

CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PLANTAS TERMOSOLARES DE TORRE CENTRAL.

Una vez que se eligió el tipo de configuración a estudiar, se comenzó con el análisis de un proyecto para nuestro país de una planta solar termoeléctrica de torre central. A este proyecto se le realizó un estudio económico sobre la viabilidad de colocarlo dentro de nuestro país.

Este cuarto capítulo presenta los resultados obtenidos del análisis de nuestro proyecto.

4.1 COSTOS DE INVERSIÓN.

Comencemos por definir lo que para nuestro caso representan los costos de inversión, mismos que estarán representados por la suma de esfuerzos y recursos que se han invertido para producir electricidad, es decir, los factores técnicos que intervienen en la producción, y que además son medibles en dinero. Para la planeación de nuestra planta los costos de inversión representarán todos aquellos gastos que tendrán que generarse para llevar a cabo el proyecto, desde su concepción, hasta su puesta en marcha.

Existen varios factores que tendremos que contemplar en este apartado de costos de inversión. Partiendo del entendido que ya tenemos bien definido que tipo de planta queremos construir, y que ya tenemos contemplados los parámetros propios de la misma como son su ubicación, la capacidad de potencia instalada con que contará, así como el tipo de generación que emplearemos, debemos ahora contemplar el tipo de elementos que requiere la planta que deseamos implementar.

Una vez que tenemos el tipo de planta realizamos un listado de los elementos que deberíamos contemplar para hacer un presupuesto y con ello crear un panorama de los costos de inversión que se nos presentarían, para ello utilizamos un informe de una planta propuesta por *SolarPaces (Solar Power and Chemical Energy Systems)*, pues esta fuente presentó similitudes con la planta que proponemos evaluar en cuanto a la potencia de generación instalada. Esta situación nos llevó a emplear los valores que aparecen en dicho reporte para llevar a cabo nuestro estudio, para el caso base, ya que los parámetros que contemplamos como propios de la planta que elegimos coincidían con la propuesta de

SolarPaces, pues tanto está como la nuestra contemplan almacenamiento térmico. Así pues los elementos que representan nuestros costos de inversión son los referentes a la inversión de estructura, heliostatos, torre, almacenamiento térmico, sistemas de generación de vapor, turbinas, sistema de control y el terreno.

4.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Otro punto importante en el análisis económico son los costos de operación y mantenimiento, para lo cual comenzaremos por definir que es lo que representan.

Las operaciones de mantenimiento tienen lugar frente a la constante amenaza que implica la ocurrencia de una falla o error en un sistema, maquinaria, o equipo. Existe además una necesidad de optimizar el rendimiento de las unidades y componentes industriales (mecánicos, eléctricos, y electrónicos) de los procesos dentro de las instalaciones de una planta industrial.

El objetivo buscado por el mantenimiento es contar con instalaciones en óptimas condiciones en todo momento, para asegurar una disponibilidad total del sistema en todo su rango de desempeño, lo cual está basado en la carencia de errores y fallas.

El mantenimiento debe procurar un desempeño continuo y operando bajo las mejores condiciones técnicas, sin importar las condiciones externas (ruido, polvo, humedad, calor, etc.) del ambiente al cual este sometido el sistema. El mantenimiento además debe estar destinado a:

- a) Optimizar la producción del sistema
- b) Reducir los costos por averías
- c) Disminuir el gasto por nuevos equipos
- d) Maximizar la vida útil de los equipos

Los procedimientos de mantenimiento deben evitar las fallas, por cuanto una falla se define como la incapacidad para desarrollar un trabajo en forma adecuada o simplemente no desarrollarlo. Un equipo puede estar "fallando" pero no estar malogrado, puesto que sigue realizando sus tareas productivas, pero no las realiza con el mismo rendimiento que un equipo en óptimas condiciones. En cambio un equipo malogrado o averiado no podrá operar bajo ninguna circunstancia.

Además el costo que implica la gestión y el desarrollo del mantenimiento no debe ser exagerado, más bien debe estar acorde con los objetivos propios el mantenimiento, pero sin

denotar por ejemplo, un costo superior al que implicaría el reemplazo por maquinaria nueva. Entre los factores de costo tendríamos: mano de obra, costo de materiales, repuestos, piezas nuevas, energía, combustibles, pérdidas por la no producción.

Inevitablemente todo equipo, maquinaria, instrumento, o edificación se va a deteriorar por el paso del tiempo. Una medida útil para aproximar el costo del desarrollo del mantenimiento está dado por la siguiente expresión:

$$\frac{\text{costo de mantenimiento}}{\text{activos fijos mantenibles}} * 100 \quad (4.1)$$

Donde el Costo de mantenimiento está dado por el valor en dinero gastado en las operaciones desarrolladas; y los Activos fijos mantenibles son aquellos equipos, maquinarias, y construcciones revaluados a precios corrientes y correspondientemente depreciados.

El momento ideal para llevar a cabo puede ser determinado desde muchos puntos de vista, a los cuales les va a corresponder un determinado tipo de mantenimiento; teóricamente existe la llamada "curva de falla", la cual indica la probabilidad de la ocurrencia de fallas y averías para determinadas etapas de operación de la planta en función del factor tiempo. Así tenemos:

- a) Riesgo elevado en la etapa de implementación de la planta y puesta en marcha de los equipos.
- b) Riesgo bajo en la etapa de operación de la planta (siempre que los equipos reciban los cuidados y reparaciones adecuadas)
- c) Riesgo elevado en la etapa de operación de la planta luego que ha cumplido el ciclo de vida de los equipos (los cuales si reciben un óptimo mantenimiento podrían operar sin la presencia de fallas).

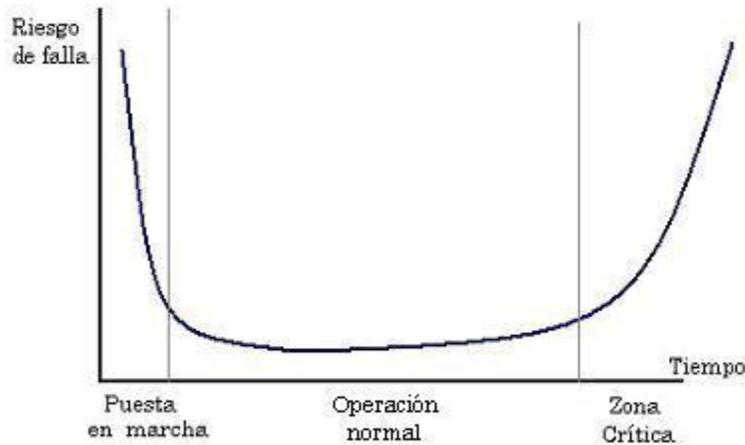


Figura No. 4.1 Curva de falla.

Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos13/opema/opema.shtml>

Existen cuatro tipos reconocidos de operaciones de mantenimiento, los cuales están en función del momento en el tiempo en que se realizan, el objetivo particular para el cual son puestos en marcha, y en función a los recursos utilizados, así tenemos:

4.2.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

Este mantenimiento también es denominado "mantenimiento reactivo", tiene lugar luego que ocurre una falla o avería, es decir, sólo actuará cuando se presenta un error en el sistema. En este caso si no se produce ninguna falla, el mantenimiento será nulo, por lo que se tendrá que esperar hasta que se presente el desperfecto para recién tomar medidas de corrección de errores.

4.2.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Este mantenimiento también es denominado "mantenimiento planificado", tiene lugar antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema. Se realiza a razón de la experiencia y pericia del personal a cargo, los cuales son los encargados de determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento; el fabricante también puede estipular el momento adecuado a través de los manuales técnicos.

4.2.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO.

Consiste en determinar en todo instante la condición técnica (mecánica y eléctrica) real de la máquina examinada, mientras ésta se encuentre en pleno funcionamiento, para ello se hace uso de un programa sistemático de mediciones de los parámetros más importantes del equipo. El sustento tecnológico de este mantenimiento consiste en la aplicaciones de algoritmos matemáticos agregados a las operaciones de diagnóstico, que juntos pueden brindar información referente a las condiciones del equipo. Tiene como objetivo disminuir las paradas por mantenimientos preventivos, y de esta manera minimizar los costos por mantenimiento y por no producción. La implementación de este tipo de métodos requiere de inversión en equipos, en instrumentos, y en contratación de personal calificado.

4.2.4 MANTENIMIENTO PROACTIVO.

Este mantenimiento tiene como fundamento los principios de solidaridad, colaboración, iniciativa propia, sensibilización, trabajo en equipo, de moto tal que todos los involucrados directa o indirectamente en la gestión del mantenimiento deben conocer la problemática del mantenimiento, es decir, que tanto técnicos, profesionales, ejecutivos, y directivos deben estar consientes de las actividades que se llevan a acabo para desarrollas las labores de mantenimiento. Cada individuo desde su cargo o función dentro de la organización, actuará de acuerdo a este cargo, asumiendo un rol en las operaciones de mantenimiento, bajo la premisa de que se debe atender las prioridades del mantenimiento en forma oportuna y eficiente. El mantenimiento proactivo implica contar con una planificación de operaciones, la cual debe estar incluida en el Plan Estratégico de la organización. Este mantenimiento a su vez debe brindar indicadores (informes) hacia la gerencia, respecto del progreso de las actividades, los logros, aciertos, y también errores.

4.3 INGRESOS POR VENTAS DE ELECTRICIDAD.

Para este apartado realizamos una búsqueda de los precios que se tienen en el país referente a las diferentes formas de generación de energía, para poder hacer un análisis sobre los ingresos que se obtienen de la venta de electricidad, para de esta forma tener un panorama sobre la competitividad que tendría nuestra planta. De igual forma realizamos una comparativa con las plantas solares termoeléctricas con almacenamiento de energía que están en funcionamiento para ubicar nuestra planta en una competencia mundial.

Una vez realizada la comparativa, utilizamos las tablas de tarifas que ofrece la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para venta de electricidad que tiene vigentes según el horario de demanda en que se utiliza el servicio, para de esta forma también observar en que nivel de competencia se situaría nuestra planta con respecto a los costos que maneja la CFE.

Así pues encontramos datos de que las tarifas esperadas deben oscilar entre 8 a 12 centavos de dólar por kWh en lo que respecta a las plantas termosolares a nivel mundial, mientras que en nuestro país encontramos que las tarifas de venta de la CFE están en el rango de los 66 centavos de peso por kWh a 1.81 pesos por kWh en alta tensión. De tal forma que en el entendido estaríamos dentro del rango de competencia en cuanto a los precios de venta se refiere, pues para nuestro caso base obtenemos viabilidad a partir de los 8 centavos de dólar por kWh.

Decidimos fijar el precio de venta en 10 centavos de dólar por kWh por motivos económicos, pues con esta tarifa estaríamos por debajo del precio que oferta CFE, y con ello el proyecto resultaría más competitivo. Además, siendo que la región en que tenemos planeado implementar el proyecto, es decir el norte del país, específicamente Hermosillo, cuenta con periodos de demanda de energía punta considerables a lo largo del año (tabla 4.3), tendríamos un buen nicho de venta para la energía que generemos, aunado a que contará con una tarifa de venta competitiva.

Nivel transmisión/ Tarifa H-T	Ago-09
Demanda Facturable (\$/kW)	90.24
Energía Punta (\$/kWh)	1.814
Energía Intermedia (\$/kWh)	0.7414
Energía Base (\$/kWh)	0.668

Tabla No. 4.1 Tarifas CFE alta tensión Norte, Para energía \$/kWh, para demanda facturable \$/kW.
Fuente: <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas.asp?Tarifa=HT&Anio=2010&mes=3>

Tarifa H-TL	Ago-09
Demanda Facturable (\$/kW)	135.38
Energía Punta (\$/kWh)	1.268
Energía Intermedia (\$/kWh)	0.727
Energía Base (\$/kWh)	0.668

Tabla No. 4.2 Tarifas CFE alta tensión Norte, Para energía \$/kWh, para demanda facturable \$/kW.
Fuente: <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas.asp?Tarifa=HT&Anio=2010&mes=3>

Horarios de demanda de las regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

Del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:00 22:00 - 24:00	19:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1:00 - 6:00	0:00 - 1:00 6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	1:00 - 7:00	0:00 - 1:00 7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:00 22:00 - 24:00	19:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Tabla No. 4.3 Horarios de demanda

Fuente: <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas.asp?Tarifa=HT&Anio=2010&mes=3>

4.4 ÍNDICES DE RENTABILIDAD.

El lugar que elegimos para realizar la propuesta de planta fue seleccionado después de analizar los índices de radiación solar a lo largo del país, y decidimos que fuera en Hermosillo Sonora, puesto que en dicho lugar se recibe uno de los mayores índices de radiación solar anual, además de que encontramos facilidades de ubicación del terreno a emplear que en otros lugares no sucedió así.

Desarrollamos cuatro casos para comparar uno con otro, contar con índices razonables de rentabilidad y conocer el impacto de los parámetros más importantes o sobre los cuales existe mayor incertidumbre. Dichos casos los nombraremos Hermosillo Base (HB), Hermosillo Sin Almacenamiento (HSA), Oaxaca 150 y Oaxaca 200. A continuación describimos cada caso.

4.4.1 SUPOSICIONES.

Para nuestro primer caso, y que tomamos como referencia para ampliar el análisis a otros casos, decidimos situar la planta en un lugar dentro del país que contara con la mayor cantidad de radiación solar por metro cuadrado, ya que con ello garantizamos que obtendremos la mayor cantidad de energía térmica. Para ello utilizamos el libro “Ingeniería de la Energía Solar II, UNAM, 2003”, donde se nos muestran mapas con información de la radiación solar diaria de los diferentes estados de la República a lo largo del año.

Las opciones que encontramos con mayor radiación solar se situaron al norte del país, específicamente en Hermosillo y Coahuila (Figura No. 4.2), y optamos por elegir a Hermosillo debido a que en este estado encontramos una superficie de terreno con las dimensiones que nuestra planta requería.

Mes	Promedio de Irradiación global diaria (MJ/m ²)
Enero	14.3
Febrero	16.7
Marzo	19.4
Abril	23.8
Mayo	29.9
Junio	30.8
Julio	25
Agosto	23.6
Septiembre	24.2
Octubre	21.6
Noviembre	17
Diciembre	13.9
Promedio Anual	21.68333333

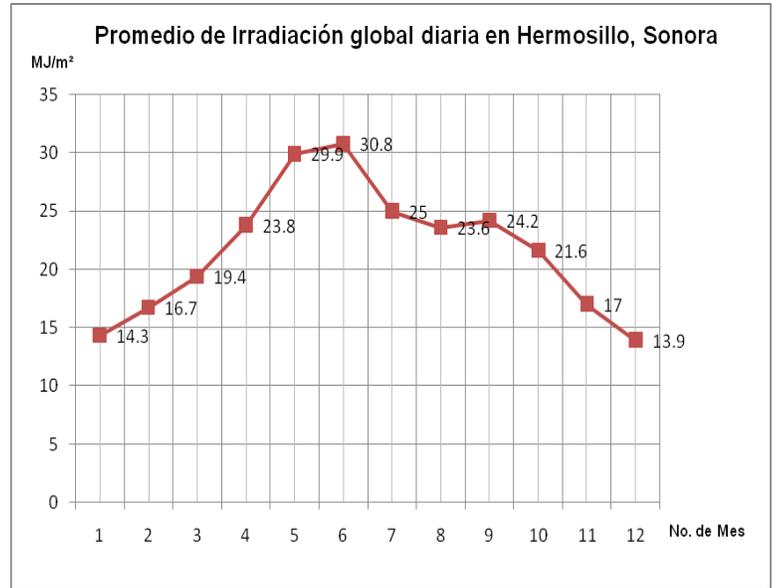


Figura No. 4.2 Promedio de irradiación global diaria en Hermosillo, Sonora.

Fuente: Ingeniería de la Energía Solar II, UNAM, 2003.

El terreno que encontramos está situado en el sur-poniente de Hermosillo y tiene una superficie total de 2,714 hectáreas.

Para comenzar con los cálculos de la planta, utilizamos como referencia un informe desglosado de planta ya existente, elaborado por *SolarPaces*, donde encontramos precios de los diferentes componentes que integran la planta, así como costos de inversión y costos de terreno. Dicha planta tenía una potencia instalada de 200 MW, lo que también fue factor para utilizar dicho estudio, ya que según nuestras investigaciones, para un proyecto de esta índole, es decir, una planta solar termoeléctrica instalada en nuestro país, esta cantidad es el máximo valor de potencia que se esperaría instalar.

A continuación presentamos el estudio realizado por *SolarPaces* en el cual nos basamos (Solar 2010), tomando como referencia la planta solar termoeléctrica con almacenamiento de energía.

Indicador	Unidades	Prototipo Solar Two 1997 +/-%		Híbridos Grandes 2005 +/-%		Sólo Solar 2010 +/-%		Sólo Solar Avanzado 2020 +/-%	
Tamaño de la planta	MW	10		100		200		200	
Capacidad del receptor	MWt	43		470		1,400		1,400	
Área de los helióstatos	m ²	40		150		150		150	
Área del campo solar	m ²	81,000		883,000		2,477,000		2,477,000	
Almacenamiento térmico	Horas	3		6		13		13	
	MWh _t	114		1,600		6,760		6,760	
Rendimiento									
Factor de planta	%	20		44		65		77	
Fración solar		1.0		0.22		1.0		1.0	
Insolación normal directa	kWh/m ² /año	2,700		2,700		2,700		2,700	
Eficiencia de solar a eléc. anual	%	8.5	+5/-20*	16.2	+5/-20	17.0	+5/-20	20	+5/-20
Producción energética anual	GWh/año	17.5		385.4		1,138.8		1,349.0	
Costos									
Estructuras y mejoras	USD\$/kW _{PLACA}			60	15	50	15	50	15
Sistema de helióstatos		†		870	25	930	25	865	25
Torre/Sistema receptor		†		260	25	250	25	250	25
Almacenamiento térmico		370		240	15	300	15	300	15
Sistema de generación		276		110	15	85	15	85	15
Turbinas		†		270	15	400	15	400	15
Sistema de control				10	15	15	15	15	15
Subtotal A		†		1,820		2,030		1,965	
Ingeniería indirecta	A * 0.1			182		203		197	
Subtotal B				2,002		2,233		2,162	
Proyecto/proceso	B * 0.15			300		335		325	
Subtotal de la planta ‡				2,302		2,568		2,487	
Terreno (a USD\$4,942/ha)				27		37		37	
Costo total requerido	USD\$/kW _{PLACA}			2,329		2,605		2,523	
	USD\$/kW _{PICO} [#]			1,294		965		934	
	USD\$/m ²			264		210		204	
Costos de O&M									
Reparaciones y materiales									
Costo total de O&M	USD\$/kW-año	300		23	25	30	25	25	25

Notas:

1. Las columnas para "+/-%" son referentes a la incertidumbre asociada a un estimado dado.

2. El periodo de construcción esta comprendido por 2 años.

* Especificación de diseño para Solar Two. Esta eficiencia es estimada para un año de operación.

† Los costos de estas casillas de Solar Two no es una característica de una planta comercial y por lo tanto no han sido enlistadas.

‡ El Costo total de la planta para Solar Two es la actual consecuencia de convertir la planta de Solar One a Solar Two. Los factores indirectos enlistados no aplican para Solar Two.

Para convertir a valores pico, el efecto del almacenamiento térmico debe de ser removido. Un estimado a primera instancia debe de ser obtenido dividiendo los costos instalados sobre el múltiplo solar ($MS = \{energía\ solar\ térmica\ pico\ recolectada\} \div \{energía\ térmica\ del\ bloque\ de\ potencia\}$). Por ejemplo, en el 2010 la energía térmica pico absorbida por el receptor es de 1400MW_t, si ésta es convertida a 220 MW_e por la turbina con una eficiencia neta del 42%, la demanda térmica de la turbina es de 520 MW_t, así, el múltiplo solar es $MS = (1400/520)=2.7$ y el costo instalado pico es de $2605/2.7=USD\$965/kW_{PICO}$. Los múltiplos solares para los años 1997, 2000 y 2005 son 1.2, 1.8 y 1.8 respectivamente.

Tabla No. 4.4 Costos y características de plantas solares termoelectricas de torre central.

Fuente: *Solar Power Tower, SolarPaces, 2009.*

Cabe señalar que todos los costos utilizados son costos unitarios, y que partimos del caso que nos presenta *SolarPaces* para una planta de 200MW instalados (Sólo Solar 2010), por lo que el resto de nuestros cálculos y suposiciones partirán de estos datos, siempre manteniendo los costos unitarios.

Por todo lo anterior, dispusimos que nuestra planta contara con 200MW de potencia y además tendría almacenamiento térmico, al igual que la planta de *SolarPaces*. Estas semejanzas nos llevaron a utilizar los mismos costos para la inversión de estructura, los heliostatos, la torre, el sistema de almacenamiento, los sistemas de generación de vapor, las turbinas y el sistema de control. Sin embargo, para nuestra planta utilizamos un índice de radiación menor que el que se encontró en el ejemplo de *SolarPaces*, de igual manera modificamos el precio del terreno.

El terreno que encontramos para ejemplificar nuestro caso base está situado en el surponiente de Hermosillo, y se trata de un rancho a 14 km de Real de Catorce. El terreno tiene áreas planas y áreas con cerro. La superficie que abarca es de 2,714 hectáreas, y el costo por hectárea es de \$700 dólares.

El precio del terreno que encontramos en Hermosillo nos ayudó a disminuir el costo que representaba este rubro, ya que el precio que nos muestra el estudio de *SolarPaces* es mayor al que nosotros empleamos para nuestro proyecto, situación que se refleja en un costo unitario menor en lo referente al terreno.

Una vez desarrollado este ejemplo, nos dispusimos a desarrollar nuevas propuestas para que al final se contara con suficiente información sobre la viabilidad de instalar una planta con las características más funcionales. Siendo así pensamos en dejar la planta en el mismo lugar elegido, con la misma capacidad de potencia instalada, pero esta vez sin almacenamiento de energía, una planta que produzca únicamente con la radiación propia del lugar. Cabe señalar que para este caso los costos de inversión tendrían una disminución, ya que no tendríamos que invertir en almacenamiento ni en generación de vapor, quedando todos los demás rubros considerados con el mismo costo que para nuestro primer caso.

Para este segundo caso observamos una disminución considerable en la generación anual de energía, ya que al carecer de almacenamiento, la planta generará electricidad durante un menor tiempo, solamente en las horas del día en que puede captar suficiente radiación directa.

Posteriormente a estos dos casos, con y sin almacenamiento de energía, decidimos instalar la planta en un lugar del país que nos representara una menor radiación solar, y optamos por el estado de Oaxaca, ya que la captación de radiación en este lugar en particular es 25%

menor que en Hermosillo. Además decidimos utilizar un lugar que estuviera en contraparte del norte del país, es decir un estado hacia el sur. En este caso nuestras variantes tuvieron que ver hacia la radiación captada y como influiría en la generación de energía, por lo que decidimos en un principio disminuir la capacidad de potencia instalada de la planta de manera equitativa en relación con la menor radiación que captaríamos, es decir disminuir en un 25% la potencia de la planta, para con ello hacer frente a esta disminución propia del lugar en cuanto a la radiación por metro cuadrado.

Sin embargo, y contemplando esta reducción, decidimos dejar la instalación de los elementos de la altura de la torre, heliostatos y terreno igual que si la planta fuera de 200 MW, y modificamos los referentes al almacenamiento, a la generación de vapor y las turbinas. La decisión fue tomando en cuenta que al disminuir el factor de planta, los elementos a utilizar tendrían un mayor costo, entonces al dejar los primeros elementos pensados para mayor potencia no afecta la suposición que estamos planteando, sin embargo el resto si debe tener una modificación ya que el tener capacidad sobrada en esos elementos nos representa una inversión mal hecha, pues no se estaría utilizando.

Para nuestra ultima suposición pensamos en como lograr que, instalando la planta en Oaxaca, un lugar con 25% menor radiación solar, obtuviéramos los mismos resultados que para nuestra planta pensada original. Así que contemplamos una captación de radiación solar mayor aumentando un 33% el número de heliostatos, y por tal consiguiente el tamaño del terreno en que instalaríamos los heliostatos. Debemos señalar que también se contempló un aumento en la altura de la torre de captación, debido a que el aumento de heliostatos nos provoca que el punto de concentración deba modificarse, para captar la radiación de todos los heliostatos. Así pues, utilizamos los mismos valores de inversión para una planta de 200 MW, en cuanto al almacenamiento, la generación de vapor y las turbinas.

De esta manera, propusimos una planta de la misma capacidad instalada, pero en un lugar con menor radiación solar. En lo referente a los costos de inversión los únicos que se ven modificados son los que contemplan los heliostatos y el terreno, ya que deberán crecer en un 33% para compensar el menor índice de radiación solar del lugar, y en una forma que no resulta muy relevante el que tiene que ver con la torre, pues esta aumenta su altura, sin embargo lo despreciamos.

4.4.2 HERMOSILLO BASE.

Para este caso tomamos los costos del ejemplo que encontramos en *SolarPaces*, puesto que contemplamos la misma potencia instalada, es decir, 200 MW, por tanto los costos son

los mismos en cuanto a inversión de estructura, heliostatos, torre, almacenamiento, sistemas de generación de vapor, turbinas y sistema de control. Sin embargo, para nuestro caso encontramos un terreno más barato, por esta razón en el apartado de inversión de terreno modificamos el valor encontrado en *SolarPaces*. De igual forma el índice de radiación de Hermosillo es menor, por lo que el apartado de la radiación cambia con respecto al que se toma para la planta de *SolarPaces*.

4.4.3 HERMOSILLO SIN ALMACENAMIENTO.

En este caso decidimos retirar el almacenamiento térmico, por lo que el tiempo en que generamos energía disminuye. De igual manera, al no requerir almacenamiento, eliminamos los costos que representan la inversión de almacenamiento y de generación de vapor. Todos los demás apartados quedan iguales.

4.4.4 OAXACA 150.

Para desarrollar este caso, decidimos ubicar la planta en un lugar del país en donde la radiación solar fuera menor, optando por Oaxaca. Aquí nuestra suposición fue dejar la instalación de heliostatos y terreno igual a Hermosillo Base, es decir, instalación para 200 MW, pero modificamos el resto de los componentes para una potencia de 150 MW, pensando en compensar con ello la menor radiación de Oaxaca, misma que representa una menor captación de potencia térmica. Por esta razón, los costos de inversión que quedaron iguales fueron los referentes a heliostatos, torre y terreno, y los que sufren una modificación son los que contemplan la inversión de almacenamiento, generación de vapor y las turbinas, ya que al ser menor la potencia los costos aumentan.

4.4.5 OAXACA 200.

Finalmente, para este caso nuestra suposición fue que a partir de la radiación que obtenemos en Oaxaca llegar a igualar a “Hermosillo Base”. Para lograr esto, decidimos aumentar el número de heliostatos y del terreno para tener una mayor captación de radiación. Por esta acción, los costos de inversión para heliostatos y terreno aumentan. Al regresar a una potencia de 200 MW, el resto de los componentes mantienen el valor de “Hermosillo Base”, o sea, los costos de inversión de torre, almacenamiento, generación de vapor y turbinas regresan al valor de HB.

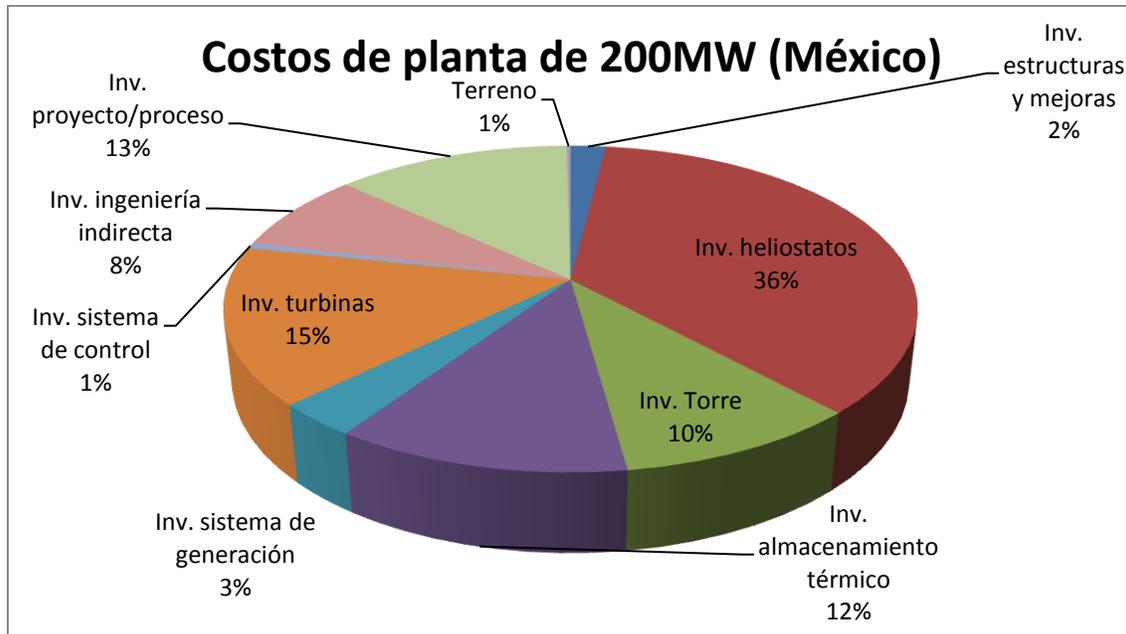


Figura No. 4.3 Diagrama de pie que representa los porcentajes de los costos de los componentes.
Fuente: Elaboración propia con datos de *SolarPaces*.

4.4.6 VALOR PRESENTE NETO.

El Valor Presente Neto (VPN) o también llamado Valor Actual Neto (VAN) es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El Valor Presente Neto permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: maximizar el rendimiento de la inversión. El Valor Presente Neto permite determinar si la inversión en un proyecto dado se recupera o no. Ese cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el proyecto generará riqueza en un monto equivalente al del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que la planta reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor.

Es importante tener en cuenta que el valor del Valor Presente Neto depende de las siguientes variables: la inversión inicial previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de descuento y el número de periodos que dure el proyecto. Para nuestro caso tomaremos en cuenta la inversión inicial, los flujos netos, y la tasa de descuento.

La inversión inicial previa corresponde al monto o valor del desembolso que se hará en el momento de contraer la inversión.

Los flujos netos de efectivo son aquellos flujos de efectivo que el proyecto debe generar después de ponerlo en marcha, de ahí la importancia en realizar un pronóstico muy acertado con el fin de evitar errores en la toma de decisiones.

La tasa de descuento es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. La tasa de descuento refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente por lo que también se le conoce como costo o tasa de oportunidad. Su operación consiste en aplicar en forma contraria el concepto de tasa compuesta. Es decir, si a futuro la tasa de interés compuesto capitaliza el monto de intereses de una inversión presente, la tasa de descuento revierte dicha operación. En otras palabras, esta tasa se encarga de descontar el monto capitalizado de intereses del total de ingresos percibidos en el futuro.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Presente Neto es:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (4.2)$$

V_t representa los flujos de caja, que son la diferencia entre ingresos y costos de OyM.

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

r es la tasa de descuento, que como se menciona más adelante refleja el costo de contar con fondos para cubrir la inversión inicial y por lo tanto está relacionada con el tipo de interés. Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VPN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico.

Para nuestro proyecto utilizamos una tasa de descuento del 12 % anual, debido a que encontramos es el valor típico empleado por CFE en los convenios que realiza, y nuestra intención era realizar un ejercicio lo más cercano a la realidad.

4.4.7 BENEFICIO-COSTO.

El análisis beneficio-costos es una técnica importante dentro del ámbito de la teoría de la decisión. Pretende determinar la conveniencia de un proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de todos los costos y beneficios derivados

directa e indirectamente de dicho proyecto. Este método se aplica a obras sociales, proyectos colectivos o individuales, empresas privadas, planes de negocios, etc., prestando atención a la importancia y cuantificación de sus consecuencias sociales y/o económicas.

La relación beneficio-costos toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, para determinar cuales son los beneficios por cada peso o dólar que se sacrifica en el proyecto.

Cuando se mencionan los ingresos netos, se hace referencia a los ingresos que efectivamente se recibirán en los años proyectados. Al mencionar los egresos presentes netos se toman aquellas partidas que efectivamente generarán salidas de efectivo durante los diferentes periodos, horizonte del proyecto. Como se puede apreciar el estado de flujo neto de efectivo es la herramienta que suministra los datos necesarios para el cálculo de este indicador.

La relación beneficio-costos (B/C) se calcula de la siguiente manera:

$$B / C = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t}}{I_0} \quad (4.3)$$

Si el resultado es mayor que 1, significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos. En otras palabras, los beneficios (ingresos) son mayores a la inversión y, en consecuencia, el proyecto generará riqueza a una comunidad. Si el proyecto genera riqueza con seguridad traerá consigo un beneficio social.

Si el resultado es igual a 1, los beneficios igualan a los sacrificios sin generar riqueza alguna. Por tal razón sería indiferente ejecutar o no el proyecto.

Si el resultado de la relación es menor a 1, implica que los costos del proyecto nos traerán pérdidas al implementarlo, y por lo tanto se convierte en una mala decisión seguir adelante con el proyecto tal y como se tiene planeado.

4.4.8 TASA INTERNA DE RETORNO.

La Tasa Interna de Retorno es el tipo de descuento que hace igual a cero el VPN:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (4.4)$$

La TIR o tasa interna de retorno, es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- a) Si $TIR \geq r$ Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el costo de oportunidad).
- b) Si $TIR \leq r$ Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

r representa es el costo de oportunidad.

4.4.9 COSTOS NIVELADOS.

Los costos nivelados del proyecto se refieren a la obtención del valor monetario de cada kW generado por nuestra planta una vez que ya está operando, es decir, el costo que nos representa obtener un kW empleando nuestra planta. Para ello es necesario considerar los siguientes parámetros para poder realizar el cálculo:

- a) El Valor Presente Neto de la Operación y Mantenimiento (VPN O y M) de la planta.
- b) El Valor Presente de la Inversión.
- c) El Valor Presente Neto de los Costos, que representa la suma de los dos anteriores.
- d) El Valor Presente Neto de la generación anual de energía, en forma unitaria.

Una vez que conocemos los datos anteriores es fácil obtener los costos nivelados, ya que estos representan la relación entre el VPN de los costos y el VPN de la generación anual unitaria.

Los costos unitarios del proyecto nos permiten observar de manera muy rápida que tan buenos serán los ingresos que obtendremos, pues nos permiten saber cuanto nos cuesta producir un KWh en nuestra planta, y con ello estamos en la posibilidad de comparar con los precios de generación estándar que tiene una planta de las mismas características, y después de dicha comparación saber si estamos por encima o por debajo de dicho costo.

Mientras menores sean los costos nivelados tendremos un mejor proyecto. Siendo que los costos de generación de nuestro proyecto están por debajo del precio considerado como

base, es decir producir un kWh nos cuesta menos de 10 centavos de dólar, podemos asegurar que es redituable. Por el contrario cuando se elevan los costos quiere decir que nuestra generación está siendo demasiado cara.

4.5 ESTUDIOS PARAMÉTRICOS Y RESULTADOS OBTENIDOS.

Una vez realizados los cuatro casos de plantas propuestas, procedimos a analizar el comportamiento que tendrían cada una de ellas modificando los valores correspondientes a la tarifa, la tasa de interés y el precio de los componentes más significativos de la planta. Tomamos como tarifa base la de 10 centavos de dólar por cada kWh y una tasa de descuento de 12%, mientras que el precio de los componentes de la planta los dejamos tal cual están en el caso de referencia de *SolarPaces*. Los resultados obtenidos con estas características son los siguientes:

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	200.19	514.64	1.39	\$65.43	19%
Hermosillo sin Almacenamiento	-119.38	417.23	0.71	\$120.68	10%
Oaxaca 150	75.92	460.05	1.17	\$77.03	16%
Oaxaca 200	121.41	593.42	1.20	\$74.67	17%

Tabla No. 4.5 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dólares/MWh.

Como se puede observar, las plantas que nos representan un índice de costo beneficio mayor a uno, y por lo tanto redituables, son Hermosillo base, Oaxaca 150 y Oaxaca 200, mientras que Hermosillo sin almacenamiento obtiene un valor por debajo de 1, por tanto invertir en una planta de este tipo resultaría contraproducente, pues tendríamos pérdidas.

Se observa también que la TIR para los tres casos mencionados como redituables es mayor a la tasa de descuento, situación que corrobora su viabilidad, mientras que para el caso de Hermosillo sin Almacenamiento está por debajo, por lo que confirma que dicho proyecto representa una mala inversión.

Ahora bien, decidimos modificar los componentes referentes a la tarifa, a la tasa de descuento y variar el costo de los componentes en diversos porcentajes, acciones encaminadas a descifrar que comportamiento obtendríamos en escenarios alternos en estos apartados económicos y como repercutirían en el nivel de viabilidad que tendrían cada una de las plantas propuestas.

A continuación presentamos los resultados obtenidos:

4.5.1 VARIANTE 1.

Comenzamos por dejar la tarifa fija en nuestro valor inicial, así como los costos de los componentes, y variamos el valor de la tasa de descuento, a valores menores y mayores a nuestra tasa de referencia. El comportamiento observado fue que mientras menor fue el valor de la tasa empleado, el índice de beneficio-costos y el VPN aumentaron su valor, inclusive al disminuir dicho valor a un 8%, la planta de Hermosillo sin almacenamiento adquiriría un valor que la colocaba como viable. La TIR para cada caso se mantiene sin modificación respecto a nuestros parámetros base.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	516.51	514.64	2.00	\$48.41	19%
Hermosillo sin Almacenamiento	0.55	417.23	1.00	\$92.49	10%
Oaxaca 150	313.11	460.05	1.68	\$56.72	16%
Oaxaca 200	437.74	593.42	1.74	\$55.03	17%

Tabla No. 4.6 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dólares/MWh.

Por el contrario, al aumentar el valor de la tasa de descuento se observó un comportamiento inverso, es decir, el índice B/C disminuyó y el VPN también, llevando a la planta de Oaxaca 200 y Oaxaca 150 a un nivel de inviabilidad con un valor de 15%.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	53.88	514.64	1.10	\$79.00	19%
Hermosillo sin Almacenamiento	-177.48	417.23	0.57	\$143.42	10%
Oaxaca 150	-33.78	460.05	0.93	\$93.24	16%
Oaxaca 200	-24.90	593.42	0.96	\$90.34	17%

Tabla No. 4.7 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dólares/MWh.

Nuevamente la TIR para cada proyecto se mantiene sin ningún cambio.

4.5.2 VARIANTE 2.

Ahora modificamos el valor de la tarifa, dejando intactos la tasa de descuento y el costo de los elementos, obteniendo los siguientes resultados:

Si disminuimos el precio de la tarifa observamos una disminución en el índice B/C y el VPN, mientras que aumentando la tarifa, estos aumentan también. Sin embargo aquí el caso de Hermosillo sin almacenamiento continúa siendo el peor, puesto que para los otros tres casos observamos una viabilidad a partir de la tarifa de 8.7 centavos de dólar por kWh.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	101.67	514.64	1.20	\$65.43	17%
Hermosillo sin Almacenamiento	-163.52	417.23	0.61	\$120.68	8%
Oaxaca 150	2.06	460.05	1.00	\$77.03	14%
Oaxaca 200	22.89	593.42	1.04	\$74.67	14%

Tabla No. 4.8 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dólares/MWh.

En este caso si encontramos una variación en la TIR de los proyectos, siendo que para los casos redituables disminuye con respecto a los parámetros base, cuando disminuimos la tarifa, mientras que cuando aumentamos el costo de la tarifa, la TIR aumenta también. Observamos que para que Hermosillo sin almacenamiento sea una opción viable debemos llevar la tarifa hasta un valor de 13.5 centavos de dólar por kWh. Con este valor de tarifa, la TIR de los diferentes proyectos se dispara.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	465.41	514.64	1.90	\$65.43	27%
Hermosillo sin Almacenamiento	-0.54	417.23	1.00	\$120.68	14%
Oaxaca 150	274.80	460.05	1.60	\$77.03	22%
Oaxaca 200	386.63	593.42	1.65	\$74.67	23%

Tabla No. 4.9 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.

4.5.3 VARIANTE 3.

Posteriormente realizamos el cambio en lo referente a los componentes de la planta más significativos en cuanto a sus costos(heliostatos, terreno), dejando constantes la tarifa y la tasa de descuentos, y los resultados obtenidos son los siguientes:

Debemos decir que la variación que contemplamos para este ámbito fue de $\pm 15\%$, y nos encontramos con que la variación que obtuvimos fue despreciable comparada con la variación que encontramos al modificar la tarifa o la tasa de descuento, pues al disminuir 15% los costos de los elementos, el índice B/C y el VPN aumentan pero no de forma tan disparada. La TIR de los diferentes proyectos presenta un aumento.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	235.64	479.19	1.49	\$61.27	21%
Hermosillo sin Almacenamiento	-83.93	381.78	0.78	\$111.36	11%
Oaxaca 150	111.37	424.60	1.26	\$71.49	17%
Oaxaca 200	168.67	546.15	1.31	\$69.12	18%

Tabla No. 4.10 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.

Ahora bien, cuando aumentamos los costos de los elementos en un 15%, el índice B/C y el VPN disminuyen pero también de forma discreta. De igual forma la TIR para cada uno de los proyectos disminuye.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	164.73	550.09	1.30	\$69.59	18%
Hermosillo sin Almacenamiento	-154.83	452.68	0.66	\$130.00	9%
Oaxaca 150	40.47	495.50	1.08	\$82.58	15%
Oaxaca 200	74.14	640.69	1.12	\$80.22	15%

Tabla No. 4.11 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.

Por todos los resultados anteriores, podemos decir que la tasa de descuento es inversamente proporcional al índice B/C, ya que mientras menor sea dicha tasa, mayor será el índice y viceversa. Mientras que la tarifa es directamente proporcional, si aumenta, el índice B/C también lo hace.

Mientras que para la TIR los elementos que la afectan son los costos de los componentes de forma inversa, ya que si estos aumentan la TIR disminuye, y si estos elementos disminuyen la TIR aumenta, y la tarifa de forma directa, pues si aumentamos la tarifa la TIR aumenta, y si disminuimos la tarifa la TIR también lo hace.

Con los resultados antes mencionados damos por terminado el análisis económico de nuestro proyecto. Por tal motivo, basados en estos resultados y en los objetivos a que encaminamos el diseño de nuestro proyecto, ahora procedemos a realizar las conclusiones pertinentes que nos permitan complementar el análisis del proyecto que proponemos.

