



# **UNIVERSIDAD DE MONTERREY**

Vicerrectoría de Arte, Arquitectura y Diseño

Escuela de Arquitectura y Ciencias del Hábitat

Programa Académico de Ingeniero en Innovación Sustentable y Energía

Programa de Evaluación Final

## **Evaluación Tecno-Económica para sistemas PVT en Monterrey**

En opción al título de

**Ingeniero en Innovación Sustentable y Energía**

### Integrantes

David Enrique Sada Moreno 343203

Oziel Leal Montemayor 528373

### Asesor

Dr. Alejandro Gutiérrez Ortíz

03 de diciembre, 2019

San Pedro Garza García, N.L., México



# Índice

Agradecimientos .....	5
Introducción.....	9
Marco Teórico.....	11
General .....	11
Funcionamiento y beneficios .....	11
Antecedentes de la tecnología .....	12
Estado del arte.....	13
Tipos de sistemas PVT .....	14
Modelo Analítico.....	16
Cálculos financieros .....	21
Mercado.....	23
Oferta comercial de sistemas PVT.....	24
Falta de normatividad para PVT.....	26
Certificación SRCC .....	26
Objetivo General .....	28
Objetivos Particulares .....	28
Premisas de diseño .....	29
Metodología.....	30
Cronograma .....	32
Software de simulación.....	34
Simulaciones preliminares .....	35
Pruebas con colector solar .....	35
Validación de programa para colectores solares.....	36
Comparativa de resultados TRNSYS vs SAM - Colector Solar .....	39
Pruebas con panel fotovoltaico .....	42
Validación de programa para paneles fotovoltaicos.....	42
Comparativa de resultados TRNSYS vs SAM - Panel Fotovoltaico.....	46
Conclusiones de Pruebas Preliminares .....	46
Caso de estudio.....	47
Perfil del usuario .....	47
Escenario Base.....	48
Perfil de consumo eléctrico .....	48
Perfil de consumo de agua caliente .....	51
Datos meteorológicos .....	54
Características del sistema.....	55
Sistema Fotovoltaico.....	55
Sistema PVT.....	57
Colector Térmico .....	59

Sistema de agua caliente de uso doméstico .....	60
Tanque de depósito .....	60
Bomba de agua .....	61
Divisor de flujo.....	62
Definición de escenarios.....	63
Análisis tecno-económico.....	65
Premisas de análisis financiero .....	65
Análisis tecno-económico: PV .....	69
Análisis tecno-económico: PVT .....	75
Componente de TRNSYS a utilizar.....	75
Planteamiento del sistema .....	76
Resultados de simulación .....	77
Análisis Financiero .....	80
Análisis tecno-económico: Térmico .....	82
Planteamiento del sistema .....	82
Resultados de simulación .....	83
Análisis Financiero .....	86
Análisis tecno-económico: PV + Térmico.....	86
Conclusiones de análisis tecno-económico.....	87
Optimización.....	89
Pruebas en serie.....	89
Pruebas en paralelo.....	90
Pruebas con tanque de diferentes volúmenes .....	91
Evaluación costo-beneficio.....	92
Método de evaluación.....	92
Análisis Financiero .....	93
Propuesta de sistema híbrido PV-PVT .....	97
Arreglo fotovoltaico en SAM.....	97
Arreglo PVT en TRNSYS .....	98
Comprobación técnica en PVSyst.....	100
Discusión .....	105
Conclusión.....	108
Referencias .....	111
Anexos .....	117
Anexo 1. Recibos de CFE .....	117
Anexo 2. Cotizaciones de sistemas .....	119
Anexo 3. Archivos de simulaciones y hojas de cálculo de Excel.....	123



# Agradecimientos

## **David Enrique Sada Moreno**

*A mis papás, gracias por formarme y permitirme perseguir mis sueños, intentar, equivocarme y ayudarme cuando más lo necesito. Gracias por pensar en mí durante todos estos años y darme la oportunidad de estudiar en la UDEM y vivir muchas experiencias en mi paso por esta Universidad.*

*Al Dr. Alejandro, por ser un ejemplo a seguir durante estos años, inspirarme y empujarme a siempre continuar aprendiendo. Gracias por su enorme apoyo, consejos y disposición para realizar este proyecto y el de muchos otros alumnos de la carrera de IISE.*

*Al Dr. Carlos y al Dr. Eduardo, por su invaluable retroalimentación en este proyecto. Gracias por creer en el y empujarnos a realizar un trabajo de calidad y compartirnos su conocimiento durante la carrera.*

*A Oziel, por aceptar trabajar juntos en este proyecto. Gracias por siempre ver el lado bueno de las cosas y dar alegrías durante todo este trayecto en el cual pudimos construir nuestra amistad.*

*A mis abuelitos, por acompañarme durante todos mis años de estudiante, interesarse en mi trabajo y siempre buscar que no me faltara nada.*

*A los benefactores de la UDEM, por su generoso apoyo y permitir que muchos jóvenes tengan la oportunidad de estudiar en esta Universidad. Cumplieron mi sueño y espero en un futuro poder ayudar a cumplir el sueño de algún otro joven.*

*A todos mis profesores y formadores, por su servicio y enseñanzas a lo largo de mi paso por la UDEM.*

## **Oziel Leal Montemayor**

*Quiero agradecer, antes de todos a mi familia. A mi mamá y papá, el gran esfuerzo de brindarme una educación de primera. Agradecerles por la gran motivación que siempre me acompañó en casa, tanto en los buenos como en los malos momentos. Por apoyarme en mis frustraciones y momentos de mucho estrés. A mis hermanas Karen, Sofía y Regina que siempre les interesó lo que estuve haciendo y me daban ánimos. Son parte fundamental de mis logros.*

*A mi compañero David Sada, por siempre motivarme desde el día 1 de carrera a ser un mejor estudiante, y fuera del ámbito académico, por darme su amistad, la cual es la que más valoro de toda mi trayectoria profesional.*

*Al Dr. Alejandro Gutiérrez Ortiz Por todo su tiempo, dedicación y la paciencia que tuvo con el proyecto. Por siempre buscar sacar lo mejor de la investigación y de nosotros mismos.*

*A mis amigos Héctor, Pipe, Diego, Raúl y Memo, por apoyarme en todo el trayecto profesional, y entender que en ocasiones la escuela iba primero antes de las salidas.*

*Por último, quiero agradecer a todas esas personas que aún sin ser familia y quizás no sigan en mi camino, siempre estuvieron ahí para mí, impulsándome a ser mejor persona todos los días y a entregar todo mi esfuerzo siempre. A Dios, por permitirme estar en donde estoy. Gracias a él por todo.*





# Introducción

Existen muy pocos casos en donde se logra fusionar dos tipos de tecnología para resolver más de una necesidad de forma híbrida. Y ese es el caso de la tecnología PVT (fotovoltaica-térmica). En los últimos 30 años, se ha estado investigando y desarrollando la tecnología PVT para la recuperación de energía térmica de los sistemas fotovoltaicos, logrando así una mejora en el rendimiento y eficiencia al retirar calor del panel, exponenciado la vida útil del mismo, y aprovechando ese calor para calentar un medio de transferencia térmica que resulte en una aplicación posterior que pueda dar un beneficio al usuario.

La tecnología PV/T prometería ser una propuesta ideal para quien tiene la intención de tener sistemas de generación dual. Sin embargo, por el momento no existen investigaciones algunas sobre la adopción e implementación en una zona con las características de Monterrey, Nuevo León. Lo que resulta interesante al saber que se cuenta con niveles de radiación y cualidades meteorológicas envidiables para el uso de este tipo de sistemas. Y es por ello que se encontró una gran oportunidad para analizar la posibilidad de implementación de los sistemas PVT en el estado en cuestión.

El presente proyecto busca desarrollar un modelo de factibilidad tecno-económica para sistemas híbridos de generación PVT que indique las condiciones para que la tecnología sea competitiva en el mercado de Monterrey, México, así mismo; logrando obtener resultados que ayuden a establecer la serie de parámetros de diseño que un recuperador térmico tendría que cumplir para la localidad en cuestión.



# Marco Teórico

## *General*

### Funcionamiento y beneficios

A grandes rasgos, la tecnología PVT consiste en un sistema dual de generación de energía eléctrica y térmica a partir de celdas fotovoltaicas y un recuperador térmico, respectivamente (Joshi & Dhoble, 2018). Este sistema capta la radiación útil para la celda fotovoltaica y la convierte en energía eléctrica, mientras que el restante de la energía se aprovecha de forma térmica. La diferencia en las dimensiones y características del equipo yacen principalmente en el intercambiador de calor, ya que el fluido de extracción de calor (líquido, aire, nanofluidos, etc.) influye en gran medida en las capacidades y aplicaciones del sistema.

La captación simultánea de energía eléctrica y térmica permite que el panel alcance una eficiencia de conversión eléctrica superior, ya que capta y aprovecha el calor captado por el sistema y lo retira del componente fotovoltaico, evitando así que lo caliente e interfiera con el efecto fotoeléctrico (Tyagi, Kaushik & Tyagi, 2012). La degradación en la eficiencia eléctrica de los paneles fotovoltaicos de silicón cristalino ocurre a partir de los 25°C, con un ritmo del 0.45-0.6% por cada grado incrementado en la temperatura de la celda.

Uno de los principales factores que afectan en la degradación son las condiciones climatológicas, donde las regiones geográficas con temperaturas muy calientes y altos niveles de radiación disminuyen la eficiencia de la celda (Daghigh, Ruslan, Sopian, 2011). Esto representa una oportunidad para el uso de sistemas PVT en regiones con altos niveles de radiación térmica ya que beneficia la generación en el panel fotovoltaico, y se obtiene más calor de parte del recuperador térmico.

Otro de los beneficios de esta tecnología es el aprovechamiento de espacio ya que se integran dos sistemas de generación en una área igual o similar. Esto es un factor relevante para aquellos casos en los cuales se tiene un área reducida y se requieren de generación eléctrica y térmica.

### *Antecedentes de la tecnología*

Los avances en la tecnología de los sistemas de generación híbrida PVT han sido documentados desde la década de 1970 y aunque la tecnología se ha desarrollado desde aquel momento, aún no se cuentan con un mercado de soluciones comerciales bien establecido (Joshi & Dhoble, 2018), (Jia, Alva & Fang, 2019), (Michael, S & Goic, 2015). Se considera que existe un amplio potencial y viabilidad comercial para sistemas integrados en edificios, acoplamiento de sistemas PVT con unidades de desalinización o destilación, sistemas de secado, o sistemas con generadores termoeléctricos (Chauhan, Tyagi & Anand, 2018). Se han realizado numerosas investigaciones en torno a la tecnología PVT, con publicaciones que cubren los más recientes avances en la investigación y desarrollo de la tecnología, así como sus áreas de desarrollo prioritarias (Joshi & Dhoble, 2018) (Sultan & Ervina Efzan, 2018) (Chauhan, Tyagi & Anand, 2018).

De acuerdo con la revisión de la más reciente literatura, existen áreas de oportunidad relevantes para el desarrollo de la tecnología. Entre ellas se encuentra desarrollar diseños de recuperador térmico, evaluar su operación en el largo plazo, proponer diseños con materiales de bajo costo, realizar experimentación con nanofluidos y materiales de cambio de fase, mejorar la estabilidad de los sistemas, entre otras.

Uno de los principales problemas con esta tecnología, es el alto costo derivado de los materiales utilizados, así también como los costos de mantenimiento y el poco atractivo retorno de inversión. Esto representa una oportunidad para los sistemas a

través de la reducción del costo y peso de los materiales (Joshi, Dhoble, 2018).

Una vertiente que puede explorarse más es desarrollar sistemas sencillos y económicos por medio de la optimización de la estructura y parámetros geométricos de los sistemas actuales para mejorar su eficiencia de generación. Esto permite captar y extraer el calor de los sistemas de manera más eficiente. Sería necesario mejorar los sistemas estructurales para observar una mejora en el rendimiento a largo plazo y ponerlo a prueba bajo condiciones climatológicas reales, especialmente extremas y no ideales (Zhao, Zhang & Smith, 2011), (Jia, Alva & Fang, 2019).

### Estado del arte

En base a la literatura; se ha observado que los sistemas de PVT que utilizan agua como medio de transmisión de calor presentan más ventajas que el uso del aire, debido a su máximo aprovechamiento en función de la eficiencia de energía y exergía (Chauhan, Tyagi & Anand, 2018). Esto a su vez representa una disminución en los costos del sistema debido a la facilidad de obtener el medio de transferencia y la reducción en el volumen de los materiales comparado con el uso de aire. Dentro de los sistemas a base de agua, la configuración de recuperador térmico incorporado en la parte trasera de un panel fotovoltaico utilizando tubo y lámina rolados en frío son los más prometedores en cuestión de rendimiento térmico (Chauhan, Tyagi & Anand, 2018). Sin embargo, los recuperadores a base de agua presentan un enfriamiento no uniforme en el panel fotovoltaico, por lo cual las futuras propuestas de diseño deben abordar esta área (Jia, Alva & Fang, 2019).

De forma general, las más recientes compilaciones de la literatura mencionan como temas de investigación principales el proponer nuevos diseños de recuperador de energía térmica, uso de diferentes materiales y recubrimientos, y adoptar un enfoque

en la reducción de costos (Al-Waeli, Sopian, Kazem, et al, 2017), (Das, Kalita & Roy, 2018), (Michael, S. & Goic, 2015)

Dentro de los sistemas de PVT a base de agua, se han reportado eficiencias térmicas que rondan entre el 30% y el 90% con un promedio del 60%, mientras que, en la eficiencia del panel fotovoltaico, los valores rondan entre el 8% y 20% (Joshi & Dhoble, 2018), (Al-Waeli, Sopian, Kazem, et al, 2017). Los valores de eficiencia reportados dependen en gran parte de las condiciones climatológicas del sitio, especialmente la radiación solar disponible. Sistemas utilizados en sitios con mayor recurso solar son capaces de alcanzar una mayor eficiencia y generar una mayor cantidad de energía.

Como parte de la experimentación en la literatura se han realizado distintos modelos de validación, siendo uno de ellos un modelo de sistema PVT para calentamiento de agua y calefacción interior en una residencia utilizando una configuración de colector PVT plano de un polímero utilizando el Engineering Equation Solver (Herrando, Ramos, Freeman, et al, 2018).

También se han realizado comparaciones de distintas configuraciones de sistemas PVT para uso de agua doméstica para evaluar si los sistemas PVT pueden competir económicamente con los sistemas fotovoltaicos y térmicos de forma separada (Matuska, 2014). Así mismo, se han realizado estudios para validar y predecir el comportamiento térmico de sistemas PVT utilizando el sistema comercial "Solar Angel PVT". Este modelo evalúa parámetros de meteorológicos y del funcionamiento del sistema para evaluar su rendimiento energético bajo diferentes escenarios utilizando MATLAB (Antony, Wang & Roskilly, 2019).

### *Tipos de sistemas PVT*

Aún y cuando el principio es el mismo, existe una variedad de soluciones que pueden desarrollarse para captar la energía por medio de este sistema híbrido. Estas se

pueden segmentar de acuerdo su fluido de funcionamiento, método de extracción de calor, forma de captación solar y sus aplicaciones.

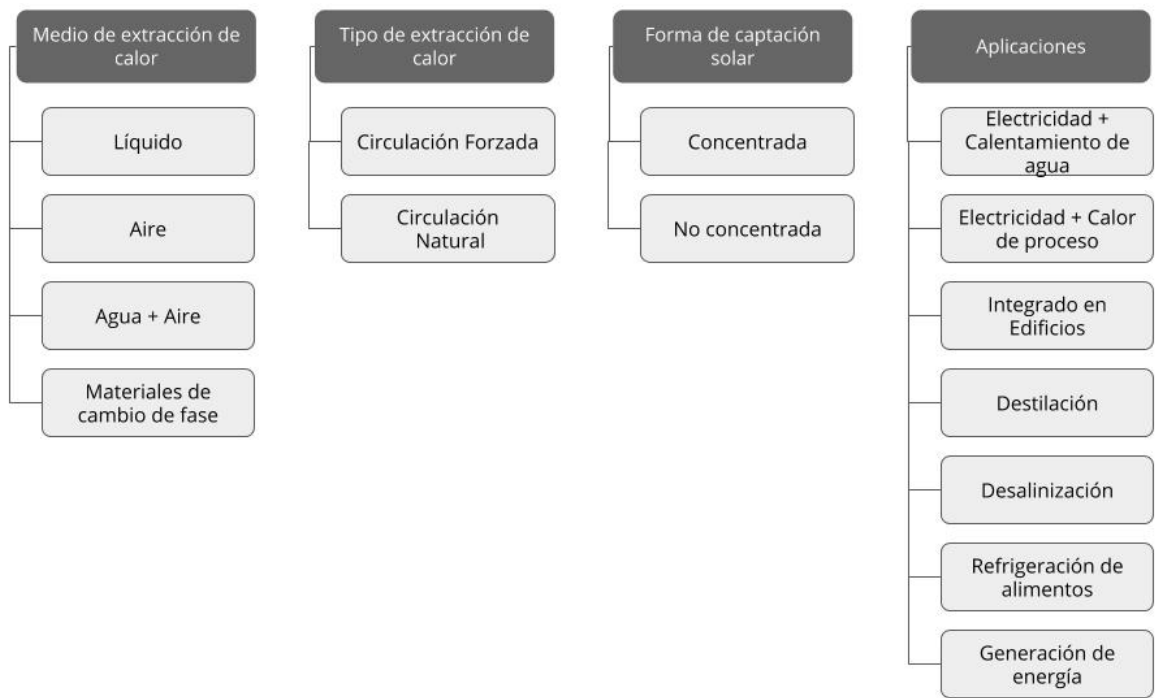


Figura 1. Clasificación de sistemas PVT.

(Jia, Alva & Fang, 2019), (Joshi & Dhoble, 2018), (Chauhan, Tyagi & Anand, 2018)

El principal diferenciador es el fluido para la extracción del calor, donde predomina el uso de un líquido (agua, glicol, etc) y el uso de aire. Las aplicaciones están fuertemente ligadas al fluido de trabajo. Por ejemplo, el uso de aire como fluido se utiliza en aplicaciones de aprovechamiento de calor de proceso, calentamiento de espacios en edificios, o en sistemas integrados a construcciones (BIPVT por sus siglas en inglés). En cambio, el uso de agua ha encontrado una mayor cantidad de aplicaciones, entre las cuales se incluye el calentamiento de agua de uso doméstico, generación de electricidad, destilación y desalinización.

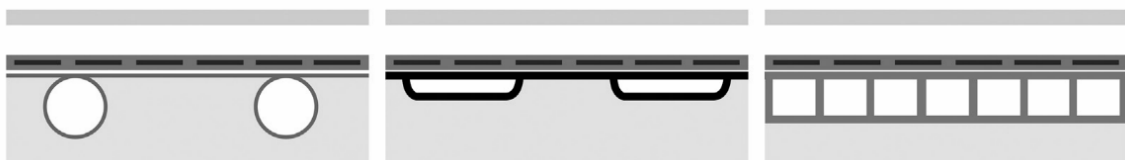


Figura 2. Tipos de colectores solares planos. (Aste, del Pero & Leonforte, 2014)



Dentro de los sistemas con agua, existen los colectores solares planos (*flat-plate solar collectors*). Los tres tipos más comunes de colectores planos son de lámina y tubo (*sheet and tube*), rollo de enlace (*roll bond*) y canal cuadrado (*box channel*). Los sistemas de lámina y tubo son los más utilizados ya que son fáciles de fabricar, un menor costo y permiten usar láminas de bajo calibre, facilitando la transferencia de calor. Los sistemas con rollo de enlace se fabrican por medio de una impresión en serigrafía de los canales, y posteriormente una soldadura de dos paneles de aluminio sobre ese patrón. Este método permite generar diseños de canales más complejos y aumentar el área de contacto del canal con el panel. Finalmente, los sistemas con canal cuadrado permiten un área de contacto aún mayor, pero requiere de componentes especiales para su fabricación (Aste, del Pero & Leonforte; 2014).

### Modelo Analítico

El libro *Solar Engineering of Thermal Processes* (Duffie & Beckman, 2013) es un referente en el desarrollo de modelos analíticos de ingeniería térmica. En él se describen las ecuaciones y métodos para evaluar el rendimiento térmico de un colector plano. Los *types* disponibles en TRNSYS para simular colectores planos y sistemas PVT están basados en el trabajo realizado por ellos.

Para la comprensión del fenómeno físico asociado con los sistemas PVT, es necesario separar el sistema en componente térmico y eléctrico. Para la evaluación térmica, se aborda el problema como si fuera un colector solar plano, y como un panel fotovoltaico para la generación eléctrica. La relación entre ambos es determinada por la temperatura del panel, ya que esta influye en la eficiencia del panel fotovoltaico y es afectada por la disipación del calor derivado del recuperador térmico integrado.

## Térmico

Para conocer la ganancia de energía térmica útil por un colector, es necesario conocer el flujo del fluido, y la temperatura de entrada y salida del fluido dentro del colector. Esta relación se deriva de la ecuación de Hottel-Whillier, la cual integra el factor de disipación de calor ( $F_R$ ) (Struckmann, 2008).

Ecuación de Hottel-Whillier

$$Q_U = F_R * A[(I\tau\alpha) - U_L(T_{inlet} - T_{ambient})] \quad [1]$$

Es bien sabido que la razón de calor útil extraído por el sistema se expresa de la siguiente manera:

$$Q_U = m * C_p * (T_{output} - T_{inlet}) \quad [2]$$

La eficiencia térmica instantánea del colector es:

$$n = \frac{Q_U}{(A)(I_T)} \quad [3]$$

Para visualizar la eficiencia, se utiliza una gráfica de eficiencia térmica del colector PVT ( $n$ ) contra la diferencia de temperatura sobre la radiación global

$$\frac{(T_{inlet} - T_{ambient})}{I_T} \quad [4]$$

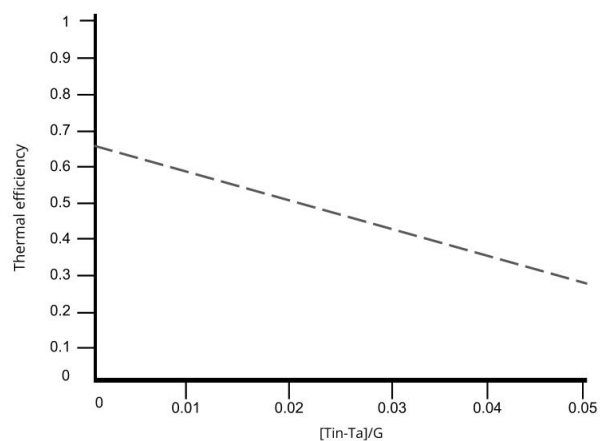


Figura 3. Ejemplo de gráfica de eficiencia contra diferencia de temperatura sobre radiación

La ecuación de eficiencia de los colectores está dada por la siguiente forma (SEL, TRNSSOLAR, CSTB & TESS, 2004):

$$n = a_0 - a_1 \left( \frac{\Delta T}{I_T} \right) - a_2 \left( \frac{\Delta T^2}{I_T} \right) \quad [5]$$

En ella, los valores  $a_0$ ,  $a_1$  y  $a_2$  están dados por la ecuación de eficiencia disponible en los documentos de certificación del SRCC.

La eficiencia del sistema ( $n$ ) se encuentra en función del calor útil ganado por el sistema ( $Q_U$ ), el cual depende directamente de la diferencia de temperatura entre el ambiente y el fluido entrante ( $T_{inlet} - T_{ambient}$ ), dentro del cual cobra gran relevancia la temperatura del fluido entrante (SEL, TRNSSOLAR, CSTB & TESS, 2004).

Aunado a esto, existe un término denominado fracción solar, el cual indica la fracción del calor generado que proviene de la energía solar captada por el colector.

$$Fraccion\ solar = \frac{Q_{pvt}}{Q_{pvt} + Q_{aux}} \quad [6]$$

## Fotovoltaico

Una de las partes más importantes del proyecto radica en los sistemas fotovoltaicos, siendo este la parte en la cual se medirá la eficiencia energética en cuestión de electricidad y su eficiencia. El programa TRNSYS cuenta con la posibilidad de modelar y simular sistemas fotovoltaicos, para el cual se utiliza el Type 94. Dicho input se refiere a arreglos de PV, el cual es utilizado para predecir el performance eléctrico del sistema deseado.

Para las simulaciones, el programa establece un modo predeterminado llamado: "4-parameter model", el cual es utilizado para sistemas que tengan paneles monocristalinos, lo que asume directamente que la pendiente de la curva IV en el short-circuit es cero.

$$\left(\frac{dI}{dV}\right)_{V=0} = 0 \quad [6]$$

Este método llamado: "4-parameter model" fue desarrollado por Townsend en 1989, y finalmente refinado por Duffie y Beckman en 1991.

Ahora, para entender el arreglo de un circuito que pueda ejemplificar el modelo antes mencionado, se presenta el circuito eléctrico equivalente:

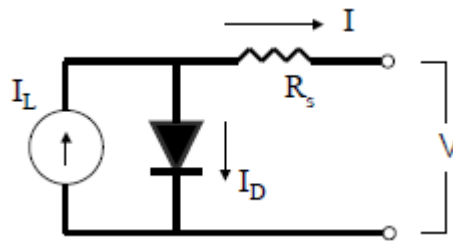


Figura 4. Circuito eléctrico equivalente del Type 94 disponible en TRNSYS.

Ahora, la ecuación de corriente-voltaje del circuito se muestra a continuación:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q}{\gamma k T_e} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad [7]$$

En donde  $R_s$  y  $\gamma$  son constantes. Adicionalmente,  $I_L$  depende linealmente de la radiación incidente, como se muestra a continuación:

$$I_L = I_{L,ref} \frac{G_T}{G_{T,ref}} \quad [8]$$

El parámetro llamado: "reference insolation" o  $G_{ref}$  se da en el modelo de los 4 parámetros. Casi siempre está dado como  $1000 \text{ W/m}^2$ . La corriente inversa del diodo  $I_0$  es dependiente de la temperatura (TRNSYS, 2019):

$$\frac{I_0}{I_{0,ref}} = \left( \frac{T_C}{T_{C,ref}} \right)^3 \quad [9]$$

## PVT

Ahora bien, para un sistema PVT, la referencia matemática del TRNSYS utiliza el Type 50, para el cual sugiere una fusión entre distintos types de colectores solares (1, 71, 72, y 73), añadiendo un módulo PV al colector plano. Simula una combinación de un colector e incorpora ambos análisis.

El Type 50 para los sistemas PVT, sugiere así mismo 8 modos distintos para operar el sistema dentro del programa, para los cuales del modo 1 al 4 se utilizan para los modelos con colectores planos y se tienen niveles altos de complejidad para las pérdidas en los cálculos. Y del modo 5 al 8 se usan para los modelos de colectores de concentración. (TRNSYS, 2019)

Ahora, uno de los puntos más importantes a considerar es que los inputs del PVT son una combinación de ambas partes del sistema (fotovoltaico y térmico), sin embargo, las salidas muestran un parámetro que define el sistema PVT, el cual es la temperatura de la celda en el inlet del colector. La temperatura a la que opera el PV está dada por un balance de energía, siendo que la energía solar que es absorbida se convierte en parte térmica y parte eléctrica. Lo cual está dado por la ecuación siguiente:

$$(\tau\alpha)G_T = U_L(T_C - T_a) \quad [10]$$

Mientras que la temperatura de la celda a cualquier temperatura ambiente es la siguiente:

$$\frac{T_C - T_a}{T_{NOCT} - T_{aNOCT}} = \frac{G_T}{G_{NOCT}} \frac{U_{L,NOCT}}{U_L} \left[ 1 - \frac{\eta_C}{(\tau\alpha)} \right] \quad [11]$$

## Cálculos financieros

Para poder comprobar la competitividad de esta tecnología es necesario realizar un análisis de factibilidad tecno-económica que permita analizar distintos factores para determinar si una tecnología sería atractiva económicamente hablando.

Existen diferentes indicadores que pueden utilizarse para evaluar una determinada tecnología. A continuación, se enlistan algunos (Das, Kalita & Roy, 2018), (Chauhan, Tyagi & Anand, 2018):

- Tiempo de Retorno del Costo (CPBT por sus siglas en inglés)
- Retorno de Inversión (ROI por sus siglas en inglés)
- Tasa Interna de Retorno (IRR por sus siglas en inglés)
- Costo de Energía (COE por sus siglas en inglés)
- Valor Presente Neto (NPV por sus siglas en inglés)
- Costo de Ciclo de Vida (LCC por sus siglas en inglés)
- Tolerable Capital Cost (TCC por sus siglas en inglés)

Como parte del análisis de factibilidad de los sistemas PVT, se decidió elegir los indicadores más representativos, siendo estos el ROI (Retorno de Inversión), y NPV (Net Present Value) en ese orden debido a la importancia inicial de tener el tiempo de retorno y analizar su competitividad económica de la forma más sencilla, seguido por el Valor Presente Neto para lograr evaluar el valor futuro del sistema PVT en comparación con los sistemas independientes.

Uno de los indicadores más relevantes es el tiempo de Retorno de Inversión, y es uno de los factores más relevantes para determinar la viabilidad comercial el cual se ha utilizado en algunos trabajos realizados para modelar el rendimiento energético y económico de sistemas PVT. Para calcular el retorno de inversión de un sistema se sigue la siguiente ecuación:

$$ROI = \frac{\text{Costo total de la instalación de sistema}}{\text{Ahorro anual}} \quad [12]$$

En donde se toma en cuenta el costo total de la instalación del sistema, teniendo en consideración posibles subsidios gubernamentales (en caso de aplicar para la región en cuestión), y el ahorro anual que dicho sistema estaría generando para el usuario.

Por otro lado, se tiene el indicador COE (Costo de Energía), el cual se refiere al costo por unidad de electricidad generada por el sistema, y debería ser menor que el costo de energía doméstica de la región de interés. (Das, Kalita & Roy, 2018). Y por último, el indicador llamado: Tolerable Capital Cost (TCC). El cual toma en consideración el costo que el consumidor puede pagar por una mejora de sistema de energía en un periodo anual, que es aceptable para un retorno de inversión, los ahorros anuales, e incluyendo el incremento de la tasa de interés. Y se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$TCC = ACS \times \left[ \frac{1 - (1+e)^n (1-e)^{-n}}{1-e} \right], \text{ para } i \neq e \quad [13]$$

$$TCC = ACS \times n (1 + i)^{-1}, \text{ para } i = e \quad [14]$$

En donde ACS= Ahorro anual neto debido a la instalación del sistema (\$); i = tasa de interés; e= inflación del costo de la energía; n= periodo aceptable para retorno de inversión (años). (Das, Kalita & Roy, 2018)

## ***Mercado***

Existen algunas soluciones comerciales de PVT en diversas geografías. Sin embargo, es importante tomar en consideración que la falta de ofertas comerciales de dichos sistemas en todo el mundo es debido al alto costo de producción por los materiales, lo que eleva el precio y se vuelve económicamente inviable para un posible mercado meta. Aún así, existen algunas opciones y cabe establecer que la mayor parte de las soluciones funcionan por medio del aire como medio intercambiador de calor y se encuentran en climas fríos.

Actualmente, la adopción de sistemas PVT en el sector residencial en Monterrey, es prácticamente inexistente. Si se presentara el caso en que se desea contar con generación eléctrica y térmica, sería necesario contar con paneles fotovoltaicos y colectores solares por separado forzosamente.

Actualmente existen en el mercado algunos productos que pudieran satisfacer la necesidad con sistemas independientes. Siendo estos sistemas fotovoltaicos y sistemas de captación solar, cada uno por separado. Los más conocidos de estos últimos son los calentadores solares planos, los cuales logran captar el calor con el mismo fin, obteniendo resultados a un costo considerablemente bajo. Sin embargo, estos productos requieren de espacio en los techos de los hogares como los sistemas fotovoltaicos. Esto puede representar un problema para aquellas personas que ya cuentan con generación eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos y desean realizar algún tipo de captación solar-térmica. Es en estos casos donde la tecnología PVT se vuelve una opción atractiva para aquellas personas en sector residencial que cuentan con paneles fotovoltaicos ya instalados.



## Oferta comercial de sistemas PVT

Hasta el momento, se han encontrado cuatro módulos PVT que funcionan por medio de agua: DualSun Spring, de Francia, SunDrum, Cool PV y PVT1 de PowerPanel provenientes de Estados Unidos.

DualSun Spring es un sistema ya integrado que incluye panel fotovoltaico y sistema de recuperación de calor con un intercambiador de 5 litros capaz de llegar a temperaturas de 70°C. Una de sus características es que cuenta con un intercambiador de calor de polipropileno protegido por 3 patentes. Cuenta con celdas fotovoltaicas monocristalinas con una potencia pico de 280 W (DualSun, 2019).



Figura 5. Imagen del módulo PVT DualSun Spring (DualSun, 2019)

La oferta de SunDrum solar consiste en recuperadores térmicos tipo *plug-in* que pueden incorporarse a módulos fotovoltaicos de distintos fabricantes. Sin embargo, su página de internet no ofrece mucha información sobre el rendimiento o especificaciones de la tecnología (SunDrum Solar, s.f.).

El módulo Cool PV ensamblado por FAFCO, está compuesto por un módulo fotovoltaico con potencia pico de 295 W del fabricante Canadian Solar, con un recuperador térmico fabricado por la propia empresa. El colector cuenta con un área de 1.67 m<sup>2</sup>, y tiene una capacidad de almacenamiento de 2.8 litros en su recuperador (FAFCO, 2019).



Figura 6. Imagen del módulo CoolPV de FAFCO (FAFCO, 2019)

El PowerPanel es un sistema híbrido que cuenta con un recuperador térmico integrado a la parte posterior del módulo fotovoltaico, el cual cuenta con una potencia pico de 125 W en un área menor a 1 m<sup>2</sup> cubierta por un vidrio claro templado. Su intercambiador es capaz de mantener 2 litros y cuenta con la certificación SRCC (PowerPanel, s.f.).



Figura 7. Imagen del módulo PVT1 de PowerPanel (PowerPanel, s.f.)

No obstante, no existen soluciones comerciales de sistemas PVT dentro del mercado regional que ofrezcan una alternativa a los calentadores solares, ni estudios y/o investigaciones previas que logren poner en cuestión de implementación este

tipo de tecnologías sobre la zona norte del país (aun considerando sus condiciones meteorológicas y geográficas envidiables) lo que abre un abanico de posibilidades y áreas de oportunidad. Por ello, se tendría que competir de forma directa con los calentadores solares y se buscaría dar cabida preferencial a incluir sistemas de PVT en los paneles fotovoltaicos, y con esto contribuir para probar la viabilidad comercial de esta tecnología. Para poder contar con soluciones PVT competitivas es necesario realizar un estudio de factibilidad tecno-económica con el fin de fijar las características que tendría un sistema de PVT para este mercado en específico, y lograr analizar (en base a este estudio) la viabilidad de implementación de la tecnología para el caso específico de la ciudad de Monterrey, Nuevo León, México.

### *Falta de normatividad para PVT*

Para la evaluación de rendimiento de sistemas PVT, no existe una metodología definida que permita unificar la forma de evaluar el rendimiento dado el reducido mercado y falta de datos (Guarracino, Freeman, Ramos, Kalogirou, et al, 2019), lo cual se considera como una barrera a la adopción de esta tecnología (Mello, Alonso, Alvarez, Guarracino, et al, 2018). Esta ausencia de estándares para los sistemas PVT se atribuye a la reducida cantidad de estudios que consideran todos los factores al momento de realizar pruebas con los sistemas (Wang & Roskilly, 2019). Esto ha sido detectado como una de las áreas de interés más relevantes para el desarrollo de dicha tecnología (Joshi & Dhoble, 2018).

### *Certificación SRCC*

El Solar Rating & Certification Corporation (ICC-SRCC) es una entidad de certificación de sistemas térmicos y solares que opera principalmente en Norte América. Verifica y certifica sistemas de colectores solares térmicos de líquido y aire, bombas de calor, tanques solares y sistemas PVT.

Para los colectores solares térmicos, se evalúan siguiendo el estándar ICC 901/SRCC 100, el cual está basado en el estándar ISO 9806 (ICC-SRCC, 2019). Los documentos de la certificación incluyen la ecuación de la curva de eficiencia, resultados de las pruebas de niveles de generación de energía térmica en escenarios con varios niveles de radiación y especificaciones técnicas.

Para los sistemas PVT, la única certificación que ofrecen es sobre el estándar ICC 901/SRCC 100, el cual evalúa el rendimiento térmico del sistema. Este estándar no incorpora evaluación de la generación de energía eléctrica asociada con el panel fotovoltaico. Este es uno de los ejemplos que representan un reto para la adopción y comercialización de sistemas PVT.

El esquema de certificación del SRCC es lo más cercano que cuenta la tecnología PVT a un consenso en la forma de evaluar los sistemas pero sigue contando con áreas de oportunidad como la falta de definición de una evaluación integral (térmica y eléctrica) y los pocos sistemas PVT evaluados, ya que actualmente solo 3 cuentan con la certificación, y se mencionan a continuación:

1. Sistema CoolPV, de la empresa FAFCO, Inc. Número de certificación SRCC 10002084 y 10001993
2. Sistema PVT1, de la empresa Power Panel, Inc. Número de certificación SRCC 2012015A (SRCC, 2019)

## **Objetivo General**

El objetivo general de este proyecto es el siguiente:

Evaluar la Factibilidad Tecno-económica de los sistemas PVT para la Ciudad de Monterrey, México.

## **Objetivos Particulares**

Los objetivos particulares que se buscan alcanzar en este proyecto son los siguientes:

- Evaluar el desempeño técnico y económico de instalaciones PV y Térmico por separado para un perfil de usuario determinado
- Evaluar el desempeño técnico-económico de un sistema PVT para un perfil de usuario determinado
- Dadas las limitaciones de espacio para instalaciones independientes y a la ausencia de oferta de sistemas PV/T para la ciudad de Monterrey, se realizará una evaluación comparativa de los resultados obtenidos de los sistemas individuales y el sistema PV/T para evaluar su factibilidad económica

## Premisas de diseño

Es importante establecer que, debido a una ausencia de ofertas comerciales de sistemas PVT en nuestra región, será indispensable realizar las evaluaciones con soluciones comerciales en otra parte del mundo. Ajustando los precios de la instalación completa del sistema a México. Se sabe que aún es una tecnología que no ha sido explotada, a lo que en términos comerciales esto se refiere, debido a los altos costos. Aún así, existen soluciones que ya han penetrado el mercado, introduciendo sistemas que logran tener una generación híbrida mediante soluciones térmicas y fotovoltaicas.

A continuación, se enlistan las premisas bajo las cuales se regirá el diseño de la propuesta del sistema PVT a trabajar:

- Tener un ROI igual o menor a 8 años
- Sistema capaz de alcanzar temperaturas máximas de 60° C
- Utilización de un sistema Sheet & Tube
- Agua como medio de transmisión térmica
- Sistema destinado a agua caliente de uso doméstico
- Limitado al caso de estudio del Área Metropolitana de Monterrey
- Casos de estudio que cuentan con tarifa CFE sin subsidio

# Metodología

Para evaluar la factibilidad tecno-económica de los sistemas PVT en Monterrey, se seguirá la siguiente metodología, la cual consta desde establecer el perfil del usuario, selección y uso de escenario base, hasta simulaciones de software.

- Revisión de necesidades de software

De acuerdo a la revisión de software, y el modelo analítico, se revisarán las funcionalidades de softwares utilizados en estudios similares para elegir el más apropiado.

- Validación de software de simulaciones

Para comprobar el modelo analítico con el cual simula el software, se diseñará una prueba en la cual se repliquen resultados ya conocidos para determinar la utilidad y fiabilidad del software.

- Comparativa con software similar

Para validar el software a utilizar, se definirá un escenario hipotético que será replicado en otro programa con funcionalidades similares y reconocido por su fiabilidad. Esto permitirá conocer las áreas en las que habrá que tener especial atención al momento de plantear las simulaciones.

- Definición de escenario base

Se definirán las propiedades y condiciones de la simulación a llevar a cabo, considerando el modelo comercial elegido, las condiciones del sistema y del sitio a evaluar.

- Definir perfil de usuario

Se definirán escenarios de consumo y perfiles de usuario de acuerdo a la información recaudada sobre consumos de energía de perfiles candidatos

- Simulaciones de sistema PVT

Se llevarán a cabo las simulaciones con los diferentes escenarios a evaluar

- Comparar resultados con sistemas térmicos y fotoeléctricos por separado

Una vez realizadas las simulaciones de los sistemas PVT, se obtendrán los datos para los sistemas térmicos y fotovoltaicos que operan de forma independiente para determinar los beneficios técnicos de la integración de ambos sistemas.

- Definir parámetros financieros

Se definirá el escenario financiero sobre el cual se determinará la factibilidad económica del sistema.

- Evaluar factibilidad y comparar con sistemas térmicos y fotovoltaicos independientes

Con la información de las simulaciones, se realizarán los cálculos para comparar los distintos escenarios de consumo, y comprobar su ventaja sobre la operación de los sistemas de forma independiente utilizando como métricas ROI, COE, TCC.



## Cronograma

La ejecución del proyecto se logró en línea con lo proyectado en el cronograma, terminando con las simulaciones en base al escenario base planteado, cumpliendo con el estudio de factibilidad tecnológica, y a su vez teniendo proyectado el análisis económico de la propuesta final del sistema.

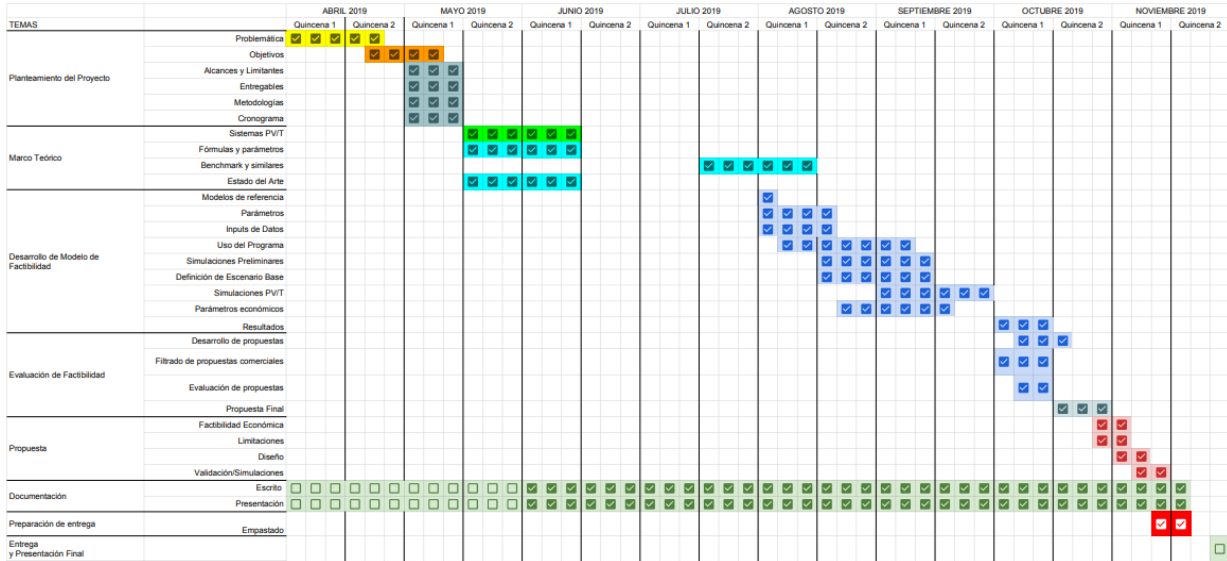


Figura 8. Cronograma del proyecto.

Etapas	Tareas	Descripción
Planteamiento del Proyecto	Problemática	Definición del rumbo del proyecto, especificando qué se buscará alcanzar, la temática, su posible aportación, y cuál será el resultado a presentar como parte del trabajo realizado. Etapa crítica para tener claridad durante el trabajo en el proyecto.
	Objetivos	
	Alcances y Limitantes	
	Entregables	
	Metodologías	Definición de tareas a realizar y plazos de entrega para poder cumplir con entregables de forma eficiente.
	Cronograma	
Marco Teórico	Sistemas PVT	Investigación y comprensión del funcionamiento de sistemas PVT, así como los modelos analíticos utilizados para entender los fenómenos físicos.
	Fórmulas y parámetros	
	Benchmark y similares	Estudio de sistemas PVT comerciales y competencia similar para la localidad específica de Monterrey, N.L.
	Estado del Arte	
Desarrollo de Modelo de Factibilidad	Modelos de referencia	Evaluación de estudios similares realizados, así como definición de parámetros de entrada clave de acuerdo a sistemas utilizados (Fotovoltaico, térmico y PVT)
	Parámetros	
	Inputs de Datos	
	Uso del Programa	Familiarización con software de simulación a utilizar para evaluar los sistemas.
	Simulaciones Preliminares	
	Definición de Escenario Base	Estudio de mercado y usuarios generando escenario base para dimensionado de sistemas. Definición de parámetros económicos de estudio financiero.
	Simulaciones PVT	
	Parámetros económicos	
	Resultados	
Evaluación de Factibilidad	Desarrollo de propuestas	Análisis de resultados de iteraciones de simulación, así como proceso de optimización de rendimiento del sistema para posterior evaluación y formulación de propuesta final. Etapa crítica del proyecto donde se aplicarán conocimientos adquiridos para evaluación tecno-económica.
	Filtrado de propuestas	
	Evaluación de propuestas	
	Propuesta Final	
Propuesta	Factibilidad Económica	Definición de propuesta de sistema PVT tecno-económicamente factible para Monterrey, incluyendo especificaciones de diseño del sistema.
	Limitaciones	
	Diseño	
	Validación/Simulaciones	

Tabla 1. Descripción de cronograma del proyecto.

## ***Software de simulación***

Existen diferentes formas para realizar las simulaciones y comprender el comportamiento del fenómeno físico (TRNSYS, SAM) y pueden realizarse también con calculadores algebraicos (MATLAB, EES). Para este trabajo, se utilizarán principalmente el programa Transient System Simulation Tool (TRNSYS), y el System Advisor Model (SAM).

Transient Systems Simulation Tool (TRNSYS) es un software de simulación transitorio comúnmente usado para realizar estudios de sistemas de energías renovables y sistemas térmicos. Este programa permite evaluar el comportamiento de determinado sistema por períodos de tiempo. El programa funciona con bloques preprogramados que resuelven las ecuaciones analíticas por medio de distintos modelos validados por la comunidad científica. Para el presente estudio, será utilizado para analizar los fenómenos físicos derivados del uso de sistemas PVT y sistemas de colectores solares térmicos.

Este programa se ha utilizado en otros estudios para estudiar el comportamiento de sistemas con energía solar (Khordehghah, Guichet, Lester & Jouhara, 2019) (Zarella, Emmi, Vivian, Croci, et al, 2019) (Lämmle, Oliva, Hermann, Kramer, et al, 2017). Uno de ellos fue para modelar el desempeño de sistemas PVT para uso residencial en el Reino Unido (Khordehghah, Guichet, Lester & Jouhara, 2019) en el cual se validaron los resultados con mediciones experimentales y se obtuvo una buena correlación entre los datos. En este Estudio se logró reducir la temperatura del panel fotovoltaico en un 25%, expresándose en un incremento en la eficiencia eléctrica del 15%. Asimismo, el System Advisor Model (SAM) es desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory de los Estados Unidos (NREL, 2018) permite realizar análisis tecno-económicos para distintos sistemas de generación renovables. Este programa será utilizado para realizar las simulaciones de sistemas fotovoltaicos.

## Simulaciones preliminares

Para familiarizarse con el programa TRNSYS, se realizaron pruebas preliminares que permitieran entender el funcionamiento del mismo, y comparar con softwares similares utilizados para evaluar proyectos de energías renovables. Esto permite confiar en los resultados entregados por el sistema y comprender su funcionamiento. Se utilizaron datos meteorológicos de la base de datos de METEONORM en formato TMY2, compuestos por mediciones tomadas en el Aeropuerto Internacional Mariano Escobedo en Monterrey, México en 1995.

### ***Pruebas con colector solar***

Para las pruebas en TRNSYS con un colector solar se utilizará el colector de la marca KIOTO Clear Energy certificado por el SRCC, con información disponible, y comercializado en México.

Marca	KIOTO Clear Energy
Modelo	FP 1.20.0 HE sc
Certificación	#2009077A
Tipo de colector	Colector plano con un vidrio
Área de captura	2.031 m <sup>2</sup>
Fluido de trabajo	Agua
Curva de eficiencia	$n = 0.679 - 3.5885 (P/G) - 0.0026 (P^2/G)$
Pendiente	-3.754 W/m <sup>2</sup> . °C
Intercepto en Y	0.680
Flujo del fluido probado	0.0212 kg/s.m <sup>2</sup>

*Tabla 2. Características de colector KIOTO*

## Validación de programa para colectores solares

En primera instancia, se buscó replicar las condiciones de la prueba de certificación a la cual fue sometido el colector de la marca KIOTO, buscando obtener una generación de energía térmica similar a la reportada por la experimentación.

Generación de kWh térmico por panel por día			
Clima -> Categoría ( $T_i - T_a$ )	Radiación alta (6.3 kWh/m <sup>2</sup> día)	Radiación media (4.7 kWh/m <sup>2</sup> día)	Radiación baja (3.1 kWh/m <sup>2</sup> día)
A (-5 °C)	8.6	6.6	4.5
B (5 °C)	7.8	5.8	3.7
C (20 °C)	6.6	4.6	2.6
D (50 °C)	4.6	2.6	0.9
E (80 °C)	2.7	1.1	0.0

Tabla 3. Resultados de pruebas realizadas al colector de KIOTO Clear Energy para certificación de SRCC.

Se probó con condiciones de alta radiación en dos escenarios de diferencia de temperatura, uno de -5°C y otro con una diferencia de 5°C.

Se configuró un sistema de TRNSYS utilizando una bomba para fluido (Type 3b) y un colector solar plano (Type 1b), ambas en estado constante para replicar las condiciones del experimento

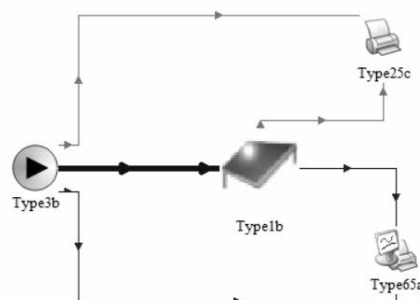


Figura 9. Acomodo del sistema de colector en TRNSYS

## Parámetros de la prueba de $\Delta T = 5^{\circ}\text{C}$

Radiación incidente por hora (G)	262.5 W/m <sup>2</sup>
Flujo del fluido	40 kg/hr
T <sub>inlet</sub>	30°C
T <sub>ambient</sub>	25°C
Pendiente del colector	25°
Albedo	0.7

*Tabla 4. Parámetros de prueba con  $\Delta T = 5^{\circ}\text{C}$*

Para esta prueba, se buscó replicar los resultados obtenidos por las pruebas realizadas por el SRCC para la certificación del modelo ya descrito. Para ello, se mantuvo una diferencia de temperatura ( $T_i - T_a$ ) en  $5^{\circ}\text{C}$  (30 - 25), una radiación incidente de 262.5 W/m<sup>2</sup>, y un flujo de 40 kg/hr.

Para definir la radiación incidente, se tomó el escenario de Alta Radiación de la Certificación SRCC Standard 100-2008-02 de 6.3 kWh/m<sup>2</sup>. día.

$$6.3 \text{ kWh/m}^2 = 6300 \text{ Wh/m}^2 / 24 \text{ hr} = 262.5 \text{ W/m}^2$$

Observada por Prueba de SRCC kWh por panel por día	Obtenida por modelo en TRNSYS kWh por panel por día
7.8	7.32

*Tabla 5. Comparativa de resultados entre SRCC y TRNSYS*

$$1098.59 \text{ kJ/hr} = 0.3051 \text{ kW} * 24 \text{ hr} = 7.32 \text{ kWh}$$

**Eficiencia: 0.645**

## Parámetros de la prueba $\Delta T = -5^{\circ}\text{C}$

Radiación incidente por hora (G)	262.5 W/m <sup>2</sup>
Flujo del fluido	40 kg/hr
T <sub>inlet</sub>	35°C
T <sub>ambient</sub>	40°C
Pendiente del colector	25°
Albedo	0.7

Tabla 6. Parámetros de prueba con  $\Delta T = -5^{\circ}\text{C}$

Para esta prueba, se buscó replicar los resultados obtenidos por las pruebas realizadas por el SRCC para la certificación del modelo ya descrito. Para ello, se mantuvo una diferencia de temperatura ( $T_i - T_a$ ) en  $-5^{\circ}\text{C}$  (35 - 40), una radiación incidente de 262.5 W/m<sup>2</sup>, y un flujo de 40 kg/hr.

Para definir la radiación incidente, se tomó el escenario de Alta Radiación de la Certificación SRCC Standard 100-2008-02 de 6.3 kWh/m<sup>2</sup>. día.

$$6.3 \text{ kWh/m}^2 = 6300 \text{ Wh/m}^2 / 24 \text{ hr} = 262.5 \text{ W/m}^2$$

Observada por Prueba de SRCC kWh por panel por día	Obtenida por modelo en TRNSYS kWh por panel por día
8.6	9.04

Tabla 7. Comparativa de resultados entre SRCC y TRNSYS

$$1356.97 \text{ kJ/hr} = 0.3769 \text{ kW} * 24 \text{ hr} = 9.04 \text{ kWh}$$

### **Eficiencia: 0.712**

#### Conclusiones de validación

Con las dos pruebas realizadas es posible observar que se registran valores de eficiencia cercanos a la reportada por la certificación. Es importante recordar que el valor de 0.68 del intercepto en Y representa la linealización de una tendencia

producida por pruebas en distintas condiciones, por lo cual no es posible obtener un valor muy preciso. Al realizarse con la menor diferencia de temperatura, los valores reportados se encuentran en el rango de los resultados más positivos en lo referente al rendimiento térmico del colector solar.

### Comparativa de resultados TRNSYS vs SAM - Colector Solar

Se procedió a realizar una comparativa de un escenario hipotético configurado en el programa System Advisor Model (SAM) del National Renewable Energy Laboratory (NREL) y en el programa TRNSYS. Para ello, se planteó un escenario de un sistema de calentamiento de agua doméstica con un colector, un tanque y perfil de consumo de agua horaria. No se consideraron pérdidas ocasionadas por tuberías. Se utilizó el mismo modelo de colector solar ya descrito, perteneciente a la empresa KIOTO Clear Energy. Sin embargo, debido a la mayor cantidad de parámetros disponibles en el TRNSYS, no es posible replicar el modelo en su totalidad en el SAM.

Las propiedades del tanque de agua son las siguientes:

Parámetro	Valor
Volumen del tanque (m <sup>3</sup> )	0.3
Razón de altura-diámetro del tanque	2
Coefficiente de pérdidas del tanque (W/m <sup>2</sup> °C)	0.69444
Temperatura máxima del agua en tanque (°C)	99
Temperatura de salida fija (°C)	60
Temperatura ambiental para el tanque (°C)	25

*Tabla 8. Propiedades de tanque de agua*

El perfil de consumo de agua se escaló a un consumo de 300 kg de agua al día, y cuenta con un perfil horario de consumo definido. La temperatura de entrada del



agua al sistema se obtiene por el promedio diario de la temperatura ambiente de acuerdo con el archivo TMY2.

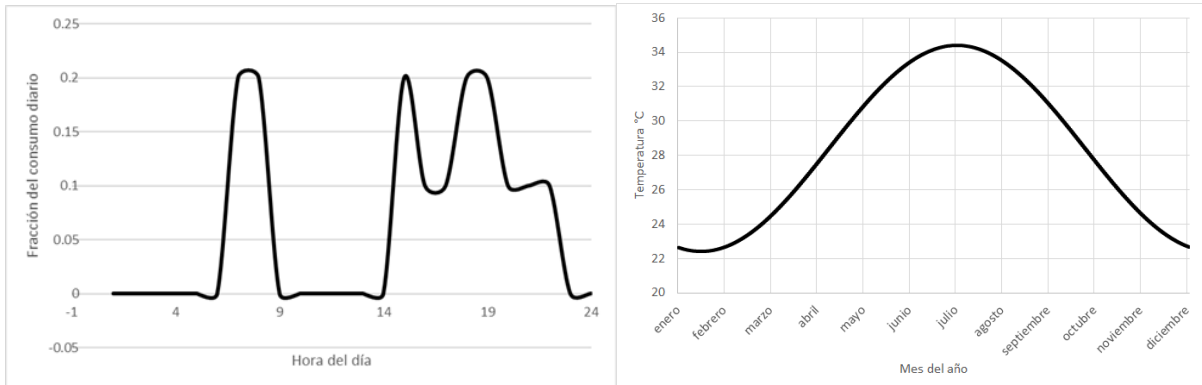


Figura 10. Perfil de consumo de agua y temperatura de entrada de acuerdo al día

El sistema planteado con todos sus componentes en el TRNSYS es el siguiente:

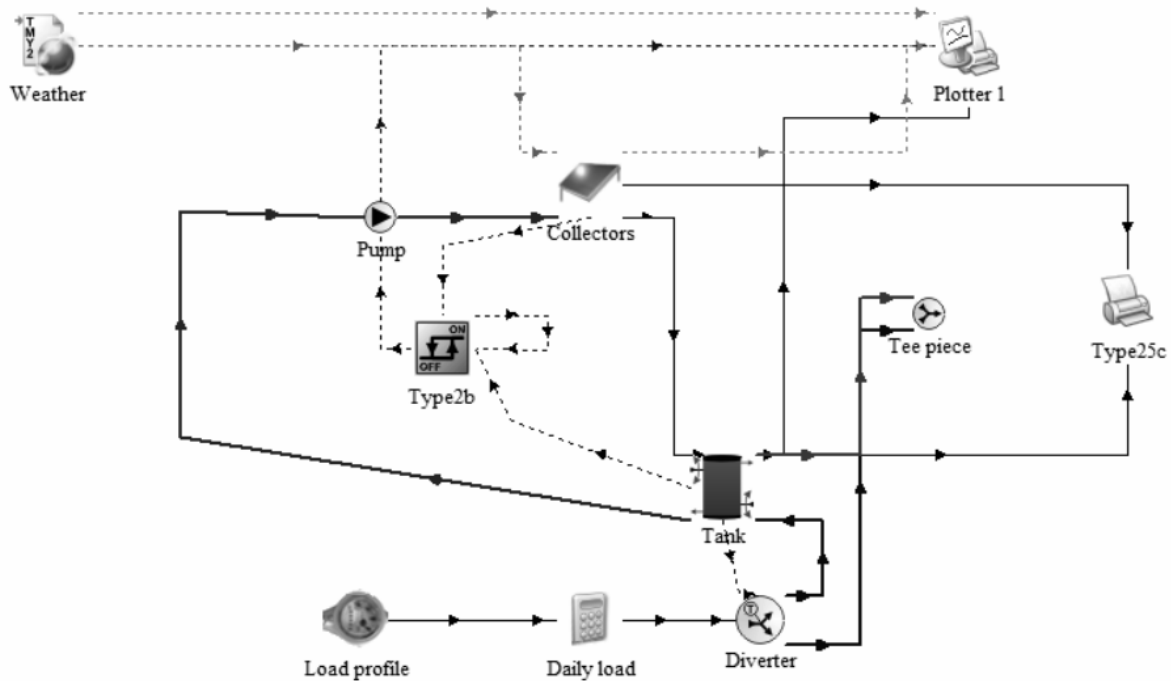


Figura 11. Acomodo del sistema de colector solar con tanque y perfil de consumo.

Los resultados obtenidos en esta primera etapa de la comparativa son los siguientes:

	Resultados en SAM	Resultados en TRNSYS
Energía generada por colector al tanque	1977.52 kWh	1927.11 kWh
Energía generada por auxiliar en tanque	1852.23 kWh	0 kWh
Q entregada total	2166.26	1843.95
T <sub>avg</sub> del tanque	41.28 °C	30.06°C
T <sub>out_avg</sub> del tanque	45.07 °C	36.49 °C

*Tabla 9. Primera comparativa de resultados SAM vs TRNSYS*

No ha sido posible replicar en su totalidad el sistema de calentamiento solar de agua doméstica. Se ha logrado replicar la cantidad de energía generada por el colector solar, pero el comportamiento térmico del tanque sigue representando un reto. Se continuará verificando los parámetros y configuración del sistema para poder replicar los resultados obtenidos en el programa SAM y poder comprender el modelo analítico del programa TRNSYS.

## ***Pruebas con panel fotovoltaico***

Para las pruebas en TRNSYS con un panel fotovoltaico se utilizará un panel de la marca ALEO Solar, con información disponible, y comercializado en México.

Marca	ALEO
Modelo	Aleo solar module X59 HE
Dimensiones (mm)	1660 x 990 x 42
Tipo	Monocristalino Si, PERC
Área	1.66 m <sup>2</sup>
Número de celdas	60
Capacidad (W)	310 - 320
Garantía	15 años
Lámina frontal	Solar Glass (TSG)
Peso (kg)	19
Certificaciones	IEC 61215; 61730; 62716; 61701; 62804 MCS 010; 00S

*Tabla 10. Especificaciones panel solar ALEO (ALEO,2019)*

### **Validación de programa para paneles fotovoltaicos**

En primera instancia, se buscó replicar las condiciones de la prueba declarada en la ficha técnica a la cual fue sometido el panel fotovoltaico de la marca Aleo Solar, buscando obtener parámetros de salida de energía similar a la reportada por la experimentación, utilizando un sistema simple de 1 panel fotovoltaico.

## Parámetros de prueba de validación TRNSYS

Corriente de Corto Circuito Isc (A)	9.98
Voltaje de Circuito Abierto Voc (V)	39.8
Temperatura de Referencia (K)	298
Radiación de Referencia (W/m <sup>2</sup> )	1000
Voltaje en Potencia Máxima (V)	32.7
Corriente en Potencia Máxima (A)	9.47
Coefficiente de Temperatura en Isc (%/°K)	0.05
Coefficiente de Temperatura en Voc (%/°K)	-0.29
Número de celdas conectadas en serie	60
Temperatura del módulo en NOCT (K)	317
Temperatura ambiente en NOCT (K)	293
Área del módulo (m <sup>2</sup> )	1.66

*Tabla 11. Parámetros de prueba validación*

Después de haber corrido la prueba, se puede confirmar que el programa TRNSYS está realizando las operaciones y simulaciones de forma correcta, al tener resultados de output bastante similares a las establecidas en la ficha técnica del modelo utilizado, los cuales se muestran a continuación:

Datos eléctricos	Valores en STC	Resultados TRNSYS
Potencia Máxima MPP (W)	310	306
Voltaje en Potencia Máxima MPP (V)	32.7	31.13
Corriente en Potencia Máxima MPP (A)	9.47	10.27
Voltaje de Circuito Abierto Voc (V)	39.8	38.42
Corriente de Corto Circuito Isc (A)	9.98	10.85

*Tabla 12. Comparación de resultados en validación*

Por lo que se puede confirmar que el programa funciona y se pudiera hacer una comparativa con el programa SAM.

## Parámetros de prueba comparativa TRNSYS vs SAM

Corriente de Corto Circuito I <sub>sc</sub> (A)	9.6
Voltaje de Circuito Abierto V <sub>oc</sub> (V)	39.1
Temperatura de Referencia (K)	298
Radiación de Referencia (W/m <sup>2</sup> )	1000
Voltaje en Potencia Máxima (V)	31.1
Corriente en Potencia Máxima (A)	8.8
Coefficiente de Temperatura en I <sub>sc</sub> (%/°K)	0.04
Coefficiente de Temperatura en V <sub>oc</sub> (%/°K)	-0.28
Número de celdas conectadas en serie	60
Número de módulos conectados en paralelo	11
Temperatura del módulo en NOCT (K)	321
Temperatura ambiente en NOCT (K)	321
Área del módulo (m <sup>2</sup> )	1.64

*Tabla 13. Parámetros de comparativa SAM vs TRNSYS*

Para lograr la comparativa se utilizaron los mismos parámetros tanto de las características técnicas del panel, como datos meteorológicos; para el cual se utilizó el archivo de datos de Meteonorm de la ciudad de Monterrey, Nuevo León, México. Así mismo, cabe recalcar que los datos del modelo exacto del panel de la marca ALEO Solar X59 HE que fue seleccionado para la prueba de validación no se encontraba en el programa SAM, sin embargo, contaban dentro de su base de datos con modelos similares de la misma marca al antes mencionado. Por lo que se replicaron las características ofrecidas en el programa SAM del modelo Aleo Solar P19Y275 en el TRNSYS. Para esta comparativa se realizaron las simulaciones teniendo un sistema de 3 kW, por lo que se necesitaron 11 módulos conectados en paralelo en ambas simulaciones para tener dicha capacidad. Esta cifra fue utilizada debido a que es el estimado de un sistema fotovoltaico estándar.

Así mismo, para la prueba de comparativa entre ambos programas era necesario seleccionar un inversor para lograr correr la simulación, para el cual en el programa SAM había que elegir entre una base de datos, en donde fue seleccionado el ABB Micro 0.25 con capacidad de 208V, y se replicaron en el programa TRNSYS las características técnicas del mismo, así como su eficiencia, la cual es de 95%.

A continuación, se muestra el arreglo definido para el programa TRNSYS del sistema fotovoltaico:

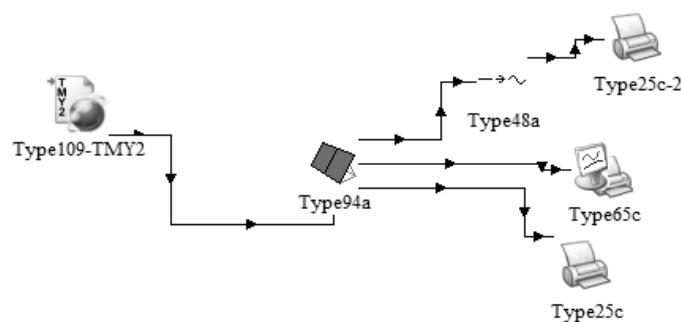


Figura 12. Acomodo del sistema fotovoltaico en TRNSYS

Se incorporó el Type 94a, el cual se refiere a un módulo monocristalino, así mismo como el Type 48a, el cual se refiere al inversor antes mencionado. Así mismo, se introduce el TMY2 con los datos meteorológicos de la ciudad de Monterrey.

Ahora, uno de los parámetros del SAM que toma en consideración para hacer la simulación es la parte de sombras, y pérdidas. En donde los parámetros de sombras se dejan en modo apagado, o sin considerar; tal como lo considera en el TRNSYS. Mientras que las pérdidas se dejan en modo predeterminado, con excepción de las pérdidas por suciedad en el panel "soiling", el cual es el único parámetro del Type 94 del TRNSYS que considera como pérdidas. Al tener todos los datos de entrada y parámetros ya establecidos, se procedió a correr la simulación en ambos programas para hacer la comparación. Y uno de los outputs con el cual se pudo confirmar su similitud, fue la cantidad de energía generada en un lapso de 1 año.

Datos	Valor
Energía anual generada	4,853
Factor de capacidad	18.3%
Producción de energía	1,607 kWh / kW
Performance ratio	0.78

*Tabla 14. Resultados SAM*

### Comparativa de resultados TRNSYS vs SAM - Panel Fotovoltaico

Analizando los resultados de la simulación de TRNSYS, se puede observar lo siguiente en comparación a lo obtenido en SAM:

Energía anual obtenida por la simulación en programa SAM	Energía anual obtenida por la simulación en programa TRNSYS
4,853 kWh	4,628 kWh

*Tabla 15. Comparación de resultados SAM vs TRNSYS*

Así mismo, se pueden comparar los resultados de la y temperatura entre ambas simulaciones a lo largo de un lapso de un año:

Output	SAM	TRNSYS
Temperatura de la celda promedio (K)	293	303.32

*Tabla 16. Comparación de resultados SAM vs TRNSYS*

### **Conclusiones de Pruebas Preliminares**

Si bien se logró replicar los fenómenos físicos en diversos escenarios, el modelo analítico que afecta al tanque de almacenamiento de agua caliente continúa representando retos. Para la definición del sistema a estudiar será necesario evaluar y comprender a detalle este componente para poder analizar los resultados obtenidos

## Caso de estudio

Para lograr tener un escenario base efectivo para la realización del proyecto, es necesario elegir un perfil de consumo, por ello tomar en cuenta distintos consumos de casos diferentes, en donde se den las condiciones ideales para tener, en primera instancia, sistemas fotovoltaicos y térmicos por separado. Para ello, ha sido de gran utilidad el analizar un estudio por el NREL realizado en el año 2018 (Aznar & Zinaman, 2018), en lo referente a los periodos de retorno de inversión en sistemas fotovoltaicos visto desde la perspectiva de las tarifas mexicanas de la CFE. A continuación, se presenta el escenario base sobre el cual girará en torno el presente proyecto.

### ***Perfil del usuario***

Para el perfil del usuario, es necesario establecer las premisas bajo las cuales estos se elegirán. Y para ello, es de suma importancia analizar los consumos de distintos casos, esto para encontrar bajo cuáles condiciones es donde se cuenta con instalaciones fotovoltaicas y colectores por separado.

Retorno	1	1a	1b	1c	1d	1e	1f	DAC
Min. (años)	21	17	18	16	16	16	15	4.5
Avg. (años)	22	22	21	19	20	18	16	5.1
Max (años)	26	27	26	22	27	21	17	6.0

*Tabla 17. Retorno de inversión en base a tarifas de consumo mexicanas (Aznar & Zinaman, 2018)*

En base a la tabla anterior, se puede concluir que un retorno de inversión viable y atractivo para los sistemas fotovoltaicos en México se da sólo bajo la premisa de que la tarifa de consumo del usuario sea DAC. A diferencia de las tarifas subsidiadas, las



cuales tienen un ROI entre 15 y 26 años, tiempo para el cual los sistemas fotovoltaicos no cuentan con garantía vigente, y posiblemente sea necesario un cambio debido al desgaste. Es por ello por lo que se decidió enfocarse en un perfil que, en primera instancia, cuente con una tarifa de alto consumo (DAC). Esto para que el ROI pueda ser comparado con la del sistema híbrido PVT. Ahora, para fines de lograr un resultado objetivo y centrado en el caso específico de Monterrey, se seleccionarán casos de usuarios con tarifa de alto consumo (DAC) únicamente de Nuevo León, debido a los cambios en los precios de tarifas, aun siendo de alto consumo, que existen entre distintos estados de la república.

### ***Escenario Base***

#### ***Perfil de consumo eléctrico***

Ahora, en primera instancia es necesario seleccionar y obtener información de consumos históricos de candidatos que cumplan con el perfil del usuario, (éste siendo bajo la premisa de un usuario que pertenezca a la tarifa eléctrica DAC) para, de manera siguiente, lograr dimensionar un escenario base para el sistema PVT para el caso específico de Monterrey. El escenario base logrará dar las características e inputs de un usuario candidato a tener un sistema de generación híbrida en su hogar, para ello es importante recalcar que es necesario conocer, principalmente, sus consumos eléctricos a lo largo del tiempo para lograr dar un punto de partida sobre cuáles serán las características de demanda eléctrica que tendrá que satisfacer el sistema PVT.

El dimensionamiento consta de tomar en consideración consumos máximos de los datos históricos por bimestre entre distintos casos de perfiles que cumplan las condiciones antes mencionadas. Refiriéndose a consumos máximos por las demandas pico de los distintos casos, esto para poder crear un escenario capaz de

cubrir los consumos que se tienen en todo el año, principalmente en aquellos meses que representan una demanda mayor debido a las altas temperaturas.

Se cuenta con los datos de consumos históricos de dos años de 7 diferentes usuarios que cumplen con los criterios -antes mencionados- de un candidato ideal, los cuales se presentan en el Anexo 1. A continuación, se muestran los datos recabados de cada uno de los usuarios, tomando en cuenta que los consumos históricos están en periodos de tiempo bimestrales y se miden en kWh. En la tabla se resaltan los consumos máximos que se tuvieron en cada uno de los casos.

Periodos	Casa 1	Casa 2	Casa 3	Casa 4	Casa 5	Casa 6	Casa 7
FEB 19 - ABR 19	1093	1329	1439	1010	665	858	2074
DIC 18 - FEB 19	1150	1383	1930	844	2061	1885	1570
OCT 18 - DIC 18	1211	1264	1416	1060	1038	1200	1762
AGO 18 - OCT 18	2004	2468	1971	2151	2335	2337	1741
JUN 18 - AGO 18	2922	2732	2464	2901	2307	2670	3556
ABR 18 - JUN 18	2148	1491	1450	1730	1582	1535	3914
FEB 18 - ABR 18	1031	930	1168	1010	665	858	1701
DIC 17 - FEB 18	833	1195	2610	1002	1358	832	1362
OCT 17 - DIC 17	911	923	1416	932	1413	883	2555
AGO 17 - OCT 17	1781	1937	1961	2157	2335	2464	1822
JUN 17 - AGO 17	1550	1563	2464	3103	2307	3255	5078

*Tabla 18. Consumos entre perfiles de un año*

Ahora, sabiendo cuales son los consumos de cada uno de los perfiles, se puede seleccionar uno específico para trabajar el escenario eléctrico base, para el cual se eligió el usuario de la casa #7, debido a que es el escenario con los consumos más altos de entre todos los casos, por lo que se estaría dimensionando con base a consumos extremos. Y, como ya se estableció, es necesario cubrir no sólo un consumo promedio, sino el consumo pico del caso en cuestión.

Usuario (Casa 7)	Consumo Máximo histórico (kWh al bimestre)
Bimestre 1	1362
Bimestre 2	1701
Bimestre 3	3914
Bimestre 4	3556
Bimestre 5	1741
Bimestre 6	1762

*Tabla 19. Consumos del perfil Casa 7*

Ahora, teniendo en cuenta el consumo máximo en el periodo de un año (siendo en el tercer bimestre con 3,914 kWh) se puede establecer que, para el caso de una instalación fotovoltaica, no es necesario cubrir toda la demanda de consumo de un hogar, si no que habría que buscar el punto en el que el sistema sea capaz de disminuir el consumo tal que pueda regresar de ser tarifa de alto consumo (DAC) a una tarifa regular doméstica (1C), y con ello generar ahorros a largo plazo. Para ello, a continuación, se presentan los límites de consumo en los que cada tarifa se encuentra para pasar a ser de alto consumo (DAC).

Tarifa 1:	250 (doscientos cincuenta)	kWh/mes.
Tarifa 1A:	300 (trescientos)	kWh/mes.
Tarifa 1B:	400 (cuatrocientos)	kWh/mes.
Tarifa 1C:	850 (ochocientos cincuenta)	kWh/mes.
Tarifa 1D:	1,000 (un mil)	kWh/mes.
Tarifa 1E:	2,000 (dos mil)	kWh/mes.
Tarifa 1F:	2,500 (dos mil quinientos)	kWh/mes.

*Tabla 20. Tarifas y puntos límite para DAC (CFE, 2019)*

Como se puede observar en la tabla anterior, la tarifa regular doméstica (1C) tiene un límite de 850 kWh al mes para pasar a ser de alto consumo. Para poder equiparar los

consumos de los usuarios recabados, los cuales se miden por kWh al bimestre, es necesario multiplicar los 850 kWh por dos, para tener un valor bimestral, teniendo como resultado 1700 kWh bimestrales límite.

El siguiente paso consta de hacer una resta, entre el consumo pico del usuario que, seleccionado previamente, con el límite de la tarifa regular doméstica bimestral:

$$\begin{aligned} \text{Escenario eléctrico base} &= 3,914 - 1700 \\ \text{Escenario eléctrico base} &= 2,214 \text{ kWh Bimestral} \end{aligned}$$

Esto dicta que el sistema, para que pueda ser capaz de disminuir y bajar la tarifa DAC del usuario del escenario base antes establecido, necesita producir al menos 2,214 kWh bimestrales.

### Perfil de consumo de agua caliente

Pasando a la parte térmica del sistema, es necesario establecer que se está tomando en consideración un consumo promedio de agua para los usuarios que son candidatos para tener un sistema PVT. Y, como se ha estado mencionando; el usuario candidato debe de entrar en ciertas características de consumo para ser un cliente prospecto de un sistema de generación híbrida, empezando por ser un usuario ideal para contar con un sistema fotovoltaico y térmico por separado.

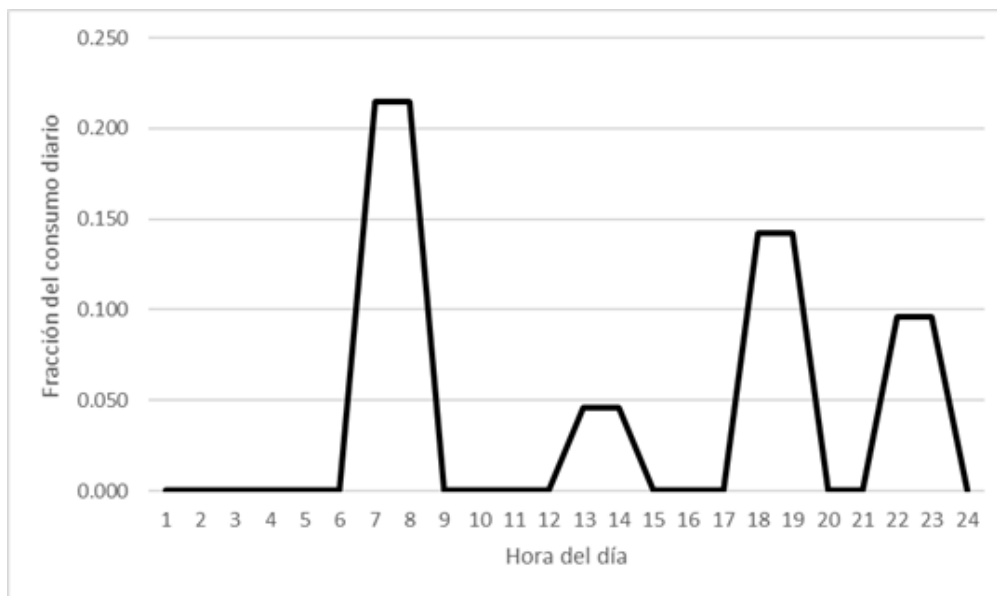
	Bajo Ingreso	Mediano Ingreso	Alto Ingreso
Consumo de agua (m <sup>3</sup> )	18.54	23.22	27.4

*Tabla 21. Consumo de agua sector residencial Nuevo León (Cabral y Ortega, 2014)*

Las premisas son las mismas: de alto consumo. Tal es el caso eléctrico, al ser de alto consumo (DAC), resulta más viable en términos financieros para un retorno de inversión más atractivo. Es por ello que se considera para el presente proyecto, que la parte térmica se constituya por el mismo tipo de usuario, los cuales son de alto ingreso económico, siendo estos últimos los que cuentan con un mayor consumo.

Como se aprecia en la tabla 21, el consumo en  $m^3$  para el usuario de alto ingreso, es de  $27.4m^3$  mensuales hasta el año 2012. Para fines prácticos, se redondeará el dato a  $30m^3$ . Lo que se traduce en 30 mil litros de agua al mes, siendo 1000 litros diarios. Sin embargo, este consumo representa el total de litros, por lo que, para efectos de agua caliente utilizada, se considerará un consumo de 500 litros diarios.

Para definir el perfil de consumo en un día, se tomó de referencia el caso estándar presentado en el programa TRNSYS y el de una investigación similar realizada en Reino Unido (Khordehghah, Guichet, Lester & Jouhara, 2019). Con el perfil de consumo delimitado en fracciones del consumo total en un día de  $1m^3$ , se logra respetar el escenario planteado. En la siguiente figura se puede observar la distribución del consumo de agua a lo largo de un día.



*Figura 13. Perfil de consumo de agua de un día típico*

Tomando como referencia el modelo técnico empleado por el programa System Advisor Model del NREL (NREL, 2018), la temperatura de entrada del agua al sistema térmico varía día con día. Para estimar las variaciones del agua desde la fuente, se toma como referencia la temperatura ambiente promedio del día en cuestión y se asume que el agua entra a esa misma temperatura. En la siguiente figura se presenta la temperatura de entrada del agua al sistema para cada día del año típico de referencia.

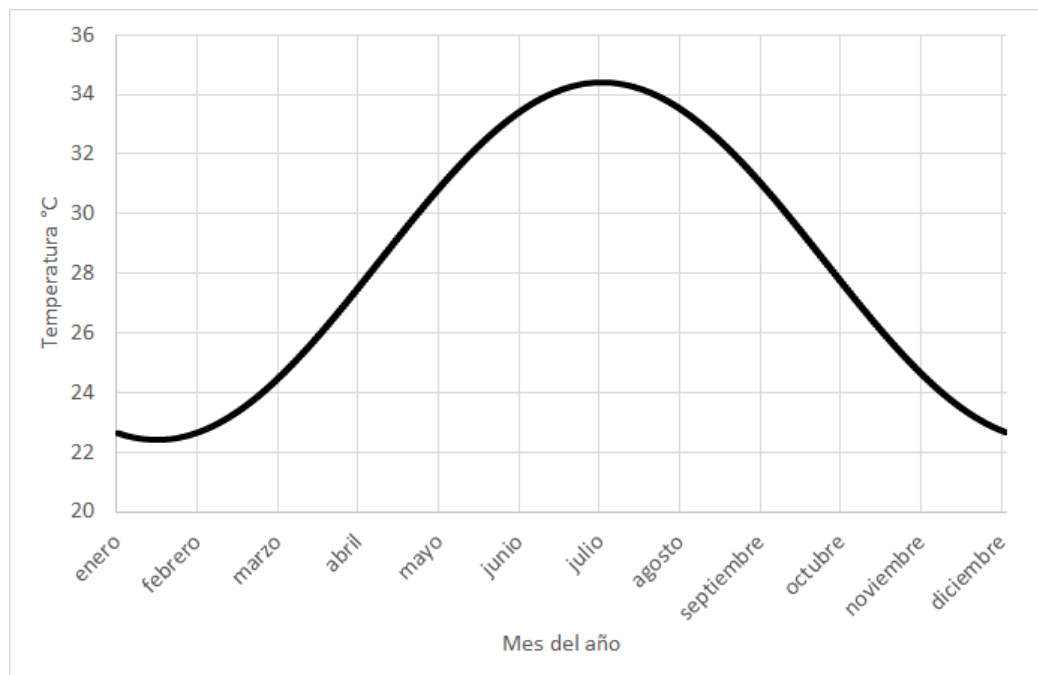


Figura 14. Temperatura de entrada del agua al sistema

## ***Datos meteorológicos***

Para realizar las simulaciones, se utilizaron datos meteorológicos de la base de datos de METEONORM en formato TMY2, los cuales cuentan con mediciones de radiación global en la horizontal, difusa en la horizontal y directa normal, así como de temperatura, velocidad del viento, entre otras. Estos datos están compuestos por mediciones en el Aeropuerto Internacional Mariano Escobedo en Monterrey, México para el año 1995.

Para poder representar de mejor manera las condiciones a las cuales estaría expuesto un sistema de captación solar, ya sea fotovoltaico, PVT o térmico, se consideraron pérdidas generados por suciedad o polvo (*soiling* en inglés) con un factor de 4.5% por ser una región con largas temporadas sin lluvia, y considerando una limpieza al inicio del verano (Gong, 2018). Este porcentaje se ve reflejado como radiación que no es recibida por el módulo de captación.

Los valores de velocidad del viento reportados en el archivo de datos meteorológicos utilizado se encuentran en cm/s, por lo cual fue necesario modificarlos para cada simulación para manejarse como m/s, unidad utilizado por el software TRNSYS.

## **Características del sistema**

Después de haber realizado el análisis del escenario base, se puede proyectar dicho dimensionamiento en un sistema que sea capaz de satisfacer las demandas obtenidas. Tanto para el lado fotovoltaico como para el térmico.

Las respectivas demandas que se obtuvieron en el dimensionamiento del escenario base constan de: 2,214 kWh/bimestre para fotovoltaico, y 30 metros cúbicos de consumo de agua para el térmico, respectivamente.

Como se sabe, para lograr saber si los sistemas de generación híbrida PVT resultan realmente competitivos contra los sistemas fotovoltaicos y colectores por separado, es necesario realizar una comparativa tanto técnica (por medio de simulaciones y obteniendo datos de salida) como financiera, calculando periodos de retorno de inversión. Para ello, es necesario que, en primera instancia, se definan las características técnicas de los módulos que se utilizarán, las cuales se muestran a continuación.

### ***Sistema Fotovoltaico***

El sistema fotovoltaico tiene que ser capaz de satisfacer una demanda de 2,214 kWh bimestrales para lograr bajar de tarifa de alto consumo (DAC) a tarifa regular doméstica. En Nuevo León, existen diversas empresas dedicadas al dimensionamiento e instalación de sistemas fotovoltaicos, tales como: Energon, Liif y GreenLux. Se tuvo la oportunidad de conversar con estas empresas y saber un poco sobre las instalaciones a nivel residencial que han realizado. En la gran mayoría de los casos, utilizan módulos fotovoltaicos con capacidades de entre 300-330W, debido a la gran cobertura para la demanda de consumo que estos ofrecen y por el número de paneles que resultan instalados.



Es por ello que para el dimensionamiento individual del sistema fotovoltaico se utilizó un módulo fotovoltaico marca ALEO Solar X59 HE de una capacidad de 320W, el cual se encontró en las bases del NREL certificado para los estándares STC y NOCT. Las propiedades del panel que son utilizadas para las simulaciones siguientes se presentan a continuación:

Parámetro	Unidades	Valor
Potencia Nominal	W	320
Voltaje en Potencia Máxima	V	33.2
Corriente en Potencia Máxima	A	9.64
Voltaje en Circuito Abierto	V	40.2
Corriente de Corto Circuito	A	10.14
Eficiencia	%	19.5

*Tabla 22. Propiedades de sistema fotovoltaico en STC (ALEO, 2019)*

Los datos anteriores fueron calculados bajo los estándares STC, los cuales toman en cuenta una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ , y una temperatura ambiente de 25 grados centígrados. Mientras que para las condiciones NOCT, se toma en consideración una radiación de  $800 \text{ W/m}^2$ , una temperatura ambiente de 20 grados centígrados y una temperatura del módulo de 44.5 grados centígrados.

Parámetro	Unidad	Valor
Coeficiente de Temperatura en $I_{sc}$	%/°K	+0.05
Coeficiente de Temperatura en $V_{oc}$	%/°K	-0.29
Coeficiente de Temperatura en $P_{MPP}$	%/°K	-0.40

*Tabla 23. Propiedades de sistema fotovoltaico en temperatura (ALEO, 2019)*

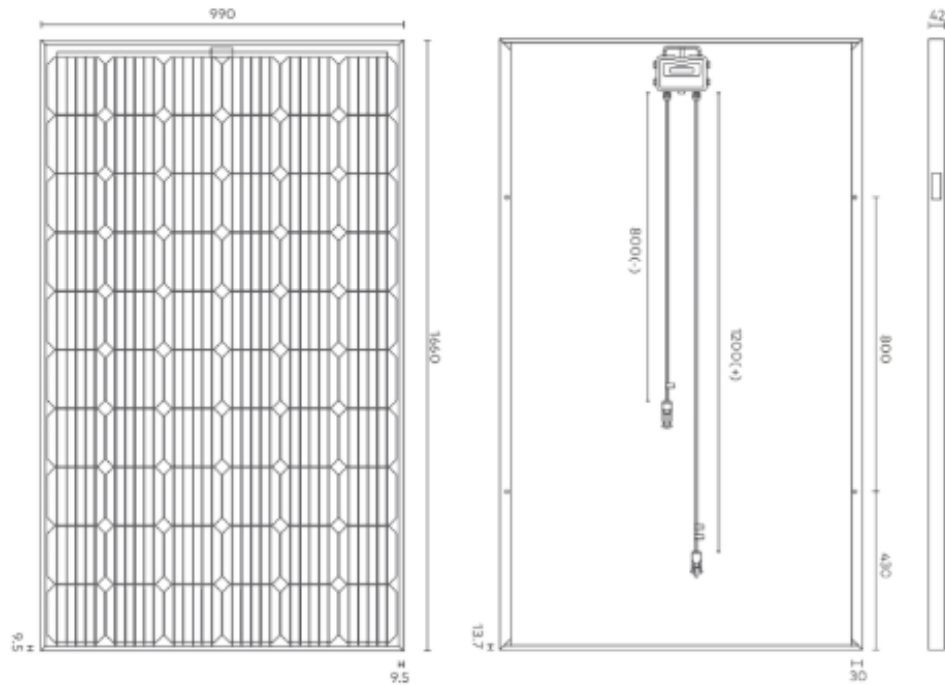


Figura 15. Medidas panel fotovoltaico ALEO X59 HE (ALEO, 2019)

Adicionalmente es importante establecer que el periodo de garantía del panel es de 15 años, con 10 años de garantía extendida opcional. Asegurando el 98% de potencia nominal en los primeros 2 años, equivalente a 313W (Aleo, 2019).

### **Sistema PVT**

El sistema PVT a utilizar para las simulaciones es el DualSun Spring, marca y modelo francés que comercializa sistemas PVT para agua de uso doméstico y agua para piscinas. Este sistema se encuentra en proceso de certificación con el SRCC, y la información proporcionada en la ficha técnica permite evaluarlo con mayor certeza en el Type 50b de TRNSYS gracias a las especificaciones que otorga en su ficha técnica (DualSun, 2019). En la tabla 27 se presentan todos los datos introducidos en el Type de TRNSYS para poder realizar la simulación.

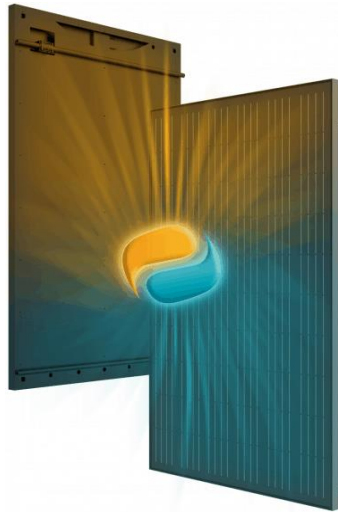


Figura 16. Imagen del módulo PVT DualSun Spring

Nombre	Valor	Unidad	Descripción
Área del colector	1.66	m <sup>2</sup>	Net aperture area
Potencia Nominal	280	W	Reportado en ficha técnica
Factor de Eficiencia del Colector	0.96	-	Reportado en Aste, Del Pero & Leonforte, 2012
Calor específico	4.19	kJ/kg°K	
Absortancia	0.65	-	Definido de acuerdo a producto de tau-alpha de 0.55
Número de cubiertas de vidrio	0	-	Reportado por Epp, 2013 en SolarThermalWorld
Emitancia	0.8	-	Estimado considerando es colector sin cubierta de vidrio
Coeficiente de pérdidas	7	W/m <sup>2</sup> °K	Reportado en ficha técnica
Inclinación del colector	25	°	De acuerdo con la latitud del sitio; software TRNSYS no permite variaciones estacionales
Transmitancia	0.85	-	Definido con producto de tau-alpha de 0.55
Coeficiente de temperatura de eficiencia del módulo	0.005	-	Reportado por tipo de celda fotovoltaica (HomerPro, s.f.)
Temperatura de referencia de celda del módulo	30	C	Reportado en ficha técnica
<i>Packing factor</i>	1		Reportado en ficha técnica
Eficiencia de la celda en condiciones de referencia	0.1667	-	Reportado en ficha técnica

Tabla 24. Características de PVT

El tau-alpha (eficiencia óptica) reportado en la ficha técnica del DualSun Spring es de 0.55, por lo cual fue necesario aproximar los valores de transmitancia ( $\tau$ ) y absorbancia ( $\alpha$ ) a utilizar en el Type 50 de TRNSYS. Considerando que se está evaluando una unidad no aislada y sin cobertura de vidrio, se dio un peso mayor a la transmitancia (0.85) en el producto tau-alpha, lo cual lo puso en línea con valores de transmitancia reportado en módulos fotovoltaicos independientes.

### **Colector Térmico**

Para las pruebas en TRNSYS con un colector solar se utilizará el colector de la marca KIOTO Clear Energy certificado por el SRCC, con información disponible, y comercializado en México.

Marca	KIOTO Clear Energy
Modelo	FP 1.20.0 HE sc
Certificación	#2009077A
Tipo de colector	Colector plano con un vidrio
Área de captura	2.031 m <sup>2</sup>
Fluido de trabajo	Agua
Calor específico del fluido	4.19 kJ/kg <sup>o</sup> K
Curva de eficiencia	$n = 0.679 - 3.5885 (P/G) - 0.0026 (P^2/G)$
Pendiente	-3.754 W/m <sup>2</sup> °C
Intercepto en Y	0.680
Flujo del fluido probado	0.0212 kg/s.m <sup>2</sup>

*Tabla 25. Características de colector KIOTO*

## ***Sistema de agua caliente de uso doméstico***

### ***Tanque de depósito***

Para el tanque de almacenamiento, se utilizó un tanque de depósito Rheem 29V-100 de 378 litros de capacidad que permite otorgar 10 servicios de regadera simultáneos (Rheem, 2019). Este tipo de tanques son de uso común en Monterrey y representa el 75% de la demanda de agua caliente del caso de estudio (500 litros).

<b>Tanque Rheem 29V-100</b>		
Volumen	378 L	De acuerdo a ficha técnica
Calor específico	4.19 kJ/kg°K	
Densidad	1000 kg/m <sup>3</sup>	
Coefficiente de Pérdidas del Tanque	0.69 W/m <sup>2</sup> K	Valor para obtener pérdidas del tanque por menos de 2%
Altura del nodo	0.05 m	
Temperatura Programada	60 C	Recomendado por la OMS
Rango de temperatura	10 C	Mantiene la temperatura entre 60-50°C
Carga térmica	12 kW	De acuerdo a ficha técnica
Punto de ebullición	99 C	
Temperatura ambiente	25 C	

*Tabla 26. Propiedades de tanque*

El tanque cuenta con un setpoint de temperatura de 60°C, el cual fue definido tomando como referencia la recomendación de la Organización Mundial de la Salud (OMS), de almacenamiento de agua caliente para uso doméstico (Lévesque, 2004). Como comparativa, en la Unión Europea se utiliza el setpoint de 50°C de temperatura para almacenamiento de agua doméstica (Comisión Europea, 2013), pero se toma el setpoint de 60°C para presentar un valor de acuerdo con la normatividad de la región. Es importante mencionar que los sistemas de agua caliente de uso doméstico contemplan mezcladores de agua antes de la salida al usuario para reducir la temperatura de esta y evitar quemaduras.

Para la definición del deadband del calentador auxiliar se permitió que la temperatura oscile entre los 60 y 50°C, correspondiente a los valores recomendados por la OMS y la Comisión Europea. Esto asegura un correcto almacenamiento del agua y evita la propagación de bacterias como la legionella (OMS, 2018)

### Bomba de agua

El sistema cuenta con un elemento de bombeo que entrega el flujo de agua especificado a cada uno de los módulos que conforman el arreglo. En el caso de los arreglos en paralelo, se utilizaron divisores de flujo para garantizar que cada módulo recibiera un flujo de 40 kg/hr al momento de activarse la bomba. Este valor fue estimado de acuerdo con valores reportados (DualSun, 2019). En la siguiente tabla se puede observar el flujo inicial requerido en la bomba de acuerdo con la cantidad de módulos conectados en paralelo para garantizar el flujo de 40 kg/hr. Asimismo, se indican los factores de división de flujo correspondiente para poder computar un flujo uniforme en cada módulo.

Cantidad de módulos	Flujo inicial requerido (kg/hr)	# de módulo	Factor de división de flujo para cada módulo
14	560	1	0.0714
13	520	2	0.0769
12	480	3	0.0833
11	440	4	0.0909
10	400	5	0.1000
9	360	6	0.1111
8	320	7	0.1250
7	280	8	0.1429
6	240	9	0.1667
5	200	10	0.2000
4	160	11	0.2500
3	120	12	0.3333
2	80	13	0.5000
1	40	14	

Tabla 27. Características de divisores de flujo

### Divisor de flujo

El sistema cuenta con un divisor de flujo que determina la temperatura de entrega del agua al usuario por medio de un setpoint preestablecido. Esto permite reducir la temperatura del agua entregada desde el sistema de calentamiento combinando dicho flujo con agua a temperatura ambiente, y así reducir el riesgo de quemaduras y la demanda de energía térmica.

Se definió un setpoint de temperatura de 35°C considerando rangos de temperatura recomendados (Mitchell, 2016) y que la localidad de Monterrey cuenta principalmente con un clima cálido, por lo cual el agua caliente no se usa en temperaturas tan elevadas.

## Definición de escenarios

Es necesario, habiendo establecido el escenario de consumo bajo el cual será posible bajar de tarifa DAC a tarifa doméstica 1C, poder determinar la cantidad de paneles que los sistemas deberán de tener para lograr conseguir este último objetivo. El procedimiento para el dimensionamiento del sistema se presenta a continuación:

1. kWh diarios / Horarios de pico de sol = kWh necesarios por el sistema

$$\frac{2,214}{60 \text{ (días de un bimestre)}} = 36.9 \text{ kWh diarios}$$

Ahora, con los kWh diarios se procede a realizar la ecuación:

$$\frac{36.9 \text{ kWh diarios}}{5.6 \text{ horas sol pico}} = 6.59 \text{ kW necesarios del sistema}$$

2. Multiplicar el resultado anterior x 1000, obteniendo el total de Watts necesarios del sistema para lograr cubrir el escenario base

$$6.59 \times 1000 = \mathbf{6,589.3 W}$$

3. Dividir el resultado entre los Watts Pico ( $W_p$ ) del panel deseado para sistema

Para este apartado, es necesario recordar que se utiliza un sistema fotovoltaico ALEO Solar X59 de 320W, siendo el dimensionado:

$$\frac{6,589.3 W}{320 W} = \mathbf{21 Paneles}$$

Ahora, tomando en cuenta la eficiencia del sistema (siendo de 81%) se dimensiona en base a ello:

$$\frac{21 \text{ paneles}}{0.81} = 25 \text{ Paneles}$$



Por otro lado, para el sistema PVT se utiliza un modelo de la marca DualSun, con un sistema fotovoltaico de 280W, siendo el dimensionado el siguiente:

$$\frac{6,589.3 \text{ W}}{280 \text{ W}} = 24 \text{ Paneles}$$

Considerando la eficiencia del sistema, el dimensionado queda de la siguiente forma:

$$\frac{24 \text{ paneles}}{0.81} = 29 \text{ Paneles}$$

A manera de resumen, se sabe que para que el sistema fotovoltaico independiente logre bajar de tarifa DAC a tarifa 1C para el caso seleccionado, es necesario que tenga una instalación de 24 paneles, y para que el sistema PVT (en el aspecto fotovoltaico) logre lo mismo, es necesario una instalación que contemple 29 paneles, esto debido a la diferencia en capacidad Wp (Watts Pico) de cada sistema.

A partir del dimensionamiento, se realizaron las evaluaciones de generación de energía eléctrica para parte fotovoltaica, y fracción solar para la generación de energía térmica, respectivamente.

## Análisis tecno-económico

Teniendo establecido el escenario base, las características de cada uno de los sistemas, y conociendo el tamaño de instalación de estos para lograr el objetivo de disminuir el consumo a tal grado que la tarifa eléctrica pueda bajar a una tarifa doméstica regular, lo siguiente consta de realizar pruebas con simulaciones para analizar el rendimiento técnico de cada uno de los sistemas, en donde se espera conocer la energía anual entregada por hora. Con ello se puede analizar el rendimiento y entrega de los sistemas separados, así como realizar un análisis de retorno de inversión, y con ello conocer la competitividad y/o viabilidad de los sistemas PVT por sobre los sistemas fotovoltaicos y de colector solar por individual.

### ***Premisas de análisis financiero***

Como parte del análisis de competitividad de un sistema PVT dentro del mercado de Monterrey, es necesario realizar un estudio sobre los periodos de retorno de inversión para cada uno de los sistemas. Hay que recordar que, el sistema PVT aun siendo único en su clase, compite contra los sistemas fotovoltaico y térmico por individual, ya que estos últimos logran satisfacer la misma necesidad, con todas las desventajas analizadas previamente en el documento, una siendo el tema del uso excesivo de espacio en los techos de las casas.

Las premisas a tomar en cuenta para el análisis son las siguientes:

1. Se consideran los costos de energía de tarifa DAC, así como los de la tarifa 1C

Tarifa DAC \$/kWh	Cargo Fijo (mensual) Pesos	1C Básico \$/kWh <i>(Primeros 75) Verano: (Primeros 150)</i>	1C Intermedio \$/kWh <i>(Siguietes 100) Verano: (Siguietes 150)</i>	1C Intermedio alto \$/kWh <i>Verano: (Siguietes 150)</i>	1C Excedente \$/kWh <i>Restante</i>
4.52	107.50	0.796	0.960	1.054	2.813

Tabla 28. Tarifas y costos DAC y 1C

2. Bajo la premisa de que los consumos varían año con año, se considera un aumento de consumo de energía anual del usuario del 1.5%, y una pérdida de eficiencia anual del sistema de 0.25%.
3. El análisis se realizará en bimestres (tal como se envían los recibos)
4. Se debe tomar en cuenta los costos de mantenimiento de los sistemas (siendo 80 pesos por panel de forma anual) de acuerdo con la información que nos proporcionaron las empresas: Liif, Energon y Greenlux.
5. Se buscará correr el análisis por un periodo de 15 años, siendo el periodo de garantía bajo el cual se encuentran los sistemas, con el objetivo de que el sistema sea capaz de mantener bajo la tarifa DAC al usuario al menos durante el periodo de garantía
6. Para saber si el sistema en realidad es capaz de bajar la tarifa, es necesario realizar un promedio móvil, el cual consta de un promedio de los últimos 6 bimestres (incluyendo el actual), en donde el consumo tendrá que ser menor a los 1700 kWh bimestrales (siendo el punto entre 1C y DAC)
7. Para realizar el ROI es necesario saber el costo del sistema, por lo que se contactaron a empresas nacionales e internacionales para poder recibir una cotización real, y en base a ella lograr estimar costos de los sistemas propuestos en el presente proyecto

Con el propósito de poder dimensionar el costo del sistema que se utilizó, era necesario saber el costo de un sistema fotovoltaico real instalado en Monterrey. Se tuvo un acercamiento con la empresa Liif, quienes nos compartieron una cotización real de una instalación a nivel residencial para un usuario con tarifa DAC. La cual se muestra a continuación:

Item	Cantidad	Descripción
Paneles Solares	40	Panel Solar Tier 1 - 330 W - 25 años de garantía
Inversor	2	SOLIS 6.0K
Instalación	1	Incluye conexión con centro de carga de la casa, instalación y configuración del monitoreo de producción y puesta en marcha del sistema
Diseño 3D vía Drone	1	Levantamiento de información vía dron para diseño 3D del sistema
Tramite con CFE	1	Gestión de trámite de medidor bidireccional
Precio (IVA incluido)		\$373,926

*Tabla 29. Análisis ROI sistema fotovoltaico independiente (Liif, 2019)*

El sistema cotizado es de una instalación de 40 paneles de 330W, siendo una instalación de 13.2 kW. El costo del sistema es de \$373,926 pesos mexicanos, con lo que se puede estimar (en base a los kW instalados) el costo del sistema del presente proyecto. El cual es de una instalación de 21 paneles de 320Wp, lo que se traduce en una instalación de 6.72 kW, por lo que se puede hacer una regla de 3 simple para conocer el costo:

$$\frac{(6.72 \times 373,926)}{13.2} = \$190,362.33 \text{ MXN}$$

Para el sistema térmico se utiliza la misma metodología y/o procedimiento para conocer el retorno de inversión. En este caso es necesario cuánta es la energía producida por el sistema para estimar los ahorros anuales.

Para poder obtener cuáles serían los ahorros anuales del sistema, es necesario entender cómo funciona la tarifa y el desglose de costos de gas natural, ya que es en donde se vería afectado realmente el ahorro del sistema de colector solar, al disminuir la entrega de energía por parte del boiler.

El recibo de gas natural se compone por 3 partes esenciales:

- **Cargo fijo:** Es un costo por tarifa única que se hace a todos los usuarios y es un costo único en todos los meses del año
- **Distribución/Comercialización del servicio:** Es el costo por la distribución del gas, el cual se cobra en pesos/GJ entregados.
- **Precio de adquisición:** Es el costo que se establece por el distribuidor en la compra del gas natural, después los proveedores que trasladan directamente a los clientes. Se calcula en pesos/GJ consumidos.

Cargos	Unidades	Distribución por comercialización	Distribución simple	
			Cargo por capacidad	Cargo por uso
<b>Mercado residencial</b>				
<b>Cargo por servicio</b>	Pesos/mes	58.94		
Bloque unico	Pesos/GJ	109.6908	83.7380	25.9528

*Tabla 30. Cargos por Gas Natural, tarifas Monterrey (Naturgy, 2019)*

El costo del sistema fue establecido gracias a la cotización que fue proporcionada por la empresa Kioto Clean Energy, la cual es de \$18,294.17 por el colector con el tanque.

Por último, para el sistema PVT se cuenta con el dimensionamiento, necesitando 24 paneles para lograr satisfacer la demanda del escenario base. Para este análisis se utilizan los mismos costos por energía de la CFE para la parte fotovoltaica, y de gas natural para el sistema de recuperación térmica.

Se logró contactar a la empresa DualSun, para conseguir la cotización del sistema, con quienes se compartió la información del escenario base para un correcto dimensionamiento del sistema, el cual fue cotizado en \$496,066.67 pesos.

Por último, a manera de resumen se muestra una tabla con los costos de los sistemas:

Sistema PV ALEO 320W (21 paneles)	Colector Solar KIOTO (1 colector con tanque)	Sistema PVT DualSun (14 módulos) Optimizado
\$190,362.33 <b>MXN</b>	\$18,294.17 <b>MXN</b>	\$496,066.67 <b>MXN</b>

Tabla 31. Resumen de costos de sistemas

### **Análisis tecno-económico: PV**

A continuación, se presentan los resultados del análisis tecno-económico del sistema fotovoltaico individual, para el cual se tuvo que correr una simulación con las características del sistema que fueron previamente establecidas en base al escenario actual.

El sistema fotovoltaico estaba compuesto por 21 paneles fotovoltaicos de la marca ALEO Solar. Para lograr correr una simulación efectiva a lo largo de un año se utilizó el software SAM, con las características meteorológicas de la ciudad de Monterrey con datos de Meteonorm, y las características del sistema previamente mencionadas. Obteniendo una energía anual total del sistema de 10,899 kWh, la cual se encuentra distribuida de la siguiente forma a lo largo de 12 meses:

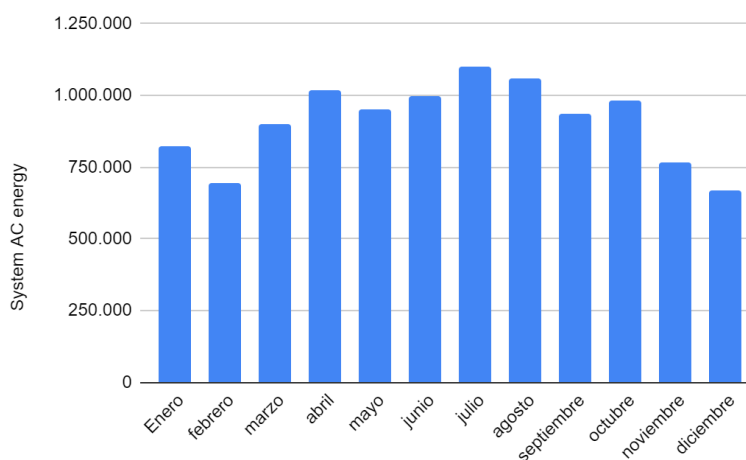


Figura 17. Distribución de energía anual sistema PV ALEO

De esta forma se puede graficar el comportamiento de la energía entregada por el sistema a lo largo de las 8,760 horas del año, dividida por meses, para validar que en los meses de verano es cuando se tiene la mayor generación de energía por el sistema. Posteriormente una de las partes más importantes, para la realización de un análisis económico efectivo, es obtener la distribución de la energía generada por el sistema por bimestres, la cual se muestra a continuación:

Bimestre	kWh
Bimestre 1	1557.04
Bimestre 2	1946.89
Bimestre 3	1928.10
Bimestre 4	2120.67
Bimestre 5	1916.69
Bimestre 6	1437.38

*Tabla 32. Distribución de energía anual sistema PV ALEO*

Esta información servirá para saber con certeza la cantidad energía que se terminará comprando a la CFE, teniendo los consumos del usuario previamente seleccionado, y con la energía por bimestres del sistema, se puede obtener una diferencia, la cual es lo que se terminaría comprando a la Comisión Federal de Electricidad, para posteriormente efectuar un análisis de costos en donde se exponga la situación en la que se seguiría pagando una tarifa DAC, y un escenario en el que el sistema logra bajar la tarifa.

Adicionalmente, la información de la tabla anterior ayudará a saber si el sistema en realidad si fue capaz de bajar la tarifa, haciendo el promedio móvil, el cual consta de un promedio de los últimos 6 bimestres contando el actual, con lo que sabremos si es menor a 1700 kWh que fue capaz de lograr el objetivo principal. A continuación, se muestra el análisis:

			CONSUMO NETO		ESCENARIOS										
			Promedio Móvil		TARIFA DAC	CARGO Fijo MENSUAL	PAGO SIEMPRE DAC	TARIFA SALIR DE DAC	1C BÁSICO 0,796	1C INTERMEDIO 0,960	1C INTERMEDIO ALTO 1,054	1C INTERMEDIO 2,813	RESULTADO	AHORRO	
BIMESTRE	CONSUMO	GENERACION	1334,76	1755,18											
			3835,72	3484,88											
			1706,18	1726,76											
Año 1	1	1362	1557.04	-195.0	2052.3	4.52	107.50	6371.24	-881.6					7037.81	
	2	1791	1946.89	-155.9	1733.8	4.52	107.50	8310.32	-704.6					8799.94	
	3	3914	1928.10	1985.9	1425.5	4.52	107.50	17906.28	8976.3	119.4	144	158.1	5094.05	3199.47	
	4	3556	2120.67	1435.3	1083.9	4.52	107.50	16288.12	6487.7	119.4	144	158.1	3545.31	5618.62	
	5	1741	1916.69	-175.7	770.2	4.52	107.50	8084.32	0.0	59.7	96		-986.48	8700.10	
	6	1762	1437.38	324.6	536.5	4.52	107.50	8179.24	0.0	59.7	96		420.89	7387.65	\$40,263.60
Año 2	1	1375.62	1553	-177.5	539.5	4.52	107.50	6432.80	0.0	59.7	96		-991.65	7053.76	
	2	1808.91	1942	-133.1	543.3	4.52	107.50	8391.27	0.0	59.7	96		-866.72	8887.30	
	3	3953.14	1923	2029.9	550.6	4.52	107.50	18083.19	0.0	119.4	144	158.1	4444.14	13002.56	
	4	3591.56	2115	1476.2	557.4	4.52	107.50	16448.85	0.0	119.4	144	158.1	2886.68	12925.67	
	5	1758.41	1912	-153.5	561.1	4.52	107.50	8163.01	0.0	59.7	96		-924.03	8716.34	
	6	1779.62	1434	345.8	564.6	4.52	107.50	8258.88	0.0	59.7	96		480.56	7407.62	\$57,513.24
Año 3	1	13.893.762	1549	-159.9	567.6	4.52	107.50	6494.98	0.0	59.7	96		-942.03	7066.31	
	2	18.269.991	1937	-110.2	571.4	4.52	107.50	8473.04	0.0	59.7	96		-802.18	8904.52	
	3	39.926.714	1918	2074.2	578.8	4.52	107.50	18261.87	0.0	119.4	144	158.1	5342.44	12282.93	
	4	36.274.756	2110	1517.4	585.6	4.52	107.50	16611.19	0.0	119.4	144	158.1	3776.16	12198.53	
	5	17.759.941	1907	-131.1	589.4	4.52	107.50	8242.49	0.0	59.7	96		-861.12	8732.91	
	6	17.974.162	1430	367.2	592.9	4.52	107.50	8339.32	0.0	59.7	96		540.71	7427.92	\$56,133.12
Año 4	1	140.326.996	1545	-142.1	595.9	4.52	107.50	6557.78	0.0	59.7	96		-892.06	7079.14	
	2	184.526.909	1932	-87.1	599.8	4.52	107.50	8555.62	0.0	59.7	96		-737.16	8922.08	
	3	403.259.811	1914	2118.9	607.2	4.52	107.50	18442.34	0.0	119.4	144	158.1	5468.25	12337.60	
	4	366.375.036	2105	1558.9	614.1	4.52	107.50	16775.15	0.0	119.4	144	158.1	3893.04	12245.61	
	5	179.375.404	1902	-108.6	617.9	4.52	107.50	8322.77	0.0	59.7	96		-797.75	8749.82	
	6	181.539.036	1427	388.8	621.5	4.52	107.50	8420.56	0.0	59.7	96		601.32	7448.54	\$56,302.78
Corre Simulación hasta año 15															
Año 15	1	156.558.388	1503	62.2	923.1	4.52	107.50	7291.44	0.0	59.7	96		-317.40	7238.14	
	2	205.870.832	1880	178.9	927.3	4.52	107.50	9520.36	0.0	59.7	96		10.87	9138.80	
	3	449.904.207	1862	2637.3	935.5	4.52	107.50	20550.67	0.0	119.4	144	158.1	6926.55	12987.62	
	4	40.875.303	2048	2039.9	943.1	4.52	107.50	18690.64	0.0	119.4	144	158.1	5245.93	12808.20	
	5	200.123.461	1851	150.6	947.1	4.52	107.50	9260.58	0.0	59.7	96		-68.77	8958.65	
	6	202.537.356	1388	637.5	951.1	4.52	107.50	9369.69	0.0	59.7	96		1301.00	7697.99	\$58,349.40

Figura 18. Análisis financiero sistema PV ALEO

Como se puede observar, en la casilla roja se encuentran los datos de generación por bimestre del sistema fotovoltaico (tomando en cuenta una degradación del 0.25% anual), y a su costado izquierdo se encuentran los respectivos consumos del usuario elegido. Al costado derecho se logra apreciar el consumo neto (el cual representa los 6 bimestres anteriores con un 1.5% menor consumo) para lograr simular el promedio móvil desde el primer bimestre actual de la instalación del sistema. Es interesante observar que el sistema es capaz de sacar de DAC al usuario a partir del tercer bimestre (por debajo de los 1700 kWh), sin embargo, llama la atención que el promedio móvil resulte tan bajo después de ello. Esto sucede debido a que el sistema está diseñado para sacar de DAC al usuario en su peor mes, el cual resulta en verano; por lo que para los demás bimestres que no representan un consumo similar el sistema está sobredimensionado, aún y cuando el retorno de inversión se obtiene en



3 años y 4 bimestres, al haber realizado una inversión inicial de \$190,362.33 MXN, lo cual suena atractivo.

Después de todo, esto habla que el sistema puede tener una menor capacidad instalada, sabiendo que el promedio móvil muestra un sobredimensionamiento, por lo que se realizaron pruebas para analizar una posible optimización, en donde el sistema aún fuera capaz de sacar de DAC al usuario, pero que la inversión inicial no representase un monto irracional. Se hicieron pruebas con distintos dimensionados para ver hasta qué punto el sistema era capaz de mantener por debajo de DAC al usuario por lo menos hasta los 15 años de garantía del sistema. Y se llegó a la conclusión de que un sistema de 13 paneles era la mejor opción.

			CONSUMO NETO		TARIFA DAC	CARGO FIJO MENSUAL	PAGO SIEMPRE DAC \$	TARIFA SALIR DE DAC	1C BÁSICO 0.796	1C INTERMEDIO 0.960	1C ALTO 1.054	1C INTERMEDIO ALTO 1.054	1C EXCEDENTE 2.813	RESULTADO	Ahorro Colector	Ahorro Total
BIMESTRE	CONSUMO	GENERACION	1334.76	1755.18												
			3484.88	1706.18												
			1726.76													
Año 1	1	1362	964.33	397.7	2151.1	4.52	107.50	6371.24	1797.5					4358.79		
	2	1791	1205.34	585.7	1956.1	4.52	107.50	8310.32	2647.2					5448.15		
	3	3914	1193.40	2720.6	1770.3	4.52	107.50	17906.28	12297.1					5394.19		
	4	3556	1312.66	2243.3	1563.4	4.52	107.50	16288.12	0	119.4	144	158.1	5044.67	10606.95		
	5	1741	1186.52	554.5	1371.4	4.52	107.50	8084.32	0	59.7	96		1067.48	6646.14		
	6	1762	889.76	872.2	1229.0	4.52	107.50	8179.24	0	59.7	96		1961.33	5847.21	5082.19	\$42,343.61
Año 2	1	1375.6	962	413.7	1231.7	4.52	107.50	6432.80	0	59.7	96		671.45	5390.65		
	2	1808.9	1202	606.6	1235.2	4.52	107.50	8391.27	0	59.7	96		1214.04	6806.54		
	3	3953.1	1190	2762.7	1242.2	4.52	107.50	18083.19	0	119.4	144	158.1	6505.68	10941.01		
	4	3591.6	1309	2282.2	1248.6	4.52	107.50	16448.85	0	119.4	144	158.1	5153.94	10658.42		
	5	1758.4	1184	574.9	1252.0	4.52	107.50	8163.01	0	59.7	96		1124.80	6667.52		
	6	1779.6	888	892.1	1255.4	4.52	107.50	8258.88	0	59.7	96		2017.15	5871.03	5082.19	\$50,377.35
Año 3	1	1389.4	960	429.9	1258.0	4.52	107.50	6494.98	0	59.7	96		716.92	5407.36		
	2	1827.0	1199	627.7	1261.6	4.52	107.50	8473.04	0	59.7	96		1273.38	6828.96		
	3	3992.7	1187	2805.2	1268.6	4.52	107.50	18261.87	0	119.4	144	158.1	7398.83	10226.55		
	4	3627.5	1306	2321.4	1275.2	4.52	107.50	16611.19	0	119.4	144	158.1	6037.75	9936.94		
	5	1776.0	1181	595.4	1278.6	4.52	107.50	8242.49	0	59.7	96		1182.58	6689.21		
	6	1797.4	885	912.1	1281.9	4.52	107.50	8339.32	0	59.7	96		2073.45	5895.17	5082.19	\$49,026.38
Corre Simulación hasta año 15																
Año 15	1	1565.6	931	634.5	1593.1	4.52	107.50	7291.44	0	59.7	96		1292.46	5628.28		
	2	2058.7	1164	894.9	1597.0	4.52	107.50	9520.36	0	59.7	96		2025.01	7124.66		
	3	4499.0	1152	3346.7	1604.9	4.52	107.50	20550.67	0	119.4	144	158.1	8922.09	10992.08		
	4	4087.5	1267	2820.1	1612.2	4.52	107.50	18690.64	0	119.4	144	158.1	7440.60	10613.54		
	5	2001.2	1146	855.6	1616.0	4.52	107.50	9260.58	0	59.7	96		1914.46	6975.42		
	6	2025.4	859	1166.3	1619.7	4.52	107.50	9369.69	0	59.7	96		2788.39	6210.60	5082.19	\$51,586.76

Figura 19. Análisis financiero sistema PV ALEO Optimizado

Como se puede observar en la figura anterior, el sistema optimizado a 13 paneles funciona a la perfección, logrando sacar de DAC al usuario a partir del cuarto bimestre, y obteniendo un promedio móvil más nivelado. Adicionalmente, cabe recordar que se buscaba principalmente que el sistema fuera capaz de mantener

fuera de la tarifa de alto consumo por lo menos los 15 años que el sistema cuenta con garantía de proveedor. Y, en la figura 19 se logra apreciar que en el último bimestre del año 15 aún queda por debajo de los 1700 kWh, por lo que el sistema garantiza que estará por debajo de DAC. A continuación, se muestra la tabla 33 con la generación de energía anual distribuida en bimestres del nuevo sistema de 13 paneles:

Bimestre	kWh
Bimestre 1	964.33
Bimestre 2	1205.34
Bimestre 3	1193.40
Bimestre 4	1312.66
Bimestre 5	1186.52
Bimestre 6	889.76

*Tabla 33. Distribución de energía anual sistema PV ALEO Optimizado*

Esto se traduce en una menor inversión, al tener sólo 13 paneles en el sistema el costo se reduce a \$117,843.35 pesos mexicanos; siendo \$72,518.98 pesos más económico desde la inversión inicial, disminuyendo un 38% el costo, el cual se puede apreciar en la figura 19 que tiene un periodo de recuperación de apenas 2 años y 4 bimestres.

Ahora, para asegurar que el sistema podrá ser capaz de mantener al usuario bajo la tarifa DAC, se decidió agregar un módulo extra a los 13, teniendo ahora un sistema de 14 módulos fotovoltaicos como se muestra a continuación:

			CONSUMO NETO		Promedio Móvil	TARIFA DAC	CARGO FIJO MENSUAL	PAGO SIEMPRE DAC \$	TARIFA SAUR DE DAC	1C BASICO 0.796	1C INTERMEDIO 0.960	1C INTERMEDIO ALTO 1.054	1C EXCEDENTE 2.813	RESULTADO	Ahorro Colector	AHORRO	Acumulado
BIMESTRE	CONSUMO	GENERACION															
			1334.76														
			1755.18														
			3835.72														
			3484.88														
			1706.18														
			1726.76														
Año 1	1	1362	1032.72	329.3	2139.7	4.52	107.50	6371.24	1488.3					4667.92			
	2	1791	1295.67	495.3	1929.7	4.52	107.50	8310.32	2238.9					5856.45			
	3	3914	1285.64	2628.4	1728.5	4.52	107.50	17906.28	11880.2					5811.08			
	4	3556	1414.07	2141.9	1504.6	4.52	107.50	16288.12		119.4	144	158.1	4759.41	10892.21			
	5	1741	1275.64	465.4	1297.8	4.52	107.50	8084.32	0	59.7	96		816.79	6896.83			
	6	1762	957.37	804.6	1144.1	4.52	107.50	8179.24	0	59.7	96		1771.16	6037.38	3098.89	\$42,220.76	
Año 2	1	1375.6	1030	345.5	1146.8	4.52	107.50	6432.80	0	59.7	96		479.55	5582.55			
	2	1808.9	1292	516.5	1150.4	4.52	107.50	8391.27	0	59.7	96		960.57	7060.00			
	3	3953.1	1282	2670.7	1157.4	4.52	107.50	18083.19	0	119.4	144	158.1	6246.88	11199.81			
	4	3591.6	1411	2181.0	1163.9	4.52	107.50	16448.85	0	119.4	144	158.1	4869.38	10942.97			
	5	1758.4	1272	486.0	1167.4	4.52	107.50	8163.01	0	59.7	96		874.73	6917.58			
	6	1779.6	955	824.6	1170.7	4.52	107.50	8258.88	0	59.7	96		1827.46	6060.73	3098.89	\$49,822.53	\$92,043.29
Año 3	1	1389.4	1028	361.8	1173.4	4.52	107.50	6494.98	0	59.7	96		525.49	5598.79			
	2	1827.0	1289	537.8	1177.0	4.52	107.50	8473.04	0	59.7	96		1020.54	7081.79			
	3	3992.7	1279	2713.5	1184.1	4.52	107.50	18261.87	0	119.4	144	158.1	7140.67	10484.70			
	4	3627.5	1407	2220.5	1190.7	4.52	107.50	16611.19	0	119.4	144	158.1	5753.91	10220.78			
	5	1776.0	1269	506.7	1194.2	4.52	107.50	8242.49	0	59.7	96		933.15	6938.65			
	6	1797.4	953	844.8	1197.5	4.52	107.50	8339.32	0	59.7	96		1884.23	6084.39	3098.89	\$48,467.99	\$140,511.28
Corre Simulacion a 15 años																	
Año 15	1	1565.6	997	568.4	1511.0	4.52	107.50	7291.44	0	59.7	96		1106.70	5814.04			
	2	2058.7	1251	807.7	1514.9	4.52	107.50	9520.36	0	59.7	96		1779.65	7370.01			
	3	4499.0	1241	3257.7	1522.9	4.52	107.50	20550.67	0	119.4	144	158.1	8671.58	11242.59			
	4	4087.5	1365	2722.2	1530.2	4.52	107.50	18690.64	0	119.4	144	158.1	7165.16	10888.98			
	5	2001.2	1232	769.5	1534.0	4.52	107.50	9260.58	0	59.7	96		1672.40	7217.48			
	6	2025.4	924	1101.0	1537.7	4.52	107.50	9369.69	0	59.7	96		2604.77	6394.22	3098.89	\$50,986.21	\$738,107.82

Figura 20. Análisis financiero sistema PV ALEO Optimizado (14 módulos)

Agregando un panel extra al sistema, se logra asegurar el funcionamiento óptimo del mismo, el cual será aún más capaz de mantener al usuario bajo la tarifa DAC durante el periodo de 15 años. El costo del sistema (al agregar un módulo más) se incrementa a \$126,908.22 MXN. En cuanto al retorno de inversión, se vuelve aún más atractivo, en 2 años y 5 bimestres.

## ***Análisis tecno-económico: PVT***

### *Componente de TRNSYS a utilizar*

Para realizar las pruebas se utilizó el Type 50 disponible en la biblioteca de componentes de TRNSYS. Existen cuatro modos dentro del Type 50 que pueden utilizarse, los cuales se enumeran a continuación junto con las observaciones realizadas para decidir el Type a utilizar.

- Type 50a - Pérdidas constantes

Es un modelo simplificado que no considera pérdidas por el viento ni emitancia. Además, presenta un error ya que procesa la radiación incidente en W, cuando debería ser  $W/m^2$ . Los resultados obtenidos en algunas pruebas marcaban que la temperatura del panel PVT alcanzaba  $230^{\circ}C$ , por lo cual se descartó.

- Type 50b - Pérdidas en función de temperatura, viento y geometría

Modo con el cual se cuenta la mayor cantidad de información. Los datos de velocidad del viento se post-procesaron para manejarlos en la misma escala, ya que el archivo TMY los presentaba en décimas de m/s, y el Type de TRNSYS los procesa en m/s. Este Type fué el utilizado para todas las simulaciones ya que presentaba resultados en línea con otras pruebas de comprobación realizadas.

- Type 50c - Dependencia angular de la transmitancia

El Type requiere de datos meteorológicos que den la radiación directa y difusa en la superficie, así como el ángulo de incidencia. Sin embargo, los datos meteorológicos disponibles no brindan esta información.

## Planteamiento del sistema

Para el diseño del sistema con colectores PVT, se utilizaron 14 módulos, los necesarios para contar con la potencia pico de 3.9 kW, equiparable al sistema fotovoltaico individual optimizado, recordando que; inicialmente se tenía planteado utilizar 24 módulos, pero con ello se observaba un sobredimensionamiento al querer satisfacer la demanda del bimestre con mayor consumo. Dicho esto, se logró llegar a la conclusión de que la parte fotovoltaica del sistema PVT también habría que optimizarla para que el promedio móvil fuera capaz de mantener fuera de DAC por los mismos 15 años.

Se utilizó un acomodo en paralelo de cada uno de los módulos PVT, buscando aprovechar la diferencia de temperatura del agua con la celda para una mejor transferencia de calor. En la siguiente figura puede observarse el arreglo realizado para la simulación.

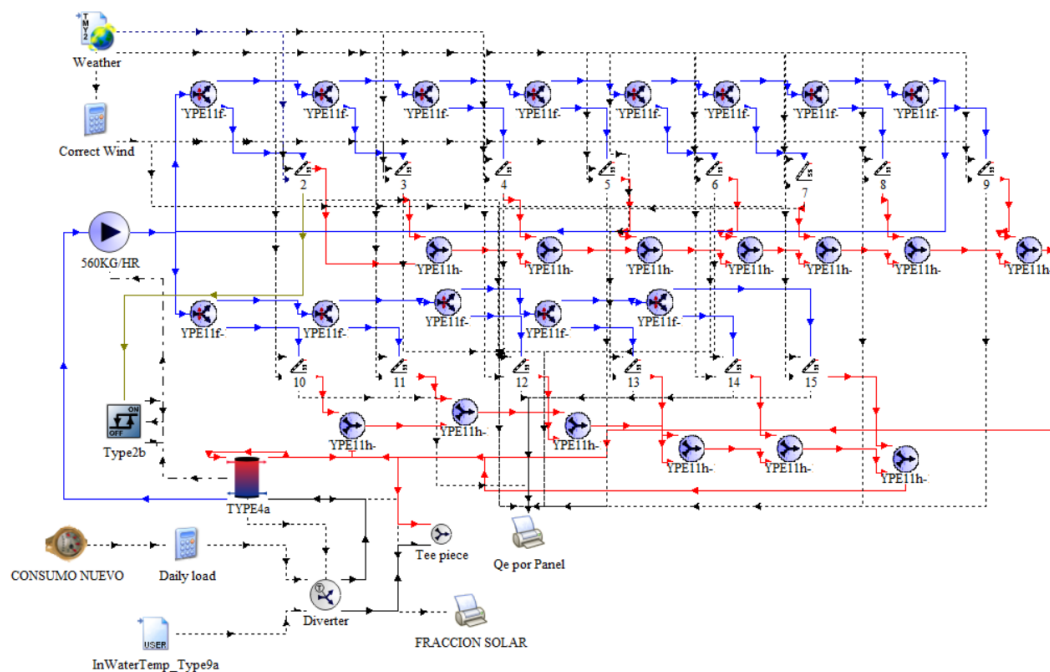


Figura 21. Arreglo de sistema de 14 módulos PVT en paralelo

## Resultados de simulación

Con las características ya descritas, el caso actual, y las consideraciones propias del sistema, se realizaron las simulaciones y se obtuvieron los siguientes resultados.

Concepto	Valor reportado
Generación eléctrica por panel	425.06 kWh
Generación eléctrica de un panel sin flujo	423.95 kWh
Aumento de generación contra panel sin flujo	+0.264 %
<b>Generación eléctrica de sistema (14 módulos)</b>	<b>5950.97 kWh</b>
Calor útil generado por módulos PVT	633.66 kWh
Calor generado por calentador auxiliar de tanque	1819.41 kWh
Calor entregado a la carga	1395.06 kWh
<b>Fracción solar del sistema</b>	<b>25.83 %</b>
Temperatura máxima de la celda de módulo PVT #10	54.79 °C
Temperatura máxima de celda sin flujo	55.43 °C
<b>Diferencia de temperatura máxima</b>	<b>-0.64 °C</b>
Temperatura promedio de la celda de módulo PVT	31.42 °C
Temperatura promedio de celda de módulo PVT sin flujo	22.56 °C
<b>Diferencia de temperatura promedio</b>	<b>+8.86 °C</b>
Temperatura máxima del agua en el tanque	55.18 °C
Temperatura promedio del agua en el tanque	45.79 °C
Temperatura máxima entregada a la carga	59.95 °C
Temperatura promedio entregada a la carga	55.08 °C

Concepto	Valor reportado
Temperatura máxima enviada al sistema PVT	53.18 °C
Temperatura promedio enviada al sistema PVT	36.57 °C
Temperatura máxima entregada por el módulo PVT #10	54.79 °C
Temperatura promedio entregada por el módulo PVT #10	28.23 °C
Porcentaje de horas del año con la bomba funcionando	10.01 %

Tabla 34. Resultados de simulación de sistema PVT de 14 módulos en paralelo

La pequeña reducción de la temperatura máxima registrada en el panel y el poco incremento en la generación de energía eléctrica puede ser derivado de la variabilidad de la temperatura que el tanque entrega al sistema PVT para calentar. Como se puede observar en la siguiente figura, el agua puede llegar al sistema PVT con una temperatura mayor a 50 °C en algunas épocas del año. Un punto importante, sería buscar reducir la temperatura que el tanque entrega al sistema PVT para que haya una mayor transferencia de calor.

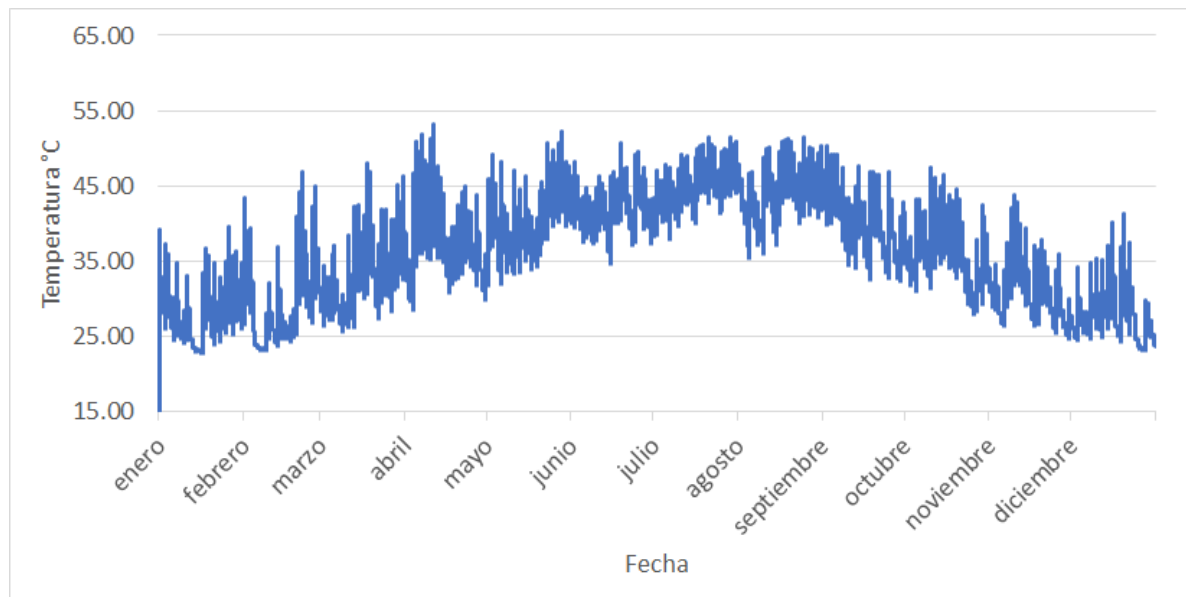


Figura 22. Temperatura enviada al sistema PVT para calentamiento solar

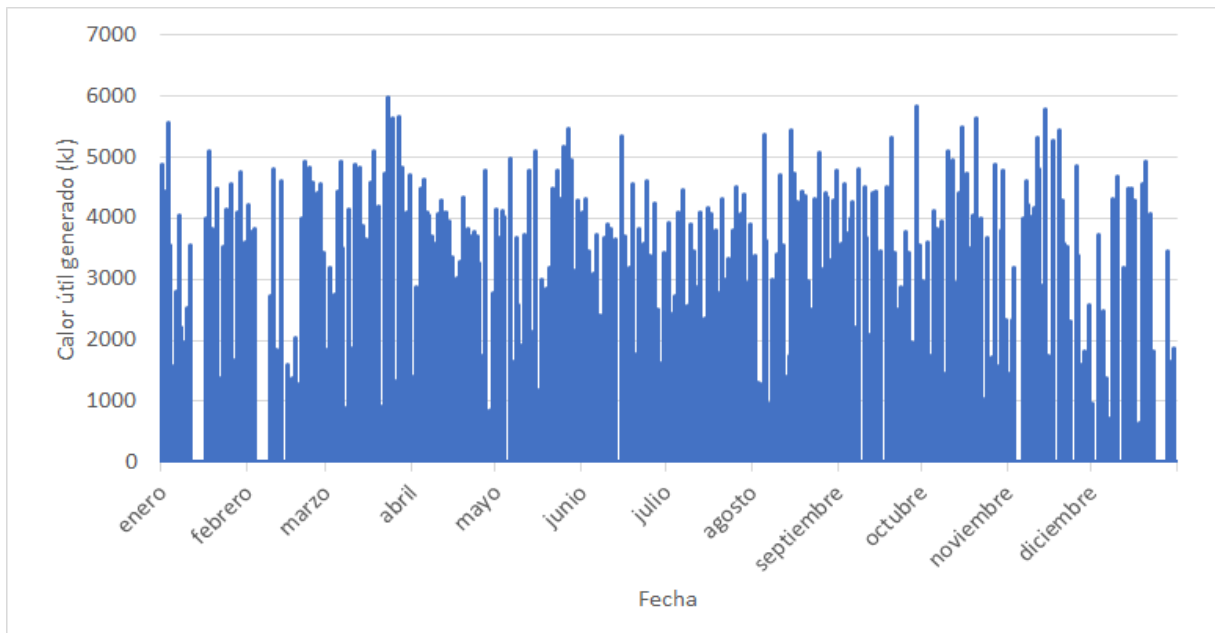


Figura 23. Calor útil generado por sistema PVT

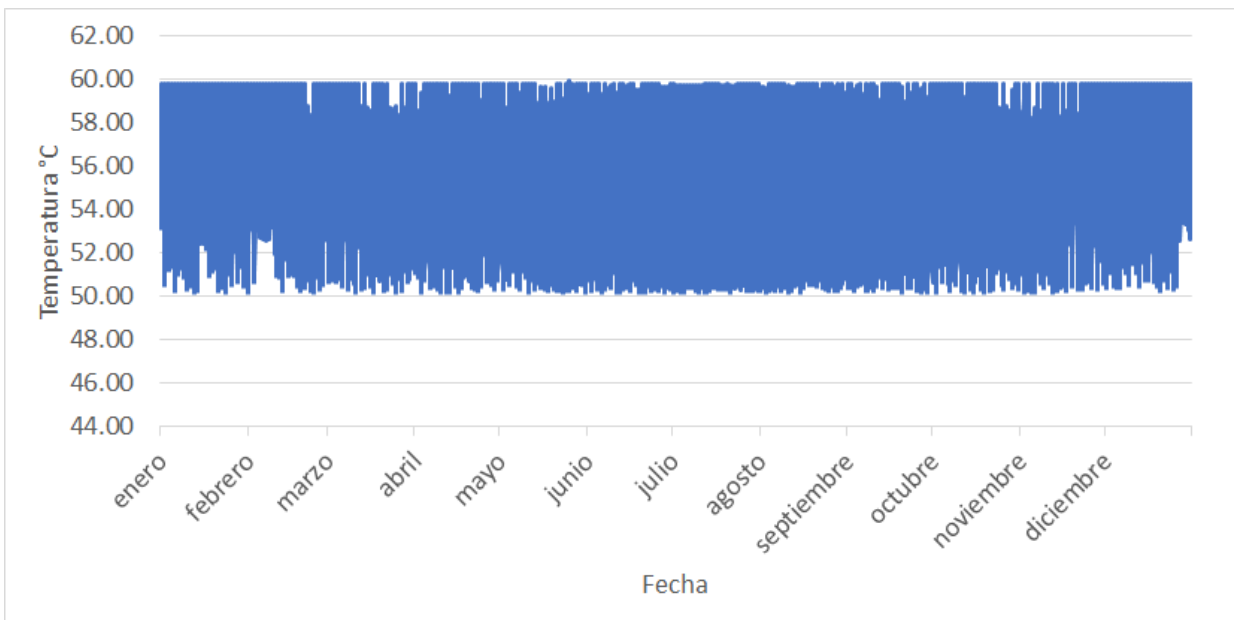


Figura 24. Temperatura entregada a la carga. La temperatura oscila entre los 50 y 60 °C.



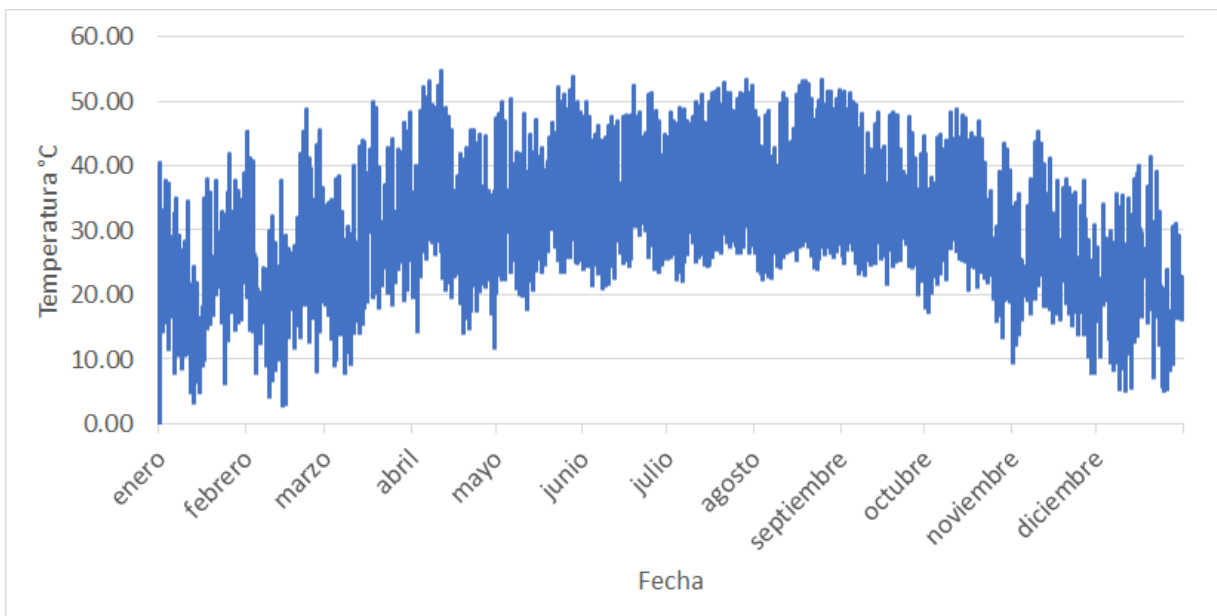


Figura 25. Temperatura promedio del módulo PVT.

### Análisis Financiero

Para lograr el análisis económico del sistema PVT, primero hay que establecer cuál fue la distribución de la energía entregada a lo largo de los 6 bimestres, para de esta manera lograr correr una simulación con la energía que se terminaría consumiendo a la CFE.

Bimestre	kWh
Bimestre 1	851.66
Bimestre 2	1063.81
Bimestre 3	1048.64
Bimestre 4	1150.95
Bimestre 5	1049.74
Bimestre 6	790.47

Tabla 35. Distribución de energía anual sistema PVT

Con los datos anteriores, se procede a alimentar al sistema financiero y correr una simulación a 15 años. Es importante recordar que los consumos del usuario para el caso PVT son los mismos que se han estado presentando. En donde de igual forma se considera un aumento en los consumos de 1.5% anual, y una pérdida de eficiencia del 0.25% anual, respectivamente.

Es notable, después de analizar la tabla anterior, que la generación del sistema distribuida en los bimestres resulta menor a la entregada por el sistema fotovoltaico ALEO. Esto debido a la diferencia de capacidad del panel, uno siendo de 320Wp, y el presente teniendo 280Wp. A continuación, se presenta el análisis económico del sistema PVT, después de haber sido optimizado:

			CONSUMO NETO		ESCENARIOS											
			1334.76	Promedio Móvil	TARIFA DAC	CARGO FIJO MENSUAL	PAGO SIEMPRE DAC	TARIFA SAUR DE DAC	1C BASICO 0.796	1C INTERMEDIO 0.960	1C INTERMEDIO ALTO 1.054	1C EXCEDENTE 2.813	RESULTADO	Ahorro Colector	AHORRO	Acumulado
			1755.18													
			3835.72													
			3484.88													
			1706.18													
			1726.76													
BIMESTRE	CONSUMO	GENERACION														
Año 1	1	1362	851.66	510.3	2169.8	4.52	107.50	6371.24	2306.7				3849.52			
	2	1791	1063.81	727.2	1998.5	4.52	107.50	8310.32	3286.9				4808.41			
	3	3914	1048.64	2865.4	1836.8	4.52	107.50	17906.28	12951.4				4739.86			
	4	3556	1150.95	2405.0	1656.8	4.52	107.50	16288.12		119.4	144	5499.55	10152.07			
	5	1741	1049.74	691.3	1487.7	4.52	107.50	8084.32	0	59.7	96	1452.23	6261.39			
	6	1762	790.47	971.5	1361.8	4.52	107.50	8179.24	0	59.7	96	2240.65	5567.89	1049.15	\$35,308.30	\$36,765.04
Año 12	1	1519.5	829	691.0	1635.5	4.52	107.50	7083.32	0	59.7	96	1451.53	5261.10			
	2	1998.2	1035	963.2	1639.2	4.52	107.50	9246.69	0	59.7	96	2217.33	6658.66			
	3	4366.7	1020	3346.6	1646.9	4.52	107.50	19952.60	0	119.4	144	8921.61	10394.49			
	4	3967.3	1120	2847.6	1653.9	4.52	107.50	18147.27	0	119.4	144	7518.09	9992.68			
	5	1942.4	1021	921.1	1657.5	4.52	107.50	8994.55	0	59.7	96	2098.91	6524.94			
	6	1965.8	769	1196.8	1661.1	4.52	107.50	9100.45	0	59.7	96	2874.35	5855.40	1049.15	\$44,616.43	\$515,676.52
Año 15	1	1565.6	822	743.2	1721.6	4.52	107.50	7291.44	0	59.7	96	1598.48	5322.26			
	2	2058.7	1027	1031.5	1725.4	4.52	107.50	9520.36	0	59.7	96	2409.43	6740.23			
	3	4499.0	1013	3486.5	1733.3	4.52	107.50	20550.67	0	119.4	144	9315.28	10598.89			
	4	4087.5	1111	2976.2	1740.5	4.52	107.50	18690.64	0	119.4	144	7879.81	10174.33			
	5	2001.2	1014	987.6	1744.2	4.52	107.50	9260.58	0	59.7	96	2285.96	6603.92			
	6	2025.4	763	1262.1	1747.9	4.52	107.50	9369.69	0	59.7	96	3058.09	5940.90	1049.15	\$45,309.67	\$650,906.66

Figura 26. Análisis financiero sistema PVT 14 módulos

Observando la figura 26 del análisis económico, se puede concluir que el sistema es capaz de sacar de DAC al usuario a partir del cuarto bimestre (igual que el sistema fotovoltaico ALEO), y el promedio móvil logra una curva mucho más homogénea al estar alimentando al sistema con la cantidad necesaria energía para mantenerla fuera de DAC casi por los 15 años de garantía, lo que afirma que se está utilizando

un dimensionado óptimo, tal como se observa en los últimos bimestres del año 15, en donde el promedio justo comienza a estar por sobre los 1,700 kWh.

Por otro lado, debido al alto costo del sistema, es notable ver que el periodo de retorno de inversión se da hasta los 11 años y 5 bimestres. Teniendo un costo de inversión de \$496,066.67 pesos.

### ***Análisis tecno-económico: Térmico***

#### ***Planteamiento del sistema***

Para evaluar el sistema térmico, se consideró la instalación de un solo colector de forma inicial para analizar la fracción solar y resultados que este obtiene.

Se mantuvieron exactamente los mismos valores de demanda de agua caliente, meteorológicos y de control. Una consideración es que el Type 1 utilizado no contempla pérdidas por disipación de calor generada por el viento, a diferencia del módulo PVT. En la siguiente figura se muestra el arreglo utilizado para evaluar el sistema térmico.

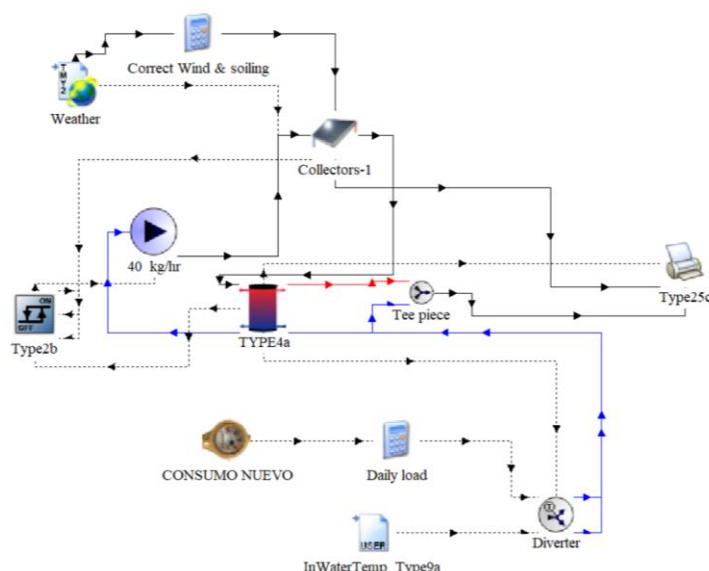


Figura 27. Sistema Térmico con colectores KIOTO

## Resultados de simulación

Con las características ya descritas, el caso actual, y las consideraciones propias del sistema, se realizaron las simulaciones y se obtuvieron los siguientes resultados.

Concepto	Valor reportado
Calor útil generado por módulos PVT	1802.58 kWh
Calor generado por calentador auxiliar de tanque	1015.42 kWh
Calor entregado a la carga	1397.27 kWh
<b>Fracción solar del sistema</b>	<b>63.967 %</b>
Temperatura máxima del agua en el tanque	69.13 °C
Temperatura promedio del agua en el tanque	52.29 °C
Temperatura máxima entregada a la carga	69.00 °C
Temperatura promedio entregada a la carga	56.66 °C
Temperatura máxima enviada al colector	69.01 °C
Temperatura promedio enviada al colector	47.92 °C
Temperatura máxima entregada por el colector #1	86.95 °C
Temperatura promedio entregada por el colector #1	38.58 °C

*Tabla 36. Resultados de simulación de sistema térmico de 1 colector*

El sistema con un colector térmico registró una fracción solar mayor al 60%, más del doble que la reportada por el sistema con 14 módulos PVT. Esto demuestra que los sistemas exclusivamente térmicos pueden alcanzar rendimientos mayores que sus contrapartes híbridas.

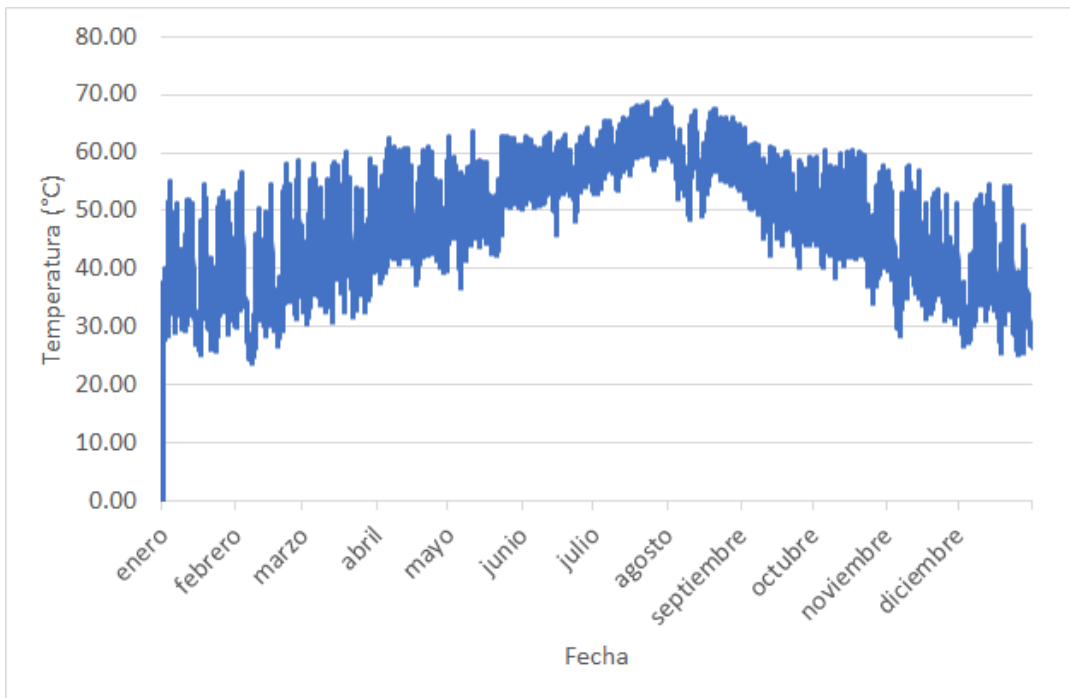


Figura 28. Temperatura enviada al sistema térmico para calentamiento solar

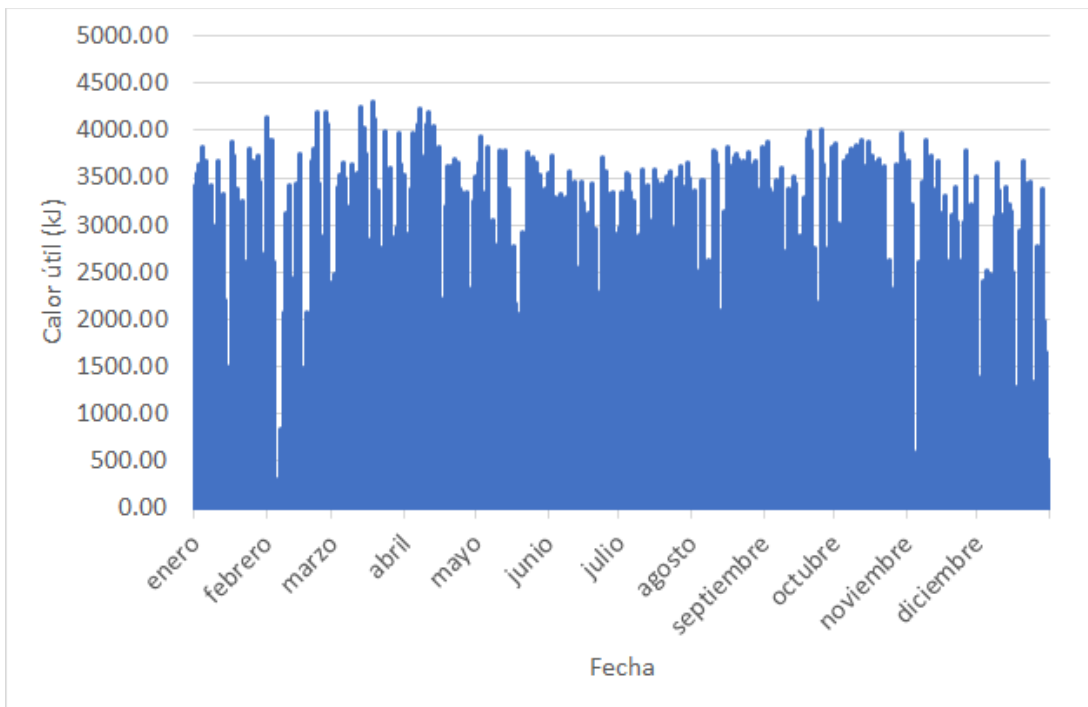


Figura 29. Calor útil generado por sistema térmico

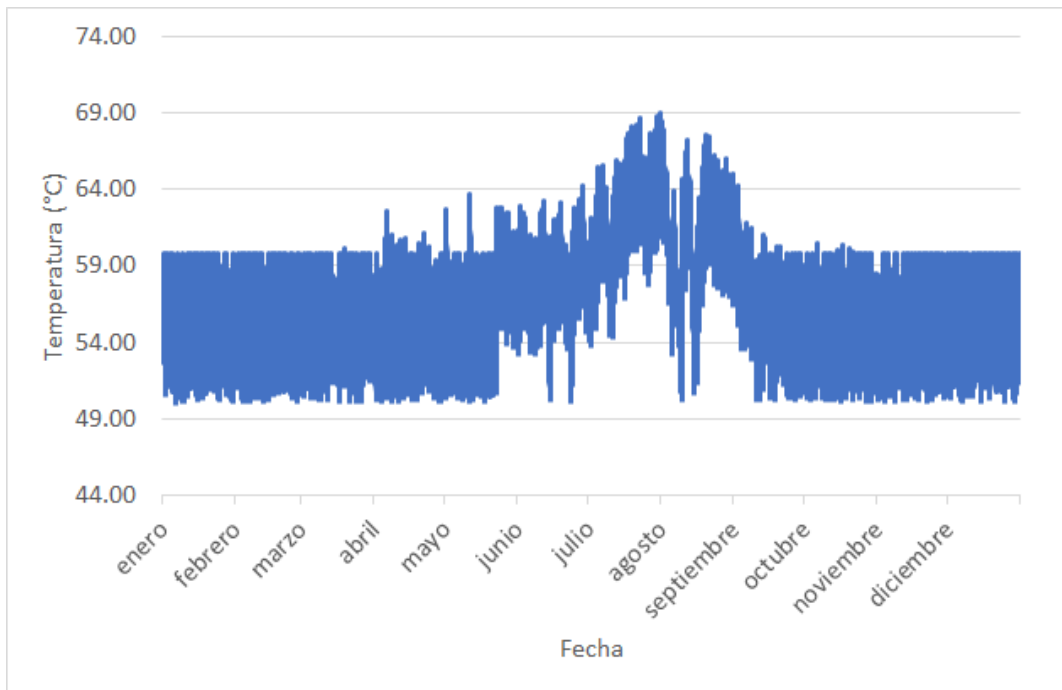


Figura 30. Temperatura entregada a la carga. A diferencia del sistema PVT, el sistema entrega temperaturas mayores a las 60°C.

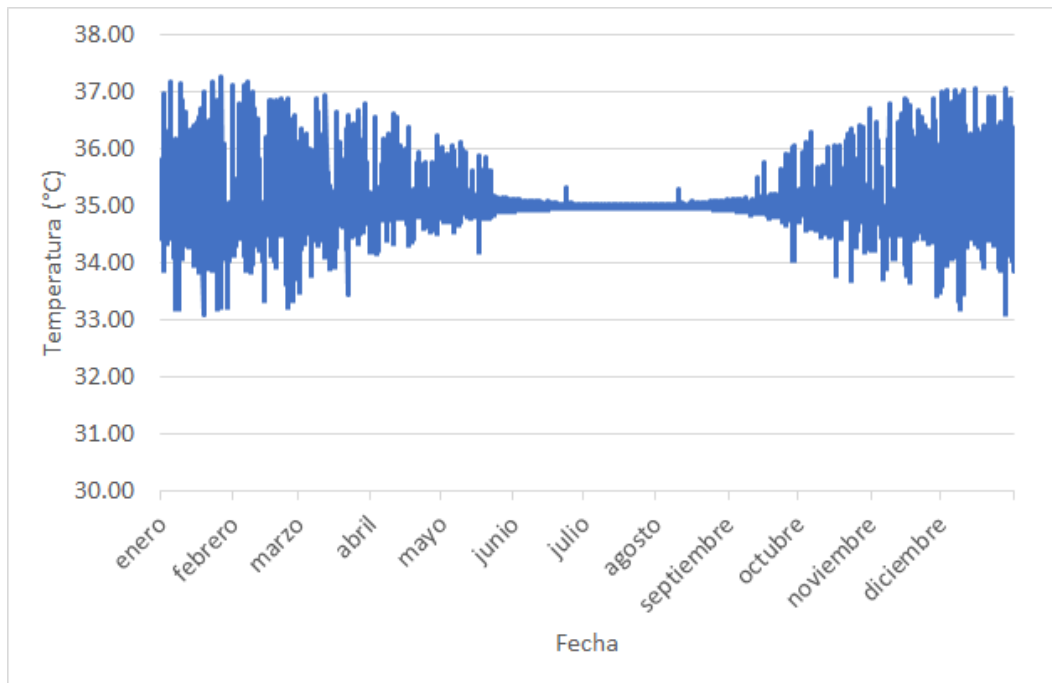


Figura 31. Temperatura entregada al usuario. El sistema logra mantener la temperatura a entregar al usuario dentro de un rango cercano a los 35°C ya establecido.

## Análisis Financiero

Ahora, con el colector solar térmico independiente, y con la fracción solar obtenida, se puede realizar un análisis económico. Es importante considerar que la energía anual entregada por el sistema es de 6.49 GJ, valor con el cual se evalúa el ahorro anual, considerando todos los costos y cargos de gas natural.

# Colectores	Fracción Solar %	Energía Anual (GJ)	Costo Sistema	\$	Cargo Fijo	Dist./Comer (\$/GJ)	Precio Adqui. (\$/GJ)	Mto. Anual	Ahorro Anual
1	19.5	6.49	18,294.15	3,159	107.00	109.69	119.00	80	2,945.48

*Tabla 37. Sistema Térmico con colectores*

Para obtener el periodo de retorno de inversión se procede a aplicar la fórmula siguiente:

$$ROI = \frac{\text{Costo total de la instalación de sistema}}{\text{Ahorro anual}}$$

$$ROI = \frac{18,294.15}{2,945.48} = \sim 6 \text{ años}$$

### **Análisis tecno-económico: PV + Térmico**

Es importante recordar que la comparación directa se está realizando entre un sistema que incluye paneles fotovoltaicos y colectores térmicos por separado, y un sistema PVT. Por lo que en un plano económico habría que evaluar el periodo de retorno de la inversión inicial del sistema en conjunto. Al unir la inversión que se tendría por los sistemas separados, se obtiene el siguiente costo total:

Costo Sistema PV	Costo Sistema Colectores	Costo Inversión Total
\$ 126,908.22 MXN	\$ 18,294.15 MXN	\$ 145,202.37 MXN

*Tabla 38. Costo de Inversión PV + Colectores*

Posteriormente, se realiza un análisis económico de los sistemas integrados:

		CONSUMO NETO			Promedio Móvil	TARIFA DAC	CARGO RIO MENSUAL	PAGO SIEMPRE DAC	TARIFA SAUR DE DAC	I C BASICO 0,796	I C INTERMEDIO 0,960	I C INTERMEDIO ALTO 1,064	I C EXCEDENTE 2,813	RESULTADO	Ahorro Colector	AHORRO	Acumulado	PV
BIMESTRE	CONSUMO	GENERACION																
			1334.76															
			1755.18															
			3835.72															
			3484.88															
			1706.18															
			1726.76															
Año 1	1	1362	1032.72	329.3	2139.7	4.52	107.50	6371.24	1488.3					4667.92				
	2	1791	1295.67	495.3	1929.7	4.52	107.50	8310.32	2238.9					5856.45				
	3	3914	1285.64	2628.4	1728.5	4.52	107.50	17906.28	11880.2					5811.08				
	4	3556	1414.07	2141.9	1504.6	4.52	107.50	16288.12		119.4	144	158.1	4759.41	10892.21				
	5	1741	1275.64	465.4	1297.8	4.52	107.50	8084.32	0	59.7	96		816.79	6896.83				
	6	1762	957.37	804.6	1144.1	4.52	107.50	8179.24	0	59.7	96		1771.16	6037.38	2945.48	\$42,067.35	\$42,067.35	40161.87
Año 3	1	1389.4	1028	361.8	1173.4	4.52	107.50	6494.98	0	59.7	96		525.49	5598.79				
	2	1827.0	1289	537.8	1177.0	4.52	107.50	8473.04	0	59.7	96		1020.54	7081.79				
	3	3992.7	1279	2713.5	1184.1	4.52	107.50	18261.87	0	119.4	144	158.1	7140.67	10484.70				
	4	3627.5	1407	2220.5	1190.7	4.52	107.50	16611.19	0	119.4	144	158.1	5753.91	10220.78				
	5	1776.0	1269	506.7	1194.2	4.52	107.50	8242.49	0	59.7	96		933.15	6938.65				
	6	1797.4	953	844.8	1197.5	4.52	107.50	8339.32	0	59.7	96		1884.23	6084.39	2945.48	\$48,314.58	\$140,051.05	134334.61
Año 4	1	1403.3	1025	378.3	1200.3	4.52	107.50	6557.78	0	59.7	96		571.80	5615.28				
	2	1845.3	1286	559.3	1203.8	4.52	107.50	8555.62	0	59.7	96		1081.00	7103.91				
	3	4032.6	1276	2756.6	1211.0	4.52	107.50	18442.34	0	119.4	144	158.1	7261.98	10543.86				
	4	3663.8	1403	2260.3	1217.7	4.52	107.50	16775.15	0	119.4	144	158.1	5865.84	10272.81				
	5	1793.8	1266	527.7	1221.1	4.52	107.50	8322.77	0	59.7	96		992.03	6960.04				
	6	1815.4	950	865.2	1224.5	4.52	107.50	8420.56	0	59.7	96		1941.49	6108.37	2945.48	\$48,509.75	\$188,560.80	180938.88
Año 15	1	1565.6	997	568.4	1511.0	4.52	107.50	7291.44	0	59.7	96		1106.70	5814.04				
	2	2058.7	1251	807.7	1514.9	4.52	107.50	9520.36	0	59.7	96		1779.65	7370.01				
	3	4499.0	1241	3257.7	1522.9	4.52	107.50	20550.67	0	119.4	144	158.1	8671.58	11242.59				
	4	4087.5	1365	2722.2	1530.2	4.52	107.50	18690.64	0	119.4	144	158.1	7165.16	10888.98				
	5	2001.2	1232	769.5	1534.0	4.52	107.50	9260.58	0	59.7	96		1672.40	7217.48				
	6	2025.4	924	1101.0	1537.7	4.52	107.50	9369.69	0	59.7	96		2604.77	6394.22	2945.48	\$50,832.80	\$735,806.68	707224.47

Figura 32. Sistema Térmico con colectores KIOTO

Tomando en cuenta la inversión total del primer sistema que se constituye por PV más un sistema de colectores solares, el periodo de retorno de inversión se da en los 3 años y 1 bimestre. El sistema fotovoltaico estaría subsidiando el sistema térmico independiente, logrando recuperar la inversión en menor tiempo.

### Conclusiones de análisis tecno-económico

La competitividad del sistema PVT depende principalmente de la factibilidad económica, la cual se deriva del rendimiento técnico obtenido en las simulaciones, ya que se está tratando de comparar contra dos sistemas independientes que logran satisfacer la misma demanda, siendo estos el sistema fotovoltaico y térmico separado. A continuación, se muestra la tabla 39 con los hallazgos principales del estudio de factibilidad tecno-económica previamente realizado sobre los sistemas fotovoltaico, térmico y PVT.



Sistema	Hallazgos	Características	Fuera de DAC	Energía Anual	Inversión	ROI
Fotovoltaico ALEO Solar	Sobredimensionado con 21 paneles, por lo que se hace pruebas obteniendo resultados justos con 13 paneles, añadiendo 1 extra	Sistema de 14 paneles de 320Wp	A partir del 4to bimestre del primer año	7,261.11 kWh	\$126,908.22	3 años y 5 bimestres
Colector Térmico KIOTO	Se realizan pruebas tratando de obtener fracción solar similar al sistema PVT.	1 colector térmico marca KIOTO	No aplica	6.49 GJ	Sólo Colector \$18,294.17 PV+Colector \$145,202.37	6 años Integrado: 3 años y 1 bimestre
PVT DualSun	Partiendo de la premisa del sistema fotovoltaico, se corren pruebas para tratar de tener un promedio móvil justo a los 15 años de garantía	14 módulos PVT, con capacidad fotovoltaica de 280Wp	A partir del 4to bimestre del primer año	6217.7 kWh	\$496,066.67	11 años y 5 bimestres

Tabla 39. Sistema Térmico con colectores KIOTO

A pesar de que los sistemas entregan un valor similar en cuestión de energía anual, el costo de inversión juega un papel muy importante para la competitividad del sistema híbrido PVT. Esto se ve reflejado en el periodo de retorno de inversión.

## Optimización

Tras haber realizado el análisis tecno-económico para los diferentes sistemas, se realizaron pruebas para evaluar el nivel de optimización del sistema y comenzar a explorar posibles alternativas a proponer.

### ***Pruebas en serie***

Se realizaron pruebas para evaluar el mejor arreglo en serie de los módulos PVT en función de su generación de energía térmica y eléctrica. Para evaluar el comportamiento de los módulos de estar conectados en serie, se evaluaron 3 casos: 1 módulo, 2 módulos en serie, y 3 módulos en serie. Se utilizó un modelo con configuraciones diferentes, el cual no contempla pérdidas por *soiling* y utiliza un tanque de 103 L. Los resultados se presentan en la siguiente tabla.

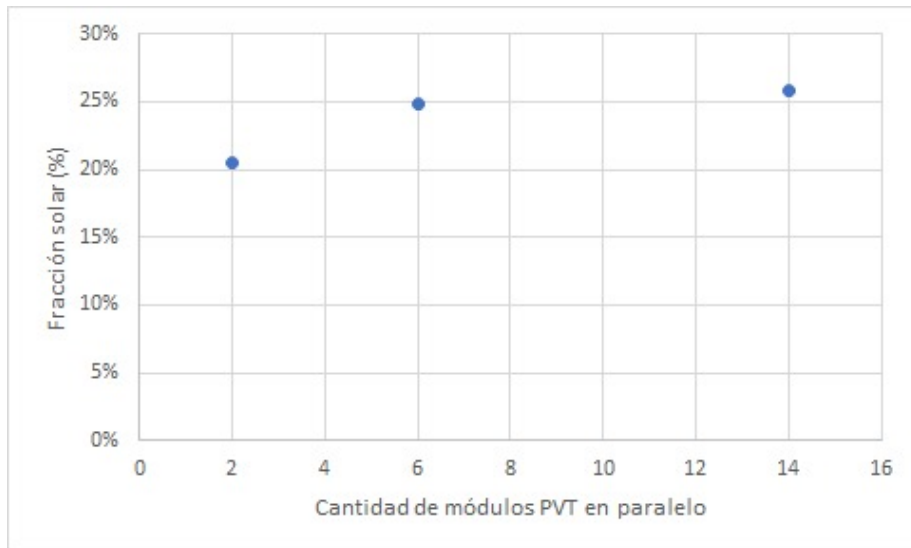
	1er panel	2do panel	3er panel
Generación eléctrica por panel	449.14 kWh	445.44 kWh	444.00 kWh
Diferencia contra panel PVT sin flujo (442.87 kWh)	+1.416 %	+0.579 %	+0.254 %
Fracción solar acumulada			5.557 %
Calor útil generado por panel	340.64 kWh	132.18 kWh	51.14 kWh
Diferencia con 1er panel	-	-61.19 %	-84.98 %
Temperatura máxima del panel	51.09 °C	52.81 °C	54.53 °C

*Tabla 40. Resultados de pruebas de optimización en serie*

Los resultados comprueban que, para poder aprovechar la generación de energía térmica del módulo, es recomendable no conectar en serie, ya que el segundo módulo presenta una disminución de más del 60% del calor útil generado con referencia al primer módulo. Estas pruebas muestran que el arreglo en serie no representa una opción tan atractiva en función del aprovechamiento de generación térmica del sistema.

## **Pruebas en paralelo**

Se analizó la fracción solar obtenida de diferentes escenarios, tomando en cuenta desde sistemas con los 14 módulos PVT, hasta sistemas con tan solo 2 módulos. A continuación, se muestran los resultados obtenidos, resaltando 3 escenarios principales: uno con 14 módulos, el segundo con 6, y por último un sistema con tan solo 2 módulos, comparando la fracción solar obtenida de cada uno de ellos.



*Figura 33. Resultados de fracción solar con diferentes sistemas*

Cantidad de módulos PVT	Fracción Solar (%)	Energía Anual generada por PVT (kWh)	Energía Anual generada por Aux (kWh)
2	20.60%	493.93	1908.69
6	24.80%	605.67	1836.23
14	25.80%	633.66	1819.41

*Tabla 41. Resultados de fracción solar con diferentes sistemas*

Como se puede observar en la figura 32, la fracción solar de un sistema con 6 PVT a uno de 14 no tiene una diferencia significativa 1%, por lo que no es necesario contar con los 14 módulos PVT en el sistema, disminuyendo drásticamente el costo de inversión inicial. El sistema con dos módulos PVT sigue otorgando una fracción solar similar a la del sistema con 14 módulos, volviéndose una solución competitiva.

### ***Pruebas con tanque de diferentes volúmenes***

Para determinar la relación entre el volumen del tanque de almacenamiento y la fracción solar, se evaluaron 3 modelos disponibles con distintos volúmenes de almacenamiento de agua y cargas térmicas de las marcas Calorex y Rheem (Calorex, 2019) (Rheem, 2019). Se utilizó el escenario de 2 módulos PVT conectados en paralelo para evaluar la fracción solar en función del cambio de volumen.

Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla.

MARCA	MODELO	VOLUMEN (litros)	Fraccion Solar (%)	HEAT RATE (kW)	T_avg enviada a PVT (°C)
CALOREX	G-30	103	14.851	3.2	33.98
RHEEM	29VR75	284	20.001	12	34.60
RHEEM	29V100	378	20.558	12	34.51

*Tabla 42. Resultados de fracción solar de sistema con distintos calentadores*

Es posible observar que el tanque que se ha estado utilizando, de 378 litros, ofrece la mayor fracción solar para el sistema, y que hay una disminución significativa utilizando el tanque de 103 litros. Es importante destacar que se podrían registrar porcentajes de fracción solar similares con un tanque de menor capacidad, como el de 284 litros de Rheem.

## **Evaluación costo-beneficio**

Después de haber realizado las simulaciones correspondientes de los sistemas fotovoltaico y PVT para analizar su competitividad, se llegó a la conclusión que un sistema compuesto enteramente por módulos PVT no resulta competitivo debido al alto costo de inversión inicial. Se necesitaría buscar un esquema bajo el cual los sistemas resulten viables y competitivos ante los sistemas independientes fotovoltaico y térmico con colectores; así disminuyendo el costo de inversión.

El planeamiento parte de la premisa que tener 14 sistemas con recuperador térmico resulta poco competitivo económicamente, por lo que se evaluará si es posible contar con arreglos separados de módulos PVT y módulos fotovoltaicos sin recuperación térmica, para analizar el rendimiento térmico del sistema, con el cual se podrá saber si en realidad es necesario contar con todos los recuperadores, o saber hasta qué punto son necesarios. Bajo este esquema, se logrará concluir en un posible sistema híbrido (fotovoltaico-PVT) que resulte competitivo y haga sentido tanto técnico como económicamente.

### ***Método de evaluación***

Para evaluar el escenario con un mayor-costo beneficio, se utilizarán los escenarios presentados en la sección de Optimización, en arreglo en paralelo. Se evaluarán los casos con 2, 6 y 14 módulos PVT. Para los casos con 2 y 6 módulos PVT, el faltante de generación de energía eléctrica será cubierto con módulos fotovoltaicos sin recuperación térmica.

## **Análisis Financiero**

Con los resultados de las simulaciones, se procedió a realizar el análisis financiero de cada uno de los sistemas antes mencionados (14, 6 y 2 PVT), y ver si en realidad resultan factibles. Para lograr esto, es necesario en primer lugar, tener la cantidad de energía entregada anualmente por cada uno de los sistemas, para poder estimar el ahorro que generarían de forma anual, lo cual se puede ver en la siguiente tabla:

# PVT	Energía Anual (GJ)	Cargo Fijo	Dist./Comer (\$/GJ)	Precio Adqui. (\$/GJ)	Ahorro anual sin Mto.	Mto. Anual (60 pesos x módulo)	Ahorro Anual
14	2.28	107.00	109.69	119.00	1,889	840.00	1,048.84
6	2.18	107.00	109.69	119.00	1,862	360.00	1,502.31
2	1.78	107.00	109.69	119.00	1,756	120.00	1,635.71

*Tabla 43. Análisis financiero distintas fracciones solares con distintos escenarios*

Es notable que la energía entregada entre los 3 sistemas tiene una variación muy reducida. Sin embargo, en cuanto al ahorro anual final, resulta mejor tener el sistema de solo 2 PVT debido a los costos de mantenimiento, en donde la diferencia llega a ser por más de 500 pesos mexicanos. Al tener una generación anual de energía tan similar, el factor que juega a favor del sistema de 2 PVT es tener un menor costo de mantenimiento, ya que, en lugar de pagar por 14 módulos, sólo se paga por 2.

Ahora, lo importante es analizar el costo total de los sistemas, para poder evaluar si en realidad el hacer un híbrido entre sistemas PVT y fotovoltaico resulta competitivo, lo cual se presenta en la siguiente tabla:

Sistema	Costo PV	Costo PVT	Costo Total	ROI
14 PVT	-	\$496,066.67	\$496,066.67	11 años 5 bim
6 PVT   8PV	\$72,518.98	\$212,600	\$285,118.98	6 años 4 bim

*Tabla 44. Análisis financiero con propuestas sistemas híbridos*

Como se puede observar en la tabla 44, los costos de los sistemas de las distintas propuestas híbridas logran estar por debajo del sistema con PVT en su totalidad. Para ello fue necesario completar con el sistema fotovoltaico la demanda a cubrir con el escenario base previamente establecido en el documento. Es por ello que para un sistema de 6 PVT es necesario agregarle un sistema fotovoltaico de 8 módulos de 320Wp (ALEO Solar). Fue necesario realizar un análisis financiero de retorno de inversión, y en la tabla 44 se logra observar que para el sistema de 6 PVT el retorno de inversión resulta ahora más competitivo, estando por debajo de los 8 años, exactamente en 6 años y 4 bimestres, lo que nos dice que el hacer un híbrido entre PVT y Fotovoltaico resulta viable.

Sistema	Costo PV	Costo PVT	Costo Total	ROI
14 PVT	-	\$496,066.67	\$496,066.67	11 años 5 bim
6 PVT   8PV	\$72,518.98	\$212,600	\$285,118.98	6 años 4 bim
2 PVT   12 PV	\$108,778.47	\$70,866.67	\$179,645.14	4 años 2 bim

Tabla 45. Análisis financiero con propuestas sistemas híbridos

BIMESTRE	CONSUMO	GENERACION	CONSUMO NETO		PROMEDIO MÓDULOS	TARIFA DAC	CARGO FIO MENSUAL	PAGO SIEMPRE DAC	TARIFA SAUR DE DAC	IC BASICO 0.796	IC INTERMEDIO 0.960	IC INTERMEDIO ALTO 1.054	IC EXCEDENTE 2.813	RESULTADO	Alivio Colector	AHORRO	Acumulado
			1334.76	1755.18													
Año 1	1	1362	1018.74	343.3	2142.0	4.52	107.50	6371.24	1551.6					4604.69			
	2	1791	1274.07	516.9	1935.6	4.52	107.50	8310.32	2336.5					5758.78			
	3	3914	1260.65	2653.4	1738.6	4.52	107.50	17906.28	11993.2					5698.12			
	4	3556	1386.53	2169.5	1519.3	4.52	107.50	16288.12		119.4	144	158.1	4836.86	10814.76	1635.71	\$40,219.07	\$37,146.74
	5	1741	1254.35	486.7	1316.1	4.52	107.50	8084.32	0	59.7	96		876.68	6836.94			
	6	1762	940.55	821.5	1165.2	4.52	107.50	8179.24	0	59.7	96		1818.47	5990.07			
Año 4	1	1403.3	1011	392.2	1221.2	4.52	107.50	6557.78	0	59.7	96		610.86	5576.22			
	2	1845.3	1265	580.7	1224.8	4.52	107.50	8555.62	0	59.7	96		1141.33	7043.59			
	3	4032.6	1251	2781.4	1231.9	4.52	107.50	18442.34	0	119.4	144	158.1	7331.76	10474.09	1635.71	\$46,767.55	\$181,483.28
	4	3663.8	1376	2287.6	1238.6	4.52	107.50	16775.15	0	119.4	144	158.1	5942.71	10195.94			
	5	1793.8	1245	548.8	1242.0	4.52	107.50	8322.77	0	59.7	96		1051.47	6900.60			
	6	1815.4	934	881.9	1245.4	4.52	107.50	8420.56	0	59.7	96		1988.46	6061.41			
Año 5	1	1417.3	1009	408.7	1248.2	4.52	107.50	6621.21	0	59.7	96		657.44	5593.07			
	2	1863.7	1261	602.3	1251.8	4.52	107.50	8639.02	0	59.7	96		1202.13	7066.19			
	3	4072.9	1248	2824.8	1259.0	4.52	107.50	18624.62	0	119.4	144	158.1	7453.99	10534.12	1635.71	\$46,966.19	\$228,449.47
	4	3700.4	1373	2327.7	1265.7	4.52	107.50	16940.75	0	119.4	144	158.1	6055.45	10248.80			
	5	1811.7	1242	569.8	1269.2	4.52	107.50	8403.85	0	59.7	96		1110.69	6922.46			
	6	1833.5	931	902.4	1272.6	4.52	107.50	8502.62	0	59.7	96		2046.09	6085.83			
Año 15	1	1565.6	984	581.9	1531.4	4.52	107.50	7291.44	0	59.7	96		1144.69	5776.05			
	2	2058.7	1230	828.5	1535.3	4.52	107.50	9520.36	0	59.7	96		1838.34	7311.32			
	3	4499.0	1217	3281.8	1543.2	4.52	107.50	20550.67	0	119.4	144	158.1	8739.45	11174.72	1635.71	\$49,100.17	\$709,622.66
	4	4087.5	1339	2748.7	1550.5	4.52	107.50	18690.64	0	119.4	144	158.1	7239.94	10814.19			
	5	2001.2	1211	790.1	1554.3	4.52	107.50	9260.58	0	59.7	96		1730.23	7159.65			
	6	2025.4	908	1117.2	1558.0	4.52	107.50	9369.69	0	59.7	96		2650.46	6348.53			

Figura 34. ROI propuesta híbrida con 2 PVT

De acuerdo con la figura 34, se puede concluir que el sistema de 2 PVT resulta competitivo al tener un periodo de retorno de inversión de 4 años y 2 bimestres, comparado al sistema con tecnologías independientes (fotovoltaica y térmica) que tiene un retorno de inversión en 3 años y 1 bimestre. Adicionalmente, el sistema logra mantener al usuario por debajo de la tarifa DAC durante los 15 años.

Por otro lado, a continuación, se muestra una gráfica que establece la tendencia en inversión por módulo instalado de cada una de las tres tecnologías presentes: fotovoltaica y térmica, PVT y por último la propuesta híbrida.

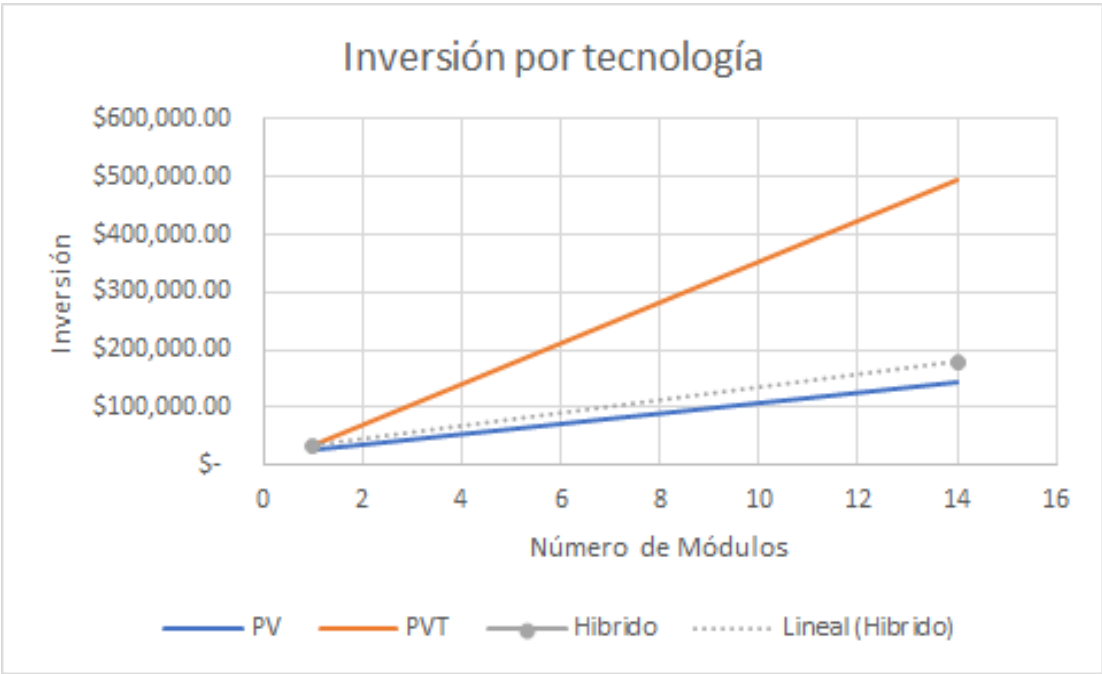


Figura 35. ROI propuesta híbrida con 2 PVT

En conclusión, resulta más viable y competitivo el sistema de 2 PVT y 12 fotovoltaico, con el cual se logra un rendimiento eléctrico similar al de 14 PVT, y logrando resultados térmicos justos al dimensionado, por un costo-beneficio atractivo a la inversión por la tecnología.



Por último, se anexa una simulación de retorno de inversión con un plan de financiamiento a 60 meses, comparando con la competencia directa de los sistemas independientes fotovoltaico y térmico.

Esquema de financiamiento para sistemas propuestos							
	<b>Anticipo</b>	3 Meses	6 Meses	12 Meses	18 Meses	21 Meses	<b>*60 Meses</b>
PV + Colector	\$72,601.2	24,200.4	12,100.2	6,050.1	4,033.4	3,457.2	1,210.0
PVT Híbrido	\$95,457.14	31,819.0	15,909.5	7,954.8	5,303.2	4,545.6	1,590.9

Tabla 46. Planes de financiamiento

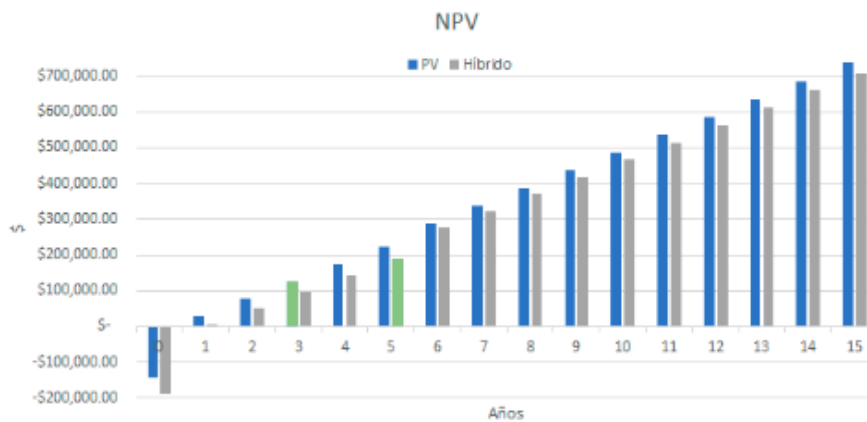


Figura 36. VPN y ROI propuesta híbrida vs Independiente con plan de financiamiento

Como se puede observar en la figura anterior, el plan de financiamiento a 60 meses para ambos sistemas sigue teniendo un periodo de retorno de inversión menor a los 8 años, lo que resulta atractivo considerando el método de pago. En donde el sistema PV+Térmico se recupera en 3 años, y el sistema híbrido propuesto cuenta con un retorno a los 5 años.

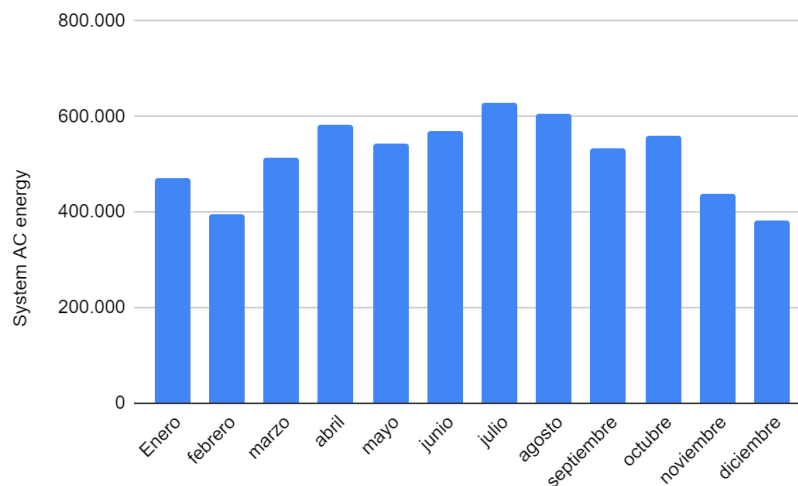
# Propuesta de sistema híbrido PV-PVT

El sistema propuesto integra 12 módulos fotovoltaicos convencionales y 2 módulos PVT. Para evaluar este sistema híbrido, se realizaron dos simulaciones, una en TRNSYS para el segmento PVT y una en SAM con los módulos fotovoltaicos.

Para evaluar este sistema híbrido, se realizaron dos simulaciones, una en TRNSYS correspondiente al arreglo de módulos PVT y una en SAM, correspondiente al arreglo con módulos fotovoltaicos.

## ***Arreglo fotovoltaico en SAM***

Para la parte fotovoltaica del sistema híbrido que se propone, se busca agregar 12 módulos fotovoltaicos ALEO Solar de 320Wp (previamente utilizado), por lo que, para evaluar su desempeño eléctrico se corre una simulación en SAM. Para la evaluación en el programa, se toma en consideración que los módulos están en paralelo.

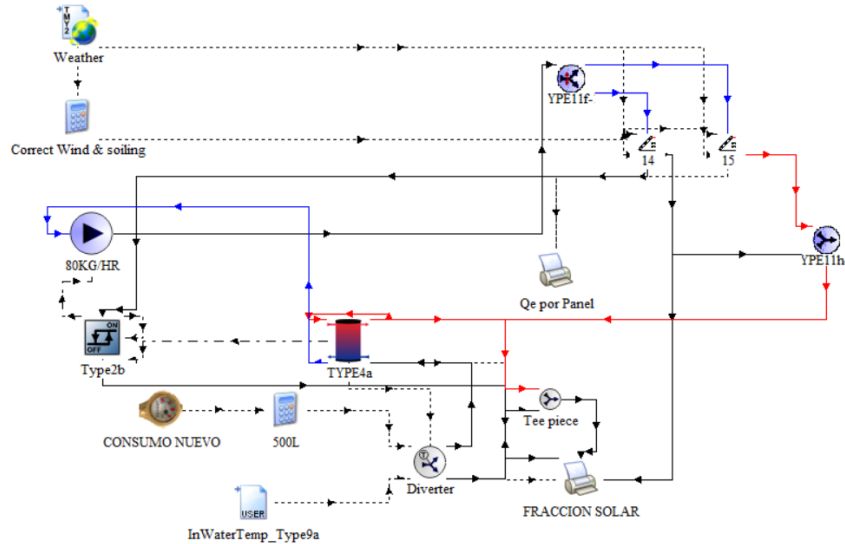


*Figura 37. Resultados propuesta híbrida con 2 PVT SAM*

Se puede observar en la figura 37, que la energía anual entregada da una suma de 6,228 kWh, el cual posteriormente tendrá que sumarse a la energía anual entregada por el arreglo de los 2 PVT.

## **Arreglo PVT en TRNSYS**

A continuación, se presenta el arreglo PVT simulado en TRNSYS junto con los resultados obtenidos. Para las simulaciones, se conservaron los mismos criterios expuestos como características del sistema, incluyendo características de todos los elementos del sistema de agua caliente de uso doméstico y del sistema PVT.



*Figura 38. Arreglo propuesto de 2 módulos PVT*

En la siguiente tabla se presentan los resultados eléctricos y térmicos, e incluye una comparativa contra el sistema de 14 módulos PVT previamente presentado.

Concepto	Valor reportado para sistema con 2 módulos PVT	Valor reportado para sistema con 14 módulos PVT
<b>Generación eléctrica de sistema PVT anual</b>	<b>857.95 kWh</b>	<b>5950.97 kWh</b>
<b>Generación eléctrica de sistema fotovoltaico anual</b>	<b>6,228 kWh</b>	<b>0 kWh</b>
<b>Generación eléctrica sistema entero anual</b>	<b>7,085.95 kWh</b>	<b>5950.97 kWh</b>
Generación eléctrica por módulo PVT	428.97 kWh	425.06 kWh
Generación eléctrica de un módulo PVT sin flujo	423.95 kWh	
Aumento de generación contra panel sin flujo	+1.185 %	+0.264 %
Calor útil generado por módulos PVT	493.93 kWh	633.66 kWh
Calor generado por calentador auxiliar de tanque	1908.69 kWh	1819.41 kWh
Calor entregado a la carga	1396.13 kWh	1395.06 kWh
<b>Fracción solar del sistema</b>	<b>20.558 %</b>	<b>25.83 %</b>
Temperatura máxima de la celda de módulo PVT	50.03 °C	54.79 °C
Temperatura máxima de celda de módulo PVT sin flujo	55.43 °C	
<b>Diferencia de temperatura máxima</b>	<b>-5.40 °C</b>	<b>-0.64 °C</b>
Temperatura promedio de la celda de módulo PVT	30.48 °C	31.42 °C
Temperatura promedio de celda de módulo PVT sin flujo	22.56 °C	
<b>Diferencia de temperatura promedio</b>	<b>+7.92 °C</b>	<b>+8.86 °C</b>
Temperatura máxima del agua caliente en el tanque	53.25 °C	55.18 °C
Temperatura promedio del agua caliente en el tanque	44.81 °C	45.79 °C
Temperatura máxima de agua caliente entregada a la carga	59.77 °C	59.95 °C
Temperatura promedio de agua caliente entregada a la carga	55.12 °C	55.08 °C

Concepto	Valor reportado para sistema con 2 módulos PVT	Valor reportado para sistema con 14 módulos PVT
Temperatura máxima enviada al sistema PVT	48.46 °C	53.18 °C
Temperatura promedio enviada al sistema PVT	34.51 °C	36.57 °C
Temperatura máxima entregada por el módulo PVT #1	51.66 °C	54.79 °C
Temperatura promedio entregada por el módulo PVT #1	27.92 °C	28.23 °C
Porcentaje de horas del año con la bomba funcionando	19.86 %	10.01 %

Tabla 47. Resultados de simulación en TRNSYS con 2 módulos PVT y comparativa con sistema de 14.

### **Comprobación técnica en PVSyst**

El sistema propuesto consiste en dos arreglos con distintas cantidades de módulos de generación eléctrica. Esto representa una complicación para el balanceo del sistema. Al contar con diferentes potencias en cada uno de los arreglos, un inversor normal no será capaz de entregar la máxima potencia para ambos de los arreglos.

Para un caso como este, es recomendable utilizar inversores con entradas desbalanceadas con reguladores MPPT independientes que permitan entregar la máxima potencia para cada uno de los arreglos. Un inversor con estas características sería el Sunny Tripower y el Sunny Boy de la marca SMA (SMA, 2019), el cual puede operar con cargas desbalanceadas.



Figura 39. Inversor Sunny Tripower de SMA (SMA, 2019)



Figura 40. Inversor Sunny Boy de SMA (SMA, 2019)

El software de simulación solar PVSyst (PVSyst, 2019) permite simular, con ciertas limitaciones, inversores con cargas desbalanceadas. La aproximación que realiza es dividir la potencia nominal del inversor y simular una operación independiente de dos inversores. Desafortunadamente, el arreglo con dos módulos PVT no alcanza el límite inferior del voltaje de operación, por lo cual no fue posible realizar la simulación con un inversor de cargas desbalanceadas. Esto implica, que una instalación con las características que se proponen no podría ser ejecutado con soluciones eléctricas convencionales. Una solución reciente que aún cuenta con poca adopción en el mercado son los microinversores.

Los microinversores sustituyen a los inversores centrales tradicionales ya que realizan la conversión de energía eléctrica en corriente directa a corriente alterna. Esto permite maximizar la generación de energía eléctrica para cada uno de los módulos, resolviendo algunas complicaciones de los inversores centrales como el sombreadamiento o suciedad en un panel dentro de un arreglo, lo que reduce la energía eléctrica entregada por todo el arreglo (Enphase, 2019).

Al contar con módulos PVT y fotovoltaicos con diferentes potencias nominales, los microinversores son una solución atractiva ya que permitirían maximizar la generación eléctrica de cada panel y la correcta operación del sistema. Cada módulo contaría con un microinversor y serían conectados por medio de un *branch circuit*,

convergiendo en un *junction box*. El arreglo propuesto se puede observar en la siguiente figura.

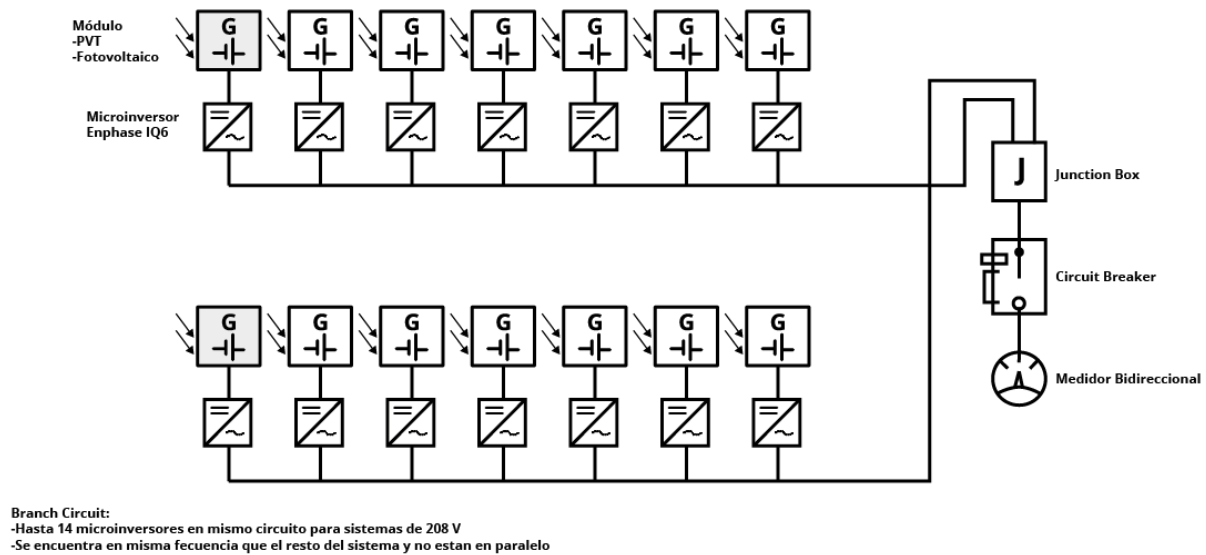


Figura 41. Diagrama del arreglo eléctrico del sistema propuesto

Los microinversores a utilizar son Enphase IQ6-60-2-US, de la empresa Enphase referente en el mercado. Las características del microinversor son las siguientes:

Entrada en Corriente Directa	
Potencia de módulos compatible	195-330 W
Compatibilidad de celdas	Módulos de 60 celdas
Rango de operación	16 - 48 V
Salida en Corriente Alterna	
Potencia máxima	240 VA
Voltaje nominal	208 V (monofásico)
Frecuencia nominal	60 Hz
Unidades máximas por circuito derivado (branch circuit)	14 en 208 V (monofásico)

Tabla 48. Especificaciones del microinversor Enphase IQ6-60-2-US

El costo de los microinversores tiene que agregarse al precio del sistema. El microinversor Enphase-IQ6-60-2-US, tiene un costo por 14 inversores de \$29,092.96 MXN. El cual se suma al costo del sistema sin inversor de \$161,821.52 MXN, teniendo un costo total de \$190,914.28.

Con las especificaciones del microinversor, se procedió a realizar una simulación en el software PVSyst considerando dos arreglos: el primero, con 12 módulos fotovoltaicos ALEO Solar X59 HE, y el segundo con 2 módulos fotovoltaicos que representaban a los módulos PVT DualSun Spring. Se utilizó un microinversor con características similares al microinversor propuesto. El objetivo de esta simulación era comprobar qué un sistema con las características propuestas podría ser implementado. En la siguiente tabla se encuentran los parámetros clave de la simulación realizada.

Inclinación	<b>25°</b>	
Microinversor Base de Datos PVSyst	Modelo IQ7-60-x-208 Enphase (Voltaje de Operación: 16-37 V)	Potencia Nominal <b>280 W ac</b> Potencia Nominal Total <b>3920 W ac</b>
Sub-arreglo "12 Fotovoltaico" Módulos ALEO Solar X59 HE	# Microinversores: <b>12 units</b>	Potencia Nominal <b>320 Wp</b> <b>I mpp 116 A</b>
Sub-arreglo "2 PVT" Módulos PVT DualSun Spring	# Microinversores: <b>2 units</b>	Potencia Nominal <b>280 Wp</b> <b>I mpp 18 A</b>
Total	# Microinversores: <b>14 units</b>	Potencia Nominal Total <b>4400 Wp</b>
<b>Resultados principales</b> Producción del sistema	Energía Producida <b>6.83 MWh/año</b>	

*Tabla 49. Especificaciones parámetros de simulación en PVSyst*

El sistema simuló una generación anual similar a la de nuestro sistema considerando simulaciones en TRNSYS y SAM. La diferencia se puede deber principalmente a los



datos meteorológicos utilizados en PVSyst, el modelo analítico usado para calcular las pérdidas, y al ligero incremento de generación por los dos módulos PVT.

	SAM + TRNSYS	PVSyst
Generación anual (MWh)	7.08 MWh	6.83 MWh

Tabla 50. Comparativa de resultados de generación anual

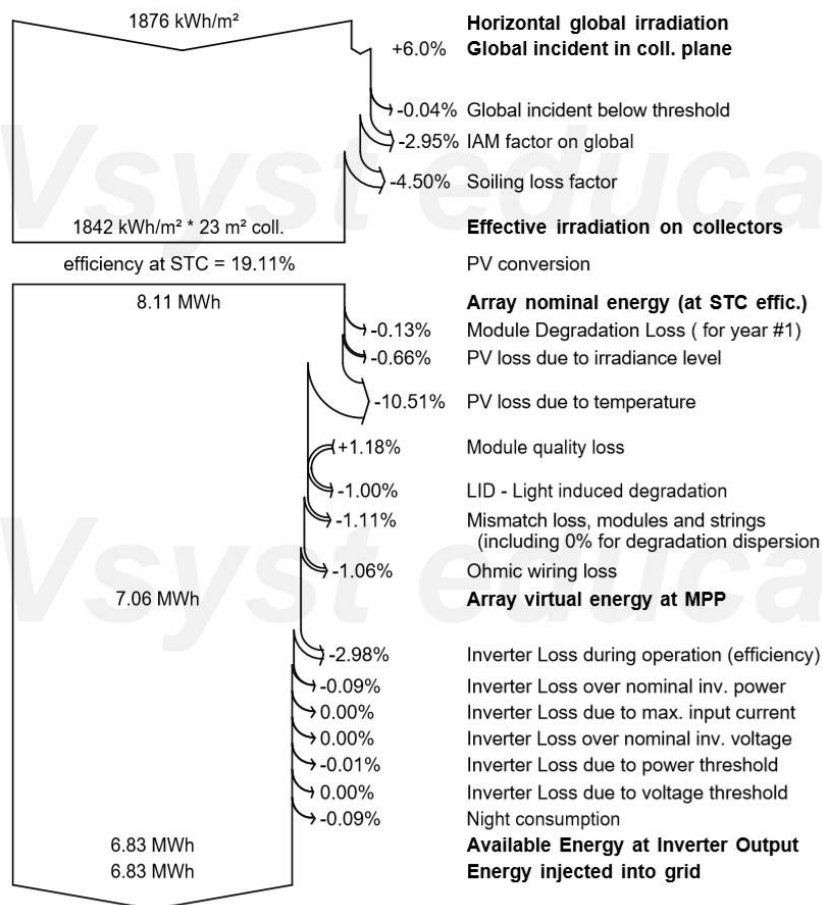


Figura 42. Diagrama de pérdidas anual del sistema

## ***Discusión***

Se comprobó que la tecnología PVT puede ser competitiva en conjunto con un sistema fotovoltaico tradicional. El sistema propuesto está específicamente diseñado para un escenario promedio de un usuario en la ciudad de Monterrey, N.L. Por lo que el arreglo del sistema híbrido presentado es la opción más adecuada y viable para que la tecnología PVT pueda ser competitiva económicamente para el caso específico de la ciudad.

Cabe resaltar que la tecnología PVT no se especializa en energía térmica, y tiene componentes que reducen la captación de radiación térmica como el módulo fotovoltaico, sin embargo, cumpliendo su función de calentar el medio de transferencia térmica, en el caso presente siendo el agua. Para lo cual, los resultados de fracción solar pueden variar enormemente en función de la demanda de agua caliente de la residencia, y del tanque de agua.

Si bien existen beneficios de un sistema PVT sobre uno fotovoltaico tradicional, los altos costos y poca disponibilidad en el mercado de Monterrey representan una gran barrera para incrementar su tasa de adopción. El principal parámetro que influye en la tasa de retorno de la inversión es el ahorro en energía eléctrica, por lo cual es necesario que el usuario tenga cierto perfil de consumo eléctrico que justifique la inversión en el sistema para bajar de la tarifa de alto consumo a una tarifa regular doméstica.

Al tener claro que es necesario que el usuario sea candidato para contar con un sistema fotovoltaico tradicional, se evidenció que no es necesario contar con un recuperador térmico en cada uno de estos módulos, ya que aporte al retorno de inversión del sistema térmico, es mínimo.

Reconociendo la dificultad de instalar y operar sistemas con módulos de generación eléctrica diferentes, el uso de recuperadores térmicos adicionales, tipo *plug-in* podrían ser una alternativa atractiva. Estos sistemas, parte de la tecnología PVT, permitirían contar con un arreglo fotovoltaico homogéneo, y, en caso de ser buscado por el usuario, obtener los recuperadores *plug-in* e instalarlos en los módulos necesarios para poder reducir su consumo de gas natural derivado del uso de agua caliente doméstica e incrementar la eficiencia eléctrica del módulo fotovoltaico.



## Conclusión

Desde un inicio, se logró investigar y comprender el tema para realizar un correcto estudio de dimensionamiento para un usuario promedio, estableciendo las principales premisas y características que lo hacen un candidato ideal a tener sistemas fotovoltaicos y térmicos independientes, parte que fue crucial para crear un escenario óptimo para un sistema que entraría a competir contra estos últimos.

A lo largo del trayecto, se llegó a comprender el total funcionamiento de los sistemas en cuestión: analizando el rendimiento técnico sobre un escenario específico, así también como el rendimiento económico por medio de simulaciones por un periodo de 15 años, evaluando ambas opciones y llegando a conclusiones sobre la competitividad del sistema de generación híbrida PVT sobre sistemas independientes fotovoltaicos y colectores térmicos, poniendo a prueba ambos sistemas bajo las mismas condiciones, intentando satisfacer la misma demanda del usuario con arreglos que buscaban bajar el consumo tal que disminuyera la tarifa DAC del usuario.

Se logró evaluar los mismos sistemas bajo distintas premisas de dimensionado, obteniendo arreglos optimizados que aseguran un mejor rendimiento y retorno de inversión del costo inicial de los sistemas, utilizando un arreglo con menor número de módulos, que es capaz de mantener al usuario bajo la tarifa DAC al menos durante los primeros 15 años, periodo por el cual ambos sistemas están bajo garantía.

El sistema PVT ha logrado equipararse y competir al sistema fotovoltaico independiente en cuestión de generación de energía anual eléctrica, obteniendo resultados similares en cuestión de ahorro. Sin embargo, el alto costo de inversión sujeta a los sistemas de generación híbrida representa una gran limitante para obtener un retorno de inversión competitivo contra los sistemas fotovoltaicos y

térmicos independientes. Por ello, y debido a estos hallazgos y resultados obtenidos se propuso la firme convicción de encontrar una solución óptima en la que la tecnología PVT pudiera resultar competitiva para el escenario específico de los usuarios de la ciudad de Monterrey, encontrando una optimización en los sistemas de recuperación térmica, en donde el hallazgo principal fue que la fracción solar obtenida es prácticamente igual de tener 2 PVT a 14. Se llegó a la conclusión de que se podría hacer un híbrido entre un sistema PVT y fotovoltaicos, teniendo 12 módulos PV y 2 PVT, logrando obtener la energía necesaria por el sistema para satisfacer la demanda eléctrica, y teniendo la energía térmica por parte de los recuperadores térmicos, obteniendo un ROI (de 4 años y 1 bimestre) atractivo y competitivo ante los sistemas independientes, recuperando la inversión tan solo un año después a este último.

Se logró llegar a un escenario ideal para que la tecnología pueda ser competitiva, y aun teniendo un ROI superior en tiempo al obtenido por los sistemas independientes, es importante recordar el factor del espacio ocupado, ya que los sistemas de recuperación térmica se encuentran adheridos a la parte trasera de los módulos fotovoltaicos no requieren espacio adicional, mientras que los colectores térmicos ocupan un espacio mayor al ser un sistema independiente. Lo que representa un punto a favor para la tecnología PVT.

Sin duda alguna, existe aún un campo de investigación muy amplio para la tecnología, en donde podrán encontrarse mayores aplicaciones fuera del uso residencial. Por el momento, para el caso específico de la ciudad de Monterrey el uso de sistemas únicamente PVT resulta muy poco atractivo y económicamente poco competitivo. Sólo podrían ser viables considerando un híbrido entre módulos fotovoltaicos y PVT como se muestra en el presente proyecto para lograr obtener el mayor costo-beneficio por parte de la generación eléctrica y térmica en un mismo sistema.



## Referencias

- Al-Waeli, A. H. A., Sopian, K., Kazem, H. A., & Chaichan, M. T. (2017). Photovoltaic/Thermal (PV/T) systems: Status and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77(November 2016), 109–130. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.126>
- Antony, A., Wang, Y. D., & Roskilly, A. P. (2019). A detailed optimisation of solar photovoltaic/thermal systems and its application. *Energy Procedia*, 158(2018), 1141–1148. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.295>
- Aste, N., del Pero, C., & Leonforte, F. (2014). Water flat plate PV-thermal collectors: A review. *Solar Energy*, 102, 98–115. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.01.025>
- Aste, N., Del Pero, C., & Leonforte, F. (2012). Optimization of solar thermal fraction in PVT systems. *Energy Procedia*, 30, 8–18. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.11.003>
- Aznar, A. Y., Zinaman, O. R., & Mccall, J. D. (2018). Informing Mexico's Distributed Generation Policy with System Advisor Model (SAM) Analysis. doi: 10.2172/1452705
- Cabral & Ortega (2014). Estudio de demanda de agua residencial en el área metropolitana de Monterrey.
- Calorex (2019) Línea Residencial de Calentador de Depósito. Recuperado de: [http://admin.calorex.com.mx/downloads/KIT2019\\_B2DEPOSITOCALOREX.pdf](http://admin.calorex.com.mx/downloads/KIT2019_B2DEPOSITOCALOREX.pdf)
- Chauhan, A., Tyagi, V. V., & Anand, S. (2018). Futuristic approach for thermal management in solar PV/thermal systems with possible applications. *Energy Conversion and Management*, 163(August 2017), 314–354. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.02.008>
- Comisión Europea (2013) A Consumer's Guide to Energy-Efficient Water Heaters. Recuperado de [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fin\\_consumer\\_guide\\_water\\_heaters\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fin_consumer_guide_water_heaters_en.pdf)
- Daghigh, R., Ruslan, M. H., & Sopian, K. (2011). Advances in liquid based photovoltaic/thermal (PV/T) collectors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 4156–4170. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.028>
- Das, D., Kalita, P., & Roy, O. (2018). Flat plate hybrid photovoltaic- thermal (PV/T) system: A review on design and development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 84(October 2017), 111–130. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.01.002>



DualSun (2019) DualSun Spring Datasheet. Recuperado de: <https://my.dualsun.com/wp-content/uploads/DualSun-EN-Datasheet-Spring.pdf>

DualSun (2019) What is the recommended hydraulic operating flow for DualSun panels?. Recuperado de <https://academy.dualsun.com/hc/en-001/articles/360005275440-What-is-the-recommended-hydraulic-operating-flow-for-DualSun-panels->

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (Fourth). Hoboken: John Wiley & Sons.

Elbreki, A. M., Alghoul, M. A., Al-Shamani, A. N., Ammar, A. A., Yegani, B., Aboghrara, A. M., ... Sopian, K. (2016). The role of climatic-design-operational parameters on combined PV/T collector performance: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 602–647. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.077>

Enphase (2019) Microinverter Enphase Inverter Technology Recuperado de <https://enphase.com/en-us/products-and-services/microinverters>

Enphase Energy (2014) Designing Systems with Enphase M250 Microinverters. YouTube. Recuperado de <https://www.youtube.com/watch?v=Vx0dzxvfw4M>

Epp, B. (2013) France: Third Player to Launch PVT Panel on Market. <https://www.solarthermalworld.org/news/france-third-player-launch-pvt-panel-market>

FAFCO (2019). COOL PV PVT Panel Datasheet. Recuperado de [https://coolpvsolar.com/wp-content/uploads/2019/07/FAFCO\\_CoolPV-285W-Data-Sheet-rev-1218.pdf](https://coolpvsolar.com/wp-content/uploads/2019/07/FAFCO_CoolPV-285W-Data-Sheet-rev-1218.pdf)

Florschuetz, L. W. (1979). Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors. *Solar Energy*, 22(4), 361–366. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(79\)90190-7](https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90190-7)

Fuentes, M., Vivar, M., Casa, J. De, & Aguilera, J. (2018). An experimental comparison between commercial hybrid PV-T and simple PV systems intended for BIPV. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93(June 2017), 110–120. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.021>

Gong, A. (2018) Understanding PV System Losses, Part 3: Soiling, Snow, System Degradation, Aurora Solar Blog. Recuperado de <https://blog.aurorasolar.com/understanding-pv-system-losses-part-3-soiling-snow-system-degradation>

Guarracino, I., Freeman, J., Ramos, A., Kalogirou, S. A., Ekins-Daukes, N. J., & Markides, C. N. (2019). Systematic testing of hybrid PV-thermal (PVT) solar collectors in steady-state and dynamic outdoor conditions. *Applied Energy*, 240(November 2018), 1014–1030. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.049>

Herrando, M., Ramos, A., Freeman, J., Zabalza, I., & Markides, C. N. (2018). Technoeconomic modelling and optimisation of solar combined heat and power systems based on flat-box PVT collectors for domestic applications. *Energy Conversion and Management*, 175(July), 67–85. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.07.045>

Homer Pro. (s.f.) PV Temperature Coefficient of Power. Recuperado de [https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/pv\\_temperature\\_coefficient\\_of\\_power.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/pv_temperature_coefficient_of_power.html)

ICC-SRCC. (2019). KIOTO Clear Energy FP1.20.0 HE sc 2009077A. Recuperado de <https://secure.solar-rating.org/Certification/Ratings/RatingsSummaryPage.aspx>  
J. Dean, P. McNutt, L. Lisell, J. Burch, D. Jones, D. Heinicke. 2015. Photovoltaic-Thermal New Technology Demonstration. DOE/GO-102015-4608. <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63474.pdf>.

ICC-SRCC (2019) Certification & Listing Programs - ICC-SRCC™ OG-100 Program. Recuperado de <http://solar-rating.org/programs/og-100-program/>

Jia, Y., Alva, G., & Fang, G. (2019). Development and applications of photovoltaic – thermal systems : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102(November 2018), 249–265. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.030>

Joshi, S. S., & Dhoble, A. S. (2018). Photovoltaic -Thermal systems (PVT): Technology review and future trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92(June 2017), 848–882. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.067>

Kazem, H. A. (2019). Case Studies in Thermal Engineering Evaluation and analysis of water-based photovoltaic / thermal ( PV / T ) system. *Case Studies in Thermal Engineering*, 13(December 2018), 100401. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2019.100401>

Khordehgah, N., Guichet, V., Lester, S. P., & Jouhara, H. (2019). Computational study and experimental validation of a solar photovoltaics and thermal technology. *Renewable Energy*, 143, 1348–1356. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.108>

Lämmle, M., Oliva, A., Hermann, M., Kramer, K., & Kramer, W. (2017). PVT collector technologies in solar thermal systems: A systematic assessment of electrical and

thermal yields with the novel characteristic temperature approach. *Solar Energy*, 155, 867–879. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.015>

Lévesque, B., Lavoie, M., & Joly, J. (2004, January). Residential water heater temperature: 49 or 60 degrees Celsius? Retrieved November 2, 2019, from <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC2094925/#B3>.

Matuska, T. (2014). Performance and economic analysis of hybrid PVT collectors in solar DHW system. *Energy Procedia*, 48, 150–156. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.02.019>

Mellor, A., Alonso Alvarez, D., Guarracino, I., Ramos, A., Riverola Lacasta, A., Ferre Llin, L., ... Ekins-Daukes, N. J. (2018). Roadmap for the next-generation of hybrid photovoltaic-thermal solar energy collectors. *Solar Energy*, 174(February), 386–398. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.09.004>

Michael, J. J., S, I., & Goic, R. (2015). Flat plate solar photovoltaic-thermal (PV/T) systems: A reference guide. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 62–88. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.022>

Mitchell, H. (2016) Burning Question: What Is the Best Water Temperature for Your Bath or Shower? Recuperado de <https://www.wsj.com/articles/burning-question-what-is-the-best-water-temperature-for-your-bath-or-shower-1451931152>

National Renewable Energy Laboratory (2018) System Advisor Model 2018.11.11. <https://sam.nrel.gov/download>

Organización Mundial de la Salud (2018) Legionelosis. Recuperado de <https://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/legionellosis>

Preet, S. (2018). Water and phase change material based photovoltaic thermal management systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(September 2016), 791–807. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.021>

PowerPanel (s.f.) PowerPanel Info Sheet. Recuperado de [http://powerpanel.com/img/products/the\\_power\\_panel/Power-Panel-The-Power-Panel.pdf](http://powerpanel.com/img/products/the_power_panel/Power-Panel-The-Power-Panel.pdf)

PVSyst (2019) PVSyst Software Features. Recuperado de <https://www.pvsyst.com/>

Rheem (2019) Catálogo de calentadores de depósito a gas. Recuperado de [https://rheem.com.mx/products\\_resources/downloads/1-Cuadriptico-e0898070.pdf](https://rheem.com.mx/products_resources/downloads/1-Cuadriptico-e0898070.pdf)

Sathe, T. M., & Dhoble, A. S. (2017). A review on recent advancements in photovoltaic thermal techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76(October 2016), 645–672. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.075>

SEL, TRNSSOLAR, CSTB & TESS (2004) TRNSYS16 Volume 5 mathematical reference.

SMA (2019) SUNNY TRIPOWER 3.0–6.0. Recuperado de <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-tripower-30-40-50-60.html>

SMA (2019) SUNNY BOY 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0. Recuperado de <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-boy-30-36-40-50-60.html>

Struckmann, F. (2008). *Analysis of a Flat-Plate Solar Collector. Heat and Mass Transport*. Lund, Suecia. Retrieved from [http://www.lth.se/fileadmin/ht/Kurser/MVK160/Project\\_08/Fabio.pdf](http://www.lth.se/fileadmin/ht/Kurser/MVK160/Project_08/Fabio.pdf)

Sultan, S. M., & Ervina Efan, M. N. (2018). Review on recent Photovoltaic/Thermal (PV/T) technology advances and applications. *Solar Energy*, 173(August), 939–954. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.08.032>

SunDrum Solar (s.f.) SunDrum Residential Strategies. Recuperado de <https://www.sundrumsolar.com/products-services/residential-strategies.html>

Tyagi, V. V., Kaushik, S. C., & Tyagi, S. K. (2012). Advancement in solar photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid collector technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3), 1383–1398. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.12.013>

Zarella, A., Emmi, G., Vivian, J., Croci, L., & Besagni, G. (2019). The validation of a novel lumped parameter model for photovoltaic thermal hybrid solar collectors: a new TRNSYS type. *Energy Conversion and Management*, 188(December 2018), 414–428. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.03.030>

Zhao, X., Xu, J., Yu, X., Zhang, X., & Smith, S. (2011). Review of R&D progress and practical application of the solar photovoltaic/thermal (PV/T) technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 599–617. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.026>



# Anexos

## Anexo 1. Recibos de CFE

Período	Energía (kWh)
del 22 FEB 19 al 24 ABR 19	1093
del 21 DIC 18 al 22 FEB 19	1150
del 24 OCT 18 al 21 DIC 18	1211
del 28 AGO 18 al 24 OCT 18	2004
del 25 JUN 18 al 28 AGO 18	2922
del 24 ABR 18 al 25 JUN 18	2148
del 22 FEB 18 al 24 ABR 18	1031
del 22 DIC 17 al 22 FEB 18	833
del 26 OCT 17 al 22 DIC 17	911
del 24 AGO 17 al 26 OCT 17	1781
del 23 JUN 17 al 24 AGO 17	1550

### Anexo 1.1. Usuario 1

Período	Energía (kWh)
del 26 NOV 18 al 23 ENE 19	2061
del 24 SEP 18 al 26 NOV 18	1606
del 23 JUL 18 al 24 SEP 18	2335
del 18 JUN 18 al 23 JUL 18	1269
del 23 MAY 18 al 18 JUN 18	1038
del 23 ABR 18 al 23 MAY 18	544
del 22 MAR 18 al 23 ABR 18	350
del 21 FEB 18 al 22 MAR 18	315
del 23 ENE 18 al 21 FEB 18	827
del 22 DIC 17 al 23 ENE 18	1358
del 23 NOV 17 al 22 DIC 17	1413

### Anexo 1.2. Usuario 2

Período	Energía (kWh)
del 10 DIC 18 al 11 FEB 19	1885
del 11 OCT 18 al 10 DIC 18	1200
del 13 AGO 18 al 11 OCT 18	2337
del 11 JUN 18 al 13 AGO 18	2670
del 12 ABR 18 al 11 JUN 18	1535
del 12 FEB 18 al 12 ABR 18	858
del 12 DIC 17 al 12 FEB 18	832
del 13 OCT 17 al 12 DIC 17	883
del 11 AGO 17 al 13 OCT 17	2484
del 09 JUN 17 al 11 AGO 17	3255
del 11 ABR 17 al 09 JUN 17	1950

Anexo 1.3. Usuario 3

Período	Energía (kWh)
del 18 FEB 19 al 23 ABR 19	1329
del 18 DIC 18 al 19 FEB 19	1383
del 22 OCT 18 al 18 DIC 18	1264
del 06 AGO 18 al 22 OCT 18	2488
del 04 JUN 18 al 06 AGO 18	2732
del 05 ABR 18 al 04 JUN 18	1491
del 06 FEB 18 al 05 ABR 18	930
del 04 DIC 17 al 06 FEB 18	1195
del 05 OCT 17 al 04 DIC 17	923
del 04 AGO 17 al 05 OCT 17	1837
del 06 JUN 17 al 04 AGO 17	1563

Anexo 1.4. Usuario 4

Período	Energía (kWh)
del 11 FEB 19 al 10 ABR 19	1439
del 10 DIC 18 al 11 FEB 19	1930
del 11 OCT 18 al 10 DIC 18	1416
del 13 AGO 18 al 11 OCT 18	1971
del 07 JUN 18 al 13 AGO 18	2484
del 10 MAY 18 al 07 JUN 18	903
del 10 ABR 18 al 10 MAY 18	547
del 08 MAR 18 al 10 ABR 18	579
del 08 FEB 18 al 08 MAR 18	589
del 09 ENE 18 al 08 FEB 18	1019
del 07 DIC 17 al 09 ENE 18	1591

Anexo 1.5. Usuario 5

Período	Energía (kWh)
del 26 NOV 18 al 23 ENE 19	2061
del 24 SEP 18 al 26 NOV 18	1606
del 23 JUL 18 al 24 SEP 18	2335
del 18 JUN 18 al 23 JUL 18	1269
del 23 MAY 18 al 18 JUN 18	1038
del 23 ABR 18 al 23 MAY 18	544
del 22 MAR 18 al 23 ABR 18	350
del 21 FEB 18 al 22 MAR 18	315
del 23 ENE 18 al 21 FEB 18	827
del 22 DIC 17 al 23 ENE 18	1358
del 23 NOV 17 al 22 DIC 17	1413

Anexo 1.6. Usuario 6

## Anexo 2. Cotizaciones de sistemas

Atencion: **Oziel Leal**  
Monterrey NL.

Fecha: 9/8/2019



Línea	# de Parte	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Total
1	150012	Sist. Eco-Gomex II 200lts TS SC	1	\$ 16,770.84	\$ 16,770.84

Subtotal	\$ 16,770.84
IVA	\$ 2,683.33
<b>Total</b>	<b>\$ 19,454.17</b>

Línea	# de Parte	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Total
1	150021	Sist. TS/Norte 150L TS SC	1	\$ 15,770.84	\$ 15,770.84

Subtotal	\$ 15,770.84
IVA	\$ 2,523.33
<b>Total</b>	<b>\$ 18,294.17</b>

**Incluye gastos de envío a CP64634**

Anexo 2.0. Cotización KIOTO





## Cotización

Cotización Creada: 23/08/2019  
Cotización válida por 7 días naturales

Ricardo - 40P - Panel Solar Tier 1 - 330 watts

### Análisis de Ahorro:

Numero de Paneles	Pago Actual CFE (Promedio Bimestral)	Pago Nuevo CFE (Promedio Bimestral)	Ahorro Bimestral	Proteccion DAC
40	\$16,071	\$80	\$15,990	97%

### Sistema de Paneles Solares:

Item	Cantidad	Descripción
Paneles Solares	40	Panel Solar Tier 1 - 330 watts- 25 años de garantía
Inversor	2	SOLIS 6.0K - monitoreo vía internet incluido
Instalacion	1	Instalación incluye conexión con centro de carga de la casa, instalación y configuración del monitoreo de producción (en caso de incluirlo) y puesta en marcha del sistema.
Diseño 3D vía Drone	1	Levantamiento de información vía drone para diseño 3D del sistema
Tramite con CFE	1	Gestión de trámite del medidor bidireccional
<b>PRECIO (IVA INCLUIDO)</b>		<b>\$373,926</b>

### Seguro de Paneles (Opcional):

Cobertura Anual	Seguro del sistema contra eventos de fuerza mayor, robo y vandalismo. Garantía por pérdidas en generación por fallas en sistema de paneles solares
Precio(IVA Incluido)	\$2,869 por año

## Anexo 2.1. Cotización Sistema Fotovoltaico



DualSun EN <contact@dualsun.com>

para mí ▾

vie., 18 oct. 4:40 ☆ ↶ ⋮

Dear Oziel,

Thank you for your request and your interest in our hybrid solar system DualSun !

Our DualSun panel is not commercialised in Mexico yet. We have not found any distributor partner to enter the Mexican market.

However, if you know some qualified installers in both photovoltaic and thermal systems next to your project, please do not hesitate to put us in touch so as to help your project move forward.

Meanwhile, you have the possibility to log into our simulation software [MyDualSun](#) so as to obtain an outline assessment of a DualSun projects, according to your house needs and specificities.

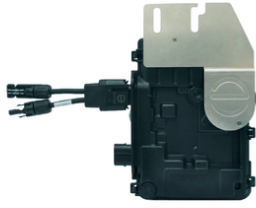
To give you an idea, in France for a turnkey standard installation, it is necessary to have 6 hybrid panels with a 300L water tank. The average cost is 10k€, including all the equipment (panels, water tank, all the PV and thermal accessories), workforce and taxes.

Please, do not hesitate to contact us for any questions you may have.

Kind regards

Marine, for the DualSun team

## Anexo 2.2. Cotización PVT DualSun



 ENPHASE

ENPHASE ENERGY

MSRP: ~~\$220.95~~

**\$114.55**

(YOU SAVE \$106.40)

SKU: SLR-321-0214

Note: Out of Stock. IQ7 Alternative.

Condition: New

Weight: 3.30 LBS

### Anexo 2.3. Cotización Microinversor enphase



### **Anexo 3. Archivos de simulaciones y hojas de cálculo de Excel**

Se anexan simulaciones de TRNSYS, System Advisor Model y PVSyst en un USB con todos los archivos utilizados para las simulaciones. A continuación, se presenta un listado explicativo de las carpetas y archivos incluidos.

- Carpeta *Simulaciones*
- Archivo *Copia Codigo Type50b.txt* con Copia del Código del Type50b utilizado para simulaciones de sistema PVT. Este fué consultado en numerosas ocasiones para comprender el funcionamiento del Type al momento de realizar la simulación.
- Archivo *Datos TMY MTY.xlsx* con los Datos Meteorológicos utilizados a lo largo del proyecto para una rápida visualización
- Archivo *Perfil INLET WATER TEMP y CONSUMO DE AGUA.xlsx* con los datos del perfil de consumo de agua

Dentro de la Carpeta *Simulaciones*, se encuentran otras tres carpetas principales donde se podrán encontrar las simulaciones realizadas.

#### **1. Carpeta Pruebas Preliminares**

- Se presentan las simulaciones presentadas en el apartado de Pruebas Preliminares del documento, incluyendo las réplicas de la certificación SRCC.

#### **2. Carpeta Desarrollo e iteraciones**

- En esta carpeta se encuentran diversas iteraciones realizadas al sistema posteriores a las pruebas preliminares llevadas a cabo. Con estas simulaciones se logró comprender cuáles eran los parámetros más relevantes.

#### **3. Carpeta Finales**

- Archivo *Modelo Financiero Termico.xlsx*
- Archivo *Análisis Tecnoeconomico.xlsx*
- Carpeta *PVT - Análisis tecno-económico, optimización y propuesta*
  - Carpeta con simulaciones prefijo *Sistema 1*
    - Simulaciones y análisis realizados evaluando configuraciones de sistemas PVT. No fueron presentados los resultados ya que se encontró un error en un valor de consumo de agua.
  - Carpeta con simulaciones prefijo *Sistema 3*
    - Simulaciones y análisis reportados en documento. Incluye pruebas de optimización.
  - Archivo *Results Sistema 1.xlsx*
    - Resultados de Simulaciones con prefijo *Sistema 1*
  - Archivo *Results Sistema 3.xlsx*
    - Resultados de Simulaciones con prefijo *Sistema 3*
- Carpeta *TÉRMICO- Análisis tecno-económico, optimización y propuesta*
  - Carpeta con simulaciones prefijo *Sistema 2*
    - Aquí se encuentra el modelo utilizado para analizar el escenario presentado en el documento con un colector, así como pruebas conectado colectores en paralelo para evaluar su rendimiento.
- Carpeta *FOTOVOLTAICO-Análisis tecno-económico, optimización y propuesta*
  - Archivo *Simulaciones.sam*
    - Simulaciones de sistemas fotovoltaicos con módulos de 320-280 W

#### **4. Carpeta Propuesta en PVSyst**

- Se incluyen los datos necesarios para poder importar el proyecto a PVSyst, así como el reporte generado.