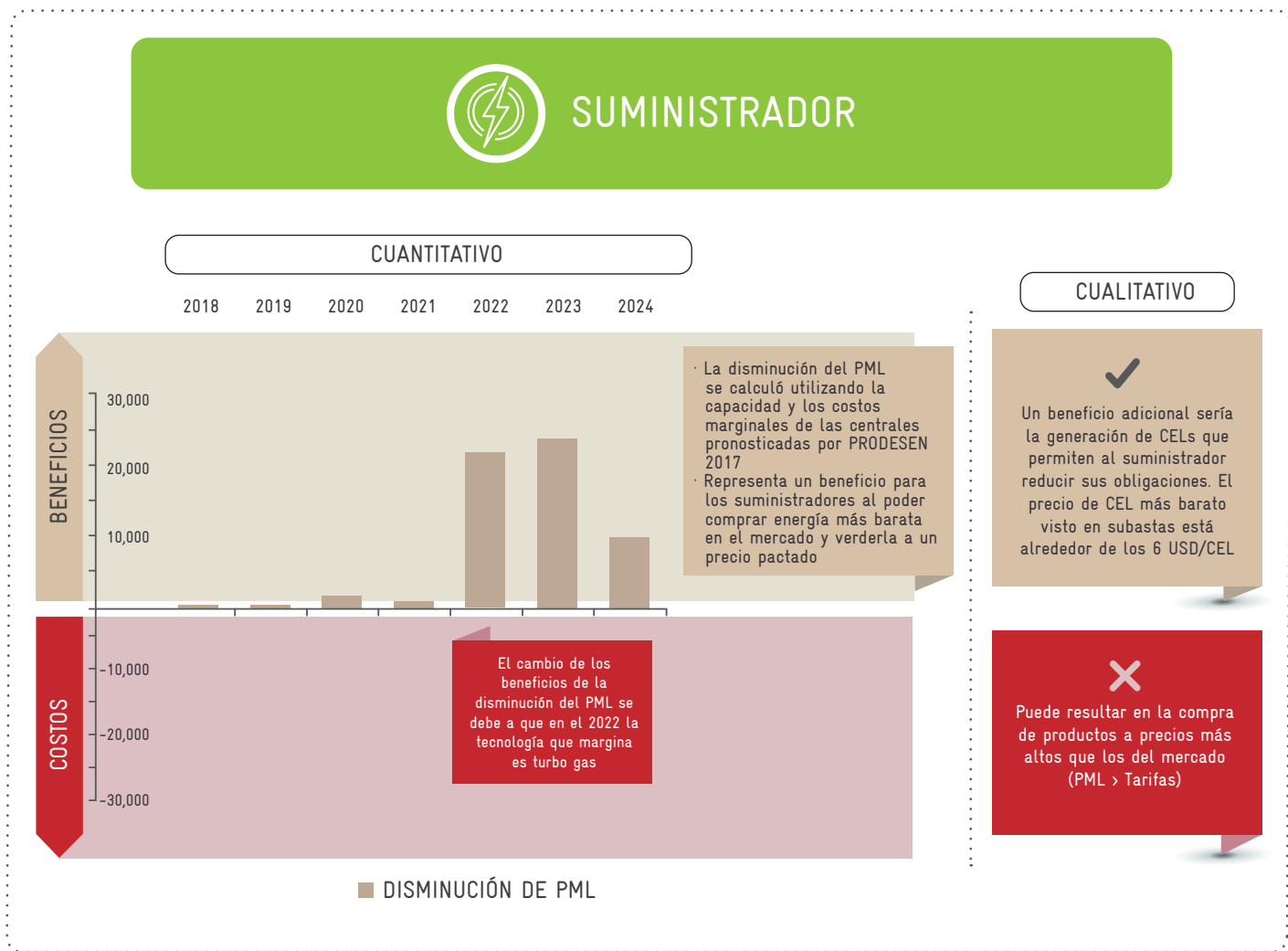


Figura 14: Beneficios y Costos de la GSD para el Suministrador (Millones MXN)- Fuente: Strategy& PwC

COSTO-BENEFICIO NETO PARA USUARIO FINAL

El usuario final es el stakeholder con un mayor beneficio cuantificable a lo largo de la cadena de valor, resultando en un beneficio neto de en promedio 10.6 miles de millones de pesos anuales. Las fuentes de beneficio calculados son el ingreso por el ahorro en el consumo, por venta de excedentes en el mercado, por venta de servicios de potencia y por la disminución del precio marginal local (ya que, al comprar energía en caso de no autoabastecerse por completo, les resultaría más barata puesto que un componente de la tarifa es el PML). Los costos cuantificables del usuario final son los de inversión y de operación a lo largo del tiempo. Cabe recalcar que en un principio los costos resultan ser mayores a los beneficios ya que se asume el costo total de inversión en el año de instalación. Los siguientes años se considera el costo de operación. En contra parte, los beneficios anualmente se ven acumulando conforme existen más instalaciones.

En cuanto a los beneficios cualitativos para el usuario final, la GSD brinda plusvalía en las instalaciones y también se da acceso a comunidades no interconectadas. Los costos cualitativos son que puede resultar en un incremento del consumo eléctrico. En total, beneficio neto en los años 2018-2024 es de ~90 mil millones MXN.

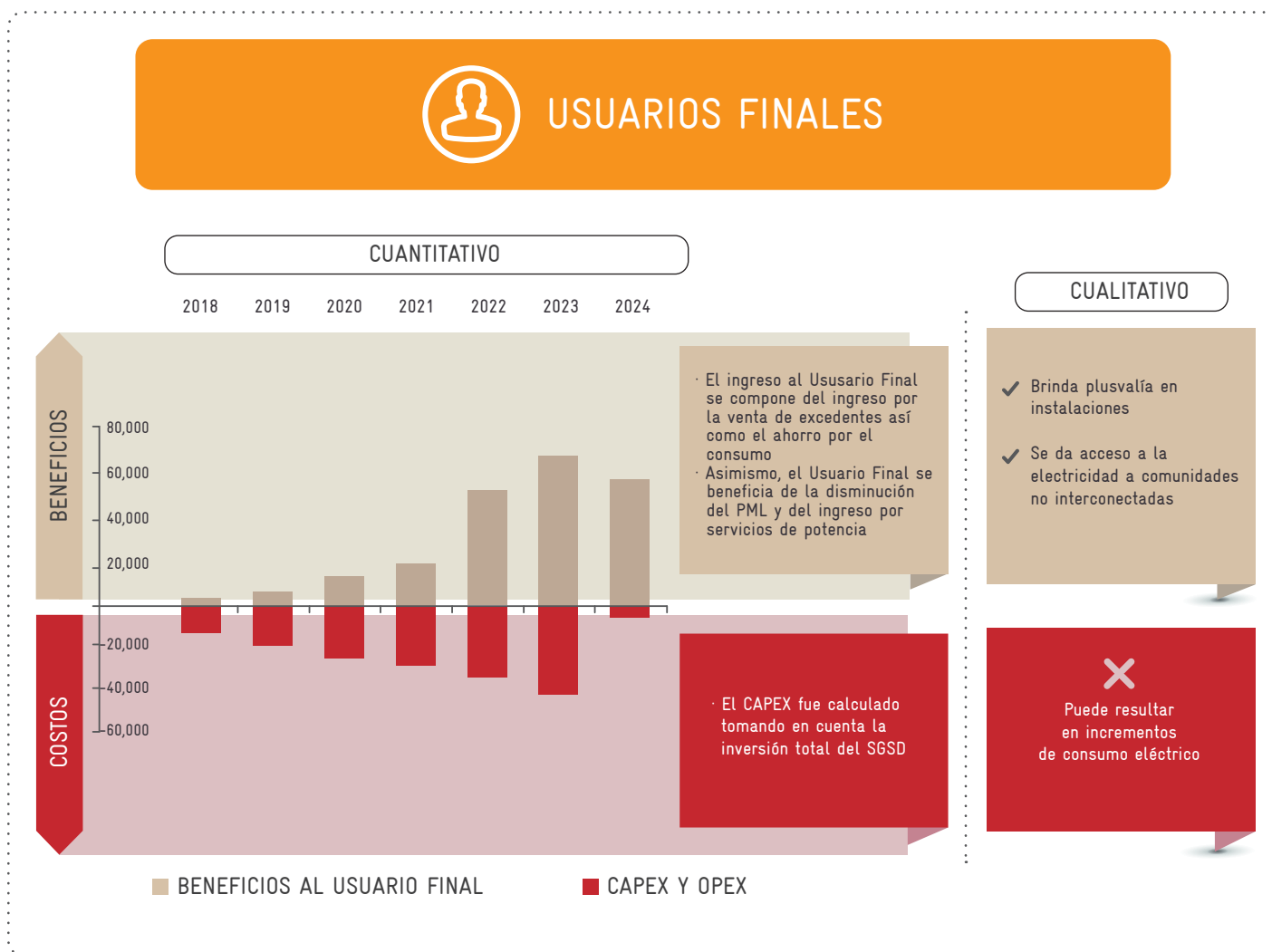


Figura 15: Beneficios y Costos de la GSD para el Usuario Final (Millones MXN)- Fuente: Strategy& PwC

COSTO-BENEFICIO NETO PARA SOCIEDAD EN GENERAL

La generación solar distribuida posee externalidades positivas, por lo que algunos beneficios no afectan exclusivamente a un participante de la cadena de valor, sino que benefician a la sociedad en conjunto. Los principales beneficios a la sociedad se dividen en económicos y ambientales.

Los beneficios económicos en la sociedad son una aportación al producto interno bruto (PIB) de 150 miles de millones de pesos y una creación de 77,000 empleos directos e indirectos, acumulados durante periodo de 2018 a 2024.

Los beneficios ambientales hacen referencia a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). En el caso de CO2eq, se estima que se ahorrarán 33 millones de toneladas durante los años 2018 a 2024, lo equivalente a 43% de los objetivos de reducción de emisiones del Instituto Nacional de Cambio Climático (INCC) a 2030.

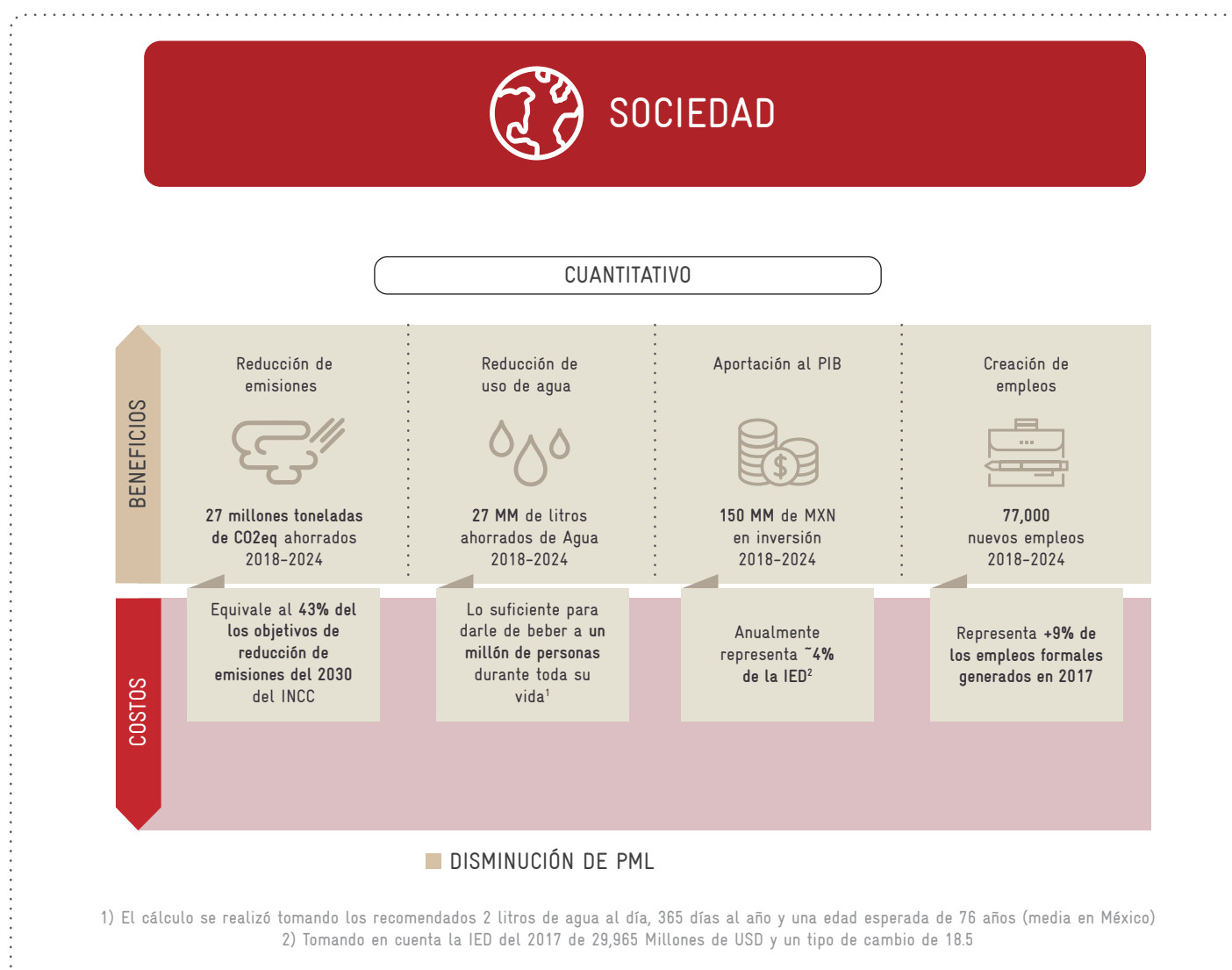



Figura 16: Beneficios de la GSD para la Sociedad- Fuente: Strategy& PwC



VIII. SENSIBILIDADES DE LOS BENEFICIOS Y COSTOS DE LA GSD

De acuerdo con estadísticas de la CRE y entrevistas con agentes clave del sector GSD, se contempló un Escenario base de Penetración de GSD de 6.8 GW a 2024. Con la finalidad de analizar el impacto en emisiones de GEI, en el PIB y en la creación de empleos, se realizaron escenarios alternativos de una instalación conservadora de 4 GW, en la que no se cumplen las expectativas de CRE ni la visión de socios de ASOLMEX; y otro escenario que considera una instalación agresiva de 11 GW, lo cual asume las metas de energías limpias de 35% a 2024 se cumplen únicamente con nueva capacidad de GSD. Para técnicas y financieras. Por ejemplo, se podría establecer la regulación de generación exenta colectiva, se podrían realizar mecanismos para hacer atractivos los sectores subsidiados, se podría clarificar en contrato regulado el precio al cuál se pagan CELs, potencia y otros servicios de la GSD, entre otros. Las recomendaciones detalladas de este estudio se presentan en la última sección.

Los resultados ilustrados en la figura 17 muestran que reducir la capacidad de 6.8 a 4 GW aumenta en 43% las emisiones, mientras que un aumento a 11 GW reduce las emisiones en un 15% adicional al escenario base de 6.8 GW. Es importante recalcar que un decremento en la capacidad aumenta más las emisiones que lo que un aumento las reduce. En cuanto a la aportación al PIB y la creación de empleos, la capacidad de 4 GW disminuye las variables en 41% y el aumento a 11 GW incrementa las variables en 62%. La razón por la que varía el porcentaje de variación para las emisiones de GEI con la creación de empleos y el PIB es debido a que las emisiones de GEI se miden con base en MWh, mientras que la aportación al PIB y la creación de empleos se calculan con base en MW. Los resultados totales se muestran en la parte inferior de la figura 17.

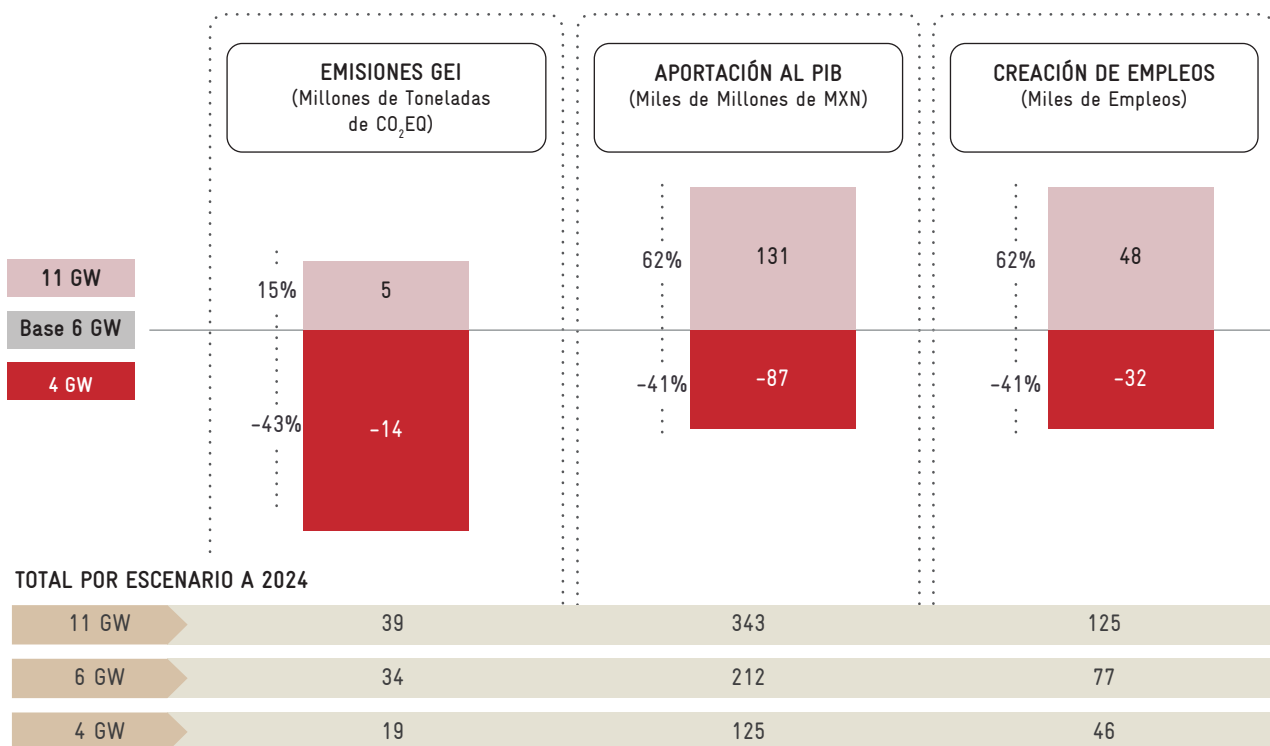


Figura 17: Sensibilidades y Resultados de las Emisiones de GEI, Aportación al PIB y Creación de Empleos. Fuente: Strategy& PwC



En cuanto al impacto en la cadena de valor, el stakeholder que más se beneficia en el caso de una mayor penetración de GSD (y menos beneficiado en caso de un menor crecimiento) es la sociedad. Esto es debido a que esta misma recibe beneficios considerables por parte de la aportación al PIB, creación de empleos, reducción de emisiones y disminución de pérdidas en el sistema.

Sin embargo, el usuario final también se ve beneficiado por una mayor instalación de GSD y menos beneficiado en caso de una menor penetración. Pese que en la figura 15 se puede notar que el beneficio neto resulta positivo hasta 2022, es importante mencionar que el motivo es que el CAPEX se tomó en su totalidad en el año de instalación (es decir, no se amortizó en los 20 años del ciclo de vida de un sistema solar fotovoltaico). La razón por la cual no se amortizó fue porque el plazo del estudio es de 6 años.

De manera similar, pero en menor medida, el suministrador se beneficia más con una penetración de 11 GW que con una de 4GW debido a que el PML baja con una mayor penetración.

Por otro lado, tanto el generador centralizado como el transportista y distribuidor se ven perjudicados de un incremento en la instalación de GSD.



**IX. BENEFICIOS Y COSTOS DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO
PEQUEÑA ESCALA BAJO DISTINTOS ESCENARIOS**

A continuación, se muestra un escenario base y un escenario alternativo de costo-beneficio de un sistema de almacenamiento. El escenario base considera la penetración de la generación solar distribuida establecida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), misma que fue utilizada en el apartado anterior para el cálculo de los costos y beneficios de un sistema solar fotovoltaico. El motivo del escenario alternativo es que en el escenario base –debido a ciertas limitantes– los costos resultan ser mayores a los beneficios. El escenario alternativo propone diferentes situaciones en dónde los beneficios resultan ser mayores a los costos.

ESCENARIO BASE DE ALMACENAMIENTO

A continuación, se muestra un escenario base y un escenario alternativo de costo-beneficio de un sistema de almacenamiento. El escenario base considera la penetración de la generación solar distribuida establecida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), misma que fue utilizada en el apartado anterior para el cálculo de los costos y beneficios de un sistema solar fotovoltaico. El motivo del escenario alternativo es que en el escenario base –debido a ciertas limitantes– los costos resultan ser mayores a los beneficios. El escenario alternativo propone diferentes situaciones en dónde los beneficios resultan ser mayores a los costos.

Los beneficios se calcularon a través de los ingresos por servicios conexos, ingresos por venta en el mercado de potencia (se consideró un 5% de incremento en la coincidencia de GSD con horas críticas al incluir almacenamiento por la viabilidad de programar las descargas en horas específicas), como se mencionó con anterioridad, y los ingresos por arbitraje de precios. Como se mencionó con anterioridad, en el escenario base los costos resultan ser mayores a los beneficios con una pérdida neta de 4.6 miles de millones de pesos. Esto se debe a que existen cuatro limitantes.

En primer lugar, existe incertidumbre del futuro del costo del sistema de almacenamiento. El costo de las baterías considerado fue de 400 USD/kWh. En la actualidad ese monto resulta ser competitivo (puesto que en México los precios de las baterías aún no alcanzan ese precio); no obstante, existen publicaciones como la de Bloomberg New Energy Finance (BNEF) que pronostican un decremento anual del 7% en el precio de las baterías de litio, o afirmaciones como las de Elon Musk en la Reunión de Inversionistas 2018 que afirman poder producir baterías a un costo de 100 USD/kWh a finales de 2018, lo cual

indica que el sistema de almacenamiento disminuiría. En la actualidad dichos precios no se han visto reflejados, pero existe la posibilidad de que este decremento se lleve a cabo con el transcurso del tiempo.

En segundo lugar, el sistema de almacenamiento disponible en la actualidad no es factible para usuarios a nivel residencial ni comercial. El sistema de almacenamiento disponible en México por empresas como Tesla y LG cuentan con una capacidad de 6.5 kWh y 3.3 kWh respectivamente. Esta capacidad resulta ser sustancialmente mayor a la requerida por hogares mexicanos, asumiendo que el sector residencial posee en promedio un sistema solar fotovoltaico de 1.5 KW. Por otro lado, la tarifa comercial se encuentra por encima del precio marginal local, por lo que los comercios no tienen incentivos de almacenar la energía para venderla en el mercado, ya que se ahorran más al consumir la energía generada in situ.

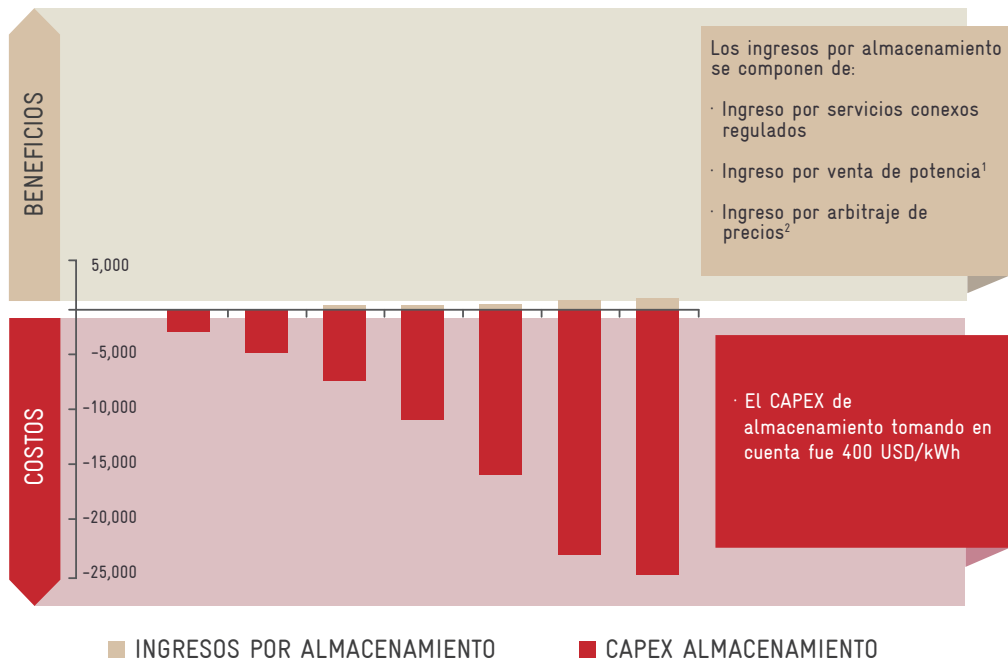
En tercer lugar, existe incertidumbre de la compensación de servicios conexos con un sistema de almacenamiento. A falta de regulación específica del pago de servicios conexos por parte del almacenamiento, únicamente se consideró el pago por servicios conexos regulados publicados por la CRE. Sin embargo, existen otros servicios conexos de mercado que el almacenamiento podría ofrecer (como reservas operativas y reservas rodantes), mismos que cuando se establezcan pueden ser considerados. Finalmente, se consideró una carga y descarga como parte del arbitraje de precios. Para fines de simplificar el modelo y asumiendo que no existe información perfecta en el mercado, se consideró una carga de energía en el momento en dónde la diferencia entre el PML y la tarifa era mayor y una descarga en la hora del PML pico.

🔋 INGRESOS Y COSTOS POR ALMACENAMIENTO

CUANTITATIVO

2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024

CONSIDERACIONES



Los ingresos por almacenamiento se componen de:

- Ingreso por servicios conexos regulados
- Ingreso por venta de potencia¹
- Ingreso por arbitraje de precios²

El CAPEX de almacenamiento tomando en cuenta fue 400 USD/kWh

El Powerwall de Tesla tiene una capacidad de 6.5 kWh mientras que el de LG 3.3 kWh, lo cual hace poco factible para SGSD residenciales, ya que estos tienen instalados en promedio 1.5 kW.

La tarifa comercial está muy por encima del PML, así que ceteris paribus no es conveniente instalar almacenamiento a nivel comercial.

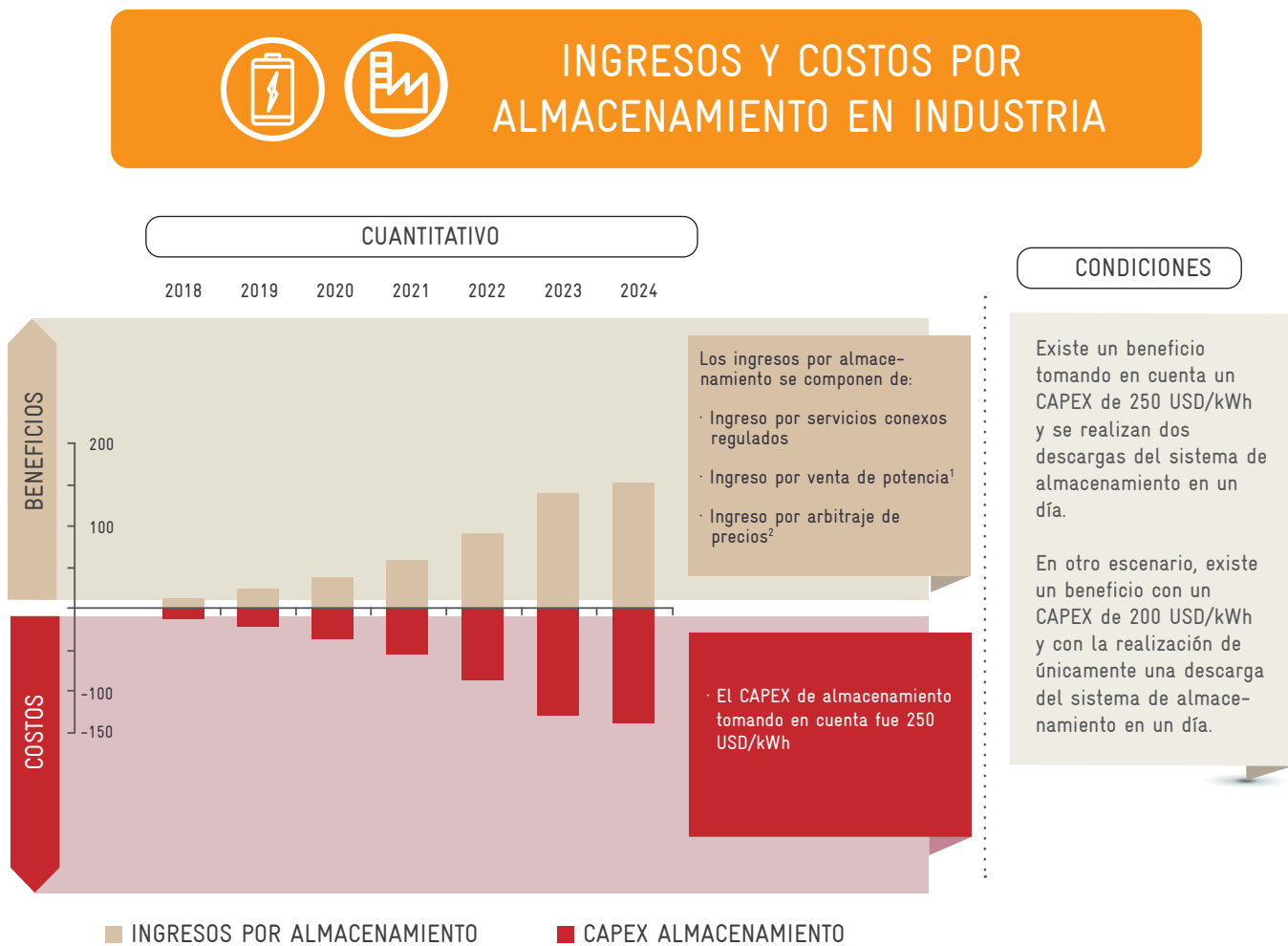
El almacenamiento podría ser factible a nivel industrial, ya que la tarifa es menor al PML y se cuenta con la escala para los tamaños mínimos de baterías

1) Se considera un diferencial de venta de potencia exclusivamente por almacenamiento
 2) Véase metodología de cálculo en sección de cálculo de beneficios

Figura 18: Beneficios y Costos del Almacenamiento, Escenario Base (Millones MXN)- Fuente: Strategy& PwC

ESCENARIO ALTERNATIVO DE ALMACENAMIENTO

Con el objetivo de visualizar un escenario en dónde los ingresos por almacenamiento superen a los costos, se alteraron algunos de los insumos. Primero, se descartaron el sector residencial y comercial, ya que como se comentó con anterioridad, hoy en día no resultan beneficiados del sistema de almacenamiento. Luego, tomando en cuenta que la razón por la que el beneficio neto es negativo es debido al alto costo del almacenamiento, se alteró dicho costo hasta que resultara redituable la instalación del sistema de almacenamiento. El resultado mostró que –manteniendo todo lo demás constante– un costo de 200 USD/kWh resulta redituable al usuario industrial. De manera similar, con un precio de 250 USD/kWh y con dos descargas al día el sector industrial se ve beneficiado de la instalación de un sistema de almacenamiento.



1) Se considera un diferencial de venta de potencia exclusivamente por almacenamiento
2) Véase metodología de cálculo en sección de cálculo de beneficios

Figura 19: Beneficios y Costos del Almacenamiento, Escenario Alternativo (Millones MXN)- Fuente: Strategy& PwC

Cabe recalcar que en el escenario alternativo únicamente se alteran los costos; habría también que considerar la posibilidad de un incremento en los ingresos debido a una mayor recaudación por venta de servicios conexos o de algún posible incentivo del gobierno.

X. RECOMENDACIONES

El presente estudio logró identificar diversos problemas, mismos que se enuncian a continuación, acompañados de sus respectivas recomendaciones, así como las entidades a cargo para atenderlas.

PROBLEMA IDENTIFICADO	RECOMENDACIÓN	ENTIDAD A CARGO
<p>Si bien el presente estudio presenta una primera aproximación de los costos y beneficios de la GSD y el AE en el sistema eléctrico mexicano se requieren estudios más detallados a nivel de NodosP, Zonas de carga, Zona de Distribución y/o por sistema interconectado.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar un análisis costo-beneficios a un nivel de más detallado. • Desarrollar una metodología que la CRE pudiera emplear para evaluar los costos y los beneficios de la GD por nivel de zona de distribución. 	<p>CRE, ONGs, Organismos de Cooperación Internacional, Academia</p>
<p>Los costos fijos de la red de transmisión y distribución deben de ser recuperados por pagos de los Participantes de Mercado, incluyendo aquellos usuarios con GSD que inyectan y retiran energía</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se podría tener en consideración el impacto que la penetración de GSD tiene en los ingresos de T&D, considerando que su desarrollo tiene beneficios para el conjunto de los usuarios • Dado que podríamos alcanzar la segunda etapa de integración de GD para el 2022 (cuando la GSD alcance el 5% de la capacidad total instalada) se podría ir avanzando en validar la regulación con la industria sobre las maneras en las que las redes se desarrollarán para permitir mayor adopción de GSD • Se podría analizar la viabilidad de seguir el ejemplo de California NEM. 2.0 en dónde se cobra una cuota fija de interconexión a los usuarios, además de los cargos no compensables por generación. Éstos cargos fomentan el autoconsumo. En el caso de México, son pocas las tarifas con un valor menor al PML, por lo que la política equivalente al NEM 2.0 no afectaría sustancialmente al usuario bajo Net Metering 	<p>CRE</p>
<p>De acuerdo a entrevistas, se han visto pocos proyectos con esquemas de net billing y venta total debido a la incertidumbre en tarifas y en PML</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dada la reciente publicación de la nueva metodología de tarifas reguladas, se recomienda presentar casos de estudio en los que Net Billing y Venta Total han resultado costo-competitivos para stakeholders • Se podría realizar un análisis costo-beneficio específico para los diferentes modelos de contraprestación analizando el impacto a lo largo de la cadena de valor 	<p>CRE, ONGs</p>

PROBLEMA IDENTIFICADO	RECOMENDACIÓN	ENTIDAD A CARGO
<p>Los suministradores de servicios básicos pueden ver sus ingresos reducidos cuando los usuarios que suministran consumen menos gracias a la GSD</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Considerar el cambio en consumo al momento de actualizar el componente Operación SSB con base en la nueva metodología tarifaria para considerar el retorno requerido • Adicionalmente convendría publicar los contratos que firmaría un suministrador con un generador exento que representa dado que los suministradores compensarán parte de sus requerimientos de cobertura de energía, potencia y CELs con la instalación de GSD (y probablemente de servicios conexos cuando se incluya almacenamiento). Esto permitiría a las empresas del sector de GSD estimar los potenciales ingresos que percibirían por distintos productos adicionales a la electricidad 	<p>CRE</p>
<p>Incertidumbre en condiciones y esquemas de contraprestación aplicables una vez que la capacidad integrada de GD pase la segunda etapa de capacidad total del sistema eléctrico (tentativamente entre 2021 y 2022)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • CRE podría publicar con antelación las condiciones que aplicarán en cuanto a esquemas de contraprestación y modificaciones en infraestructura para validar con industria • Realización de más proyectos piloto para entender el comportamiento de la red (pérdidas, congestiones, etc) ante distintos niveles de penetración. Este proyecto podría ser elaborado por CRE en conjunto con ASOLMEX y ONGs 	<p>CRE, ASOLMEX, ONGs</p>
<p>Los altos costos de almacenamiento actuales alargan la recuperación de inversión de Sistema GSD</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar estudio sobre almacenamiento, incluyendo análisis del LCOS (Levelized-Cost of Storage) en México, y los ingresos que recibirían según los servicios que sea técnicamente capaz de proveer al sistema • Implementar mecanismos para fomentar el desarrollo de la industria de almacenamiento en México a través de reconocimiento del valor que aportan (e.g. servicios conexos) 	<p>CRE, ASOLMEX</p>

XI. FUENTES

- BANXICO. (2017).** Portal de mercado cambiario. Obtenido de <http://www.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiario/>
- CENACE. (2017).** Precios Marginales Locales. Obtenido de <http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>
- CRE. (2017).** Acuerdo No. A/058/2017. Obtenido de <http://organodegobierno.cre.gob.mx/acuerdo.aspx?id=612>
- CRE. (2017).** Contratos de interconexión en pequeña y mediana escala. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/257978/CIPME_Estad_sticas_2017__1er_semestre_.pdf
- DOF. (2015).** Ley de Transición Energética. Obtenido de http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015
- EnergySage. (2018).** 2018: What do solar batteries cost? Obtenido de <https://www.energysage.com/solar/solar-energy-storage/what-do-solar-batteries-cost/>
- INEGI. (2017)** Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Obtenido de <http://www.inegi.org.mx/>
- NREL. (2017).** Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031. Obtenido de <http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>
- PwC. (2017).** 3ra Subasta de Largo Plazo: Análisis de los resultados e implicaciones a futuro. Obtenido de <http://recursos.pwc.mx/landing.asp?pagina=3a-subasta-de-largo-plazo-analisis-de-los-resultados-e-implicaciones-a-futuro>
- SEMARNAT. (2017).** Factor de Emisión del Sector Eléctrico Nacional. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/304573/Factor_de_Emisi_n_del_Sector_El_ctrico_Nacional_1.pdf
- SENER. (2013).** Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62949/Prospectiva_del_Sector_EL_ctrico_2013-2027.pdf
- SIE. (2017).** Ventas de energía eléctrica en el mercado Mexicano. Obtenido de Sistema de Información Energética: <http://sie.energia.gob.mx/>



XII. ANEXOS

CENACE	Centro Nacional de Control Energético
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EIA	Energy Information Administration
FIT	Feed in Tariff http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015
FV	Fotovoltaico
GEI	Gases a Efecto Invernadero
GSD	Generación Solar Distribuida
GW	Gigawatt
K	Miles
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LTE	Ley de Transición Energética
MDP	Millones de pesos
MM	Miles de Millones
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
MXN o MX\$	Pesos mexicanos
NEM	Net Metering
NodoP	Un NodoP o nodo de fijación de precios corresponde a uno o varios nodos de conectividad de la red, donde se modela la inyección o retiro físicos de energía y para el cual un Precio Marginal Local se determina para las liquidaciones financieras en el Mercado Eléctrico Mayorista.
PIB	Producto Interno Bruto
PML	Precio Marginal Local
PRODESEN	Programa del Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SGSD	Sistema de Generación Solar Distribuida
T&D	Transmisión y Distribución
USD o US\$	Dólares americanos
Zona de carga	Nombre del NodoP Distribuido a la cual pertenece el NodoP
Zonas de Precio (o Regiones de Transmisión)	Regiones de Transmisión delimitadas por el CENACE para el proceso de Subastas de Largo Plazo, que incluye los Nodos que pertenecen a la Red Nacional de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, establecidas en el PRODESEN 2016-2030.

XIII. GLOSARIO

Capacidad Instalada: La cantidad de potencia que una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable está diseñada para producir o dejar de consumir; también conocida como la capacidad de placa. La Capacidad Instalada se verificará por la CRE

Certificado de Energías Limpias: Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga;

Comercializador: Titular de un contrato de Participante del Mercado que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización

Componente de Congestión Marginal: La parte del Precio Marginal Local que representa el costo marginal de congestión en cada NodoP..

Componente de Energía Marginal: La parte del Precio Marginal Local que representa el costo marginal de energía en el nodo de referencia del sistema interconectado correspondiente.

Componente de Pérdidas Marginales: La parte del Precio Marginal Local que representa el costo marginal de pérdidas en cada NodoP.

Distribuidor: Los organismos o empresas productivas del Estado o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica

Energías Limpias: Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes:

- a) El viento;
- b) La radiación solar, en todas sus formas;
- c) La energía oceánica en sus distintas formas: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal;
- d) El calor de los yacimientos geotérmicos;
- e) Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos;
- f) La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros;
- g) La energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en su ciclo de vida;
- h) La energía proveniente de centrales hidroeléctricas;
- i) La energía nucleoelectrica;
- j) La energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas y furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente y cumpla con las normas oficiales mexicanas que al efecto emita la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;
- k) La energía generada por centrales de cogeneración eficiente en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;
- l) La energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

- m) La energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;
- n) Tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales, y
- o) Otras tecnologías que determinen la Secretaría y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con base en parámetros y normas de eficiencia energética e hídrica, emisiones a la atmósfera y generación de residuos, de manera directa, indirecta o en ciclo de vida;

Energías Renovables: Aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes. Se consideran fuentes de Energías Renovables las que se enumeran a continuación:

- a) El viento;
- b) La radiación solar, en todas sus formas;
- c) El movimiento del agua en cauces naturales o en aquellos artificiales con embalses ya existentes, con sistemas de generación de capacidad menor o igual a 30 MW o una densidad de potencia, definida como la relación entre capacidad de generación y superficie del embalse, superior a 10 watts/m²;
- d) La energía oceánica en sus distintas formas, a saber: de las mareas, del gradiente térmico marino, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal;
- e) El calor de los yacimientos geotérmicos, y
- f) Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos

Energías fósiles: Aquellas que provienen de la combustión de materiales y sustancias en estado sólido, líquido o gaseoso que contienen carbono y cuya formación ocurrió a través de procesos geológicos.

Generación Distribuida: Generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características:

- a) Se realiza por un Generador Exento en los términos de esta Ley, y
- b) Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado.

Generación limpia distribuida: Generación de energía eléctrica que, en los términos de la Ley de la Industria Eléctrica, cumple con las siguientes características:

- a) Se realiza por un Generador Exento;
- b) Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado, y
- c) Se realiza a partir de Energías Limpias.

Generador: Titular de uno o varios permisos para generar electricidad en Centrales Eléctricas, o bien, titular de un contrato de Participante del Mercado que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a dichas centrales o, con la autorización de la CRE, a las Centrales Eléctricas ubicadas en el extranjero

Generador Centralizado: Planta de generación eléctrica con capacidad mayor a 500MW

Generador Exento: Propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso para generar energía eléctrica en términos de esta Ley

Mercado Eléctrico Mayorista: Mercado operado por el CENACE en el que los Participantes del Mercado podrán realizar las transacciones señaladas en el artículo 96 de esta Ley

Participante del Mercado: Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado

Potencia: El compromiso para mantener Capacidad Instalada de generación y ofrecerla al Mercado de Energía de Corto Plazo durante un periodo dado, la cual se ofrece por los Generadores y se adquiere por las Entidades Responsables de Carga a fin de cumplir sus obligaciones correspondientes. Se distingue de “potencia”, la cual se refiere a la tasa de producción de energía en un momento dado.

Precio Marginal Local: Precio marginal de energía eléctrica en un NodoP en el Modelo Comercial de Mercado, calculado por el CENACE para el Mercado de Energía de Corto Plazo.

Región: Porción del Sistema Eléctrico Nacional delimitado por características eléctricas especiales de enlaces, interconexiones con otros sistemas, Compuertas de Flujo, generación y demanda, la cual será definida con base en la planeación de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional y utilizando la metodología que prevea el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

Reserva No Rodante: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable desconectados de la red eléctrica, que puedan sincronizar y entregar su potencia disponible dentro de un lapso establecido.

Reserva Operativa: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable para incrementar su generación o consumo dentro de un lapso establecido, que combina Reserva Rodante y Reserva No Rodante.

Reserva Reactiva: Capacidad en MVAR disponible en equipos eléctricos para inyectar potencia reactiva a la red eléctrica o absorber potencia reactiva de ésta, con base en la condición operativa del Generador y su curva de capacidad. Incluye la capacidad de Centrales Eléctricas que estén operando como condensadores síncronos, así como los compensadores estáticos de Reactivos.

Reserva Rodante: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable sincronizados a la red eléctrica para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido.

Reserva Suplementaria: Capacidad en MW de equipos eléctricos o Recursos de Demanda Controlable para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido, que será mayor al lapso requerido para la Reserva Operativa

Sistema Interconectado Baja California: Sistema interconectado que abastece las comunidades de los municipios de Ensenada, Tijuana, Tecate, Mexicali en el Estado de Baja California y San Luis Río Colorado en el Estado de Sonora, interconectado con el WECC y aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California Sur y del Sistema Interconectado Mulegé

Sistema Interconectado Baja California Sur: Sistema interconectado que abarca desde Loreto hasta Los Cabos y que se encuentra aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California y del Sistema Interconectado Mulegé

Sistema Interconectado Nacional: Sistema interconectado principal del país, que abastece desde Puerto Peñasco hasta Cozumel.

Subastas de Largo Plazo: Subastas en las cuales los Suministradores de Servicios Básicos y otras Entidades Responsables de Carga pueden celebrar contratos de cobertura con Generadores para Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y Certificados de Energías Limpias con vigencia de 15 y 20 años.

Suministrador: Comercializador titular de un permiso para ofrecer el Suministro Eléctrico en la modalidad de Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados o Suministrador de Último Recurso y que puede representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos;

Suministrador de Servicios Básicos: Permisionario que ofrece el Suministro Básico a los Usuarios de Suministro Básico y representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos que lo soliciten

Suministrador de Servicios Calificados: Permisionario que ofrece el Suministro Calificado a los Usuarios Calificados y puede representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos en un régimen de competencia

Suministrador de Último Recurso: Permisionario que ofrece el Suministro de Último Recurso a los Usuarios Calificados y representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos que lo requieran

Usuario Calificado: Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados

Usuario Calificado Participante del Mercado: Usuario Calificado que representa a sus propios Centros de Carga en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Usuario de Suministro Básico: Usuario Final que adquiere el Suministro Básico

Usuario Final: Persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el Suministro Eléctrico en sus Centros de Carga, como Participante del Mercado o a través de un Suministrador.

