

La viabilidad de invertir en almacenamiento de energía solar en México: un enfoque de opciones reales

Ramiro Bautista Espinosa

Diana Terrazas Santamaría

El Colegio de México

noviembre de 2021

La viabilidad de invertir en almacenamiento de energía solar en México: un enfoque de opciones reales

Ramiro Bautista Espinosa¹

Diana Terrazas Santamaría²

30 de noviembre de 2021

Resumen

En el presente trabajo presentamos un modelo de valuación económica bajo incertidumbre de un proyecto de inversión de energía fotovoltaica (FV) en México. Para ello utilizamos el enfoque de opciones reales que nos permite generar simulaciones que consideran la volatilidad futura del mercado tanto en beneficios como en los precios de la electricidad. Nuestra principal aportación reside en que consideramos un sistema de almacenamiento (SdA) que tiene la principal función de llevar oferta de energía de horas de menor demanda a horas del mismo día con mayor demanda. Nuestros resultados muestran que, modelando el valor de proyectos con SdA y sin SdA, el proyecto sin SdA tiene un valor considerablemente mayor para los casos base. Sin embargo, este resultado cambia si la tendencia y/o volatilidad de los beneficios esperados para una planta con SdA fueran relativamente mayores. Cuando comparamos dos alternativas del mismo proyecto, con SdA y sin SdA, podemos saber en qué condiciones un inversionista estaría indiferente entre las dos opciones de inversión. Es decir, encontramos el costo de oportunidad considerando que las condiciones del mercado son inciertas. Nuestros resultados pueden ser interpretados como el subsidio que debería ser otorgado a un proyecto privado para que fuera rentable añadir SdA.

Palabras clave: opciones reales, almacenamiento de energía, energía fotovoltaica, inversión bajo incertidumbre.

Keywords: real options, energy storage, photovoltaic energy, investment under uncertainty.

¹ El Colegio de México, Centro de Estudios Económicos. Email: rbautista@colmex.mx

² a El Colegio de México, Centro de Estudios Económicos. Email: dterrazas@colmex.mx

Carretera Picacho Ajusco 20, Col. Ampliación Fuentes del Pedregal, C.P. 14110 Tlalpan, CDMX, México.

1. Introducción

En las últimas décadas hemos visto un incremento en la integración de electricidad generada a través de energías renovables a las redes eléctricas, motivado por distintos acuerdos internacionales donde los países participantes se comprometen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero buscando estabilizar estas concentraciones en la atmósfera, limitando el incremento en la temperatura atmosférica global. Aunado a esto, en las últimas décadas se ha hecho más urgente la búsqueda de alternativas que desvinculen el suministro de energía de la disponibilidad de insumos no renovables, tales como el petróleo o el carbón.

En México, destaca la adopción de compromisos adquiridos a partir de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el Protocolo de Kioto, el Acuerdo de París y la Agenda 2030. Asimismo, debido a las condiciones geográficas existentes a lo largo del territorio nacional, existe un alto potencial para la generación de electricidad con energías renovables.

El Inventario Nacional de Energías Limpias señala que, en México, son 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 sean expedidas para tales efectos. Entre las energías limpias están la energía eólica, solar, geotérmica, hidráulica, oceánica, provenientes de biomasa, generadas por el aprovechamiento del hidrógeno, nuclear y aquellas generadas con combustibles fósiles con criterios de sustentabilidad.

Una prioridad para fomentar la inversión en energía renovable es que sea rentable para los privados, es decir, que los beneficios económicos (ingresos menos costos) del proyecto sean positivos o encuentren un punto de equilibrio. De esta manera, es importante que los involucrados en la valuación económica de los proyectos cuenten con herramientas que les permitan tomar decisiones informadas y que incorporen la incertidumbre que pueda ocurrir.

El método de valuación con opciones reales (ROV, por sus siglas en inglés) tomó importancia en el ámbito académico en los últimos años, pero aún es poco usado entre los practicantes de finanzas (Lambrecht 2017; Locatelli, Mancini, and Lotti 2020). El método del Valor Presente Neto (VPN) es la herramienta elegida para tomar decisiones sobre la viabilidad económica de proyectos de inversión; sin embargo, el VPN no considera explícitamente que exista incertidumbre en los beneficios económicos futuros del proyecto.

El principal obstáculo para el uso extendido de ROV, fuera de la academia, es la complejidad percibida en sus conceptos e implementación. Su uso aún es limitado debido a que se considera como una “caja negra” y que dicha complejidad podría inducir a errores difíciles de detectar (Horn et al. 2015). Sin embargo, ROV permite a los gerentes pensar de manera estratégica sobre las inversiones y así determinar bajo qué circunstancias o condiciones les convendría ejercer la inversión conforme cambian las condiciones del proyecto (Lambrecht 2017).

En este contexto, la primera aportación de este trabajo es ofrecer, explicando detalladamente, el uso de ROV para un proyecto de inversión de energía fotovoltaica (FV). Para ello, tomamos un proyecto otorgado en la tercera subasta eléctrica de largo plazo

(2017) para la construcción de un parque fotovoltaico en la localidad de Tastiota (Sonora, México). Utilizamos dos escenarios: precios y beneficios aleatorios. El primero considera que los costos del proyecto son fijos y los precios de electricidad (ingresos) es la variable de incertidumbre. El segundo considera que el beneficio (ingresos menos costos) es la variable de incertidumbre.

La segunda aportación reside en incorporar al proyecto de generación, un sistema de almacenamiento (SdA). Esto es importante debido a que la generación de energía FV es intermitente debido a que la disponibilidad de su principal insumo (energía solar) no es controlada. Además, debido al creciente interés en la producción de energía renovable, es importante buscar soluciones que permitan incorporar esa producción a la red eléctrica sin poner en riesgo la seguridad y eficiencia de la misma, siendo el almacenamiento una de ellas (Hammann, Madlener, and Hilgers 2017).

El presente trabajo incorpora el almacenamiento en la valuación económica de un proyecto de energía renovable en México. De esta manera, proveemos una herramienta útil para los practicantes de finanzas que sirva como complemento a los instrumentos con los que ahora cuentan, desmitificando que ROV sólo es útil para fines teóricos y revela cómo cambia la viabilidad del proyecto cuando cambian las expectativas de las condiciones futuras del mercado.

Asimismo, proveemos una utilidad de política pública de los resultados, los cuales pueden ser interpretados como el subsidio que debería ser otorgado a un proyecto privado para que fuera rentable añadir SdA. De esta forma, los planeadores de la red eléctrica nacional podrán internalizar los beneficios sociales derivados de una mayor integración de energías

limpias y contar con una red de SdA que le permita garantizar la calidad y la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Lo anterior abrirá la posibilidad de utilizar sistemas de rápida respuesta ante desbalances en la frecuencia de la red, tal como el servicio de Contención Dinámica que entró en vigor a finales de 2020 en el Reino Unido³.

El trabajo está organizado como sigue: en la Sección 2 explicamos la intuición de la valuación de proyectos con una perspectiva de opciones reales, en la Sección 3 mostramos el modelo a estimar, en la Sección 4 describimos los datos y los parámetros involucrados en la estimación del modelo, en la Sección 5 discutimos los resultados y finalmente en la Sección 6 concluimos.

2. Valuación de proyectos con opciones reales

La adopción del enfoque de opciones financieras para valorar activos reales representa un área de crecimiento importante en la teoría y la práctica de las finanzas. Al incorporar explícitamente flexibilidad al análisis de proyectos de inversión, ha revolucionado la forma de pensar de académicos y profesionistas en dicho análisis. Las técnicas de valuación de inversiones basadas en opciones reales han tenido gran aceptación de los académicos, sin embargo, esto no está reflejado en los practicantes de finanzas.

En este sentido, Horn et al. (2015) encuestan a 1500 directores financieros de las empresas más grandes de Noruega, Dinamarca y Suecia sobre cómo realizan el presupuesto de capital

³ <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment>

y encuentran que el 74% de ellos emplean principalmente el VPN, mientras que únicamente el 6% de los encuestados informó emplear ROV. Destaca que las empresas del sector de energía son las que más usan ROV (24% del sector), aunque todos lo utilizan como herramienta complementaria. Es importante no perder de vista que la sofisticación de ROV puede dar un falso sentido de precisión en las predicciones, precisamente éstas dependen de los supuestos del modelo (Lambrecht 2017).

Locatelli, Mancini, and Lotti (2020) mencionan que existen dos principales enfoques para la valuación de proyectos de inversión:

- Flujo de fondos descontados (DCF, por sus siglas en inglés) donde los flujos de efectivo se descuentan a valor presente, y el VPN es la suma de DCF durante el ciclo de vida de la inversión. Usualmente, para incorporar incertidumbre, se realizan análisis de sensibilidad o creación de escenarios.
- Opciones reales donde se incorporan escenarios de incertidumbre, pero que son una expansión del DCF. En este enfoque se incorporan parámetros que reflejen la incertidumbre del proyecto, por ejemplo, la naturaleza estocástica de precios.

En general, el enfoque de ROV considera que, la decisión de invertir puede realizarse en diferentes tiempos, a diferencia del DCF en donde la decisión de invertir es ahora o nunca. No obstante, como lo explicaremos más adelante y debido a la naturaleza de nuestro caso ilustrativo utilizamos ROV para considerar distintos escenarios de incertidumbre del proyecto y hacer comparaciones entre ellos, suponiendo que el proyecto es implementado inmediatamente y tiene un ciclo de vida fijo. De esta forma, podemos saber en qué condiciones los beneficios económicos son mayores.

Bajo este panorama, una vez otorgado el contrato de ejecución del proyecto de generación (ganador de la subasta), el contrato otorga a la firma poseedora la obligación de invertir en el proyecto a partir de las fechas estipuladas, teniendo un plazo definido para operarlo y recuperar su inversión.

Los métodos ROV permiten generar modelos dinámicos que provean predicciones cuantitativas y que puedan dar luz a lo qué ocurriría con el valor del proyecto cuando las variables de interés cambian, por ejemplo, la volatilidad de los activos de la empresa (Lambrecht 2017).

A pesar de que los practicantes no utilizan ROV de manera intensiva, existe evidencia empírica que indica que las decisiones corporativas exitosas, aún y cuando se hacen de manera heurística, están muy cerca de lo que la teoría dictaría como óptimo. Por ejemplo, Kellogg (2014) encuentra que la inversión de perforación de petróleo en Texas disminuye cuando aumenta la volatilidad del precio futuro del petróleo en una dimensión esperada por un modelo dinámico de ROV.

2.1 Proyectos de energía renovable

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) señala que los costos de generación con energías renovables han disminuido en las últimas décadas y espera que esta tendencia continúe. En particular, los costos de energía FV han presentado las disminuciones más drásticas con un descenso del 82% entre 2010 y 2019⁴.

⁴ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Costs_2019_ES.PDF?la=en&hash=A74F5A6BA01D86C175702B4F27C7086AF5D23F99

La caída en los costos hace que el enfoque de valuación de proyectos de energía FV pase a una siguiente etapa. En esta etapa, el papel de los SdA cobra gran importancia convirtiéndose en un activo clave a medida que aumenta la participación de la energía renovable en la generación total.

Dada una mayor integración de la generación de electricidad renovable intermitente en el sistema, aumentará la demanda de servicios auxiliares que colaboren a mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda, y evitar desviaciones significativas en la frecuencia (Anaya and Pollitt 2020).

La producción con energías como la solar y eólica está primordialmente determinada por las condiciones climáticas. En este sentido, el almacenamiento de energía se considera una posible solución para equilibrar la demanda y el suministro de energía en todo momento (Hammann et al., 2017).

Es relevante hablar del caso mexicano porque probablemente la demanda de energía continuará en crecimiento, por lo que serán requeridos nuevos generadores de energía y de servicios que contribuyan a un manejo sustentable y eficiente de la red. El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2020-2034 estima una tasa de crecimiento medio anual de 2.6% para el SEN.

El proceso de transición energética global tomó fuerza en los últimos años. Sin embargo, dicho cambio debe ser más rápido si se pretende alcanzar las metas internacionales establecidas (IRENA, 2018). Con la reciente Reforma Energética se creó un esquema legal

y regulatorio que hace posible la transición de un modelo basado en energía fósil a uno más sustentable y limpio, promoviendo el uso de las energías limpias⁵.

La importancia de contar con instrumentos adecuados para la valuación de proyectos de energía renovable es evidente cuando consideramos que los inversionistas privados son los principales involucrados en pagar los altos costos de construcción e infraestructura que los proyectos de energía renovables requieren.

Blanco, Olsina, and Rios (2019) encuentran que es posible modelar la dinámica de los mercados de energía de largo plazo utilizando ROV, caracterizados por elevados costos iniciales y en donde es posible combinar tasas de crecimiento de la demanda con altas volatilidades.

Referente a la viabilidad de los SdA, se han explorado algunos aspectos interesantes empleando el enfoque de opciones reales. Por ejemplo, Moon (2014) propone un modelo de opciones reales para determinar el tiempo de inversión óptimo para los SdA de energía y encuentra que mejoras en la eficiencia de los SdA puede reducir la incertidumbre de las ganancias, por lo que permitiría una inversión más temprana. Por otro lado, cuando se esperan mayores costos de almacenamiento, el inversionista deberá esperar más.

Además, Moon (2014) señala la importancia de que el SdA permitiría realizar operaciones de arbitraje para aumentar las ganancias de los generadores donde la capacidad de reserva permita vender electricidad no consumida durante las horas pico en que se haya almacenado durante las horas de menor actividad.

⁵ SENER. Prospectiva de Energías Renovables 2017-2031

Hammann et al. (2017) analizan la viabilidad económica de diferentes configuraciones de SdA bajo el enfoque de ROV y encuentran que los SdA sin costos variables considerables, como el uso de gas natural para su operación, tienen un valor mayor comparado con aquellos que sí dependen de costos variables considerables. Sin embargo, los autores apuntan a que los costos iniciales de los SdA son de vital importancia por lo que la reducción esperada en los costos de instalación podría cambiar la decisión de los inversionistas.

3. Modelo

El modelo se concentra en aplicar el método ROV para energías renovables, en particular, un proyecto de generación FV en Sonora. Para ello, es necesario presentar el modelo de ROV que consideraremos. El modelo permite determinar si es económicamente viable invertir en un proyecto de generación de energía FV con un SdA (c), considerando que su costo de oportunidad está determinado por invertir en el mismo proyecto, pero sin almacenamiento (s).

Asumamos que una vez que la empresa gana la subasta de generación, empieza el periodo de construcción antes de que la empresa inicie operaciones en el periodo t_0 . Durante el periodo de construcción, la empresa paga el costo de construcción e infraestructura que llamaremos inversión inicial (I). Consideremos que la vida del proyecto es por T periodos desde el inicio de operaciones y que no es posible extender el periodo.

En la Ilustración 1 presentamos el cronograma del modelo de manera simplificada.

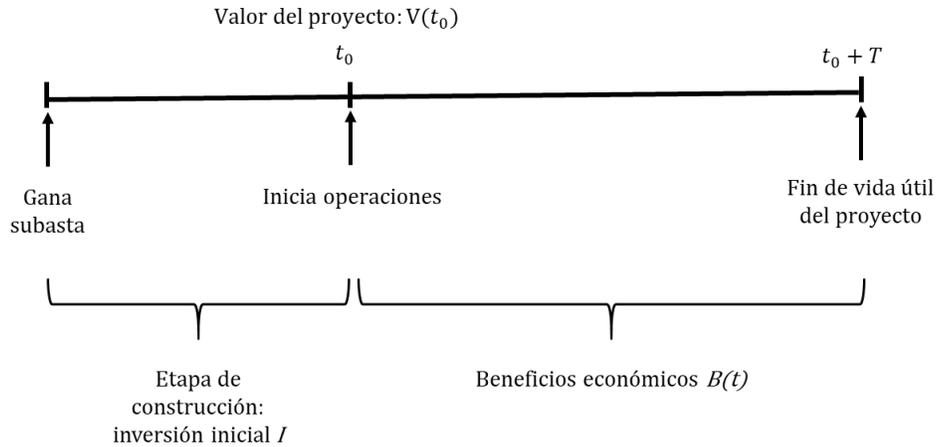


Ilustración 1. Cronograma del modelo

De esta manera, la valuación económica estará centrada en el periodo t_0 que representa el periodo a partir del cual la empresa empieza a recibir ingresos e incurrir en costos de operación. Implícitamente asumimos que una vez que empieza la construcción del proyecto, el tiempo t_0 está definido y es impostergable. Este supuesto es razonable debido a que no poner en marcha la operación del proyecto implicaría multas económicas o sanciones legales por parte del gobierno o contrapartes económicas.

Adicionalmente, una vez que empieza operaciones, el proyecto no puede ser abandonado ni es posible expandir capacidad o alterar las condiciones iniciales. Antes del inicio de operaciones, la empresa no recibe ingresos ni genera costos de operación, sólo paga la inversión inicial. Supongamos que el proyecto tiene una vida útil de T periodos desde el inicio de operaciones.

El valor del proyecto en el tiempo t_0 está definido por:

$$V^i(t_0) = E \left[\sum_{t=t_0}^{t_0+T} B^i(t) e^{-r(t-t_0)} - I^i \right]; i = s, c \quad (1)$$

donde $B(t)$ son los beneficios recibidos en cada periodo (ingresos menos costos), durante la vida del proyecto y una tasa de descuento e^{-rt} menos la inversión inicial I . Considerando que puede ser un proyecto con SdA (c) o sin SdA (s).

Los proyectos de SdA de energía a gran escala aún no han sido implementados en México, por este motivo, describimos un modelo que permite comparar el valor de un proyecto de generación con energías renovables sin SdA y el valor de otro con SdA, limitando el tiempo de inversión a t_0 . Como en un modelo ROV estándar, tomamos en cuenta que los beneficios futuros son inciertos debido a la volatilidad de sus ingresos (precios de electricidad) y/o a que los costos de operación pueden ser variables.

Para decidir si conviene invertir en un proyecto con o sin SdA, tomaremos en cuenta la opción que maximiza el valor del proyecto de la siguiente manera:

$$V(t_0) = \max\{V^s(t_0), V^c(t_0)\} \quad (2)$$

Donde si la firma elige invertir I^s en una planta sin SdA, entonces recibirá beneficios B^s ; mientras que si decide invertir I^c en una planta con SdA, entonces recibirá beneficios B^c .

Es evidente que el costo inicial de invertir en una planta sin SdA es menor al de invertir en la misma planta incorporando un SdA ($I^s < I^c$), por lo que el valor de un proyecto con almacenamiento será mayor al de un proyecto sin almacenamiento cuando los beneficios de operar dicho proyecto son mayores a los que se recibirían operando una planta sin almacenamiento ($B^s < B^c$).

Dada la reducción significativa de los costos en generación de energía usando fuentes renovables⁶ en adición a los diversos estímulos otorgados a dichos generadores a partir de la reforma energética mexicana de 2013, asumimos que $V^s(t_0) > 0$. De otra manera, no existiría incentivo en invertir en ello o participar en las subastas para la generación de energía renovable.

3.1 Hechos estilizados de la operación de la planta fotovoltaica

De acuerdo a Torrez (2008), la radiación solar máxima necesaria para generar energía eléctrica se presenta alrededor del mediodía, por lo que suponemos, que la planta de generación FV en cuestión generará energía continuamente durante g horas alrededor del mediodía.

Para nuestro caso de interés, el almacenamiento tiene la función de llevar oferta de energía de horas de menor demanda a horas del mismo día con mayor demanda. Considerando que las horas de mayor demanda de energía ocurren iniciando la noche, cuando ya no es posible generar energía FV, el SdA permitiría la integración de energía FV a la red en horas de mayor demanda y, por consiguiente, a mayores precios.

Una planta sin almacenamiento generará energía durante g horas continuas, de la hora a a la hora b del día y deberá enviarla a la red eléctrica simultáneamente a su generación. Por otra parte, una planta con almacenamiento tiene la posibilidad de cargar el almacenamiento con la energía generada durante las primeras j horas, con $j < g$, cuando

⁶ <https://www.irena.org/newsroom/articles/2020/Jun/How-Falling-Costs-Make-Renewables-a-Cost-effective-Investment>

Bajo este contexto, consideramos que es deseable simular los beneficios diarios de una planta de generación. De esta manera, el beneficio diario de una planta sin SdA está dado por:

$$B^s = \sum_{h=a}^b (E_h P_h - CG_h) \quad (3)$$

Por su parte, el beneficio diario de una planta con SdA está dado por:

$$B^c = \underbrace{-\sum_{h=a}^{a+j} (CC_h + CG_h)}_{\text{Horas de generación y carga}} + \underbrace{\sum_{h=a+j+1}^b (E_h P_h - CG_h)}_{\text{Horas de generación y venta a la red}} + \underbrace{\sum_{h=k}^{k+m} (E_h P_h - CD_h)}_{\text{Horas de descarga y venta a la red}} \quad (4)$$

Cabe señalar que en este trabajo sólo contemplamos los ingresos por la comercialización de energía eléctrica bajo el esquema descrito, no incluimos otros ingresos ni el pago de impuestos o cuota.

3.2 Simulación de precios

La primera alternativa que consideramos para incorporar la incertidumbre en la ROV es cuando sólo los precios de electricidad son estocásticos manteniendo constantes los costos de operación durante toda la vida del proyecto.

De acuerdo con Fleten, Paraschiv, & Schürle (2015), existen diferentes métodos teóricos que pueden ser aplicados en la simulación de precios de la electricidad según la pregunta de investigación lo requiera. Uno de los modelos matemáticos financieros más aplicados para precios de electricidad es el movimiento browniano geométrico (MBG). Johansson

(2010) señala que un MBG que fluctúa en torno a una media aproximada y con alta volatilidad es una aproximación razonable para precios de la electricidad.

Siguiendo a Nwafor & Oyedele (2017), sea $Z = \{Z_t: t \in (0, \infty)\}$ un movimiento browniano estándar es un proceso estocástico que satisface las siguientes condiciones:

- $Z_0 = 0$
- Para $s, t \in (0, \infty)$ con $s < t$, la distribución $Z_t - Z_s$ es la misma de Z_{t-s} .
- Tiene incrementos independientes. Para $t_1, \dots, t_n \in (0, \infty)$ con $t_1 < \dots < t_n$, las variables aleatorias Z_{t_1}, \dots, Z_{t_n} son independientes.
- Z_t tiene distribución normal con media 0 y varianza t para cada $t \in (0, \infty)$.
- Z_t es un proceso continuo en $(0, \infty)$.

Sea $P_t = e^{\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)t + \sigma Z_t}$ con $t \in (0, \infty)$, $\mu \in \mathcal{R}^+$ y $\sigma \in (0, \infty)$. Entonces el proceso estocástico $P = \{P_t: t \in (0, \infty)\}$ es un MBG con tendencia $\mu - \frac{\sigma^2}{2}$ y volatilidad σ . De esta forma, un MBG siempre genera valores positivos, característica que es deseable al modelar precios.

Modelamos los precios de la electricidad a partir del proceso P_t que, adicionalmente, satisface la ecuación diferencial estocástica:

$$dP_t = \mu P_t dt + \sigma P_t dZ_t \quad (5)$$

Donde P_t es el precio de la electricidad en el tiempo t , μ es la tasa esperada de crecimiento en los precios, σ es el parámetro que indica la volatilidad esperada en los precios.

Dado un precio inicial P_0 , es posible simular los precios en cada periodo subsecuente durante toda la vida útil del proyecto de la siguiente forma, $P_t = P_0 e^{\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)t + \sigma Z_t}$.

Supondremos que los costos de generación y almacenamiento se mantienen constantes en el tiempo. Es decir, si conocemos el precio diario de la energía eléctrica, P_t , para toda $t \in (0, T]$, podemos conocer el beneficio diario del inversionista si invierte en un proyecto sin almacenamiento, B^S , o uno con almacenamiento, B^C .

Se emplean simulaciones Monte Carlo para formar posibles trayectorias de precios diarios y estimar el flujo esperado de beneficios que recibe la firma. Se realizaron 3000 simulaciones, con lo que fue posible determinar el valor esperado de los beneficios para cada periodo $t \in (0, T]$, descontando a una tasa e^{-rt} los beneficios obtenidos al tiempo t . El valor de cada proyecto es igual a la suma de los beneficios diarios esperados descontados al valor presente, dependiendo del tipo de proyecto en el que se invierta (con o sin SdA), y restando el monto de inversión inicial correspondiente.

3.3 Simulación de beneficios

La segunda alternativa para modelar incertidumbre en el método de ROV es considerando que los beneficios son estocásticos debido a que es razonable pensar que los costos de operación de la planta no permanecerán constantes durante la vida del proyecto.

Análogamente a la simulación de precios, consideramos que los beneficios estocásticos siguen un MBG para ilustrar el uso de ROV siguiendo la misma lógica de implementación. Cuando los precios son estocásticos y los costos son constantes (generación, carga y descarga), la incertidumbre en los beneficios sólo sigue a la incertidumbre de los precios. Sin embargo, cuando los beneficios son estocásticos, implícitamente pensamos que los precios y/o los costos pueden cambiar.

Pensemos que los beneficios diarios estocásticos están dados por:

$$B_t = B_0 e^{\left(\mu - \frac{\sigma^2}{2}\right)t + \sigma Z_t} \quad (6)$$

Donde $t \in (0, \infty)$, $\mu \in \mathcal{R}^+$ y $\sigma \in (0, \infty)$. Notemos que los parámetro μ y σ representan la tendencia y volatilidad esperada de los beneficios diarios, respectivamente.

Debido a que nos interesa comparar el valor del proyecto con y sin SdA, diferenciamos los beneficios en cada uno como B_t^s para representar el beneficio diario de una planta sin SdA y B_t^c para representar el beneficio diario de una planta con SdA.

Por simplicidad, en este trabajo se realizan estimaciones de B_t^s y B_t^c considerando que sus parámetros de tendencia y volatilidad son iguales entre ambos procesos. Sin embargo, sabemos que estos parámetros no son necesariamente iguales; por ejemplo, cuando existan cambios en la eficiencia de los SdA, cambios en los costos de almacenamiento o bien subsidios otorgados a la energía proveniente de generación limpia y almacenada en los SdA. Una vez obtenido el flujo de beneficios en el tiempo, el valor de invertir en cada tipo de proyecto, se determinan de manera análoga a la expresión (1).

Es importante notar que en los beneficios estocásticos no se utilizan las expresiones (3) y (4) para calcular los beneficios diarios, sino que simulamos directamente la ecuación (6) y sólo difieren en la inversión inicial I^s o I^c .

4. Datos

A continuación, describimos los datos empleados para calibrar el modelo. Consideramos un proyecto de generación con energía solar FV el cual puede o no estar acoplado a un SdA de

aire comprimido avanzado adiabático (AA-CAES, por sus siglas en inglés). Esta elección es debido a que este SdA permite asumir que los costos variables de almacenamiento no son significativos ya que, a diferencia del SdA de aire comprimido convencional, no integra los precios variables del gas natural a la dinámica de sus costos de operación (Hammann et al., 2017).

4.1 Inversión inicial

El valor de la inversión inicial requerida para la planta de generación FV empleado la obtuvimos del proyecto de diseño, construcción, equipamiento, instalación, operación y mantenimiento de la central fotovoltaica Tastiota, en el estado de Sonora, otorgado a Canadian Solar Energy México a través de la tercera subasta eléctrica de largo plazo de 2017 organizada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)⁷.

El proyecto consiste en un parque FV con una capacidad de 100 MW, una generación de energía estimada de 235,640 MWh/año, y una inversión inicial estimada de MXN 2,119,900,000.

De acuerdo con IRENA (2017), los costos de instalación de un SdA con aire comprimido de un proyecto típico en 2016 se estimó en USD 53/kWh, lo que genera una inversión inicial estimada de MXN 432,069,144 para el SdA. En ese sentido, se considera una inversión inicial para la planta sin SdA (I^S) de MXN 2,119,900,000 y para el caso con SdA se considera una inversión inicial (I^C) de MXN 2,551,969,144.

⁷ <https://www.proyectosmexico.gob.mx>

Cabe señalar que los costos de instalación para SdA de aire comprimido varían significativamente dependiendo de las condiciones geográficas específicas de cada proyecto y de la capacidad de este. Sin embargo, el modelo que aquí presentamos permite considerar cualquier otro SdA que considere los costos de operación y mantenimiento del mismo.

4.2 Vida útil del proyecto

De acuerdo a Raugei et al.(2017), 25 años es un tiempo de vida conservador para un sistema fotovoltaico. A pesar de que los SdA puedan tener un periodo de vida mayor, en este trabajo también contemplamos un tiempo de vida de 25 años para ambos tipos de proyecto debido a que la planta de generación y el SdA funcionarán conjuntamente. La subasta del parque FV de Tastiota considera un plazo del contrato para energía de 15 años y de 20 años para los Certificados de Energía Limpia, sin embargo, para las simulaciones supondremos la vida útil del SdA para considerar el periodo completo de recuperación de dicha inversión.

4.3 Precios de la electricidad

Para calibrar el modelo estimamos los beneficios que obtendríamos por una planta de generación sin SdA y otra con SdA utilizando el histórico de los precios en nodos distribuidos (PND)⁸ por hora para la región de Hermosillo del Mercado del Día en Adelanto (MDA), reportados por el CENACE para el periodo 2016–2020 (Ilustración 3). Para obtener los precios diarios tomamos la media diaria considerando todas las horas reportadas. Los precios

⁸ Los PND se definen como los precios medios ponderados en cada Zona de Carga.

nominales, en MXN, los transformamos a precios constantes de enero de 2021 deflactados con el INPC.

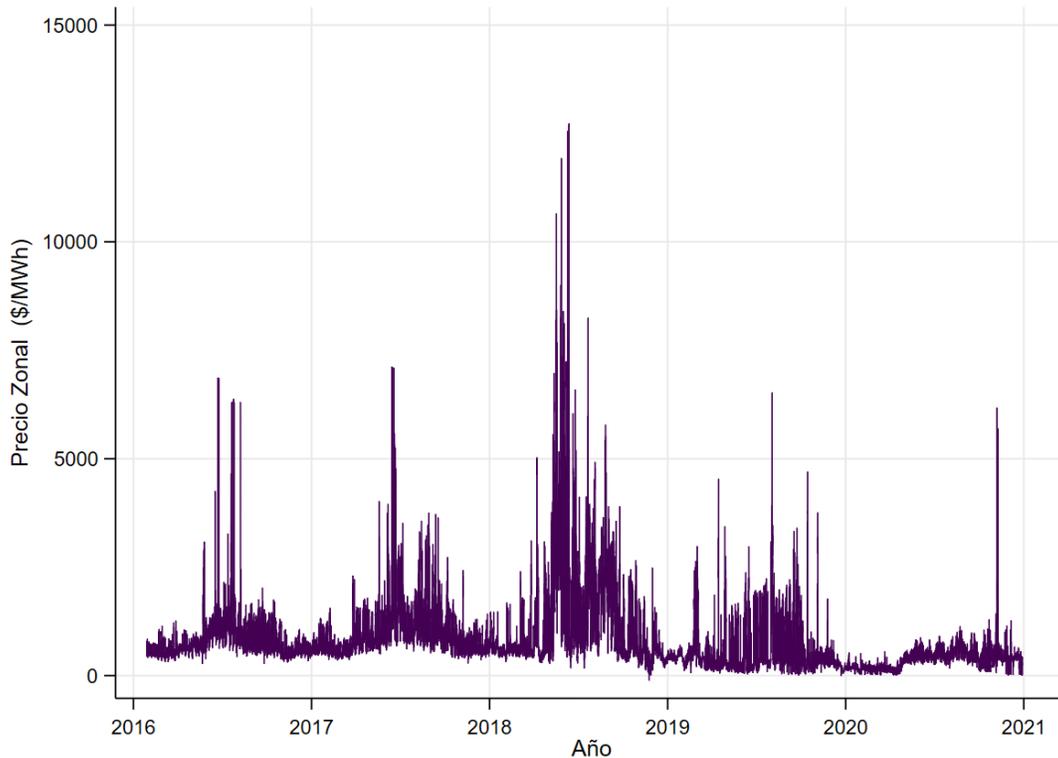


Ilustración 3. Precio en nodo distribuido para Hermosillo: 2016-2020 (MXN de enero de 2021/MWh)

La tendencia muestral estimada de los precios diarios para la región de Hermosillo es ligeramente negativa (-0.00147) y la volatilidad muestral es alta (6.835). Para este trabajo tomaremos como base una tendencia igual a 0 y una volatilidad del 10%, similar al valor reportado para el mercado CAISO de California, con el cual se comercializa energía en la zona noroeste de México, el cual se encuentra alrededor del 12% (Agundez García 2018). Asimismo, esta tendencia y volatilidad son empleadas como base para la estimación de los procesos que siguen los beneficios del proyecto sin y con almacenamiento.

4.4 Costos de operación y mantenimiento

Estimamos que para plantas FV a gran escala en Estados Unidos los costos de operación y mantenimiento se encuentran entre 10 USD/KW y 18 USD/KW (IRENA, 2016). Consideramos un costo de operación y mantenimiento igual a 15 USD/KW, un valor dentro del intervalo reportado. A partir de los datos del proyecto estimamos un costo de operación y mantenimiento igual a MXN 12,974.56 por cada hora que se genera la totalidad de la capacidad de la planta FV.

Para calcular los costos de operación y mantenimiento de un SdA seguimos lo informado por Madlener & Latz (2013) quienes reportan un costo variable de operación de 0.003 €/KWh y un costo de operación fijo de 10 €/KWh por año para un SdA de aire comprimido avanzado de 90 KW de capacidad. De esta forma, consideramos un costo de operación y mantenimiento de MXN 8,357.06 por cada hora de operación del SdA.

4.5 Tasa de descuento

Para descontar los beneficios futuros, empleamos la tasa CETES 28 días. Esta tasa es la reportada por el Banco de México el día 31 de diciembre del año 2020 con un valor de 4.24%. Asumimos que la tasa de descuento considerada permanece constante a lo largo de la vida útil del proyecto.

4.6 Eficiencia del sistema de almacenamiento

Tomamos como base una eficiencia para el SdA igual a 80 %, la cual corresponde a un valor ligeramente más optimista que el reportado por (Mozayeni et al. 2017) quienes reportan

que un SdA AA-CAES puede llegar a alcanzar una eficiencia de hasta 74 %. Posteriormente, en las simulaciones variaremos este porcentaje desde 60 hasta 100 %. Sin embargo, al variar los parámetros de tendencia y volatilidad, mantenemos fija la eficiencia en 80%.

4.7 Horas de operación de la planta fotovoltaica y el sistema de almacenamiento

Arancibia-Bulnes et al. (2014) señalan que, en la zona de Hermosillo se han medido los valores más altos de radiación solar en todo México.

La curva teórica de irradiación global indica que a las 12 horas observamos la mayor cantidad de irradiación y las horas alrededor son las que le siguen en nivel de irradiación.

La generación de energía y la potencia del sistema muestra un desempeño similar, con la diferencia de que la producción es cero mientras el sistema en conjunto no sobrepase las condiciones mínimas de operación (Novoa Guamán 2015).

El potencial de producción de electricidad de un sistema FV, además de la irradiación solar, depende de las condiciones meteorológicas, topográficas, presencia de polvo y sombras y de los componentes técnicos del sistema de generación. Una evaluación detallada resulta compleja, por lo que la estimación del potencial fotovoltaico adopta una metodología simplificada con base en estándares internacionales y avalada por la Asociación Nacional de Energía Solar⁹.

Proponemos un tiempo de funcionamiento diario fijo de 7 horas alrededor del mediodía.

Una planta sin SdA generará energía desde las 9 horas hasta las 15 horas y al mismo tiempo deberá integrar la energía que genera a la red eléctrica (Ilustración 4, lado izquierdo). Una

⁹ https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metodologias/Metodologia_energia_solar.html

planta con SdA también generará energía durante esas mismas 7 horas, con la diferencia de que durante las primeras 4 horas de generación, se carga el sistema de almacenamiento y a partir de la hora 16 del día lo descarga a la red durante 4 horas, como se aprecia en la Ilustración 4 (lado derecho).

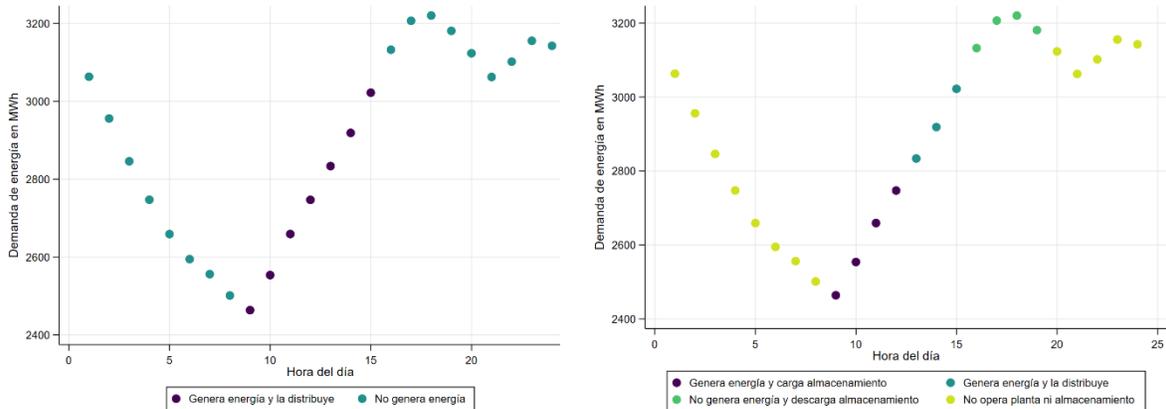


Ilustración 4. Horas de operación de la generación sin SdA y con SdA

4.8 Valores iniciales para simular precios

Para realizar las simulaciones y estimar los beneficios obtenidos por un proyecto con SdA estimamos tres precios iniciales P_0^l , P_0^m y P_0^h :

- P_0^l corresponde al precio promedio diario observado en el horario de generación y carga del almacenamiento.
- P_0^m es el precio promedio diario para el horario de generación e integración de la energía a la red.
- P_0^h corresponde al precio promedio durante las horas de descarga del almacenamiento.

Para el caso sin SdA realizamos el mismo procedimiento, sólo que P_0^h pierde relevancia. En México, los precios de la electricidad mostraron una baja durante el año 2020, posiblemente derivado de la caída en la demanda. A pesar de dicha situación, esperamos que la tendencia se revierta una vez que la pandemia sea superada y los precios regresen a su tendencia de largo plazo. Para modelar los precios iniciales, utilizamos los precios históricos de 2016 a 2019.

4.9 Valores iniciales para simular beneficios

Análogamente estimamos el beneficio diario promedio que obtendría una planta sin SdA, así como los que obtendría una planta con SdA con la serie de precios disponibles.

Obtenemos los beneficios diarios estimados si planta hubiera operado de 2016 a 2019. Consideramos los beneficios que hubiese obtenido la firma por hora si hubiera generado y almacenado energía conforme a lo descrito anteriormente y obtenemos el beneficio diario como la ecuación (3) para el caso sin SdA y como la ecuación (4) para el caso con SdA. De esta manera, obtenemos el beneficio medio diario durante todo el periodo.

En la Tabla 1 presentamos el resumen de los parámetros utilizados en el modelo de ROV.

Parámetro, <i>unidad</i>	Valor
Inversión inicial en planta sin almacenamiento, <i>millones de pesos</i>	2,119.9
Inversión inicial en planta con almacenamiento, <i>millones de pesos</i>	2,551.97
Tiempo de vida del proyecto, <i>años</i>	25
Energía generada por hora, <i>MWh</i>	92.22
Costo de generación de energía, <i>pesos/hora</i>	12,974.56
Costo de cargar o descargar el SdA, <i>pesos/hora</i>	8,344.72
Tasa de descuento anual	0.9585
Tiempo de generación de la planta por día, <i>horas</i>	7
Tiempo de carga del SdA por día, <i>horas</i>	4
Tiempo de descarga del SdA por día, <i>horas</i>	4
P_0^l , <i>\$/MWh</i>	857.85
P_0^m , <i>\$/MWh</i>	1,067.50
P_0^h , <i>\$/MWh</i>	1,256.21
B_0^s , <i>miles de pesos/día</i>	518.66
B_0^c , <i>miles de pesos/día</i>	537.73
Eficiencia del SdA, η	0.8
σ_p	0.1
σ_B	0.1
μ_p	0
μ_B	0

Tabla 1. Parámetros de caso base.

5. Resultados

El precio de la energía eléctrica determina en gran medida los beneficios que una firma generadora de energía eléctrica puede alcanzar. En este apartado ilustramos cómo los cambios en la tendencia y la volatilidad del proceso que describe los precios de la energía repercuten en el valor del proyecto de energía renovable con y sin SdA, así como en la diferencia existente entre el valor de ambos proyectos.

Moon (2014) encuentra que ante una elevada volatilidad en los precios de la electricidad, lo óptimo para los inversionistas es esperar para invertir en un SdA. Para el caso planteado en este trabajo, el costo de oportunidad de invertir en una planta de generación con almacenamiento está determinado por el valor de invertir en un proyecto sin almacenamiento. La diferencia de valor entre ambas opciones está determinada por los

costos derivados del sistema de almacenamiento, así como por la diferencia existente entre los ingresos que obtendrían si la firma generara energía por la mañana y la almacenara, para comercializarla durante la noche a precios más altos que los de la mañana.

En primer lugar, modelamos el precio de la electricidad como un proceso estocástico que determina los beneficios que obtendría la firma si invierte en una planta de generación fotovoltaica sin SdA y los que obtendría en caso de invertir en una con SdA.

En segundo lugar, como lo sugiere Moon (2014), los beneficios de una firma que invierte en un SdA pueden describirse mediante un proceso estocástico con tendencia y volatilidad constantes. Este enfoque captura la idea de que los beneficios obtenidos no dependen exclusivamente del precio de la electricidad. La existencia de una tendencia esperada en los costos de almacenamiento para próximos periodos no afecta los beneficios de la firma si invierte en una planta sin almacenamiento, pero sí lo hace si invierte en una planta con almacenamiento.

Un incremento esperado en los precios de la electricidad representa que los beneficios de firmas aumentan suponiendo que los costos se mantienen sin incremento. Sin embargo, si además se espera que los costos de almacenamiento disminuyan con el tiempo, la tendencia de los beneficios para plantas con almacenamiento podría ser mayor que la tendencia para los beneficios de plantas sin almacenamiento.

De igual manera, mejoras en la eficiencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento pueden incrementar la tendencia de los beneficios para la firma que decide invertir en un proyecto con almacenamiento, no así si decidiera invertir en una sin almacenamiento.

5.1 Precios aleatorios

Previamente mencionamos que una planta con SdA cargará el sistema durante las primeras horas de sol y lo descargará durante la noche. Es importante mencionar que las tecnologías actuales de almacenamiento no permiten descargar la misma cantidad de energía que se destinó a cargar dicho sistema. Existe una pérdida que involucra a los procesos de carga y descarga de los sistemas y un parámetro de eficiencia asociado a esta pérdida que se refiere a la proporción de la energía destinada para cargar el almacenamiento que es posible descargar a la red posteriormente (Moon, 2014).

En un primer escenario variamos el parámetro de eficiencia de 60 a 100% (Tabla 2).

Eficiencia (η)	V^s	V^c	$V^s - V^c$	ΔV^c
60%	937.40	-44.10	981.50	-
65%	937.40	85.40	852.00	151.6 %
70%	937.40	217.00	720.40	60.7 %
75%	937.40	369.00	568.40	41.2 %
80%	937.40	495.00	442.40	25.5 %
85%	937.40	617.00	320.40	19.8 %
90%	937.40	764.00	173.40	19.2 %
95%	937.40	907.00	30.40	15.8 %
100%	937.40	1120.00	-182.60	19.0 %

Tabla 2. Valor del proyecto (mdp) para distintos niveles de eficiencia del SdA

Observamos que a partir de una eficiencia de 75%, un incremento de 5% se traduce en un incremento del valor del proyecto de aproximadamente 20%. El valor de invertir en un proyecto sin almacenamiento es notablemente más grande y siempre positivo; sin embargo, a medida que se incrementa la eficiencia del SdA, la diferencia entre ambas

opciones se reduce considerablemente. Incluso, si la eficiencia se acercara al 100%, el valor del proyecto con SdA es mayor al que no tiene SdA.

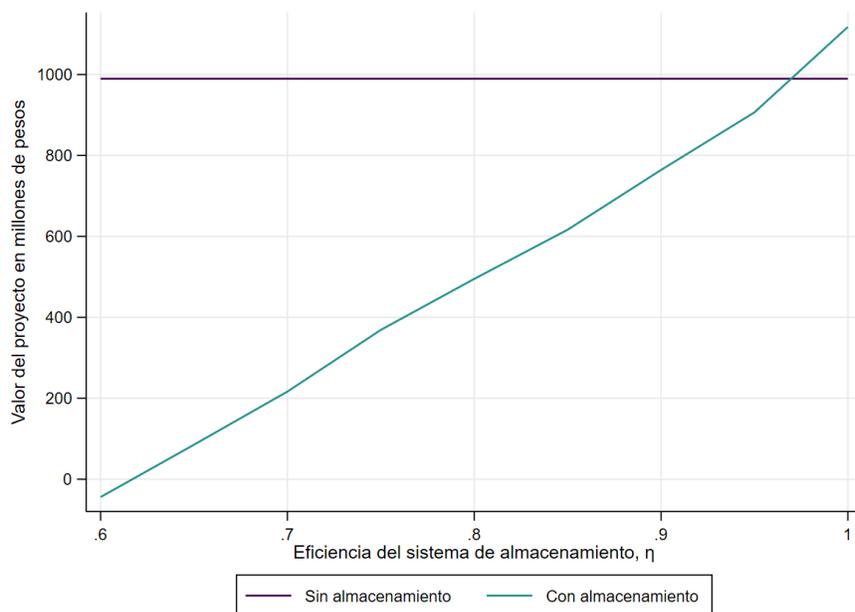


Ilustración 5. Valor un proyecto con SdA y sin SdA para distintas eficiencias

Si el SdA alcanzara una eficiencia de al menos 97% (Ilustración 5), el inversionista podría llegar a estar indiferente entre invertir en un proyecto con o sin SdA. Hoy eso resultaría inconcebible, pero es posible que las mejoras tecnológicas mejoren el desempeño de los sistemas de almacenamiento en las próximas décadas, como lo señala IRENA (2017).

En una segunda variación del modelo, consideramos cambios en las tendencias de los precios de la electricidad. En un contexto en el que inversionista debe decidir si invertir o no en un proyecto de energías renovables con almacenamiento, toma relevancia la expectativa que exista sobre los precios de la electricidad durante las próximas décadas, a lo largo de la vida útil del proyecto. En la Tabla 3 y en la Tabla 4 mostramos el valor de los proyectos variando la tendencia y volatilidad de los precios de electricidad, manteniendo una eficiencia del SdA en 80%.

μ	$\sigma = 0.01$		$\sigma = 0.05$		$\sigma = 0.1$		VPN	
	V^s	V^c	V^s	V^c	V^s	V^c	VPN^s	VPN^c
-0.05	-460.80	-1075.54	-445.84	-1059.26	-376.57	-983.84	-462.79	-1077.72
-0.01	475.92	-55.73	524.68	-2.65	622.97	104.37	476.06	-55.58
-0.001	775.25	270.15	821.90	320.94	956.28	467.24	772.03	266.65
-0.0001	805.76	303.37	829.48	329.19	983.00	496.34	803.87	301.31
0	809.20	307.12	857.77	360.00	989.56	503.47	807.43	305.19
0.0001	814.64	313.03	847.78	349.11	979.34	492.34	811.00	309.08
0.001	845.00	346.09	879.33	383.47	1027.38	544.65	843.37	344.32
0.01	1193.77	725.80	1246.23	782.92	1427.82	980.62	1192.61	724.54
0.05	3525.38	3264.24	3610.99	3357.45	3944.80	3720.87	3515.65	3253.65

Tabla 3. Valor del proyecto (mdp) con tendencia de -0.05 a 0.05, volatilidad 1 a 10%, $\eta = 0.8$: precios aleatorios

μ	$\sigma = 0.15$		$\sigma = 0.20$		$\sigma = 0.25$		VPN	
	V^s	V^c	V^s	V^c	V^s	V^c	VPN^s	VPN^c
-0.05	-252.52	-848.78	-38.51	-615.80	305.48	-241.29	-462.79	-1077.72
-0.01	849.70	351.21	1134.38	661.15	1633.73	1204.79	476.06	-55.58
-0.001	1181.48	712.42	1561.38	1126.02	2077.94	1688.40	772.03	266.65
-0.0001	1265.48	803.87	1689.94	1265.98	2241.52	1866.49	803.87	301.31
0	1283.49	823.48	1542.96	1105.97	2149.86	1766.71	807.43	305.19
0.0001	1265.63	804.03	1519.03	1079.91	2164.01	1782.11	811.00	309.08
0.001	1273.92	813.06	1772.36	1355.71	2200.78	1822.14	843.37	344.32
0.01	1701.72	1278.81	2126.59	1741.37	2767.90	2439.57	1192.61	724.54
0.05	4556.24	4386.55	5464.53	5375.41	6658.00	6674.75	3515.65	3253.65

Tabla 4. Valor del proyecto (mdp) con tendencia de -0.05 a 0.05, volatilidad 15 a 25%, $\eta = 0.8$: precios aleatorios

Observamos que, a mayor tendencia de los precios, el valor del proyecto para ambos casos se incrementa, debido a que los ingresos aumentan a medida que pasan los periodos. En sentido contrario, una tendencia a la baja reduce el valor de la inversión en cualquiera de los casos.

Si no consideramos la incertidumbre del mercado ($\sigma=0$), el VPN muestra que, para todos los valores de la tendencia, el valor está subestimado para ambos tipos de proyecto. Al variar la volatilidad mostramos que, a mayores valores de la misma, los umbrales de ganancia

incrementan para ambos casos. Como es de esperarse, a mayor volatilidad de los precios de electricidad, el valor del proyecto incrementa para plantas con y sin SdA.

En la Tabla 5 mostramos la diferencia entre V^s y V^c , para las distintas tendencias y volatilidades, con una eficiencia de 80%. Asimismo, mostramos en la Ilustración 6 la diferencia en valor para un intervalo continuo de μ entre -0.05 y 0.05.

μ	$V^s - V^c$						
	$\sigma = 0.01$	$\sigma = 0.05$	$\sigma = 0.1$	$\sigma = 0.15$	$\sigma = 0.20$	$\sigma = 0.25$	VPN
-0.05	614.74	613.42	607.27	596.27	577.28	546.77	614.92
-0.01	531.65	527.32	518.60	498.49	473.24	428.94	531.64
-0.001	505.10	500.96	489.04	469.06	435.36	389.54	505.38
-0.0001	502.39	500.29	486.67	461.61	423.96	375.03	502.56
0	502.08	497.78	486.09	460.01	436.99	383.16	502.24
0.0001	501.60	498.66	486.99	461.60	439.12	381.90	501.93
0.001	498.91	495.86	482.73	460.86	416.64	378.64	499.05
0.01	467.97	463.32	447.21	422.91	385.22	328.33	468.07
0.05	261.14	253.54	223.93	169.69	89.12	-16.75	262.00

Tabla 5. Diferencia en valor (mdp) entre un proyecto sin SdA y uno con SdA, $\eta = 0.8$: precios aleatorios

En la Ilustración 6 observamos que la diferencia entre el proyecto sin SdA y con SdA disminuye conforme aumenta la tendencia de los precios de electricidad, dado un valor fijo de volatilidad.

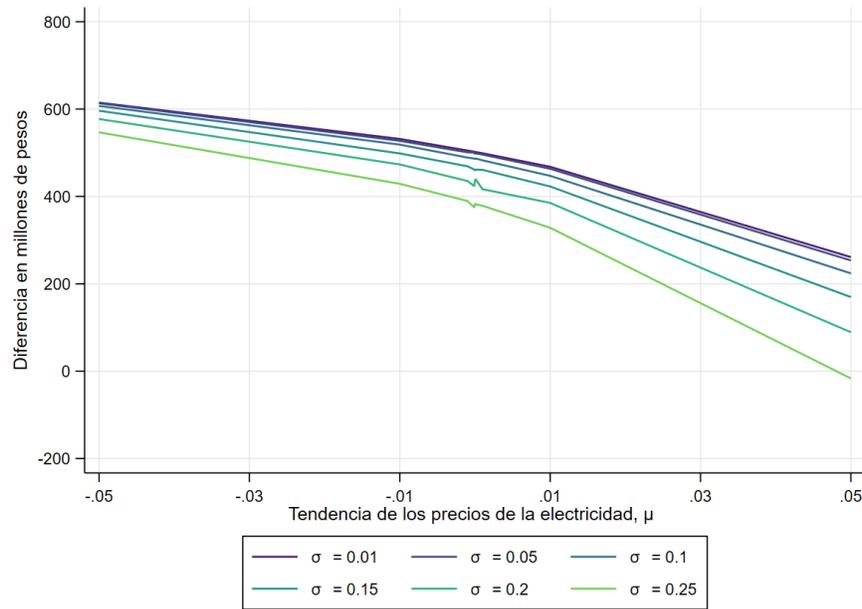


Ilustración 6. Diferencia en valor (mdp) entre un proyecto sin SdA y uno con SdA, $\eta = 0.8$: precios aleatorios

Estos resultados son de interés tanto para los inversionistas que deben elegir qué tipo de proyecto ejecutar como para gobiernos que deseen incentivar la ejecución de proyectos con SdA. Una volatilidad y tendencia bajas representan un alto costo de oportunidad para el inversionista que invierte en un proyecto con SdA. El valor de invertir en una planta sin almacenamiento es considerablemente mayor para los inversionistas, excepto en el caso de alta tendencia y alta volatilidad.

Lo anterior es debido a que los inversionistas esperarían tener más ingresos en el futuro porque pronostican que los precios de la electricidad aumentarán. De esta manera, es posible recuperar más rápido el costo del SdA. Para un nivel dado de tendencia de los precios, conforme aumenta la volatilidad, el proyecto con SdA es más atractivo y la brecha con el proyecto sin SdA se reduce considerablemente. Es decir, a pesar de que la tendencia de los precios no sea positiva, si los precios se esperan muy volátiles en el futuro, ello hace más atractiva la inversión en el SdA.

5.2 Beneficios aleatorios

En esta sección presentamos los valores obtenidos para ambos casos del proyecto, considerando que los beneficios de la firma son estocásticos. De manera análoga a lo presentado en la sección anterior de precios aleatorios, presentamos los resultados cuando variamos la tendencia y la volatilidad de los beneficios (Tabla 6 y Tabla 7), manteniendo una eficiencia del SdA en 80%. En la Tabla 8 e Ilustración 7 mostramos la diferencia $V^s - V^c$.

En general, dada una tendencia y una volatilidad, el valor estimado para un proyecto sin SdA es menor que el estimado por precios aleatorios, mientras que el valor estimado para un proyecto con SdA es mayor que el estimado por precios aleatorios.

Como en el caso anterior, para una tendencia dada de los beneficios, conforme aumenta la volatilidad de los mismos la diferencia entre el valor del proyecto sin SdA y con SdA disminuye. Este resultado es más evidente cuando la tendencia es más grande (0.05) porque los inversionistas estarían esperando que los beneficios en el futuro crezcan.

Cabe mencionar que modelar los beneficios para ambos proyectos como procesos estocásticos por separado nos permite sugerir que los beneficios de una planta de generación sin almacenamiento y una con almacenamiento no siguen necesariamente la misma tendencia. Si se esperan incrementos en la eficiencia de almacenamiento o disminución en los costos de almacenamiento en el tiempo pueden causar que la tendencia sea mayor para aquellas plantas con almacenamiento.

μ	$\sigma = 0.01$		$\sigma = 0.05$		$\sigma = 0.1$		VPN	
	V^s	V^c	V^s	V^c	V^s	V^c	VPN^s	VPN^c
-0.05	-279.55	-643.95	-262.15	-625.92	-210.85	-572.73	-282.37	-646.88
-0.01	512.48	177.20	547.99	214.02	663.87	334.15	513.57	178.33
-0.001	763.59	437.54	797.24	472.42	924.04	603.89	764.49	438.47
-0.0001	790.16	465.09	826.53	502.79	944.00	624.59	791.49	466.46
0	797.22	472.41	821.46	497.54	937.40	617.74	794.51	469.59
0.0001	798.49	473.72	831.52	507.97	938.43	618.81	797.53	472.73
0.001	825.02	501.23	857.50	534.90	977.56	659.37	824.98	501.18
0.01	1122.18	809.31	1168.26	857.08	1289.02	982.28	1121.06	808.15
0.05	3098.93	2858.74	3205.24	2968.96	3415.02	3186.45	3090.50	2850.00

Tabla 6. Valor del proyecto (mdp) con tendencia de -0.05 a 0.05, volatilidad 1 a 10%, $\eta = 0.8$: beneficios aleatorios

μ	$\sigma = 0.15$		$\sigma = 0.20$		$\sigma = 0.25$		VPN	
	V^s	V^c	V^s	V^c	V^s	V^c	VPN^s	VPN^c
-0.05	-124.26	-482.96	70.66	-280.87	276.17	-67.81	-282.37	-646.88
-0.01	855.16	532.47	1109.86	796.54	1607.49	1312.47	513.57	178.33
-0.001	1117.88	804.86	1443.71	1142.67	1907.67	1623.69	764.49	438.47
-0.0001	1117.26	804.22	1505.46	1206.69	2006.81	1726.47	791.49	466.46
0	1178.35	867.55	1526.20	1228.19	2053.65	1775.03	794.51	469.59
0.0001	1170.19	859.08	1500.68	1201.73	1993.64	1712.82	797.53	472.73
0.001	1217.32	907.95	1571.88	1275.55	1998.38	1717.73	824.98	501.18
0.01	1570.38	1273.99	1984.51	1703.35	2426.79	2161.89	1121.06	808.15
0.05	3922.58	3712.68	4725.28	4544.89	5860.32	5721.67	3090.50	2850.00

Tabla 7. Valor del proyecto (mdp) con tendencia de -0.05 a 0.05, volatilidad 15 a 25%, $\eta = 0.8$: beneficios aleatorios

μ	$V^s - V^c$						
	$\sigma = 0.01$	$\sigma = 0.05$	$\sigma = 0.1$	$\sigma = 0.15$	$\sigma = 0.20$	$\sigma = 0.25$	VPN
-0.05	364.40	363.77	361.88	358.70	351.53	343.97	364.51
-0.01	335.28	333.98	329.72	322.69	313.32	295.02	335.24
-0.001	326.05	324.81	320.15	313.03	301.05	283.99	326.02
-0.0001	325.07	323.74	319.42	313.05	298.78	280.34	325.03
0	324.82	323.92	319.66	310.80	298.01	278.62	324.91
0.0001	324.77	323.55	319.62	311.10	298.95	280.83	324.80
0.001	323.79	322.60	318.18	309.37	296.33	280.65	323.79
0.01	312.87	311.17	306.73	296.39	281.16	264.90	312.91
0.05	240.19	236.28	228.57	209.90	180.39	138.66	240.50

Tabla 8. Diferencia en valor (mdp) entre un proyecto sin SdA y uno con SdA, $\eta = 0.8$: beneficios aleatorios

Nuevamente, el valor estimado a través del VPN ($\sigma = 0$) subestima el valor de ambos proyectos. Por otra parte, se sobre estima la diferencia de valor entre ambos tipos de proyecto para cualquier tendencia y volatilidad.

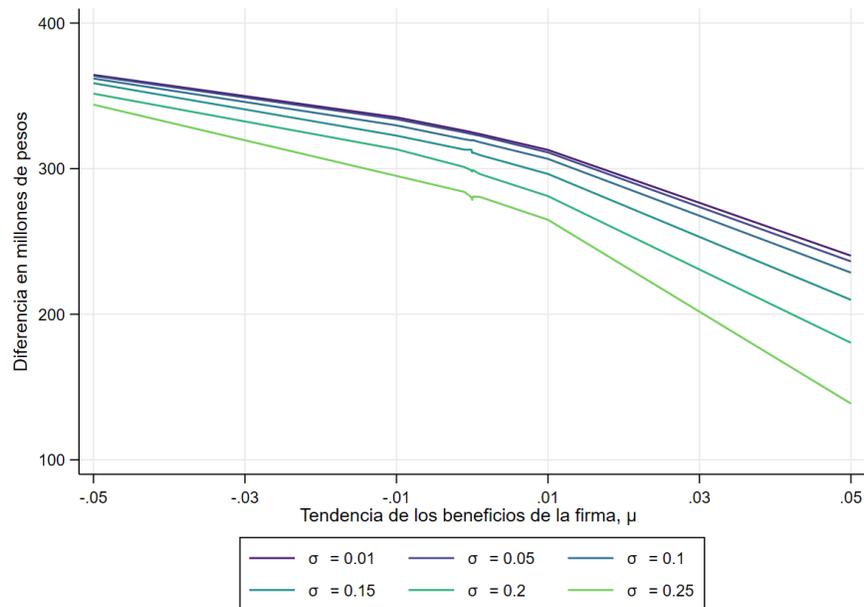


Ilustración 7. Diferencia en valor (mdp) entre un proyecto sin SdA y uno con SdA, $\eta = 0.8$: beneficios aleatorios

En las simulaciones anteriores, consideramos que las tendencias y volatilidades de los beneficios de ambos proyectos son iguales. Sin embargo, no necesariamente lo son. Asumamos que la tendencia de los beneficios de un proyecto con SdA está dada por μ_B^C , mientras que la del proyecto sin SdA está dada por μ_B^S .

En la Ilustración 8 se muestran la diferencia del valor de los proyectos ($V^S - V^C$) para diferentes combinaciones de μ_B^C y μ_B^S , con una volatilidad de 0.1 y un nivel de eficiencia del SdA de 0.8. En el eje horizontal se encuentra la tendencia de un proyecto con almacenamiento, μ_B^C , y cada curva corresponde a un nivel distinto de μ_B^S . En la medida que

μ_B^S sea relativamente menor a μ_B^C , la diferencia del valor de los proyectos tiende a reducirse, llegando a ser negativo. Observamos que cuando $\mu_B^S = 0$, $V^S = V^C$ cuando $\mu_B^C = 0.01$.

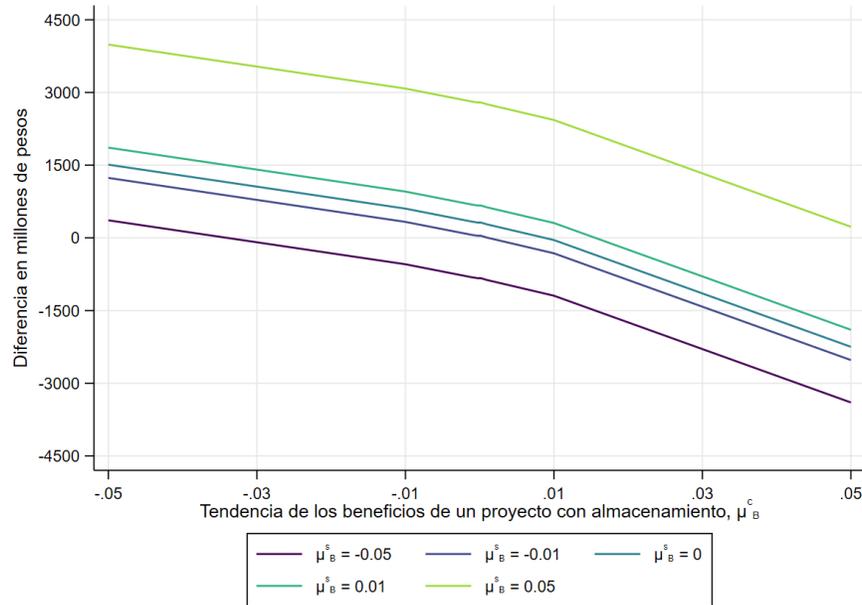


Ilustración 8. Diferencia en valor (mdp) entre un proyecto sin SdA y uno con SdA con distintas tendencias, $\sigma = 0.1, \eta = 0.8$: beneficios aleatorios

Ahora consideremos que las volatilidades de los beneficios de los proyectos pueden ser diferentes, en donde la volatilidad de proyecto con SdA está dada por σ_B^C , mientras que la del proyecto sin SdA está dada por σ_B^S .

En la Ilustración 9 se muestran la diferencia del valor de los proyectos ($V^S - V^C$) para diferentes combinaciones de σ_B^C y σ_B^S , con una tendencia de 0 y un nivel de eficiencia del SdA de 0.8. En el eje horizontal se encuentra la volatilidad de un proyecto con almacenamiento, σ_B^C , y cada curva corresponde a un nivel distinto de σ_B^S . Apreciamos que cuando $\sigma_B^S < \sigma_B^C$ la diferencia del valor de los proyectos tiende a reducirse e incluso cambia de signo. Cuando $\sigma_B^S = 0.1$, entonces $V^S = V^C$ cuando $\sigma_B^C = 0.19$.

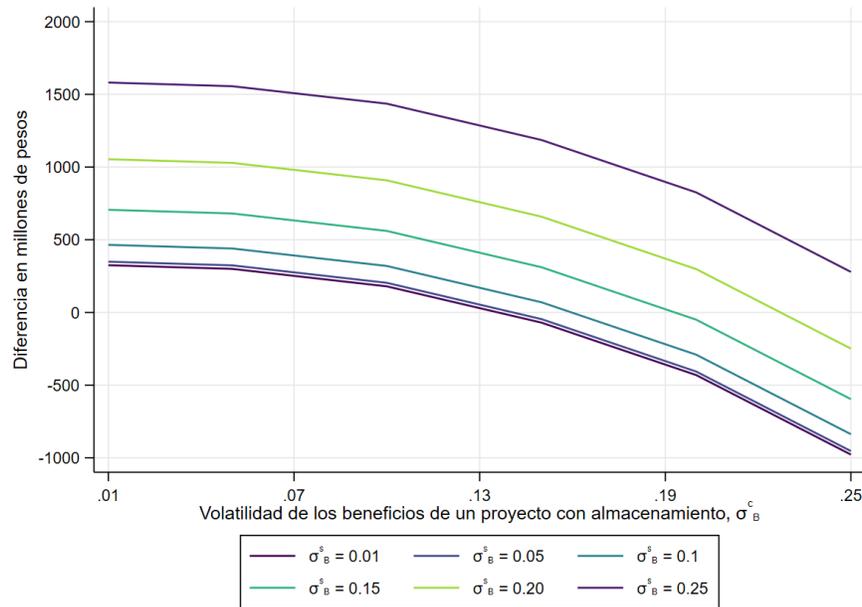


Ilustración 9. Diferencia en valor (mdp) entre un proyecto sin SdA y uno con SdA con distintas volatilidades, $\mu = 0$, $\eta=0.8$:

beneficios aleatorios

En resumen, modelando de ambas formas el valor de proyectos con y sin SdA, obtenemos que el proyecto sin SdA tiene un valor considerablemente mayor para los casos base. Este resultado cambia si la tendencia y/o volatilidad de los beneficios esperados para una planta con SdA fueran relativamente mayores.

A lo largo de la sección de Resultados, hemos hecho hincapié en la diferencia $V^S - V^C$. De esta manera, podemos tener un valor monetario del costo de un SdA para un inversionista, no sólo de infraestructura y operación sino de manera global en los beneficios del proyecto. Con la metodología que aquí presentamos, podemos saber en qué condiciones un inversionista estaría indiferente entre las dos opciones de inversión.

Una interpretación alternativa es que, si el gobierno estuviera interesado en fomentar a gran escala los SdA en plantas de generación de energía renovable, entonces nuestro enfoque da una aproximación del monto que debería de otorgar a los privados, ya sea en

subsidios, exenciones fiscales, feed-in-tariff o cualquier otro mecanismo que compense la diferencia entre invertir en el SdA o no hacerlo.

6. Conclusiones

El trabajo que aquí presentamos muestra una aplicación de la valuación de proyectos con un enfoque de opciones reales para un parque de energía fotovoltaica. A diferencia de trabajos previos, utilizamos esta metodología para introducir en la valuación económica un sistema de almacenamiento, en donde el costo de oportunidad de invertir en este sistema está representado por la diferencia entre el valor de este proyecto y uno sin SdA.

Es interesante notar que al enfocarnos en comparar dos alternativas del mismo proyecto, $V^S - V^C$, es posible saber en qué condiciones un inversionista estaría indiferente entre las dos opciones de inversión. Es decir, encontramos el costo de oportunidad considerando que las condiciones del mercado son inciertas.

Una interpretación alternativa es que, si el gobierno estuviera interesado en fomentar a gran escala los SdA en plantas de generación de energía renovable, entonces nuestro enfoque da una aproximación del monto que debería de otorgar a los privados, ya sea en subsidios, exenciones fiscales, feed-in-tariff o cualquier otro mecanismo que compense la diferencia entre invertir en el SdA o no hacerlo.

En México, la implementación de SdA a gran escala resultaría en un gran avance en la búsqueda de alcanzar la confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad del SEN. Cabe recordar que el día 28 de diciembre de 2020 ocurrió un apagón durante una hora con 44

minutos que afectó a poco más de 10 millones de usuarios. Por su parte, el CENACE informó que dicho evento ocurrió tras la salida de servicio de dos Líneas de Transmisión, lo que ocasionó una oscilación de potencia, que a su vez derivó en un incremento en la frecuencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN), accionando las protecciones de alta frecuencia, por lo que las Centrales Eléctricas Convencionales y también las Centrales Eléctricas Renovables dejaron de operar aproximadamente 9,262 MW. Asimismo informaron que “la salida de operación de las centrales eléctricas provocó un desbalance generación-carga en el SIN, esto debido a que la energía eléctrica se consume al momento en que se produce, ya que no se puede almacenar en grandes bloques”¹⁰.

Las autoridades en materia energética nacional e internacional podrían estar dispuestas a subsidiar la diferencia entre ambos proyectos dado que además del beneficio económico a los ejecutores del proyecto, una red de SdA trae consigo beneficios sociales relacionados con un funcionamiento adecuado de las redes eléctricas y una reducción en las concentraciones de gases de efecto invernadero gracias a la integración de energías limpias. Es interesante anotar que el enfoque de ROV que hemos empleado a lo largo del trabajo permitirá a los practicantes de finanzas pensar estratégicamente y crear escenarios en los cuales conviene una u otra opción. Notemos que la manera de implementar el ROV es transparente y eficiente.

¹⁰ <https://www.gob.mx/cenace/articulos/cenace-informa-sobre-el-desbalance-generacion-carga-en-el-sistema-interconectado-nacional>

7. Bibliografía

- Agundez García, Ivette S. 2018. "Valuación Económica de Proyectos de Energías Renovables Bajo El Nuevo Esquema de Incentivos En México Utilizando Opciones Reales."
- Anaya, Karim L., and Michael G. Pollitt. 2020. "Reactive Power Procurement: A Review of Current Trends." *Applied Energy* 270 (April): 114939.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114939>.
- Arancibia-Bulnes, C. A., R. Peón-Anaya, D. Riveros-Rosas, J. J. Quiñones, R. E. Cabanillas, and C. A. Estrada. 2014. "Beam Solar Irradiation Assessment for Sonora, Mexico." *Energy Procedia* 49: 2290–96. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.242>.
- Blanco, Gerardo, Fernando Olsina, and Daniel Rios. 2019. "Integrating Real Options Analysis with Long-Term Electricity Market Models." *Energy Economics* 80: 188–205.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.12.023>.
- Fleten, Stein Erik, Florentina Paraschiv, and Michael Schürle. 2015. "A Spot-Forward Model for Electricity Prices with Regime Shifts." *Energy Economics* 47: 142–53.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.11.003>.
- Hammann, Eide, Reinhard Madlener, and Christoph Hilgers. 2017. "Economic Feasibility of a Compressed Air Energy Storage System under Market Uncertainty: A Real Options Approach." *Energy Procedia* 105: 3798–3805. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.888>.
- Horn, Anders, Frode Kjærland, Peter Molnár, and Beate Wollen Steen. 2015. "The Use of Real Option Theory in Scandinavia's Largest Companies." *International Review of Financial Analysis* 41: 74–81. <https://doi.org/10.1016/j.irfa.2015.05.026>.
- IRENA. 2016. *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*. International Renewable Energy Agency.
- . 2017. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. International Renewable Energy Agency. http://irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets%0Ahttps://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf.
- Johansson, Erik. 2010. "Real Options in Energy Investments," 64.

- <http://www.math.kth.se/matstat/seminarier/reports/M-exjobb10/100813.pdf>.
- Kellogg, Ryan. 2014. "The Effect of Uncertainty on Investment: Evidence from Texas Oil Drilling." *American Economic Review* 104 (6): 1698–1734. <https://doi.org/10.1257/aer.104.6.1698>.
- Lambrecht, Bart M. 2017. "Real Options in Finance." *Journal of Banking and Finance* 81: 166–71. <https://doi.org/10.1016/j.jbankfin.2017.03.006>.
- Locatelli, Giorgio, Mauro Mancini, and Giovanni Lotti. 2020. "A Simple-to-Implement Real Options Method for the Energy Sector." *Energy* 197: 117226. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117226>.
- Madlener, Reinhard, and Jochen Latz. 2013. "Economics of Centralized and Decentralized Compressed Air Energy Storage for Enhanced Grid Integration of Wind Power." *Applied Energy* 101: 299–309. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.09.033>.
- Moon, Yongma. 2014. "Optimal Time to Invest Energy Storage System under Uncertainty Conditions." *Energies* 7 (4): 2701–19. <https://doi.org/10.3390/en7042701>.
- Mozayeni, Hamidreza, Michael Negnevitsky, Xiaolin Wang, Feng Cao, and Xueyuan Peng. 2017. "Performance Study of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage System." *Energy Procedia* 110 (December 2016): 71–76. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.108>.
- Novoa Guamán, Edison G. 2015. "Manual de Operación y Mantenimiento Preventivo y Correctivo Para Parques Fotovoltaicos En El Ecuador."
- Nwafor, Chioma N., and Azeez A. Oyedele. 2017. "Simulation and Hedging Oil Price with Geometric Brownian Motion and Single-Step Binomial Price Model." *European Journal of Business and Management* 9 (9): 68–81.
- Raugei, Marco, Sgouris Sgouridis, David Murphy, Vasilis Fthenakis, Rolf Frischknecht, Christian Breyer, Ugo Bardi, et al. 2017. "Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for Photovoltaic Solar Systems in Regions of Moderate Insolation: A Comprehensive Response." *Energy Policy* 102 (December 2016): 377–84. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.042>.
- Torrez, René. 2008. "Irradianza Solar Y Temperatura Del Aire Superficial En Una Atmósfera Estática." *Revista Boliviana de Física* 14 (14): 116–20.