



**ENERT/S**

Preparado para:

**BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO**

# Evaluación financiera y económica de plantas fotovoltaicas.

Proyectos situados en Baja California Sur, México.

8 de agosto de 2016

Preparado para:

**BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO**

Preparado por:

**Israel Sanchez Violante**

**Francisco Álvarez Navarro**

**Marta Madrona**

**Luis Navero**

**Sergio Lucas**

**Julia Velasco**

Fecha: 8 de agosto de 2016

Revisado por

**Francisco Álvarez Navarro**

**Iñaki Herrero Arregui**

Fecha: 8 de agosto de 2016

Aprobado por:

**Iñaki Herrero Arregui**

Fecha: 8 de agosto de 2016

## ÍNDICE

1. ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA Y ECONÓMICA.....	3
1.1. HIPÓTESIS TÉCNICAS.....	3
1.2. INVERSIÓN, INGRESOS Y COSTOS DEL PROYECTO.....	4
1.2.1. INVERSIÓN.....	4
1.2.2. INGRESOS.....	6
1.2.3. COSTES DE EXPLOTACIÓN.....	8
1.3. INDICADORES DE RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS.....	10
ANEXO I: EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	11

## 1. ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA Y ECONÓMICA

Enertis ha realizado un estudio preliminar de la viabilidad económica de los Proyectos. Para lo anterior, Enertis ha estructurado el capítulo en los siguientes apartados:

- Exposición de las hipótesis técnicas consideradas
- Análisis de la inversión, así como de los ingresos y costes
- Presentación de los indicadores de rentabilidad en un escenario base
- Modelo económico teniendo en cuenta el coste social de la emisión de carbono

Cabe señalar que el modelo financiero ha sido construido utilizando como divisa el dólar estadounidense (USD), y aplicando a las cantidades definidas en pesos mexicanos (MXN) el tipo de cambio del día 22 de julio de 2016 (1 MXN = 0,05363 USD<sup>1</sup>).

### 1.1. Hipótesis técnicas

Los principales supuestos técnicos que Enertis ha tenido en cuenta para la elaboración del modelo financiero de los Proyectos se enumeran a continuación.

#### **Variación anual de producción debido a la degradación de los módulos fotovoltaicos**

Como se ha comentado anteriormente en la sección 5 del presente informe, los módulos fotovoltaicos se degradan a lo largo del tiempo en dos etapas diferenciadas: (i) en la primera etapa se produce la denominada degradación inicial, proceso que tiene lugar en las primeras horas de funcionamiento y, (ii) en la segunda etapa, tiene lugar una degradación progresiva a largo plazo. Como se ha razonado anteriormente, Enertis considera como hipótesis de partido una degradación inicial de los módulos de 1%, así como una degradación anual de largo plazo del 0,5%. Teniendo en cuenta lo anterior, la degradación de potencia pico media considerada para el primer año es de 1,25% y, para los años sucesivos, la degradación media anual de potencia pico considerada es de 0,5% respecto de la inicial.

---

<sup>1</sup> Fuente: Oanda

### **Pérdidas de producción por indisponibilidad de los Proyectos**

Enertis ha valorado este punto en la sección 5 del presente informe. Teniendo en cuenta el razonamiento realizado, la indisponibilidad esperada para los Proyectos alcanza el 1%.

### **Vida útil**

Con el objetivo de analizar la rentabilidad de la inversión, Enertis ha considerado que la vida útil de los Proyectos será de 25 años. No obstante lo anterior, cabe destacar que Enertis ha participado en varios estudios de valoración de la vida útil de plantas fotovoltaicas. Sin entrar en detalles, los resultados de dichos estudios han arrojado cifras de vida útil media superiores a 35 años.

### **1.2. Inversión, ingresos y costos del Proyecto**

A continuación se detalla el coste de la inversión, así como los ingresos previsibles y los diferentes costos de los Proyectos.

#### **1.2.1. Inversión**

Enertis ha valorado el coste de construcción de los Proyectos para el diseño propuesto anteriormente. Para esta valoración, Enertis ha partido de los presupuestos que le han remitido tres contratistas diferentes con experiencia suficiente para acometer una obra de este tipo. Asimismo, Enertis ha contactado con fabricantes de módulos fotovoltaicos de primer nivel para conocer de primera mano el precio que estarían en condiciones de ofrecer para un suministro de módulos fotovoltaicos entregados en México. Finalmente, el Asesor Técnico ha valorado y validado esta información haciendo uso de su experiencia en proyectos similares construidos mediante un contrato de construcción EPC.

De este modo, tras el análisis de los presupuestos, Enertis ha estimado una horquilla del precio de construcción EPC, siendo razonable pensar que el precio final de construcción se encuentre dentro de la misma. Los márgenes inferior y superior de dicha horquilla se muestran a continuación:

Edificio	Margen inferior	Margen superior
Precio unitario (USD/Wp)	1,30	1,52
Precio total Palacio (USD)	109.746	128.318
Precio total Congreso (USD)	49.140	57.456
Precio total Finanzas (USD)	36.855	43.092
Precio total SEP (USD)	131.040	153.216
Precio total Hospital (USD)	561.015	655.956
Precio total Ayuntamiento (USD)	233.415	272.916
Precio total Justicia (USD)	90.090	105.336
Precio total Morelos (USD)	111.794	130.712
Precio total Escuela (USD)	151.515	177.156
Precio total Global (USD)	1.474.610	1.724.159

Tabla 1.1. Márgenes inferior y superior de la horquilla de precios estimada por Enertis para la construcción de los Proyectos.

Para el estudio del coste de construcción se ha desglosado el presupuesto en cinco partidas diferentes:

1. *Módulos fotovoltaicos*; incluye el coste de suministro de los módulos fotovoltaicos.
2. *Centros de transformación* (inversores y transformadores); incluye el coste de suministro de los centros de transformación.
3. *Estructura portante*; incluye coste de suministro de la estructura metálica que soporta los módulos y, los anclajes a la cubierta.
4. *Obra Civil*; incluye coste de la maquinaria, la mano de obra y los materiales utilizados para las excavaciones, las cimentaciones y el acondicionamiento del terreno para la construcción de los Proyectos.
5. *Otros*; incluye el resto de componentes, trabajos o servicios para la construcción de los Proyectos. Las sub-partidas más importantes se componen del desarrollo de la ingeniería de los Proyecto, del suministro de la infraestructura eléctrica y de los sistemas de seguridad, así como el montaje de éstos.

Tras el análisis de los presupuestos remitidos a Enertis, el Asesor Técnico considera que la diferencia entre los presupuestos recibidos puede derivar de que las mismas están basadas en el

*lay-out* preliminar, por lo tanto, Enertis opina que una vez la ingeniería de detalle esté elaborada, los presupuestos ofertados deberán ser más homogéneos.

Finalmente cabe señalar que el coste de la obra civil puede variar considerablemente en función de la morfología constructiva de los Proyectos, aspecto que quedará más detallado en una fase en que los Proyectos se encuentren más avanzados. Enertis considera razonable pensar, que independientemente del diseño final de los Proyectos, el coste se encontrará de la horquilla reflejada.

Adicionalmente, de cara a estimar los costes de promoción de los Proyectos, es preciso tener en cuenta que los proyectos de pequeña y mediana escala<sup>2</sup>, no es necesario la solicitud de los siguientes permisos:

- Permiso de Generación
- Solicitud de evaluación del impacto ambiental

Y únicamente sería necesario la solicitud de interconexión con CFE

Por lo tanto, Enertis ha estimado que los costes de promoción de los Proyectos, principalmente la realización de los trámites ante diversos organismos, estarán dentro de la horquilla de 5.000-10.000 USD depende del tamaño de las instalaciones.

Por último, cabe destacar que para los modelos tanto financiero como económico, Enertis ha considerado que la inversión inicial ascenderá a 1,3 USD/Wp, dado que, en la opinión del Asesor Técnico, y en virtud de las ofertas recibidas, este sería el precio actual de mercado para este tipo de instalaciones.

### 1.2.2.Ingresos

En una explicación muy somera, la modalidad de producción de energía eléctrica como *Fuente de Energía Renovable de Pequeña y Mediana Escala* permite realizar el neteo de la energía producida por la planta en una determinada instalación de producción con los consumos de electricidad de este usuario. El usuario puede usar el denominado Banco de Energía para acumular excedentes de energía para ser consumida dentro de los siguientes 12 meses.

---

<sup>2</sup> Se consideran proyectos de pequeña y mediana escala aquellos proyectos con una potencia nominal inferior a 500 kW.

De este modo, los ingresos de los Proyectos se pueden considerar como los ahorros producidos en el consumo eléctrico, en el caso de los edificios de estudio bajo la tarifa HM.

De acuerdo a la información proporcionada, el consumo anual de los edificios, y el coste medio de la facturación correspondiente a electricidad, es el siguiente:

Edificio	Consumo anual estimado (kWh)	Ahorro estimado año 1 (kWh)	Coste medio anual estimado (MXN/kWh)	Ahorro estimado Año 1 (MXN)	Ahorro estimado Año 1 (USD)
Palacio	710,832	153,143	1.08	165,394	8,870
Congreso	206,228	60,311	1.11	66,945	3,590
Finanzas	306,516	47,165	1.11	52,353	2,808
SEP	1,007,230	169,879	1.12	190,264	10,204
Hospital	5,606,303	748,358	1.12	838,161	44,951
Ayuntamiento	334,307	311,303	1.11	345,546	18,532
Justicia	260,002	120,439	1.09	131,279	7,040
Morelos	150,992	148,737	1.18	175,510	9,413
Escuela	194,228	194,228	1.14	221,420	11,875
<b>Global</b>	<b>8,776,638</b>	<b>1,953,563</b>	<b>1.12</b>	<b>2,187,991</b>	<b>117,342</b>

Tabla 1.2. Resumen de los consumos y costes medios anuales estimados de los edificios.

A la hora de estimar la evolución del precio de la Tarifa HM, Enertis ha analizado los valores de dicha tarifa en los últimos años, disponibles en la página web de la CFE, y ha observado que, si bien la tendencia es al alza, con incrementos del entorno del 6% anual, en los últimos tiempos ha experimentado tanto bajadas como subidas pronunciadas. Por lo tanto, Enertis ha considerado tomar como referencia para la evolución del precio promedio de tarifa el Índice General Anual de Precios al Consumo (en adelante, el IGAP) de México de los últimos 17 años, esto es 4,02%. La siguiente tabla muestra la evolución del IGAP:

Año	Evolución IGAP
2016 (mayo)	2,60%
2015	2,13%
2014	4,08%
2013	3,57%
2012	3,57%
2011	3,82%
2010	4,40%
2009	3,57%
2008	6,53%
2007	3,76%
2006	4,05%
2005	3,33%
2004	5,19%
2003	3,98%
2002	5,70%
2001	4,40%
2000	8,96%
<b>Promedio últimos 10 años:</b>	<b>3,80%</b>
<b>Promedio últimos 17 años:</b>	<b>4,02%</b>

Tabla 1.3. Resumen evolución IGAP 2000-2016.

### 1.2.3. Costes de explotación

A continuación, se analizan los principales costes de explotación de los Proyectos. Cabe señalar que no han sido considerados aquí los costes derivados de la financiación, así como tampoco los costes fiscales que pudieran soportar los Proyectos.

#### **Costos de Operación y mantenimiento**

El modelo financiero llevado a cabo por Enertis contempla unos costos de operación y mantenimiento que varían en función de la potencia pico de la planta.

De este modo, y en base a su experiencia en el sector, Enertis ha establecido dos ratios de precios: (i) uno aplicable a plantas con una potencia pico inferior a los 100 kW, y (ii) otro para el caso de plantas cuya potencia pico sea mayor que 100 kW. La siguiente tabla muestra los ratios considerados:

Coste inicial O&M	
Tamaño de la planta	Ratio (USD/Wp)
Instalación <100 kW	0,018
Instalación >100 kW	0,012

Tabla 1.4. Estimación de costes de Operación y Mantenimiento.

Fuente: Elaboración propia.

En estos ratios estaría incluido además el costo por la gestión administrativa, el cual se supone incluido en el hipotético contrato de operación y mantenimiento.

Adicionalmente, apartir del Año 3 Enertis ha considerado un coste adicional de 0,004 USD/Wp en concepto de mantenimiento de stock.

Para el modelo financiero, dichos ratios se han actualizado a lo largo de los años de funcionamiento de los Proyectos aumentándola un 4,02% anual, por ser dicha cantidad el promedio del Índice General Anual de Precios al consumo de México de los últimos 17 años (en adelante, el IGAP).

### **Seguros**

En el modelo financiero de Enertis ha considerado un costo anual del seguro de responsabilidad civil y operación de acuerdo a los siguientes ratios, en función de la potencia pico de la planta. Enertis ha establecido dos ratios de precios: (i) uno aplicable a plantas con una potencia pico inferior a los 100 kW, y (ii) otro para el caso de plantas cuya potencia pico sea mayor que 100 kW. La siguiente tabla muestra los ratios considerados:

Coste inicial Seguros	
Tamaño de la planta	Ratio (USD/Wp)
Instalación <100 kW	0,015
Instalación >100 kW	0,010

Tabla 1.5. Estimación de costes de los Seguros. Fuente: Elaboración propia.

Para el modelo financiero, dichos ratios se han actualizado a lo largo de los años de funcionamiento de los Proyectos de acuerdo al IGAP.

### **Arrendamiento de los terrenos**

Enertis no ha considerado un coste por el uso o arrendamiento de las cubiertas de los edificios, al ser estos propiedad del Municipio de la Paz y del Gobierno de Baja California Sur.

### 1.3. Indicadores de rentabilidad de los Proyectos

Teniendo en cuenta todas las hipótesis técnicas y económicas enunciadas en los dos apartados anteriores, Enertis ha calculado los siguientes indicadores de rentabilidad para los Proyectos:

Como se ha señalado en la sección 1.2.1, los ingresos equivaldrían a los ahorros producidos en el consumo eléctrico bajo la tarifa HM. En la siguiente tabla se muestran los indicadores de rentabilidad para los Proyectos:

Edificio	TIR <sup>3</sup>	VAN <sup>4</sup>	Periodo de Retorno
Palacio	6.8%	25,240	14
Congreso	4.8%	1,205	17
Finanzas	5.0%	1,930	16
SEP	7.4%	35,724	14
Hospital	8.1%	189,014	13
Ayuntamiento	7.9%	74,856	13
Justicia	13.1%	83,123	10
Morelos	7.1%	28,033	14
Escuela	8.0%	50,332	13
<b>Global</b>	<b>7.7%</b>	<b>454,239</b>	<b>13</b>

Tabla 1.6. Principales indicadores de rentabilidad de los Proyectos.

Cabe señalar que para la elaboración de los modelos financieros Enertis ha los impuestos correspondientes, esto es:

- Impuesto sobre el valor añadido: 16%
- Impuesto de Sociedades: 30%

Merece la pena destacar que, de acuerdo a lo indicado por el BID, Enertis ha realizado el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) utilizando como tasa de retorno 4.5%.

<sup>3</sup> Tasa Interna de Retorno.

<sup>4</sup> Valor Actual Neto

## **ANEXO I: EVALUACIÓN ECONÓMICA**

La elaboración del modelo económico consiste en añadir al modelo financiero los costes y beneficios sociales que el proyecto conlleva. Para ello, es necesario estimar por un lado las emisiones de CO<sub>2</sub> eq cuya emisión evitaría el proyecto, y por otro lado, asignar un valor monetario a estas emisiones.

Merece la pena destacar que algunos costes y beneficios sociales tienen una complejidad especial para su cuantificación, por lo que únicamente se evaluarán cualitativamente.

Los factores sociales considerados por Enertis son los siguientes:

### Factores cuantitativos

- Valor estimado de los beneficios para la sociedad que conlleva generar electricidad a partir de energía solar frente a otras energías convencionales, en términos de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### Factores cualitativos:

Como se ha indicado anteriormente, los factores cualitativos son muy difícilmente cuantificables y por lo tanto no se incluyen en el modelo económico. Estos son:

- El valor para la sociedad que supone evitar los efectos negativos de la contaminación producida al emplear generadores convencionales frente a los beneficios del uso de una planta fotovoltaica.
- Potenciación de la economía local.

## **ASUNCIONES REALIZADAS**

### **Cuantificación de la reducción de emisiones**

- El proyecto se evalúa tanto en términos de precios de energía, como en la cantidad de emisiones evitadas.
- Para estimar las emisiones de CO<sub>2</sub> eq evitadas por el proyecto, Enertis se ha basado en el factor de conversión de emisiones específico para Baja California Sur, 863,8 g/kWh.

### **Valor económico de la reducción de emisiones**

Enertis se ha basado en el estudio *Technical Support Document: Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866*, elaborado por Interagency Working Group on Social Cost of Carbon (United States Government) en febrero de 2010, y actualizado en julio de 2015, en el que se establecen las siguientes estimaciones para los costes sociales de CO<sub>2</sub> eq:

Año	Coste Social de de CO2 eq <sup>5</sup>
2010	31
2015	36
2020	42
2025	46
2030	50
2035	55
2040	60
2045	64
2050	69

Tabla I.1. Coste Social de CO<sub>2</sub> eq. Fuente: Interagency Working Group on Social Cost of Carbon.

### **METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES**

Enertis ha revisado la metodología elaborada por Global Environment Facility en el documento *Manual for calculating ghg benefits of gef projects: energy efficiency and renewable energy projects*, publicado en abril de 2008, que se basa en el cálculo de la reducción de emisiones en dos etapas:

- Cálculo de la reducción de emisiones directas
- Cálculo de la reducción de emisiones indirectas

La reducción de emisiones directas presenta a su vez una diferenciación: (i) reducción directa durante la vida útil del proyecto y (ii) reducción directa tras la vida útil del proyecto. Enertis ha considerado adecuado tener únicamente en cuenta aquellas reducciones de emisiones directas que tengan lugar durante la vida útil. Asimismo, debido a la incertidumbre que presenta la estimación de la reducción de emisiones indirectas, Enertis ha valorado no tenerlas en cuenta con

---

<sup>5</sup> t/USD en precios del dolar de 2007. De acuerdo al documento revisado, Enertis ha seleccionado la opción de tasa de descuento del 3%.

el objetivo de no agregar más incertidumbre a los cálculos y de evitar llegar a resultados excesivamente optimistas.

Por lo tanto, Enertis únicamente ha tenido en cuenta las reducciones directas de emisiones que tendrán lugar durante la vida útil del proyecto. El cálculo realizado ha sido el siguiente:

$$\text{Costes Sociales de } CO_{eq\ i} = CS_i \times FC \times EG_i$$

Siendo:

- $CO_{eq\ i}$ : Costes Sociales de  $CO_{2\ eq}$  para cada año de vida útil
- $CS_i$ : Coste Social anual y unitario establecido por Interagency Working Group on Social Cost of Carbon
- $FC_i$ : Factor de conversión de  $CO_{2\ eq}$ , 863,8 g/kWh.
- $EG_i$ : Energía generada por la instalación para cada año de vida

Es importante destacar que Enertis ha realizado el modelo económico de manera conjunta, considerando en conjunto la totalidad de los Proyectos.

## **RESULTADOS**

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Edificio	TIR	VAN	Periodo de Retorno
Valoración global de los Proyectos	12,6%	49.135	10

Tabla I.2. Principales indicadores de rentabilidad de los Proyectos.

Merece la pena destacar que, de acuerdo a lo indicado por el BID, Enertis ha realizado el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) utilizando como tasa de retorno 12%.

## **ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

Se realizó un análisis de sensibilidad para las variables de producción y costo instalado. Debido a que se trata de una donación y por lo tanto no hay una financiación necesaria no se realiza una sensibilidad respecto a tasa de descuento. Los resultados se muestran a continuación:

Edificio	Rango sensibilidad	TIR
Producción P50	-20%	9.0%
	-10%	10.8%
	+10%	14.4%
	+20%	16.1%

Edificio	Rango sensibilidad	TIR
Costo de construcción	-20%	16.1%
	-10%	14.2%
	+10%	11.3%
	+20%	10.2%

El análisis muestra que la mayor sensibilidad se presenta a la variación de radiación solar que a su vez se refleja en la producción energética ya que constituye la fuente de ingresos del proyecto. Sin embargo por el tipo de emplazamiento, el recurso solar presente y la experiencia en la operación de sistemas con tecnología fotovoltaica se considera que el riesgo de variación no compromete la rentabilidad económica del proyecto.



**ENERTIS**