UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

SANTIAGO – CHILE

MODELO NUMÉRICO PARA DETERMINAR TECNOLOGÍA SOLAR ÓPTIMA PARA UNA FAMILIA TIPO CHILENA.

FELIPE CAVIERES GALLARDO

MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE

INGENIERIA CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUIA :DR. ANDRES FUENTES C.

PROFESOR CORREFERENTE : SR. JORGE CONTRERAS R.

JUNIO 2017

....Mamá, Papá para ustedes

Agradecimientos

Lejos de ser un final, este trabajo es el comienzo de una nueva etapa, un nuevo peregrinaje, un nuevo desafío.

Este camino sin duda se lo debo a mi familia, a mis padres Juan y Angelina que me han acompañado hasta este punto de mi vida, me han dado la vida y conducido por ella regalándome los principios para el resto de mi vida. Mis hermanas Jenifer y Katherinne con quienes hemos aprendido a compartir, a querernos en nuestra forma particular llena de ironías, chistes y enojos.

A mis primas, primos, tías y abuelas que siempre me expresan su preocupación, cariño y buenos deseos, sin lugar a dudas este paso les brindara alegría y orgullo.

A mis amigos Andrea, Hermo, Francisco R., Camilo, Francisco B. y muchos más que han leído y escuchado tanto de este trabajo animándome y aconsejándome.

A mis profesores de educación básica, media y universitaria quienes han puesto a mi alcance las herramientas para construir el mañana.

A Dios y su Espíritu Santo por brindarme la capacidad de alcanzar esta cumbre y mostrarme que me quedan muchas más por conquistar y superar.

Resumen ejecutivo

El mundo es completa responsabilidad de quienes lo habitamos y tomando conciencia es primordial revisar las alternativas que están a nuestro alcance. Desde la perspectiva de una persona cualquiera que pretende habilitar un sistema solar complementario nace la incógnita, ¿Cómo afecta mi bolsillo?. Este trabajo compara el gasto en energía eléctrica y en agua caliente sanitaria en 15 ciudades de Chile, considerando el sistema convencional, energía desde la red eléctrica y el uso de un calefón para calentar agua alimentado por gas licuado de petróleo, un sistema complementado con paneles fotovoltaicos (FV), paneles termosolares de tubos evacuados (CST) o paneles híbridos.

Para cada ciudad se determina la combinación optima mediante ecuaciones genéticas, optimizando el VAN en función del área cubierta por paneles y el tamaño del estanque. Se evalúa en un horizonte temporal de 15 años con una tasa de descuento del 10%.

Se observa una disminución del gasto energético al utilizar un sistema de CST para 14 de las 15 ciudades evaluadas, destacando los resultados en la parte norte del país. Al complementar con un sistema FV solo se presenta una disminución del gasto en dos ciudades, las que presentan el mayor precio por kW eléctrico en el país. En cuanto al sistema hibrido actual costo genera un aumento en el costo energético, en relación a esta situación se sensibiliza este precio proyectando a la disminución de este al madurar esta tecnología.

Posteriormente se profundiza el análisis para tres ciudades, Antofagasta que presenta los mejores resultados con colector CST, Coyhaique que presenta los mejores resultados con colector FV y un caso intermedio como lo es Pudahuel.

Estos casos de estudios son sensibilizados en cuanto a la tasa de descuento, la variación del precio del GLP, la variación del precio del kW de electricidad y la variación de la inversión.

Palabras clave: Solar, Radiación, Colector térmico, ACS, Fotovoltaico, Hibrido, Residencial, Ecuaciones geneticas, Matlab, Optimizacion

Índice

Nomenclatura 10

1.- Introducción 12

1.1- Contexto 12

1.1.1 Fuentes de energía convencionales 12

1.1.2 Energías renovables no convencionales (ERNC) 14

1.1.3-Panorama nacional 17

1.2- Energía solar y su captación 20

1.2.1 El Sol 20

1.2.2 Transmisión de energía 21

1.2.3 Espectro electromagnético 22

1.2.4 Estacionalidad 22

1.2.5 Energía útil 24

1.2.6 Tecnología solar 26

1.3 Objetivos 29

1.3.1 Objetivo general 29

1.3.2 Objetivos específicos 29

2.- Metodología de Evaluación 30

2.1 Datos Meteorológicos-Retscreen 30

2.2- Modelos y variables de decisión. 31

2.2.1- Demanda ACS 31

2.2.2-Demanda eléctrica. 32

2.2.3 Área de colección 33

2.2.4-Modelo CST 33

2.2.5-Energía fotovoltaica 35

2.2.6- Modelo híbrido FVT 36

2.2.7-Optimizacion 37

2.2.8 LCA 38

3.-Resultado y Discusión 44

3.1 Sistema CST 45

3.2 Sistema FV 47

3.3 Validación del modelo 49
3.4 Sensibilización FVT 52
3.5 Casos de Estudio 53
3.6 Sensibilización casos de estudio 58
3.6.1 Tasa de descuento 58
3.6.2 Variación en el precio del GLP 61
3.7.3 Sensibilización de la variación del precio del kW eléctrico 64
3.6.3 Sensibilización de la variación de la Inversión. 67
3.7 Alcance y proyecciones 70
Bibliografía 73

Nomenclatura

$\$_{GLP}$	Precio de GLP según ciudad	-
$\$_{KW\ ciudad}$	Precio del kW eléctrico según ciudad	-
$\$_{NetB}$	Precio de compra de energía por parte de la compañía eléctrica según ciudad	-
A_{col}	Área de colección	m
$Ahorro_{FV}$	Ahorro generado por la energía colectada FV	-
$Ahorro_{CST}$	Ahorro generado por la energía colectada CST	
A_{FV}	Área de colección fotovoltaica	m
B_p	Coeficiente de temperatura	1/°C
c_p	Calor especifico del fluido	kcal/kg °C
CST	Colector solar térmico	-
E_{dda}	Energía demandada	kW
$Edisponible_{ciudad}$	Energía solar disponible para cada ciudad	kW
$E_{Excedente}$	Energía excedente	kW
E_{GLP}	Energía aportada mediante el consumo de GLP	kW
E_{FV}	Energía colectada de forma fotovoltaica	kW
$E_{FV\ anual}$	Energía FV generada en un año	kW
$F_r(\tau\alpha)$	Factor de eficacia del captador	-
F_rU_L	Coeficiente global de pérdidas del captador	-
G_{oH}	Radiación instantánea	W/m^2
G_{on}	Radiación extraterrestre para cada día del año	W/m^2
G_{sc}	Constante solar	W/m^2
GWP100	Calentamiento global a 100 años	-
h	Hora solar	°
H_o	Radiación extraterrestre total	W/m^2
I_T	Irradancia global horaria	W/m^2
$kg_{GLP\ mes}$	Kilogramos del GLP consumidos según mes	kg
L	Latitud local, ángulo entre el centro terrestre y el lugar de interés	°
PER	Recursos energéticos primarios	-
FV	Fotovoltaico	-
$Rad_{mes,ciudad}$	Radiación mensual registrada en cada ciudad	kW
Tdd	Tasa de descuento	
T_{GLP}	Tasa de escalamiento combustibles	

T_{elec}	Tasa de escalamiento electricidad	-
T_{amb}	Temperatura ambiente	°C
$T_{amb\ mes}$	Temperatura ambiente promedio según mes	°C
$T_{confort}$	Temperatura de confort	°C
$T_{est\ mes}$	Temperatura estimada en el estanque según mes	°C
T_{in}	Temperatura de ingreso	°C
T_{max}	Temperatura máxima según tecnología de colección	°C
T_{out}	Temperatura de salida	°C
T_{panel}	Temperatura del panel	°C
T_r	Temperatura de referencia	°C
$T_{red\ mes}$	Temperatura del agua desde la red según mes	°C
V_{calef}	Volumen de agua suministrada vía calefón	L
V_{dda}	Volumen demandado	L
V_{est}	Volumen del estanque	L
δ	Declinación, distancia angular de los rayos del sol respecto al Ecuador	°
$\Delta T_{est\ mes}$	Diferencia de temperatura en el estanque al mes	°C
$\Delta T_{min\ mes}$	Diferencia de temperatura mínima al mes	°C
η_{col}	Eficiencia colector termico	-
η_{GLP}	Eficiencia de calefón	-
η_{FV}	Eficiencia panel FV	-
η_r	Eficiencia referencial	-
ρ_{fluido}	Densidad del fluido	kg/L
Φ	Ángulo de desfase	°
$\bar{K}_T$	Índice de transparencia	-
$\bar{H}$	Radiación promedio	-
$\dot{m}_s$	Flujo másico	kg/s
$\dot{q}_u$	Energía útil	W
$\dot{V}_s$	Flujo volumétrico	L/s

1.- Introducción

1.1- Contexto

La vida es dinámica, con un sinfín de interacciones, las cuales requieren energía. Desde algo tan simple como encender una vela hasta transportar un contenedor.

En los distintos aspectos de la humanidad, se ha buscado la forma de aprovechar la energía para progresar de manera más cómoda en la vida o conseguir mejores soluciones para actividades complejas.

En las primeras etapas la humanidad aprovechó la energía, aún sin entenderla. Descubrimientos como el fuego o la invención de la rueda generaron un mar de oportunidades.

Con el paso de los años la humanidad ha aprovechado éstos y otros recursos, estudiando distintos fenómenos naturales ha encontrando como explotarlos y así generar nuevas oportunidades; sin embargo, a medida que la tecnología avanza, también la demanda de energía.

Es evidente que la energía está presente en todo, en los planetas que se mueven, en los movimientos terrestres, en la vida, en los animales y en los seres humanos. La gran interrogante que afrontamos es cómo se puede aprovechar esa energía para generar procesos útiles en nuestra vida cotidiana; cómo es posible almacenarla y transportarla.

1.1.1 Fuentes de energía convencionales

A partir de la "revolución industrial", la tecnología ha avanzado dando grandes saltos, con ella son cada vez mayores los requerimientos de "energía útil" que son demandados.

Una de las formas más utilizadas es la que se desprende de la combustión de un elemento, ya se trate de Biomasa, Carbón o algún derivado de petróleo y la utilización en situaciones tan cotidianas como elevar la temperatura en una habitación, cocinar o calentar agua.

También se utiliza a diario una cantidad considerable de energía eléctrica ya sea para los ejemplos recién dados o al disfrutar de nuestros aparatos tecnológicos tales como:

computadores, celulares, refrigeradores, televisores y así un sin números de equipos que encontramos prácticamente en cualquier hogar.

La energía eléctrica existe en la naturaleza. Es posible observar su poder en fenómenos como el magnetismo de ciertos elementos ferro magnéticos o los rayos que vemos en las tormentas.

Para que la energía eléctrica nos sea útil debemos contar con una diferencia de potencial entre dos puntos, que provoquen un flujo de cargas, las cuales son dirigidas por un elemento conductor generando una corriente eléctrica.

No es posible aprovechar la energía eléctrica, en grandes cantidades, directamente desde la naturaleza, sino que, para contar con ella en las cantidades requeridas, se necesita generarla por medio de otras fuentes de energía que mediante procesos son transformadas en electricidad.

La mayor parte de la generación eléctrica en nuestro país se produce mediante generación termoeléctrica, en la cual se quema un combustible para aumentar la temperatura de un fluido de trabajo y éste al pasar por una turbina la cual produce energía eléctrica. En un segundo escalafón tenemos la generación de forma hidroeléctrica, en la que, mediante la energía potencial de una gran cantidad de agua, la cual se acumula en grandes presas para luego ser liberada y transformada en energía cinética. Con esta energía se pone en movimiento turbogeneradores para obtener finalmente electricidad.

La principal virtud del uso de combustibles radica en la posibilidad transportarlos y acopiarlos, situación contraria a la que tenemos con la generación hidráulica. Ya que para este tipo de tecnología se requiere contar con una gran cantidad de agua en movimiento, lo que se aprovecha es su energía potencial, por ello se utilizan los torrentes de los ríos en el caso de centrales de pasada o se acopia grandes cantidades de agua en represas.

A favor del uso de recurso hídrico en su utilización se produce un menor impacto ambiental ya que no generan emisiones, en cambio la quema de combustibles libera un sin número de gases a la atmosfera que alteran la composición del aire generando enfermedades

respiratorias, especialmente en valles donde no se cuenta con una buena ventilación, y lluvia acida que afecta la agricultura de la zona.

Cabe señalar que los combustibles son fuentes limitadas que cada vez se vuelven más escasas lo que provoca que aumente el costo financiero de su uso.

1.1.2 Energías renovables no convencionales (ERNC)

Frente a la creciente demanda energética y la responsabilidad de cuidar nuestro mundo nos vemos en la obligación de buscar alternativas o a lo menos métodos complementarios a los métodos convencionales, para ello recurrimos a energías no convencionales que provienen de fuentes renovables y nos dan una alternativa más amigable con el medio ambiente.

1.1.2.1 Energía mini-hidráulica

La energía Hidráulica es la que se obtiene a partir de flujos superficiales de agua. Al ser el agua considerada un recurso renovable, su uso colabora a realizar procesos limpios, eficientes, confiables y durables, de los que se incurre en bajos costos de mantención y operación.

Mayoritariamente se utiliza para la generación de energía eléctrica de pequeñas centrales que generan electricidad mediante el aprovechamiento de la velocidad del cauce del agua, tanto de ríos o pequeños embalses para mover una turbina y generar electricidad.

Se consideran mini hidráulicas las centrales de pasada las cuales en algunas ocasiones desvían parcialmente el cauce de ríos para que su caudal se incorporase al proceso y las pequeñas centrales de embalses que a lo sumo generen 20 GW[1].

Las principales ventajas de esta tecnología son que no libera contaminantes a la atmosfera durante su proceso, que una vez implementado el proyecto posee una larga vida útil y que sus costos de mantención y operación son bajos comparados con otras tecnologías no convencionales.

1.1.2.2 Energía Geotérmica

La energía Geotérmica es la que proviene del calor contenido al interior del planeta. Es utilizada para generar energía eléctrica y/o térmica.

En la naturaleza podemos presenciarla en las aguas termales o en los Géiser.

Para averiguar el potencial de esta fuente de energía en un lugar determinado, se requiere un estudio previo de la zona para conocer la temperatura a diversas profundidades. El aprovechamiento de este recurso consta de sacar el calor del subsuelo para elevar la temperatura del agua y conducirla ya sea para ser utilizada como calefacción, introducirla en un proceso de generación eléctrica o una mixtura de ambos.

Solo para saber la capacidad térmica de la zona se debe invertir en estudios. La inversión para aprovechar la energía Geotérmica es alta, su vida útil mediana y no requiere grandes gastos de operación y manutención. [21]

Las centrales Geotérmicas no utilizan mayor superficie. Es importante señalar que su localización depende del potencial del subsuelo por lo que debe coincidir con la cercanía del lugar que se pretenda calefaccionar.

Esta energía es amigable ambientalmente y prácticamente no genera emisiones.

1.1.2.3 Energía Eólica

Es la proveniente de la energía cinética del viento. Desde hace siglos se ha utilizado esta energía en molinos que han permitido distintos procesos de molienda. En la actualidad se aprovecha esta energía mediante torres eólicas para producir electricidad.

Las torres eólicas pueden ponerse en tierra firme o en alta mar, el viento mueve las aspas de éstas transmitiendo la energía de las corrientes de aire a un turbogenerador obteniendo energía eléctrica, la cual posteriormente es distribuida a un sistema de transmisión, a una localidad o a una fábrica.

Dada la variación de las corrientes de viento este sistema no produce un flujo constante de energía[3]. Se estima que la vida útil de una torre eólica asciende a los 25 años, durante su funcionamiento no se generan emisiones. Cabe señalar que la eficiencia de esta tecnología es inferior a un 60%.

1.1.2.4 Biomasa

La Biomasa o materia orgánica es un recurso energético que puede utilizarse mediante combustión directa o tras realizar con ella algunos procesos bioquímicos para la obtención de Biogás o Biodiesel.

Para su obtención se utiliza Cultivos energéticos forestales y/o agrícolas, donde se cultivan especies que tengan los requisitos deseados, también pueden ser utilizados los residuos de vegetación, residuos animales, residuos industriales, residuos urbanos.

Se considera esta energía como ecológica ya que aprovecha residuos que de otra forma se acumularían. En el caso de los cultivos energéticos se considera que el total de emisiones que se libera se vuelve a absorber por la tierra, las plantas y los árboles en el proceso de crecimiento[4].

1.1.2.5 Energía solar

El sol es el motor de nuestro sistema solar, la Tierra se encuentra en el lugar preciso para permitir la presencia de vida.

La energía que emite nos permite disponer de las diversas fuentes energéticas. Es el sol quien genera el ciclo del agua que nos regala la lluvia para llenar los embalses y coronar de nieve los montes; es su calor que deshiela y que genera las corrientes de aire, es fundamental en el crecimiento de las plantas y árboles que forman la biomasa.

Al hablar de energía solar la acotaremos a la energía del sol que incide sobre la superficie y que podemos utilizar como energía eléctrica mediante un proceso fotovoltaico o como energía térmica por medio de paneles solares.

Es una energía limpia que no genera emisiones, sin embargo el hecho que solo está disponible un determinado número de horas por día, sumado a la disminución del rendimiento solar en días nublados, nos obliga a utilizar acumuladores, aumentando la inversión y segundo considerar una fuente energética convencional como complemento.[5]

1.1.3-Panorama nacional

Constantemente se habla que Chile tiene un status de país en "vías del desarrollo", uno de los factores que determinan esta condición es el consumo energético en el tiempo. El consumo energético aumenta proporcionalmente al crecimiento económico del país, tendencia que se reitera en el caso de Chile.

Una de nuestras dificultades para conseguir la categoría de país desarrollado, es la poca diversificación de nuestra matriz energética, la cual actualmente presenta una alta dependencia de productos importados, especialmente combustibles fósiles y carbón, lo que claramente presenta una debilidad estratégica[6-7].

Además, Chile fue partícipe de la COP21 donde se ha comprometido a disminuir sus emisiones de gases de invernadero en un 30%[8], situación que el Gobierno se ha establecido como meta en para el 2030, además se ha propuesto al año 2035 que al menos el 60% de la energía eléctrica producida provenga de fuentes renovables, porcentaje que debe subir a lo menos al 70% al año 2050.[9]

1.1.3.1 Sistemas de transmisión

Chile posee diversos sistemas de transmisión, de los cuales destacan dos que son los de mayor envergadura que en su conjunto conectan el 99% de la capacidad instalada en el país. El Sistema Interconectado Central (SIC) que va desde Tal Tal hasta Chiloé entregando energía al 90% de la población nacional y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que entrega energía desde Tal Tal al norte del país, el 90% de la energía distribuidas por este sistema no va a la población sino a las grandes industrias, especialmente a la minería, actividad económica preponderante en el norte del país.

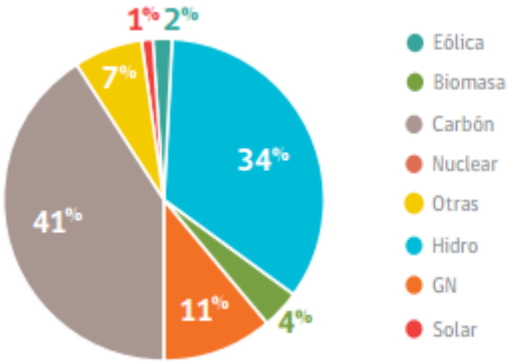


Figura 1: Participación de energías 2014 (Ministerio de Energía)

Se observa en la Figura 1 como hacia el año 2014 las energías no convencionales toman roles dentro de la matriz energética, pero lamentablemente más de 40% de la energía se genera es en base a Carbón, por otra parte destaca la generación por medio de fuentes hídricas alcanzando un tercio de la participación.

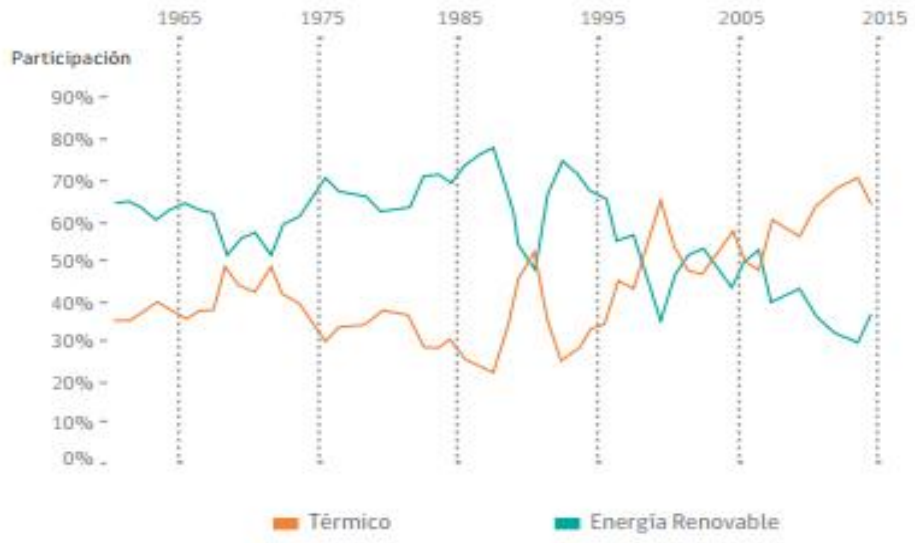


Figura 2: Participación histórica térmica v/s renovable (Energía Abierta)

La Figura 2 muestra como la matriz nacional depende mayormente de la energía térmica, brecha que se ha extendido en los últimos 15 años. Esto no significa que se produzca menos energía con fuentes renovables, sino que nuestro país no ha sido capaz de generar alternativas para la creciente demanda, de manera que ha suplido dicho déficit con energía térmica.

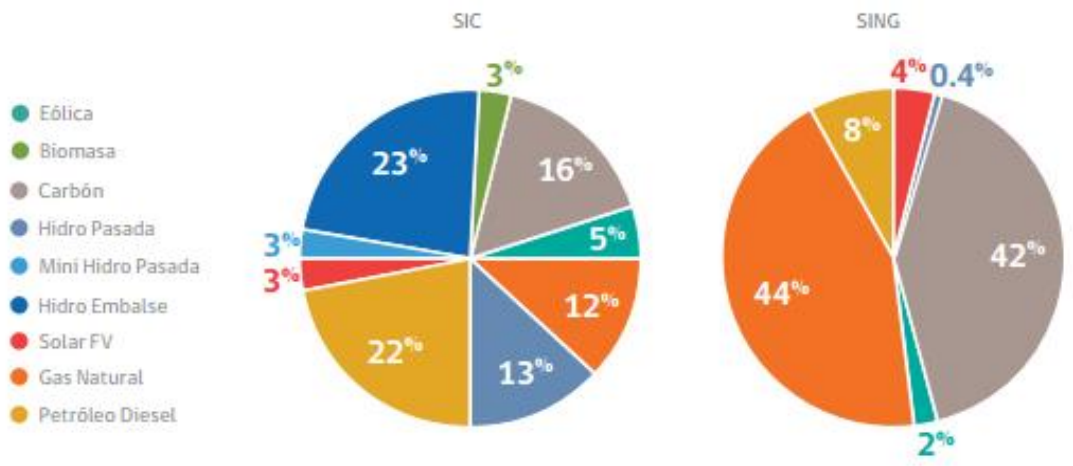


Figura 3: Capacidad instalada 2015 (Energía Abierta)[10]

En la Figura 3 se aprecia que ambos sistemas cuentan con centrales de generación fotovoltaica (FV). El 39% de la energía distribuida en el SIC proviene de centrales que aprovechan la energía hidráulica, además se destaca una mayor diferenciación de fuentes energéticas, sin embargo, cerca de un 50% de su capacidad instalada proviene de combustibles fósiles principalmente carbón y derivados del petróleo. Aun mayor es la dependencia de estas últimas fuentes energéticas en el SING siendo un 44% la contribución del Gas Natural y un 42% la del Carbón.

1.1.3.2 Consecuencia de abuso de combustibles fósiles

Chile, es un país que no es capaz de autoabastecerse de estos combustibles viéndose obligado a importarlos desde distintas latitudes, lo que es una desventaja estratégica que puede tener consecuencias como el ya célebre caso en que Argentina durante el año 2007 decidió suspender el envió de gas natural afectando fuertemente el mercado energético nacional[11] [12]. El principal problema no es el transporte de esta materia prima sino su escasez, es un una fuente energética no renovable, mientras más se explota menor es su disponibilidad y su precio es más alto. Además, los mayores productores del mundo se encuentran en oriente medio, zona frecuentada por conflictos bélicos, situación que afecta la disponibilidad del preciado combustible y su precio a nivel internacional. Junto con los contras ya mencionados, su uso tiene costos ambientales. La quema de combustibles libera

constantemente dióxido de Azufre (SO_2) y óxidos de Nitrógeno (NO_x) los cuales, mediante la reacción con oxígeno, agua y otros gases generan la llamada lluvia ácida.

Para la sociedad esto implica una mayor escases de productos agrícolas generando un alza en sus precios, agua potable de peor calidad y como consecuencia de estos factores, en el largo plazo problemas de salud[13]. Otro efecto indeseado se debe a que la emisión de estos gases mas el monóxido de carbono contribuyen al efecto invernadero. Esto provoca un aumento de estos gases en la atmosfera dejando atrapada una mayor radiación UV generando un aumento de la temperatura global.

Hacia el año 2005 la organización mundial de la salud señaló que el 1,4%[14] de las muertes en el mundo son provocadas por la contaminación atmosférica, porcentaje que sería aún mayor en países en vía de desarrollo, como es el caso de Chile.

Debido a la concentración de la contaminación del aire se generan graves casos de enfermedades respiratorias, bronquitis y asma, las cuales especialmente en los grupos de riesgo, niños y ancianos, puede generar incluso la muerte.

1.2- Energía solar y su captación

1.2.1 El Sol

El Sol es una fuente de energía renovable, ya que la energía en forma de radiación que llega a las capas externas de la Tierra, no es afectada por la acción del hombre y la Tierra la seguirá recibiendo por millones de años; por lo que es considerada inagotable. Es la madre de las energías renovables, dado que su interacción con el ambiente es el causante de muchos fenómenos que consideramos fuentes de energía renovables, por ejemplo, el ciclo del agua, del cual nos valemos para aprovechar la energía hídrica. Genera también los vientos de quienes aprovechamos la energía eólica por nombrar algunos.

El Sol es la estrella más cercana a nuestro planeta, posee una masa suficiente para que un grupo de cuerpos celestes llamados planetas orbiten elípticamente en torno a él dando origen al Sistema Solar.

Su composición estimada equivale a un 92,1% de He, 7,8% de H y un 0,1% de otros gases. Una estrella es una masa incandescente, en el caso del Sol éste continuamente realiza un

proceso de fisión de He en H, esto le permite emitir una enorme cantidad de energía en forma de luz y calor. Se estima que en su superficie la temperatura promedio es de 5760°K.[15] Se estima que nació hace 4600 millones de años y seguirá activo por otros 5500 millones de años. Cuando finalmente se apague se convertirá en una enana blanca y se demorara millones de años en enfriarse.[16] Sin este astro no existiría nuestro planeta y gracias a que la Tierra está a la distancia adecuada existe vida. La Tierra se encuentra a 150 millones de km del sol y su luz demora en recorrer esa distancia aproximadamente 8 minutos.

1.2.2 Transmisión de energía

Clasificamos la transmisión energética de tres formas: Convección, Conducción y Radiación.

La Convección ocurre principalmente en fluidos los cuales circulan transportando energía con una diferencia de temperatura, por ejemplo, en una olla que se expone a una fuente de calor, si está llena de agua la energía desde la base se enfrenta a la masa de agua que se encuentra en el fondo, la cual asciende a medida que aumenta su temperatura; lo mismo sucede con las corrientes marinas y de aire.

La Conducción se presenta principalmente en objetos sólidos que transportan energía en forma de calor, por ejemplo, al poner un elemento conductor en contacto con una fuente de calor, el elemento conductor elevara su temperatura de manera gradual.

La Radiación es el proceso donde se transmite, por medio de ondas electromagnéticas, energía entre dos cuerpos a diferente temperatura sin la necesidad de un conductor entre ambos.

Para comprender la energía solar es necesario entender que una estrella irradia energía en todas direcciones, parte de la energía irradiada por el sol alcanza a nuestro planeta en el orden de 1366 W/m^2.

Pero producto que nuestro planeta cuenta con atmósfera esa energía no llega de manera plena a la superficie terrestre, sino que se ve enfrentada a los fenómenos de reflexión y refracción, lo que provoca que a la superficie llegue de manera directa y difusa.

La radiación extraterrestre llega a la atmosfera donde incide generando dos efectos, el primero es que la misma atmosfera no permite el ingreso total de la radiación, reflejando una parte de la energía hacia el espacio mientras que otra fracción refracta en sus capas ingresando al planeta.

De aquella energía que ingresa, no toda llega a la superficie de manera directa, la fracción que llega sin alteraciones hasta la superficie se denomina radiación directa, se puede identificar porque produce sombra. Sin embargo, una parte no despreciable choca con las distintas masas de aire y agua presentes en la atmosfera siendo parcialmente absorbida, mientras que el resto cambia su dirección continuando hacia la superficie, a esta parte le llamamos radiación difusa, en los días nublados se aprecia claramente este fenómeno dado que pesar de contar con una menor radiación directa tenemos una temperatura lejana a cero absoluto, y es uno de los factores que permite la vida en el planeta. Un sub grupo menor de la radiación difusa es la que incide sobre alguna superficie y es reflejada por este hacia el ambiente.

La energía presente en la radiación directa es considerablemente mayor que la presente en la radiación difusa, lo podemos comprobar al poner un recipiente de agua en el sol y otro a la sombra por el mismo lapso de tiempo, luego comprobar sus temperaturas y veremos que el recipiente dispuesto al sol ha elevado más su temperatura.

1.2.3 Espectro electromagnético

La energía que proviene del Sol llega en forma de ondas electromagnéticas cuya longitud varía desde 100 a 10^6 nm. Parte de este espectro genera los colores que podemos ver en cualquier objeto o en la naturaleza, esta fracción se denomina espectro visible y va desde el violeta al rojo. A la vez existe una serie de ondas que no son percibidas por el ojo humano de las cuales destacan las Ultra Violetas y los Rayos X que presentan longitudes mayores que el color azul y las que tienen longitudes menores que el rojo como las infrarrojas [17]

1.2.4 Estacionalidad

Para aprovechar de manera efectiva la radiación solar es necesario considerar que la exposición solar no es constante en el tiempo. Dado que el eje rotatorio de la Tierra se encuentra inclinado en relación al movimiento de traslación. Un observador en la Tierra

puede apreciar un interesante fenómeno. Si el observador se encuentra en el Ecuador no notara mayor diferencia en el tiempo que el sol ilumina la Tierra a lo largo del año, en cambio si el mismo observador se ubica esta vez en uno de los polos observara que en verano, el tiempo de oscuridad (ausencia del sol en el cielo) es mínimo, mientras que en invierno la situación es inversa observando una eterna noche.

Así mismo el observador puede manifestar que la trayectoria del sol en el cielo varía según la época del año[18], como consecuencia de los movimientos terrestres dentro de un año, se registran dos hitos que llamamos equinoccios en los cuales el sol se observa perpendicular al ecuador. A raíz de esto al medio día, el sol se ubicará en el punto más alto de su tránsito, de encontrarnos en el ecuador se observara justo sobre la cabeza, y en particular durante el equinoccio la duración del día y de la noche es la misma en todo el globo.

Por su contraparte se generan dos solsticios, en los cuales el sol alcanza su menor o mayor altura en el cielo mientras en uno de los polos cuentan con la noche más larga, el polo contrario cuenta con el día más largo.[19]

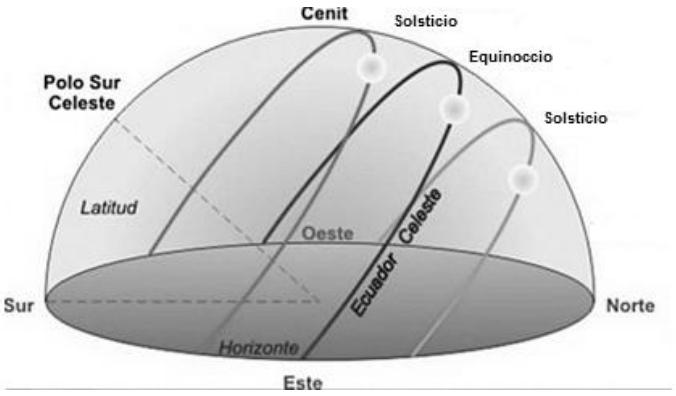


Figura 4: Angulo de incidencia en el hemisferio sur

1.2.5 Energía útil

Para poder estudiar cuanta energía proveniente del sol podemos aprovechar, necesitamos tener un estimado de los valores de la radiación que incide sobre la superficie terrestre. Cuantificación que no es nada sencilla debido a los efectos provocados por la atmosfera.

La energía irradiada por el sol sale en forma de ondas perpendiculares a la corteza solar, una fracción de las ondas incide sobre la atmosfera terrestre, esta radiación recibe el nombre de constante solar y es denotada como G_{sc}, dado que en primera instancia fue medido en Ly/min en honor del primer científico en cuantificarla hacia el año 1881, pero a la postre fue transformada por el SI y expresada en W/m^2.

La radiación extraterrestre no es constante durante el año, sino que varía entre 1330 y 1400 W/m^2 en relación al punto más lejano y más cercano al sol de la órbita terrestre. Debido a esta situación se generó una expresión matemática para tener una mejor aproximación de la radiación extraterrestre, G_{on} para el día N del año, varia hasta en un 3,3% de la constante solar y está definida por[20]:

$$G_{on} = G_{sc} \cdot \left[1 + 0{,}033 \cdot \cos\frac{360 \cdot N}{365}\right] [W/m^2] \qquad 1$$

Donde G_{on} es la radiación extraterrestre para el día N donde N= 1,2,3…365. G_{sc} es la constante solar cuyo valor desde el año 2000 es 1366,1 W/m^2. La expresión presenta el caso instantáneo en la que la radiación solar llega de forma perpendicular a la superficie de estudio, pero en realidad la radiación llega con desfase, se considera que se verá afectada por el ángulo ϕ para cada instante.

Entonces:

$$G_{oH} = G_{on} \cdot \cos\phi \, [W/m^2] \qquad 2$$

$$G_{oH} = G_{sc} \cdot \left[1 + 0{,}033 \cdot \cos\frac{360 \cdot N}{365}\right] \cdot [\sin(L) \cdot \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(h)] \qquad 3$$

Donde L es la latitud local, definida como el ángulo entre el centro terrestre y el lugar de interés, la declinación (δ) corresponde a la distancia angular de los rayos del sol respecto al

Ecuador ambos casos consideran como positivos los valores al norte del Ecuador y negativos al sur. Mientras que la hora solar (h) está definida como la distancia entre el meridiano local y el meridiano cuyo plano contiene al sol.[21] Tomándonos de esta ecuación podemos calcular la radiación extraterrestre total, H_o, que incide sobre una superficie en el periodo desde el amanecer hasta el atardecer mediante la integral de modo que:

$$H_o = \frac{3600 \cdot 24 \cdot G_{sc}}{\pi} \cdot \left[1 + 0{,}033 \cdot \cos\frac{360 \cdot N}{365}\right] \cdot \frac{\pi \cdot h}{180} \cdot \sin(L) \cdot \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(h) \qquad 4$$

Antes de alcanzar la superficie terrestre la radiación enfrenta varios fenómenos, primero una parte de la radiación se ve reflejada perdiéndose en el espacio; una vez en el interior de la atmósfera la radiación puede pasar de manera directa a la superficie o se enfrentarse a diferentes partículas, al enfrentarse, la radiación puede modificar su dirección o ser absorbida por dicha partícula.

La magnitud de estos fenómenos variara según la zona, sus condiciones climáticas, el espesor de la capa de ozono, entre otras variables.

Considerando estos factores Liu y Jordan propusieron un parámetro conocido como índice de transparencia $\overline{K_t}$, el cual equivale a la relación entre la radiación que llega a la superficie y la radiación extraterrestre. La radiación terrestre $\overline{H}$ la obtiene de manera experimental y es medido en un periodo de tiempo ya sea hora, días, meses.

$$\overline{K_t} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}} \qquad 5$$

$\overline{H}$ fue tabulado según la latitud y el mes del año, Si bien la radiación varía considerablemente según el lugar geográfico y la época del año el valor de $\overline{K_t}$ va alcanzar un valor similar a 0,8 en un clima soleado y alrededor de 0,3 en un clima nublado. En específico para nuestro país se cuenta con un registro solarimétrico[22] donde se tiene una estimación global mensual y anual tanto para un plano horizontal o inclinado.

1.2.6 Tecnología solar

Tras obtener una estimación de cuanta energía solar llega a la superficie surge la siguiente incógnita, ¿cuánta de esa energía podemos ocupar y de qué forma? ¿Cuáles son las tecnologías disponibles?

1.2.6.1 Colectores fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son una serie de celdas fotovoltaicas, FV, las cuales se basan en un semiconductor con la cualidad de trasformar radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua.

Los paneles solares son compuestos por un conjunto de celdas solares, las cuales están diseñadas para generar un campo eléctrico cuyo lado negativo se dispone en sentido frontal al sol. La radiación solar llega a los paneles en forma de fotones, los cuales impactan el panel empujando los electrones, Estos son sacados de equilibrio moviéndose a través de un conductor producto del campo magnético se induce energía eléctrica, también llamada fotocorriente.

Para poder dar uso doméstico a la electricidad producida es necesario un inversor, el cual tiene la labor de trasformar la corriente continua a corriente alterna.

En muchos casos, preferentemente en sistemas aislados el sistema necesita contar con un grupo de baterías en las cuales almacenar la energía eléctrica que no se use en el momento y permite que el sistema pueda funcionar en los periodos donde la radiación no consigue generar la energía suficiente, por ejemplo, durante el periodo nocturno.

Es importante señalar que a partir de abril del 2014 entro en vigencia la ley 20.571[23] que busca fomentar la pequeña generación domestica de electricidad, regulando la inyección de energía eléctrica a la red eléctrica.

Difícilmente un sistema fotovoltaico es capaz de abastecer la totalidad de demanda eléctrica de una red doméstica por lo que siempre se debe contar con un sistema de respaldo, ya sea la red eléctrica o un generador.

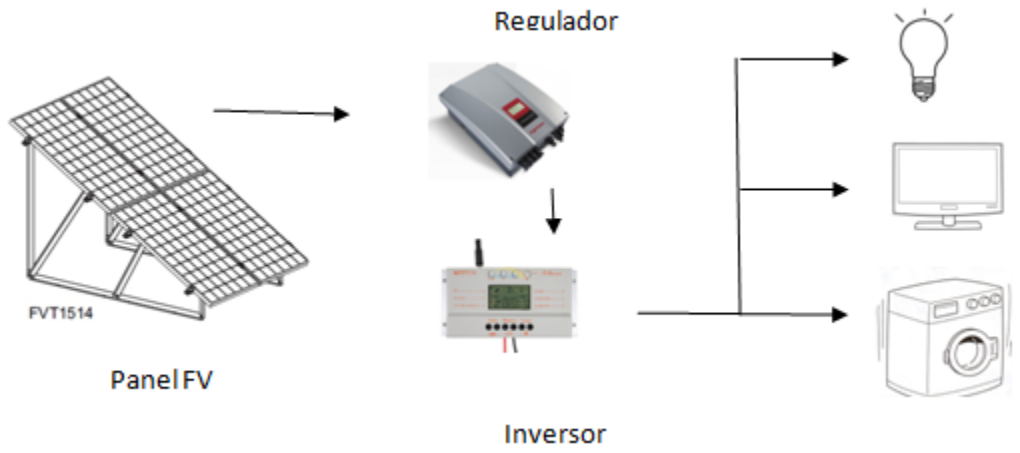


Figura 5: Sistema Fotovoltaico

1.2.6.2 Colectores solares térmicos

Consiste en aprovechar la energía de la radiación solar para elevar la temperatura de un fluido, comúnmente agua la cual es acumulada en un estanque térmico y utilizada de manera doméstica o comercial según sea el caso. La gran problemática de este sistema es que la energía térmica difícilmente puede trasladarse a grandes distancias, por lo que se suele utilizar en lugares donde se concentra la demanda como industrias o residencias. Normalmente estos sistemas están compuestos por paneles que captan la energía solar, una red de distribución, sistema de acumulación, sistema de apoyo y sistema de control. Existen variados tipos de paneles entre los que destacan los colectores sin cubierta, los colectores planos y los colectores de tubos evacuados.

Los Colectores sin cubierta están formados por placas absorbentes, carecen de una cubierta superior, en su sector interno se dispone una red de tubos por los cuales circula un fluido, el cual aumenta su temperatura. Es una tecnología simple que consigue un bajo rango de temperatura alcanzando entre 10 y 40 °C por sobre la temperatura ambiente.

Los Colectores planos vidriados trabajan idénticamente al caso anterior, pero cuentan con una cubierta comúnmente de vidrio con incrustaciones de hierro, la cubierta debe tener a lo menos 40 mm de espesor y poseer un elevado índice de trasparencia que debe ir entre el 90% y 95%. Esta tecnología permite conseguir temperaturas que van entre los 10°C y los 80°C por sobre la temperatura ambiente.

La tercera forma de captar radiación para obtener energía térmica es mediante colectores de tubos evacuados, esta tecnología permite alcanzar temperaturas mayores a 100°C, durante su fabricación se colocan placas absorbentes y tubos por donde pasara el fluido de trabajo dentro de un tubo evacuado, el vacío que existe entre la superficie colectora y el fluido funciona como aislante térmico lo que favorece el aumento de la temperatura.

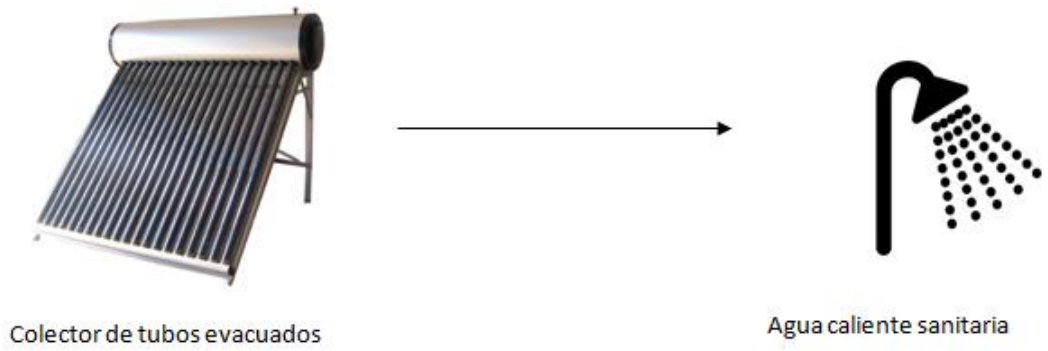


Figura 6: Sistema CST

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Implementar un modelo numérico que permita seleccionar la tecnología solar óptima para una familia tipo chilena.

1.3.2 Objetivos específicos

- Estudiar los modelos de energía solar térmica
- Estudiar los modelos de energía solar fotovoltaica
- Analizar la tecnología hibrida
- Implementar los modelos energéticos
- Implementar el modelo de optimización
- Analizar financieramente los resultados

2.- Metodología de Evaluación

2.1 Datos Meteorológicos-Retscreen

RETScreen, "Renewable Energy Technologies Screening Software", es una herramienta de simulación, la cual utiliza un modelo de comparación con un caso base, usualmente la tecnología convencional, con el cual contrasta variables como la producción energética, los posibles ahorros, costos, emisiones, viabilidad financiera y riesgos asociados.

La herramienta consiste en una serie de hojas de cálculo en Excel basada en el tipo de tecnología estudiada en el proyecto incluso realizando paralelos entre energías convencionales, ya utilizadas, y no convencionales, propuestas.

Gracias al apoyo internacional se cuenta con una amplia base de datos con información otorgada principalmente por la NASA, la Asociación de Eficiencia Energética y Energías Renovables (REEEP), el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP) y el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF). Durante el presente trabajo se utilizarán los datos disponibles en estas bases de datos.[24]

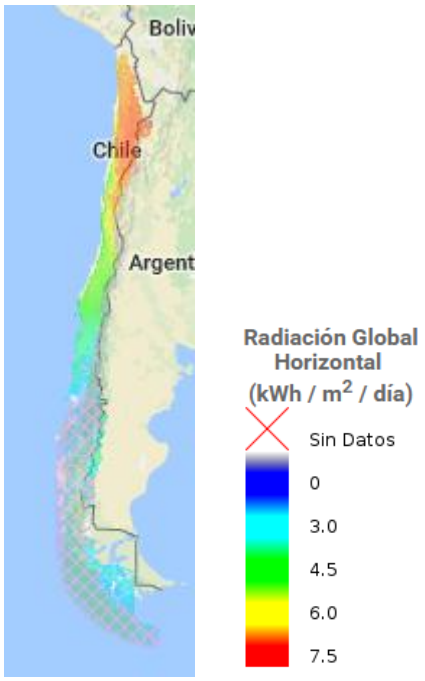


Figura 7: Mapa recurso solar de Chile[25]

2.2- Modelos y variables de decisión.

2.2.1- Demanda ACS

Con la finalidad de determinar cuántas personas conforman un hogar tipo chileno, se consideran los datos de los censos de 1982, 1992 y 2002

Tabla 1: Estimación de personas por hogar (INE)

	Censo 1982	Censo 1992	Censo 2002
Hogares	2.466.653	3.293.779	4.141.427
Personas	11.085.444	13.094.923	14.510.832
Personas por hogar	4,5	4,0	3,5

Según la información disponible en los censos cada hogar está compuesto entre 3 y 4 personas, lo cual se condice con el documento de diagnóstico de políticas urbanas del Gobierno de Chile el cual señala que al 2012 la familia promedio en Chile se encuentra conformada por 3,3 integrantes.[26]

Se estima que cada habitante toma consume 100 L de ACS diarios por conceptos de baño, tomando en consideración que la organización mundial de la salud, OMS,[27] recomienda tomar baños de 5 min y considera un consumo de 20 L por min, utilizando un sistema de calefacción alimentado con gas licuado de petróleo (GLP).

Es importante como herramienta de diseño la temperatura deseada del ACS, para ello se toma en consideración el estudio realizado por Carine Herrmann[28] quien estimó la temperatura de confort de manera experimental con una muestra aleatoria de 30 personas de nacionalidad francesa, con 10 termo-sensores en el cuerpo durante 100 duchas en condiciones controladas. Consideró que la temperatura del ambiente era de unos 24 °C controlados, el cabezal de la ducha se encuentra en posición fija y el agua se enfría 0,8 °C desde que sale del cabezal hasta tocar la cabeza del sujeto de estudio.

Este experimento arrojó como resultado que los participantes consideraron que el agua se encontraba a una temperatura neutra (ni fría, caliente) en un rango de 35,1 ± 0,14 ºC con la temperatura corporal de los sujetos cercana a 34,5 ± 0,11 ºC, mientras que la temperatura

considerada como de confort por los participantes fue de 36,3 ± 0,16 °C con una temperatura corporal de 35,7 ± 0,11 ºC.

A la vez existe un modelo matemático publicado por Abdul Munir[29] el cual considera la transferencia de calor entre la piel y el agua durante el baño. El modelo consiste en una serie de ecuaciones diferenciales. Este modelo entregó como resultado que la temperatura de la ducha considerada como fría está en el rango de 23 °C a 28 °C mientras que se considera caliente entre los 38 °C a 39 °C, teniendo en cuenta una temperatura ambiente de 25 °C a 28 °C.

Si bien en Chile la temperatura ambiente alcanza valores mucho menores, podemos considerar que la temperatura de confort en una ducha debe ser al menos 1°C mayor a la temperatura corporal, por lo que la temperatura de salida del cabezal debería rondar los 39 °C. Otras fuentes menos formales recomiendan que la temperatura del baño no supere los 38 °C lo cual se condice con los estudios recién expresados. Cabe señalar que al estar en un ambiente de menor temperatura existirán mayores pérdidas de calor, lo que implica que la temperatura del agua almacenada tenga una temperatura mayor para satisfacer los requerimientos.

Para este trabajo se establece la temperatura de confort en 45°C considerando que debe llegar al usuario a lo menos a 40°C.

2.2.2-Demanda eléctrica.

El consumo eléctrico residencial varía en cada región del país, según datos entregados por Chilectra el consumo de un hogar compuesto por 3 personas está entre 170 y 210 kWh promedio mensual, mientras que un hogar compuesto por 4 personas está entre 196 y 245 kWh, lo que es un reflejo de la Región Metropolitana.

Considerando la información entregada en "El Consumo Eléctrico residencial en Chile 2008"[30], un hogar chileno consume a lo menos 150 kWh, cifra que será considerada para el presente trabajo. Al igual que en el caso de CST se estima una superficie máxima para instalar paneles de 10 metros cuadrados.

2.2.3 Área de colección

La legislación desde el año 2014 señala que las viviendas sociales deben tener al menos 50 m^2 de superficie, los datos sobre el tamaño promedio de las viviendas en Chile son escaso, por consiguiente, se toma el antecedente publicado durante el año 2006 por la consultora inmobiliaria Gemine, que señala que entre 1996 y 2006 descendió el tamaño promedio de los departamentos, disminuyendo desde 85 m^2 a 67 m^2 mientras que en el mismo periodo se incrementó el tamaño de las casas desde 67m^2 a 82m^2.[31]

Con esta recopilación de datos podemos decir que una familia tipo chilena tiene entre 3 a 4 integrantes y habita en un hogar con una superficie que varía entre 67 m^2 a 82 m^2. Realizando el supuesto que son viviendas de dos pisos cuyas murallas alcanzan los dos metros de altura se estima un área disponible para la colección de entre 9 y 16 metros cuadrados[32]. Para este estudio se considerará un área máxima de 10 metros cuadrados.

2.2.4-Modelo CST

Basado en los estudios publicados por Hottel y Whillier[33]; la energía útil está determinada en base al área colectora, A_c, y la irradancia total, I_T, según la expresión

$$\dot{q}_u = A_c F_r [I_T(\tau\alpha) - U_L(T_{in} - T_{amb})]^+ = \dot{m}_s c_p (T_{out} - T_{in}) \quad [kW] \qquad 6$$

$$\dot{m}_s = \rho_{fluido} \cdot \dot{V}_s \ [kg/s]$$

La eficiencia de dicho panel

$$\eta_{col} = \frac{q_u}{A_c * I_T}$$

$$\eta_{col} = F_r \left((\tau\alpha) - \frac{U_L(T_{in} - T_{amb})}{H_T} \right) \qquad 7$$

Por otro lado, podemos determinar la energía disponible considerando los niveles de radiación según el mes y la ubicación. De esta forma la energía colectada por el panel está definida por

$$EDisponible_{ciudad} = \sum_{mes\,=\,Ene}^{Dic} Rad_{mes,ciudad} \cdot A_{col} \cdot \eta_{col} \ [kW] \qquad 8$$

Considerando la expresión de Hottel y Willer es posible estimar la temperatura en el estanque

$$T_{est\ mes} = \frac{EDisponible_{mes}}{\rho_{fluido} \cdot c_{p\ fluido} \cdot V_{est\ mes}} + T_{red\ mes}\ [°C] \qquad 9$$

Dependiendo de la tecnología del panel, la temperatura del fluido al interior de este alcanzara un valor máximo T_{max}. De manera que si:

$$T_{est\ mes} > T_{max} \quad ; \quad T_{est\ mes} = T_{max}$$

Por otro lado, se estima que la energía demanda es:

$$E_{dda} = \sum_{Enero}^{Diciembre} V_{dda} \cdot \rho_{fluido} \cdot c_{p\ fluido} \cdot \Delta T_{min\ mes}\ [kcal] \qquad 10$$

Donde

$$\Delta T_{min\ mes} = T_{confort} - T_{amb,mes}\ [°C] \qquad 11$$

Con finalidad de satisfacer la Demanda mensual de ACS a la temperatura se considera que:

$$V_{dda} \cdot T_{conf} = V_{est} \cdot T_{est\ mes} + V_{red\ mes} \cdot T_{amb\ mes} + V_{calef} \cdot T_{conf}\ [L\ °C] \qquad 12$$

En la cual:

$$T_{est\ mes} = T_{amb\ mes} + \Delta T_{est\ mes}\ [°C] \qquad 13$$

y debe cumplir con la condición de:

$$(V_{est} + V_{red\ mes}) \cdot T_{conf} = V_{est} \cdot T_{est\ mes} + V_{red\ mes} \cdot T_{amb\ mes}\ [L\ °C] \qquad 14$$

De haber meses donde la temperatura del estanque no alcanza la temperatura de confort, se considera el volumen de agua que se consigue elevar a la temperatura de confort.

Si $T_{est} < T_{confort}$ entonces se redefine el volumen del estanque para dicho mes tal que:

$$V_{est\ mes} = \frac{EDisponible_{mes}}{\rho_{fluido} \cdot c_{p\ fluido} \cdot (T_{confort} - T_{red\ mes})} \quad [L]\ ; \qquad T_{est} = T_{confort} \tag{15}$$

Finalmente, los kg de GLP que dejan de utilizar al satisfacer la demanda de ACS son determinados por:

$$kg_{GLPmes} = \frac{\Delta T_{min\ mes} \cdot c_{pH2O} \cdot \rho_{H2O} \cdot (Dda - V_{Cal\ mes})}{E_{GLP} \cdot \eta_{GLP}}\ [kg] \tag{16}$$

Determinando el ahorro:

$$Ahorro_{CST} = \sum_{mes=Ene}^{Dic} kg_{GLPmes} \cdot \$_{GLP} \tag{17}$$

2.2.5-Energía fotovoltaica

Un sistema conectado a la red, y utiliza a esta como una batería de capacidad infinita. Donde la demanda diaria se estima en 5kWh

La energía captada por el panel fotovoltaico (E_{FV}) está determinada por el área del panel (A_{FV}) la radiación sobre el plano inclinado según la ciudad (Rad_{ciudad}) y la eficiencia de dicho panel (n_{FV}):

$$E_{FV} = A_{FV} \cdot n_{FV} \cdot Rad_{ciudad}\ [kW] \tag{18}$$

donde la eficiencia es calculada según:

$$n_{FV} = n_r \left(1 - B_p \cdot \left(T_{panel} - T_r\right)\right) \tag{19}$$

Donde n_r es la eficiencia de referencia, B_p es el coeficiente de temperatura de cada módulo solar y T_r es la temperatura de referencia de los módulos (25°C aprox).

Para obtener un valor representativo de T_{panel} se utiliza la expresión la dispuesta por Lasnier and Ang[34]

$$T_{panel} = 30 + 0.0175(Rad - 300) + 1.14 \cdot (T_{amb} - 25)\ [°C] \quad (20)$$

Al considerar el sistema de Net-Billings[35] para una configuración on grid se establece un ahorro equivalente a:

$$Ahorro_{FV} = E_{FV\ anual} \cdot \$_{kW\ ciudad} + E_{excedente} \cdot \$_{NetB} \quad (21)$$

2.2.6- Modelo híbrido FVT

Se aplica el modelo propuesto por Tripanagnostopoulos, Souliotis, Battisti y Corrado[36] basado en la experiencia experimental donde une la tecnología FV con la termo solar, con la finalidad de utilizar la energía térmica disponible en las celdas FV.

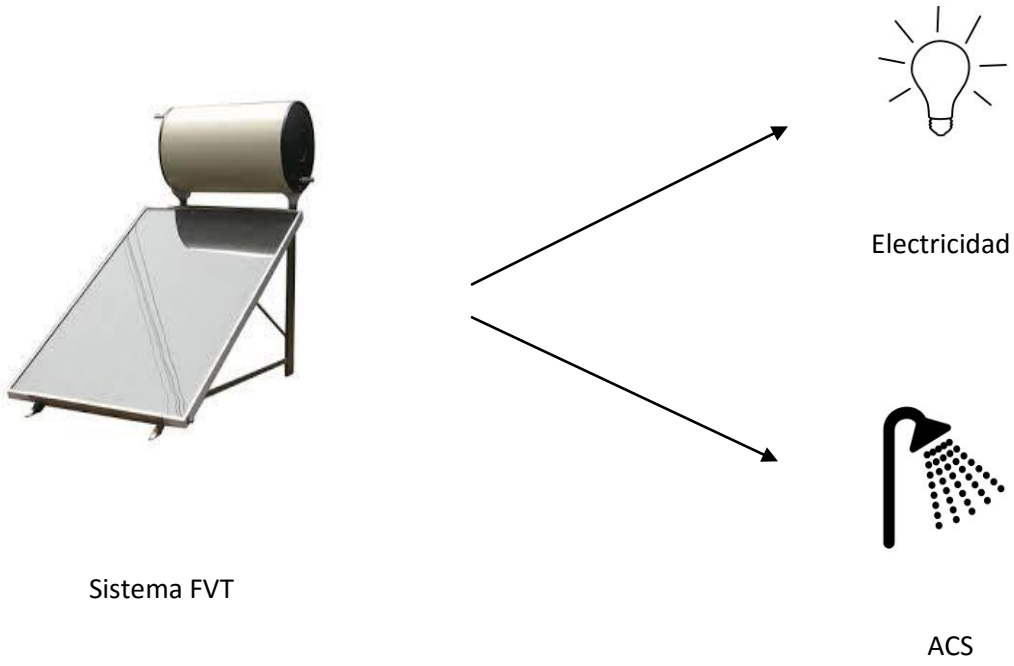


Figura 8: Sistema FVT

De manera análoga a los sistemas independientes la energía es captada por la celda FV y se hace circular por tuberías agua acumulándola en un estanque. La energía eléctrica es

captada por las celdas FV como se señala en la ecuación 18 donde para este caso el rendimiento n_{pv} se estima a través de la expresión

$$n_{pv} = 0{,}1457 - 0{,}00094 \cdot T_{panel} \qquad 22$$

Así también la energía térmica es captada según la ecuación 8 donde la eficiencia es calculada según:

$$n_{col} = 0.71 - 09.04 \cdot (T_{in} - T_{amb\ mes})/\mathrm{Rad}_{\mathrm{mes,ciudad}} \qquad 23$$

2.2.7-Optimizacion

Es un método adaptativo que es utilizados para resolver incógnitas de resolución y búsqueda. El primer científico que escribió sobre ellos fue Bagley en 1967, quien ideo un modelo aplicado para buscar conjuntos de parámetros en funciones de evaluación de juegos, y los comparó con los algoritmos de correlación, procedimientos de aprendizaje. Sin embargo, es Holland quien es considerado padre de esta metodología tras publicar en 1975 sus "Adaptación en Sistemas Naturales y Artificiales".

Entre 1960 y 1970 John Holland junto a sus colegas y alumnos de la Universidad de Michigan estudiaron como se adapta la naturaleza y como trabajaron en base como aplicar este proceso natural a sistemas computacionales. Ellos observaron que la respuesta natural frente a una problemática es la adaptación mediante la evolución natural considerando saltos entre soluciones cercanas frente a distintos escenarios según postula el Darwinismo, de igual forma las soluciones a las problemáticas pueden evolucionar en relación a las restricciones a las cuales se enfrente.

Al igual que la evolución natural por medio de un caso base se genera una alteración, mutación prevaleciendo la alternativa q proporciona una mejor oportunidad, así el sistema evoluciona continuamente hasta conseguir la mejor alternativa posible.

Al definir la versión más clásica de estos algoritmos nos encontramos con tres operaciones principales:

Selección o reproducción: Se selecciona las alternativas, mientras mejor satisfaga el modelo la alternativa tendrá más opciones de "reproducirse"

Cruce: Corresponde al proceso de elegir una variable y cambiar la secuencia entre ese par de alternativas para crear una nueva solución para el modelo. Por ejemplo, si se cuenta con las cadenas 10010011 y 11111010 estas pueden cruzarse después del tercer lugar para producir la descendencia 10011010 y 11110011 tal como en la naturaleza se cruzan los genes de los progenitores en su descendencia

Mutación: Denominamos de esta forma al proceso en que se modifica de manera aleatoria una variable obteniendo como resultado una nueva alternativa.

Destaca en esta metodología que no tan solo busca un único punto, sino que una población de puntos bien adaptados, lo cual favorece el encontrar la mejor alternativa posible en el escenario planteado.[37]

Se realiza la cruza de acuerdo a los criterios obteniendo la siguiente generación de datos, es posible considerar un porcentaje de mutación, el modelo se repite hasta encontrar un punto de convergencia.
Para este modelo en particular se aplicará el algoritmo por medio de Matlab optimizando en base al Valor Actual Neto (VAN).

$$VAN = \frac{(Ahorro_{pv} \cdot (1+T_{elec})^{año-1}) + (Ahorro_{CST} \cdot (1+T_{GLP})^{año-1})}{(1+Tdd)^{año}} \text{ - Inversión} \qquad 24$$

2.2.8 LCA

Tomando como referencia el estudio realizado por Department of Mechanical and Aeronautical Engineering of the University of Rome 'La Sapienza' (Departamento de Mecánica e Ingeniería Aeronáutica de la Universidad de Roma) se consideran como parámetros EPBT, tiempo de retorno de la energía en sus siglas en ingles, y CO_2 PBT, tiempo de retorno del CO_2.

2.2.8.1 Alcance

El estudio se hará en referencia a una superficie colectora de 10 metros cuadrados para cada una de las tecnologías utilizadas.

Considerando la superficie colectora, el inversor junto al cableado, la estructura de soporte, el circuito hidráulico y la cobertura.

2.2.8.2 LCI (ciclo de vida del inventario)

Se consideran dos indicadores ambientales, el potencial de calentamiento global a 100 años conocido como GWP100 y recursos energéticos primarios (PER).

El estudio original fue realizado por la Universidad de Roma en un área colectora de 30 metros cuadrados y una potencia de 2000 kWh, mientras que nuestro caso considera un tercio de la superficie original.

Tabla 2: Cantidad de materiales para el sistema FV o FVT

Componentes del sistema FV o FVT	Subcomponentes del sistema	Cantidad kgCO_2
Modulo fotovoltaico policristalinos	Celdas FV	7
	Cobertura de vidrio	75
	Material de laminación (etileno acetato de vinilo)	13
	Marco de aluminio	15
Sistema de balance eléctrico	Acero	3
	Cobre	2
	Plástico	1
Unidad de recuperación de calor	Lamina de cobre	15
	Tuberías de cobre	35
	Aislamiento térmico	10
	Marco del colector (perfiles de aluminio)	20
	Cubierta posterior del colector (hoja de aluminio)	10
Sistema de balance mecánico	Varillas de hierro galvanizado	30
	Aluminio	10
	Tuberías de Hierro	20
	Depósito de agua de 300L	70
	Intercambiado de calor	8

La tabla 2 resume los materiales y la cantidad de esto de manera proporcional a nuestro caso de estudio.[38]

Para los paneles termosolares de tubos vacuados se considera un informe realizado en la Universidad del Litoral en argentina.[39]

Tabla 3 Inventario y emisión de $kgCO_2$ para un colector de tubos vacuados

	Consumo GJ	Emisión $kgCO_2$
Colector solar	9,02	179,9
Estanque	1,397	92,3
Varios	7,251	150,1
Actividades complementarias	2,411	51,2

2.2.8.3 LCIA (ciclo vida de evaluación de impacto)

Luego con los datos recopilados en LCI se procesan en el LCIA, considerando que los materiales son transportados por un camión de 28 toneladas por 100 km y al final de su vida útil el sistema es enviado a un vertedero.

Se establece que más del 99% del impacto es producido por la fabricación del sistema FV considerando su BOS (balance of system) mecánico y BOS eléctrico. A pesar del bajo efecto generado por los desechos del sistema, el 80% de estos podrían ser reciclados disminuyendo el 90% de los efectos de esta fase. Situación aun más latente en los sistemas FV/T debido a sus grandes cantidades de cobre, aluminio y acero.

Se estima que entre un 96% y 97% de la totalidad de impactos son producidos durante la producción de módulos FV

Hasta este punto se ha analizado el impacto ambiental durante todo el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos. Durante su funcionamiento, los sistemas FV y FVT producen electricidad y calor limpios así desplazando energía convencional. Por consiguiente, los beneficios medioambientales debidos a los impactos están asociados a la operación del sistema.

2.2.8.4 Resultados

Es posible cuantificarlo como la energía eléctrica y/o térmica producida en un periodo de tiempo determinado y la fuente convencional desplazada. Cabe mencionar que el estudio realizado por 'La Sapienza' utiliza la mezcla de electricidad media europea lo que nos

asegura un escenario conservador aun más si se considera la dependencia de termoeléctricas que se encuentra Chile.

Tabla 4: Recursos energéticos primarios (PER) y potencial de calentamiento que se evitan en un año debido al sistema

	PER evitados por electricidad anual GJ	Potencial de calentamiento por electricidad $tCO_2/año$	PER evitados por electricidad y calor por gas anual GJ	Potencial de calentamiento por electricidad y gas Al año $tCO_2/año$
FV	11,133	1,037	11,133	1,037
FVT 25°C	56,333	5,233	44,000	3,057
FVT 35°C	37,000	3,433	29,333	2,117
FVT 45°C	21,067	1,963	17,533	1,340

Tabla 5 Tiempo en años de funcionamiento para compensar al ambiente según sistema

	Amortización energética solo electricidad en años	Amortización ambiental solo electricidad en años	Amortización energética gas y electricidad en años	Amortización ambiental gas y electricidad en años
FV	2,9	2,7	2,9	2,7
FVT 25°C	0,8	0,8	1,1	1,3
FVT 35°C	1,3	1,2	1,6	1,9
FVT 45°C	2,2	2	2,6	3
CST	0,9	0,55	0,9	0,55

Se observa que los tubos evacuados generan un retorno ambiental más rápido, mientras que la tecnología FV es la que tiene menores resultados.

A la vez se puede observar una variación en el sistema híbrido entre ambas tecnologías según la temperatura del colector lo que indica el gran efecto que tiene el rendimiento de los colectores en función a la temperatura de trabajo y sus repercusiones económicas.

3.-Resultado y Discusión

Se evalúa en los sistemas tomando los niveles de radiación mensuales recopilados en RETScreen, con la respectiva temperatura media de cada ciudad, con un área máxima de colección de 10 m^2 para la demanda de una familia tipo de 4 integrantes. Se considera sistema óptimo al que cuente con el área y estanque óptimo determinado por ecuaciones genéticas mediante MATLAB.

Se define el gasto en energía como la suma del dinero necesario en pesos para abastecer una demanda diaria equivalente a 400 L de ACS y 5 kW de electricidad, esto es utilizando un calefón en base a GLP para satisfacer la demandad de ACS y adquirir la electricidad desde la red

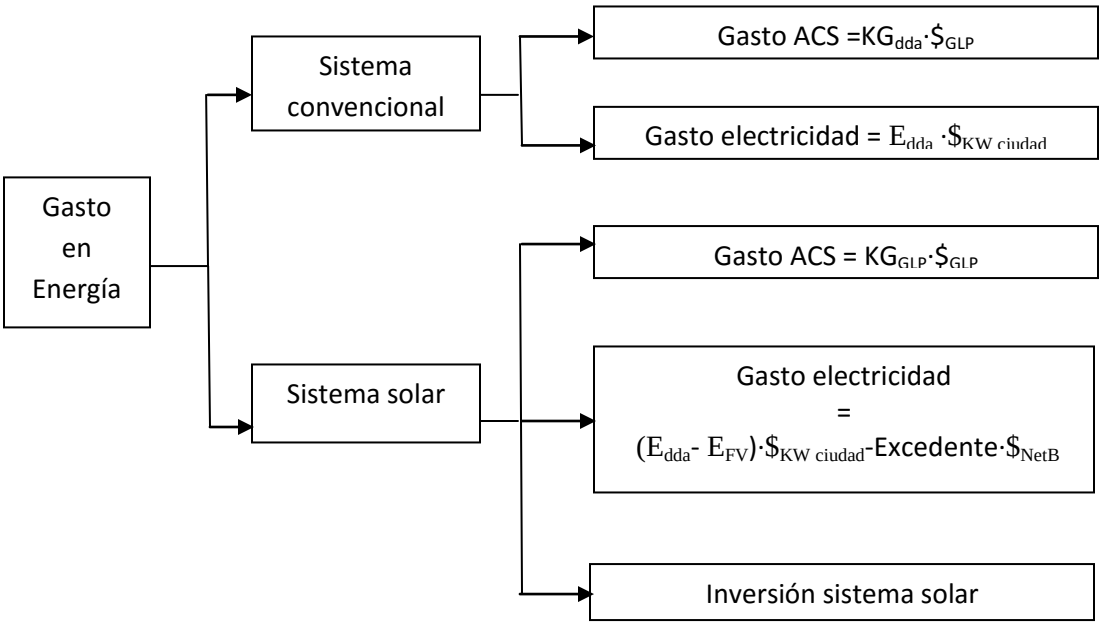


Figura 9: Gasto en energía según sistema

3.1 Sistema CST

Se evalúa un sistema de CST de tubos evacuados atmosféricos para un hogar que demanda 400 L de ACS, la demanda no satisfecha por el colector se abastece mediante un calefón cuya eficiencia es de clase A, i.e. supera el 90%[40]. El costo del colector es una estimación por tubo basado en la oferta disponible en el mercado nacional, mientras que el precio del estanque es una estimación por L de los modelos disponibles en el mercado. Los costos de GLP y sus características se encuentran disponibles en el anexo A.1 y los costos de la energía eléctrica se encuentran disponibles en el anexo A.2

Se evalúa a una tasa de descuento equivalente al 10%, tal cual lo asume la CNE entre otros autores en sus proyecciones[36-41]. Se ha asumido crecimiento progresivo de 0,8% del precio del kg de GLP según registra la SEC en los últimos dos años.

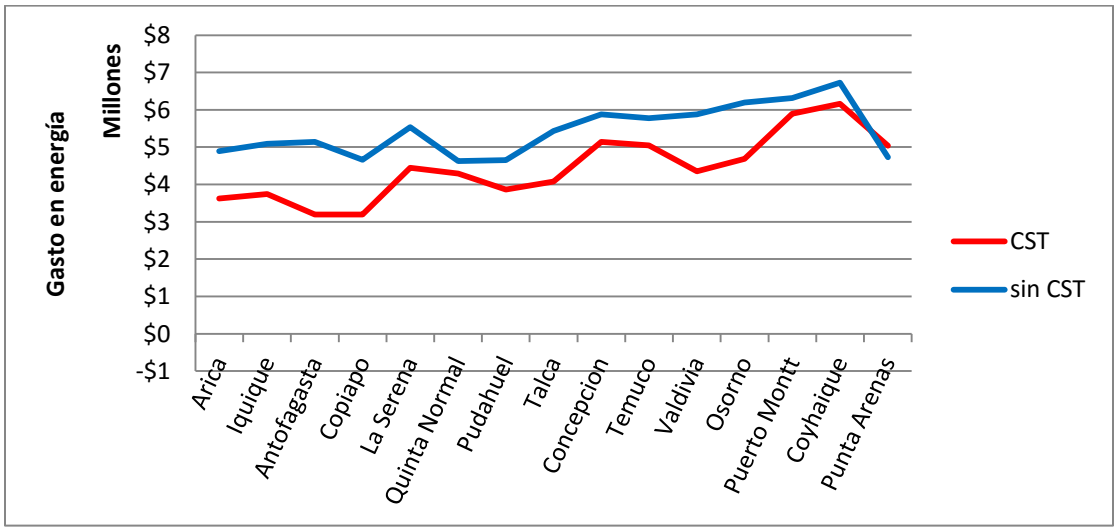


Figura 10: Gasto acumulado en energía con sistema con CST óptimo por ciudad

La Figura 10 muestra el gasto en energía acumulado durante el horizonte temporal de 15 años traído a valor presente con una tasa de descuento del 10%. Las ciudades que presentan un menor gasto energético sin CST son Copiapó, Santiago y Punta Arenas alcanzando valores entre $4.650.545 y los $4.730.055 pero al considerar un sistema con CST estas ciudades registran diferentes efectos, la ciudad nortina consigue el segundo mejor resultado tener un gasto de $3.196.306 solo superada por Antofagasta la cual gasta solo $2.415 menos. En Santiago se estudian dos locaciones Quinta Normal que presenta un ahorro en el

horizonte temporal de $330.512 mientras que para Pudahuel su ahorro asciende a $786.460, por parte de Punta Arenas el gasto con CST sobrepasa los $5.000.000.

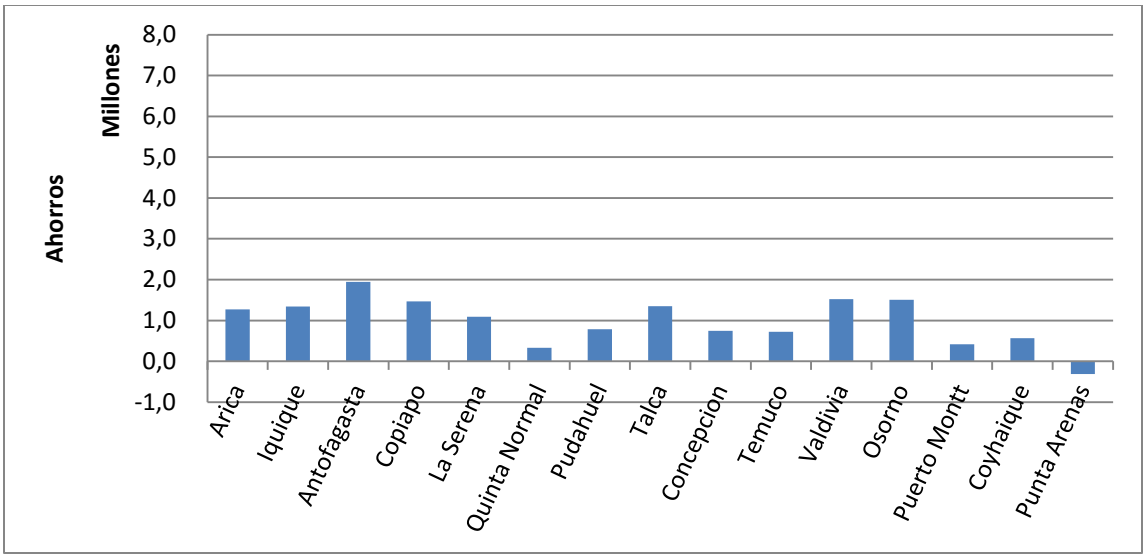


Figura 11: Ahorros sistema con CST óptimo según ciudad

La Figura 11 complementa a la anterior al presentar los ahorros acumulados en valor presente, Antofagasta es la ciudad que presenta el mayor ahorro $1.947.792 seguida por las otras ciudades al norte de La Serena además de Talca, Valdivia y Osorno cuyos ahorros van desde $1.091.428 a $1.525.529, el resto de las localidades que generan ahorros lo hacen entre $330.556 y $786.460.

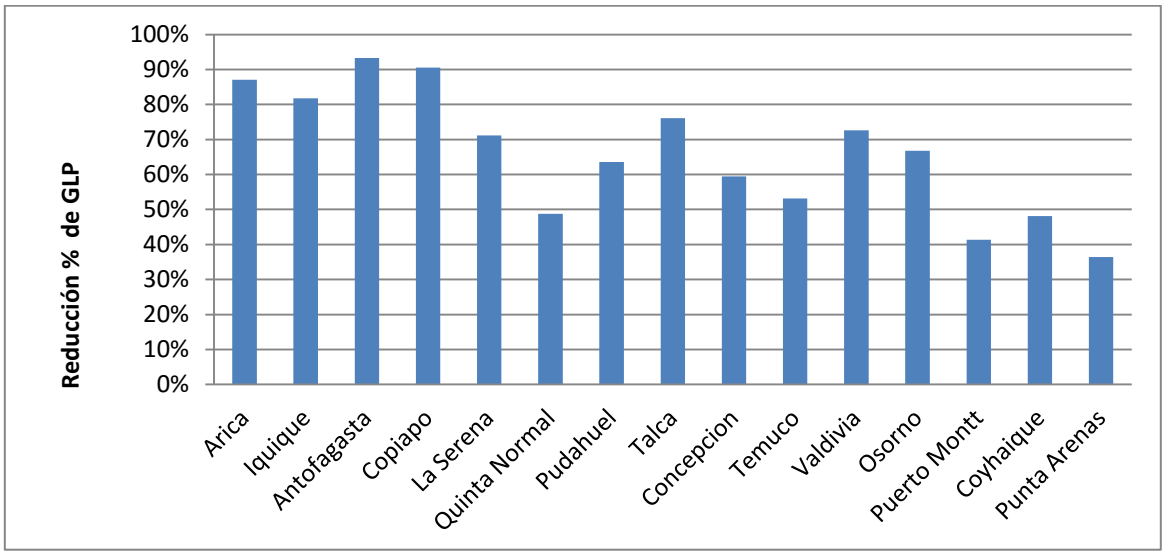


Figura 12: Reducción porcentual consumo de GLP

La Figura 12 representa la disminución en porcentaje del consumo de GLP, desde Copiapó hacia el norte requiere un 82% menos, mientras que para la mayoría del país incluir un CST óptimo implica una reducción mínima al 48% del combustible utilizado en el caso convencional, solo debajo de este índice se encuentra Puerto Montt y Punta Arenas quienes reducen un no despreciable 41% y 36% respectivamente.

3.2 Sistema FV

Se estudia un sistema FV con paneles a-Si para abastecer una demanda diaria de 5 kW y cuya rendimiento se estima mediante la ecuación 7, el sistema se encuentra conectado a la red por lo cual no considera sistema de baterías, la demanda insatisfecha se abastece desde la red local y los excedentes generados son vendidos al proveedor eléctrico. El costo del colector es una estimación por metro cuadrado basado en la oferta disponible en el mercado nacional, los costos de la energía eléctrica se encuentran disponibles en el anexo A.2

De manera análoga al sistema de CST se evalúa con tasa de descuento equivalente al 10%.

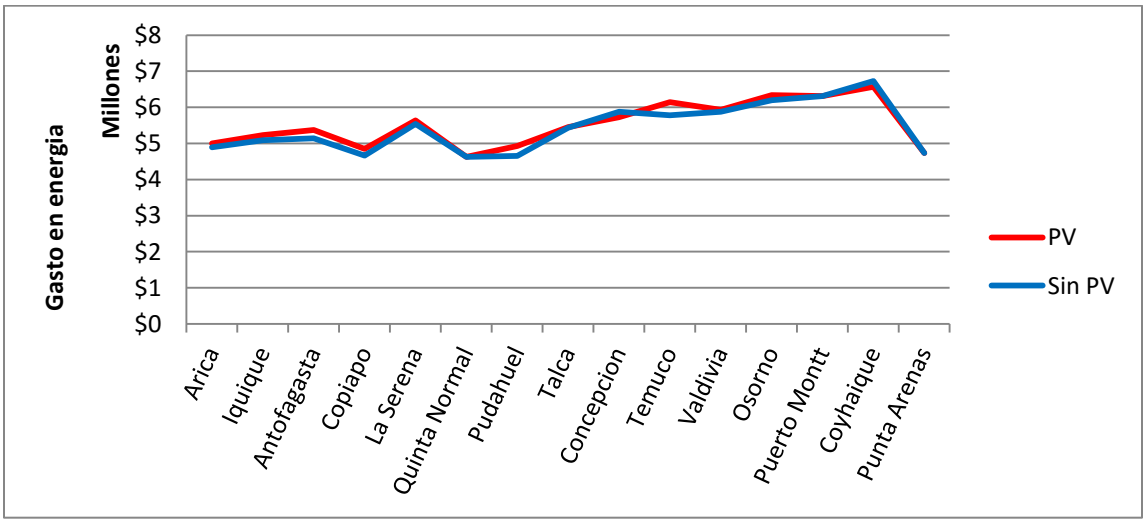


Figura 13: Gasto en energía con sistema FV óptimo por ciudad

Tras evaluar el sistema FV con ecuaciones genéticas, el área optima calculada genera un gasto en energía a lo largo del horizonte temporal evaluado tal como se observa en la Figura 13, comparado con el gasto en energía incurrido durante el mismo tiempo al obtener la energía demandada desde la red eléctrica. En las locaciones de Quinta Normal, Puerto Montt y Punta Arenas se determina que la mejor alternativa es no instalar un sistema FV,

las únicas localidades que registran un menor gasto acumulado son Concepción y Coyhaique con $5.451.661 y $6.567300 respectivamente, siendo Coyhaique la ciudad que registra el mayor gasto energético entre las evaluadas.

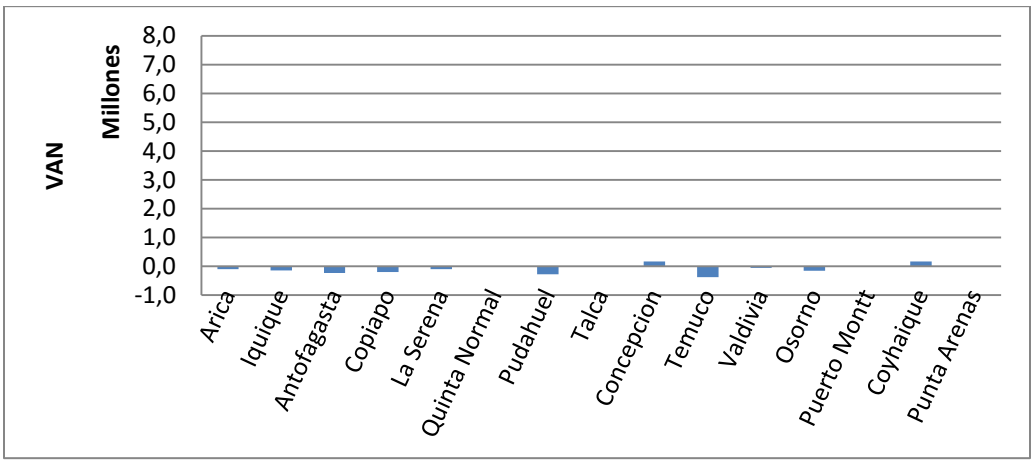


Figura 14: VAN para sistema FV

Se observa en la Figura 14 muestra el Valor Actual Neto (VAN) definido en la ecuación 24 para cada ciudad analizada en el horizonte de 15 años. Se puede observar que solo las ciudades de Concepción y Coyhaique consiguen generar un ahorro al utilizar un sistema FV óptimo el cual es menor a $163.954 en 15 años. Desde La Serena hacia el norte el VAN va entre $ -95.312 y $ -228.426, Pudahuel y Temuco tienen los valores más bajos con $ -277.689 y $ -370.306, Talca presenta un VAN de $ -13.644 mientras que las locaciones de Valdivia y Osorno presentan valores de $ -57.711 y $ -154.303 respectivamente.

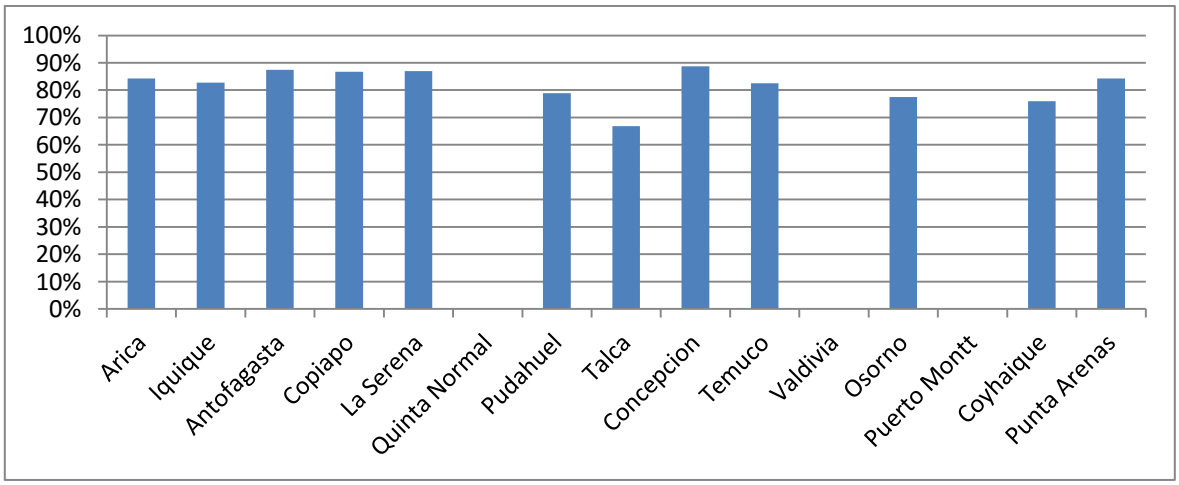


Figura 15:Porcentaje de ahorro de energía eléctrica

Tal cual se observa en la Figura 15 la implementación de un sistema FV disminuye a lo menos en 58% el consumo eléctrico desde la red, ahorro que supera el 74% desde Copiapó al Norte con un máximo de 78% en Antofagasta y Arica.

3.3 Validación del modelo

Con el afán de validar el modelo utilizado, se comparan sus resultados con los entregados por el programa RETScreen.

Tabla 6 "Validación sistema con CST"

	%e Energía demandada	%e Energía colectada	%e VAN	%e gasto al año
Arica	-2%	2%	111%	-5%
Iquique	1%	-1%	105%	7%
Antofagasta	0%	1%	-1%	-17%
Copiapó	1%	1%	95%	-3%
La Serena	0%	-8%	158%	28%
Quinta Normal	-1%	-15%	443%	17%
Pudahuel	-1%	-12%	232%	11%
Talca	0%	-9%	114%	56%
Concepción	0%	-15%	268%	22%
Temuco	0%	-19%	279%	34%
Valdivia	2%	-10%	134%	44%
Osorno	2%	-12%	125%	49%
Puerto Montt	1%	-28%	462%	55%
Coyhaique	0%	-22%	233%	90%
Punta Arenas	0%	-33%	-809%	11%

La comparación se realiza mediante el siguiente parámetro

$$\%e = \frac{|RETScreen - Modelo|}{RETScreen}$$

En la Tabla 6 se observa que tanto el modelo CST como RETScreen evalúan en relación a la misma demanda con una diferencia porcentual no mayor de 2%, en cuanto a la diferencia de la energía colectada el %e en la zona norte es bajo pero a medida que se estudia ciudades hacia al sur, este eleva su magnitud, esta situación se debe a que el programa solo considera las temperaturas mínimas y máximas mientras que en el modelo se emplean las temperaturas medias mensuales, sin lugar a dudas esto afecta el %e tanto del VAN como de los gastos energéticos, el primero arrastra la diferencia a lo largo del horizonte temporal mientras que el segundo refleja la diferencia en un año, este efecto puede verse también afectado por el hecho de que RETScreen no posee la opción de evaluar frente a un combustible diferente de los presentes en su base de datos, sin embargo estos resultados incluyen un factor de corrección relacionado con el poder calorífico de los combustibles evaluados.

Tabla 7 "Validación sistema FV"

	%e Energía colectada	%e VAN	%e gasto al año
Arica	6%	-1348%	-23%
Iquique	6%	-434%	-19%
Antofagasta	6%	-12%	-28%
Copiapó	6%	-2%	-26%
La Serena	4%	-145%	-14%
Quinta Normal	0%	0%	0%
Pudahuel	4%	183%	-11%
Talca	3%	-655%	-4%
Concepción	3%	-66%	0%
Temuco	3%	13%	-6%
Valdivia	2%	-125%	105%
Osorno	2%	-2362%	-1%
Puerto Montt	0%	0%	0%
Coyhaique	0%	-69%	12%
Punta Arenas	0%	0%	0%

En cuanto a la tabla 7 se compara en relación al sistema FV, la demanda eléctrica se considera un dato para el programa por lo que no presentan diferencias, este modelo presenta una menor diferencia en e% de la energía colectada no superando el 6% los valores máximos son generados por las ciudades al norte, que son las que poseen una mayor temperatura, nuevamente el VAN presenta %e altos debido al arrastrar diferencias en el horizonte temporal. Tanto el %e VAN como %e gasto al año presentan grandes valores %, sin embargo, cabe exponer que la magnitud de sus variables es baja como se puede observar en el anexo A.4

3.4 Sensibilización FVT

Dado que con el valor actual del panel híbrido por m^2 la solución es óptima al no utilizar esta tecnología a nivel residencial, se decide sensibilizar dicho precio. Se considera que al madurar la tecnología el precio del panel híbrido será mayor que el precio de los paneles FV por m^2 pero menor que la suma del precio de un panel FV más un panel solar plano en directa relación a los componentes que lo componen.

En la Figura 16 ilustra cómo se comporta el gasto acumulado en el horizonte temporal en energía para los sistemas CST, FV y FVT. Se evalúa variando el precio del panel híbrido por m^2 desde el precio equivalente a un m^2 de panel FV hasta 2,5 veces el precio de este llamando HFVX,X al panel híbrido cuyo precio es corresponde a X,X veces el precio del panel FV. Se observa que la curva HFV1,0, Precio híbrido = Precio FV, compite en cuanto al menor gasto con el sistema con CST su mejor resultado se presenta en la ciudad de Arica con un gasto de $3.295.820 así mismo el gasto desde Copiapó al Norte no supera los $3.533.641, tanto La Serena como Quinta Normal arrojan resultados similares a la curva CST, mientras que desde Pudahuel hasta Concepción entrega mejores resultados, resalta Pudahuel con un gasto de $ 3.454.217 mientras que de Temuco al Sur solo Coyhaique requiere un menor gasto.

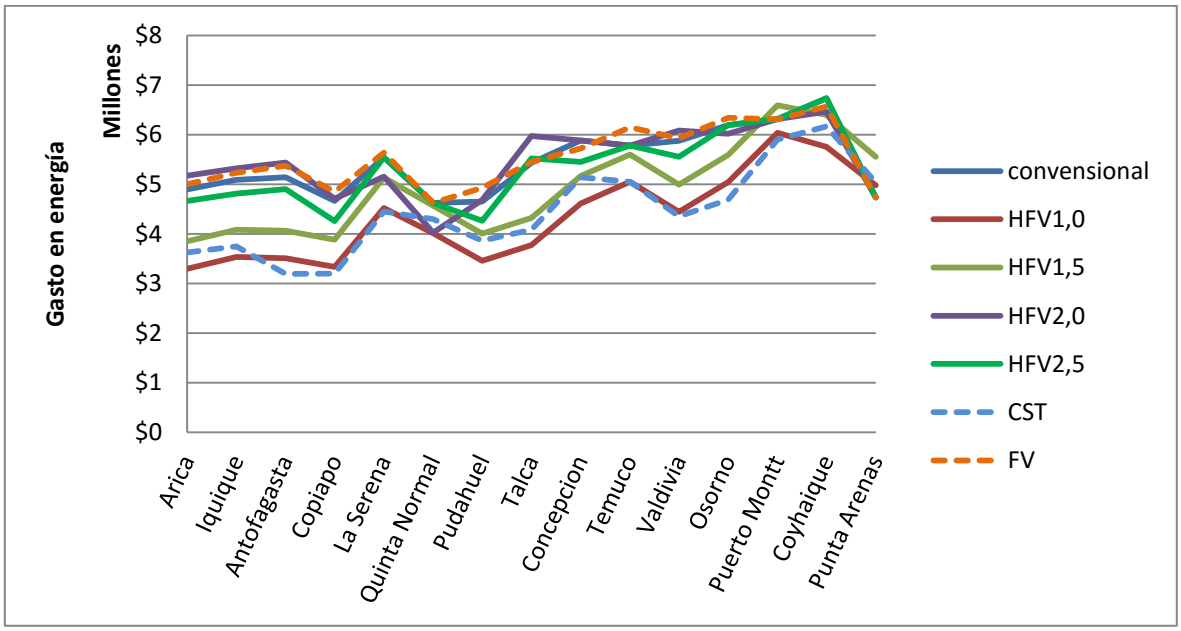


Figura 16: Recurso sensibilización sistema FVT

La curva HFV1,5 se sitúa para todas las localidades bajo la curva CST y sus resultados se encuentran sobre la curva convencional en la mayoría de las locaciones, quedando debajo solo en Puerto Montt y Punta Arenas. En la curva HFV2,0 tanto la locación de Puerto Montt y Coyhaique el punto óptimo es no considerar el sistema híbrido, la zona al norte de Copiapó entrega mejores resultados que el sistema convencional, situación que se replica en Pudahuel Talca y Valdivia. Finalmente, la curva HFV2,5 solo presenta mejores resultados que el sistema convencional en la ciudad de Talca.

3.5 Casos de Estudio

Con la finalidad de observar de mejor manera el efecto de la incorporación de los sistemas solares en un hogar tipo se profundizan los estudios para las locaciones de Antofagasta, Pudahuel y Coyhaique

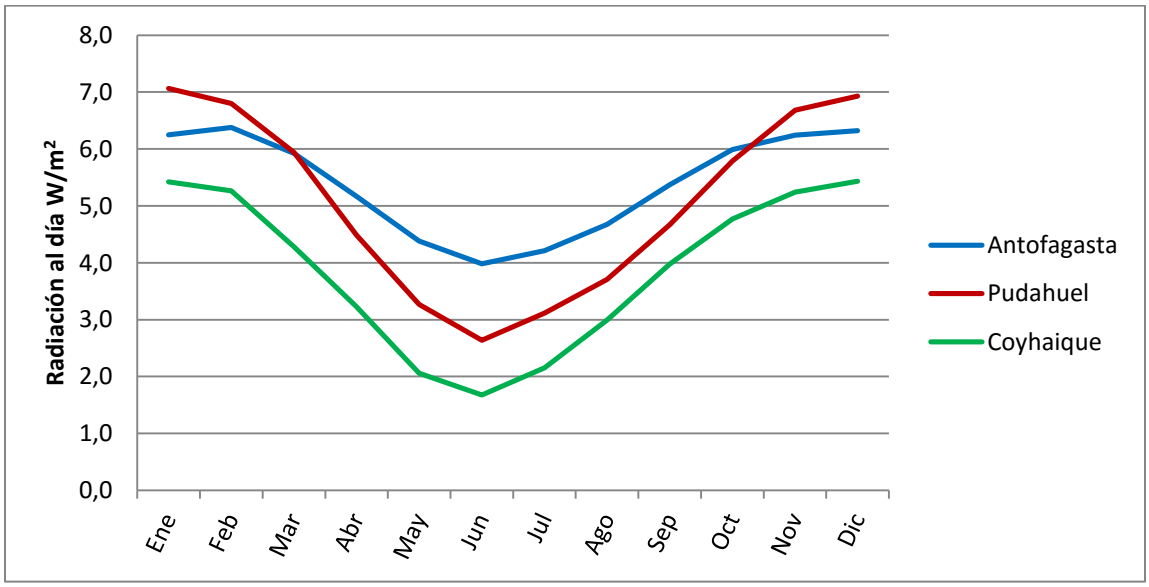


Figura 17: Recurso solar mensual Casos de estudio

Se observa en la Figura 17 el comportamiento mensual de la radiación solar para una superficie inclinada de manera óptima, i.e. los grados de inclinación están relacionados la latitud de la locación, Antofagasta registra la mayor radiación promedio con la menor diferencia entre los meses de mayor radiación y menor radiación, variando entre 3,98 kW/día y 6,38 kW/día, por otro lado Pudahuel registra la radiación más alta durante los meses estivales alcanzado los 7,06 kW/día durante el mes de Enero y la más baja durante Junio con 2,64 kW/día. Finalmente, Coyhaique presenta una curva de forma similar a

Antofagasta, pero con menores niveles de radiación, su valor máximo es de 5,42 kW/día mientras que a su nivel más bajo no sobrepasa los 1,68 kW/día.

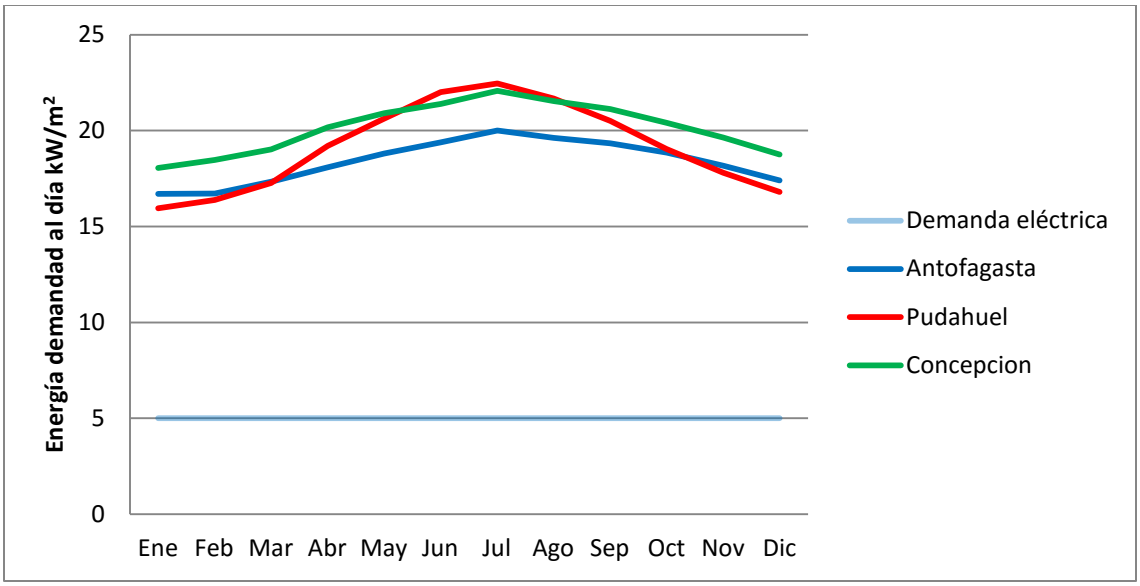


Figura 18: Energía demanda al día por mes, térmica y eléctrica.

Opuesto a lo que sucede con el recurso solar, la energía demanda es menor en los meses estivales, diciembre, enero y febrero, aumentando en los meses invernales, mayo, junio, julio. En la Figura 22, observamos que la ciudad de Antofagasta presenta una menor demanda energética variando desde los 16,72 kW/día durante el mes de Enero hasta 20,01 kW/día en Julio ,la locación de Pudahuel registra una mayor variación entre sus demandas energéticas partiendo de los 15,96 kW/día en Enero hasta alcanzar una demanda de 22,47 kW/día durante Julio. En cuanto la ciudad de Coyhaique presenta una mayor demanda energética variado desde 18,06 kW/día en Enero hasta 22,09 kW/día en Julio. Cabe señalar que en este trabajo se considera que la demanda eléctrica es la misma para cada locación, 5 kW al día como se puede ver en la Figura 23.

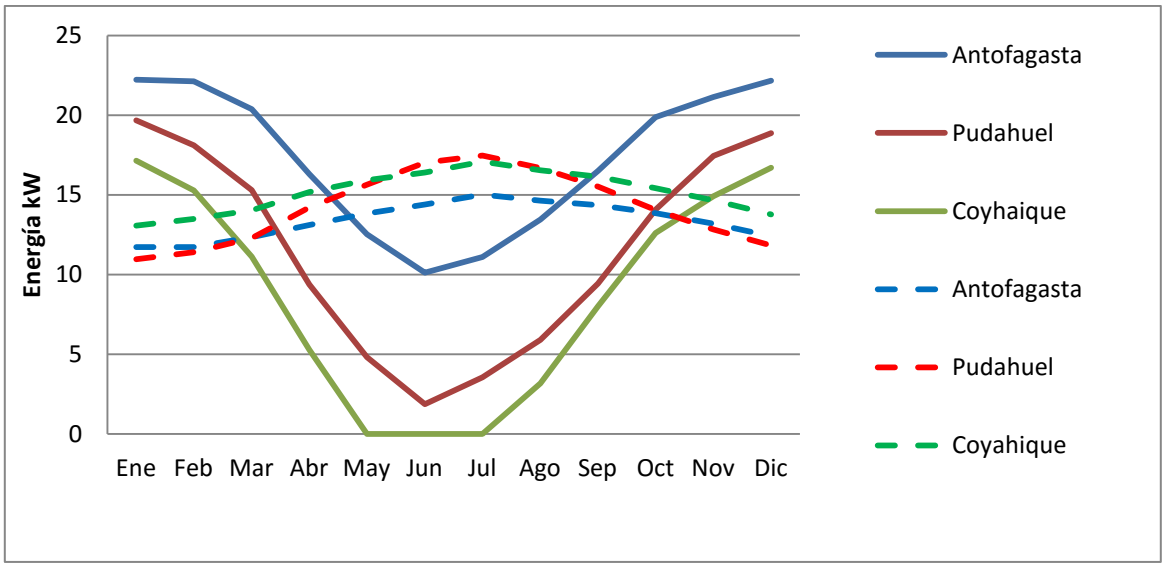


Figura 19: Energía térmica diaria demandada y colecta óptima por mes. Línea continua corresponde a la energía térmica colectada y la línea segmentada a la energía térmica demandada.

En la Figura 19 se observa el comportamiento de la energía demandada y colectada, en la ciudad de Antofagasta la energía colectada es suficiente para satisfacer la demanda durante los meses entre Septiembre y Abril, mientras que durante el resto del año se debe complementar la generación de ACS de forma convencional, que Mayo y Agosto demandan no más de 1,30 kW/día por sobre lo que entrega el sistema CST, a la vez el bimestre Junio-Julio presenta la mayor demanda insatisfecha requiriendo a lo sumo 4,28 kW/día. En cuanto a Pudahuel solo es capaz de colectar energía suficiente para cubrir la demanda completa durante el semestre Octubre-Marzo de forma que hace falta cogenerar a menos de 6,09 kW/día durante los meses de Abril y Septiembre, el cuatrimestre Mayo-Agosto requiere una generación convencional entre 10,80 kW/día y 15,14 kW/día. En cuanto a la ciudad de Coyhaique los CST solo consiguen abastecer la demanda completa entre Noviembre y Febrero, durante Marzo y Octubre requiere una generación convencional menor a 2,93 kW/día, durante el cuatrimestre Mayo-Agosto el sistema CST no colecta más de 3,16 kW/día de esta forma se debe completar la demanda de manera tradicional generando entre 15,92 kW/día a 17,09 kW/día.

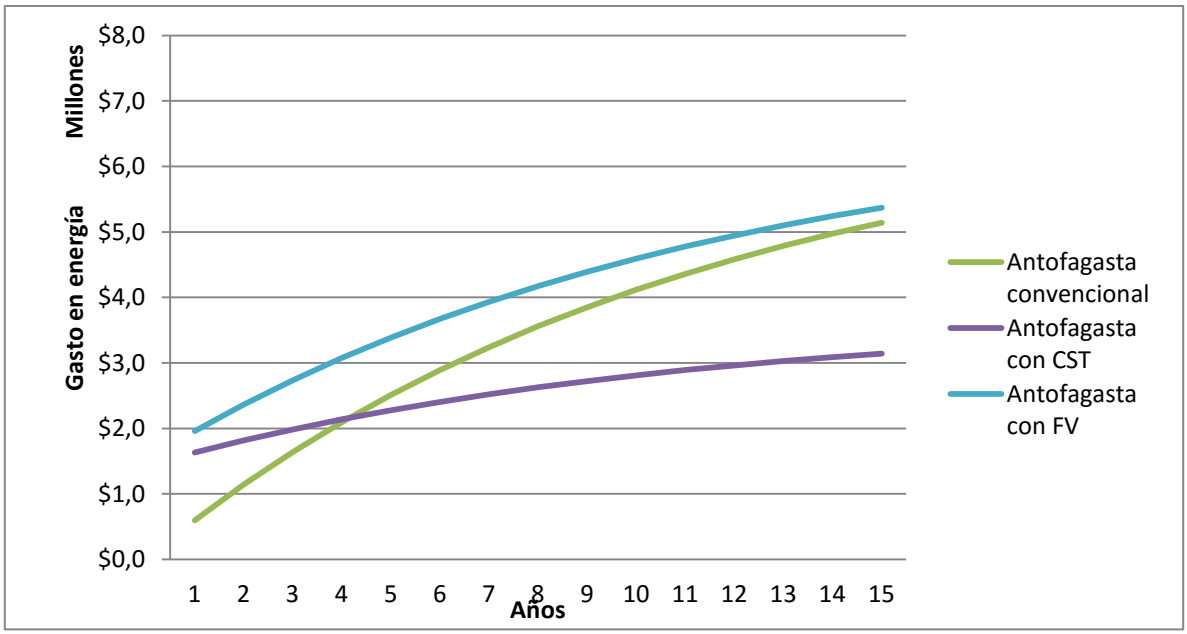


Figura 20: Gasto en energía acumulado según sistema Antofagasta

La Figura 20 permite observar como varía el gasto acumulado en energía, al utilizar el sistema convencional se incurre en un menor gasto en el corto plazo, sin embargo al evaluar el uso en sus condiciones óptimas para un sistema con CST nos encontramos con que el gasto acumulado es el menor a partir del quinto año, en el presente horizonte temporal la curva que muestra el gasto de un sistema con paneles FV presenta un mayor gasto que el sistema convencional, pero cabe considerar la disminución de la diferencia tras el paso de los años.

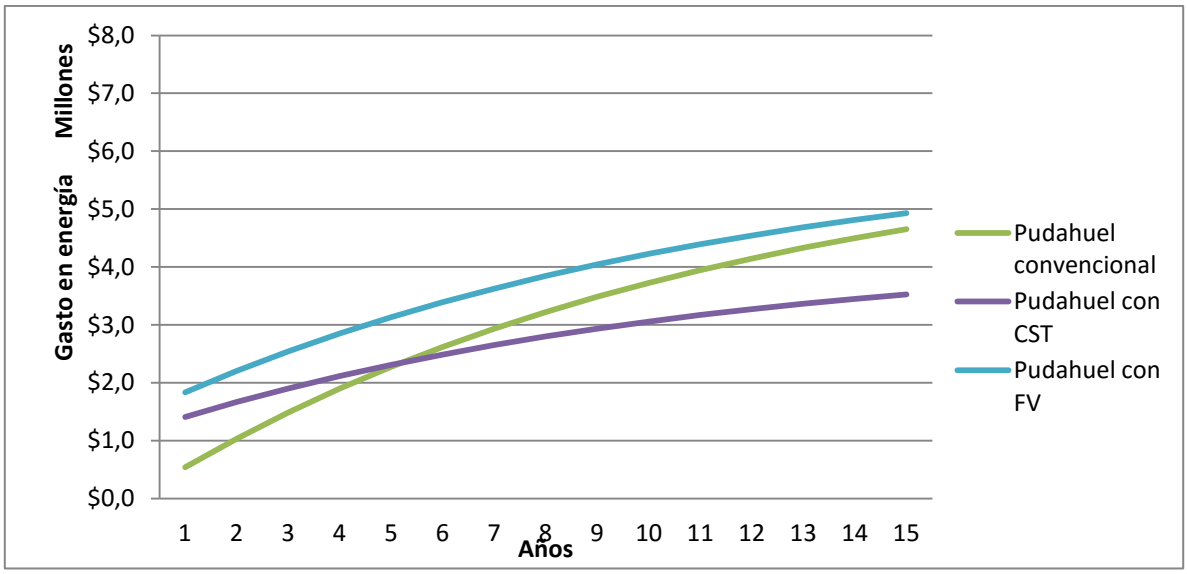


Figura 21: Gasto en energía acumulado según sistema Pudahuel

La Figura 21 muestra el comportamiento del gasto acumulado para la locación de Pudahuel, el sistema convencional es el que genera el menor gasto durante los primeros 7 años, a partir del octavo año los gastos del sistema CST son menores, en este caso la diferencia entre el sistema convencional y el FV aumenta con el paso de los años.

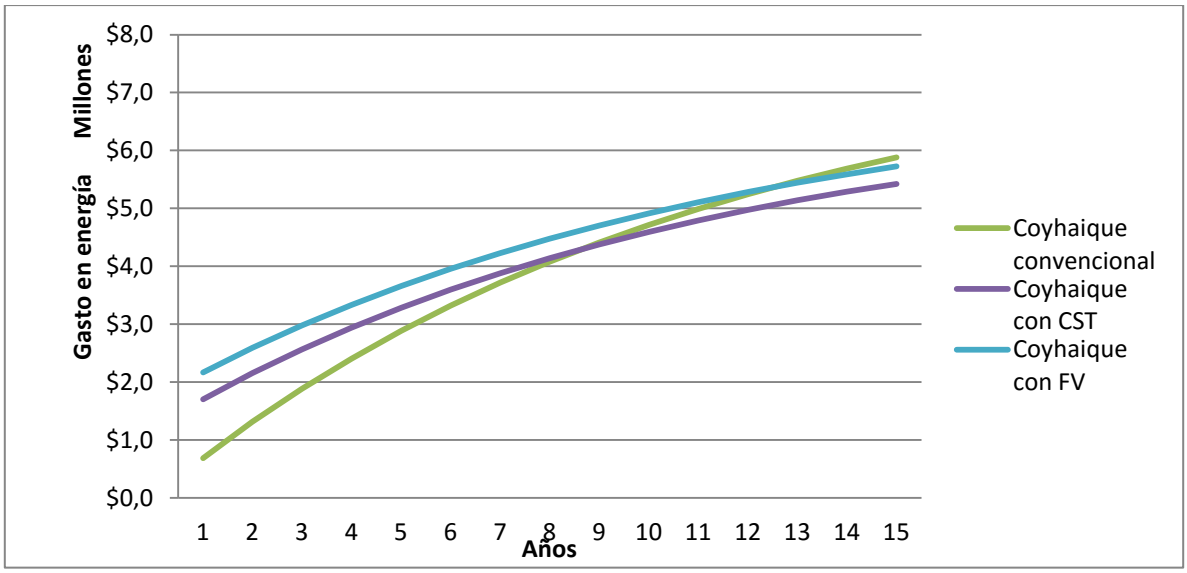


Figura 22: Gasto en energía acumulado según sistema Coyhaique.

La Figura 22 muestra el gasto en energía para la ciudad de Coyhaique donde el sistema convencional presenta los menores gastos hasta el octavo año, a partir del noveno año el

sistema con CST tiene menores gastos, finalmente si bien el sistema con paneles FV no consigue superar al sistema con CST si genera menores gastos que el sistema convencional, a partir del año 13.

3.6 Sensibilización casos de estudio

3.6.1 Tasa de descuento

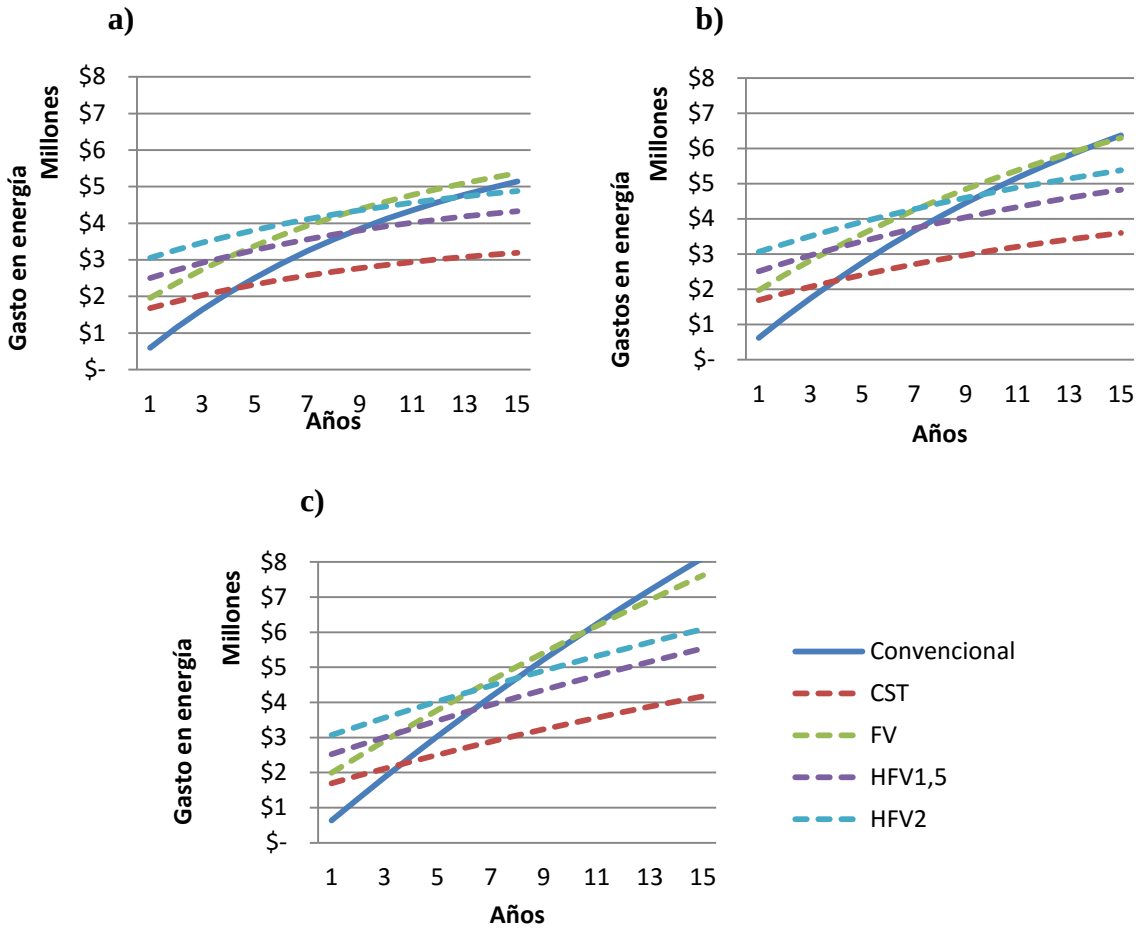


Figura 23: Sensibilización de la tasa de descuento en Antofagasta a) tdd =10%, b) tdd =6,5% y c) tdd = 3%.

La Figura 23 muestra el gasto acumulativo en energía a diferentes tasas de descuento el caso a) se observa que la curva CST presenta menores gastos a partir del año 5, de la misma forma la curva HFV1,5 lo consigue al año 9 y la curva HFV2,0 al año 13, en cuanto a la curva FV no consigue superar el caso convencional y se ve superada por las curvas hibridas al cuarto y noveno año. A medida que disminuye la tasa de descuento se adelanta el año en que los gastos de los sistemas solares superan al sistema convencional, el sistema con CST

supera al convencional en el año 4 en el caso b) y c), la curva HFV1,5 supera la curva FV al cuarto año en el caso b) y c) y al sistema convencional al año 7 para el caso b) y al año 8 para el caso c), la curva HFV2,0 genera un gasto menor al convencional a partir del octavo año y un gasto menor que el caso FV al séptimo año para el caso b) mientras que para el caso c) el gasto es menor al convencional a partir del año 7 y menor al sistema FV al año 10. Finalmente, el sistema FV presenta un gasto menor al convencional al año 14 en el caso b) y en el año 11 para el caso c).

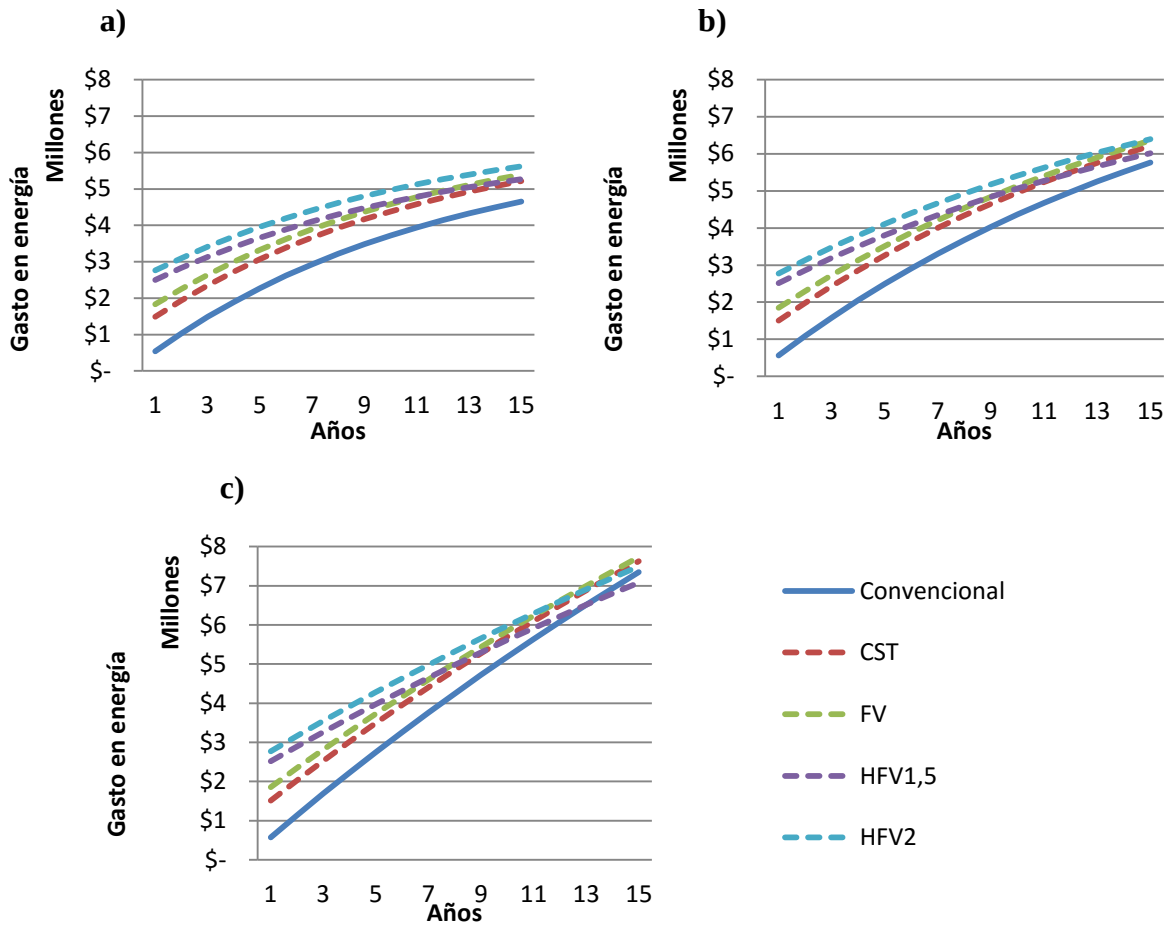


Figura 24: Sensibilización de la tasa de descuento en Pudahuel a) tdd 10%, b) tdd 6,5% y c) tdd 3%.

La Figura 24 nos muestra el gasto en energía acumulado para la locación de Pudahuel a distintas tasas de descuento, en una tasa de descuento (tdd) de 10% el sistema convencional se ve superado por el sistema con CST al año 6, también se ve superado por la curva HFV1,5 al año 12 y las curvas HFV2,5 y FV no superan en este horizonte temporal, en el caso b) el sistema convencional se ve superado al sexto al año, al noveno y al onceavo por

las curvas CST, HFV1,5 y HFV2,0 respectivamente, en el caso c) el caso convencional se ve superado en el quinto, octavo, noveno y doceavo por las curvas CST, HFV1,5, HFV2,0 y FV. La curva FV se ve superada por las curvas HFV1,5 y HFV2,0 en el sexto y noveno año para el caso b), mientras que quinto y séptimo para el caso c).

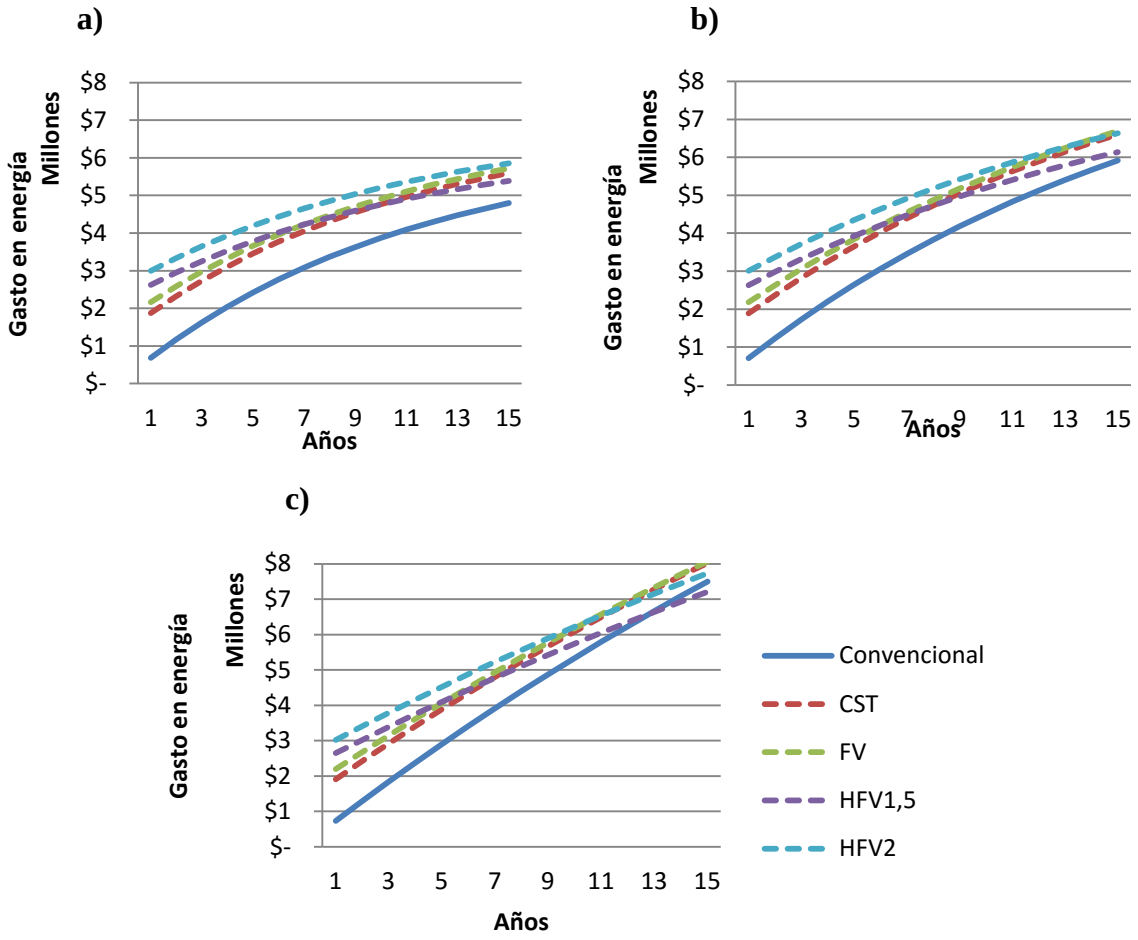


Figura 25: Sensibilización de la tasa de descuento en Coyhaique a) tdd 10%, b) tdd 6,5% y c) tdd 3%.

Para la ciudad de Coyhaique observamos la Figura 25, en el caso a) los gasto son menores para el sistema con CST, HFV1,5, HFV2,0 y FV al año 11, 11, 15 y 13 respectivamente, a la vez la curva HV1,5 supera a la CST en el año 10 y a la curva FV al año 7, en el caso b) la curva CST supera a la convencional al año 9, en el mismo año la curva HFV1,5 supera a ambas, la curva FV se ve superada por la curva HFV1,5 al año 6 y supera a la convencional al año 10, la curva HFV2,0 supera a la convencional al año 11, supera al FV al año 14, en el caso c) la curva CST supera a la convencional al año 8 en el mismo punto es superada por la curva HFV1,5 y también es superada por la curva HFV2,0 al año 12, en cuanto a la curva

FV esta supera a la convencional al año 8 mientras que es superada en el año 5 y 11 por las curvas HFV1,5 y HFV2,0 respectivamente.

La disminución de la tasa de descuento provoca una disminución de los costos en energía situación que favorece a los proyectos solares, frente a un alto nivel de radiación como en Antofagasta aumenta la brecha entre el sistema CST y el sistema FV, mientras que a menor tasa el sistema FV se ve superado antes por el sistema híbrido. Frente a la variación en una locación con alto precio por kW eléctrico la disminución de la tasa de descuento favorece la variante FV generando un efecto considerable en los paneles híbridos.

3.6.2 Variación en el precio del GLP

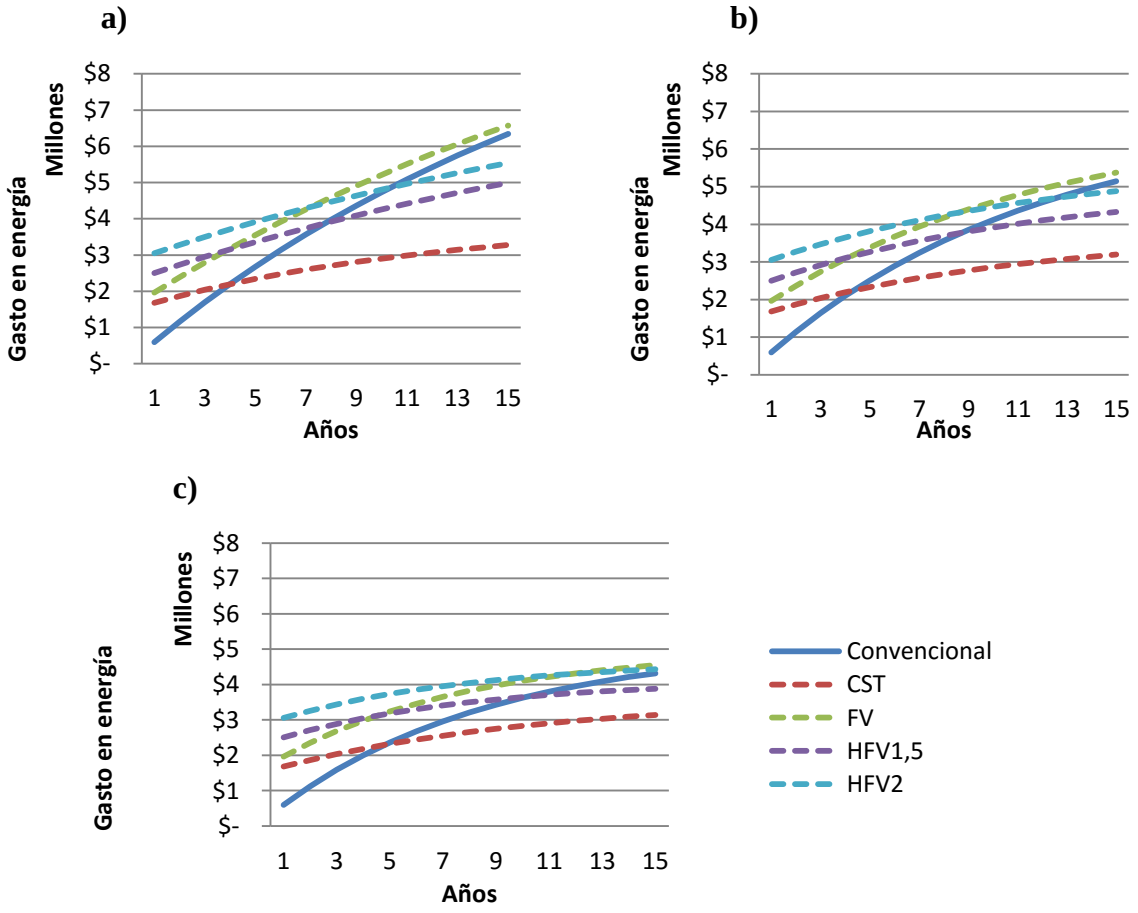


Figura 26: Sensibilización variación precio GLP Antofagasta a) 5,8%, b) 0,8% y c) -4,2%.

En la Figura 26 se observa cómo afectan la variación del precio del GLP para Antofagasta siendo el caso b) el caso base, si la variación es positiva como en el caso a) aumenta la brecha entre el sistema con CST y las demás curvas además se necesita menos tiempo en

que el sistema con CST genere menos gastos que el convencional, aumenta los otras curvas, la curva HFV1,5 supera a la FV en el año 4 y a la convencional en el año 8, mientras que la curva HFV2,0 lo hace en el año 7 y en el 11 respectivamente. Mientras que al disminuir la variación en el precio del GLP el sistema CST genera menores gastos a partir del año 5 y el sistema HFV1,5 a partir del año 11, en este caso las otras curvas no consiguen superar antes del año 15 a la convencional, la curva FV es superada por la HFV1,5 al año 5 y las HFV2,0 al año 12.

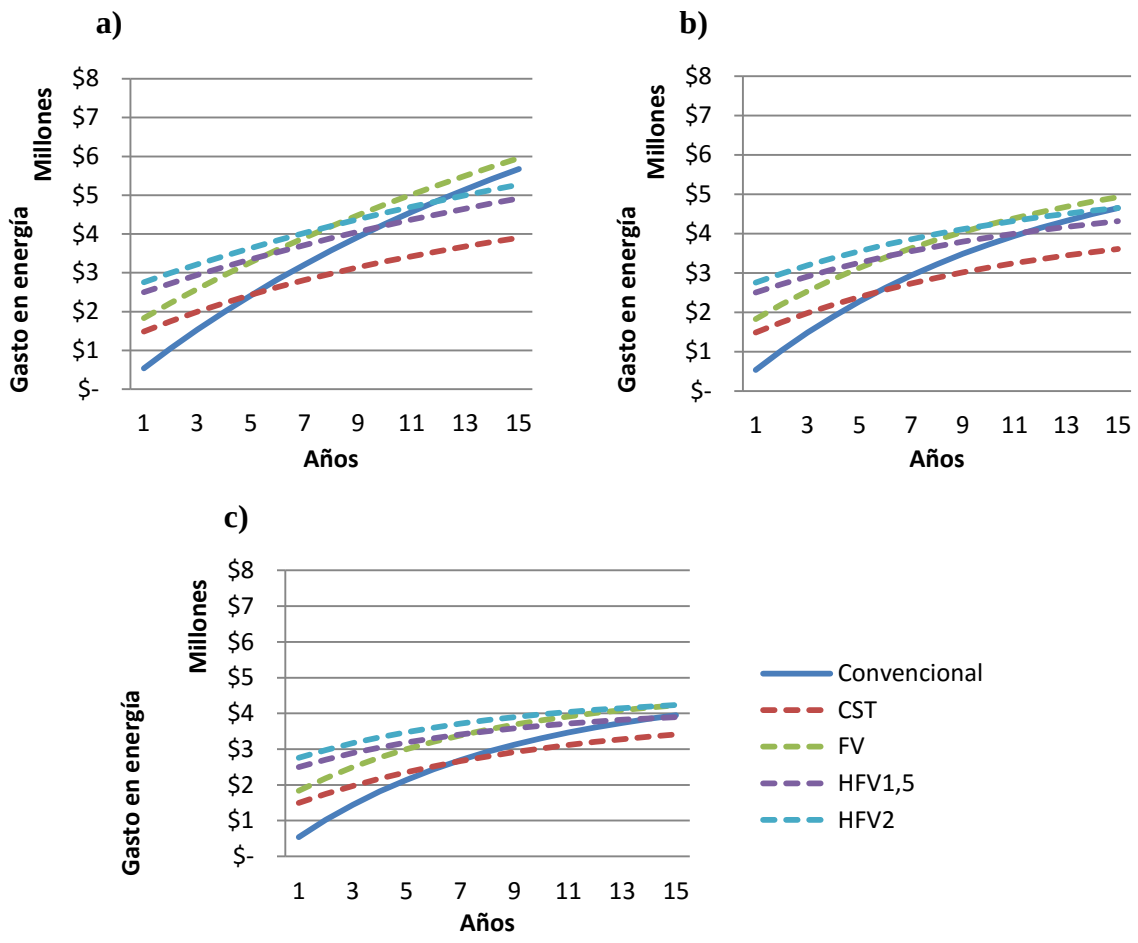


Figura 27: Sensibilización variación precio GLP Pudahuel a) 5,8%, b) 0,8% y c) -4,2%.

La Figura 27 muestra cómo afecta la variación para la locación de Pudahuel, se observa una brecha menor que el caso anterior, considerando b) como base se observa en a) que se reduce el tiempo en que el sistema con CST presenta menores gastos pasando del séptimo al sexto año, además que las curvas hibridas en el largo plazo presentan menor pendiente,

HFV1,5 supera a FV al cuarto año al igual que el caso b) mientras que HFV2,0 supera a FV en el séptimo año, dos años antes que el caso base, esto se replica respecto a la curva convencional que se ve superada al octavo año por la curva HFV1,5 un año antes que en b), mientras que la curva HFV2,0 la supera dos años antes del caso base en el onceavo año. Al reducir la variación del precio del combustible la curva convencional disminuye su pendiente en el tiempo, lo que provoca que solo se vea superada por la CST al año 7 y la curva HFV1,5 al año 15. Mientas la curva FV se ve superada solo por HFV1,5 en el año 8.

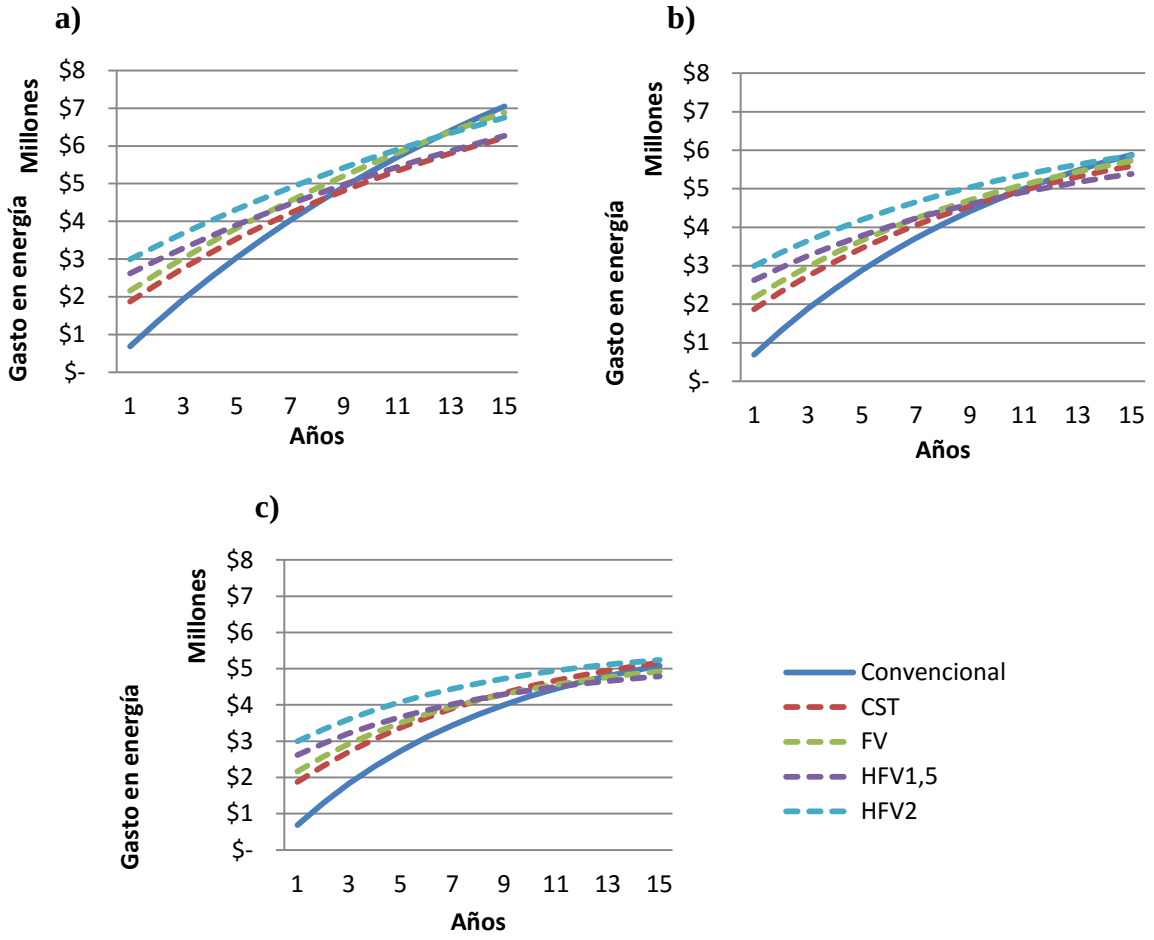


Figura 28: Sensibilización variación precio GLP Coyhaique a) 5,8%, b) 0,8% y c) -4,2%.

En la ciudad de Coyhaique, como se puede observar en la Figura 28, las curvas se ven mucho más ajustadas siendo b) base podemos ver en a) que al aumentar la variación del precio del GLP también crece la pendiente de las curvas lo que provoca que se supere antes al caso convencional, al aumentar el precio del GLP la curva del CST sobrepasa a la convencional al año 9 y a diferencia del caso base ninguna otra la supera, la curva HFV1,5

supera a la FV al año 6 mientras que la convencional al año 10, la curva FV supera a la convencional al año 13 mientras que en el caso base lo hace en el año 15, también en el año13 se ve sobrepasada por la curva HFV2,0 lo que no alcanza a suceder en el caso base. Al disminuir la variación del precio del GLP, caso c) ni la curva HFV2,0 ni la curva CST sobrepasan a la convencional, mientras que la FV y la HFV1,5 lo hacen en el año 12 y 13 respectivamente, además en el año 9 estas dos curvas superan a la curva CST.

Al aumentar el precio del combustible se hacen más atractivos los modelos solares, viéndose favorecido mayor instancia el sistema con CST y luego el sistema híbrido, al disminuir la variación se ve favorecido el sistema FV, mientras que el efecto sobre el colector híbrido es menor, finalmente provoca una disminución en la pendiente de la demanda convencional en el tiempo.

3.7.3 Sensibilización de la variación del precio del kW eléctrico

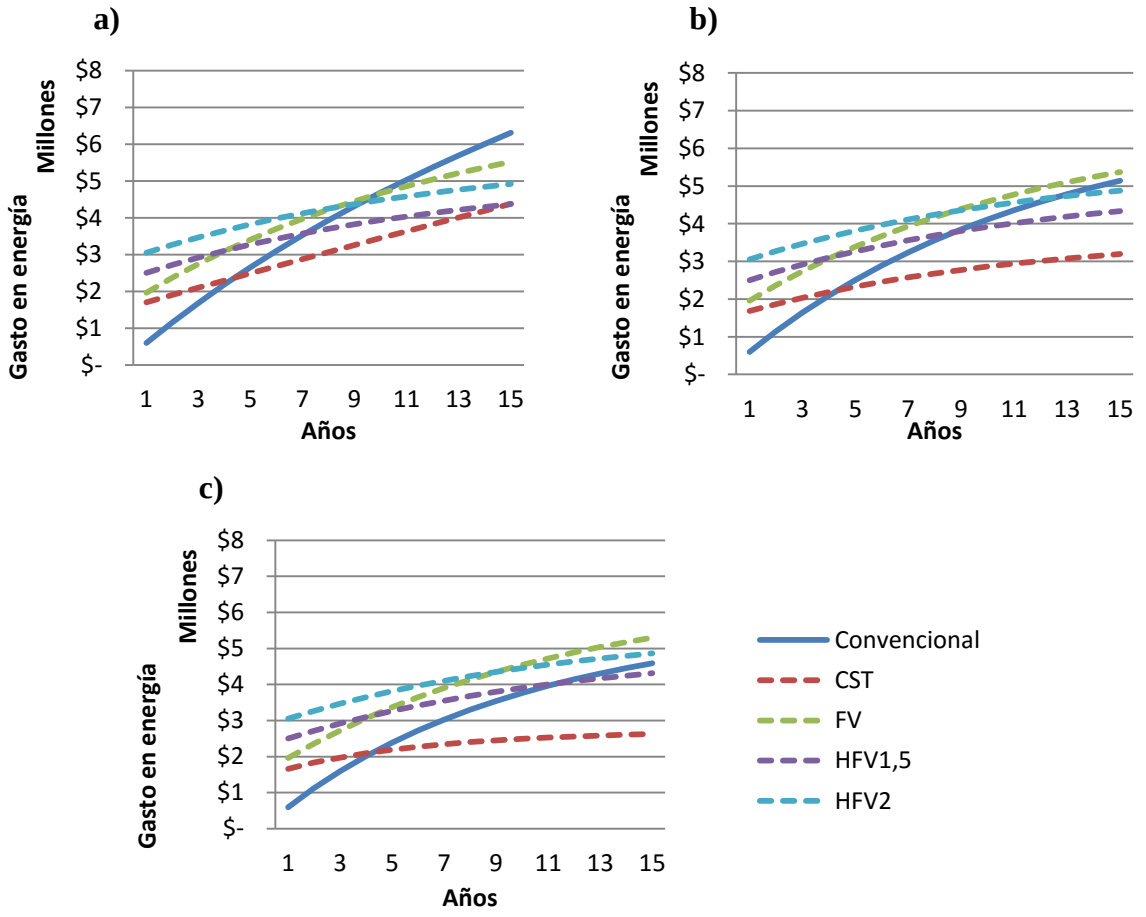


Figura 29: Sensibilización variación precio kW Antofagasta a) 5 %, b) 0% y c) -5%.

La Figura 29 se observa cómo afecta la variación del precio del kW para la ciudad de Antofagasta, siendo b) el caso base, vemos en a) como aumentan los gastos convencionales generando que todos los modelos solares superen al convencional, el CST lo sigue sobrepasando al quinto año aunque con un mayor costo además se ve sobrepasado hacia el año 15 por la curva de HFV1,5 la cual sobrepasa la modelo FV al cuarto año y al convencional en el año 8, la curva HFV2,0 supera a la convencional al decimo año y a la FV al noveno año, esta ultima supera a la convencional al decimo año. En el caso base la curva convencional se ve sobrepasada en el año 5, 9 y 13 por el sistema CST, HFV1,5 y HFV2,0 respectivamente. Al disminuir el precio del kW eléctrico, como vemos en c), el modelo FV no supera al convencional, la brecha de CST crece respecto a las demás curvas, HFV1,5 supera al decimo año al convencional mientras que el HFV2 al año 15. el sistema FV es sobrepasado al cuarto y decimo año.

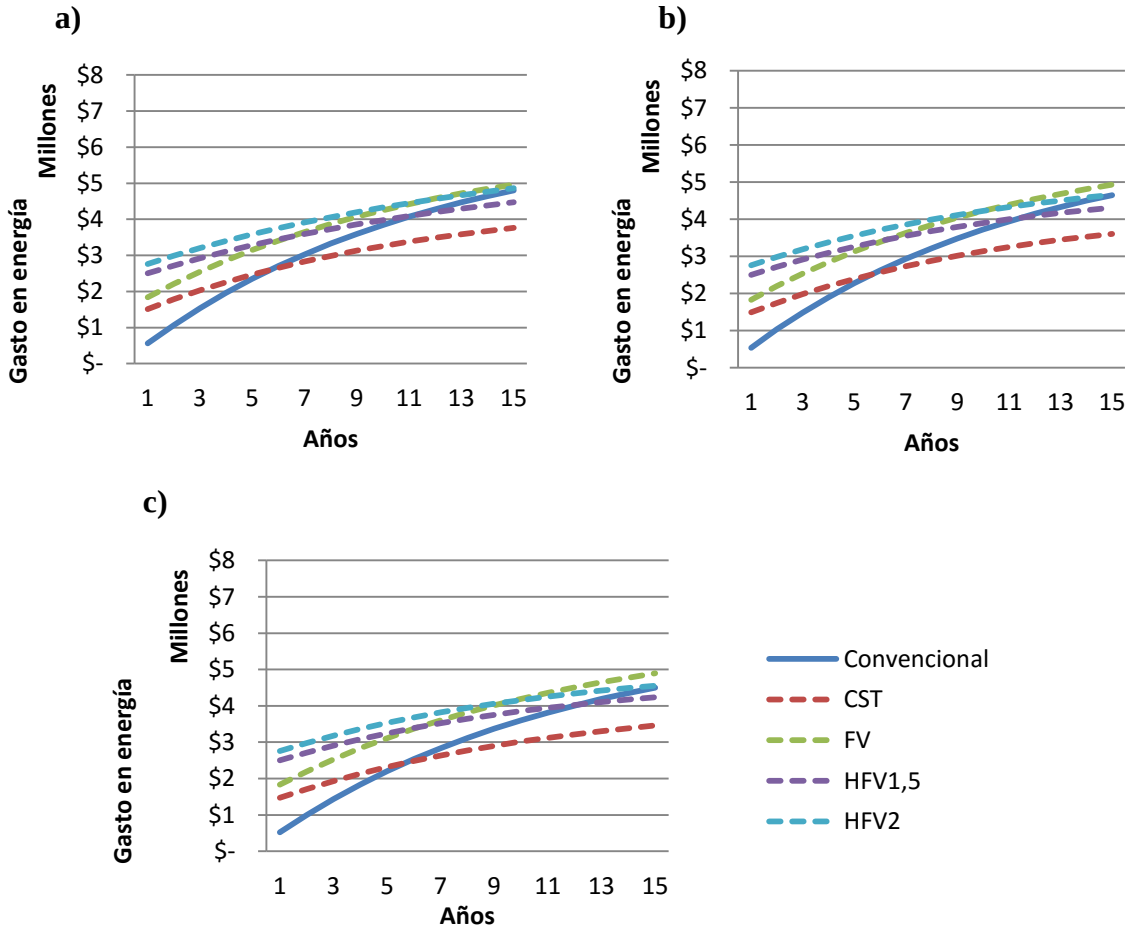


Figura 30: Sensibilización variación precio kW Pudahuel a) 5 %, b) 0% y c) -5%.

Como vemos en la Figura 30 la variación del kW presenta menor efecto, en ninguno de los tres casos el modelo FV, ni el modelo HFV2,0 supera al convencional, HFV1,5 solo lo consigue al año 12 en todos los casos y el sistema con CST supera al convencional al sexto año en todos los casos.

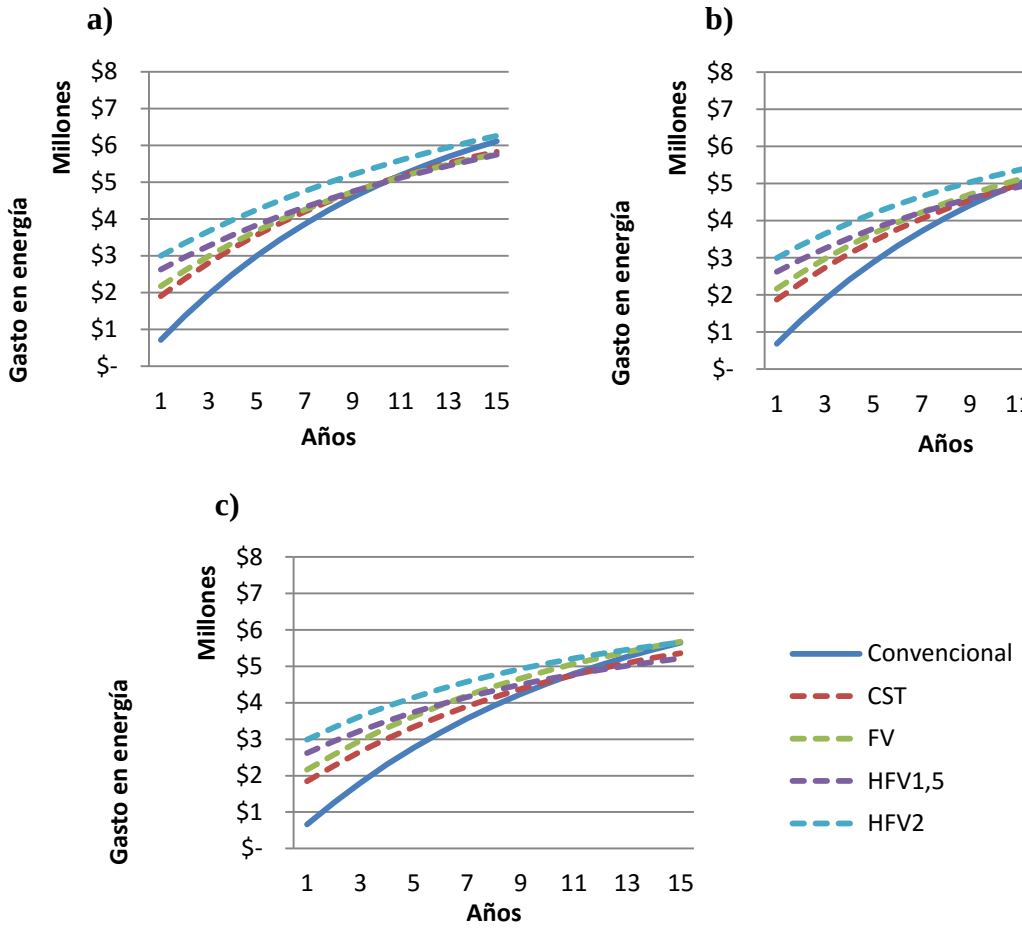


Figura 31: Sensibilización variación precio kW Coyhaique a) 5 %, b) 0% y c) -5%.

La Figura 31 expone la variación del precio del kW para la ciudad de Coyhaique, la curva HFV2,0 solo supera al modelo convencional en el caso b) apenas en el año 15, el sistema FV supera al convencional en a) y b) en el año 11 y 13 respectivamente, en todos los casos el caso convencional se ve superado por el CST y el HFV1,5 al onceavo año mientras que en los casos a) y b) desde el año 10 la curva CST se ve superada por la curva HFV1,5 mientras que en el caso c) solo ocurre desde el año 12.

La variación del precio del kW no afecta la diferencia entre las curvas convencional y CST independiente de la ciudad si bien el sistema FV se ve afectado, su efecto se minimiza

frente a los cambios que también influyen al sistema convencional. Las variaciones en los precios por kW tienen directa incidencia en la brecha respecto al modelo con CST.

3.6.3 Sensibilización de la variación de la Inversión.

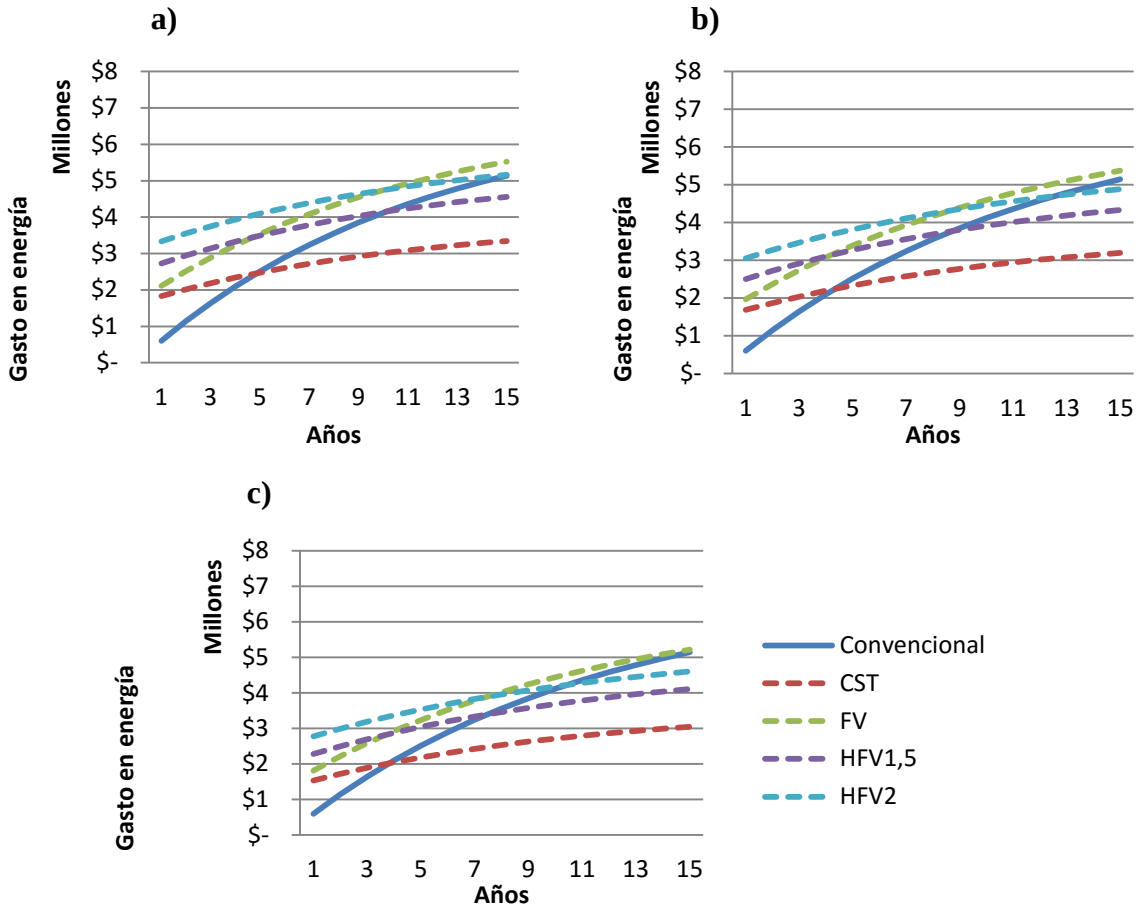


Figura 32: Sensibilización variación de la inversión Antofagasta a) 10 %, b) 0% y c) -10%.

La Figura 32 plasma la variación de la inversión la curva convencional se ve sobrepasada por la CST al año 5 en el caso a) y b) y en el año 4 para el caso c), la curva FV no consigue superar al convencional en ninguno de los años pero acorta la brecha frente a una menor inversión, HFV1,5 cruza al convencional en el año 10, 9 y 8 para los casos a), b) y c) respectivamente, mientras HFV2,0 no consigue superar el convencional en a) si lo hace en b) al treceavo año y en c) al onceavo, HFV1,5 supera a FV en el quinto año en el caso a) y b) y en el cuarto en c), mientras HFV2,0 lo hace en año 10, 9 y 8 respectivamente.

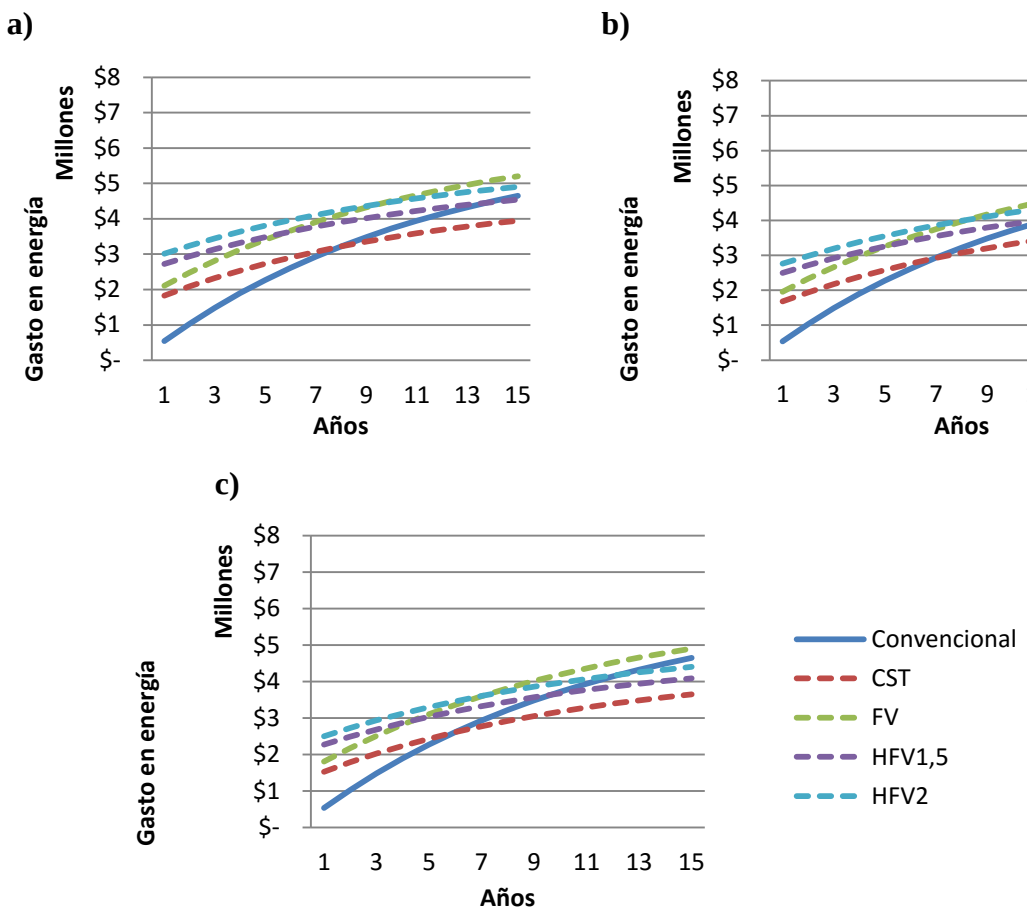


Figura 33: Sensibilización variación de la inversión Pudahuel a) 10 %, b) 0% y c) -10%.

La Figura 33 muestra el afectados sobre el gasto energético acumulado frente a la variación de la inversión para la locación de Pudahuel, en el caso a) se registra de la inversión provocando que tan solo la curva CST y la HFV1,5 presenten menores gastos, situación que se sucede año 8 y al año 15 respectivamente, mientras que en b), caso base esto ocurre al año 7 y al año 12, si se disminuye la inversión, caso c), el modelo convencional es superado por el CST sexto año, superado por la HFV1,5 al decimo año y la HFV2,5 al duodécimo año. El modelo FV no entrega mejores resultados que el convencional y se ve superado al quinto año por el modelo HFV1,5 en los casos a) y b) y al cuarto en el año c), análogamente la curva HFV lo consigue al año 10 para el caso a), al 9 para b) y al 8 para c).

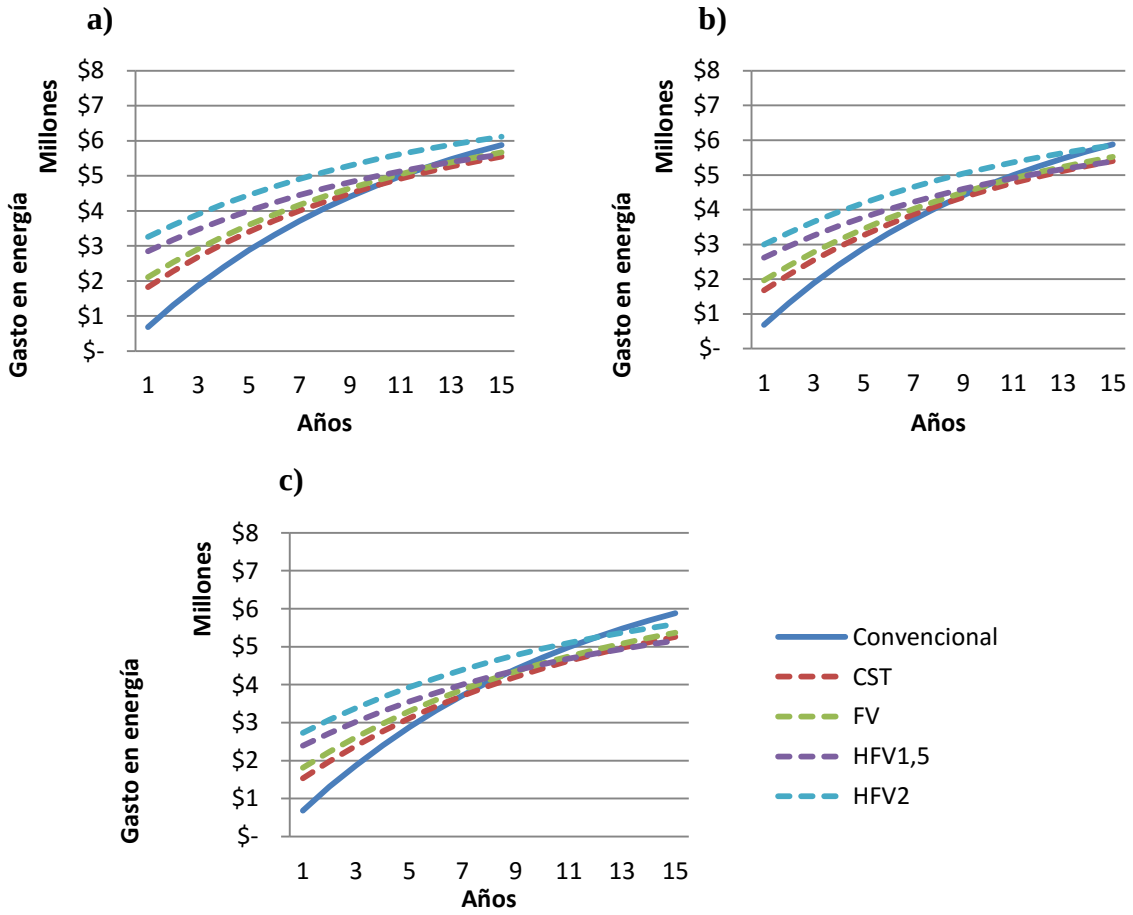


Figura 34: Sensibilización variación de la inversión Coyhaique a) 10 %, b) 0% y c) -10%.

En cuanto a la ciudad de Coyhaique a mayor inversión menos atractivos los proyectos solares, vemos como solo en a) queda bajo la línea convencional el modelo HFV2,0 mientras que en b) y c) lo consigue al año 12 y 15. En esta locación se cuenta con el mayor precio por kW lo que refleja en un mejor resultado para la componente FV, lo que genera una menor brecha entre las curvas CST FV y HFV1,5 de todas formas la curva CST supera a la convencional en el año 11 , 9 y 8 para los casos a), b) y c) mientras que la curva FV y HFV lo consiguen el 13, 11 y 9 respectivamente. Otro efecto del descenso de la inversión en c) es que el modelo HFV1 supera al CST al treceavo año.

Un cambio porcentual de la inversión no genera cambio en la curva convencional sin embargo tiene directa incidencia del tiempo que demora en presentar menores gastos de parte de los modelos solares, a mayor inversión inicial mayor es el cambio que genera en el proyecto a eso se debe los cambios entre los modelos solares.

3.7 Alcance y proyecciones

El sistema del cual se obtiene un mejor VAN es el únicamente térmico, uno de sus principales factores es el mejor rendimiento de su colección energética, sus resultados son más altos en las locaciones que reciben una mayor radiación, como es el caso de Antofagasta, ciudad que además tiene el segundo costo más alto por kg de GLP.

El sistema FV no entrega valores positivos en el horizonte temporal de 15 años a excepción de la ciudad de Concepción, la cual tiene el segundo precio más alto por kW de electricidad.

Respecto al modelo Híbrido no entrega VAN positivos en las condiciones actuales especialmente debido al costo de inversión actual que este conlleva. Es posible pensar que al madurar la tecnología los precios de los paneles híbridos deberían alcanzar un costo superior a los paneles FV debido que es un sistema más complejo y con mayor cantidad de componentes. En un periodo maduro la tecnología debería tener un precio menor que la suma de la tecnología FV mas la de los paneles solares térmicos planos con cobertura.

La principal fortaleza de los paneles híbridos está relacionada con aprovechar la energía calórica, la cual en un sistema FV tradicional solo genera el aumento de la temperatura del panel provocando perdida de su rendimiento, la tecnología hibrida busca aprovechar esta debilidad utilizando la energía calórica mediante la incorporación de un colector solar plano con cubierta de manera tal que al aprovecha la energía térmica, provocando una menor temperatura de las celdas FV.

En este trabajo podemos vislumbrar que los paneles híbridos serán una excelente alternativa en la medida que madure la tecnología y disminuyan la inversión requerida. Es una tecnología que ofrece un mejor resultado en la generación eléctrica lo que junto a su producción de ACS nos permite obtener mayores ahorros mensuales que el sistema FV tradicional. Si se realiza la comparación con un sistema netamente solar térmico los resultados en términos de VAN seguirán por debajo, sin embargo, el hecho de que la demanda de ACS es estable en el tiempo genera que un sistema CST el cual genera colecta energía en exceso durante la temporada de mayor radiación mientras que una cantidad muy baja en los meses donde la radiación es menor. Aun con la menor energía térmica que

entrega el sistema híbrido es posible abastecer en plenitud la demandad de ACS en la temporada estival.

Destacar en el estudio la ciudad de punta arenas la cual registra los peores resultados, situación que se debe principalmente a dos factores, que al ser la localidad más austral en estudio presenta los menores niveles de radiación. Además, presenta una condición particular al tener una propia generación de gas natural lo que presenta un escenario totalmente distinto al resto del país.

Cabe mencionar que el modelo híbrido puede ser mejorado en un futuro estudio, especialmente si se incorpora un modelo que contemple la disminución de la temperatura de la placa colectora en relación a las temperaturas en las distintas horas del día.

Si bien los costos de inversión de cada uno de los sistemas tienen un rol fundamental en la viabilidad de la implementar estos sistemas, los resultados en cada localidad dependen notoriamente del precio de la energía eléctrica y el GLP. Estos factores presentan una tendencia al alza, situación de la cual es posible inferir un aumento paulatino del ahorro financiero al implementar la tecnología solar de manera residencial.

Tomado de esta consideración otra futura oportunidad de estudio es analizar los resultados económicos en residencias aisladas del sistema interconectado, en localidades aisladas donde también el GLP es más escasos.

En términos ambientales los diversos sistemas solares generan saldos positivos para el ambiente en el mediano plazo, si bien es cierto que el tiempo que la tecnología termo solar demora en saldar los costos ambientales de sus insumos es al menos tres veces menor que los sistemas FV, ambas tecnologías ahorran al medio ambiente la incorporación de contaminantes del sistema tradicional durante al menos los siguientes 10 años tras saldar sus propias emisiones. Principalmente la diferencia de tiempo entre estas tecnologías está directamente relacionada con el rendimiento energético que obtienen la tecnología colectora, situación que se ve reflejada en el estudio del sistema híbrido a diferentes temperaturas de la placa colectora, siendo sus resultados no mejores que el sistema termo solar, ni peores que el sistema FV.

Finalmente es posible proyectar que en el mediano a largo plazo el sistema híbrido tiene el potencial para ser una alternativa más competitiva que los sistemas únicamente FV, debido a su mejor rendimientos de generación eléctrica y beneficios del aprovechamiento de la energía térmica.

Bibliografía

[1] Ministerio de Energia, . (s.f.). *Centro para la Innovacion y Fomento de Energia Sustentable*. Obtenido de (CIFES): http://cifes.gob.cl/energias-sustentables/minihidro/

[2] Ministerio de Energia. (s.f.). *Centro para la Innovacion y Fomento de Energia Sustentable*. Obtenido de CIFES: http://cifes.gob.cl/energias-sustentables/geotermica/

[3] Ministerio de Energia. (s.f.). *Centro para la Innovacion y Fomento de Energia Sustentable*. Obtenido de CIFES: http://cifes.gob.cl/energias-sustentables/english-eolica/

[4] Ministerio de Energia. (s.f.). *Centro para la Innovación y Fomento de Energía Sustentables* . Obtenido de CIFES: http://cifes.gob.cl/energias-sustentables/bioenergia/

[5] Ministerio de Energia. (s.f.). *Centro para la Innovacion y Fomento de Energia Sustentable*. Obtenido de CIFES: http://cifes.gob.cl/energias-sustentables/solar/

[6] Bustos, F., Lazo, C., Contreras, J., & Fuentes, A. (July 2016). Analysis of a solar and aerothermal plant combined with a conventional system in an ESCO model in Chile. *Elsevier* , 1156–1167.

[7] Bustos, F., Toledo, A., Contreras, J., & Fuentes, A. (March 2016). Sensitivity analysis of a photovoltaic solar plant in Chile. *Elsevier* , Pages 145–153.

[8] Ministerio de Energia. (27 de Noviembre de 2015). *COP 21*. Obtenido de América Latina acude con muchas voces: http://portal.mma.gob.cl/cop-21-america-latina-acude-con-muchas-voces/

[9] Ministerio de Energia. (s.f.). *Energia 2050* . Obtenido de Politica Energetica de Chile: http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2016/07/Resumen-Ejecutivo-de-la-Politica.pdf

[10] Ministerio de Energia. (s.f.). *Comision Nacional Energetica*. Obtenido de Energia Abierta: http://energiaabierta.cl/

[11] Huneeus, C. (2007). *Argentina y Chile: el conflicto del gas,factores de política interna Argentina*. Santiago: Instituto de Estudios Internacionales - Universidad de Chile .

[12] El mundo. (29 de Mayo de 2007). Argentina corta el suministro de gas a Chile debido la ola de frío de la zona. Santiago de Chile.

[13] Nathional Geographic. (s.f.). *Nathional Geographic*. Obtenido de lluvia acida: http://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/calentamiento-global/acid-rain-overview

[14] Ballester Unidad de Epidemiología y Estadística. Escuela Valenciana de Estudios. (s.f.). *CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA*. Obtenido de CAMBIO CLIMÁTICO Y SALUD: http://scielo.isciii.es/scielo.php?pid=S1135-57272005000200005&script=sci_arttext&tlng=en

[15] NASA. (s.f.). *Sun overview*. Obtenido de Our Star: http://solarsystem.nasa.gov/planets/sun

[16] NASA. (s.f.). *Universe 101*. Obtenido de Our Universe: http://map.gsfc.nasa.gov/universe/uni_age.html

[17] Ministerio de Energia. (s.f.). *Educar Chile*. Obtenido de usos de la energía solar en el mundo: http://www.aprendeconenergia.cl/index.php/recursos-energeticos-renovables/2014-12-19-15-40-22/energia-solar-en-el-mundo

[18] A, V. J. (2007). La hora de la Tierra y la hora solar. *lX Congreso Nacional de Ciencias.* Cartago, Costa Rica.

[19] NASA, La Tierra desde el Perihelio *http://ciencia.nasa.gov/science-at-nasa/2001/ast04jan_1/*

[20] Liu, B. Y., & Jordan, R. C. *The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct , Diffuse and Total Solar Radiation.*

[21] Garcia, A. F. (2016). *Recurso solar.* Obtenido de La ecuacion del tiempo: http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/solar/tiempo/tiempo.html

[22] CNE / PNUD / UTFSM. (2008). *Irradancia solar en territorios de la republica de Chile.* Santiago de Chile: Proyecto CHI/00/G32 “Chile: Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables”.

[23] Ministerio de energía (2012); Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras, ley 20.571

[24] RETScreen International. Clean Energy Project Analysis. 2010.

[25] Facultad de ciencias fisicas y matematicas de la universida de Chile. (s.f.). *Explorador de energia solar para autoconsumo*. Obtenido de http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/

[26] Instituto Nacional de Estadistica. (2008). *Poblacion Y Sociedad, Aspectos Demograficos.*

[27] World health organization. (2003). *Domestic water quantity, service level and health.*

[28] Herrmann, C., Candas, V., Hoeft, A., & Garreaud, I. (1994). Physuology & Behavior. En C. Herrmann, V. Candas, A. Hoeft, & I. Garreaud, *Human under shower:Thermal sensitivity, thermoneutral sensations and comfort estimates.*

[29] A Munir, S. T. (1994). Prediction of human thermiphysical responses during shower bathing. En S. T. A Munir, *International Journal of Biometeorology* (págs. 165-178).

[30] Marshall, D. (2010). Consumo electrico residencial en Chile 2008. *Cuadernos de economia Vol 47 (Mayo)* , 57-89.

[31] Ministerio de Vivienda y Urbanismo . (2013). *Elementos de Diagnostico, Hacia una nueva Politica Urbana para Chile.* Santiago.

[32] Universidad Catolica. (s.f.). *De casa a Vivienda*. Obtenido de politica de vivienda: http://www7.uc.cl/sw_educ/cyv/html/frame4.htm

[33] Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1980). *Solar engineering of thermal processes.* Madison. Wisconsin: JOHN WILEY & SONS, INC.

[34] Lasnier, F., & Ang, T. G. (1990). Photovoltaic Enginnering Handbook. En A. Higler.

[35] Ministerio de energia. (2015). *Principales aspectos regulartorios ley 20.571.*

[36] Tripanagnostopoulos, Y., Souliotis, M., Battisti, M., & Corrado, A. *APPLICATION ASPECST OF HYBRID PV/T SOLAR SYSTEMS.* Patras.

[37] Inteligencia Artificial, Algoritmo Genético Clásico http://escritura.proyectolatin.org/inteligencia-artificial/algoritmo-genetico-clasico/

[38] Tripanagnostopoulos, Y., Souliotis, M., Battisti, R., & Corrado, A. (2005). *Energy, Cost and LCA Results of PV and Hybrid PV/T Solar Systems.* Patras; Rome.

[39] Albizzati, E. (2015). *SUSTENTABILIDAD DEL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA SOLAR.* Santa Fe.

[35] Ministerio de energia. (2015). Especificaciones técnicas definitivas de la etiqueta de consumo energetico de artefactos de produccion instantanea de agua caliente, para uso domestico, que utilizan combustible gaseoso (calefones) y establece etiqueta de consumo correspondiente, resolucion 72 exenta .

[36] Valdés, M. C. (22 de 02 de 2012). *Escenarios de precios energéticos*. Recuperado el 2016, de http://www.centralenergia.cl/2012/02/22/escenarios-de-precios-energeticos/

[37] Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA). (Septiembre de 2013). Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile. Chile.

Anexo A

A.1 Antecedentes de GLP en Chile

A partir del 21 de diciembre de 1988 se agrupo las principales empresas comercializadoras en la Asociación Chilena de Gas Licuado A.G. bajo el nombre de GLP Chile, asociados en esta organización se cobijan las principales distribuidoras de este combustible en el país, lo que hoy son las empresas Abastecedora de combustibles S.A (Abastible S.A), Compañía de Gas de Santiago S.A (Gasco S.A.), Gasco GLP S.A (anteriormente conocida como Gasco SUR) y Empresas Lipigas.

Este conglomerado está afiliado a la Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA) y es miembro honorario de la Asociación Iberoamericana de Gas Licuado de Petróleo.

Entre las características del producto que ofrecen estas compañías destaca que la energía concentrada en 1 litro de GLP equivale a 273 L de gas, su combustión no deja residuos más que los productos de la combustión, principalmente agua y anhídrido carbónico, sin emitir material particulado, ni productos tóxicos como azufre o plomo. Dado su peso no daña la capa de ozono, no es toxico ni venenoso.

El GLP es transportado y comercializado en tanques o cilindros con la finalidad de mantener a una presión que los mantenga en estado líquido, una vez liberado el flujo del combustible pasa a su fase gaseosa a presión atmosférica. Se estima que cada litro de gas quemado genera una energía de 5925 Kcal, así mismo un kilo de GLP posee el potencial para generar a lo menos 11850 Kcal lo que equivale a 13,78 KW

EL GLP está compuesto por hidrocarburos ligeros, principalmente por Butano y propano en distintas proporciones, estos hidrocarburos provienen de la destilación del petróleo o del

gas natural, siendo a nivel mundial el segundo la mayor fuente proveedora de GLP con un 60%. Sin embargo, el gas natural solo contiene en su composición solo entre un 1% y 3 % los hidrocarburos que se utilizan como GLP lo que no indica que es un producto más refinado y más escaso.

Este combustible se utiliza en el mundo hace cerca de 80 años comercializándose 210 millones de toneladas anuales.

En Chile este producto es producido en su totalidad por la empresa nacional del Petróleo (ENAP) e importada por la propia ENAP en conjunto con Gasmar S.A, Norgas S.A, Empresas Lipigas S.A, Gasco S.A. y Abastible S.A. Siendo estas tres últimas las que envasan y distribuyen en el territorio nacional. [39]

Se estima que se producen 500 mil toneladas de GLP y se importan otras 500 mil toneladas. Siendo cada empresa los encargados de fiscalizar y llenar los cilindros propios. Cada cilindro se rellena 3,5 veces promedio en el año y se re inspeccionan cada 10 años.

La normativa Chilena considera como organismo de fiscalización y control de las empresas distribuidoras es principalmente la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y en menor calidad la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Como antecede el año 2011 existió un conflicto por una posible alza en los precios la cual quedo desestimada debido a la presión de los habitantes y las condiciones extremas a las que se ven enfrentados.

A.1.2 Precio de GLP en Chile

Considerando el precio del GLP en los últimos 15 años podemos observar eventuales caídas del precio las cuales siempre son paulatinas mostrando una tendencia al alza, al considerar los valores de los cilindros de 11 Kg, 15Kg y 45 Kg podemos decir que el comportamiento a nivel país es uniforme, sin embargo, los precios varían según la locación del comprador.

Destaca que en la zona Austral es donde encontramos lo menores valores en específico la Duodécima Región, cabe señalar que se tiene una condición especial dada las bajas

temperaturas que se enfrentan en la zona, por lo cual el uso de gas es primordial en la calefacción lo que genera una demanda totalmente diferente al resto del país, si bien hablamos de gas natural, esto también afecta el uso de GLP. A su favor se debe considerar que en la zona existe la presencia de producción nacional de Gas natural lo que disminuye considerablemente los costos de transporte de dicho combustible.

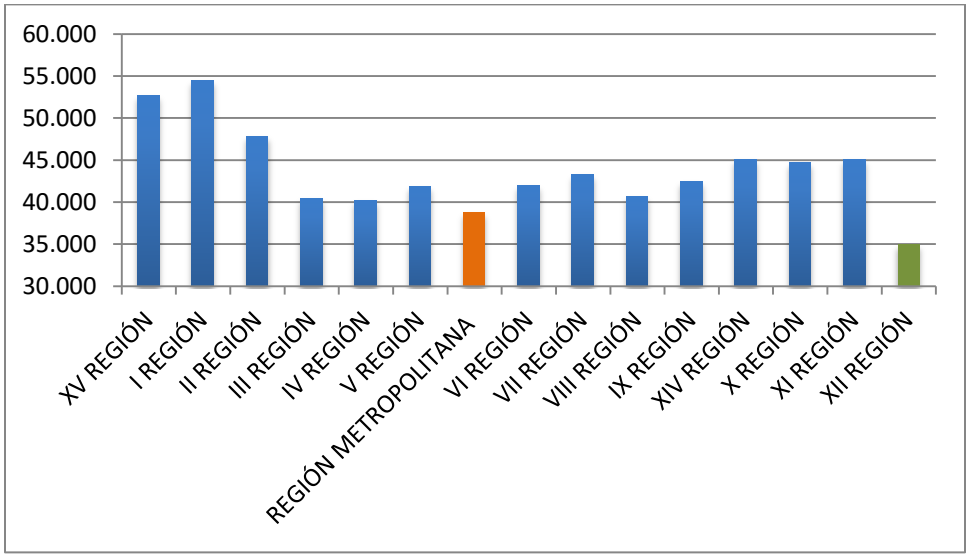


Figura 35: Precio cilindro 45 KG agosto 2015

Tabla 8¡Error! Sólo el documento principal.**: Promedio de consumo nacional según habitantes por región**

Región	% promedio consumo nacional	% población nacional	Densidad [Hab/Km^2]	[Gr. GLP/ Hab]
XV	0,64%	1,1%	11	3,92
I	1,51%	1,8%	7,4	5,49
II	1,63%	3,4%	4,6	3,17
III	1,28%	1,6%	3,7	5,28
IV	4,44%	4,2%	17,11	7,10
V	12,13%	10,3%	107,3	8,03
RM	57,90%	40,3%	446,9	9,00
VI	3,85%	5,2%	53,9	4,81
VII	4,20%	5,9%	33,3	4,53

VIII	5,15%	11,9%	54,9	2,79
IX	2,34%	5,7%	30,5	2,88
XIV	1,07%	2,2%	20,6	3,27
X	3,09%	4,9%	17,2	4,25
XI	0,47%	0,6%	1	5,22
XII	0,31%	0,9%	0,1	2,17

Cabe considerar los factores que afectan la demanda GLP, el primero de ellos claramente está relacionado con la cantidad de habitantes de la región, sin embargo, también tiene directa relación con las costumbres de la zona, el clima y la disponibilidad de uso de otros combustibles. Caso emblemático es la utilización de la leña recordando que en la RM se encuentra restringido su uso, en cambio su uso es frecuente desde la VI Región hacia el sur tanto como calefacción, cocina y para generar agua caliente sanitaria (ACS).[39]

Observamos de la tabla que la RM es el lugar donde más GLP usa cada Hab seguido por la IV y V. Sin embargo, de inmediato la tendencia cambia en la VI Región y las que prosiguen al sur.

Importante tomar en consideración que existen métodos que utilizan el calor residual de la calefacción por medio de leña, cocinas y caleras, para la generación de ACS.

Al considerar los datos históricos de la variación de precios de GLP en el territorio nacional se observa una tendencia similar en cada una de las regiones, para mayor claridad se presenta grafica de su variación en la Región Metropolitana.

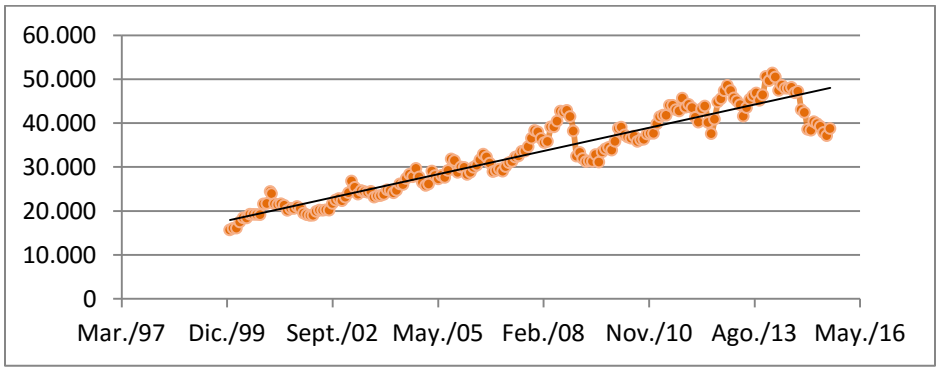


Figura 36: Variación de Precios GLP en RM

En la gráfica podemos observar el precio del balón de 45 Kg de GLP, el comportamiento de los otros pesos es similar. Si bien el precio fluctúa en altos y bajos la tendencia siempre es al alza. Podemos encontrar una variación entre un 5% y un 24% en un mismo año. A la vez encontrar variaciones hasta de 18% en el precio promedio entre un año y otro.

Tabla 9: Precios estimados de kg según región

Promedio min	Promedio Región	Promedio máx.	Región
$1.064	$1.089	$1.115	Arica y Parinacota
$1.128	$1.131	$1.134	Tarapacá
$1.102	$1.174	$1.247	Antofagasta
$952	$969	$986	Atacama
$928	$1.055	$1.182	Coquimbo
$896	$1.056	$1.217	Valparaíso
$836	$948	$1.061	Metropolitana
$925	$986	$1.047	Gral. Bdo. O'Higgins
$939	$1.086	$1.234	Maule
$900	$1.009	$1.117	Bio Bio
$944	$1.104	$1.264	Araucanía
$1.009	$1.130	$1.251	Los Ríos
$988	$1.201	$1.413	Los Lagos
$1.028	$1.068	$1.107	Aysén Gral. Carlos Ibáñez del Campo
$723	$761	$799	Magallanes y Antártica

Utilizando la base de datos dispuesta por la CNE se consideran los precios mínimos y máximos de los formatos de 11Kgr, 15 Kg y 45 Kg en las quince regiones del país, considerando que la demanda y el acceso a los lugares tiene un efecto sobre el precio final del producto, con la finalidad de considerar esta mezcla de factores se obtiene un valor promedio del Kg de GLP.[39]

A.2 Radiación disponible

Considerando los datos recopilados por las estaciones climatológicas y la NASA, el software RETSCREEN nos estrega una estimación mensual de la radiación diaria recibida para la inclinación óptima, equivalente a la latitud de la locación.

Tabla 10: Niveles de Radiación solar diaria por mes en 15 locaciones a lo largo de Chile

	Arica	Iquique	Antofagasta	Copiapó	La Serena	Quinta Normal	Talca
Enero	5,80	6,02	6,25	6,54	5,65	5,90	7,44
Febrero	5,99	6,10	6,38	6,47	5,70	5,56	7,11
Marzo	5,72	5,55	5,92	5,86	4,66	4,66	6,28
Abril	4,90	4,95	5,17	4,87	3,56	3,24	5,06
Mayo	4,14	3,93	4,38	4,29	3,13	2,13	3,66
Junio	3,34	3,31	3,98	4,03	3,16	1,65	3,10
Julio	3,27	3,07	4,21	4,41	3,28	1,76	3,47
Agosto	3,66	3,54	4,68	5,00	3,44	2,78	4,18
Septiembre	4,43	4,17	5,37	5,75	4,40	3,63	5,31
Octubre	5,26	5,09	5,99	6,34	4,73	4,84	6,14
Noviembre	5,71	5,69	6,24	6,50	5,08	5,41	6,95
Diciembre	5,78	6,08	6,32	6,52	5,65	5,93	7,31
	4,83	**4,79**	**5,40**	**5,54**	**4,36**	**3,95**	**5,49**

Concepción	Temuco	Valdivia	Osorno	Puerto Montt	Coyhaique	Punta Arenas	Pudahuel
6,26	6,19	6,89	6,38	5,05	5,42	4,96	7,06
5,77	5,74	6,70	6,26	5,24	5,27	4,43	6,80
5,07	4,94	5,80	5,36	3,83	4,28	3,58	5,94
3,78	3,34	4,49	4,07	2,95	3,23	2,60	4,49
2,38	2,06	3,42	3,12	1,95	2,06	1,70	3,27
2,04	1,75	2,96	2,69	1,46	1,68	1,43	2,64
2,38	1,83	3,39	3,06	1,77	2,15	1,64	3,12
3,20	2,81	4,10	3,72	2,57	2,99	2,60	3,71
4,15	3,76	5,04	4,60	3,16	3,98	3,48	4,67
5,17	4,93	5,87	5,46	3,73	4,77	4,64	5,79
5,72	5,38	6,28	5,88	4,33	5,24	5,07	6,68
5,98	5,99	6,66	6,30	4,72	5,43	5,02	6,93
4,32	**4,05**	**5,12**	**4,73**	**3,39**	**3,87**	**3,42**	**5,08**

A.2 Tarifas eléctricas

Conocida la demanda eléctrica tipo de un hogar Chileno podemos tener una clara idea de las tarifas a las que se someten. Producto de que un hogar consume menos de 500 KWh el marco legal los considera clientes regulados, lo que implica que la ley considera que producto de sus tasas de consumo se genera un monopolio natural, por lo que se deben suscribir al mercado de precios regulados.

Este mercado de precios regulado lo supervisa la Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC) para los servicios presentados por las diversas compañías encargadas de la distribución eléctrica que satisfacen a los clientes regulados en Chile.

Estas empresas se dividen la tarea de distribución a lo largo de Chile cobrando un cargo fijo al cliente por concepto de utilización del servicio los cuales rondan entre los $700 y $1800 un cargo variable según la cantidad de KWh utilizados en el curso del mes cuyos valores también varían según el lugar donde te encuentres, encontrando variaciones entre los 95

$/KWh hasta 200$/KWh, estas tarifas son reajustadas mes a mes. Además de estos componentes se agrega una tarifa según el sistema interconectado que se utilice, si se encuentra en el SING el KWh hora se encarece en $2,218 si pertenece al SIC su costo aumenta en $0,869. Mientras que los sistemas aislados no se registra este tipo de recargo.

Si nuestra demanda es la equivalente al promedio supuesto de 150 KWh el costo puede variar entre 17 mil pesos y fracción mientras que en la misma región metropolitana en el sector abastecido por luz andes la luz costara virtualmente el doble.

La regulación de las empresas encargadas de la distribución de energía eléctrica a clientes regulados, también llamada baja tensión 1 (BT1) están detalladas en el decreto 276 promulgado en noviembre del 2004 y publicado en febrero del 2005

Tenemos 29 empresas entregando este servicio a lo largo del país con diferentes tarifas según la zona. Para efectos prácticos considero un promedio de las tarifas ofrecidas por cada una de estas empresas para los 15 lugares donde evaluó el uso de un sistema fotovoltaico residencial.

En las ciudades que son abastecidas por más de una empresa se utiliza como caso base la que tenga el menor precio por KWh abarcando los otros casos en el análisis de sensibilidad.

De esta forma se considera los siguientes valores como el mínimo precio del KWh para los clientes regulados.

Tabla 11: "Precio de la energía eléctrica por ciudad"

Ciudad	$/KWh
Arica	$ 130
Iquique	$ 128
Antofagasta	$ 106
Copiapó	$ 106
La Serena	$ 139
Quinta Normal	$ 109
Talca	$ 124
Concepción	$ 167
Temuco	$ 123
Valdivia	$ 125
Osorno	$ 125
Puerto Montt	$ 125
Coihaique	$ 179
Punta Arenas	$ 110
Pudahuel	$ 109

Fuente: Compañías Distribuidoras a Febrero 2016

Cabe agregar que según la ley 20571 es posible inyectar al sistema energía siempre y cuando sea una potencia menor a 100KWh y en baja tensión. Esta práctica recibe el nombre de Net Billing [39](facturación neta). Por medio de esto se puede inyectar la energía al sistema con un medidor que funciona en dos direcciones pagando solo el consumo neto, en caso de haber excedentes en el mes de agosto la compañía debe entregar un cheque o vale vista al a generadora residencial.

Es importante mencionar que el precio de compra de esta energía residual por parte de las compañías es menor variando entre 65 y 80 pesos por kWh.

Con la finalidad de tener un peal controlado en el consumo en los meses invernales, las autoridades han regulado una tarifa diferenciada ya que se registran los mayores consumos. Para esto se establece el "limite de invierno" el cual consiste en el mayor valor entre 350 KWh o el promedio de los consumos del semestre anterior, desde octubre del año anterior hasta marzo del presente año.

$$\text{Limite de invierno}_{\mathrm{i}} = \mathrm{Max}\left(\sum_{\mathrm{oct}_{\mathrm{i}-1}}^{\mathrm{Mar}_{\mathrm{i}}} \frac{\mathrm{mes}}{6} \cdot 1{,}2 \ ; 350\right)$$

Según fue publicado en el diario oficial el Martes 2 de Abril de 2013, esto no se tiene efecto a los clientes que son abastecidos por el SING y tiene un efecto parcial a los clientes de la compañía Luz Andes en la RM, para quienes no será considerado el máximo de 350

Para objeto de este estudio solo se considera el valor normal del KWh, dado que se espera que los meses invernales se capta la menor radiación y partimos bajo el supuesto que la demanda es menor al límite de invierno.

A.3 Validación

A.3.1 Modelo CST

Tabla 12 "Resultados Modelo CST"

	Área	Estanque	VAN	Inversión	Energía Dda	MW	Gasto
Arica	9,494	259,210	$ 1.270.471	-$1.425.553	4,442	3,8680	$ 50.450
Iquique	8,920	276,041	$1.342.010	-$1.366.562	4,579	3,7416	$ 76.331
Antofagasta	9,950	287,894	$1.947.792	-$ 1.477.274	4,886	4,5586	$ 30.955
Copiapó	9,400	273,151	$1.465.622	-$1.416.389	5,135	4,6483	$ 38.024
La Serena	9,964	269,284	$1.091.439	-$1.476.157	5,345	3,8044	$ 130.974
Quinta Normal	7,237	258,325	$330.556	-$ 1.185.500	5,127	2,4982	$ 200.962
Pudahuel	7,426	299,130	$ 786.460	-$1.207.948	5,171	3,2866	$144.044
Talca	9,964	270,946	$ 1.352.197	-$1.476.257	5,347	4,0690	$ 111.908
Concepción	9,023	304,591	$744.101	-$1.378.275	5,529	3,2883	$ 182.176
Temuco	9,588	274,635	$726.670	-$1.436.478	5,756	3,0613	$ 239.874
Valdivia	9,964	278,544	$1.525.591	-$1.476.713	5,722	4,1538	$ 142.845
Osorno	9,870	278,984	$1.504.896	-$1.466.739	5,794	3,8673	$ 186.570
Puerto Montt	9,964	270,690	$416.297	-$1.476.241	5,952	2,4629	$ 337.806
Coyhaique	9,964	273,018	$568.330	-$1.476.381	6,220	2,9927	$ 277.786
Punta Arenas	9,964	246,295	-$308.330	-$1.474.778	6,585	2,3966	$ 256.864

Tabla 13 "Resultados CST RETScreen"

	Energía	Energía Dda	VAN	Gasto kW año
Arica	3,808	4,549	$ 2.675.244	$ 53.223
Iquique	3,765	4,549	$ 2.747.643	$ 71.423
Antofagasta	4,500	4,896	$ 1.931.166	$ 37.486
Copiapó	4,580	5,083	$ 2.862.709	$ 39.237
La Serena	4,134	5,335	$ 2.812.222	$ 102.154
Quinta Normal	2,934	5,175	$ 1.794.596	$ 171.355
Pudahuel	3,731	5,211	$ 2.614.304	$ 129.594
Talca	4,452	5,336	$ 2.896.454	$ 71.881
Concepción	3,849	5,525	$ 2.741.343	$ 149.192
Temuco	3,776	5,737	$ 2.750.838	$ 178.608
Valdivia	4,600	5,626	$ 3.563.322	$ 99.340
Osorno	4,379	5,669	$ 3.392.091	$ 124.821
Puerto Montt	3,398	5,922	$ 2.340.048	$ 217.307
Coyhaique	3,853	6,233	$ 1.890.812	$ 145.950
Punta Arenas	3,571	6,589	$ 2.184.595	$ 230.739

A.3.2 Modelo FV

Tabla 14 "Resultados Modelo FV"

	Área	VAN	Potencia	Energía	Gasto
Arica	7,844	$ -95.312	0,863	1,545	$ 36.874
Iquique	7,835	$ -136.429	0,862	1,534	$ 38.814
Antofagasta	7,195	$ -228.426	0,791	1,604	$ 23.840
Copiapó	6,900	$ -194.692	0,759	1,588	$ 25.434
La Serena	9,185	$ -98.759	1,010	1,675	$ 26.345
Quinta Normal	0	$ -400.000	-	0,000	$ 198.925
Pudahuel	6,632	$ -277.689	0,730	1,394	$ 47.298
Talca	7,120	$ -13.664	0,783	1,624	$ 29.987
Concepción	8,379	$ 163.945	0,922	1,516	$ 59.379
Temuco	7,156	$ -370.306	0,787	1,221	$ 74.315
Valdivia	8,480	$ -57.711	0,933	1,828	$ 9.807
Osorno	7,888	$ -154.303	0,868	1,575	$ 34.606
Puerto Montt	0	$ 0	-	0,000	$ 0
Coyhaique	8,942	$ 166.954	0,984	1,474	$ 69.357
Punta Arenas	0	$ 0	0,000	0,000	$ 0

Tabla 15 "Resultados FV RETScreen"

	Energía	VAN		Gasto kW año	
Arica	1,455	$	7.639	$	47.990
Iquique	1,448	$	40.793	$	48.201
Antofagasta	1,512	$	-258.266	$	33.120
Copiapó	1,504	$	-198.053	$	34.154
La Serena	1,605	$	221.201	$	30.627
Quinta Normal	0	$	-	$	-
Pudahuel	1,339	$	-98.046	$	52.976
Talca	1,573	$	2.461	$	31.157
Concepción	1,470	$	485.593	$	59.110
Temuco	1,185	$	-326.637	$	78.852
Valdivia	1,787	$	226.998	$	4.787
Osorno	1,545	$	6.820	$	35.046
Puerto Montt	0	$	-	$	-
Coyhaique	1,479	$	533.442	$	61.899
Punta Arenas	0	$	-	$	-

Anexo B Códigos Matlab

B.1 Bases de Datos

Radiaciondia=[6.24 6.53 6.84 7.23 6.220 6.53 8.34 6.96 6.89 7.68 7.10 5.59 6.01 5.50 7.89 3.12;6.21 6.33 6.62 6.69 5.88 5.72 7.23 5.89 5.83 6.73 6.30 5.31 5.26 4.35 6.96 3.50;5.63 5.44 5.73 5.58 4.46 4.38 5.65 4.63 4.46 5.08 4.72 3.51 3.72 2.96 5.46 4.12;4.55 4.53 4.60 4.21 3.14 2.80 3.94 3.05 2.71 3.37 3.08 2.36 2.31 1.65 3.67 4.46;3.66 3.42 3.66 3.36 2.49 1.74 2.53 1.78 1.54 2.15 1.97 1.39 1.27 0.83 2.42 5.33;2.95 2.83 3.17 2.98 2.33 1.28 2.01 1.44 1.23 1.69 1.54 1.01 0.95 0.55 1.88 5.66;2.92 2.72 3.40 3.31 2.48 1.41 2.29 1.68 1.33 1.98 1.80 1.21 1.21 0.69 2.22 5.89;3.39 3.25 4.05 4.10 2.92 2.32 3.12 2.47 2.16 2.80 2.58 1.92 1.95 1.39 2.93 6.02;4.30 4.03 5.05 5.25 4.05 3.34 4.58 3.66 3.31 4.18 3.84 2.79 3.21 2.57 4.17 5.39;5.36 5.19 6.08 6.39 4.78 4.85 6.04 5.11 4.85 5.68 5.29 3.72 4.57 4.25 5.75 4.35;6.08 6.08 6.74 7.07 5.48 5.87 7.59 6.22 5.84 6.83 6.38 4.70 5.67 5.44 7.29

```
3.45;6.29 6.69 7.03 7.33 6.33 6.70 8.39 6.79 6.81 7.62 7.19 5.33 6.19 5.75 7.91 2.73;4.79 4.75 5.24
5.28 4.20 3.90 5.13 4.13 3.90 4.64 4.31 3.23 3.52 2.99 4.86 0];

Tamb=[22.02 21. 19.82 19.17 17.45 21.55 21.18 16.92 16.48 17.50 16.80 14.77 14.63 10.90 21.45
12;22.63 21.82 19.80 18.70 17.20 20.67 19.92 16.02 15.72 15.67 15.07 13.60 13.42 9.98 20.52
13;21.48 20.45 18.48 16.90 15.63 18.70 16.70 14.83 13.88 13.20 12.93 12.22 11.48 8.92 18.62
14;19.98 19.23 16.85 15.38 13.67 14.53 12.07 12.38 11 10.83 10.23 10.15 8.65 6.23 14.45 18;18.32
17.72 15.30 14 12.38 11.62 10.07 10.78 9.03 9.80 9.55 8.45 5.75 3.92 11.40 21;16.92 16.28 14.07
11.93 10.93 8.68 7.53 9.75 7.52 7.30 6.70 6.88 3.57 2.17 8.43 27;15.62 14.82 12.73 11.20 9.95 7.77
6.25 8.27 6.22 6.50 6.70 5.75 2.25 1.78 7.45 29;15.58 14.97 13.55 11.98 10.85 9.67 8.43 9.43 7.68
7.48 7 6.85 3.47 2.43 9.13 29;16.35 15.63 14.15 12.70 11.78 12.22 11 10.32 8.86 8.90 8.43 7.65 6
4.45 11.64 25;17.38 16.42 15.22 13.60 12.77 15.20 13.53 11.88 10.44 10.60 10.43 9.23 8.50 6.57
14.80 21;19.27 18.23 16.67 15.10 14.10 17.65 16.78 13.52 12.14 12.90 12.30 10.97 10.30 7.92
17.45 17;20.77 19.85 18.33 16.70 15.80 19.80 19.10 15.40 14.55 15.17 14.57 13.05 12.75 9.62
19.62 14];

Diames=[31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31]


Pglp=[1089.2256;1131.2458;1174.1414;968.9057;1054.6633;948.2997;1086.2963;1008.5960;1104
.2290;1129.52860;1200.8081;1200.8081;1067.6970;760.6869;948.2997;0]

Ppkw=[130 128 106 106 139 109 124 167 123 125 125 125 179 110 109 0]

Pventakw=[57 59 59 54 77 66 65 66 71 76 76 76 68 52 66 0]
```

B2 Modelo Sistema CST

```
%variables
%x(1):area coleccion ACS

%HT= horizonte temporal
function y=ACSresidencial(x)
x=[optim(t)]
```

```
%% Datos
global ciudad
HT=15
Radiaciondia
Tamb
Diames
%Precios
Pest=60; %precio estanque x litro
Ptubo=10000;% Precio por tubo 0.094m2
InstalacionACS=0
Excedente=0
Pbateria=1200
%Datos tecnicos
FRtau_alpha=0.46
ncal=0.9
FRUL=1.58
Atubo=0.094;
Tmax=60;
Tconfort=45;
d=1;
cp=1000;
EGLP=11850;
convkwcal=0.001163
%Demandas
Ddadia=100; %100 L de agua al día por persona
personas=4;
ACS=Ddadia*personas; %Volumen Demandado total de ACS
%%
for mes=1:12
   Tcolector=(Tconfort+Tamb(mes,ciudad))/2
   Tf(mes)=Tcolector


   %% ACS
```

```
nth(mes)=FRtau_alpha-FRUL*(Tf(mes)-
Tamb(mes,ciudad))/(Radiaciondia(mes,ciudad)*Diames(mes))
 if nth(mes)<0
   nth(mes)=0
 end
EdisACS(mes)=(Radiaciondia(mes,ciudad)*1000*x(1)/convkwcal);
   DdaACS(mes)=d*cp*(Tconfort-Tamb(mes,ciudad))*ACS/1000; %energia Dda ACS x día
   Vest(mes)=3*100;
   DifT(mes)=(EdisACS(mes)*nth(mes))/(cp*d*Vest(mes));
   if (Tconfort-Tamb(mes,ciudad))>DifT(mes);
      DifT(mes)=Tconfort-Tamb(mes,ciudad);
      Vest(mes)=(EdisACS(mes)*nth(mes))/(cp*d*DifT(mes));
   end
   Test(mes)=Tamb(mes,ciudad)+DifT(mes);
   if Test(mes)>Tmax
     Test(mes)=Tmax
   end
   %Energia utilizada
   Vred(mes)=Vest(mes)*(Test(mes)-Tconfort)/(Tconfort-Tamb(mes,ciudad));
   Vcal(mes)=ACS-Vest(mes)-Vred(mes);
   if Vest(mes)<=0
      Vest(mes)=0
      Vred(mes)=0
      Vcal(mes)=ACS
   end
   if Vcal(mes)<0
      Vcal(mes)=0
   end

 %Ahorro ACS
KGglp(mes)=((Tconfort-Tamb(mes,ciudad))*d*cp*(ACS-
Vcal(mes)))/(EGLP*1000)*Diames(mes)/ncal;
```

```
end
%%
%if x(2)>0
 %   InstalacionACS=400000
%end
if x(1)>0
   InstalacionACS=400000
end

      AhorroACS=sum(KGglp)*Pglp(ciudad);
      InversionACS =Pest*max(Vest)+Ptubo*ceil((x(1)/Atubo))+InstalacionACS;
      tdd=0.1; %tasa de descuento
      VarGLP=0.05
 %%

INV=InversionACS
for periodo=1:HT
   flujo(periodo)=AhorroACS*((1+VarGLP)^(periodo-1))/(1+tdd)^periodo
 end
   y=INV-sum(flujo)

  Ahorro(t)= AhorroACS
 Inversion(t)=InversionACS
 Exce(t)=Excedente




 end
```

B.3 Modelo Sistema FV

```
%variables
%x(1):area coleccion ACS
%x(2):Volumen estanque ACS
%x(3):area coleccion FV
%x(4):area coleccion híbrido
%HT= horizonte temporal
for t=1:15
  area=
[8.19283052065015;8.27175427721966;7.48955211671507;7.42633459839804;9.3338832953982
1;9.99999999564903;7.64725367506598;9.49903900037043;0;8.45706222072660;9.11405039904
120;0;9.99999998606619;0;8.06052644583131]
%function y=PVresidencial(x)
x=area(t)

%% Datos
%global ciudad
HT=20
Radiaciondia
Tamb
Diames
%Precios
Pglp
InstalacionPV=0
InstalacionHíbrido=0
Ppkw=[130 128 106 106 139 109 124 167 123 125 125 125 179 110 109 0]
Excedente=0
Pventakw=[57 59 59 54 77 66 65 66 71 76 76 76 68 52 66 0]
Pinversor=300*151.5152
Pbateria=1200
%Datos tecnicos
Tconfort=45;
```

```
d=1;
cp=1000;
mSi=0.13
pSi=0.11
pv=mSi
offgrid=0
%Demandas
Ddadia=100; %100 L de agua al día por persona
personas=4;
ACS=Ddadia*personas; %Volumen Demandado total de ACS
Ddaanual=1825;
Ddadia=5; %KW al día
%%
for mes=1:12
   Tcolector=Tamb(mes,ciudad)%(Tconfort+Tamb(mes,ciudad))/2
   Tf(mes)=Tcolector

%% Fotovoltaico
npv=pv*(1-0.004*(Tcolector-25))
Epv(mes)=x(1)*Radiaciondia(mes,ciudad)*Diames(mes)*npv;
Epvanual=sum(Epv);
if offgrid==0;

if Epvanual>Ddaanual
   Excedente=Epvanual-Ddaanual
   Epvanual=Ddaanual
end
end
 end
%%
 if x(1)>0
   InstalacionPV=400000
end
```

```
    tdd=0.1; %tasa de descuento
    VarGLP=0.05
 %%
AhorroPV=Epvanual*Ppkw(ciudad)
InversionPV=PrecioPanel*(x(1))+Pinversor*(x(1))+InstalacionPV
InversionTotal=InversionPV
INV=InversionTotal-(Excedente*Pventakw(ciudad))
for periodo=1:HT
   flujo(periodo)=(AhorroPV)/(1+tdd)^periodo
 end
   y=INV-sum(flujo)
Inver(t)=InversionPV
 end
```

B.4 Modelo Sistema Híbrido

```
unction y=Híbridoresidencial(x)
%x=optim(t)

%% Datos
global ciudad
HT=15
Radiaciondia
Tamb
Diames
Pglp
Pest=60; %precio estanque x litro
Ptubo=10000;% Precio por tubo 0.094m2
InstalacionPV=0
InstalacionACS=0
InstalacionHíbrido=0
Ppkw=[130 128 106 106 139 109 124 167 123 125 125 125 179 110 109 0]
Excedente=0
```

```
Pventakw=[57 59 59 54 77 66 65 66 71 76 76 76 68 52 66 0]
PrecioPanel=110000 % m2 PV
PrecioHíbrido=PrecioPanel*1 % m2 híbrido
Pinversor=300*151.5152
Pbateria=1200
%Datos tecnicos
FRtau_alpha=0.46
ncal=0.9
FRUL=1.58
Atubo=0.094;
Tmax=60;
Tconfort=45;
d=1;
cp=1000;
EGLP=11850;
convkwcal=0.001163
mSi=0.13
pSi=0.11
pv=mSi
offgrid=0
%Demandas
Ddadia=100; %100 L de agua al día por persona
personas=3;
ACS=Ddadia*personas; %Volumen Demandado total de ACS
Ddaanual=1825;
Ddadia=5; %KW al día
%%
for mes=1:12
Tcolector=(Tconfort+Tamb(mes,ciudad))/2
   Tf(mes)=Tcolector
      %% Híbrido
   TPVeff(mes)=Tcolector
   Ti(mes)=Tamb(mes,ciudad)%Temperatura de entrada
```

```
DT(mes)=Tf(mes)-Tamb(mes,ciudad)
if DT(mes)<0
   DT(mes)=0
end
%Nthungla(mes)= 0.55-11.99*((TPV(mes)-Tambpaper(mes))/Paper(mes))
Nthgla(mes)= 0.71-9.04*(DT(mes)/(Radiaciondia(mes,ciudad)*Diames(mes)))
if Nthgla(mes)<0
   Nthgla(mes)=0
end
%Npvungla(mes)= 0.1659-0.00094*TPVeff(mes)
Npvgla(mes)= 0.1457-0.00094*TPVeff(mes)
EPVgla(mes)=x(1)*Radiaciondia(mes,ciudad)*Npvgla(mes);
Ethgla(mes)=x(1)*Radiaciondia(mes,ciudad)*Nthgla(mes)/convkwcal*1000
if Ethgla(mes)<0;
   Ethgla(mes)=0;
end
Epvh=sum(EPVgla);
Ethh=sum(Ethgla);
if x(1)==0
Epvh=0
Ethh=0
end



   Vest(mes)=3*100;
   DifT(mes)=(Ethgla(mes))/(cp*d*Vest(mes));
   if (Tconfort-Tamb(mes,ciudad))>DifT(mes);
      DifT(mes)=Tconfort-Tamb(mes,ciudad);
      Vest(mes)=(Ethgla(mes))/(cp*d*DifT(mes));
   end
   Test(mes)=Tamb(mes,ciudad)+DifT(mes);
   if Test(mes)>Tmax
     Test(mes)=Tmax
```

```
    end
    %Energia utilizada
    Vred(mes)=Vest(mes)*(Test(mes)-Tconfort)/(Tconfort-Tamb(mes,ciudad));
    Vcal(mes)=ACS-Vest(mes)-Vred(mes);
    if Vest(mes)<=0
       Vest(mes)=0
       Vred(mes)=0
       Vcal(mes)=ACS
    end
    if Vcal(mes)<0
       Vcal(mes)=0
    end
   KGglp(mes)=((Tconfort-Tamb(mes,ciudad))*d*cp*(ACS-
Vcal(mes)))/(EGLP*1000)*Diames(mes)/ncal;

Epv(mes)=EPVgla(mes)*Diames(mes);
Epvanual=sum(Epv);
if offgrid==0;

if Epvanual>Ddaanual
   Excedente=Epvanual-Ddaanual
   Epvanual=Ddaanual
end
end



end
%%
if x(1)>0
   InstalacionHíbrido=400000
end
    AhorroACS=sum(KGglp)*Pglp(ciudad);
```

```
    InversionACS =Pest*max(Vest)
    tdd=0.1; %tasa de descuento
    VarGLP=0.05
 %%
%InversionHíbrido=Phíbrido*x(1)+InstalacionHíbrido
 AhorroPV=Epvanual*Ppkw(ciudad)
InversionHíbrido=PrecioHíbrido*(x(1))+Pinversor*(x(1))
InversionTotal=InversionHíbrido+InversionACS+InstalacionHíbrido
INV=InversionTotal-(Excedente*Pventakw(ciudad))
%flujo(1)=(AhorroACS+AhorroPV)/(1+tdd)
for periodo=1:HT
   flujo(periodo)=(AhorroACS*((1+VarGLP)^(periodo-1))+AhorroPV)/(1+tdd)^periodo
 end
   y=INV-sum(flujo)


end
```

B.5 Código mezcla de todos los sistemas.

```
%variables
%x(1):area coleccion Híbrido
%x(2):Area coleccion ACS
%x(3):area coleccion PV
%HT= horizonte temporal


function y=residencial(x)
%x=[7 3 0 ]


%% Datos
global ciudad
HT=15
%ciudad=1
Radiaciondia
```

```
Tamb
Diames=[31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31]
a=0
b=0
c=0
%Precios
Pglp
Pest=60; %precio estanque x litro
Ptubo=10000;% Precio por tubo 0.094 m2
InstalacionPV=0
InstalacionACS=0
InstalacionHíbrido=0
Ppkw=[130 128 106 106 139 109 124 167 123 125 125 125 179 110 109 0]
Excedente=0
Pventakw=[57 59 59 54 77 66 65 66 71 76 76 76 68 52 66 0]
PrecioPanel=110000 % m2 PV
PrecioHíbrido=PrecioPanel %250000 % m2 híbrido
Pinversor=300*151.5152
Pbateria=1200
%Datos tecnicos
FRtau_alpha=0.46
FRUL=1.58
Atubo=0.094;
Tmax=60;
Tconfort=45;
d=1;
cp=1000;
EGLP=11850;
convkwcal=0.001163
mSi=0.13
pSi=0.11
pv=pSi
offgrid=0
```

```
%Demandas
Ddadia=100; %100 L de agua al día por persona
personas=3;
ACS=Ddadia*personas; %Volumen Demandado total de ACS
Ddaanual=1825;
Ddadia=5; %KW al día
%%
for mes=1:12
   Tcolector=(Tconfort+Tamb(mes,ciudad))/2
   Tf(mes)=Tcolector
      %% Híbrido
   TPVeff(mes)=Tcolector
   Ti(mes)=Tamb(mes,ciudad)%Temperatura de entrada
   DT(mes)=Tf(mes)-Tamb(mes,ciudad)
   if DT(mes)<0
      DT(mes)=0
   end
   %Nthungla(mes)= 0.55-11.99*((TPV(mes)-Tambpaper(mes))/Paper(mes))
   Nthgla(mes)= 0.71-9.04*(DT(mes)/(Radiaciondia(mes,ciudad)*Diames(mes)))
   if Nthgla(mes)<0
      Nthgla(mes)=0
   end
   %Npvungla(mes)= 0.1659-0.00094*TPVeff(mes)
   Npvgla(mes)= 0.1457-0.00094*TPVeff(mes)
   EPVgla(mes)=x(1)*Radiaciondia(mes,ciudad)*Npvgla(mes);
   Ethgla(mes)=x(1)*Radiaciondia(mes,ciudad)*Nthgla(mes)/convkwcal*1000
   if Ethgla(mes)<0;
      Ethgla(mes)=0;
   end
   Epvh=sum(EPVgla);
   Ethh=sum(Ethgla);
   if x(1)==0
   Epvh=0
```

```
Ethh=0
end
%% ACS
nth(mes)=FRtau_alpha-FRUL*(Tf(mes)-
Tamb(mes,ciudad))/(Radiaciondia(mes,ciudad)*Diames(mes))
 if nth(mes)<0
   nth(mes)=0
end
EdisACS(mes)=(Radiaciondia(mes,ciudad)*1000*x(2)/convkwcal);
   DdaACS(mes)=d*cp*(Tconfort-Tamb(mes,ciudad))*ACS/1000; %energia Dda ACS x día
   Vest(mes)=3*100;
   DifT(mes)=(EdisACS(mes)*nth(mes)+Ethgla(mes))/(cp*d*Vest(mes));
   if (Tconfort-Tamb(mes,ciudad))>DifT(mes);
      DifT(mes)=Tconfort-Tamb(mes,ciudad);
      Vest(mes)=(EdisACS(mes)*nth(mes)+Ethgla(mes))/(cp*d*DifT(mes));
   end
   Test(mes)=Tamb(mes,ciudad)+DifT(mes);
   if Test(mes)>Tmax
     Test(mes)=Tmax
   end
   %Energia utilizada
   Vred(mes)=Vest(mes)*(Test(mes)-Tconfort)/(Tconfort-Tamb(mes,ciudad));
   Vcal(mes)=ACS-Vest(mes)-Vred(mes);
   if Vest(mes)<=0
      Vest(mes)=0
      Vred(mes)=0
      Vcal(mes)=ACS
   end
   if Vcal(mes)<0
      Vcal(mes)=0
   end
   %Ahorro ACS
```

```
KGglp(mes)=((Tconfort-Tamb(mes,ciudad))*d*cp*(ACS-
Vcal(mes)))/(EGLP*1000)*Diames(mes)/ncal;
%% Fotovoltaico
npv=pv*(1-0.004*(Tcolector-25))
Epv(mes)=x(3)*Radiaciondia(mes,ciudad)*Diames(mes)*npv+EPVgla(mes)*Diames(mes);
Epvanual=sum(Epv);
if offgrid==0;

if Epvanual>Ddaanual
   Excedente=Epvanual-Ddaanual
   Epvanual=Ddaanual
end
end
end
%%
if x(2)>0
   InstalacionACS=400000
   a=1
end
%if x(3)>0
 %   InstalacionACS=400000
%end
if x(3)>0
   InstalacionPV=400000
   b=1
end
if x(1)>0
   InstalacionHíbrido=400000
   c=1
end
      AhorroACS=sum(KGglp)*Pglp(ciudad);
      InversionACS =Pest*max(Vest)+Ptubo*(ceil((x(2)/Atubo)));
      tdd=0.1; %tasa de descuento
```

```
    VarGLP=0.05
 %%
%InversionHíbrido=Phíbrido*x(1)+InstalacionHíbrido
 AhorroPV=Epvanual*Ppkw(ciudad)
InversionPV=PrecioPanel*(x(3))+Pinversor*(x(3))
InversionHíbrido=PrecioHíbrido*x(1)+Pinversor*x(1);
InstalacionTotal=InstalacionPV+InstalacionACS+InstalacionHíbrido
if a+b+c==2
   InstalacionTotal=600000
end
if a+b+c==3
   InstalacionTotal=800000
end
InversionTotal=InversionPV+InversionACS+InversionHíbrido+InstalacionTotal
INV=InversionTotal-(Excedente*Pventakw(ciudad))
%flujo(1)=(AhorroACS+AhorroPV)/(1+tdd)
for periodo=1:HT
   flujo(periodo)=(AhorroACS*((1+VarGLP)^(periodo-1))+AhorroPV)/(1+tdd)^periodo
 end
   y=INV-sum(flujo)

 Epvanual
 AhorroPV
 AhorroACS
 end
```

B.6 Código Algoritmo de optimización

```
close all
clear all
clc
%%
global ciudad
FO=@residencial ; %Funcion objetivo (@ACSresidencial, @PVresidencial, @Híbridoresidencial)
k=1;
numVal = 3; %numero de variables (dependiendo del la FO)

LB = [0 0 0] ; % Lower bound
UB = [10 10 10] ; % Upper bound
%plots:

opts=gaoptimset('PlotFcn',{@gaplotbestf,@gaplotstopping,@gaplotbestindiv,@gaplotscores});
opts=gaoptimset(opts,'PopulationSize',30,'TolFun',1e-4)
opts=gaoptimset(opts,'PopInitRange',[0 0 0;10 10 10],'Generations',200);%stalltimeno change in
solutions
opts=gaoptimset(opts,'FitnessScalingFcn',@fitscalingtop)
opts=gaoptimset(opts,'MigrationDirection','forward')


tic

for ciudad=1:15
[x,fval,exitflag,output,population,scores]=ga(FO,numVal,[1 1 1],[10],[],[],LB,UB,[],opts);
Valx(k,:)=x ;
Fval(k)=-fval;
```

```
salida(k)=exitflag
clear x fval exitflag ;



fprintf('Zona:%d\n',ciudad) ;
fprintf ( 'Generaciones:%d\n',output.generations);
fprintf ( 'Area colectora Híbrido:%d\n',(Valx(k,1)));
fprintf ( 'Area colectora ACS:%d\n',(Valx(k,2)));
fprintf ( 'Area colectora PV:%d\n',(Valx(k,3)));
fprintf( ' ' )
fprintf( 'VAN:%f\n',round(Fval(k)));
fprintf( '_________________' ) ;
fprintf( ' ' ) ;
k=k+1;
end
toc
```

Anexo C Resultados Modelo solo ACS

C.1 Optimización Demanda 400L Área y Estanque

	Tcolector=(Tconfort+Tamb(mes,ciudad))/2					
Ciudad	Area ACS	Estanque		VAN		Inversión
1	8,460	259,218	$	1.476.727	$	915.553
2	8,554	262,344	$	1.541.962	$	925.741
3	9,494	268,958	$	2.076.210	$	1.026.137
4	9,588	272,685	$	1.428.861	$	1.036.361
5	9,964	269,289	$	1.054.882	$	1.076.157
6	6,392	256,969	$	433.376	$	695.418
7	7,332	268,098	$	1.148.497	$	796.086
8	7,520	270,924	$	744.917	$	816.255
9	8,366	274,058	$	792.839	$	906.443
10	9,306	278,549	$	1.204.464	$	1.006.713
11	9,964	274,220	$	1.191.437	$	1.076.453
12	9,588	272,207	$	553.956	$	1.036.332
13	9,588	279,285	$	556.043	$	1.036.757
14	0,000	0,000	$	-	$	-
15	6,674	258,995	$	753.986	$	725.540

C.2 Optimización Área Sistema ACS

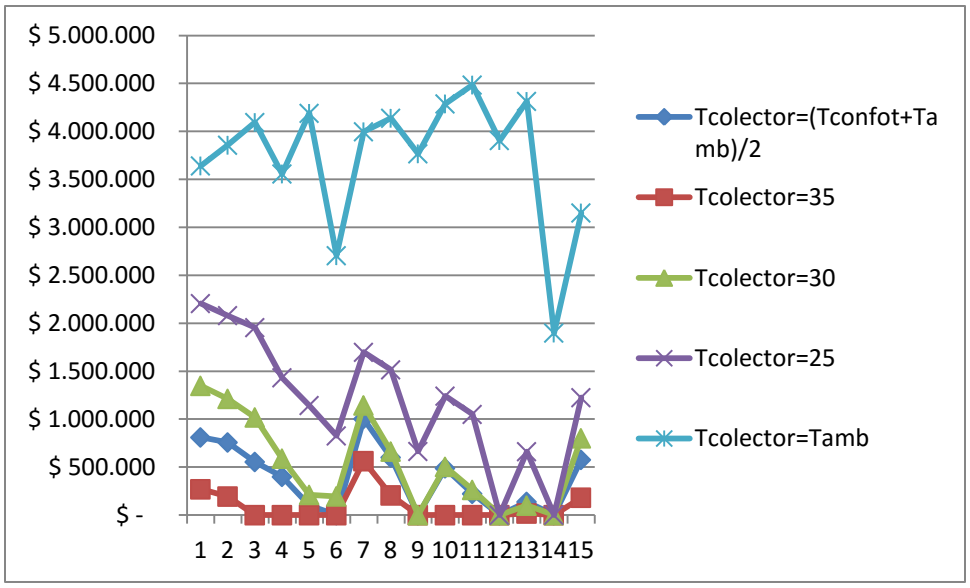
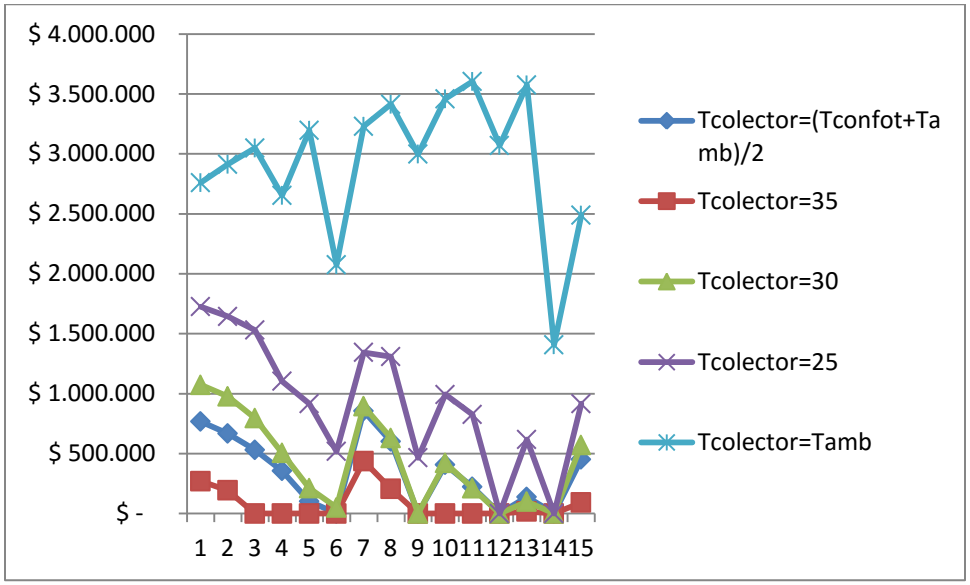
	Demanda 400		Demanda 300	
Ciudad	Estanque 250	Estanque 300	Estanque 250	Estanque 300
1	$ 1.462.312	$ 1.476.054	$ 1.001.910	$ 1.003.747
2	$ 1.515.118	$ 1.541.501	$ 1.053.385	$ 1.051.313
3	$ 1.988.188	$ 2.075.445	$ 1.448.326	$ 1.453.240
4	$ 1.340.726	$ 1.427.248	$ 966.870	$ 965.239
5	$ 989.333	$ 1.053.850	$ 695.922	$ 696.334
6	$ 428.790	$ 433.787	$ 219.171	$ 220.903
7	$ 1.110.121	$ 1.146.828	$ 757.769	$ 756.371
8	$ 680.830	$ 748.089	$ 452.041	$ 456.515
9	$ 718.341	$ 793.829	$ 490.779	$ 492.463
10	$ 1.098.943	$ 1.206.178	$ 798.201	$ 799.724
11	$ 1.086.436	$ 1.186.896	$ 793.905	$ 792.711
12	$ 486.466	$ 557.404	$ 311.867	$ 311.863
13	$ 475.659	$ 557.550	$ 313.120	$ 313.114
14	$ -	-	$ -	$ -
15	$ 737.742	$ 752.620	$ 458.715	$ 460.469

C.3 Ahorro kg y Litros

	Demanda 300 L		Demanda 400 L	
	KG glp	Litros ACS	KG glp	Litros ACS
Arica	191,82	2924,758	258,713	3940,11
Iquique	187,97	2789,765	253,103	3753,53
Antofagasta	224,36	3085,602	298,446	4105,35
Copiapó	222,1	2917,814	291,992	3839,95
La Serena	184,23	2368,473	237,727	3062,21
Quinta Normal	122,2	1807,010	160,469	2376,69
Pudahuel	147,63	2113,973	216,221	3052,51
Talca	159,57	2192,935	209,020	2878,95
Concepción	146,08	1870,342	193,547	2479,14
Temuco	141,08	1765,292	175,382	2203,87
Valdivia	173,14	2140,540	220,431	2735,78
Osorno	167,25	2046,767	214,650	2634,94
Puerto Montt	122,7	1482,940	164,291	1985,03
Coihaique	138,92	1640,186	182,465	2154,98
Punta Arenas	0	0,000	0,000	0,00

C.4 Resultado Modelos Híbrido

C.1.1 400L distinta Temperatura Precio H=Precio PV



C.1.1 300L distinta Temperatura Precio H=Precio PV