



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE PANELES HÍBRIDOS PST-PV PARA  
APLICACIONES EN INDUSTRIA Y COMERCIO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

IGNACIO ANTONIO MERINO SANHUEZA

PROFESOR GUÍA:  
LEONEL NÚÑEZ LAZO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
ALVARO VALENCIA MUSALEM  
GABRIEL ROJAS VIADA

SANTIAGO DE CHILE  
2020

## ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DE PANELES HÍBRIDOS PST-PV PARA APLICACIONES EN INDUSTRIA Y COMERCIO

El uso de energías renovables en la producción de energía eléctrica y térmica es una buena opción para disminuir la creciente huella de carbono y a la vez generar ahorros económicos. Un panel híbrido PST-PV es una combinación del panel fotovoltaico (PV) y un panel solar termodinámico (PST), y actúa como evaporador de una bomba de calor con asistencia solar. La tecnología PST se utiliza para la generación de agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción, y es una alternativa que compite contra sistemas convencionales. El módulo PST-PV podría ser mejor alternativa que el sistema PST y que la combinación PST con PV, debido a que el PST extrae calor residual del PV, mejorando la producción de electricidad.

El objetivo de este trabajo es desarrollar estudios de eficiencia energética y factibilidad técnica-económica de la tecnología paneles híbridos PST-PV y sus posibilidades de aplicación para la producción de ACS en Chile. La metodología que se desarrolla corresponde a: 1) revisión bibliográfica de las tecnologías, 2) definir casos de estudio y configuraciones de estudio, 3) desarrollo de metodologías de cálculo para sistemas PV, PST y PST-PV, 4) Desarrollo de metodología de cálculo para evaluar la eficiencia energética de las tecnologías, 5) realizar evaluación económica de los sistemas estudiados.

Se establecen 2 casos de estudio de la industria hotelera (de media y alta demanda térmica) a los cuales se aplican tres configuraciones de estudio: PST, PST-PV y PST con PV. Los resultados indican que el consumo eléctrico anual del sistema PST-PV es mayor a su generación eléctrica, por lo que no pueden ser considerados como sistema de cogeneración.

El sistema PST-PV capta menos energía térmica respecto al sistema PST, lo anterior implica que el sistema PST-PV tenga un mayor consumo eléctrico. Comparando sistemas PST y PST-PV, el consumo eléctrico neto de los sistemas PST-PV es menor al del sistema PST. Comparando sistemas PST-PV y PST con PV, el consumo eléctrico neto de los sistemas PST-PV es levemente menor cuando la demanda térmica es media; en caso de demanda térmica alta el consumo eléctrico neto del sistema PST-PV es mayor.

Respecto a los módulos PV y PST-PV, el PST-PV presenta un aumento en la eficiencia promedio del módulo fotovoltaico desde 14,18% hasta 15,77%. El análisis de eficiencia energética muestra que los sistemas PST tienen una reducción del costo de operación entre un 68% y 77% respecto a los sistemas convencionales, mientras que los sistemas PST-PV tienen una reducción del costo de operación entre un 78% y 84%, por lo que se recomienda una instalación PST-PV por sobre una PST.

El caso de estudio N°1 tiene un consumo anual de 16.110 [kWh] y la mejor propuesta es un sistema PST-PV con PRI de 3,2 años y VAN de 10.506.137 CLP. El caso de estudio N°2 tiene un consumo anual de 237.527 [kWh] y la mejor propuesta es un sistema PST con PV, que tiene un PRI de 2 años y VAN de 189.912.135 CLP.

La tecnología PST-PV es una buena opción para aplicaciones de ACS considerando la reducción de consumo eléctrico, la reducción de emisiones y el ahorro de superficie de un 50%. Puede ser implementada y competir con tecnología convencional e incluso con sistemas PST, sin embargo, sus indicadores económicos no se diferencian de sus alternativas tecnológicas.

# Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi mamá por todo su amor y apoyo en mi vida. También agradecer a mi abueli Nilsa, a la Pauli, Tía Jessica y mi Tata Gregorio, quienes siempre me están dando su cariño.

También agradecer a Bárbara, quien me apoya constantemente y me entrega su amor infinito. Agradecer también a su familia por ayudarme en el último año y por supuesto agradecer a la Chica y a la Luna que siempre están dando su amor.

A mis tías, tíos, primas y primos de Santiago, quienes me dieron su cariño y fueron un gran apoyo en mis primeros años en esta ciudad. Agradezco a mi tía Marcia por su apañe desde el primer año y a mi abueli Proserpina, que representa el cariño de toda la familia.

Quiero agradecer a los amigos y amigas que conocí en esta larga etapa, a las ratas de bachi, a los cabros del hogar JGM, a los cucaraches, a los amigos de mecánica y en general a cada persona que pude conocer, con quienes crecí y disfruté.

Finalmente, quiero agradecer profundamente a los profesores, tutores, y en general a todas las personas que me enseñaron durante mi formación profesional. Gracias al profesor Leonel Núñez por su ayuda en mi memoria, por su buena disposición y por incluirme en nuevas áreas y proyectos que aportaron en mi formación.

# Tabla de contenido

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>1</b>
1.1	Contexto	1
1.2	Motivación	1
1.3	Objetivos	2
1.3.1	Objetivo general	2
1.3.2	Objetivos específicos	2
1.4	Alcances	2
<b>2</b>	<b>Metodología</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Antecedentes</b>	<b>5</b>
3.1	Panel Fotovoltaico	5
3.1.1	Estructura del panel fotovoltaico	7
3.1.2	Efecto de la temperatura	8
3.1.3	Modelos de predicción de la temperatura de celda	8
3.2	Bomba de Calor	9
3.2.1	Componentes principales	10
3.2.2	Principio de funcionamiento	11
3.2.3	Tipos de bomba de calor	13
3.3	Bomba de calor con asistencia solar (SAHP)	14
3.3.1	Panel solar termodinámico (PST)	15
3.4	PV-SAHP	17
3.4.1	Paneles híbridos	17
3.4.2	Sistemas híbridos PV-SAHP	19
3.4.3	Panel híbrido PST-PV	24
3.5	Otros antecedentes	26
3.5.1	Recurso solar en Chile	26
3.5.2	Eficiencia energética	26
3.5.3	Emisiones de GEI	27
3.5.4	Antecedentes de sistema on-grid en Chile	28
<b>4</b>	<b>Casos de estudio y configuraciones de análisis</b>	<b>29</b>
4.1	Casos de estudio	29
4.2	Configuraciones de estudio	32

4.2.1	Configuración N°1.....	32
4.2.2	Configuración N°2.....	33
4.2.3	Configuración N°3.....	34
<b>5</b>	<b>Metodología de cálculo.....</b>	<b>36</b>
5.1	Metodología de cálculo para estimar demanda energética.....	36
5.2	Metodología de cálculo para estimar dimensión de instalaciones.....	39
5.2.1	Sistema PV .....	39
5.2.2	Sistema bomba de calor .....	41
5.2.3	Evaporador PST.....	45
5.2.4	Evaporador PST-PV .....	47
5.2.5	Supuestos de cálculo.....	54
5.2.6	Procedimiento de cálculo.....	58
<b>6</b>	<b>Resultados y análisis de los casos de estudio .....</b>	<b>63</b>
6.1	Caso de estudio N°1 .....	63
6.1.1	Configuración N°1.....	65
6.1.2	Configuración N°2.....	68
6.1.3	Configuración N°3.....	73
6.1.4	Resumen de configuraciones .....	75
6.2	Caso de estudio N°2 .....	80
6.2.1	Configuración N°1.....	82
6.2.2	Configuración N°2.....	87
6.2.3	Configuración N°3.....	94
6.2.4	Resumen de configuraciones .....	95
<b>7</b>	<b>Análisis de eficiencia energética y emisiones.....</b>	<b>100</b>
<b>8</b>	<b>Evaluación económica .....</b>	<b>103</b>
8.1	Costo de inversión .....	103
8.2	Evaluación de pre-factibilidad.....	104
8.3	Análisis de sensibilidad .....	107
<b>9</b>	<b>Análisis.....</b>	<b>109</b>
9.1	Análisis de la metodología .....	109
9.2	Análisis de los casos de estudio.....	110
9.3	Análisis de eficiencia energética y emisiones .....	112
9.4	Análisis de la evaluación económica.....	113

<b>10 Conclusiones.....</b>	<b>114</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>116</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>119</b>
Anexo A: Catálogo Energy Panel.....	119
Anexo B: Datos explorador solar .....	122
Anexo C: Criterio de consumo de ACS .....	126
Anexo D: Metodología panel fotovoltaico .....	127
Anexo E: Código y procedimiento de cálculo.....	130
Anexo F: Planos P&ID y Lay-out .....	133

# Índice de tablas

Tabla 3.1: Propiedades de los materiales que componen el panel fotovoltaico [6].....	7
Tabla 3.2: Eficiencia de sistemas de producción de ACS [12]. .....	27
Tabla 3.3: Densidad y poder calorífico de combustibles utilizados en producción de ACS [26]. ..	27
Tabla 3.4: Costo de combustibles en Chile. ....	27
Tabla 3.5: Factores de emisión para combustibles y consumo eléctrico.....	28
Tabla 4.1: Resumen del caso de estudio N°1 .....	30
Tabla 4.2: Resumen del caso de estudio N°2 [32].....	32
Tabla 4.3: Tecnología utilizada en cada configuración.....	32
Tabla 5.1: Criterios de consumo de ACS según caso.....	37
Tabla 5.2: Parámetros de diseño de sistemas fotovoltaicos.....	57
Tabla 6.1: Radiación y temperatura ambiente para el caso de estudio N°1. ....	63
Tabla 6.2: Datos iniciales para determinar la demanda energética del caso de estudio N°1. ....	63
Tabla 6.3: Parámetros de diseño iniciales del caso de estudio N°1. ....	64
Tabla 6.4: Paneles requeridos y horas de recuperación para la configuración N°1. ....	65
Tabla 6.5: Parámetros de operación de la configuración N°1 de un día típico del mes de Julio. ..	65
Tabla 6.6: Parámetros de operación mensuales de la configuración N°1. ....	67
Tabla 6.7: Paneles requeridos y horas de recuperación para la configuración N°2. ....	68
Tabla 6.8: Parámetros de operación de la configuración N°2 de un día típico del mes de Julio. ..	69
Tabla 6.9: Parámetros de operación mensuales de la configuración N°2. ....	71
Tabla 6.10: Numero de paneles y superficie de la configuración N°3. ....	73
Tabla 6.11: Parámetros del sistema fotovoltaico de configuración N°3. ....	73
Tabla 6.12: Resumen de las configuraciones propuestas para el caso de estudio N°1. ....	75
Tabla 6.13: Radiación y temperatura ambiente para el caso de estudio N°2. ....	80
Tabla 6.14: Datos iniciales para determinar la demanda energética del caso de estudio N°2. ....	80
Tabla 6.15: Parámetros de diseño iniciales del caso de estudio N°2. ....	81
Tabla 6.16: Paneles requeridos y horas de recuperación para la configuración N°1. ....	82
Tabla 6.17: Parámetros de operación de la configuración N°1 de un día típico del mes de Julio. ..	82
Tabla 6.18: Parámetros de operación de la configuración N°1 de un día típico del mes de Julio. ..	85
Tabla 6.19: Resultados de parámetros mensuales configuración N°1. ....	86
Tabla 6.20: Paneles requeridos y horas de recuperación para la configuración N°2. ....	87
Tabla 6.21: Parámetros de operación de la configuración N°2 de un día típico del mes de Julio. ..	88

Tabla 6.22: Parámetros de operación de la configuración N°2 de un día típico del mes de Julio..	91
Tabla 6.23: Parámetros de operación mensuales de la configuración N°2. ....	92
Tabla 6.24: Numero de paneles y superficie de la configuración N°3. ....	94
Tabla 6.25: Parámetros del sistema fotovoltaico de configuración N°3. ....	94
Tabla 6.26: Resumen de las configuraciones propuestas para el caso de estudio N°2. ....	95
Tabla 7.1: Costo anual y operacional de los sistemas analizados. ....	101
Tabla 8.1: Inversión de configuraciones para el caso de estudio N°1 .....	103
Tabla 8.2: Inversión de configuraciones para el caso de estudio N°2. ....	104
Tabla 8.3: Indicadores económicos de las configuraciones (base: calefón a gas natural). ....	105
Tabla 8.4: Indicadores económicos de las configuraciones (base: termo-eléctrico). ....	105
Tabla 8.5: Indicadores económicos de las configuraciones (base: calefón a gas natural). ....	106
Tabla 8.6: Indicadores económicos de las configuraciones (base: termo-eléctrico). ....	106
Tabla 8.7: Variación en la inversión para el caso de estudio N°1. ....	107
Tabla 8.8: Variación en la inversión para el caso de estudio N°2. ....	107
Tabla 8.9: Variación del costo total de inversión para el caso de estudio N°1 y N°2. ....	107
Tabla 8.10: Variación de los indicadores económicos del caso de estudio N°1 con calefón. ....	108
Tabla 8.11: Variación de los indicadores económicos del caso de estudio N°1. ....	108
Tabla 8.12: Variación de los indicadores económicos del caso de estudio N°2 con calefón. ....	108
Tabla 8.13: Variación de los indicadores económicos del caso de estudio N°2. ....	108
Tabla A.1: Consumo unitario diario medio de ACS [33]. ....	126
Tabla A.2: Temperatura de celda fotovoltaica según metodología utilizada (base Mattei). ....	128
Tabla A.3: Generación eléctrica obtenida con explorador solar y con metodología de cálculo. .	129



# Índice de Figuras

Figura 3.1: Esquema de efecto fotovoltaico 2D (izquierda) y 3D (derecha). Adaptado de [1], [2].	5
Figura 3.2: Disminución del costo de celdas fotovoltaicas [3].	6
Figura 3.3: Potencia fotovoltaica instalada en el mundo hasta el año 2018 [4].	6
Figura 3.4: Componentes de un panel fotovoltaico típico; vista transversal (izquierda) [5] y vista 3D (derecha) [2].	7
Figura 3.5: Diagrama de funcionamiento de una bomba de calor. Elaboración propia.	10
Figura 3.6: Diagrama de Presión-Entalpia de un ciclo ideal de refrigeración por compresión de vapor. Elaboración propia.	11
Figura 3.7: Diagrama de Presión-Entalpia de un ciclo real de refrigeración por compresión de vapor. Elaboración propia.	13
Figura 3.8: Sistema SAHP de expansión indirecta. Adaptado de [13].	14
Figura 3.9: Sistema SAHP de expansión directa. Adaptado de [13].	15
Figura 3.10: Panel solar termodinámico.	16
Figura 3.11: Instalación de un sistema PST.	16
Figura 3.12: Tipos de paneles híbridos. Adaptado de [17].	18
Figura 3.13: Estructura típica de un evaporador del sistema PV-SAHP. Adaptado de [17].	19
Figura 3.14: Esquema de sistema PV-SAHP directo. Adaptado de [17].	19
Figura 3.15: Diagrama esquemático del sistema PV-SAHP desarrollado en [18]. Adaptado.	20
Figura 3.16: Módulos de evaporación PV-SAHP (sin vidrio).	20
Figura 3.17: (a) Trayectoria de flujo del refrigerante en el intercambiador Roll-Bond. (b) Modulo PV-Roll-Bound. (c) Imagen del panel utilizado en el estudio. (d) Estructura de capas del evaporador. Adaptado de [17].	22
Figura 3.18: (a) Esquema del evaporador PV con doble vidrio. (b) evaporador convencional con placa trasera Tedlar. Adaptado de [20].	22
Figura 3.19: Sistema PV-SAHP utilizado en el estudio [20].	23
Figura 3.20: Esquema del evaporador con panel térmico de tubos de cobre.	23
Figura 3.21: Balance de energía en el evaporador modificado con colector térmico de aluminio.	24
Figura 3.22: Sistema AWHP (izquierda). Sistema PST (derecha) [23].	25
Figura 3.23: Sistema PV para ser añadido a las versiones AWHP y PST (izquierda). Sistema PST-PV (derecha). Adaptado de [23].	25
Figura 4.1: Ubicación del caso de estudio N°1. Latitud 36°34'22''S Longitud 72°38'16''O.	29
Figura 4.2: Esquema de Hostal con sistema de ACS incorporado [31].	30
Figura 4.3: Ubicación del caso de estudio N°2. Latitud 34°02'08''S, Longitud 70°34'21''O.	31

Figura 4.4: Esquema de referencia del hotel estudiado [32].	31
Figura 4.5: Diagrama de procesos de configuración N°1.	33
Figura 4.6: Diagrama de procesos de configuración N°2.	34
Figura 4.7: Diagrama de procesos de configuración N°3.	35
Figura 5.1: Perfil porcentual del consumo diario de ACS de un Hotel [34].	38
Figura 5.2: Balance de energía en el panel fotovoltaico.	39
Figura 5.3: Esquema de un sistema bomba de calor.	42
Figura 5.4: Balance de energía en un panel PST.	45
Figura 5.5: Balance de energía en el panel PST-PV.	47
Figura 5.6: Balance de energía en el vidrio del panel fotovoltaico.	48
Figura 5.7: Balance de energía en la capa de EVA frontal del panel fotovoltaico.	49
Figura 5.8: Balance de energía en la capa de celdas fotovoltaicas del panel fotovoltaico.	50
Figura 5.9: Balance de energía en la capa de EVA trasera del panel fotovoltaico.	51
Figura 5.10: Balance de energía en la capa Tedlar del panel fotovoltaico.	52
Figura 5.11: Balance de energía en el panel PST.	53
Figura 5.12: Procedimiento de cálculo para determinar el número de paneles a instalar.	59
Figura 5.13: Procedimiento de cálculo para determinar parámetros de un día promedio del sistema.	61
Figura 6.1: Perfil de consumo diario de ACS del caso de estudio N°1.	64
Figura 6.2: Temperatura en el tanque de acumulación de la configuración N°1 para un día promedio de Julio.	67
Figura 6.3: Demanda mensual requerida para cada mes del año y aporte térmico del compresor y sistema PST.	68
Figura 6.4: Temperatura en el tanque de 650 litros de la configuración N°2 para un día promedio de Julio.	70
Figura 6.5: Demanda mensual requerida para cada mes del año y aporte térmico del compresor y sistema PST-PV.	71
Figura 6.6: Generación y consumo eléctrico mensual de la configuración N°2.	72
Figura 6.7: Generación y consumo eléctrico de la configuración N°3.	74
Figura 6.8: Consumo eléctrico de las configuraciones N°1, N°2 y N°3 para el caso de estudio N°1.	76
Figura 6.9: Eficiencia fotovoltaica de módulo PV y PST-PV para el caso de estudio N°1.	76
Figura 6.10: Generación eléctrica de las configuraciones N°2 y N°3 para el caso de estudio N°1.	77
Figura 6.11: Consumo y generación eléctrica en el mes de Julio de la configuración N°1 y N°2.	78

Figura 6.12: Consumo y generación eléctrica anual de la configuración N°2 y N°3.....	79
Figura 6.13: Consumo y generación eléctrica en los meses de Julio y Enero de la configuración N°2 y N°3. ....	79
Figura 6.14: Perfil de consumo diario de ACS para el caso de estudio N°2.....	81
Figura 6.15: Temperatura en el tanque de 10.671 litros en un día promedio de Julio. ....	84
Figura 6.16: Temperatura en tanque de 10.671 litros variando el número de módulos PST. ....	84
Figura 6.17: Temperatura en tanque de 10.671, 8.000 y 5.000 litros para configuración N°1 (con 50 módulos PST). ....	85
Figura 6.18: Demanda mensual requerida para cada mes del año y aporte térmico del compresor y sistema PST. ....	87
Figura 6.19: Temperatura en el tanque de 10.337 litros en un día promedio de Julio para configuración N°2.....	89
Figura 6.20: Temperatura en tanque de 10.337 litros, variando el número de módulos PST-PV. ....	90
Figura 6.21: Temperatura en tanque de 10.337, 8.000 y 5.000 litros para configuración N°2 (con 53 módulos PST-PV).....	90
Figura 6.22: Demanda mensual requerida para cada mes del año y aporte térmico del compresor y sistema PST. ....	93
Figura 6.23: Generación y consumo eléctrico de la configuración N°2. ....	93
Figura 6.24: Generación y consumo eléctrico de la configuración N°3.....	95
Figura 6.25: Consumo eléctrico de las configuraciones N°1, N°2 y N°3 para el caso de estudio N°2. ....	96
Figura 6.26: Eficiencia fotovoltaica de módulo PV y PST-PV para el caso de estudio N°2. ....	96
Figura 6.27: Generación eléctrica de las configuraciones N°2 y N°3 para el caso de estudio N°2. ....	97
Figura 6.28: Comparación consumo y generación eléctrica en el mes de Julio para configuración N°1 y N°3. ....	98
Figura 6.29: Comparación consumo y generación eléctrica anual para configuración N°2 y N°3. ....	99
Figura 7.1: Costo de operación de los sistemas de producción de ACS analizados.....	102
Figura 7.2: Huella de carbono de cada sistema de producción de ACS.....	102
Figura A.1: Descripción del panel híbrido del catálogo Energy Panel (a) [22]. ....	119
Figura A.2: Descripción del panel híbrido del catálogo Energy Panel (b) [22]. ....	120
Figura A.3: Modelos de bomba de calor disponible de la gama GTC [22].....	121
Figura A.4: Promedio de la radiación global incidente en un plano inclinado para cada mes y hora del caso de estudio N°1. ....	122
Figura A.5: Promedio de la temperatura para cada mes y hora del caso de estudio N°1.....	123

Figura A.6: Promedio de la radiación global incidente en un plano inclinado para cada mes y hora del caso de estudio N°2. ....	124
Figura A.7: Promedio de la temperatura para cada mes y hora del caso de estudio N°2. ....	125
Figura A.8: Balance de energía en panel fotovoltaico.....	127
Figura A.9: Ecuaciones del balance de energía utilizadas en EES.....	127
Figura A.10: Generación eléctrica anual de 4 módulos fotovoltaicos obtenida con el explorador solar. ....	128
Figura A.11: Ecuaciones utilizadas en EES para sistema PST-PV (a).....	130
Figura A.12: Ecuaciones utilizadas en EES para sistema PST-PV (b). ....	131
Figura A.13: Ecuaciones utilizadas en EES para sistema PST-PV (c).....	132

# 1 Introducción

## 1.1 Contexto

Actualmente las fuentes de energía térmica para la producción de ACS, calefacción y calor en procesos industriales se obtienen principalmente de combustibles como; gas natural, gas licuado, petróleo y leña, por otro lado, el uso de estos combustibles es responsable de altas emisiones de gases de efecto invernadero en todo el mundo. Junto a lo anterior, el precio de los combustibles ha tenido un aumento en los últimos años, debido a alzas del petróleo, lo que significa un aumento en los costos de producción de energía térmica.

En el último tiempo, ha existido un aumento en el uso de equipos que utilizan energías renovables (en lugar de combustibles) como fuente energética, las cuales son menos contaminantes y abundantes. Algunos equipos son: paneles fotovoltaicos (PV) que generan electricidad con energía solar, paneles solares térmicos que generan agua caliente con energía solar, y bombas de calor que transportan el calor desde un medio externo para lograr calefacción en un medio interno.

Los paneles solares termodinámicos (PST) son un tipo de bomba de calor con asistencia solar, donde el evaporador del sistema capta energía tanto del sol como del ambiente para la evaporación del fluido de trabajo del sistema.

Otra tecnología utilizada son los paneles solares híbridos, los cuales convierten la radiación solar en energía térmica y eléctrica. Estos sistemas combinan la celda fotovoltaica, que convierte la luz solar en electricidad, con un panel solar térmico, que captura y utiliza el calor residual del módulo fotovoltaico para la producción de ACS.

Una alternativa del panel solar híbrido es el sistema PV-SAHP, que utiliza un panel híbrido como evaporador de una bomba de calor con asistencia solar. Esta configuración permite que la temperatura de la celda fotovoltaica disminuya, debido a la baja temperatura del fluido de trabajo.

Actualmente existen algunas empresas del mercado que comercializan un panel híbrido PST-PV que involucra la tecnología PV y PST como sistema PV-SAHP, el cual resulta atractivo debido a la complementariedad entre ambas tecnologías. El uso de esta tecnología no se ha masificado como otras similares y no se tiene información técnica-económica acerca de las mejores aplicaciones que puede tener. Es importante comparar esta tecnología con sistemas convencionales para evaluar el real desempeño que puede entregar.

## 1.2 Motivación

- En Chile se encuentra una de las mejores condiciones de radiación del mundo para utilizar tecnología solar.
- En el mediano plazo, en Chile se podría generar un cambio tecnológico para la generación térmica de baja temperatura, con tecnologías que aprovechen los recursos naturales (geotermia, solar, etc.).
- Los paneles PST-PV son una tecnología poco utilizada y podría presentar mayor eficiencia energética y generar menos emisiones de gases de efecto invernadero que sistemas bomba de calor y sistemas convencionales.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo general**

Desarrollar estudios de eficiencia energética y factibilidad técnica-económica de la tecnología Paneles Híbridos PST-PV y sus posibilidades de aplicación para la producción de ACS en Chile.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Analizar el principio de funcionamiento, la configuración, el procedimiento operativo y, en general, las posibilidades que ofrece la tecnología.
- Desarrollar una metodología de cálculo para proyectos típicos (casos de estudio) del segmento industria y comercio, incluyendo ingenierías conceptuales, P&IDs, lay-out y los principales detalles sistémicos para el desarrollo de instalaciones.
- Efectuar evaluaciones de eficiencia energética y de pre-factibilidad técnica-económica de las configuraciones propuestas como casos de estudio.

## **1.4 Alcances**

El alcance del proyecto es obtener una ingeniería de nivel perfil para desarrollar una metodología de cálculo, P&ID típicos y lay-out, incluyendo los siguientes aspectos:

- Desarrollar estudios iniciales para entender y dimensionar un proyecto típico.
- Efectuar estudios para dimensionamiento principal: demanda, capacidad, recursos, equipos principales.
- Desarrollar lay-out y P&ID de los proyectos como herramienta básica para obtener el itemizado de inversión (CAPEX), con un margen de estimación no superior al 30%.
- Efectuar evaluaciones económicas de los proyectos incluyendo estimaciones de costos de operación, costos de inversión y flujo de caja.

## 2 Metodología

La metodología para desarrollar los objetivos específicos se divide en:

### **i. Revisión bibliográfica de las tecnologías PV, PST y PST-PV.**

Se desarrolla una revisión bibliográfica acerca de paneles fotovoltaicos y paneles solares termodinámicos, con el objetivo de entender su principio de funcionamiento, su estructura y los parámetros relevantes para evaluar su desempeño. El estudio de estas tecnologías permite conocer las bases de la tecnología PST-PV. Junto a lo anterior, se desarrolla una revisión bibliográfica de los paneles PST-PV encontrando los distintos tipos que existen, las configuraciones utilizadas, y las aplicaciones más recomendadas. Además, se analizan estudios realizados a sistemas PST-PV y se determinan los parámetros técnicos que se utilizan para evaluarlos. También se establecen los antecedentes y fuentes de información del recurso solar, eficiencia de sistemas convencionales y metodología para estimar emisiones de gases de efecto invernadero. Lo anterior se desarrolla mediante la revisión de artículos de revistas científicas, libros, memorias, informes de ingeniería, catálogos de equipos, normativa nacional e internacional de sistemas solares térmicos y recursos online.

### **ii. Definir casos de estudio y configuraciones de estudio.**

Se definen los casos de estudio del sector industria y comercio, siendo ambos del sector hotelero ubicados en la zona centro y sur de Chile. Junto a lo anterior se definen las configuraciones propuestas para los casos de estudio, que corresponde a; configuración N°1: sistema PST, configuración N°2: sistema PST-PV, configuración N°3: sistema PST y sistema PV. Las configuraciones propuestas son utilizadas para realizar una comparación y evaluación técnica-económica de los módulos PST-PV.

### **iii. Desarrollo de metodologías de cálculo para sistemas PV, PST y PST-PV.**

Se desarrolla una metodología de cálculo para determinar la demanda energética en la producción de ACS de los casos de estudio, lo anterior se desarrolla según normativa de cálculo de demanda energética térmica. Se desarrolla metodología para estimar la producción de energía eléctrica de los sistemas PV mediante procedimiento básico y mediante antecedentes del recurso solar. Se desarrolla una metodología de cálculo para los sistemas bomba de calor y para obtener los parámetros termodinámicos del sistema, para lo anterior se utiliza el software Engineering Equation Solver (EES). Se desarrolla una metodología de cálculo de los sistemas PST y PST-PV con el objetivo de estimar la energía disponible en los módulos evaporadores, para lo anterior se desarrollan análisis de transferencia de calor unidimensional en los paneles.

Posteriormente se desarrolla un procedimiento de cálculo, se presentan los supuestos y consideraciones que son utilizadas para obtener los resultados.

Los resultados obtenidos a partir de esta metodología permiten el desarrollo de ingenierías conceptuales que incluyen; número de módulos PV, PST y PST-PV requeridos en los casos de estudio y parámetros de funcionamiento como; potencia térmica, potencia del compresor, COP, tamaño de tanque de acumulación, evaluación de sistema auxiliar, consumo eléctrico y generación eléctrica. Junto a lo anterior, se incluyen diagramas de procesos e instrumentación (P&ID) de las configuraciones propuestas, los cuales son desarrollados a partir de software de dibujo AutoCAD.

**iv. Desarrollo de metodologías de cálculo para evaluar eficiencia energética y emisiones.**

Para evaluar la eficiencia energética de los sistemas PST-PV se desarrolla una metodología de cálculo que permite estimar el costo anual y operacional de diferentes tecnologías para cubrir la demanda térmica de los casos de estudio. Para lo anterior se utilizan las eficiencias de los sistemas convencionales, costos de combustible de sistemas convencionales y los resultados de consumo eléctrico de los sistemas PST y PST-PV desarrollados anteriormente.

Junto a lo anterior se desarrollan estimaciones de emisiones de gases de efecto invernadero de los distintos sistemas analizados. Para lo anterior se utiliza el procedimiento desarrollado en sección de antecedentes y factores de emisión de los combustibles asociados.

**v. Evaluación económica de los sistemas estudiados.**

Se realiza un análisis de pre-factibilidad técnica-económica de las configuraciones propuestas para los casos de estudio. Para lo anterior, se utilizan los resultados de demanda térmica anual y costos de operación de las distintas configuraciones propuestas, con la información anterior es posible obtener un flujo de ahorros anuales. Además, se realizan estimaciones de la inversión requerida para cada configuración a partir de proyectos similares y cotizaciones.

Con la información anterior se calculan los indicadores de evaluación de proyectos; Valor Actual Neto (VAN) y Período de Retorno de la Inversión (PRI):

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+k)^i} - I$$

$$PRI = \frac{I}{F_i}$$

Donde  $F_i$  corresponde al ahorro del año  $i$ ,  $n$  corresponde al período de años a evaluar,  $I$  a la inversión inicial y  $k$  a la tasa de descuento.



### 3 Antecedentes

A continuación se presenta una revisión bibliográfica acerca de principios de funcionamiento, parámetros relevantes, estructura y estudios de las tecnologías: paneles fotovoltaicos, bombas de calor con asistencia solar y bomba de calor con asistencia solar híbrida.

#### 3.1 Panel Fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos (PV) son dispositivos compuestos por un arreglo de celdas fotovoltaicas, las cuales producen energía eléctrica a partir de la luz solar.

Las celdas fotovoltaicas más comunes están fabricadas a partir del semiconductor silicio, la estructura de la celda está compuesta por una capa de silicio con exceso de electrones llamada tipo n (generalmente dopada con átomos de fósforo) y otra capa de silicio con huecos (falta de electrones) llamada tipo p (generalmente dopada con átomos de boro), la unión de estas capas se conoce como unión p-n [1].

La estructura de una celda fotovoltaica se muestra en la Figura 3.1, donde se observa la unión p-n. Los fotones de la luz solar pueden ser reflejados o ser absorbidos por la celda fotovoltaica (o atravesar la celda), cuando son absorbidos se crean pares de electrones y huecos en la capa, si estos pares están cerca de la unión p-n, su campo eléctrico hace que las cargas se separen y los electrones se mueven hacia el lado tipo n y los huecos hacia el lado tipo p [1].

Si los dos lados de la celda solar están conectados a través de una carga y conductos metálicos, fluirá una corriente eléctrica siempre que la luz solar incida sobre la celda (ver Figura 3.1).

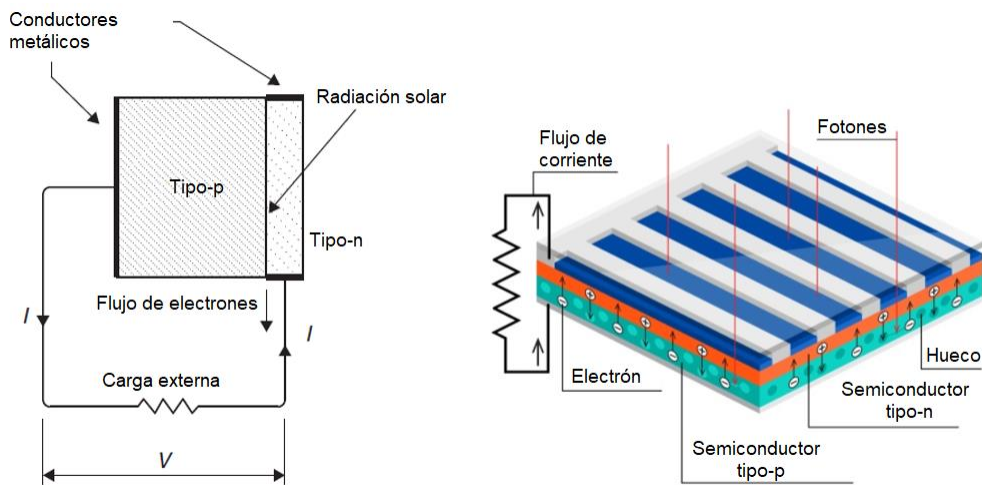


Figura 3.1: Esquema de efecto fotovoltaico 2D (izquierda) y 3D (derecha). Adaptado de [1], [2].

La potencia eléctrica generada por una sola celda es pequeña, por lo que se conectan y encapsulan varias celdas para formar un módulo (panel) de mayor potencia.

La eficiencia  $\eta_{st}$  de la celda fotovoltaica se define como la potencia eléctrica máxima  $P_{max}$  dividida por la potencia solar incidente  $I_{st} \cdot A_p$ , esta se calcula comúnmente para una temperatura de celda fotovoltaica de 25°C y una irradiancia solar estándar de  $I_{st} = 1.000 \text{ W/m}^2$  (ver ecuación (3.1)).

En las líneas de producción de paneles fotovoltaicos comerciales, la eficiencia de una celda solar de silicio monocristalino se encuentra dentro del rango del 14 al 15% y las celdas solares de silicio policristalino en el rango del 12 al 13%

$$\eta_{st} = \frac{P_{max}}{I_{st} \cdot A_p} \quad (3.1)$$

Durante los últimos años el costo de la energía solar fotovoltaica se ha reducido considerablemente y el costo de generación eléctrica ya es competitivo contra otras fuentes de energía convencionales. En la Figura 3.2 se observa la reducción del costo de celdas solares, donde existe una reducción del 99,5% del costo entre el año 1977 y 2014 [3].

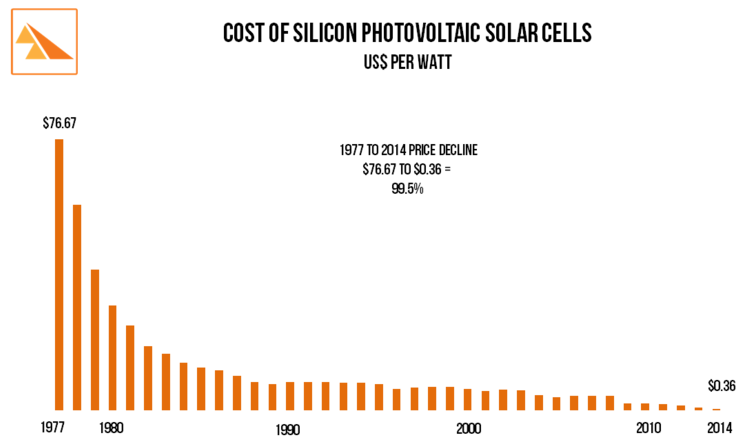


Figura 3.2: Disminución del costo de celdas fotovoltaicas [3].

La disminución del costo de las celdas fotovoltaicas ha producido un aumento en el uso de esta tecnología. En la Figura 3.3 se presenta la evolución de la potencia fotovoltaica instalada en el mundo desde el año 2008 hasta el año 2019, donde se puede observar un aumento considerable, pasando desde 40 GW instalados el año 2010 hasta 505 GW instalados el año 2019 [4].

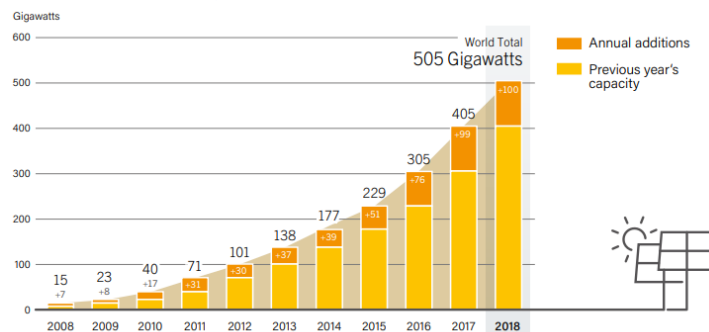


Figura 3.3: Potencia fotovoltaica instalada en el mundo hasta el año 2018 [4].

### 3.1.1 Estructura del panel fotovoltaico

Existen diferentes tipos de paneles solares fotovoltaicos, los más utilizados son los monocristalinos y policristalinos. En la Figura 3.4 se observan los componentes de un panel fotovoltaico típico, los que se detallan a continuación [5]:

- Vidrio: Encargado de proteger a los materiales interiores y debe permitir el paso de luz hacia las celdas.
- EVA (Etileno Vinil Acetato): Material utilizado para encapsular las celdas fotovoltaicas y para evitar la entrada de aire o humedad.
- Celda fotovoltaica: Encargada de generar energía eléctrica a partir de la radiación solar.
- Tedlar (Fluoruro de polivinilo): Material inferior del panel que tiene como objetivo ser un aislante eléctrico y proteger a las celdas de la radiación ultravioleta.

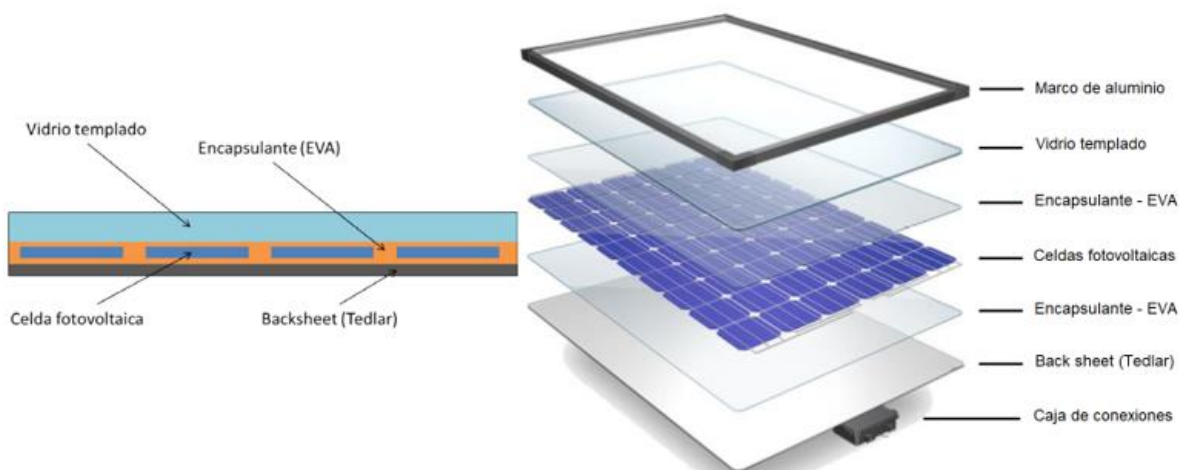


Figura 3.4: Componentes de un panel fotovoltaico típico; vista transversal (izquierda) [5] y vista 3D (derecha) [2].

Las propiedades típicas de los materiales que componen el panel fotovoltaico se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Propiedades de los materiales que componen el panel fotovoltaico [6].

Material	Espesor [mm]	Conductividad térmica [W/mK]	Absortividad	Transmisividad
Vidrio	5	0,7	0,02	0,9
Encapsulante - EVA	0,5	0,35	0,03	0,9
Celda fotovoltaica	0,2	148	0,9	0,09
Back sheet - Tedlar	0,5	144	0,5	0,01

### 3.1.2 Efecto de la temperatura

El aumento de temperatura de las celdas fotovoltaicas trae consigo una disminución de eficiencia y vida útil del panel fotovoltaico, llegando a tener coeficientes de pérdida de potencia y eficiencia del 0,5%/°C y 0,05%/°C respectivamente por cada grado de diferencia respecto a la temperatura de diseño de la celda [7].

En [5] se presenta un trabajo sobre la reducción de la temperatura en el panel fotovoltaico producto de disipadores de calor de aletas. La temperatura sin disipador sobrepasa los 40°C mientras que con disipador alcanza los 26°C, obteniendo una eficiencia del panel casi de 19%, siendo la eficiencia de catálogo de un 16%.

El efecto global del aumento de la temperatura de una celda fotovoltaica es la disminución de la potencia generada. Esta disminución de potencia se puede representar como la disminución de eficiencia de la celda fotovoltaica según la ecuación (3.2) [8].

$$\eta_{pv} = \eta_r \cdot [1 - \beta \cdot (t_c - t_{st}) + \gamma \cdot \log \phi] \quad (3.2)$$

Donde:

$\eta_{pv}$  : Eficiencia del panel fotovoltaico.

$\eta_r$  : Eficiencia del panel fotovoltaico en condiciones estándar.

$\beta$  : Coeficiente de temperatura [%/°C].

$t_c$  : Temperatura de celda fotovoltaica [°C].

$t_{st}$  : Temperatura de celda en condiciones estándar [°C].

$\gamma$  : Coeficiente de irradiancia solar.

$\phi$  : Irradiancia solar [W].

En la ecuación (3.2),  $\eta_r$  corresponde a la eficiencia del panel fotovoltaico bajo una temperatura  $t_{st}$  igual a 25°C y a una irradiancia solar de 1.000 [W/m<sup>2</sup>], por otro lado, es frecuente que el coeficiente de irradiancia solar  $\gamma$  tome el valor de cero [8].

El coeficiente de temperatura  $\beta$  es una característica de cada panel fotovoltaico que indica el porcentaje de disminución en la eficiencia del panel por cada grado de temperatura de la celda sobre los 25°C [9].

### 3.1.3 Modelos de predicción de la temperatura de celda

Debido a la importancia de la temperatura de la celda en la eficiencia del sistema, se han desarrollado diversos estudios y modelos para estimar la temperatura de la celda fotovoltaica en función de variables ambientales, las cuales han sido validadas con mediciones experimentales.

El estudio desarrollado en [8] presenta un método simple y efectivo para determinar la temperatura de una celda fotovoltaica, el cual es validado con mediciones experimentales. La base del modelo desarrollado en [8] es un balance de energía en el panel y se presenta en la siguiente ecuación:

$$\alpha\tau\phi = \eta \cdot \phi + U_{pv} \cdot (T_c - T_a) \quad (3.3)$$

Si la ecuación (3.2) se introduce en la eficiencia de la ecuación (3.3) (con  $\gamma = 0$ ), se obtiene la siguiente ecuación:

$$T_c = \frac{U_{pv} \cdot T_a + \phi \cdot [(\alpha\tau) - \eta_r - \beta \cdot \eta_r \cdot T_r]}{U_{pv} - \beta \cdot \eta_r \cdot \phi} \quad (3.4)$$

Donde:

$\alpha\tau$  : Coeficiente de absorptividad y transmisividad.

$\phi$  : Irradiancia solar [W].

$U_{pv}$  : Coeficiente de transferencia de calor por conducción [W/m<sup>2</sup>°C].

$T_c$  : Temperatura de celda fotovoltaica [°C].

$T_r$  : Temperatura celda estándar [°C].

$T_a$  : Temperatura de aire ambiente [°C].

$\eta_r$  : Eficiencia del panel fotovoltaico en condiciones estándar.

$\beta$  : Coeficiente de temperatura [%/°C].

El estudio desarrollado en [8] presenta dos modelos, siendo el modelo con balance de energía el que presentó los mejores resultados. El modelo considera un valor de coeficiente ( $\alpha\tau$ ) de 0,81 y un coeficiente de transferencia de calor de  $17,1 + 5,7 \cdot v$ , donde  $v$  corresponde a la velocidad del viento en [m/s]. Se obtuvo un error cuadrático medio (RMSE) de 2,76 [°C] que representa un 24% de error. El autor expone que no es un error bajo, pero se debe considerar que es un modelo simplificado.

En el estudio desarrollado en [10] se compararon cinco distintos modelos matemáticos que predicen en forma aceptable la temperatura final de un panel en función de las variables climáticas, para ello se utilizaron los datos experimentales de una instalación fotovoltaica ubicada en Argentina. En este estudio el modelo desarrollado por Mattei et al [8] es el que mejor se ajusta a los valores experimentales de temperatura del panel, obteniendo un RMSE de 14,8%.

### 3.2 Bomba de Calor

Una bomba de calor es una máquina que extrae calor de un ambiente (de baja temperatura) y transfiere este calor a otro ambiente (de alta temperatura). Para que lo anterior no contradiga las leyes de la termodinámica, el sistema necesita un trabajo externo para su funcionamiento [11].

El objetivo de la bomba de calor es aportar calor y elevar la temperatura de un ambiente, a diferencia de una máquina frigorífica, que es mantener un ambiente a baja temperatura, donde el foco de trabajo se invierte (bomba de calor inversa) [11]. Unas de las aplicaciones más utilizadas de las bombas de calor son la producción de agua caliente sanitaria (ACS) y la calefacción de ambientes (CC).

La bomba de calor está compuesta por; evaporador, compresor, condensador y una válvula de expansión y su principio de funcionamiento es el ciclo de refrigeración por compresión de vapor. Tres parámetros importantes de su funcionamiento son el calor de evaporación  $Q_{ev}$ ,

el trabajo que realiza el compresor  $W_{cp}$  y calor de condensación  $Q_{cd}$ , en la Figura 3.5 se puede ver un diagrama representativo del sistema.

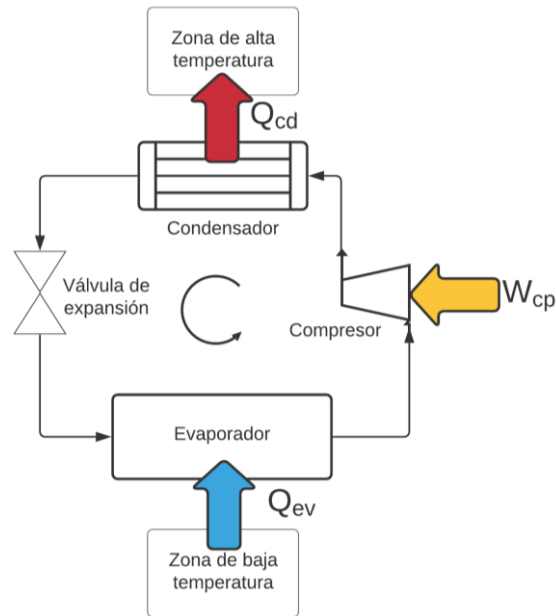


Figura 3.5: Diagrama de funcionamiento de una bomba de calor. Elaboración propia.

El coeficiente utilizado para el estudio de las bombas de calor corresponde al COP (Coefficient Of Performance por sus siglas en inglés) que relaciona la potencia térmica entregada  $Q_{cd}$  y el trabajo requerido  $W_{cp}$ , lo anterior se representa en la siguiente ecuación:

$$COP = \frac{Q_{cd}}{W_{cp}} \quad (3.5)$$

### 3.2.1 Componentes principales

A continuación se describen los principales componentes de las bombas de calor:

- **Fluido de trabajo:** Encargado de realizar la transferencia de calor entre las fuentes de baja y alta temperatura. El fluido de trabajo utilizado en el presente estudio es el refrigerante R134a, el cual permite trabajar a menores presiones, no daña la capa de ozono y tiene una gran estabilidad.
- **Evaporador:** Equipo que permite la transferencia de calor entre el fluido de trabajo y el medio de baja temperatura, con el objetivo de realizar el proceso de evaporación del fluido. El tipo de transferencia de calor depende del tipo de evaporador que se utilice, y puede ser por convección natural, convección forzada, conducción o por radiación solar.
- **Compresor:** Equipo diseñado para elevar la presión y temperatura del fluido de trabajo. Este equipo recibe el fluido de trabajo proveniente del evaporador, para entregarlo a una mayor presión y mayor temperatura. El aumento de presión proviene del trabajo  $W_{cp}$  que acciona el movimiento del compresor [12].

- **Condensador:** Equipo que permite la transferencia de calor entre el fluido de trabajo y el medio de alta temperatura. Recibe el fluido de trabajo proveniente del compresor y lo entrega en la entrada de la válvula de expansión como líquido saturado, el calor cedido por el fluido de trabajo es captado por el medio de alta temperatura.
- **Válvula de expansión:** Equipo diseñado para regular el caudal del fluido refrigerante proveniente del condensador. La función principal de este componente es disminuir la presión del fluido de trabajo y llevarlo a la presión y temperatura de evaporación del sistema.

### 3.2.2 Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento de la bomba de calor es un ciclo de refrigeración por compresión de vapor, en este ciclo el fluido de trabajo se evapora y se condensa alternadamente comprimiéndose en fase de vapor y disminuyendo su presión en fase líquida [11].

El ciclo ideal de refrigeración por compresión de vapor se presenta en la Figura 3.6, donde se observan cuatro estados termodinámicos y cuatro procesos,  $Q_{ev}$  es el calor absorbido en el evaporador,  $Q_{cd}$  el calor cedido en el condensador y  $W_{in}$  la potencia de entrada.

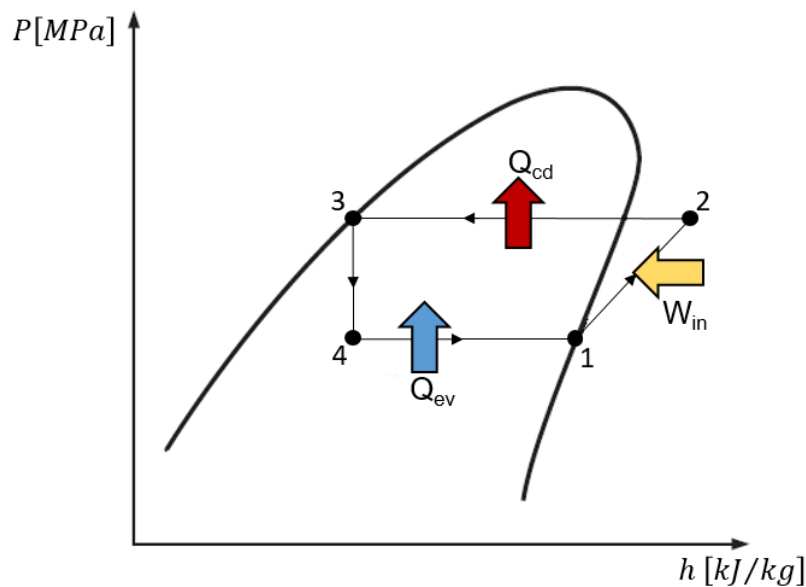


Figura 3.6: Diagrama de Presión-Entalpia de un ciclo ideal de refrigeración por compresión de vapor. Elaboración propia.

Los procesos de la Figura 3.6 son los siguientes:

- Proceso 1-2: Compresión isoentrópica en el compresor.
- Proceso 2-3: Rechazo de calor a presión constante en el condensador.
- Proceso 3-4: Estrangulamiento en un equipo de expansión.
- Proceso 4-1: Absorción de calor a presión constante en el evaporador.

En el ciclo de la Figura 3.6, el fluido de trabajo entra al compresor como vapor saturado (estado 1), el compresor realiza un trabajo  $W_{in}$  y comprime isoentrópicamente el fluido de trabajo hasta la presión del condensador, luego, el fluido de trabajo entra al condensador

como vapor sobrecalentado y entrega calor  $Q_{cd}$  hasta llegar al estado 3 como líquido saturado, posteriormente, se estrangula hasta la presión de evaporación en un proceso isoentálpico, finalmente, desde vapor húmedo de baja calidad (estado 4) se evapora absorbiendo calor  $Q_{ev}$  hasta llegar al estado de vapor saturado (estado 1), completando el ciclo.

El trabajo realizado por el compresor está dado por la siguiente ecuación:

$$W_{in} = \frac{\dot{m}_r \cdot (h_2 - h_1)}{\eta_{el-me}} \quad (3.6)$$

Donde  $\dot{m}_r$  representa el flujo másico del fluido de trabajo,  $\eta_{el-me}$  representa el rendimiento mecánico y eléctrico del compresor y  $(h_2 - h_1)$  representa la diferencia de entalpia de los estados 2 y 1.

La potencia térmica en el evaporador está dada por la ecuación (3.7):

$$Q_{ev} = \dot{m}_r \cdot (h_1 - h_4) \quad (3.7)$$

Donde  $\dot{m}_r$  representa el flujo másico del fluido de trabajo y  $(h_1 - h_4)$  representa la diferencia de entalpia de los estados 1 y 4.

La potencia térmica en el condensador está dada por la ecuación (3.8):

$$Q_{cd} = \dot{m}_r \cdot (h_2 - h_3) \cdot \eta_{cd} \quad (3.8)$$

Donde  $\dot{m}_r$  representa el flujo másico del fluido de trabajo,  $\eta_{cd}$  representa la eficiencia del condensador y  $(h_2 - h_3)$  representa la diferencia de entalpia de los estados 2 y 3.

Un ciclo real de refrigeración por compresión de vapor difiere de uno ideal debido a las irreversibilidades que ocurren en sus componentes, dos fuentes de irreversibilidades típicas son la fricción del fluido (provoca caída de presión) y la transferencia de calor hacia o desde los alrededores [11].

En el proceso ideal 4-1 que se observa en la Figura 3.7, es difícil controlar que el fluido de trabajo llegue justo al punto de vapor saturado y, considerando los problemas que trae que el fluido no esté completamente evaporado en la entrada del compresor, se diseña el sistema de modo que el refrigerante se sobrecaliente ligeramente en la entrada del compresor (hasta el punto 1').

El proceso de compresión real (1'-2') incluirá efectos de fricción, los cuales incrementan la entropía y la transferencia de calor en el compresor.

El proceso ideal de condensación (2-3) no es fácil ejecutar con tal precisión como para que el fluido de trabajo sea un líquido saturado al final (estado 3). Considerando que es indeseable enviar el fluido de trabajo a la válvula de expansión antes de que se condense por completo, se diseña el sistema para que el fluido de trabajo se sub-enfríe en la entrada de la válvula de expansión (estado 3').



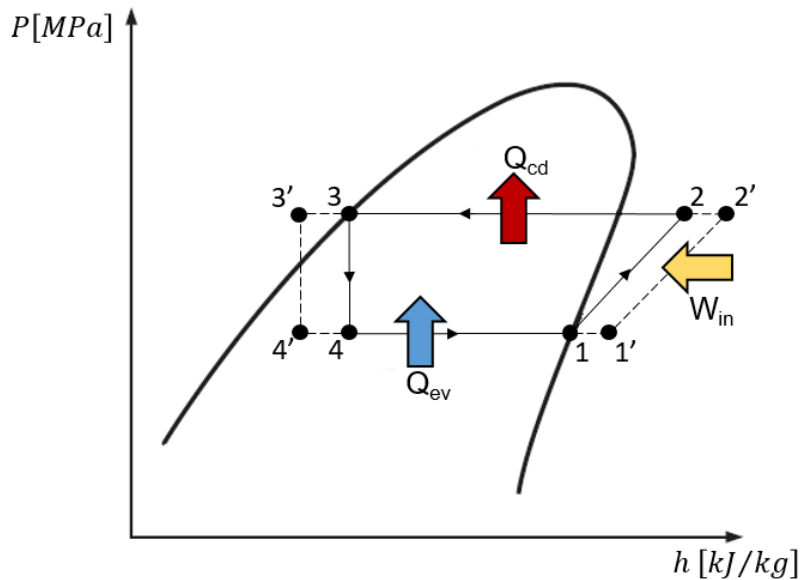


Figura 3.7: Diagrama de Presión-Entalpia de un ciclo real de refrigeración por compresión de vapor. Elaboración propia.

### 3.2.3 Tipos de bomba de calor

Existen diferentes tipos de bomba de calor, los cuales se diferencian según la fuente de la que extraen y/o ceden calor [12], a continuación se presentan algunos tipos:

- i. Bombas de calor aire-aire: Este tipo de bomba de calor extrae calor del aire exterior y lo cede al aire interior de la zona calefaccionada. Su aplicación más frecuente se encuentra en ventilación y calentamiento de viviendas.
- ii. Bomba de calor aire-agua: Este tipo de bomba de calor extrae calor del aire exterior y lo cede a un sistema de agua caliente sanitaria (ACS) o calefacción por agua. Su aplicación más frecuente se encuentra en instalaciones de suelo radiante (calefacción) y producción de ACS.
- iii. Bomba de calor agua- agua: Este tipo de bomba de calor extrae calor de una fuente de agua y lo cede al agua de un sistema de ACS o calefacción por agua. Algunos tipos de bomba de calor que extraen calor de una fuente de agua son los siguientes:
  - SWHP (Surface Water Heat Pumps): Utiliza agua superficial de lagos, corrientes de agua o similares como fuente de absorción de calor.
  - GWHP (Ground Water Heat Pump): Utiliza agua subterránea de pozos como fuente de calor o sumidero.
- iv. Bombas de calor geotérmica: Este tipo de bomba de calor extrae calor desde la tierra, aprovechando el gradiente de temperatura existente. La transferencia de calor ocurre por conducción y no por convección como en los otros sistemas mencionados.
- v. Bomba de calor con asistencia solar (SAHP): Es un tipo de bomba de calor que tiene un evaporador diseñado para absorber calor por la radiación solar incidente.

En la siguiente sección se presenta en mayor profundidad la tecnología bomba de calor con asistencia solar (SAHP), el cual es el tipo de bomba de calor estudiada en el presente trabajo.

### 3.3 Bomba de calor con asistencia solar (SAHP)

La tecnología SAHP (Solar Assisted Heat Pump por sus siglas en inglés) es un tipo de bomba de calor que utiliza la energía solar para aumentar la temperatura de evaporación del fluido de trabajo y así incrementar el COP del sistema (reduciendo la carga en el compresor).

La tecnología SAHP se puede clasificar en dos tipos; de expansión indirecta y expansión directa. En la Figura 3.8 se presenta el sistema SAHP de expansión indirecta, donde se observa que el colector solar está conectado a un tanque acumulador y es este tanque la fuente donde extrae calor el evaporador [13].

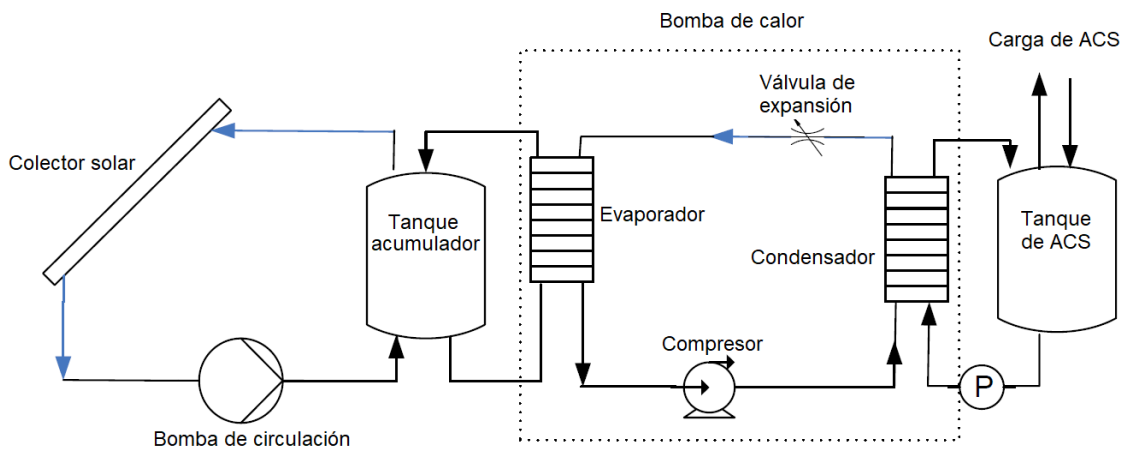


Figura 3.8: Sistema SAHP de expansión indirecta. Adaptado de [13].

Una ventaja del sistema indirecto es que si almacena suficiente energía en el tanque acumulador, se puede controlar la temperatura de evaporación y así bajar la relación del compresor [12].

Una desventaja de este sistema es que para almacenar suficiente energía, las dimensiones del acumulador y superficie de captación pueden ser muy grandes, además, está expuesto a mas pérdidas térmicas al tener circuitos y conexiones extras [12].

En la Figura 3.9 se presenta el sistema SAHP de expansión directa, donde se observa que el colector solar es el evaporador del sistema [13].

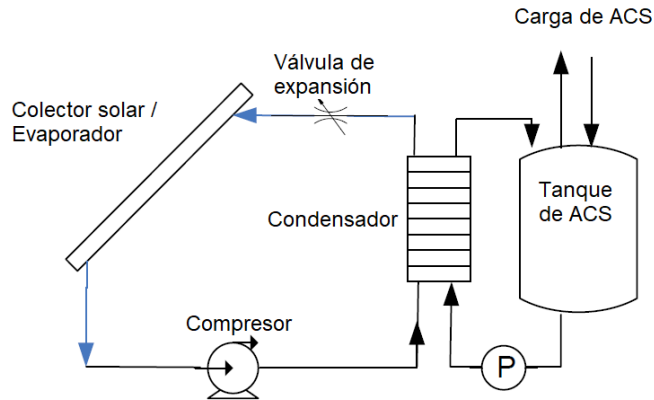


Figura 3.9: Sistema SAHP de expansión directa. Adaptado de [13].

El sistema de expansión directa absorbe energía térmica directamente desde el ambiente y en condiciones ambientales favorables la temperatura de evaporación puede ser elevada permitiendo el aumento del COP del sistema [12].

La reducción del número de componentes respecto al sistema indirecto resulta en menor mantenimiento de los equipos, un sistema de control más simple y mayor confiabilidad del sistema [13].

A continuación se presenta en mayor detalle características del panel solar termodinámico (PST) que corresponde a un tipo de SAHP de expansión directa.

### 3.3.1 Panel solar termodinámico (PST)

El panel solar termodinámico es un tipo de bomba de calor con asistencia solar (SAHP) de expansión directa, el cual está diseñado para captar energía solar y del aire ambiente. La patente mundial original de este tipo de tecnología es francesa, y utilizan el nombre comercial de “paneles solares termodinámicos”, luego la patente fue adquirida en 1974 por la empresa “Energie” de Portugal y desde 1978 comparte la patente con la empresa española “Solar PST” [14].

Los PST se utilizan en distintos procesos donde se requiere agua caliente, los más comunes son; Agua Caliente Sanitaria (ACS), calefacción de viviendas (CC) y climatización de piscinas cubiertas y al aire libre (CP) [14].

Los paneles solares termodinámicos están diseñados para aprovechar la radiación directa y difusa. El panel está compuesto por una estructura de aluminio y un circuito diseñado para la circulación del fluido refrigerante. Con el objetivo de evitar la oxidación, en la fabricación se somete a un proceso de galvanizado, recubriéndolo con una capa de 30 micras de Zinc y además se recubre con pintura anticorrosiva negra. Las dimensiones del panel dependen de cada proveedor, pero aproximadamente, se encuentran entre los 200 [cm] de largo, 80 [cm] de alto y 2 [cm] de grosor, su peso es cercano a los 8 kilogramos. En la Figura 3.10 se observa el diseño del panel solar termodinámico [14] y en la Figura 3.11 se presenta una instalación del sistema.



Figura 3.10: Panel solar termodinámico.



Figura 3.11: Instalación de un sistema PST.

En el estudio realizado en [12] se analizó el comportamiento de un sistema PST, donde se variaron los parámetros ambientales para determinar las mejores condiciones de funcionamiento de distintos casos de estudio.

En el estudio se observa una tendencia a aumentar el COP cuando aumenta la temperatura de evaporación, se obtuvo que el COP varía entre 3,7 y 5,3 durante el verano y entre 2,4 y 3,4 en invierno.

En el estudio de [12], de las tres aplicaciones de los PST (ACS, CC y climatización de piscinas), la aplicación en CC tiene los COP más bajos debido a que se necesita una temperatura de condensación más alta que en los sistemas ACS y CP, además, el sistema de calefacción se utiliza mayoritariamente en invierno, donde los parámetros ambientales son más desfavorables y resulta en un mayor trabajo del compresor del sistema. El porcentaje de ahorro entre la calefacción por kerosene y calefacción por sistema PST es de un 31%.

En el caso de ACS a nivel domiciliario, se obtuvo que reemplazando un sistema de calefacción eléctrica por un sistema PST se obtienen ahorros económicos anuales de hasta

un 74%. En la aplicación de ACS a nivel comercial los resultados son similares al caso de ACS a nivel domiciliario, obteniendo el mismo porcentaje de ahorro.

En el caso de la instalación de ACS a nivel comercial se tiene un retorno de la inversión en 5 años. La aplicación de ACS domiciliaria resulta menos atractiva económicamente debido a un retorno de la inversión de 7 años y a una alta inversión considerando el capital inicial de las viviendas familiares.

En el caso de la aplicación de climatización de piscinas, los rendimientos y ahorros son mayores respecto a las otras aplicaciones, esto debido a la baja temperatura de condensación que debe alcanzar el sistema y que además funciona preferentemente en verano.

El estudio del sistema PST realizado en [14] presenta un estudio teórico comparativo entre la producción de ACS por PST y colectores solares planos. Las conclusiones muestran que la superficie de captación de la instalación con paneles termodinámicos es mayor que con colectores solares planos, necesitando casi el triple más de superficie de captación. En los meses fríos, el consumo auxiliar mensual de la instalación con colectores solares planos es mayor que la instalación con paneles termodinámicos, debido a baja radiación y temperatura.

En los meses de calor este comportamiento se invierte, siendo el consumo energético de la instalación termodinámica mayor, debido a que los colectores planos son capaces de satisfacer la demanda energética casi por sí solos.

En el estudio realizado en [14] se define una expresión para obtener la temperatura del PST (temperatura de evaporación) como función de la temperatura ambiente y la radiación solar, la expresión se obtiene a partir de un estudio experimental y teórico en [15]. En la ecuación (3.9) se observa la temperatura de evaporación del sistema,  $T_r$ , donde  $T_a$  es la temperatura ambiente y  $G$  la radiación incidente.

$$T_r = T_a - 18 + \frac{28 \cdot G}{1000} \quad (3.9)$$

## 3.4 PV-SAHP

En la presente sección se introduce la tecnología de paneles híbridos, en primer lugar se presenta una introducción de los tipos de paneles híbridos existentes, en segundo lugar se presenta una revisión bibliográfica del sistema PV-SAHP y, finalmente, se presenta una revisión del sistema PST-PV.

### 3.4.1 Paneles híbridos

Un panel híbrido consiste en la unión entre la tecnología solar fotovoltaica y solar térmica, la cual surgió como una solución para aprovechar las pérdidas de energía del panel fotovoltaico, cuyo rendimiento oscila entre el 10-20 % y empeora con el aumento de la temperatura de las celdas [16].

En un panel híbrido la energía térmica residual del panel fotovoltaico es aprovechada mediante un recuperador de calor que también disminuye la temperatura de las celdas, produciendo un aumento en la eficiencia del sistema. Una de las ventajas del panel híbrido es la reducción de la superficie requerida para la instalación de sistemas solares térmicos y fotovoltaicos [16].

En [17] se realizó una revisión del estado del arte de la tecnología solar híbrida, los diferentes tipos de sistemas se pueden clasificar en función de la estructura o del fluido utilizado. Dentro de esta última clasificación se tienen paneles que utilizan agua, aire, y refrigerante. El tipo de panel híbrido que utiliza refrigerante es parte de un sistema de bomba de calor, a diferencia de los anteriores (ver Figura 3.12).

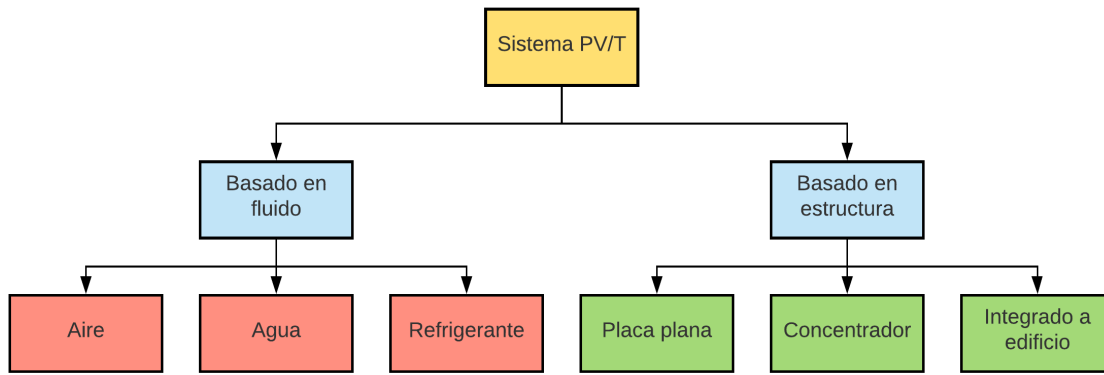


Figura 3.12: Tipos de paneles híbridos. Adaptado de [17].

El colector híbrido que utiliza aire como fluido, incluye la conexión de conductos o canales especialmente diseñados para enfriar el módulo PV. Se encontró que el colector basado en aire puede lograr una eficiencia eléctrica del 8.4% y una eficiencia térmica del 42% [17].

El colector híbrido que utilizan agua como fluido, consiste en una placa base con tubos que se ancla en la parte trasera del módulo PV. Debido a las mejores propiedades térmicas del agua en comparación con el aire, los colectores híbridos a base de agua proporcionan una mejor eficiencia térmica y eléctrica. Se descubrió que el sistema a base de agua proporciona una eficiencia eléctrica de 9.92% y una eficiencia térmica de 55.6% [17].

El colector híbrido que utiliza refrigerante como fluido de trabajo funciona con una bomba de calor, donde los tubos de refrigerante de expansión directa se ubican debajo del módulo PV. Este colector actúa como el evaporador del sistema bomba de calor y a la vez mantiene el módulo fotovoltaico a una temperatura muy baja debido a las bajas temperaturas de evaporación del refrigerante, lo que permite que el sistema tenga una alta eficiencia térmica y eléctrica [17].

Cuando el sistema SAHP utiliza un colector híbrido como evaporador del sistema, se conoce como PV-SAHP (Photovoltaic-Solar Assisted Heat Pump por sus siglas en inglés).

En la Figura 3.13 se presenta la estructura típica del evaporador del sistema PV-SAHP. Los componentes del 1 al 4 corresponden al panel fotovoltaico, mientras que los componentes del 5 al 7 al colector térmico. Se debe considerar que dependiendo del diseño del colector térmico los componentes 5, 6 y 7 del evaporador pueden variar.

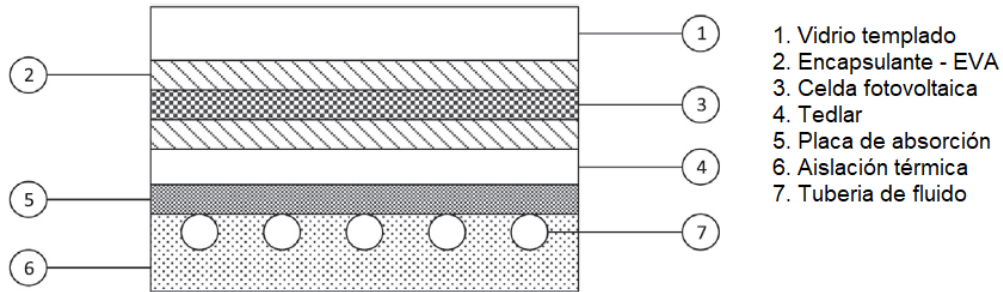


Figura 3.13: Estructura típica de un evaporador del sistema PV-SAHP. Adaptado de [17].

En la Figura 3.14 se presenta un esquema del sistema PV-SAHP, donde se observa el mismo principio de funcionamiento de un sistema SAHP pero con conexiones en el colector evaporador para la salida de potencia eléctrica.

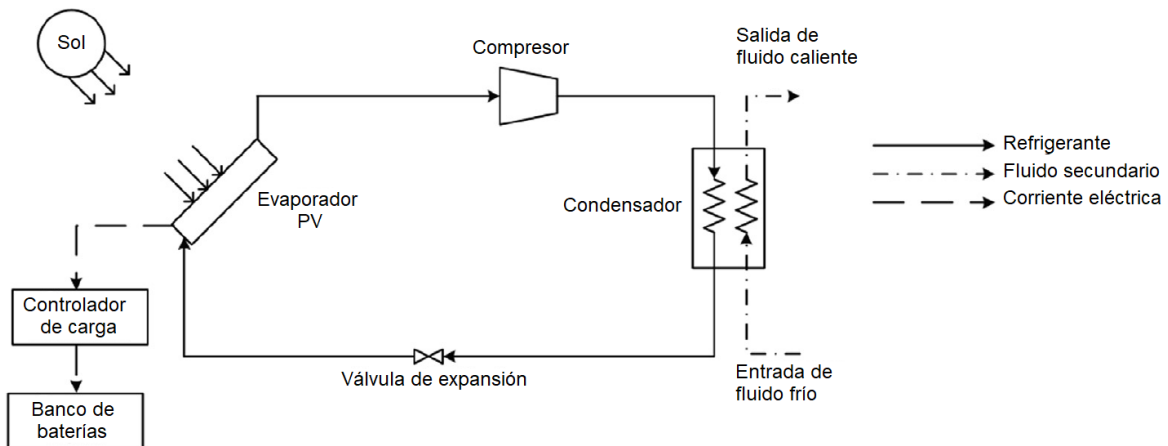


Figura 3.14: Esquema de sistema PV-SAHP directo. Adaptado de [17].

En la siguiente sección se presentan estudios del sistema PV-SAHP, que corresponde al tipo de tecnología que se estudia en el presente trabajo.

### 3.4.2 Sistemas híbridos PV-SAHP

En la Figura 3.15 se presenta un sistema PV-SAHP que fue estudiado en [18], donde se desarrolla un modelo matemático para analizar los procesos de conversión de energía.



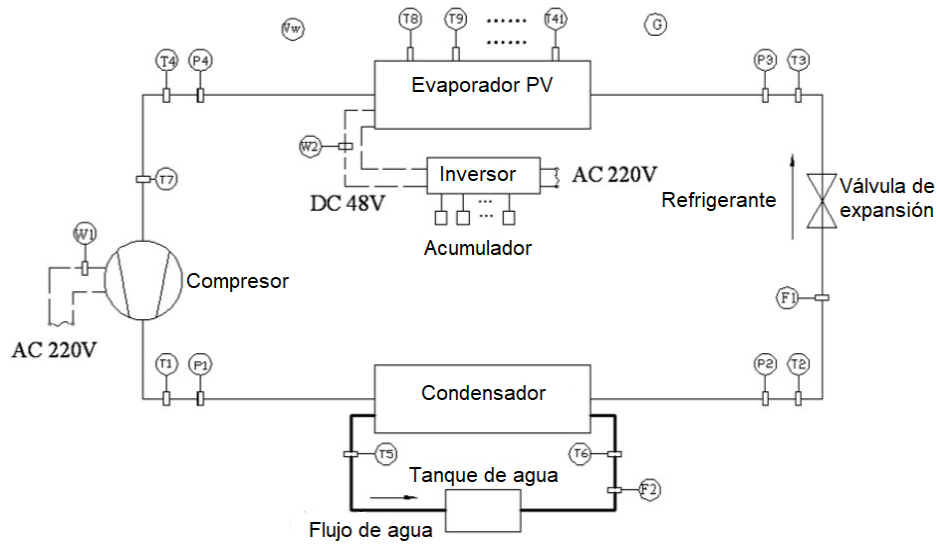


Figura 3.15: Diagrama esquemático del sistema PV-SAHP desarrollado en [18]. Adaptado.

Los resultados indicaron que el sistema tiene mejor COP y eficiencia fotovoltaica que las unidades independientes. El COP alcanzó 8,4 y el valor medio se situó en 6,5 mientras que la eficiencia fotovoltaica media fue de 13,4%. En el estudio, la potencia promedio que generó el panel fotovoltaico fue más grande que la potencia promedio consumida por el compresor, de 423 [W] y 313 [W] respectivamente.

En [19] se desarrolló un estudio del sistema PV-SAHP, donde se realizaron pruebas experimentales del rendimiento del sistema (ver Figura 3.16). Los resultados indicaron que el sistema tiene un COP superior comparado con bombas de calor convencionales llegando a un máximo de 10,4 y un promedio de 5,4.



Figura 3.16: Módulos de evaporación PV-SAHP (sin vidrio).

En el estudio [19] se utiliza un coeficiente de rendimiento global  $COP_{PV/T}$ , que se presenta en la siguiente ecuación:



$$COP_{PV/T} = \frac{Q_{cd} + P_{pv}/\eta_{elec}}{W_{cp}} \quad (3.10)$$

Donde:

$Q_{cd}$  : Calor entregado en el condensador [W].

$P_{pv}$  : Potencia eléctrica producida por el panel fotovoltaico [W].

$\eta_{elec}$  : Eficiencia de una central térmica.

$W_{cp}$  : Potencia del compresor [W].

El  $COP_{PV/T}$  máximo del sistema estudiado en [19] fue de 16,1, con una eficiencia de potencia de transformación de energía térmica a eléctrica  $\eta_{elec}$  de 38%.

En [17] se investigó el sistema PV/T-SAHP, el cual se puede clasificar en dos tipos al igual que en los sistemas SAHP; sistema de expansión directa y expansión indirecta.

El sistema de expansión directa (ver Figura 3.14) puede refrigerar el modulo fotovoltaico a baja temperatura, teniendo una mejor eficiencia de conversión y mejor extracción de calor.

En [17] se menciona que el sistema PV/T-SAHP se puede aplicar al sector residencial y se puede aplicar en procesos industriales que requieren calor a baja temperatura. Varios de estos procesos pueden identificarse en industrias relacionadas con alimentos y bebidas, textiles, maquinaria y productos farmacéuticos.

Para aplicaciones domésticas, el tipo de expansión directa es la mejor opción y el rendimiento del sistema puede mejorar aún más mediante la aplicación de un compresor de velocidad variable y una válvula de expansión electrónica. Para aplicaciones industriales y comerciales un sistema indirecto es más apropiado [17].

En [17] se mencionan dos estudios del intercambiador de calor Roll-Bond (ver Figura 3.17) hecho de aluminio y que se incorpora al módulo fotovoltaico. Los evaporadores Roll-Bond están laminados con una capa de EVA en el medio, tienen un mejor contacto con la superficie, y es relativamente económico para la producción en masa, lo que podría indicar que el intercambiador de calor Roll-Bond sea la opción más apropiada para el diseño del evaporador.

Una aplicación de este tipo de sistemas se desarrolló para triple generación (electricidad, refrigeración y calefacción), para lo cual se utilizó una válvula de inversión de cuatro vías para cambiar la dirección del flujo refrigerante y obtener el módulo de trabajo deseado. Se evaluó para las condiciones de verano de Dlian Chin y se concluyó que tiene potencial para requisitos energéticos de un edificio.

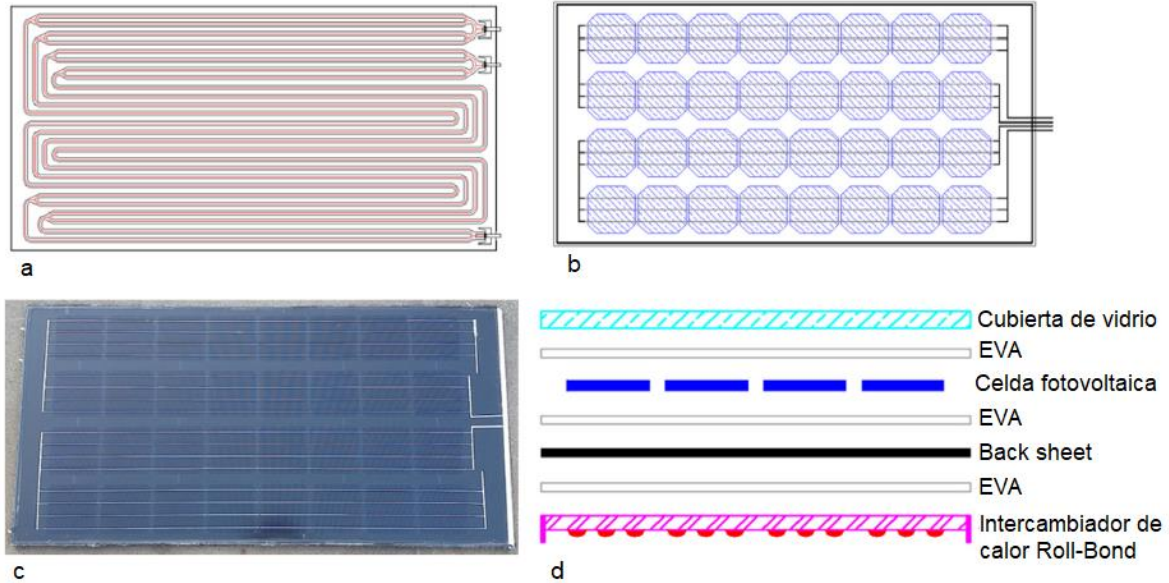


Figura 3.17: (a) Trayectoria de flujo del refrigerante en el intercambiador Roll-Bond. (b) Módulo PV-Roll-Bound. (c) Imagen del panel utilizado en el estudio. (d) Estructura de capas del evaporador. Adaptado de [17].

En [20] se desarrolló un estudio de análisis del rendimiento de un sistema PV-SAHP de expansión directa con un módulo fotovoltaico de doble vidrio, este módulo reemplaza la lámina Tedlar (fluoruro de polivinilo) por una capa de vidrio, como se observa en la Figura 3.18. El estudio predice el rendimiento del sistema durante todo el año utilizando un modelo numérico validado. El sistema PV-SAHP estudiado en [20] se presenta en la Figura 3.19.

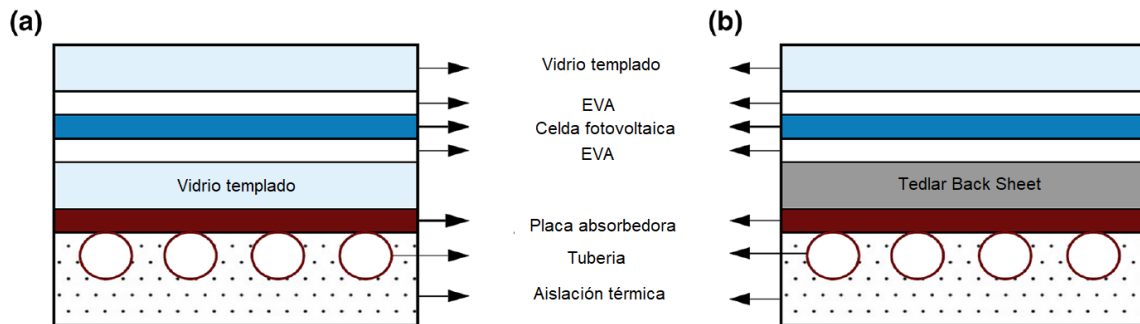


Figura 3.18: (a) Esquema del evaporador PV con doble vidrio. (b) evaporador convencional con placa trasera Tedlar. Adaptado de [20].



Figura 3.19: Sistema PV-SAHP utilizado en el estudio [20].

Durante el estudio se observó que la temperatura media de funcionamiento del evaporador (PV) fue un 54% más baja que en el módulo PV no refrigerado, debido a lo anterior el promedio de eficiencia eléctrica del sistema PV-SAHP y módulo PV de referencia fue de 14,68% y 12,95% respectivamente [20].

En las condiciones climáticas de Surat, el valor promedio anual de COP y  $COP_{PV/T}$  fue de 2,96 y 3,91, respectivamente [20]. El modelo teórico utilizado para estudiar este sistema se basa en un balance de energía para cada capa del panel, el cual fue desarrollado en [6].

En [21] se desarrolló un estudio de análisis del rendimiento de un sistema PV-SAHP de expansión directa con un módulo evaporador modificado, el evaporador modificado con tubos de aluminio extruidos planos multi-puerto en comparación a los tubos de cobre redondos convencionales.

El evaporador con tubos de cobre se muestra en la Figura 3.20. Este tipo de evaporador es comúnmente utilizado en los colectores térmicos.

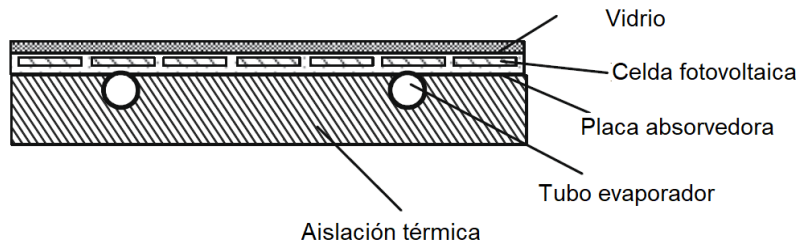


Figura 3.20: Esquema del evaporador con panel térmico de tubos de cobre.

El evaporador con tubos de aluminio multi-puerto se muestra en la Figura 3.21, junto a un balance de energía en el evaporador.

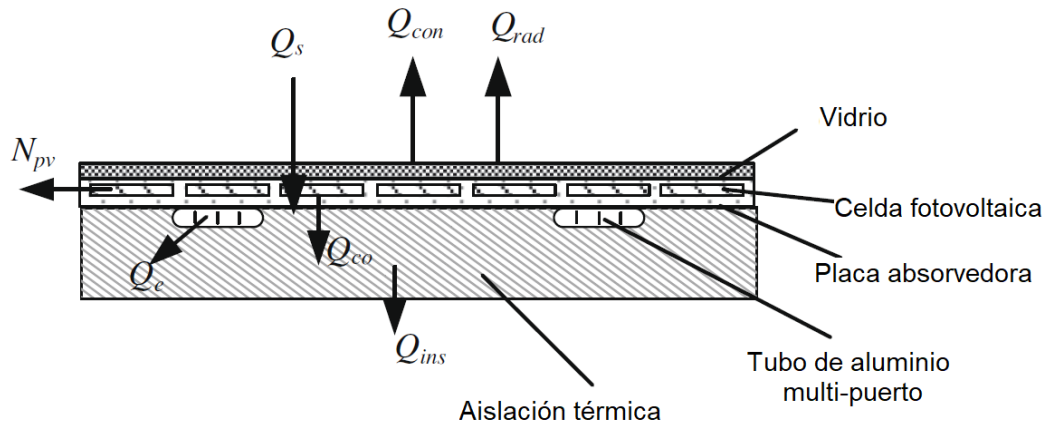


Figura 3.21: Balance de energía en el evaporador modificado con colector térmico de aluminio.

El estudio encontró que se mejoran los resultados de rendimiento operativo en un sistema con colector térmico modificado.

Los resultados de la simulación del rendimiento del sistema cuando se opera para calentar agua en condiciones climáticas típicas de verano, mostraron que el nuevo sistema PV-SAHP con colector térmico modificado logra un aumento del 7% en el COP, una eficiencia térmica más alta en un 6% y un coeficiente de eficiencia eléctrica relativa del 2%, en comparación con el sistema PV-SAHP con colector térmico convencional.

### 3.4.3 Panel híbrido PST-PV

Dentro de las empresas del mercado que ofrecen la tecnología PST-PV se encuentra Energy Panel. De acuerdo al catálogo de la empresa, la tecnología se ofrece en los siguientes equipos comerciales; Thermoboil (Serie E y serie E+I), Green e-Pack y GTC, los cuales se observan en el Anexo A (catálogo Energy Panel) [22].

Las características que indica el proveedor del panel PST-PV son las siguientes:

- Numero de paneles adaptable según la potencia necesaria en la instalación.
- Inversor incluido.
- Se incluyen baterías en caso de instalación aislada.
- Adecuado para instalaciones de micro generación.

La empresa también provee un kit termodinámico para instalaciones fotovoltaicas, el cual permite la incorporación de la tecnología PST en paneles solares fotovoltaicos ya instalados. Se suministra el PST con circuito especial adaptable a la parte trasera de la mayoría de los modelos de paneles fotovoltaicos del mercado, así como los anclajes para la correcta adaptación de ambos paneles [22].

El estudio desarrollado en [23] presenta un análisis económico del sistema híbrido PST-PV en comparación a soluciones estándar del mercado y a diferentes bombas de calor acopladas con energía solar para aplicaciones de ACS. Los resultados muestran que el sistema PST-PV es una solución competitiva en costo actual para áreas NZEB (nearly zero energy building por sus siglas en inglés) altamente pobladas y restringidas de diferentes climas europeos.

Los diferentes sistemas de bomba de calor analizados en el estudio son bomba de calor con fuente de aire (AWHP), bomba de calor tipo PST, tecnología fotovoltaica (PV) y tecnología PST-PV. En la Figura 3.22 se presenta un esquema del sistema AWHP y del sistema PST.



Figura 3.22: Sistema AWHP (izquierda). Sistema PST (derecha) [23].

En la Figura 3.23 se presenta un esquema del sistema PV y sistema PST-PV.



Figura 3.23: Sistema PV para ser añadido a las versiones AWHP y PST (izquierda). Sistema PST-PV (derecha). Adaptado de [23].

El modelamiento de temperatura de evaporación del sistema PST fue el mismo que se utilizó en el estudio de [14] y que se presenta en la ecuación (3.9). Para estimar la temperatura de evaporación del sistema PST-PV se utiliza la ecuación (3.11), la cual tiene la misma base que el sistema PST pero con un factor de pérdidas debido a la producción de energía eléctrica.

$$t_{ev} = t_a - 18 + (1 - \eta \cdot B) \cdot \left( \frac{28 \cdot G}{1000} \right) \quad (3.11)$$

Donde:

$t_{ev}$  : Temperatura de evaporación del sistema [°C].

$t_a$  : Temperatura ambiente [°C].

$\eta$  : Eficiencia del panel fotovoltaico.

$B$  : Coeficiente de empaquetamiento.

$G$  : Irradiancia solar incidente [ $W/m^2$ ].

El estudio evidencia que la inversión inicial en sistemas PST-PV es altamente superior a las soluciones no renovables y ligeramente mayor a los equipos AWHP o PST, pero por debajo de los sistemas combinados (PST y PV).

Desde una perspectiva de costo operacional, el sistema PST-PV ofrece los menores costos entre todos los sistemas analizados. La inversión se recupera durante la vida útil del sistema, sin embargo, los tiempos de recuperación son mayores comparados con los otros sistemas analizados.

## **3.5 Otros antecedentes**

### **3.5.1 Recurso solar en Chile**

Aun sabiendo que Chile tiene los lugares con mejor radiación solar del mundo y que han aumentado los proyectos con tecnología solar, es fundamental trabajar con una base de datos y mediciones de irradiancia solar de alta calidad para estudiar tanto el diseño de las instalaciones solares como la evaluación económica de los proyectos.

El Ministerio de Energía de Chile ha puesto a disposición la herramienta “explorador solar” la cual entrega una base de datos meteorológicos para el análisis del recurso solar. Esta información fue desarrollada en [24], quienes desarrollaron un modelo que entrega una base de datos pública de irradiación solar en Chile, que incluye la irradiancia horaria del 2004 al 2016 en Chile continental.

Los resultados han sido validados utilizando 140 estaciones de medición de irradiación solar en todo el país, encontrando un error porcentual medio de solo el 0,73% tanto para días despejados como días nublados.

Los datos que se utilizan en el presente estudio corresponden a los entregados por el explorador solar del ministerio de energía, los parámetros ambientales utilizados son; irradiancia solar, irradiación solar e insolación, los cuales se describen a continuación:

- Irradiancia solar [ $W/m^2$ ]: Potencia de radiación solar por unidad de superficie.
- Irradiación solar [ $Wh/m^2$ ]: Energía solar acumulada durante un tiempo determinado por unidad de área.
- Insolación [ $Wh/m^2$ ]: Es un caso particular de irradiación y corresponde a la energía solar acumulada durante un día.

La información entregada por el explorador contiene la irradiancia solar de un mes para las 24 horas del día, esta información se puede ver gráficamente en el Anexo B.

### **3.5.2 Eficiencia energética**

La eficiencia energética consiste en las acciones que apuntan a reducir el consumo de energía de un proceso o servicio de una entidad sin modificar el confort o nivel de producción que se tiene, o bien, producir más con el mismo consumo energético actual [25].

Los paneles PST-PV son una tecnología que aporta a la eficiencia energética, debido al uso de recursos naturales para la generación de ACS reemplazando sistemas que utilizan combustibles.

Para estudiar la eficiencia energética del sistema se debe comparar también con otros sistemas que se utilizan en la producción de ACS. En la Tabla 3.2 se presenta la eficiencia de algunos sistemas convencionales utilizados en la producción de ACS.

Tabla 3.2: Eficiencia de sistemas de producción de ACS [12].

Sistema	Eficiencia
Calefón	78%
Caldera	76%
Termo-eléctrico	82%

Los combustibles que se utilizan en los sistemas de generación de ACS pueden ser distintos, por lo que se debe también conocer su poder calorífico. El poder calorífico indica la cantidad de energía útil por unidad de masa o volumen del combustible. En la Tabla 3.3 se presentan las características de los combustibles utilizados en los sistemas convencionales.

Tabla 3.3: Densidad y poder calorífico de combustibles utilizados en producción de ACS [26].

Producto	Densidad	Poder calorífico	
-	[ton/m <sup>3</sup> ]	Parámetro	Unidad
Gas Licuado de Petróleo	0,550	14,1	[kWh/kg]
Petróleo Diésel	0,840	12,7	[kWh/kg]
Gas Natural Procesado	-	10,9	[kWh/m <sup>3</sup> ]

En la Tabla 3.4 se presentan el precio de cada combustible utilizado en los sistemas de producción de ACS. La información del precio de combustibles se obtiene de la información proporcionada por distribuidores nacionales.

Tabla 3.4: Costo de combustibles en Chile.

Producto	Precio	Unidad
Gas natural	896	[CLP/m <sup>3</sup> ]
Gas licuado de petróleo (GLP)	1.427	[CLP/kg]
Electricidad	120	[CLP/kWh]

### 3.5.3 Emisiones de GEI

La emisión de gases de efecto invernadero (GEI) ha aumentado considerablemente durante el último tiempo, especialmente el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), debido al aumento de las actividades productivas y necesidades humanas que provienen de la combustión de combustibles fósiles.

Debido al constante aumento de emisiones de GEI y a los efectos dañinos que podrían existir con este aumento, se han desarrollado indicadores como la huella de carbono para cuantificar este aumento.

Se entiende como huella de carbono a la totalidad de GEI emitidos por efecto directo o indirecto de un individuo, organización, evento o producto. Un estudio de huella de carbono permite identificar todas las fuentes de emisiones de GEI y establecer a partir de este conocimiento, medidas de reducción efectivas [27].



El CO<sub>2</sub> es el GEI que más influye en el calentamiento del planeta, es por eso que las emisiones de GEI se miden en tonelada de dióxido de carbono equivalente (tCO<sub>2</sub> eq), que es la unidad universal de medida de huella de carbono [27].

De forma general, para estimar la huella de carbono producida por una entidad se debe utilizar lo siguiente [27]:

- Establecer límite: Se debe establecer las áreas que serán medidas, identificar las fuentes emisoras que se considerarán.
- Establecer período: Se debe establecer el rango de tiempo para el que se realizará el cálculo de emisiones (normalmente se establece un año).
- Dato de actividad (DA): Corresponde al parámetro que indica el nivel de la actividad que genera las emisiones de GEI, corresponde a los datos de consumo. Un ejemplo de dato de actividad corresponde a la energía eléctrica o bien la cantidad de combustible que utiliza un hostel durante un período determinado.
- Factor de emisión (FE): Corresponde a la cantidad de GEI emitidos por una unidad del parámetro dato de actividad (DA). Se debe buscar el FE adecuado basándose en fuentes oficiales.

La ecuación (3.12) representa un cálculo simple y directo de la huella de carbono.

$$\text{Huella de carbono} = DA_i \cdot FE_i \quad (3.12)$$

Donde:

$DA_i$  : Dato de actividad del consumo de energía del combustible  $i$  [ $kWh$ ].

$FE_i$  : Factor de emisión del combustible  $i$  [ $tCO_2 \text{ eq}/kWh$ ].

Los factores de emisión de algunos combustibles típicos para calefacción de ACS se presentan en la Tabla 3.5, los cuales se obtienen de los datos de [28]. Para el factor de emisión de consumo de energía eléctrica de la red se obtienen los datos del portal energía abierta del ministerio de energía de Chile, tomando un promedio anual del año 2018 y 2019 del sistema eléctrico nacional [29].

Tabla 3.5: Factores de emisión para combustibles y consumo eléctrico

Tipo de energía	Factor de emisión	Unidad
Energía eléctrica	0,412	tCO <sub>2</sub> eq/MWh
Gas natural	0,182	kgCO <sub>2</sub> eq/kWh
GLP	1,671	kgCO <sub>2</sub> eq/l

### 3.5.4 Antecedentes de sistema on-grid en Chile

El sistema on-grid es un sistema de paneles fotovoltaicos que se encuentran conectados a la red eléctrica y no aislado de esta red. El sistema está compuesto por los paneles fotovoltaicos, inversor de corriente y medidores bidireccionales, este último mide tanto la energía que se consume desde la red como la energía que se inyecta en forma de excedente, generando dos cifras [30].



La Ley 20.571 está en vigencia en Chile desde el año 2014 y permite que cualquier cliente de una distribuidora eléctrica que posea equipos de generación eléctrica que utilicen ERNC, cuya capacidad instalada no supere los 100 kW y que hayan sido diseñados para su autoconsumo, puedan inyectar los excedentes de energía generada a la red de distribución recibiendo un pago por cada kWh tarifado en el medidor [30].

Se debe considerar que el precio regulado para la de venta de excedentes de energía varía según la empresa distribuidora.

## 4 Casos de estudio y configuraciones de análisis

En esta sección se presentan los casos de estudio y las configuraciones que se analizan en el presente trabajo. En primer lugar, se presentan los casos de estudio junto a los antecedentes necesarios como: localización, capacidad, tipo de establecimiento, etc. En segundo lugar, se presentan las configuraciones de la tecnología PST y PV que se pueden aplicar a los casos de estudio, las cuales se comparan entre sí para evaluar el desempeño de los sistemas híbridos PST-PV.

### 4.1 Casos de estudio

#### a) Caso de estudio N°1

El caso de estudio N°1 corresponde a un hostel pequeño ubicado en la región de Ñuble, latitud  $36^{\circ}34'22''S$  y longitud  $72^{\circ}38'16''O$ , cercano a la localidad de Coelemu, como se muestra en la Figura 4.1.

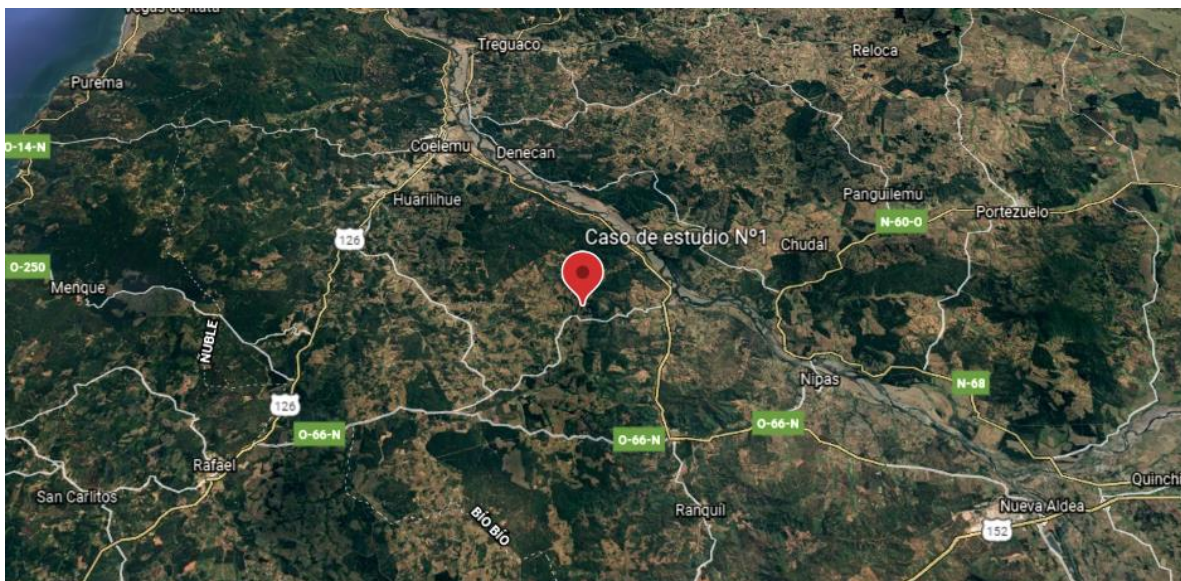


Figura 4.1: Ubicación del caso de estudio N°1. Latitud  $36^{\circ}34'22''S$  Longitud  $72^{\circ}38'16''O$ .

El hostel tiene un tamaño de  $400\text{ m}^2$  y capacidad para 16 personas, el cual cuenta con; 16 habitaciones dobles con baño privado, recepción, comedor común y cocina. En la Figura 4.2 se presenta un esquema del hostel estudiado. El caso de estudio fue analizado para la implementación de un sistema de cogeneración en el trabajo realizado en [31]. Para el presente trabajo se considera implementar el sistema para cubrir la demanda de ACS.

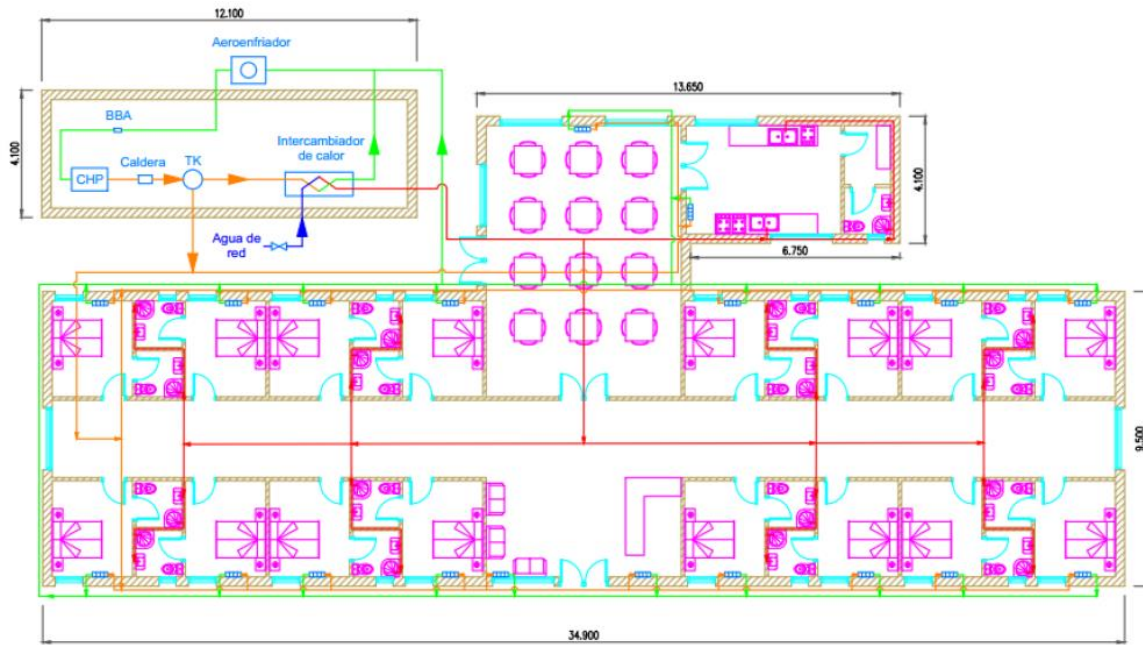


Figura 4.2: Esquema de Hostal con sistema de ACS incorporado [31].

Los datos de radiación y temperatura de la zona se presentan en el Anexo B. El resumen del caso de estudio N°1 se presenta en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Resumen del caso de estudio N°1

Ítem	Descripción
Tipo	Hostal pequeño
Región	Ñuble
Latitud	-36,5891
Longitud	-72,6416
Tamaño	400 m <sup>2</sup>
Capacidad hostel	16 personas

### b) Caso de estudio N°2

El caso de estudio N°2 corresponde a un hotel mediano ubicado en la sexta región del país, latitud 34°02'08''S y longitud 70°34'21''O, cercano a la localidad de Codegua como se muestra en la Figura 4.3.

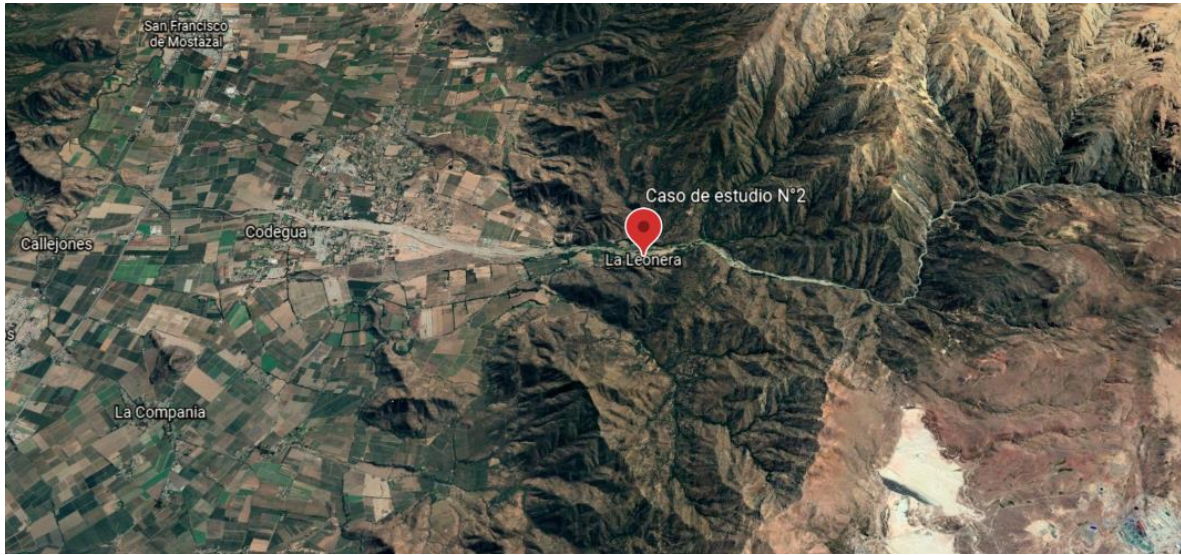


Figura 4.3: Ubicación del caso de estudio N°2. Latitud 34°02'08''S, Longitud 70°34'21''O.

El hotel tiene un tamaño de 3.495 m<sup>2</sup>, tiene una capacidad para 94 personas, cuenta con 47 habitaciones para dos personas, un comedor para 250 personas y una dotación de servidumbre de 50 personas. En la Figura 4.4 se presenta un esquema del hotel estudiado.

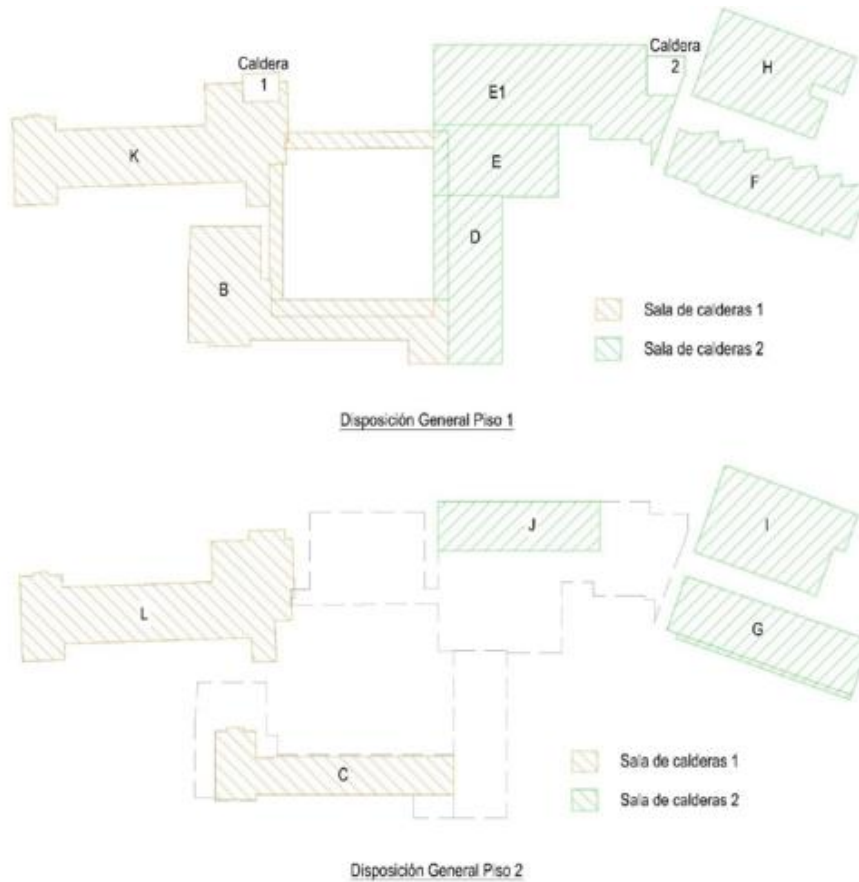


Figura 4.4: Esquema de referencia del hotel estudiado [32].



Este caso de estudio fue analizado para la implementación de un sistema térmico para el hotel, el cual contemplaba un sistema de calderas y paneles termodinámicos para cubrir la demanda de calefacción y ACS. Para el presente trabajo se considera implementar un sistema para cubrir la demanda de ACS del hotel.

Los datos de radiación y temperatura de la zona se presentan en el Anexo B. El resumen del caso de estudio N°2 se presenta en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Resumen del caso de estudio N°2 [32].

Ítem	Descripción
Tipo	Hotel 5 estrellas/ Restaurante
Región	Sexta región
Latitud	-34,04
Longitud	-70,57
Tamaño	3.495 m <sup>2</sup>
Capacidad Hotel	94 personas
Capacidad restaurante	250 personas

## 4.2 Configuraciones de estudio

Para determinar el desempeño de los paneles PST-PV se analiza el funcionamiento de 3 configuraciones que se pueden implementar en los casos de estudio. El objetivo de las configuraciones es evaluar el desempeño de la tecnología paneles híbridos PST-PV en comparación con tecnologías similares.

La tecnología utilizada en cada configuración se puede observar en la Tabla 4.3, donde “✓” indica que se utiliza y “-” indica que no se utiliza la tecnología PV, PST o PST-PV.

Tabla 4.3: Tecnología utilizada en cada configuración.

Configuración	PV	PST	PST-PV
Configuración N°1	-	✓	-
Configuración N°2	-	-	✓
Configuración N°3	✓	✓	-

La descripción de cada configuración de análisis se presenta a continuación.

### 4.2.1 Configuración N°1

La configuración N°1 consiste en utilizar paneles PST para abastecer completamente la demanda energética de ACS del caso de estudio. Esta configuración es la más simple y no tiene producción de energía eléctrica.

El número de paneles PST depende de la potencia térmica requerida del caso de estudio. En la Figura 4.5 se observa un diagrama de procesos típico de esta configuración, donde se observan los módulos PST, compresor, válvula de expansión, condensador y tanque de acumulación.

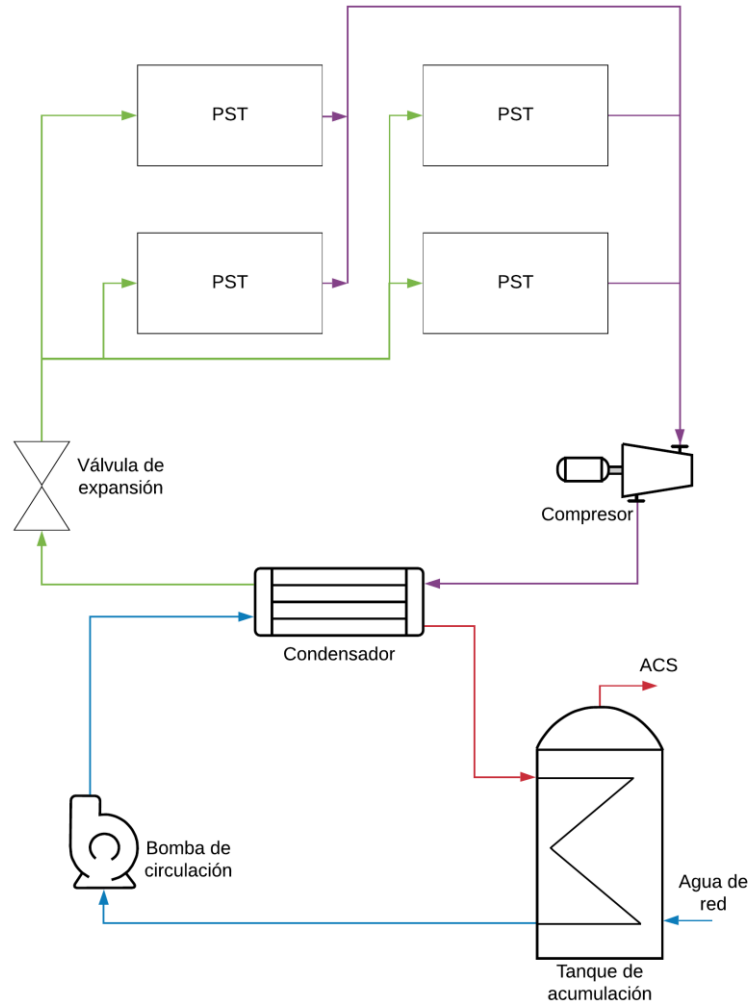


Figura 4.5: Diagrama de procesos de configuración N°1.

#### 4.2.2 Configuración N°2

La configuración N°2 consiste en utilizar paneles PST-PV para abastecer completamente la demanda energética de ACS del caso en estudio. Esta configuración utiliza los paneles híbridos y por ende tienen una producción de energía eléctrica.

El número de paneles PST-PV depende de la potencia térmica requerida del caso de estudio. En la Figura 4.6 se observa un diagrama de procesos típico de esta configuración, donde se observan los módulos PST-PV, compresor, válvula de expansión, condensador, tanque de acumulación, inversor y medidor bidireccional.

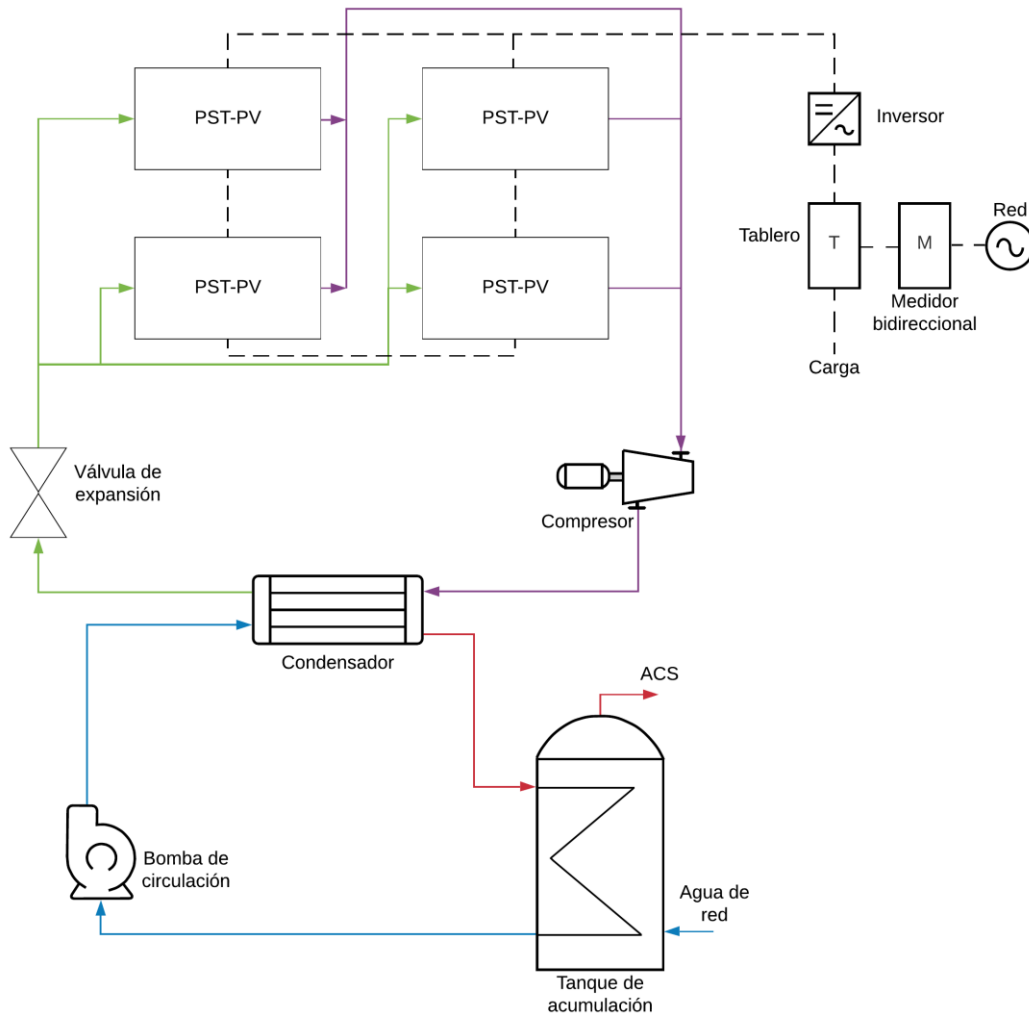


Figura 4.6: Diagrama de procesos de configuración N°2.

### 4.2.3 Configuración N°3

La configuración N°3 consiste en utilizar la tecnología PST y PV por separado para abastecer completamente la demanda energética de ACS del caso de estudio, en consecuencia, esta configuración debe tener la misma cantidad de módulos PST que en la configuración N°1 y la misma cantidad de módulos PV que la configuración N°2.

En la Figura 4.7 se observa un diagrama de procesos típico de esta configuración, donde se observan los módulos PST, compresor, válvula de expansión, condensador, tanque de acumulación y la configuración fotovoltaica compuesta por módulos PV, inversor y medidor bidireccional.

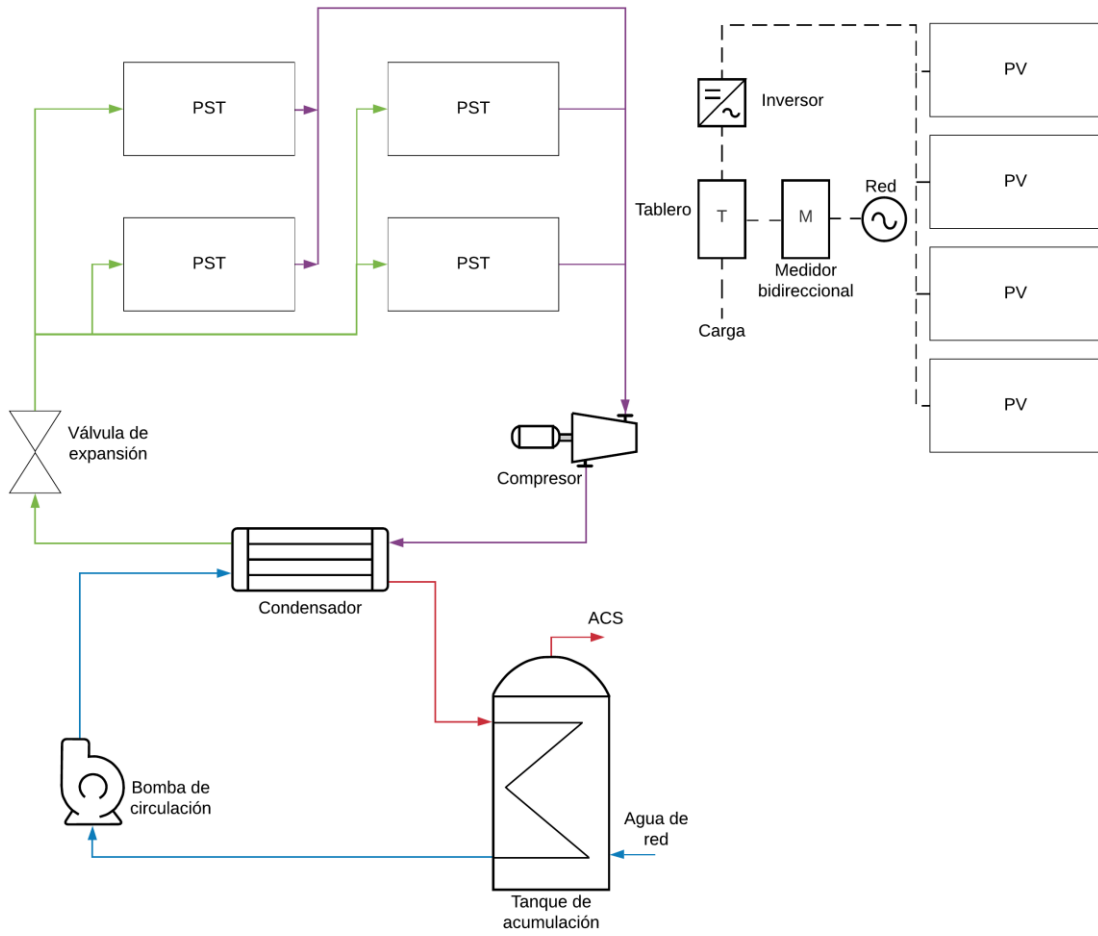


Figura 4.7: Diagrama de procesos de configuración N°3.

## 5 Metodología de cálculo

En la presente sección se desarrolla la metodología de cálculo utilizada para; dimensionar los sistemas a instalar en cada caso de estudio y para determinar los resultados de producción energética de cada configuración.

En primer lugar se presenta la metodología de cálculo para estimar la demanda energética de los casos de estudio.

En segundo lugar se presenta la metodología de cálculo para determinar los parámetros de funcionamiento y las dimensiones del sistema a implementar, para lo anterior se utiliza la demanda energética, condiciones ambientales y características técnicas de los equipos.

Finalmente, se presentan los supuestos y el procedimiento utilizado para obtener los resultados de las distintas configuraciones estudiadas.

### 5.1 Metodología de cálculo para estimar demanda energética

El Agua Caliente Sanitaria (ACS) es el agua potable que ha sido sometida a un proceso de calentamiento y se destina para usos sanitarios (baño y duchas) y de limpieza (suelo, fregadero de vajilla, lavadora, etc.).

El consumo de ACS corresponde a la cantidad de ACS gastada por una persona en un determinado período de tiempo, para calcular este consumo se pueden realizar mediciones del consumo en el lugar o bien utilizar normas de criterio de consumo de diversas organizaciones.

En el presente trabajo se utiliza el criterio de consumo de la norma UNE 94002:2005 [33]. Esta norma es la referencia de diversas organizaciones internacionales y también nacionales, la norma establece un consumo estándar de ACS a una temperatura de referencia de 45°C por persona para diferentes tipos de infraestructura como; hospitales, hoteles, escuelas, etc.

Para determinar el consumo de ACS a otra temperatura de diseño se utiliza la siguiente ecuación:

$$D_{ACS}(T) = D_{ACS}(T_{ref}) \cdot \frac{(T_{ref} - T_{AF})}{(T - T_{AF})} \quad (5.1)$$

Donde:

$D_{ACS}(T)$  : Consumo de ACS por persona a la temperatura de diseño  $T$  [l/día].

$D_{ACS}(T_{ref})$  : Consumo de ACS por persona a la temperatura de referencia  $T_{ref}$  [l/día].

$T_{ref}$  : Temperatura de referencia de ACS [°C].

$T_{AF}$  : Temperatura de agua fría [°C].

$T$  : Temperatura de diseño de ACS [°C].

En el Anexo C se presenta la tabla con los criterios de consumo para todos los casos que establece la norma. En la Tabla 5.1 se presenta un resumen del Anexo C, donde se observan los criterios de consumo para los casos de estudio a una temperatura de 45° y 55°.



Tabla 5.1: Criterios de consumo de ACS según caso.

Caso	Litros/día por persona (45°C)	Litros/día por persona (55°C)
Hotel*****	100	77
Hotel/Hostal	50	39
Restaurantes	12	9

Con la demanda de ACS se puede estimar la demanda energética diaria para producir el ACS requerida, los supuestos utilizados para determinar la demanda energética son los siguientes:

- i. La temperatura de diseño del consumo de ACS es igual a 55°C.
- ii. La temperatura del agua de red es igual a la temperatura ambiente de la zona estudiada.

Para determinar la demanda de energía diaria para la producción de ACS se utiliza la ecuación (5.2).

$$E_{ACS} = \frac{C_{ACS} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (t_d - t_{red})}{1000 \cdot 3,6} \quad (5.2)$$

Donde:

$E_{ACS}$  : Demanda energética diaria [kWh].

$C_{ACS}$  : Consumo de ACS diario [litros].

$\rho$  : Densidad del agua (1.000), [kg/m<sup>3</sup>].

$c_p$  : Calor específico del agua (4,18) [kJ/Kg°C].

$t_d$  : Temperatura de diseño de ACS (55°C) [°C].

$t_{red}$  : Temperatura de agua de red [°C].

La potencia requerida del sistema se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$Q_{ACS} = \frac{E_{ACS}}{\eta_{cd} \cdot h_{rec}} \quad (5.3)$$

Donde:

$Q_{ACS}$  : Potencia energética del sistema [kW].

$E_{ACS}$  : Demanda energética diaria [kWh].

$h_{rec}$  : Horas de recuperación de ACS [horas].

$\eta_{cd}$  : Eficiencia del condensador del sistema (0,9).

Las horas de recuperación del sistema son las horas que le toman al sistema elevar la temperatura desde la temperatura de red a la temperatura de diseño.

El perfil de consumo de ACS es variable y está dado por las necesidades de los residentes, sin embargo, se debe tener un perfil de demanda estimado para dimensionar los sistemas de

ACS. Para el presente trabajo se tiene un perfil de consumo diario de ACS para ambos casos de estudio, el cual se presenta en la Figura 5.1.

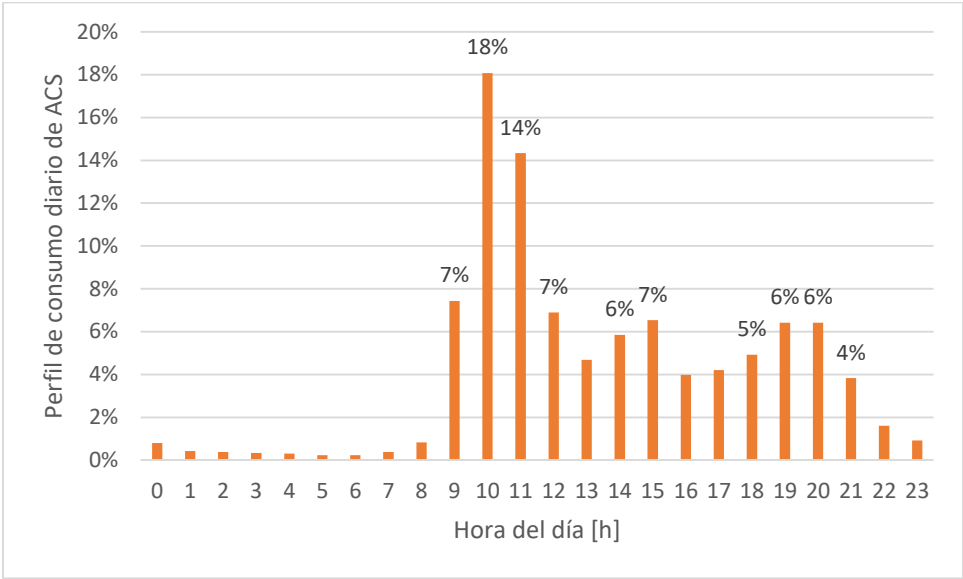


Figura 5.1: Perfil porcentual del consumo diario de ACS de un Hotel [34].

## 5.2 Metodología de cálculo para estimar dimensión de instalaciones

En la presente sección se desarrolla la metodología de cálculo para determinar la dimensión de las configuraciones a instalar y para calcular la energía generada por las instalaciones.

En primer lugar se presenta la metodología de cálculo para estimar la producción de energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos.

En segundo lugar se presenta la metodología de cálculo para dimensionar los sistemas de bombas de calor.

En tercer lugar se presenta la metodología de cálculo utilizada para determinar la absorción de calor en el evaporador de los sistemas bomba de calor, para un evaporador tipo PST y un evaporador tipo PST-PV.

Finalmente se presentan los supuestos y el procedimiento de cálculo utilizado para determinar la dimensión de captación, dimensión del tanque de acumulación y energía producida de las distintas configuraciones estudiadas.

### 5.2.1 Sistema PV

En esta sección se presenta un estudio de balance de energía en el panel fotovoltaico, con el objetivo de estimar la temperatura de las celdas fotovoltaicas. Posteriormente se presenta la metodología de cálculo para determinar la energía eléctrica que genera un sistema fotovoltaico.

#### a) Balance de energía en el panel fotovoltaico

Las ecuaciones presentadas en la sección “Modelos de predicción de la temperatura de celda” se pueden emplear solo en paneles fotovoltaicos típicos, por lo que no pueden ser utilizados para estimar la temperatura de un panel híbrido tipo PST-PV.

Debido a lo anterior, se desarrolla una metodología de cálculo para estimar la temperatura de la celda fotovoltaica de los sistemas PV y PST-PV, con el objetivo de poder comparar la temperatura de celda fotovoltaica de un sistema PV y un sistema PST-PV utilizando la misma base.

La metodología de cálculo para estimar la temperatura del sistema se basa en un balance de energía. En la Figura 5.2 se presenta un esquema de la estructura del panel fotovoltaico junto a un balance de energía unidimensional con el que se obtiene la ecuación (5.4).

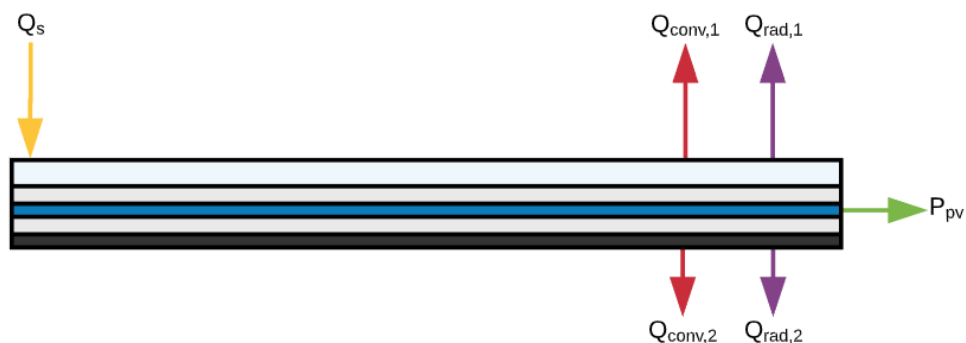


Figura 5.2: Balance de energía en el panel fotovoltaico

$$\dot{E}_{pv} = m \cdot c \cdot \frac{dT}{dt} = Q_s - (Q_{conv,1} + Q_{conv,2}) - (Q_{rad,1} + Q_{rad,2}) - P_{pv} \quad (5.4)$$

En la ecuación (5.4),  $\dot{E}_{pv}$  representa la variación de energía en el panel,  $Q_s$  corresponde a la radiación solar captada por el panel solar,  $Q_{conv}$  corresponde a la transferencia de calor por convección entre el panel y el aire ambiente,  $Q_{rad}$  corresponde a la transferencia de calor por radiación entre el panel y el ambiente y  $P_{pv}$  corresponde a la energía eléctrica por unidad de tiempo que generan las celdas fotovoltaicas.

Al considerar un estado estacionario, el término  $\dot{E}_{pv}$  debe ser igual a 0 por lo que se obtiene la ecuación (5.5).

$$0 = \alpha\tau IA + h_{cv}(t_c - t_a) + h_n(t_c - t_a) + \varepsilon\sigma[(t_c^4 - t_a^4) + (t_c^4 - t_a^4)] - \eta\alpha\tau IA \quad (5.5)$$

Donde:

$\alpha\tau$  : Corresponde al coeficiente de transmisividad y absorptividad del panel.

$I$  : Irradiancia solar [ $W/m^2$ ].

$A$  : Área útil de un panel fotovoltaico [ $m^2$ ].

$h_{cv}$  : Coeficiente de transferencia de calor por convección en la parte superior [ $W/m^2$ ].

$h_n$  : Coeficiente de transferencia de calor por convección en la parte trasera [ $W/m^2$ ].

$t_c$  : Temperatura de la celda fotovoltaica [ $^{\circ}C$ ].

$t_a$  : Temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ].

$\varepsilon$  : Coeficiente de emisividad del panel.

$\sigma$  : Constante de Stefan-Boltzmann.

$\eta$  : Eficiencia de la celda fotovoltaica.

Para condiciones ambientales dadas, se puede resolver la ecuación (5.5) y obtener la temperatura  $t_c$  del panel fotovoltaico.

La ecuación (5.5) representa de forma general la metodología de balance de energía utilizada. Para el presente estudio se realiza un balance de energía para cada subcomponente del panel como se presenta en el Anexo D.

En el Anexo D se presentan los resultados de temperatura de celda  $t_c$  obtenidos con la metodología de balance de energía y con la ecuación (3.3), los cuales se comparan para verificar que los resultados de la metodología de balance de energía se encuentren dentro de un rango aceptable.

## b) Generación de electricidad

Para estimar la energía eléctrica generada por un sistema fotovoltaico se utilizan los parámetros ambientales (irradiación y temperatura ambiente), parámetros del panel (eficiencia teórica, coeficiente de temperatura, área unitaria útil) y la configuración del sistema (número de paneles, tipo híbrido/no híbrido).

La eficiencia del panel fotovoltaico se obtiene mediante la ecuación (5.6):

$$\eta_{pv} = \eta_0 \cdot (1 - \beta \cdot (t_c - t_{st})) \quad (5.6)$$

Donde:

$\eta_0$  : Eficiencia teórica del panel fotovoltaico (0,15).

$\beta$  : Coeficiente de temperatura del panel fotovoltaico (0,45%/°C).

$t_c$  : Temperatura de celda fotovoltaica [°C].

$t_{st}$  : Temperatura de celda en condiciones estándar (25°C) [°C].

La producción de energía eléctrica diaria de un sistema fotovoltaico se estima mediante la ecuación (5.7):

$$E_{elec,dia} = \sum_{i=1}^{24} G_i \cdot \eta_{pv,i} \cdot N \cdot A_p \cdot (\alpha \cdot \tau) \quad (5.7)$$

Donde:

$G_i$  : Irradiancia promedio en la hora  $i$  [ $W/m^2$ ].

$\eta_{pv,i}$ : Eficiencia del panel en la hora  $i$ , [ $W/m^2$ ].

$N$  : Número de paneles fotovoltaicos del sistema.

$A_p$  : Área útil de un panel fotovoltaico [ $m^2$ ].

$\alpha$  : Coeficiente de absortividad.

$\tau$  : Coeficiente de transmisividad.

Para determinar la energía eléctrica que se produce en un mes se utiliza la energía producida en un día promedio del mes y se multiplica por el número de días de dicho mes ( $d_{mes i}$ ), lo anterior se expresa en la ecuación (5.8).

$$E_{elec,mes i} = E_{elec,dia} \cdot d_{mes i} \quad (5.8)$$

En el presente trabajo se utiliza la ecuación (5.7) y (5.8) para determinar la producción de energía eléctrica del panel.

En el Anexo D se presentan los resultados de estimación de generación eléctrica de un sistema fotovoltaico utilizando las ecuaciones (5.7) y (5.8), las cuales se comparan con simulaciones realizadas en el explorador solar para verificar que los resultados de las ecuaciones se encuentren dentro de un rango aceptable.

### 5.2.2 Sistema bomba de calor

El sistema bomba de calor se utiliza para la tecnología PST y PST-PV. En primera instancia se desarrolla la metodología de cálculo utilizada para determinar los estados termodinámicos del sistema, luego se presentan las ecuaciones utilizadas para determinar el trabajo y potencia térmica para cada equipo del sistema.

El fluido de trabajo utilizado en el cálculo del sistema bomba de calor corresponde al R134a, el cual es utilizado en los equipos comerciales.

### a) Estados termodinámicos

En la Figura 5.3 se presenta un esquema del sistema bomba de calor, los estados termodinámicos del sistema y sus principales componentes (evaporador, compresor, condensador, válvula de expansión).

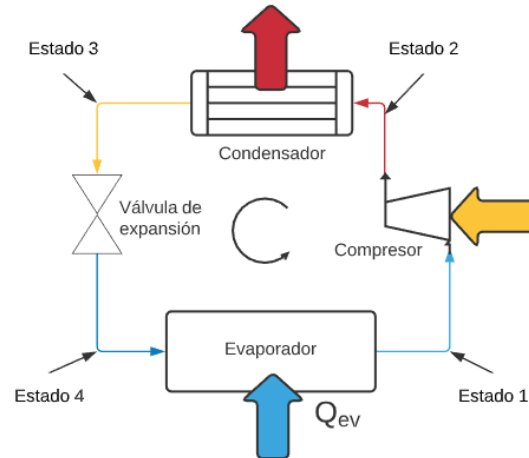


Figura 5.3: Esquema de un sistema bomba de calor.

Para determinar el funcionamiento de un sistema bomba de calor se deben calcular los estados termodinámicos del fluido de trabajo, los cuales se observan en la Figura 5.3 y se detallan a continuación:

- Estado 1: Se ubica en la salida del evaporador y entrada al compresor.
- Estado 2: Corresponde a la salida del compresor y entrada al condensador.
- Estado 3: Corresponde a la salida del condensador y entrada a la válvula de expansión.
- Estado 4: Corresponde a la salida de la válvula de expansión y entrada al evaporador.

Las variables termodinámicas que se deben conocer en cada estado termodinámico del refrigerante corresponden a; entalpía, entropía, título, presión y temperatura.

Para poder obtener los estados termodinámicos se utilizan los siguientes supuestos:

- i. Compresión isoentrópica y adiabática.
- ii. En la válvula de expansión, se considera expansión isoentálpica del fluido de trabajo.
- iii. Entre la salida del compresor y la salida del condensador, no existen pérdidas de presión.
- iv. En la salida del evaporador, el fluido de trabajo se encuentra en estado de vapor saturado.
- v. En la salida del condensador, el fluido de trabajo se encuentra en estado de líquido saturado.
- vi. La temperatura en el evaporador es constante e igual a  $t_{ev}$ .
- vii. La temperatura del fluido de trabajo en la salida del condensador debe ser igual a la temperatura de diseño  $t_d$  elevada en  $10^\circ\text{C}$ .

Con los supuestos presentados y las condiciones de demanda energética se pueden determinar todos los estados termodinámicos del sistema, lo anterior se realiza mediante el

software EES y aplicando los supuestos en cada estado termodinámico, como se presenta a continuación:

- **Estado 1**

En el estado 1 el fluido de trabajo debe tener una temperatura igual a la temperatura de evaporación  $t_{ev}$  del sistema (supuesto vi) y además debe tener calidad de vapor igual a 1 (supuesto iv). Lo anterior se representa en la ecuación (5.9), donde  $x_1$  y  $t_1$  corresponde a la calidad de vapor y a la temperatura del estado 1.

$$x_1 = 1 ; t_1 = t_{ev} \quad (5.9)$$

A partir de las dos variables termodinámicas de la ecuación (5.9) se calculan las variables termodinámicas de; presión  $P_1$ , entalpia  $h_1$  y entropía  $s_1$  del estado 1. Para lo anterior se utiliza el software EES y las siguientes ecuaciones:

$$P_1 = Pressure(R134a; x = x_1; t = t_1) \quad (5.10)$$

$$h_1 = Enthalpy(R134a; x = x_1; t = t_1) \quad (5.11)$$

$$s_1 = Entropy(R134a; x = x_1; t = t_1) \quad (5.12)$$

- **Estado 2**

En el estado 2 el fluido de trabajo debe tener una entropía igual a la entropía del estado 1 (supuesto i) y además debe tener una presión igual a la presión del estado 3 (supuesto iii). Lo anterior se representa en la ecuación (5.13), donde  $s_2$  y  $P_2$  corresponde a la entropía y presión del estado 2.

$$s_2 = s_1 ; P_2 = P_3 \quad (5.13)$$

A partir de 2 variables termodinámicas conocidas se calculan las variables termodinámicas de; temperatura  $t_2$ , entalpia  $h_2$  y calidad de vapor  $x_2$  del estado 2. Para lo anterior se utiliza el software EES y las siguientes ecuaciones:

$$t_2 = Temperature(R134a; s = s_2; P = P_2) \quad (5.14)$$

$$h_2 = Enthalpy(R134a; s = s_2; P = P_2) \quad (5.15)$$

$$x_2 = Quality(R134a; s = s_2; P = P_2) \quad (5.16)$$

- **Estado 3**

En el estado 3 el fluido de trabajo debe estar en estado de líquido saturado (supuesto v) y además su temperatura debe ser igual a la temperatura de diseño elevada en  $10^\circ\text{C}$  (supuesto vii). Lo anterior se representa en la ecuación (5.17), donde  $x_3$  y  $t_3$  corresponden a la calidad de vapor y temperatura del estado 3.

$$x_3 = 0 ; t_3 = 10 + t_d \quad (5.17)$$

A partir de 2 variables termodinámicas conocidas se calculan las variables termodinámicas de; presión  $P_3$ , entalpía  $h_3$  y entropía  $s_3$  del estado 3. Para lo anterior se utiliza el software EES y las siguientes ecuaciones:

$$P_3 = \text{Pressure}(R134a; x = x_3; t = t_3) \quad (5.18)$$

$$h_3 = \text{Enthalpy}(R134a; x = x_3; t = t_3) \quad (5.19)$$

$$s_3 = \text{Entropy}(R134a; x = x_3; t = t_3) \quad (5.20)$$

- **Estado 4**

En el estado 4 el fluido refrigerante debe tener una entalpía igual a la entalpía del estado 3 (supuesto ii) y además debe tener una temperatura igual a la temperatura de evaporación. Lo anterior se representa en la ecuación (5.21), donde  $h_4$  y  $t_4$  corresponden a la entalpía y temperatura del estado 4.

$$h_4 = h_3 ; t_4 = t_{ev} \quad (5.21)$$

A partir de 2 variables termodinámicas conocidas se calculan las variables termodinámicas de; presión  $P_4$ , entropía  $s_4$  y calidad de vapor  $x_4$  del estado 4. Para lo anterior se utiliza el software EES y las siguientes ecuaciones:

$$P_4 = \text{Pressure}(R134a; h = h_4; t = t_4) \quad (5.22)$$

$$s_4 = \text{Entropy}(R134a; h = h_4; t = t_4) \quad (5.23)$$

$$x_3 = \text{Quality}(R134a; h = h_4; t = t_4) \quad (5.24)$$

En la práctica, los puntos de operación pueden cambiar debido a caídas de presión, roce o pérdidas de calor, lo que podría producir fallas en el equipo compresor y válvula de expansión. Para evitar estas fallas, en la práctica el refrigerante se debe sobrecalentar a la salida del evaporador y sub-enfriar a la salida del condensador (ver Figura 3.7).

Otro punto a considerar, es que en la práctica el compresor no es isoentrópico, por lo que el COP se debe ponderar por un factor de rendimiento isoentrópico para estimar el COP real.



## b) Calor y trabajo

Aplicando la primera ley de la termodinámica a los componentes del sistema bomba de calor se puede calcular: el trabajo realizado por el compresor, flujo másico del fluido de trabajo y la transferencia de calor en el condensador y evaporador.

El flujo másico  $\dot{m}$  se obtiene a partir de la ecuación (5.25), donde  $Q_{cd}$  corresponde a la potencia térmica de diseño obtenida con la ecuación (5.3),  $h_2$  corresponde a la entalpía del estado 2 y  $h_3$  a la entalpía del estado 3.

$$\dot{m} = \frac{Q_{cd}}{(h_2 - h_3)} \quad (5.25)$$

La potencia térmica requerida en el evaporador  $Q_{ev}$  se obtiene mediante la entalpía  $h_1$ , la entalpía  $h_4$  y el flujo másico del fluido de trabajo  $\dot{m}$ , lo anterior se representa con la siguiente ecuación:

$$Q_{ev} = \dot{m} \cdot (h_1 - h_4) \quad (5.26)$$

El trabajo realizado por el compresor se obtiene mediante la entalpía  $h_1$ , la entalpía  $h_2$  y el flujo másico del fluido de trabajo  $\dot{m}$ , lo anterior se representa con la siguiente ecuación:

$$W_{cp} = \dot{m} \cdot (h_2 - h_1) \quad (5.27)$$

La potencia térmica requerida en el evaporador  $Q_{ev}$  es entregada por el evaporador del sistema, la potencia del evaporador depende de varias variables como: diseño del evaporador, condiciones ambientales y temperatura de evaporación. Debido a lo anterior, se debe evaluar como es la potencia térmica que entrega el evaporador del sistema PST o PST-PV.

A continuación se presenta la metodología de cálculo para estimar la potencia térmica disponible en los evaporadores tipo PST y tipo PST-PV.

### 5.2.3 Evaporador PST

Para estimar la energía térmica que absorbe el fluido de trabajo en el evaporador tipo PST se realiza un balance de energía en el PST, el cual se presenta en la Figura 5.4.

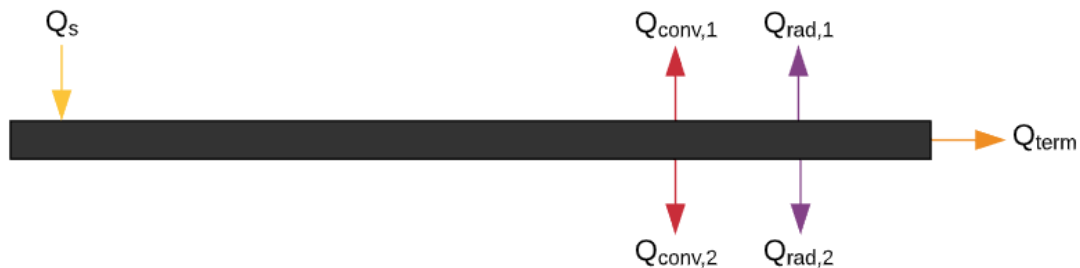


Figura 5.4: Balance de energía en un panel PST.

En la Figura 5.4 se observan 4 flujos de energía,  $Q_s$  corresponde a la irradiación solar captada por el panel,  $Q_{conv}$  corresponde a la transferencia de calor por convección entre el

panel y el aire,  $Q_{rad}$  corresponde a la transferencia de calor por radiación entre el panel y el aire y  $Q_{term}$  que corresponde a la transferencia de calor hacia el fluido de trabajo que circula por el panel. Realizando el balance de energía presentado en la Figura 5.4 se obtiene la ecuación (5.28) y (5.29).

$$Q_s = Q_{rad,1} + Q_{rad,2} + Q_{conv,1} + Q_{con,2} + Q_{term} \quad (5.28)$$

$$Q_{term} = Q_s - (Q_{rad,1} + Q_{rad,2} + Q_{conv,1} + Q_{con,2}) \quad (5.29)$$

La radiación solar captada por el panel  $Q_s$  se determina según la ecuación (5.30):

$$Q_s = \alpha \cdot G_s \quad (5.30)$$

Donde:

$\alpha$  : Coeficiente de absorptividad del panel.

$G_s$  : Irradiancia [ $W/m^2$ ].

Las ganancias y/o pérdidas debido a la transferencia de calor por radiación entre el panel y el ambiente se determina con las siguientes ecuaciones:

$$Q_{rad,1} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot (t_p^4 - t_{sky}^4) \quad (5.31)$$

$$Q_{rad,2} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot (t_p^4 - t_a^4) \quad (5.32)$$

Donde:

$\varepsilon$  : Coeficiente de emisividad del panel PST.

$\sigma$  : Constante de Stefan-Boltzmann.

$t_p$  : Temperatura del panel PST [ $^{\circ}C$ ].

$t_a$  : Temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ].

$t_{sky}$  : Temperatura de cielo [ $^{\circ}C$ ].

Las ganancias y/o pérdidas debido a la transferencia de calor por convección entre el panel y el ambiente se determina con las siguientes ecuaciones:

$$Q_{conv,1} = h_{conv,1} \cdot (t_p - t_a) \quad (5.33)$$

$$Q_{conv,2} = h_{conv,2} \cdot (t_p - t_a) \quad (5.34)$$

Donde  $h_{con,1}$  corresponde al coeficiente de convección de transferencia de calor entre la cara superior del panel y el aire,  $h_{con,2}$  corresponde al coeficiente de convección de transferencia de calor entre la cara trasera y el aire.

## 5.2.4 Evaporador PST-PV

Para estimar la energía térmica que absorbe el fluido de trabajo en el evaporador tipo PST-PV se realiza un balance de energía similar al del sistema PST, pero se incluyen los siguientes cambios:

- La zona superior del evaporador está compuesta por un panel PV, por lo que se utilizan los parámetros de este panel.
- El sistema PST se adhiere en la parte trasera del PV y queda en contacto con la capa tedlar del panel fotovoltaico.
- El evaporador entrega una potencia térmica  $Q_{term}$  y potencia eléctrica  $P_{pv}$ .
- La transferencia de calor hacia el panel PST ocurre por radiación, convección y principalmente por conducción.
- Se realiza un balance de energía para cada componente del evaporador PST-PV.

El balance de energía global del evaporador PST-PV se observa en la Figura 5.5, con el cual se obtiene la ecuación (5.35). Despejando para  $Q_{term}$  se obtiene la ecuación (5.36).

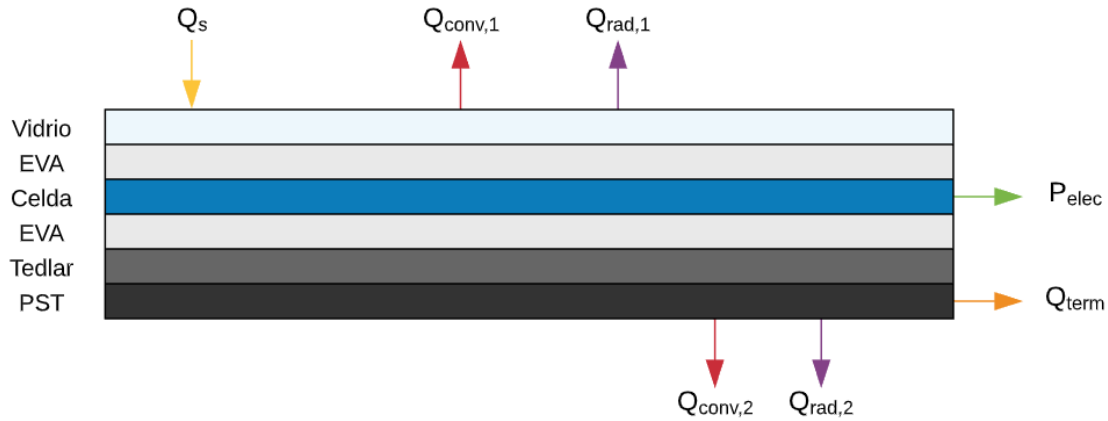


Figura 5.5: Balance de energía en el panel PST-PV

$$Q_s = Q_{rad,1} + Q_{rad,2} + Q_{conv,1} + Q_{conv,2} + P_{elec} + Q_{term} \quad (5.35)$$

$$Q_{term} = Q_s - (Q_{rad,1} + Q_{rad,2} + Q_{con,1} + Q_{con,2}) - P_{elec} \quad (5.36)$$

A diferencia del balance de energía de la ecuación (5.29), la ecuación (5.36) tiene una componente  $P_{elec}$  que representa la potencia eléctrica generada por el panel, la cual se expresa en la ecuación (5.37):

$$P_{elec} = \eta_{pv} \cdot G \cdot \alpha_{pv} \cdot \tau_{pv} \quad (5.37)$$

Donde:

$\eta_{pv}$  : Eficiencia del panel fotovoltaico.

$G$  : Radiación solar [ $W/m^2$ ].

$\alpha_{pv}$  : Coeficiente de absortividad.

$\tau_{pv}$  : Coeficiente de transmisividad.

El balance de energía global presentado en la ecuación (5.36) es una aproximación para determinar el calor disponible en el panel PST considerando una temperatura de panel global.

Para estudiar las diferencias entre el sistema PST y uno PST-PV se realiza un balance de energía para cada componente del sistema.

A continuación se presenta el balance de energía para cada componente del sistema evaporador PST-PV, cuyas ecuaciones se utilizan para determinar la temperatura de la celda fotovoltaica, la temperatura del panel PST y la transferencia de calor hacia el fluido de trabajo.

**a) Balance energético en el virio:**

En la Figura 5.6 se observa el balance de energía en la capa de vidrio del panel híbrido, este componente está en contacto con el ambiente y una capa EVA. En el balance se observan 4 flujos de energía;  $Q_{s,1}$  que corresponde a la radiación solar captada por el vidrio,  $Q_{rad,1}$  corresponde a la transferencia de calor por radiación entre el vidrio y el ambiente,  $Q_{conv,1}$  corresponde a la transferencia de calor por convección entre el vidrio y el ambiente y  $Q_{cond,1}$  que corresponde a la transferencia de calor por conducción desde el vidrio hacia el componente EVA. El balance de energía se presenta en la ecuación (5.38) y se desarrolla en la ecuación (5.39).

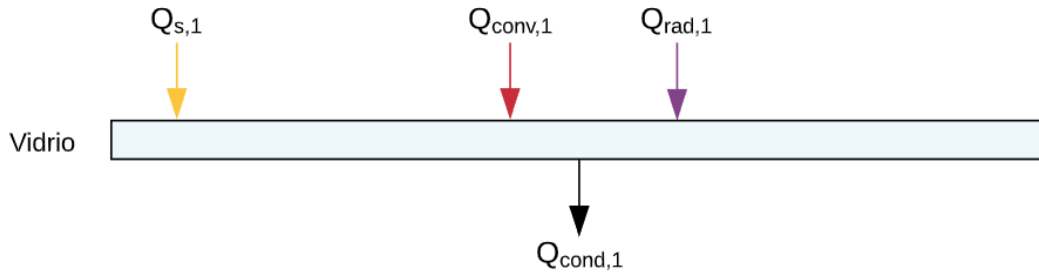


Figura 5.6: Balance de energía en el vidrio del panel fotovoltaico.

$$Q_{s,1} = Q_{conv,1} + Q_{rad,1} + Q_{cond,1} \quad (5.38)$$

$$\alpha_v \cdot G = h_{fv} \cdot (t_v - t_a) + \varepsilon_v \cdot \sigma \cdot (t_v^4 - t_a^4) + \frac{k_v}{e_v} (t_v - t_{fe}) \quad (5.39)$$

Donde:

$\alpha_v$  : Coeficiente de absorptividad del vidrio.

$G$  : Radiación solar [ $W/m^2$ ].

$h_{fv}$  : Coeficiente de transferencia de calor por convección [ $W/m^2\text{°C}$ ].

$t_v$  : Temperatura del vidrio [ $^{\circ}\text{C}$ ].

$t_a$  : Temperatura del aire ambiente [ $^{\circ}\text{C}$ ].

$\varepsilon_v$  : Coeficiente de emisividad del vidrio.

$\sigma$  : Constante de Stefan-Boltzmann.

$k_v$  : Coeficiente de conductividad térmica lineal del vidrio [ $W/m^\circ C$ ].

$e_v$  : Espesor del vidrio [ $m$ ].

$t_{fe}$  : Temperatura de EVA frontal [ $^\circ C$ ].

**b) Balance energético capa EVA:**

En la Figura 5.7 se observa el balance de energía en la capa de EVA frontal del panel híbrido, este componente está en contacto con el vidrio y las celdas fotovoltaicas. En el balance se observan 3 flujos de energía;  $Q_{s,2}$  que corresponde a la radiación solar captada por el material,  $Q_{cond,1}$  corresponde a la transferencia de calor por conducción desde el vidrio,  $Q_{cond,2}$  corresponde a la transferencia de calor por conducción hacia la celda fotovoltaica. Se debe notar que la componente  $Q_{cond,2}$  está ponderado por  $b$ , que corresponde al factor de empaquetamiento e indica el porcentaje de contacto de las celdas fotovoltaicas. El balance de energía se presenta en la ecuación (5.40) y se desarrolla en la ecuación (5.41).

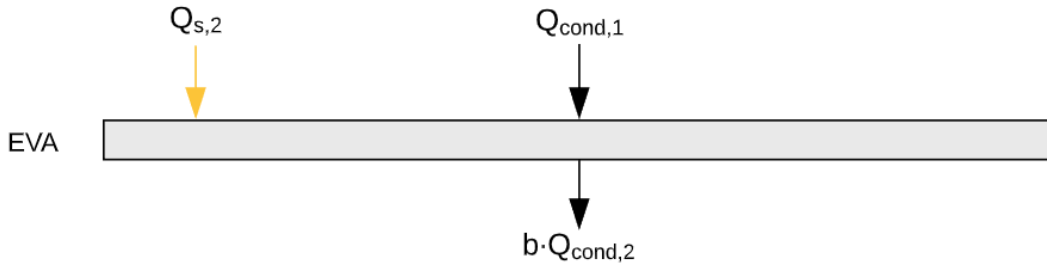


Figura 5.7: Balance de energía en la capa de EVA frontal del panel fotovoltaico.

$$Q_{s,2} + Q_{cond,1} = b \cdot Q_{cond,2} \quad (5.40)$$

$$\alpha_e \cdot \tau_v \cdot G + \frac{k_v}{e_v} (t_v - t_{fe}) = b \cdot \frac{k_e}{e_e} (t_{fe} - t_c) \quad (5.41)$$

Donde:

$\alpha_e$  : Coeficiente de absortividad del EVA.

$\tau_v$  : Coeficiente de transmisividad del vidrio.

$G$  : Radiación solar [ $W/m^2$ ].

$k_v$  : Coeficiente de conductividad térmica lineal del vidrio [ $W/m^\circ C$ ].

$e_v$  : Espesor del vidrio [ $m$ ].

$t_v$  : Temperatura del vidrio [ $^\circ C$ ].

$t_{fe}$  : Temperatura de EVA frontal [ $^\circ C$ ].

$b$  : Factor de empaquetamiento (0,85).

$k_e$  : Coeficiente de conductividad térmica lineal del EVA [ $W/m^\circ C$ ].

$e_e$  : Espesor del EVA [ $m$ ].

$t_c$  : Temperatura de celda fotovoltaica [ $^\circ C$ ].

En la ecuación (5.41) se observa que la radiación solar absorbida por la EVA frontal depende también de la transmisividad  $\tau_v$  de la capa de vidrio del sistema.

### c) Balance energético en celda fotovoltaica

En la Figura 5.8 se observa el balance de energía en la celda fotovoltaica del panel híbrido, este componente está en contacto con una capa EVA frontal y una capa de EVA trasera. En el balance se observan 4 flujos de energía;  $Q_{s,3}$  corresponde a la radiación solar captada por la celda,  $Q_{cond,2}$  corresponde a la transferencia de calor por conducción desde EVA frontal,  $Q_{cond,3}$  corresponde a la transferencia de calor por conducción hacia la EVA trasera y  $P_{pv}$  corresponde a la potencia eléctrica generada por la celda fotovoltaica. El balance de energía se presenta en la ecuación (5.42) y se desarrolla en la ecuación (5.43) y (5.44).

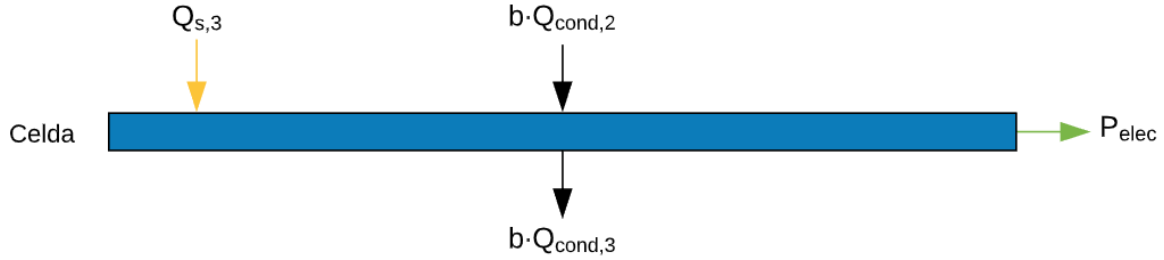


Figura 5.8: Balance de energía en la capa de celdas fotovoltaicas del panel fotovoltaico.

$$Q_{s,3} + b \cdot Q_{cond,2} = b \cdot Q_{cond,3} + P_{pv} \quad (5.42)$$

$$\alpha_c \cdot \tau_v \cdot \tau_e \cdot G + b \cdot \frac{k_e}{e_e} (t_{fe} - t_c) = P_{pv} + b \cdot \frac{k_c}{e_c} (t_c - t_{be}) \quad (5.43)$$

$$P_{pv} = \eta_{pv} \cdot \alpha_c \cdot \tau_v \cdot \tau_e \cdot G \quad (5.44)$$

Donde:

$\alpha_c$  : Coeficiente de absorptividad de la celda fotovoltaica.

$\tau_v$  : Coeficiente de transmisividad del vidrio.

$\tau_e$  : Coeficiente de transmisividad del EVA.

$G$  : Radiación solar [ $W/m^2$ ].

$b$  : Factor de empaquetamiento (0,85).

$k_e$  : Coeficiente de conductividad térmica lineal del EVA [ $W/m^\circ C$ ].

$e_e$  : Espesor del EVA [ $m$ ].

$t_{fe}$  : Temperatura de EVA frontal [ $^\circ C$ ].

$t_c$  : Temperatura de celda fotovoltaica [ $^\circ C$ ].

$k_c$  : Coeficiente de conductividad térmica lineal de la celda fotovoltaica [ $W/m^\circ C$ ].

$e_c$  : Espesor de la celda fotovoltaica [ $m$ ].

$t_{be}$  : Temperatura de EVA trasera [ $^\circ C$ ].

$\eta_{pv}$  : Eficiencia de la celda fotovoltaica.

La potencia eléctrica  $P_{pv}$  se presenta en la ecuación (5.44), donde  $\eta_{pv}$  corresponde a la eficiencia del panel fotovoltaico que se calcula con la ecuación (5.6).

#### d) Balance energético en capa de EVA trasera

En la Figura 5.9 se observa el balance de energía en la capa de EVA trasera del sistema híbrido, este subcomponente está en contacto con la celda fotovoltaica y una capa tedlar. En el balance se observan 4 flujos de energía;  $Q_{s,4}$  y  $Q_{s,5}$  que corresponden a la radiación solar captada por el componente EVA,  $Q_{cond,3}$  corresponde a la transferencia de calor por conducción desde la celda fotovoltaica y  $Q_{cond,4}$  corresponde a la transferencia de calor por conducción hacia la capa tedlar. El balance de energía se presenta en la ecuación (5.45) y se desarrolla en la ecuación (5.46), (5.47) y (5.48).

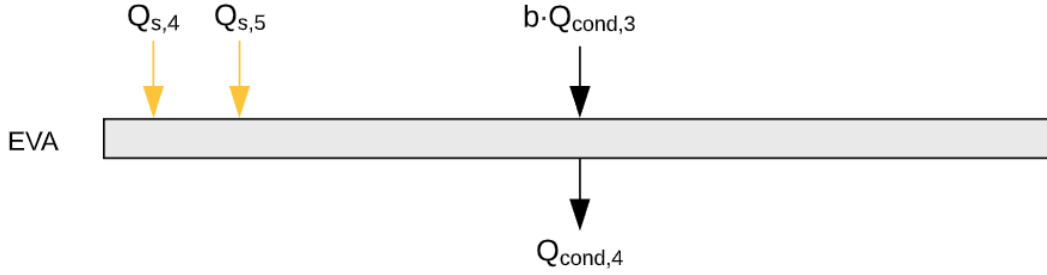


Figura 5.9: Balance de energía en la capa de EVA trasera del panel fotovoltaico.

$$Q_{s,4} + Q_{s,5} + b \cdot Q_{cond,3} = Q_{cond,4} \quad (5.45)$$

$$Q_{s,4} + Q_{s,5} + b \cdot \frac{k_c}{e_c} (t_c - t_{be}) = \frac{k_e}{e_e} (t_{be} - t_b) \quad (5.46)$$

$$Q_{s,4} = b \cdot \alpha_e \cdot \tau_v \cdot \tau_c \cdot \tau_e \cdot G \quad (5.47)$$

$$Q_{s,5} = (1 - b) \cdot \alpha_e \cdot \tau_v \cdot \tau_e \cdot G \quad (5.48)$$

Donde:

$\alpha_e$  : Coeficiente de absorptividad del EVA.

$\tau_v$  : Coeficiente de transmisividad del vidrio.

$\tau_e$  : Coeficiente de transmisividad del EVA.

$\tau_c$  : Coeficiente de transmisividad de la celda fotovoltaica.

$G$  : Radiación solar [ $W/m^2$ ].

$b$  : Factor de empaquetamiento (0,85).

$k_c$  : Coeficiente de conductividad térmica lineal de la celda fotovoltaica [ $W/m^\circ C$ ].

$e_c$  : Espesor de la celda fotovoltaica [ $m$ ].

$t_c$  : Temperatura de celda fotovoltaica [ $^\circ C$ ].

$t_{be}$  : Temperatura de EVA trasera [ $^\circ C$ ].

$k_e$  : Coeficiente de conductividad térmica lineal del EVA [ $W/m^\circ C$ ].

$e_e$  : Espesor del EVA [ $m$ ].

$t_b$  : Temperatura de capa Tedlar [ $^\circ C$ ].

En la ecuación (5.47) se observa que  $Q_{s,4}$  corresponde a la radiación que pasa por la celda fotovoltaica por lo que se considera su transmisividad  $\tau_c$ , mientras que  $Q_{s,5}$  corresponde a la porción de radiación que no atraviesa por la celda fotovoltaica (1-b) y por lo tanto no se considera la transmisividad  $\tau_c$  de la celda fotovoltaica.

#### e) Balance energético en capa Tedlar

En la Figura 5.10 se observa el balance de energía en la capa Tedlar, este subcomponente está en contacto con una capa EVA trasera y el panel PST. En el balance se observan 4 flujos de energía;  $Q_{s,6}$  y  $Q_{s,7}$  que corresponden a la radiación solar captada por el componente,  $Q_{cond,4}$  corresponde a la transferencia de calor por conducción desde EVA trasera y  $Q_{cond,5}$  corresponde a la transferencia de calor por conducción hacia el panel PST. El balance de energía se presenta en la ecuación (5.49) y se desarrolla en la ecuación (5.50), (5.51) y (5.52).

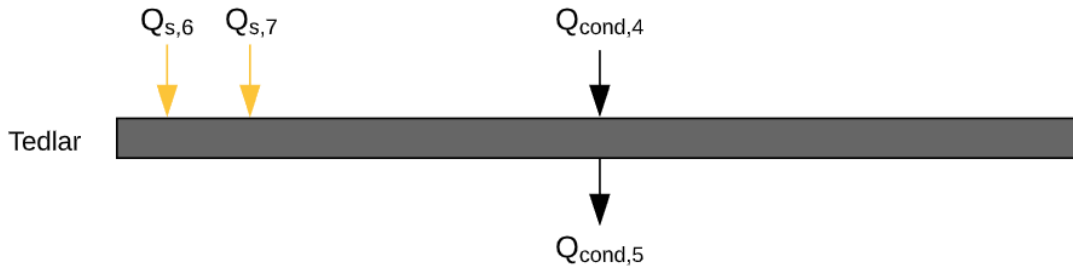


Figura 5.10: Balance de energía en la capa Tedlar del panel fotovoltaico.

$$Q_{s,6} + Q_{s,7} + Q_{cond,4} = Q_{cond,5} \quad (5.49)$$

$$Q_{s,6} + Q_{s,7} + b \frac{k_e}{e_e} (t_{be} - t_b) = \frac{k_b}{e_b} (t_b - t_{pst}) \quad (5.50)$$

$$Q_{s,6} = b \cdot \alpha_b \cdot \tau_v \cdot \tau_e \cdot \tau_c \cdot \tau_e \cdot G \quad (5.51)$$

$$Q_{s,7} = (1 - b) \cdot \alpha_b \cdot \tau_v \cdot \tau_e \cdot \tau_e \cdot G \quad (5.52)$$

Donde:

$\alpha_b$  : Coeficiente de absorptividad de la capa Tedlar.

$\tau_v$  : Coeficiente de transmisividad del vidrio.

$\tau_e$  : Coeficiente de transmisividad del EVA.

$\tau_c$  : Coeficiente de transmisividad de la celda fotovoltaica.

$G$  : Radiación solar [ $W/m^2$ ].

$b$  : Factor de empaquetamiento (0,85).

$k_e$  : Coeficiente de conductividad térmica lineal del EVA [ $W/m^\circ C$ ].

$e_e$  : Espesor del EVA [ $m$ ].

$t_{be}$  : Temperatura de EVA trasera [ $^\circ C$ ].



$t_b$  : Temperatura de capa Tedlar [°C].

$k_b$  : Coeficiente de conductividad térmica lineal del Tedlar [ $W/m^{\circ}C$ ].

$e_b$  : Espesor de capa Tedlar [ $m$ ].

$t_p$  : Temperatura del panel PST [°C].

La radiación que llega a la capa Tedlar y atraviesa las celdas fotovoltaicas está dada por  $Q_{s,6}$ , mientras que la radiación que no pasa por la celda solar está dada  $Q_{s,7}$ .

#### f) Balance energético en el panel PST

En la Figura 5.11 se observa el balance de energía en el PST, este panel está en contacto con una la capa Tedlar y el ambiente. En el balance se observan 6 flujos de energía;  $Q_{s,8}$  y  $Q_{s,9}$  que corresponden a la radiación solar captada por el PST,  $Q_{cond,5}$  corresponde a la transferencia de calor por conducción desde la capa Tedlar,  $Q_{conv,2}$  corresponde a la transferencia de calor por convección con el ambiente,  $Q_{rad,2}$  corresponde a la transferencia de calor por radiación entre el ambiente y el PST y  $Q_{term}$  corresponde a la transferencia de calor desde el PST hacia el fluido de trabajo. El balance de energía se presenta en la ecuación (5.53) y se desarrolla en la ecuación (5.54), (5.55) y (5.56).

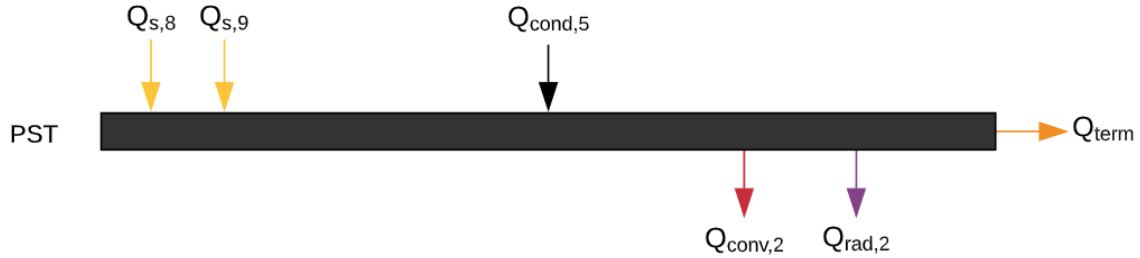


Figura 5.11: Balance de energía en el panel PST.

$$Q_{s,8} + Q_{s,9} + Q_{cond,5} = Q_{rad,2} + Q_{conv,2} + Q_{term} \quad (5.53)$$

$$Q_{s,8} + Q_{s,9} + \frac{k_b}{e_b}(t_b - t_p) = \varepsilon_v \cdot \sigma \cdot (t_p^4 - t_a^4) + h_b(t_p - t_a) + Q_{term} \quad (5.54)$$

$$Q_{s,8} = b \cdot \alpha_p \cdot \tau_v \cdot \tau_c \cdot \tau_e \cdot G \quad (5.55)$$

$$Q_{s,9} = (1 - b) \cdot \alpha_p \cdot \tau_v \cdot \tau_e \cdot G \quad (5.56)$$

Donde:

$\alpha_p$  : Coeficiente de absortividad del PST.

$\tau_v$  : Coeficiente de transmisividad del vidrio.

$\tau_e$  : Coeficiente de transmisividad del EVA.

$\tau_c$  : Coeficiente de transmisividad de la celda fotovoltaica.

$G$  : Radiación solar [ $W/m^2$ ].

$b$  : Factor de empaquetamiento (0,85).  
 $k_b$  : Coeficiente de conductividad térmica lineal del Tedlar [ $W/m^{\circ}C$ ].  
 $e_b$  : Espesor de capa Tedlar [ $m$ ].  
 $t_b$  : Temperatura de capa Tedlar [ $^{\circ}C$ ].  
 $t_p$  : Temperatura de panel PST [ $^{\circ}C$ ].  
 $\varepsilon_p$  : Coeficiente de emisividad del PST.  
 $\sigma$  : Constante de Stefan-Boltzmann.  
 $t_a$  : Temperatura del aire ambiente [ $^{\circ}C$ ].

### 5.2.5 Supuestos de cálculo

En la presente sección se exponen los supuestos aplicados en la metodología de cálculo, junto a la metodología para dimensionar el sistema de acumulación de ACS.

#### i. Temperatura de evaporación igual a temperatura del panel

La temperatura del módulo PST es igual a la temperatura del fluido de trabajo, este supuesto se toma según el trabajo realizado [12] y en [14] quienes consideraron este supuesto para estudiar sistemas PST y obtuvieron resultados aceptables para los alcances del trabajo.

#### ii. Temperatura de evaporación

La temperatura de evaporación del sistema PST se determina a partir de las condiciones ambientales de la zona de estudio según lo presentado en la sección de antecedentes. En el estudio experimental y teórico desarrollado en [14] se utiliza la ecuación (5.57), que representa la temperatura de evaporación  $t_{ev}$ , donde  $t_a$  corresponde a la temperatura ambiente y  $G$  a la radiación incidente.

$$t_{ev} = t_a - 18 + \frac{28 \cdot G}{1000} \quad (5.57)$$

El estudio del sistema híbrido PST-PV presentado en [23] utilizó la ecuación (5.58) para estimar la temperatura de evaporación del sistema. Esta ecuación es una modificación de la ecuación del PST, donde se considera un factor de pérdida igual a  $(1 - \eta \cdot \beta)$ , debido a la generación eléctrica del sistema.

$$t_{ev} = t_a - 18 + (1 - \eta \cdot \beta) \cdot \left(\frac{28 \cdot G}{1000}\right) \quad (5.58)$$

La temperatura de evaporación aumenta al aumentar la temperatura ambiente o la radiación solar, lo que produce un aumento del COP cuando las condiciones ambientales son favorables. La temperatura de evaporación será baja en el caso de existir baja radiación o baja temperatura ambiente, lo que permite que exista una diferencia de temperatura y así una transferencia de calor desde el medio externo hacia el fluido de trabajo por convección.

En el caso de que las ecuaciones entreguen temperaturas de evaporación menores a  $0^{\circ}C$ , se define la temperatura de evaporación en  $0^{\circ}C$ , el supuesto anterior se considera debido a

que los módulos pueden formar capas de hielo al tener una temperatura muy baja, según lo presentado en [35] y este hecho puede traer problemas en el funcionamiento de los sistemas.

### iii. Equilibrio de potencias en el evaporador

El calor absorbido  $Q_{term}$  por el fluido de trabajo en el módulo evaporador debe ser igual al calor de evaporación  $Q_{ev}$ . Este supuesto se considera debido al análisis de los siguientes casos:

- $Q_{ev} > Q_{term}$ : Para este caso la potencia térmica entregada al fluido de trabajo no es suficiente para lograr su completa evaporación y a la salida del evaporador (estado 1) el fluido tendrá una calidad de vapor menor a 1.
- $Q_{term} > Q_{ev}$ : Para este caso la potencia térmica entregada al fluido de trabajo es mayor a la potencia requerida para lograr vapor saturado en la salida del evaporador, lo que implica que a la salida del evaporador se tendrá un fluido sobrecalentado.

Por lo tanto, para cumplir con el criterio de que en el estado 1 (salida del evaporador) el fluido de trabajo se encuentre en estado de vapor saturado se debe cumplir con la ecuación (5.59), donde la potencia requerida para la evaporación del fluido debe ser igual a la potencia térmica absorbida.

$$Q_{term} = Q_{ev} \quad (5.59)$$

### iv. Parámetros ambientales

Para realizar el primer cálculo de diseño del sistema se considera la temperatura y radiación promedio mensual de un día típico para los doce meses del año. Se considera el promedio durante las 24 horas del día, ya que el sistema bomba de calor debe operar continuamente, independiente de la radiación solar disponible.

Una vez definido el sistema y número de módulos a utilizar, se utilizan los parámetros horarios de un día típico de los meses del año, con el objetivo de calcular potencia, consumo, y generación del sistema en un día típico de operación.

### v. Condiciones de diseño para la bomba de calor

Las condiciones de funcionamiento del sistema bomba de calor deben ser las siguientes:

- El sistema debe abastecer completamente de ACS al caso de estudio, aun cuando los parámetros ambientales de radiación y temperatura ambiente sean los mínimos del año (meses de invierno).
- El sistema no debe estar sobredimensionado para la producción de ACS cuando los parámetros ambientales de radiación y temperatura ambiente sean los máximos del año (meses de verano).

Para cumplir con las dos condiciones anteriores se utiliza el supuesto de que el mes de diseño corresponde al mes de Julio (invierno), mes en que se debe abastecer la demanda diaria de ACS, pero con el menor rendimiento posible.

El menor rendimiento posible se basa en las horas de recuperación del sistema que corresponden a las horas que le toma al sistema generar la demanda diaria de ACS en un día y se establece en 24 horas para el mes de Julio.

## **vi. Dimensionar la instalación del sistema híbrido PST-PV**

Al diseñar el sistema PST-PV para la producción de energía eléctrica se condiciona la capacidad de producción de ACS, mientras que al diseñar el sistema para la producción de ACS se condiciona la capacidad de producción de energía eléctrica.

A continuación, se analizan ambos casos, con el objetivo de definir si se diseña el sistema para demanda térmica o eléctrica.

- a) Si el sistema PST-PV se diseña para la demanda de ACS, se podrían dar las siguientes situaciones para la generación de energía eléctrica:
  - Sistema PST-PV tiene mayor capacidad de generación de energía eléctrica que la demanda requerida por el caso de estudio: Para este caso los excedentes de energía eléctrica pueden ser inyectados a la red, por lo que los paneles fotovoltaicos extra del sistema generan ganancias económicas.
  - Sistema PST-PV tiene menor capacidad de generación de energía eléctrica que la demanda requerida por el caso de estudio: Para este caso el sistema debe seguir utilizando energía eléctrica de la red, sin embargo, no necesita de la instalación de un sistema auxiliar para suplir la demanda de energía eléctrica, además, aún se generarían una reducción del consumo eléctrico.
- b) Si el sistema PST-PV se diseña para la demanda de energía eléctrica, se podrían dar las siguientes situaciones para la generación de ACS:
  - Sistema PST-PV tiene mayor capacidad de generación de ACS que la demanda requerida por el caso de estudio: Para este caso el sistema puede generar más ACS, sin embargo, esta no se puede aprovechar (salvo que exista otra demanda térmica) por lo que existiría una inversión extra en la instalación del sistema que no generaría beneficios económicos.
  - Sistema PST-PV tiene menor capacidad de generación de ACS que la demanda requerida por el caso de estudio: El sistema no cubre las necesidades energéticas de ACS por lo que se debe realizar una inversión extra en un equipo auxiliar para la producción de ACS, esto resulta en un mayor gasto económico debido al nuevo equipo auxiliar y al gasto de operación que tiene el equipo.

Analizando ambos casos se considera el supuesto de que el sistema PST-PV debe ser dimensionado para abastecer la demanda de ACS del caso de estudio, debido a la mayor adaptabilidad que presenta la generación de energía eléctrica (inyección o uso de energía de la red eléctrica) a diferencia de la adaptabilidad del sistema de generación de ACS.

Además, el objetivo y alcance de este estudio es el análisis de la tecnología para sistemas de ACS, por lo que se debe estudiar el desempeño de la demanda energética de ACS comparada con otros sistemas.

## **vii. Supuestos sistema fotovoltaico**

Para los cálculos de los sistemas fotovoltaicos se consideran los parámetros presentados en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Parámetros de diseño de sistemas fotovoltaicos.

Ítem	Parámetro
Área de panel fotovoltaico, m <sup>2</sup>	1,6
Coefficiente de temperatura, %/°C	0,45
Eficiencia Nominal	15%
Coefficiente de transferencia de calor, W/ m <sup>2</sup> °C	22,8

Otros supuestos considerados es que en los módulos PST-PV la caja de conexiones del sistema fotovoltaico (ver Figura 3.4) y el marco de aluminio no interfieren con el montaje del módulo PST en la parte trasera del módulo PV y además ambos tienen la misma superficie útil.

### viii. Costo operacional

Para el análisis de eficiencia energética y la evaluación económica de los sistemas, se utiliza un costo operacional para cada tipo de tecnología. Este costo operacional solo considera el costo de combustible o electricidad, no considera mantenimiento u otros.

### ix. Evaluación de volumen de tanque de acumulación y potencia del sistema

Para que el sistema cumpla con la demanda requerida durante el día y funcione correctamente en hora punta, se debe dimensionar el volumen del tanque de acumulación y evaluar el uso de un sistema auxiliar.

Para determinar el tamaño del tanque se consideran los siguientes dos requisitos; el sistema debe abastecer en hora punta sin disminuir la temperatura de ACS bajo los 42°C y; el tanque de acumulación debe recuperar la temperatura de diseño (55°C) durante el día.

Para lograr los requisitos anteriores se utilizan los siguientes supuestos y consideraciones:

- Al inicio de la hora punta el tanque tiene una temperatura de 55°C.
- El tanque debe mantener una temperatura por sobre los 40°C durante el día.
- La hora punta se define como las horas en que la potencia requerida es mayor a la potencia del sistema.

Definido el período punta, se calcula el volumen de tanque según la siguiente ecuación:

$$V_t = \frac{(E_p - E_s)}{c_p \cdot (t_t - t_f)} \quad (5.60)$$

Donde:

$V_t$  : Volumen del tanque de ACS [L].

$E_p$  : Energía térmica requerida en el período punta [kWh].

$E_s$  : Energía térmica entregada por el sistema en el período punta [kWh].

$t_t$  : Temperatura de ACS en el tanque al inicio del período punta (55°C).

$t_f$  : Temperatura de ACS en el tanque después del período punta (42°C).

$c_p$  : Calor específico del agua [kWh/°C L].

Para evaluar si el sistema tiene la potencia suficiente para recuperar la temperatura de 55°C durante el día, se debe calcular la temperatura del tanque para cada hora del día según la siguiente ecuación:

$$t_i = t_t - \frac{(P_p - P_s)}{V_t \cdot c_p} \quad (5.61)$$

Donde:

$V_t$  : Volumen del tanque de ACS [L].

$P_p$  : Potencia térmica requerida en la hora  $i$  [kWh].

$P_s$  : Potencia térmica del sistema en el período  $i$  [kWh].

$t_i$  : Temperatura de ACS en el tanque en la hora  $i$  [°C].

$t_t$  : Temperatura de ACS en el tanque en la hora  $i-1$  [°C].

$c_p$  : Calor específico del agua [kWh/°C L]

Con la ecuación (5.61) se puede calcular la evolución de la temperatura del agua en el tanque de acumulación durante un día y con esto verificar que se logre alcanzar los 55°C antes del inicio de la hora punta, en caso contrario se debe aumentar la potencia del sistema.

### 5.2.6 Procedimiento de cálculo

En la Figura 5.12 se presenta el procedimiento de cálculo utilizado para obtener el número de módulos de las configuraciones estudiadas.

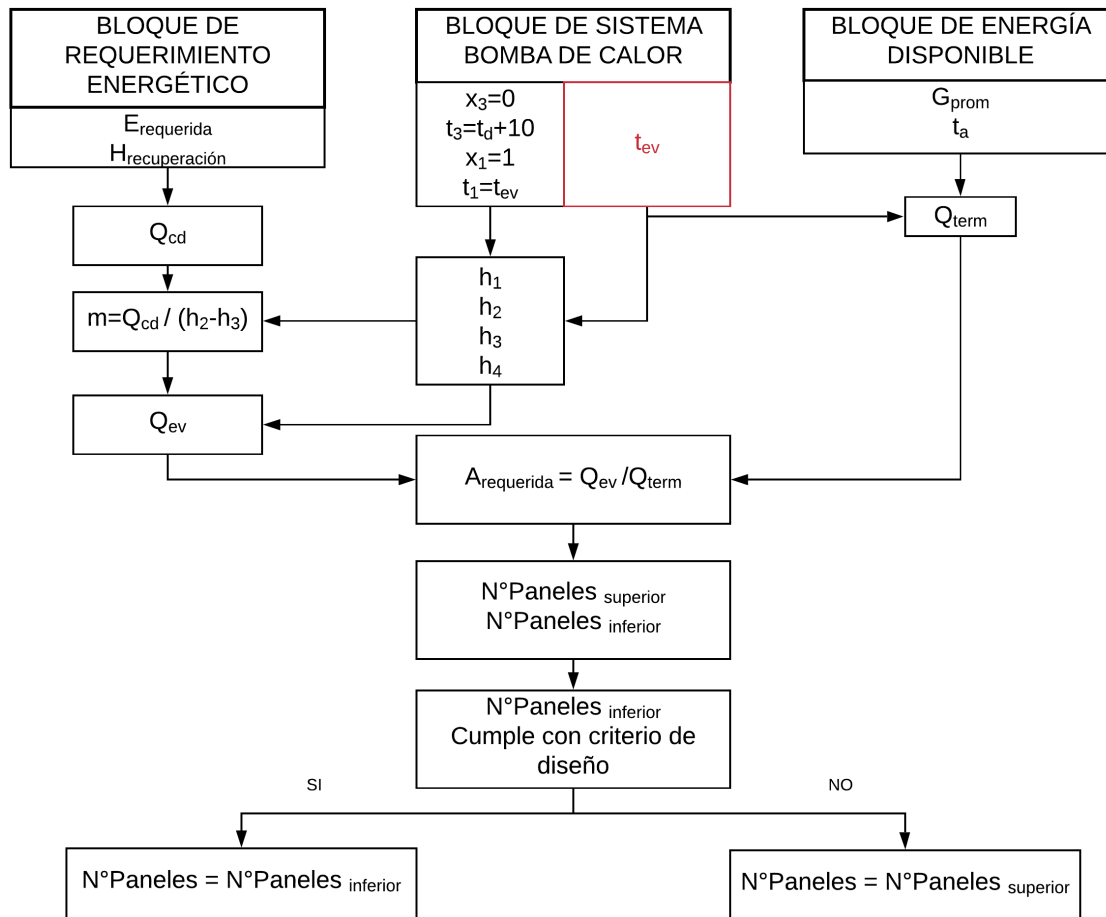


Figura 5.12: Procedimiento de cálculo para determinar el número de paneles a instalar.

El procedimiento de cálculo presentado en la Figura 5.12 se describe a continuación:

- A partir de los antecedentes de los casos de estudio, se estima la energía diaria requerida en el mes de diseño (Julio), se utilizan las horas de recuperación de diseño (24 horas) y se obtiene una potencia  $Q_{cd}$  requerida para abastecer la demanda energética.
- Se ingresan las variables meteorológicas de diseño para este caso ( $G$ ,  $t_a$ ).
- Según el sistema a utilizar (PST o PST-PV), se determina la temperatura de evaporación de diseño, en función de las variables meteorológicas.
- Se determinan los estados termodinámicos del sistema a partir de la metodología de cálculo de sistemas de bombas de calor.
- Utilizando la potencia  $Q_{cd}$  requerida y las entalpías del sistema termodinámico se obtiene el flujo másico del sistema.
- Utilizando el flujo másico y las entalpías del sistema termodinámico se obtiene el  $Q_{ev}$  requerido por el sistema.

- Utilizando las variables meteorológicas, la temperatura de evaporación y la metodología de cálculo de los módulos se obtiene el calor absorbido  $Q_{term}$  por metro cuadrado de panel.
- Se estima el área de absorción requerida para lograr una potencia igual a  $Q_{ev}$  y se estima el número de paneles superior e inferior para el sistema.
- Se verifican las horas de recuperación al utilizar el número de paneles inferior y superior.

El cálculo anterior se desarrolla en el programa EES, y se desarrolla para sistema PST o sistema PST-PV según corresponda. El código utilizado en el programa se presenta en el Anexo E.

Luego de definir el número de paneles a instalar se deben calcular los parámetros de funcionamiento mensuales, para lo anterior se realiza el siguiente procedimiento de cálculo:

- Se obtiene la radiación y temperatura horarias para un día típico del mes de Julio (datos de explorador solar).
- Se calcula la temperatura de evaporación del sistema.
- Se calcula el perfil de consumo horario del sistema y la energía requerida en cada hora del día.

Con la información anterior se desarrolla el procedimiento de cálculo presentado en la Figura 5.13. Este procedimiento se desarrolla en el programa EES como se presenta en el Anexo E. La procedimiento de cálculo presentado en la Figura 5.13 se describe a continuación:

- Se establece el número de paneles calculado en el procedimiento anterior.
- Se introducen los parámetros de  $E$ ,  $G$ ,  $t_a$  y  $t_{ev}$  horarios del mes correspondiente.
- Se calculan los estados termodinámicos del sistema bomba de calor.
- Se calcula el calor disponible por panel.
- Calcular  $Q_{ev}$  a partir del número de paneles del sistema y  $Q_{term}$ .
- Calcular el flujo másico  $\dot{m}_r$  y potencia térmica  $Q_{cd}$  del sistema.
- Se calcula la potencia  $W_c$  del compresor.



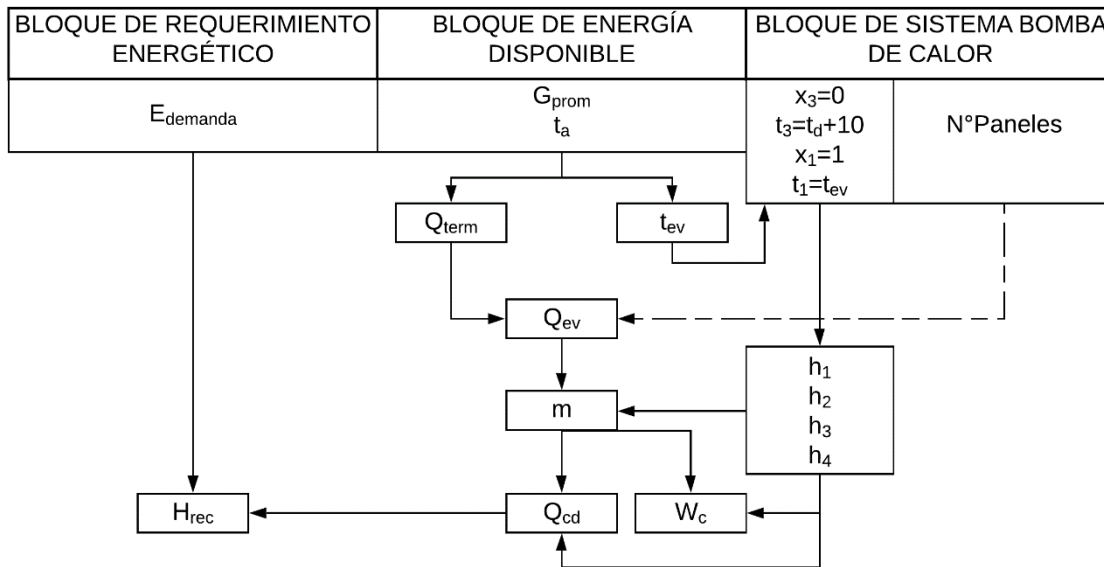


Figura 5.13: Procedimiento de cálculo para determinar parámetros de un día promedio del sistema.

Luego, se verifica la potencia del sistema y el tamaño del tanque de acumulación según la metodología de cálculo presentada y se toma la decisión de mantener o aumentar el número de paneles a utilizar.

Finalmente, se repite el procedimiento de cálculo presentado en la Figura 5.13 para el resto de los meses, obteniendo condiciones horarias típicas para cada mes y el promedio mensual.

Una vez que se calculan los parámetros de funcionamiento, se determina la temperatura del tanque de acumulación en cada hora del día para cada mes del año y se calcula el consumo eléctrico mensual del compresor según la siguiente ecuación:

$$E_{c,mes} = E_{c,dia} \cdot d_{mes} \quad (5.62)$$

Donde:

$E_{c,mes}$  : Energía eléctrica mensual consumida por compresor [kWh].

$E_{c,dia}$  : Energía eléctrica diaria consumida por compresor [kWh].

$d_{mes}$  : Días del mes.

La energía eléctrica diaria se calcula con la siguiente ecuación, donde  $E_{c,i}$  corresponde al consumo eléctrico en la hora  $i$  del día.

$$E_{c,dia} = \sum_{i=0}^{23} E_{c,i} \quad (5.63)$$

El cálculo de  $E_{c,i}$  depende de la temperatura del tanque de acumulación. Si la temperatura del tanque de acumulación es igual a  $55^{\circ}\text{C}$ ,  $E_{c,i}$  se obtiene con la siguiente ecuación:

$$E_{c,i} = \frac{\left(\frac{E_i}{P_i}\right) \cdot W_{cp}}{\eta_{comp}} \quad (5.64)$$

Donde:

$E_i$  : Energía térmica requerida en la hora  $i$  [kWh].

$P_i$  : Potencia térmica del sistema en la hora  $i$  [kW].

$W_{c,i}$  : Potencia del compresor en la hora  $i$  [kW]

$\eta_{comp}$  : Eficiencia del compresor (0,8).

En el caso que la temperatura del tanque sea menor a 55°C,  $E_{c,i}$  se obtiene con la siguiente ecuación:

$$E_{c,i} = \frac{1 \cdot W_{c,i}}{\eta_{comp}} \quad (5.65)$$

## 6 Resultados y análisis de los casos de estudio

En esta sección se presentan los resultados de las 3 configuraciones propuestas para los casos de estudio N°1 y N°2. Todos los resultados se obtienen mediante lo presentado en la sección Metodología de cálculo.

### 6.1 Caso de estudio N°1

En primer lugar, se obtienen las variables ambientales que se utilizan para el caso de estudio N°1, que corresponde a la radiación solar y temperatura ambiente de un día promedio para cada mes, los cuales se presentan en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1: Radiación y temperatura ambiente para el caso de estudio N°1.

Mes	$R_{prom} [W/m^2]$	$t_a [°C]$
Enero	315	17
Febrero	309	17
Marzo	280	16
Abril	212	13
Mayo	135	11
Junio	101	11
Julio	114	9
Agosto	153	9
Septiembre	227	10
Octubre	250	11
Noviembre	290	14
Diciembre	300	15

La información inicial para calcular la demanda energética de ACS del caso se obtiene con los datos presentados en la Tabla 6.2, donde se observa que el consumo diario de ACS es de 936 litros, utilizando un factor de seguridad de 1,5.

Tabla 6.2: Datos iniciales para determinar la demanda energética del caso de estudio N°1.

Ítem	Parámetro	Unidad
Número de personas	16	[ <i>Persona</i> ]
Temperatura de diseño	55	°C
Consumo diario unitario	39	[ <i>L/día · persona</i> ]
Consumo diario	624	[ <i>L/día</i> ]
Factor de seguridad	1,5	-
Consumo diario total	936	[ <i>L/día</i> ]

A partir del consumo diario total de ACS y el perfil de consumo (ver Figura 5.1), se calcula la distribución diaria del consumo de ACS (ver Figura 6.1) donde se observa que la hora punta ocurre a las 10 a.m. con un consumo de 169 litros.

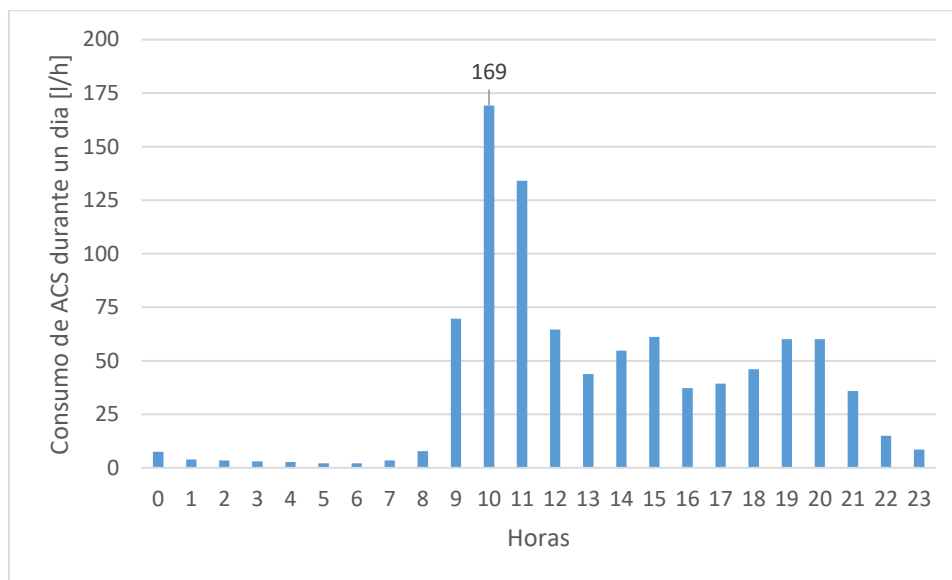


Figura 6.1: Perfil de consumo diario de ACS del caso de estudio N°1.

A partir del consumo diario y considerando la temperatura de red del agua promedio en Julio, se estima la demanda energética para la producción de ACS diaria igual a 50,2 [kWh].

A partir de las condiciones ambientales y de la demanda energética se determinan los parámetros de diseño iniciales, los que se presentan en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3: Parámetros de diseño iniciales del caso de estudio N°1.

Ítem	Parámetros de diseño	Valor del parámetro	Unidad
Condiciones ambientales	Radiación diseño	101	[W/m <sup>2</sup> ]
	Temperatura ambiente	9	[°C]
Requerimientos energéticos	Demanda energética diaria	50,2	[kWh]
Condición de diseño	Horas de recuperación	24	[h]

A partir de la información presentada en la Tabla 6.3 se calcula el número de paneles requerido para cada configuración. A continuación, se presentan los resultados de cada configuración estudiada.

### 6.1.1 Configuración N°1

La configuración N°1 corresponde al uso de módulos PST. En la Tabla 6.4 se observa que el número de módulos PST requeridos es de 3,19 paneles, donde las opciones de instalación corresponde a 3 o 4 módulos.

Tabla 6.4: Paneles requeridos y horas de recuperación para la configuración N°1.

Parámetros de diseño	Valor del parámetro	Unidad
Paneles	3,19	#
Paneles inferior	3	#
Paneles superior	4	#
H paneles inferior	25,5	[h]
H paneles superior	19,13	[h]

En la Tabla 6.4 se observa que utilizando 3 módulos PST, el tiempo de recuperación es de 25,5 horas lo cual es mayor al límite de diseño, por lo que se establece para esta configuración un total de 4 módulos PST con una superficie total de 6,4 m<sup>2</sup>.

Utilizando un sistema de 4 módulos PST se calculan los parámetros de funcionamiento mensuales, los cuales se obtienen a partir de las condiciones ambientales y demanda energética de un día típico. Considerando el mes de Julio como mes de diseño, en la Tabla 6.5 se presentan los resultados y parámetros de operación para este caso.

En la Tabla 6.5 se observan los parámetros de operación de un día promedio en el mes de Julio, donde se observa una potencia térmica promedio de 2,5 [kW] y un COP promedio de 3,8.

Tabla 6.5: Parámetros de operación de la configuración N°1 de un día típico del mes de Julio.

Hora	R	Ta	D	Q <sub>term</sub>	Q <sub>ev</sub>	Q <sub>cd</sub>	W <sub>cp</sub>	COP	P
	[W/m <sup>2</sup> ]	[°C]	[kWh]	[W/m <sup>2</sup> ]	[kW]	[kW]	[kW]	-	-
<b>0</b>	0	9	0,40	194	1,2	1,7	0,5	3,7	-
<b>1</b>	0	8	0,21	188	1,2	1,7	0,5	3,7	-
<b>2</b>	0	8	0,19	180	1,2	1,6	0,4	3,7	-
<b>3</b>	0	8	0,17	177	1,1	1,6	0,4	3,7	-
<b>4</b>	0	8	0,15	173	1,1	1,5	0,4	3,7	-
<b>5</b>	0	7	0,12	169	1,1	1,5	0,4	3,7	-
<b>6</b>	0	7	0,12	159	1,0	1,4	0,4	3,7	-
<b>7</b>	0	7	0,20	154	1,0	1,4	0,4	3,7	-
<b>8</b>	1	7	0,43	156	1,0	1,4	0,4	3,7	-
<b>9</b>	35	7	3,84	202	1,3	1,8	0,5	3,7	P

<b>10</b>	272	8	9,16	437	2,8	3,8	1,0	3,7	P
<b>11</b>	357	9	7,09	515	3,3	4,5	1,2	3,7	P
<b>12</b>	437	11	3,33	521	3,3	4,4	1,1	4,0	-
<b>13</b>	452	12	2,21	533	3,4	4,5	1,1	4,1	-
<b>14</b>	434	12	2,71	514	3,3	4,3	1,0	4,2	-
<b>15</b>	365	12	3,02	496	3,2	4,2	1,0	4,0	-
<b>16</b>	358	12	1,86	506	3,2	4,3	1,1	4,0	-
<b>17</b>	32	11	1,99	290	1,9	2,6	0,7	3,7	-
<b>18</b>	0	11	2,38	241	1,5	2,1	0,6	3,7	P
<b>19</b>	0	10	3,14	228	1,5	2,0	0,5	3,7	P
<b>20</b>	0	9	3,18	215	1,4	1,9	0,5	3,7	P
<b>21</b>	0	9	1,92	204	1,3	1,8	0,5	3,7	P
<b>22</b>	0	9	0,81	195	1,2	1,7	0,5	3,7	-
<b>23</b>	0	8	0,47	186	1,2	1,6	0,4	3,7	-
<b>Prom.</b>	<b>114</b>	<b>9</b>	<b>2,05</b>	<b>285</b>	<b>1,8</b>	<b>2,5</b>	<b>0,6</b>	<b>3,8</b>	<b>-</b>

En la Tabla 6.5 se observan dos períodos en que la potencia requerida es mayor a la potencia del sistema, los cuales están representados por la letra “P”, por lo que se realiza el cálculo de volumen de tanque de acumulación para el período entre las 9 y 11 horas, período donde se requiere el mayor aporte energético.

Aplicando la ecuación (5.60) se obtiene un volumen tanque de 661 litros, lo que mantiene una temperatura de tanque sobre los 42°C. Considerando un tamaño de tanque comercial, se propone un volumen de 650 litros.

Considerando el volumen de tanque propuesto, en la Figura 6.2 se presenta una estimación de la temperatura del tanque en un día promedio del mes de Julio, donde se observa que la temperatura mínima que alcanza es de 42°C por lo que no se requiere un equipo auxiliar para esta configuración.

En la Figura 6.2 también se observa el comportamiento de un tanque de 450 y 850 litros. Para un tanque de 450 litros la temperatura mínima es de 35,9°C (bajo la temperatura de confort) que se debe a un menor respaldo de ACS, mientras que para el tanque de 850 se tiene una temperatura mínima 44,9°C (sobre la temperatura de confort) que se debe al mayor respaldo de ACS.

En la Figura 6.2 se observa que independiente del tamaño del tanque de acumulación, la potencia del sistema bomba de calor permite elevar la temperatura a 55°C antes del comienzo de la hora punta.

Considerando que la temperatura mínima de confort es de 40°C, se define un tanque de 650 litros para esta configuración.

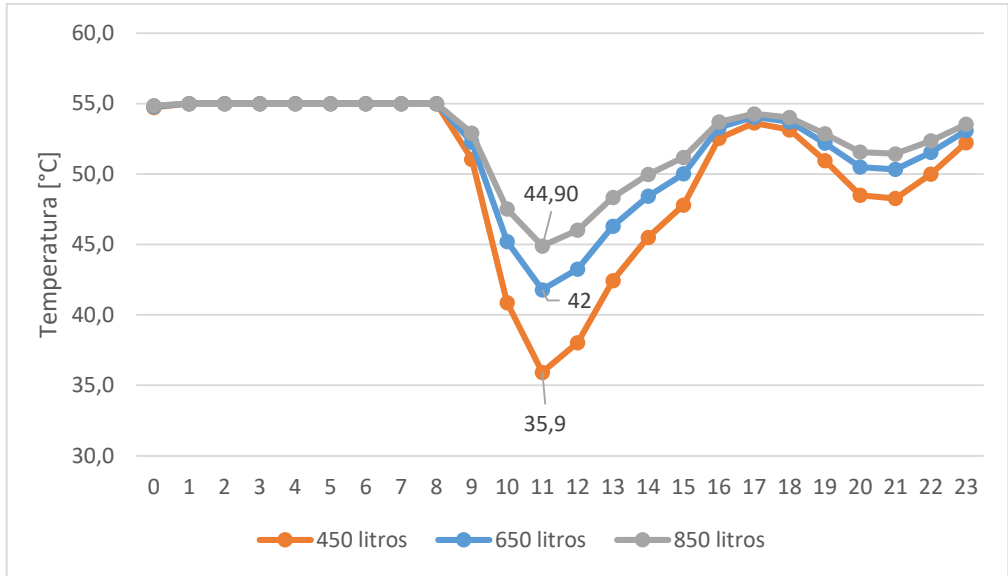


Figura 6.2: Temperatura en el tanque de acumulación de la configuración N°1 para un día promedio de Julio.

La metodología para obtener los resultados de la Tabla 6.5 también se aplica para el resto de los meses. A continuación se presenta el resumen de los resultados obtenidos para cada mes del año, donde se destaca el parámetro  $E_c$ , que corresponde al consumo eléctrico mensual del sistema obtenido con la ecuación (5.62) y que tiene un promedio mensual de 379 [kWh], además la demanda anual de energía térmica es de 16.110 [kWh].

Tabla 6.6: Parámetros de operación mensuales de la configuración N°1.

Mes	$Q_{TERM}$ [W/m <sup>2</sup> ]	$Q_{EV}$ [kW]	$Q_{CD}$ [kW]	$W_c$ [kW]	COP	$D_M$ [kWh]	$E_c$ [kWh]
Enero	441	2,8	3,6	0,8	4,8	1.201	283
Febrero	442	2,8	3,6	0,8	4,8	1.087	258
Marzo	426	2,7	3,5	0,8	4,6	1.265	318
Abril	380	2,4	3,2	0,8	4,1	1.306	365
Mayo	314	2,0	2,7	0,7	3,8	1.455	454
Junio	305	2,0	2,6	0,7	3,8	1.419	459
Julio	285	1,8	2,5	0,6	3,8	1.522	496
Agosto	303	1,9	2,6	0,7	3,8	1.517	479
Septiembre	344	2,2	2,9	0,7	4,0	1.404	406
Octubre	368	2,4	3,1	0,7	4,2	1.406	390
Noviembre	404	2,6	3,3	0,7	4,5	1.269	323
Diciembre	418	2,7	3,4	0,7	4,6	1.259	311
<b>Promedio</b>	<b>369</b>	<b>2,4</b>	<b>3,1</b>	<b>0,7</b>	<b>4,2</b>	<b>1.342</b>	<b>379</b>

En la Figura 6.3 se presenta gráficamente el consumo mensual de energía térmica, donde se observa un incremento en los meses de invierno junto a un incremento del trabajo del compresor, lo anterior se debe a la menor potencia térmica del sistema y al aumento de la demanda energética producto de una temperatura de red menor.

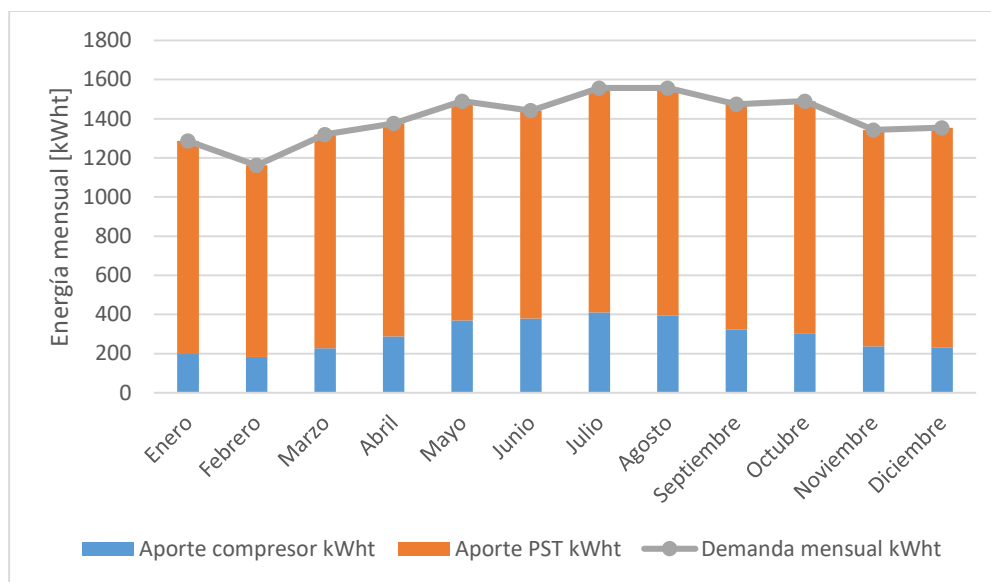


Figura 6.3: Demanda mensual requerida para cada mes del año y aporte térmico del compresor y sistema PST.

### 6.1.2 Configuración N°2

La configuración N°2 corresponde al uso de módulos PST-PV. En la Tabla 6.7 se observa que el número de módulos PST-PV requeridos es de 3,52 paneles, donde las opciones límite son la instalación de 3 o 4 módulos.

Tabla 6.7: Paneles requeridos y horas de recuperación para la configuración N°2.

Parámetros de diseño	Valor del parámetro	Unidad
Paneles	3,52	#
Paneles inferior	3	#
Paneles superior	4	#
H paneles inferior	28,13	[h]
H paneles superior	21,10	[h]

De la Tabla 6.7 se observa que utilizando 3 módulos PST el tiempo de recuperación es de 28,13 horas lo cual es mayor al límite de diseño, por lo que se establece para esta configuración un total de 4 módulos PST-PV con una superficie total de 6,4 m<sup>2</sup>.

Utilizando un sistema de 4 módulos PST-PV se calculan los parámetros de funcionamiento mensuales, los cuales se obtienen a partir de las condiciones ambientales y demanda energética de un día típico. Considerando el mes de Julio como mes de diseño, en la Tabla 6.8 se presentan los resultados y parámetros de operación para este caso.



En la Tabla 6.8 se observan los parámetros de operación de un día promedio en el mes de Julio, donde se observa una potencia térmica promedio de 2,3 [kW] y un COP promedio de 3,7.

Tabla 6.8: Parámetros de operación de la configuración N°2 de un día típico del mes de Julio.

Hora	R	Ta	D	Q <sub>term</sub>	Q <sub>ev</sub>	Q <sub>cd</sub>	W <sub>cp</sub>	COP	P	$\eta$	E <sub>G</sub>
	[W/m <sup>2</sup> ]	[°C]	[kWh]	[W/m <sup>2</sup> ]	[kW]	[kW]	[kW]	-	-		[W]
0	0	9	0,40	194	1,2	1,7	0,5	3,7	-	-	0
1	0	8	0,21	173	1,1	1,5	0,4	3,7	-	-	0
2	0	8	0,19	173	1,1	1,5	0,4	3,7	-	-	0
3	0	8	0,17	173	1,1	1,5	0,4	3,7	-	-	0
4	0	8	0,15	173	1,1	1,5	0,4	3,7	-	-	0
5	0	7	0,12	151	1,0	1,3	0,4	3,7	-	-	0
6	0	7	0,12	151	1,0	1,3	0,4	3,7	-	-	0
7	0	7	0,20	151	1,0	1,3	0,4	3,7	-	-	0
8	1	7	0,43	152	1,0	1,3	0,4	3,7	-	0,1668	1
9	35	7	3,84	177	1,1	1,6	0,4	3,7	P	0,1668	30
10	272	8	9,16	372	2,4	3,3	0,9	3,7	P	0,1666	235
11	357	9	7,09	456	2,9	4,0	1,1	3,7	P	0,1666	309
12	437	11	3,33	493	3,2	4,3	1,1	3,9	-	0,1645	373
13	452	12	2,21	483	3,1	4,1	1,0	4,0	-	0,1631	382
14	434	12	2,71	470	3,0	4,0	1,0	4,0	-	0,1631	367
15	365	12	3,02	462	3,0	4,0	1,0	3,9	-	0,1645	311
16	358	12	1,86	457	2,9	3,9	1,0	3,9	-	0,1645	306
17	32	11	1,99	261	1,7	2,3	0,6	3,7	-	0,1667	28
18	0	11	2,38	238	1,5	2,1	0,6	3,7	P	0,1668	0
19	0	10	3,14	216	1,4	1,9	0,5	3,7	P	-	0
20	0	9	3,18	194	1,2	1,7	0,5	3,7	P	-	0
21	0	9	1,92	194	1,2	1,7	0,5	3,7	P	-	0
22	0	9	0,81	194	1,2	1,7	0,5	3,7	-	-	0
23	0	8	0,47	173	1,1	1,5	0,4	3,7	-	-	0
$\bar{x}$	<b>114</b>	<b>9</b>	<b>2,05</b>	<b>264</b>	<b>1,7</b>	<b>2,3</b>	<b>0,6</b>	<b>3,7</b>	-	<b>0,1655</b>	<b>98</b>

En la Tabla 6.8 se observan dos períodos en que la potencia requerida es mayor a la potencia del sistema, los cuales están representados por la letra “P”, por lo que se realiza el

cálculo de volumen de tanque de acumulación para el período entre las 9 y 11 horas, período donde se requiere el mayor aporte energético.

Aplicando la ecuación (5.60) se obtiene un volumen tanque de 746 litros que permite que la temperatura no baje de los 42°C. Considerando un tamaño de tanque comercial, se propone un volumen de 650 litros.

Considerando el volumen de tanque propuesto, en la Figura 6.2 se presenta una estimación de la temperatura del tanque en un día promedio del mes de Julio, donde se observa que la temperatura mínima que alcanza es de 40°C por lo que no se requiere un equipo auxiliar para esta configuración.

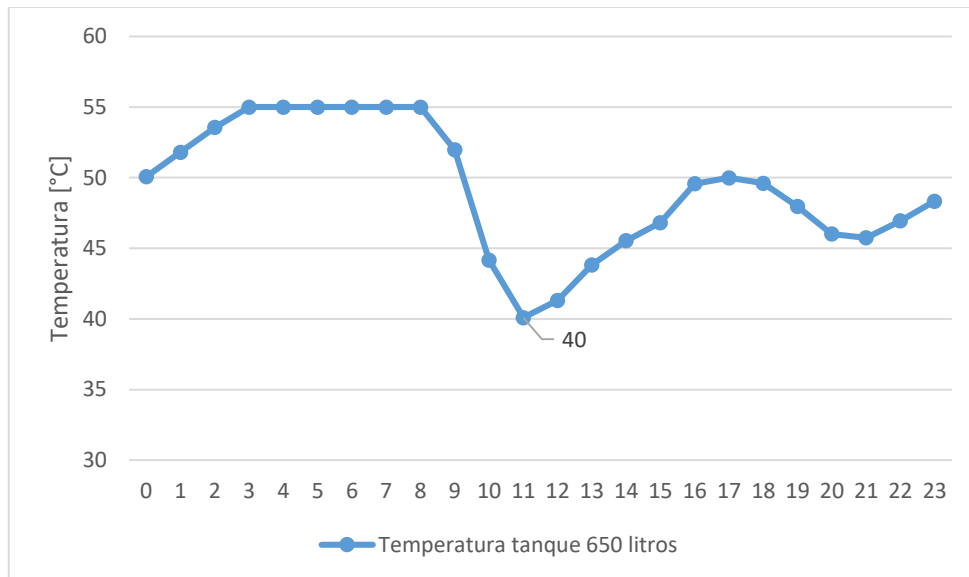


Figura 6.4: Temperatura en el tanque de 650 litros de la configuración N°2 para un día promedio de Julio.

La metodología para obtener los resultados de la Tabla 6.8 también se aplica para el resto de los meses. En la Tabla 6.9 se presenta el resumen de los resultados obtenidos para cada mes del año, donde se destaca el parámetro  $E_C$ , que corresponde al consumo eléctrico mensual obtenido con la ecuación (5.62) y  $E_G$  a la generación eléctrica mensual con un promedio de 132 [kWh].

Tabla 6.9: Parámetros de operación mensuales de la configuración N°2.

Mes	$Q_{TERM}$ [W/m <sup>2</sup> ]	$Q_{EV}$ [kW]	$Q_{CD}$ [kW]	$W_C$ [kW]	COP	$D_M$ [kWh]	$E_C$ [kWh]	$\eta_{pv}$	$E_G$ [kWh]
Enero	406	2,6	3,3	0,7	4,6	1.201	294	0,1515	184
Febrero	408	2,6	3,4	0,7	4,6	1.087	269	0,1518	163
Marzo	394	2,5	3,3	0,7	4,4	1.265	331	0,1540	166
Abril	350	2,2	3,0	0,7	4,1	1.306	375	0,1584	125
Mayo	290	1,9	2,5	0,6	3,8	1.455	463	0,1634	84
Junio	285	1,8	2,5	0,7	3,7	1.419	467	0,1650	62
Julio	264	1,7	2,3	0,6	3,7	1.522	504	0,1652	73
Agosto	279	1,8	2,4	0,6	3,8	1.517	489	0,1639	97
Septiembre	317	2,0	2,7	0,7	4,0	1.404	419	0,1603	135
Octubre	337	2,2	2,8	0,7	4,1	1.406	404	0,1585	153
Noviembre	371	2,4	3,1	0,7	4,3	1.269	335	0,1548	168
Diciembre	385	2,5	3,2	0,7	4,4	1.259	322	0,1533	177
<b>Promedio</b>	<b>341</b>	<b>2,2</b>	<b>2,9</b>	<b>0,7</b>	<b>4,1</b>	<b>1.342</b>	<b>389</b>	<b>0,1583</b>	<b>132</b>

En la Figura 6.6 se presenta gráficamente el consumo mensual de energía térmica, donde se observa un incremento en los meses de invierno junto a un incremento del trabajo del compresor, lo anterior se debe a la menor potencia térmica del sistema y al aumento de la demanda energética producto de una temperatura de red menor.

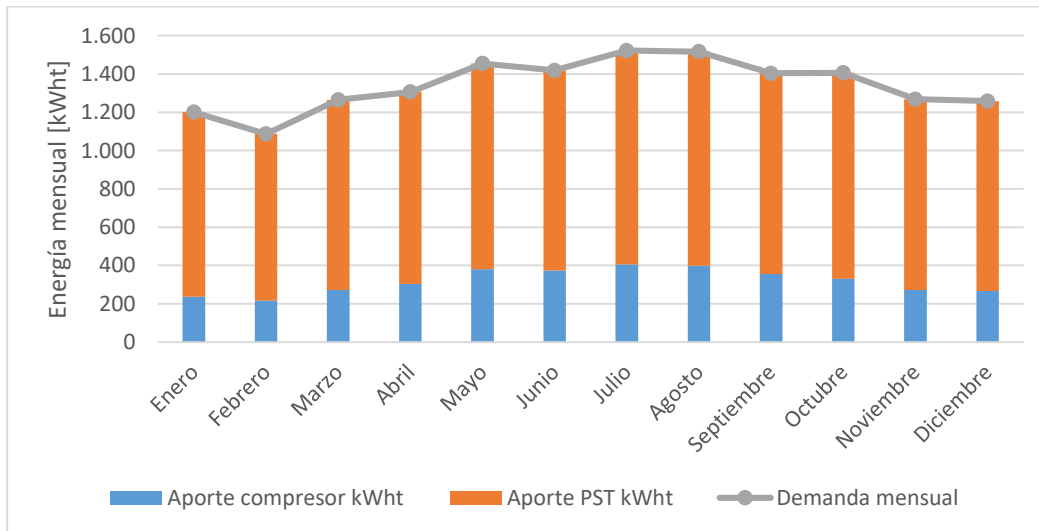


Figura 6.5: Demanda mensual requerida para cada mes del año y aporte térmico del compresor y sistema PST-PV.

En la Figura 6.6 se presentan un gráfico de la generación y el consumo eléctrico mensual del sistema PST-PV, en el grafico se observa que la energía eléctrica no supera el consumo eléctrico del sistema, siendo el consumo máximo en el mes de Julio con 504 [kWh] y la mayor generación de 184 [kWh] en el mes de Enero.

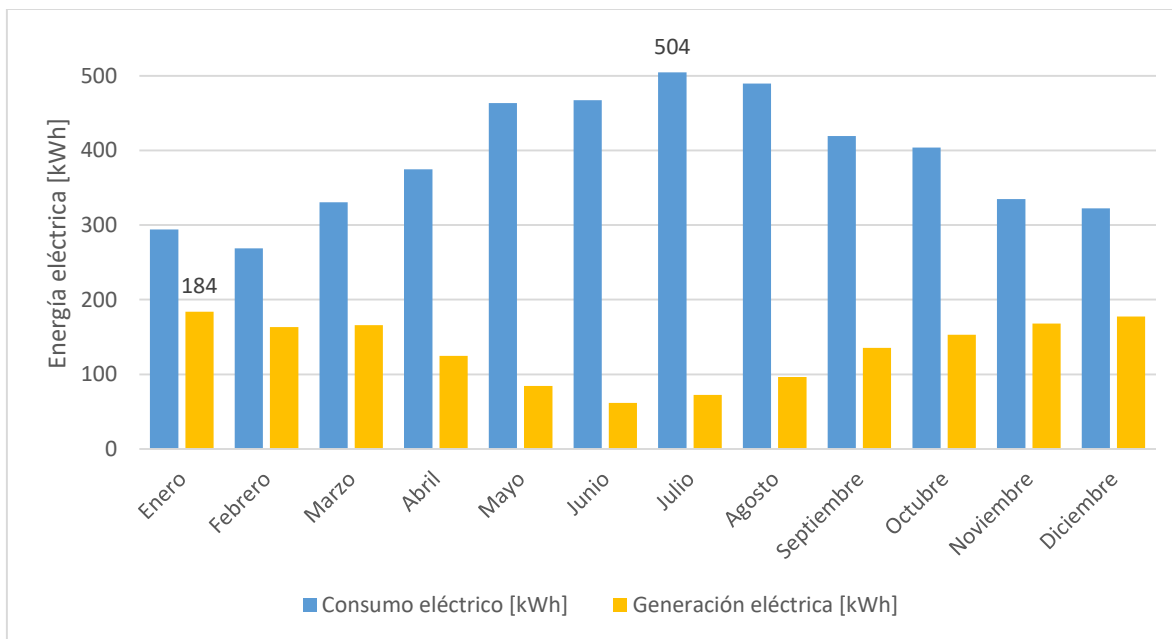


Figura 6.6: Generación y consumo eléctrico mensual de la configuración N°2.

### 6.1.3 Configuración N°3

Para esta configuración se utiliza la solución de módulos PST presentados en la configuración N°1 y adicionalmente se añade un sistema de paneles fotovoltaicos con número de módulos igual al de la configuración N°2, con el objetivo de comparar la generación eléctrica entre ambas configuraciones.

En la Tabla 6.10 se presenta el número de módulos PST y PV utilizados, junto a la superficie requerida, la cual corresponde al doble de la superficie requerida que en la configuración N°2.

Tabla 6.10: Numero de paneles y superficie de la configuración N°3.

Parámetros de diseño	Valor del parámetro	Unidad
N° de paneles termodinámicos	4	#
N° de paneles fotovoltaicos	4	#
Superficie requerida	12,8	m <sup>2</sup>

El sistema térmico tiene el mismo comportamiento que el presentado en la configuración N°1, el cual se presenta en la Tabla 6.6.

Respecto al sistema de paneles fotovoltaicos, en la Tabla 6.11 se presenta la eficiencia promedio de los paneles fotovoltaicos para cada mes del año, junto a la generación eléctrica mensual.

Tabla 6.11: Parámetros del sistema fotovoltaico de configuración N°3.

Mes	$\eta_{pv}$	$E_G$ [kWh]
Enero	0,1357	165
Febrero	0,1360	146
Marzo	0,1386	149
Abril	0,1439	113
Mayo	0,1439	74
Junio	0,1529	56
Julio	0,1533	67
Agosto	0,1508	89
Septiembre	0,1457	123
Octubre	0,1457	141
Noviembre	0,1394	151
Diciembre	0,1379	160
<b>Promedio/Total</b>	<b>0,1436</b>	<b>1.433</b>

En Figura 6.7 se presenta la generación y el consumo de energía eléctrica de la configuración N°3, se observa que la generación eléctrica no alcanza a cubrir el consumo del sistema PST para los diferentes meses del año.

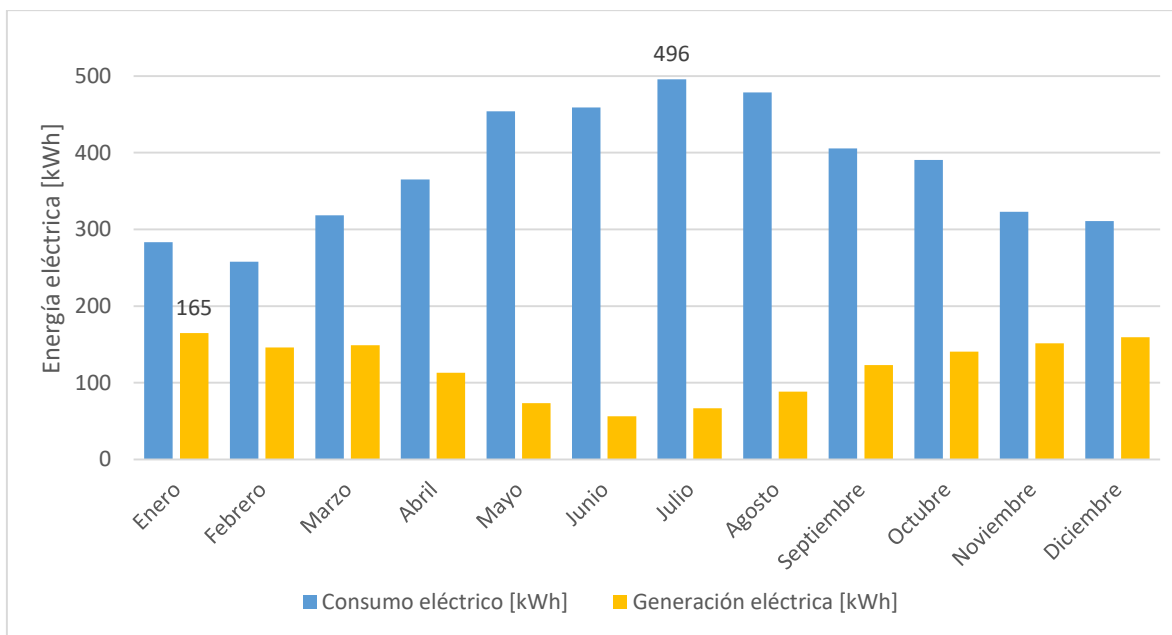


Figura 6.7: Generación y consumo eléctrico de la configuración N°3.

### 6.1.4 Resumen de configuraciones

El resumen de las configuraciones se presenta en la Tabla 6.12, donde se observa el tipo de configuración, el número de paneles utilizados, la superficie de captación requerida, consumo neto de energía eléctrica, entre otras.

Tabla 6.12: Resumen de las configuraciones propuestas para el caso de estudio N°1.

Ítem	Configuración N°1	Configuración N°2	Configuración N°3
Tipo	PST	PST-PV	PST+PV
N° de PST	4	4	4
N° de PV	0	4	4
Tanque de acumulación, litros	650	650	650
Superficie requerida, m <sup>2</sup>	6,4	6,4	12,8
Consumo eléctrico anual, kWh	4.542	4.673	4.542
Generación eléctrica anual, kWh	0	1.586	1.433
Consumo neto, kWh	4.542	3.087	3.109
Reducción del consumo	0,0%	32,0%	31,6%
COP promedio	4,2	4,1	4,2

En la Tabla 6.12 se observa que el consumo neto de energía eléctrica de los sistemas con módulos PV disminuye en promedio un 31,8% respecto al sistema PST.

En la Figura 6.8 se presenta el consumo neto de energía eléctrica durante un año para las tres configuraciones. Se observa que utilizando la configuración N°2 en el mes de enero se tiene una reducción del consumo eléctrico del 61% respecto a la configuración N°1, mientras que en julio la reducción es mínima y de un 11%, lo anterior se puede deber a la disminución del trabajo realizado por el compresor en los meses de verano debido al aumento de la temperatura de evaporación y al aumento de la generación eléctrica debido a la mayor radiación.

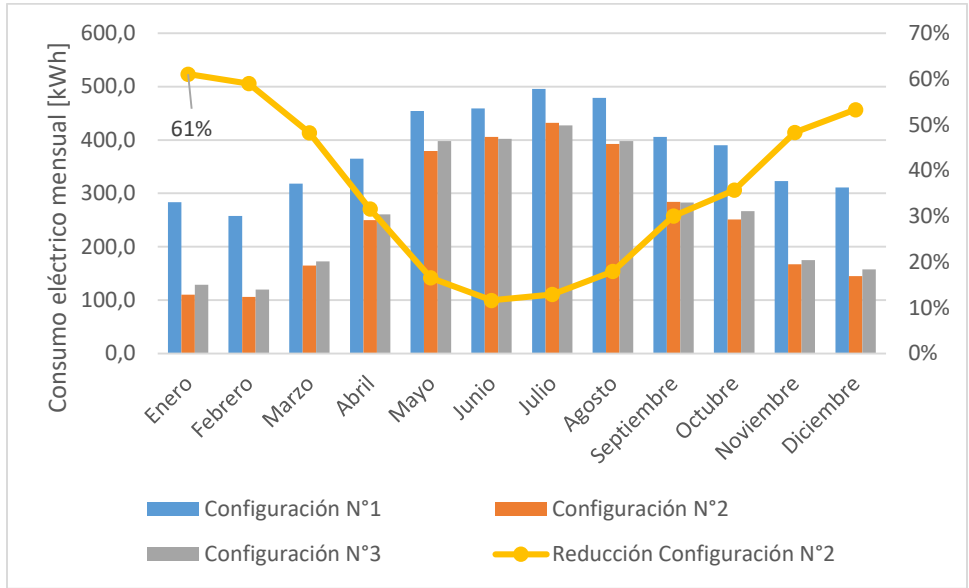


Figura 6.8: Consumo eléctrico de las configuraciones N°1, N°2 y N°3 para el caso de estudio N°1.

En la Figura 6.9 se observa la variación de la eficiencia eléctrica promedio de los módulos PST-PV (configuración N°2) y los módulos PV (configuración N°3).

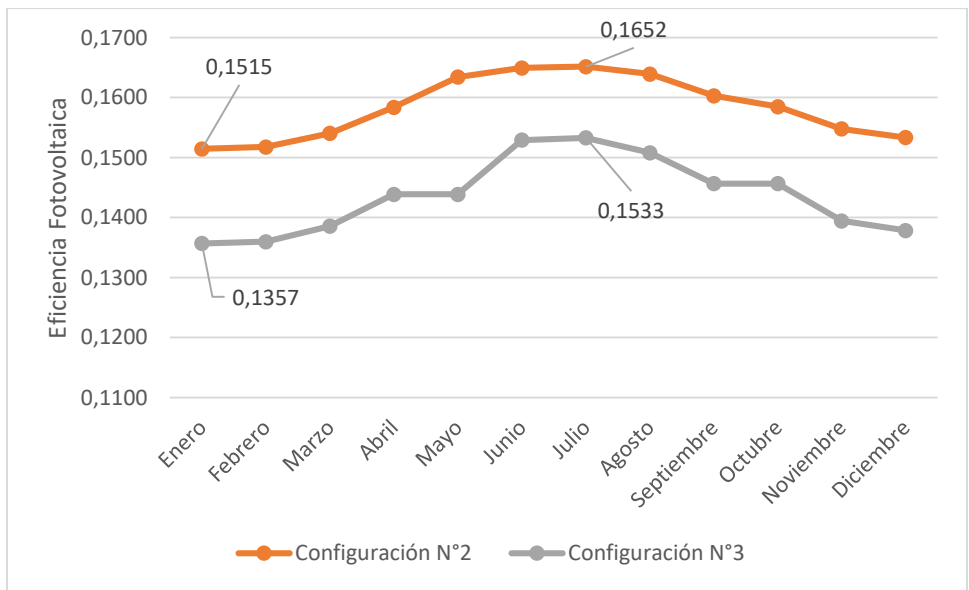


Figura 6.9: Eficiencia fotovoltaica de módulo PV y PST-PV para el caso de estudio N°1.

En la Figura 6.9 la configuración N°3 presentan una disminución de su eficiencia nominal (0,15) en la mayor parte del año, aumentando por sobre el nominal en los meses de junio y julio, lo que se debe a que la temperatura ambiente y la irradiancia en estos períodos es mínima, lo que implica que la temperatura del módulo PV se mantenga bajo los 25°C.

Ambos sistemas presentan el mínimo de eficiencia en el mes de enero, con una eficiencia de 0,1515 y 0,1357 para el sistema PST-PV y PV respectivamente (diferencia de 0,0158).



La eficiencia máxima de ambos sistemas ocurre en el mes de Julio con una eficiencia de 0,1652 y 0,1533 para el sistema PST-PV y PV respectivamente (diferencia de 0,0119).

En la Figura 6.10 se presenta la generación de electricidad de las configuración N°2 (PST-PV) y N°3 (PV) las cuales tienen un sistema con 4 módulos PV cada una.

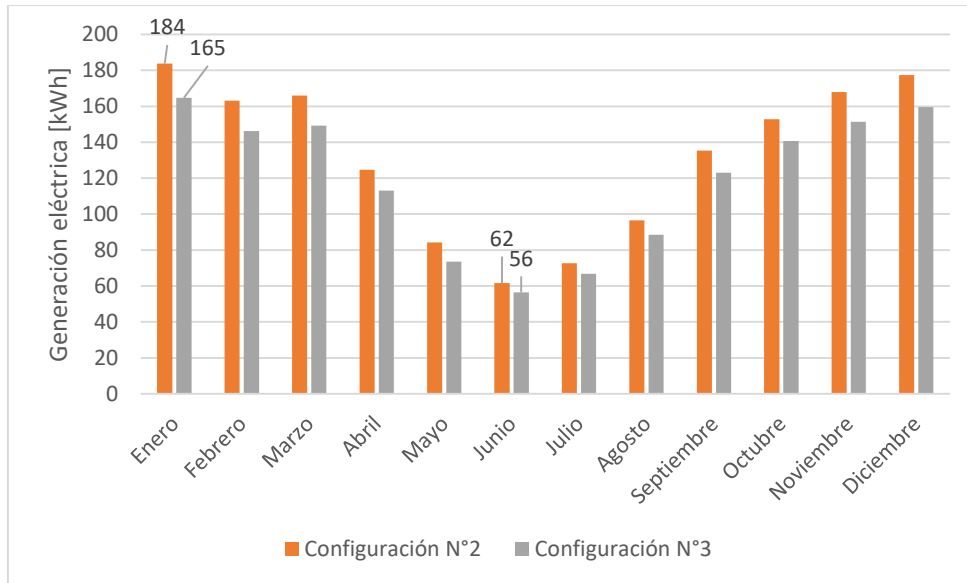


Figura 6.10: Generación eléctrica de las configuraciones N°2 y N°3 para el caso de estudio N°1.

Para el mes de mayor producción (enero) se tiene una producción de 184 y 165 [kWh] para los sistemas PST-PV y PV respectivamente, que corresponde a un aumento del 11,5%.

Para el mes de menor producción (junio) se tiene una producción de 62 y 56 [kWh] para los sistemas PST-PV y PV respectivamente, que corresponde a un aumento del 10,7%.

Respecto a la producción anual se tiene una producción de 1.586 y 1.433 [kWh] para los sistemas PST-PV y PV respectivamente, que corresponde a un aumento del 10,7%.

Que el beneficio de mayor producción eléctrica se produzca en los meses de verano para una misma radiación, se debe a que, en esta fecha a pesar de tener la menor eficiencia, la diferencia de eficiencia entre un módulo PST-PV y un PV aumenta y es de 0,0158 mientras que en invierno la diferencia de eficiencias es de 0,0119.

De lo anterior se esperaría que los beneficios en la producción de electricidad al implementar un módulo PST-PV sean mayores en zonas con mayor radiación.

Respecto a las diferencias entre la configuración N°1 (PST) y configuración N°2 (PST-PV), en la Figura 6.11 se observa que los sistemas PST-PV tienen un aumento en el consumo eléctrico del compresor, donde se pasa de 496 [kWh] a 504 [kWh], sin embargo, al mismo tiempo el módulo PST-PV tiene una generación eléctrica de 73 [kWh] lo que supera a la diferencia del aumento del compresor y se ve reflejado en el consumo eléctrico neto final con una diferencia para el mes de Julio de 64 [kWh].

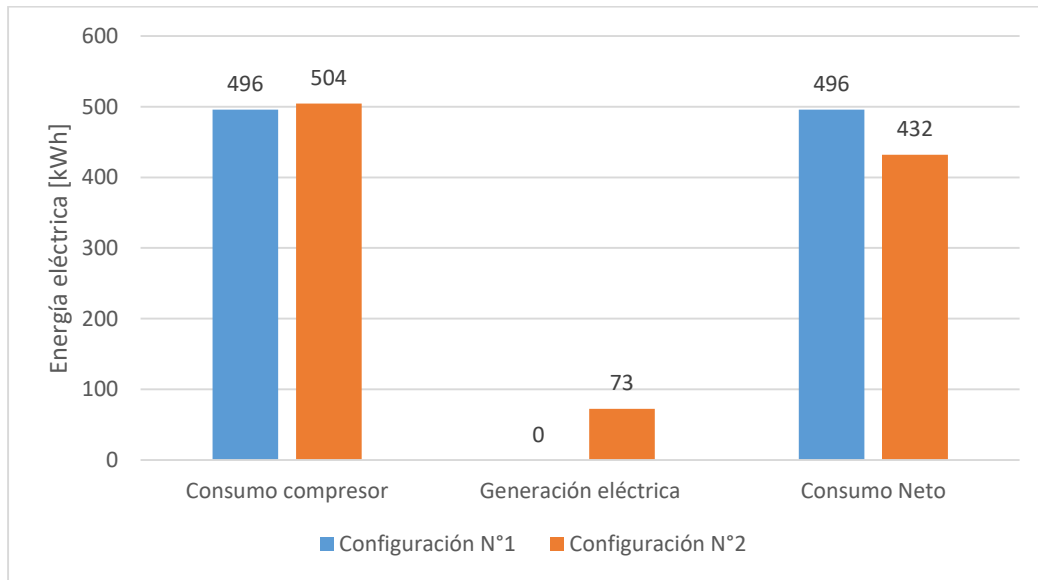


Figura 6.11: Consumo y generación eléctrica en el mes de Julio de la configuración N°1 y N°2.

Respecto a las diferencias entre la configuración N°2 (PST-PV) y configuración N°3 (PST+PV), en la Figura 6.12 se observa que el sistema PST-PV tiene un aumento en el consumo eléctrico para abastecer la demanda energética respecto al sistema PST+PV, donde se pasa de 4.542 [kWh] a 4.673 [kWh], sin embargo, la configuración N°2 tiene una generación eléctrica mayor a la configuración N°3 con una diferencia anual de 153 [kWh], y esta diferencia es mayor a la diferencia del aumento del compresor y se ve reflejado en el consumo eléctrico neto final con una diferencia anual de 22 [kWh].

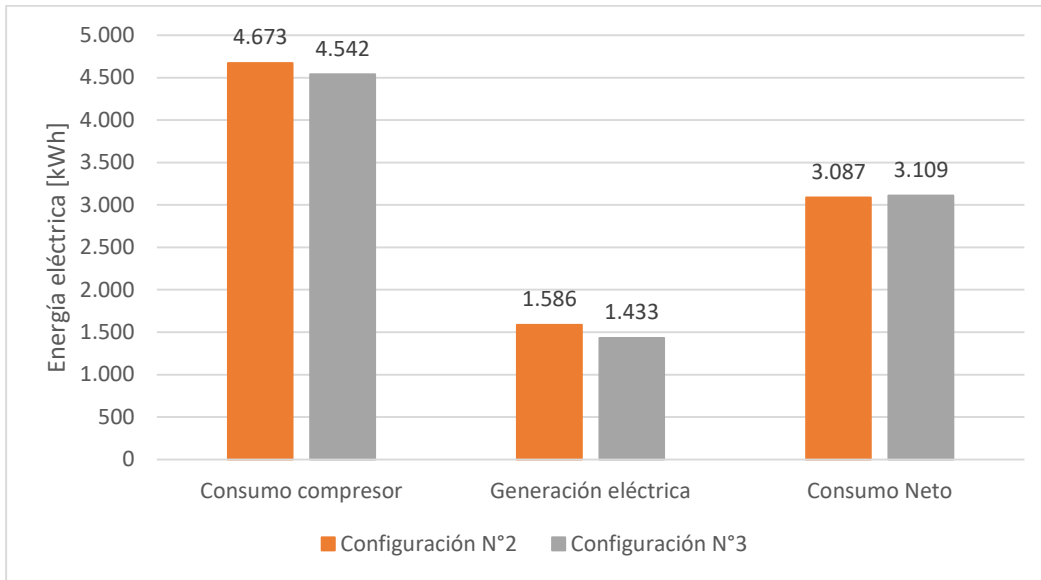


Figura 6.12: Consumo y generación eléctrica anual de la configuración N°2 y N°3.

La diferencia del consumo eléctrico neto de ambas configuraciones es pequeña e incluso analizando el comportamiento en meses de invierno y verano se observa que la configuración N°2 puede consumir más que la configuración N°3 como en Julio, mientras que en el mes de enero consumir menos electricidad como se observa en la Figura 6.13.

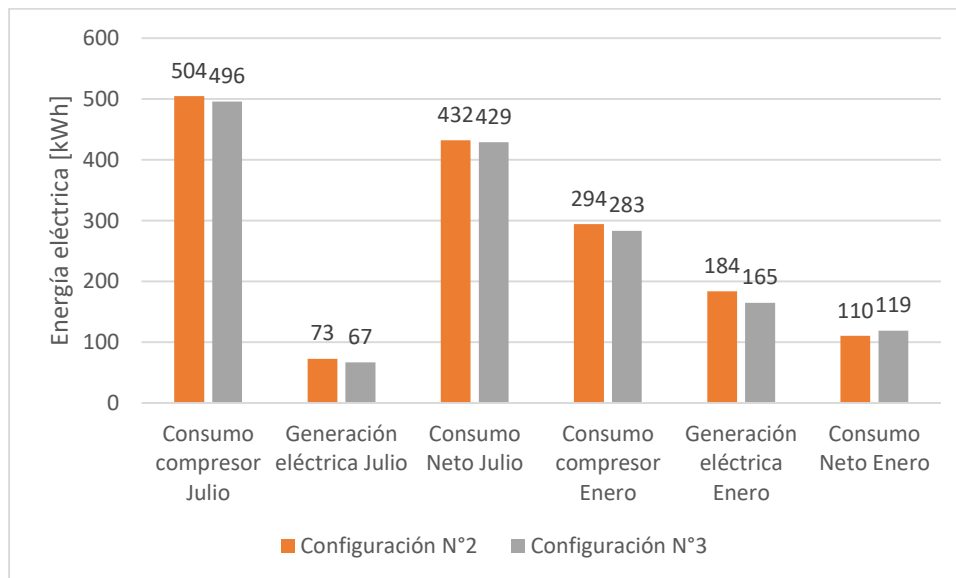


Figura 6.13: Consumo y generación eléctrica en los meses de Julio y Enero de la configuración N°2 y N°3.

La distribución de los equipos de las tres configuraciones del caso de estudio N°1 se presentan en los planos de lay-out y P&ID del Anexo F (adaptado de [12]).

## 6.2 Caso de estudio N°2

En primer lugar, se obtienen las variables ambientales mensuales del caso de estudio N°2, que corresponde a la radiación solar y temperatura ambiente de un día promedio, los cuales se presentan en la Tabla 6.13.

Tabla 6.13: Radiación y temperatura ambiente para el caso de estudio N°2.

Mes	$R_{prom} [W/m^2]$	$t_a [°C]$
Enero	323	18
Febrero	319	18
Marzo	302	17
Abril	243	14
Mayo	179	12
Junio	164	10
Julio	160	9
Agosto	179	9
Septiembre	229	10
Octubre	254	12
Noviembre	298	14
Diciembre	314	16

La información inicial para calcular la demanda energética de ACS del caso se obtiene con los datos presentados en la Tabla 6.14, donde se observa que el consumo diario de ACS es de 14.232 litros, utilizando un factor de seguridad de 1,5.

Tabla 6.14: Datos iniciales para determinar la demanda energética del caso de estudio N°2.

Ítem	Parámetro	Unidad
Temperatura de diseño	55	°C
Número de personas hotel	94	[Personas]
Número de personas restaurant	250	[Personas]
Consumo unitario hotel	77	[L/día · persona]
Consumo unitario restaurant	9	[L/día · persona]
Consumo diario hotel	7.238	[L/día]
Consumo diario restaurant	2.250	[L/día]
Factor de seguridad	1,5	-
Consumo diario total	14.232	[L/día]

A partir del consumo diario de ACS y el perfil de consumo, se calcula la distribución diaria del consumo de ACS (ver Figura 6.14), donde se observa que la hora punta ocurre a las 10 a.m. con un consumo de 2.573 litros.

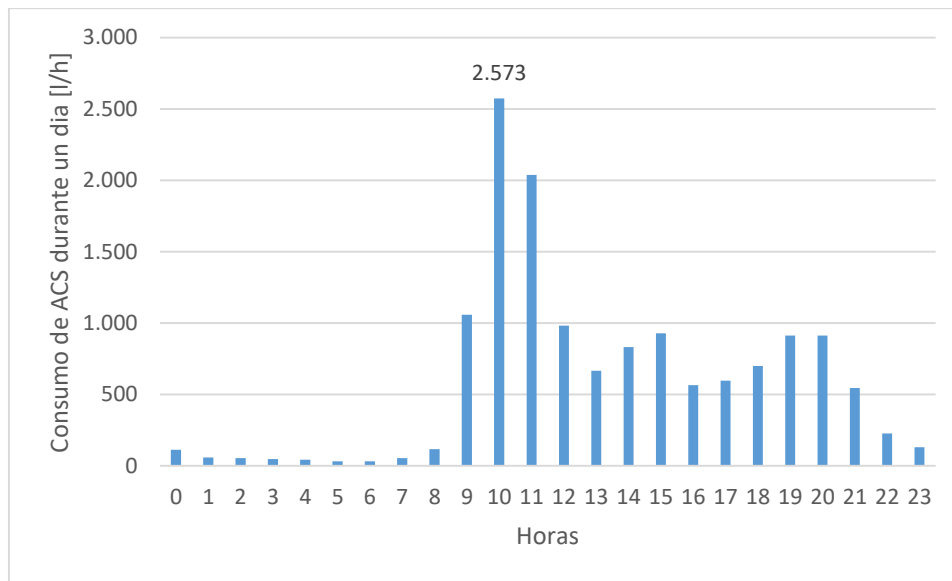


Figura 6.14: Perfil de consumo diario de ACS para el caso de estudio N°2.

A partir del consumo diario y considerando la temperatura de red promedio en Julio, se estima en 768 [kWh] la demanda energética diaria para la producción de ACS.

A partir de las condiciones ambientales y de la demanda energética, se determinan los parámetros de diseño iniciales, los que se presentan en la Tabla 6.15.

Tabla 6.15: Parámetros de diseño iniciales del caso de estudio N°2.

Ítem	Parámetros de diseño	Valor del parámetro	Unidad
Condiciones ambientales	Radiación diseño	160	[W/m <sup>2</sup> ]
	Temperatura ambiente	9	[°C]
Requerimientos energéticos	Demanda energética diaria	768	[kWh]
Condición de diseño	Horas de recuperación	24	[h]

A partir de la información presentada en la Tabla 6.15 se calcula el número de paneles requerido para cada configuración. A continuación, se presentan los resultados de cada configuración estudiada.

## 6.2.1 Configuración N°1

La configuración N°1 corresponde al uso de módulos PST. Utilizando la metodología de cálculo y los parámetros de diseño se obtienen los resultados de la Tabla 6.16, donde se observa que se requieren 41,62 módulos PST siendo las opciones más cercanas la instalación de 41 o 42 módulos.

Tabla 6.16: Paneles requeridos y horas de recuperación para la configuración N°1.

Parámetros de diseño	Valor del parámetro	Unidad
Paneles	41,62	#
Paneles inferior	41	#
Paneles superior	42	#
H paneles inferior	24,36	[h]
H paneles superior	23,78	[h]

De la Tabla 6.16 se observa que utilizando 41 módulos PST, el tiempo de recuperación es de 24,36 horas lo cual es mayor al límite de diseño, por lo que se establece en primera instancia un total de 42 módulos PST con una superficie total de 67,2 m<sup>2</sup>.

Utilizando un sistema de 42 módulos PST se calculan los parámetros de funcionamiento mensuales, los cuales se obtienen a partir de las condiciones ambientales y demanda energética de un día típico. Considerando el mes de Julio como mes de diseño, se presentan en primer lugar los parámetros de operación para este mes.

En la Tabla 6.17 se observan los parámetros de operación de un día promedio en el mes de Julio, donde se observa una potencia térmica promedio del sistema igual a 26,7 [kW] y un COP promedio de 3,8.

Tabla 6.17: Parámetros de operación de la configuración N°1 de un día típico del mes de Julio.

Hora	R [W/m <sup>2</sup> ]	Ta [°C]	D [kWh]	Q <sub>term</sub> [W/m <sup>2</sup> ]	Q <sub>ev</sub> [kW]	Q <sub>cd</sub> [kW]	W <sub>cp</sub> [kW]	COP	P
<b>0</b>	0	7	6,35	160	10,7	14,7	4,0	3,7	-
<b>1</b>	0	7	3,35	160	10,7	14,7	4,0	3,7	-
<b>2</b>	0	6	3,05	137	9,2	12,6	3,4	3,7	-
<b>3</b>	0	6	2,66	137	9,2	12,6	3,4	3,7	-
<b>4</b>	0	6	2,43	137	9,2	12,6	3,4	3,7	-
<b>5</b>	0	6	1,87	137	9,2	12,6	3,4	3,7	-
<b>6</b>	0	6	1,86	137	9,2	12,6	3,4	3,7	-
<b>7</b>	0	6	3,07	137	9,2	12,6	3,4	3,7	-
<b>8</b>	10	7	6,61	169	11,3	15,6	4,3	3,7	-

<b>9</b>	304	8	57,68	456	30,6	42,1	11,5	3,7	P
<b>10</b>	379	10	135,46	524	35,2	47,8	12,6	3,8	P
<b>11</b>	484	11	103,27	527	35,4	46,5	11,1	4,2	P
<b>12</b>	536	12	49,01	551	37,0	48,0	11,0	4,4	P
<b>13</b>	557	13	32,74	570	38,3	49,3	11,0	4,5	-
<b>14</b>	518	13	40,49	535	35,9	46,2	10,3	4,5	-
<b>15</b>	431	13	45,63	525	35,3	46,3	11,0	4,2	-
<b>16</b>	376	12	28,22	498	33,5	44,5	11,0	4,0	-
<b>17</b>	253	11	30,32	485	32,6	44,9	12,2	3,7	-
<b>18</b>	0	10	36,67	226	15,2	20,9	5,7	3,7	P
<b>19</b>	0	9	48,61	209	14,1	19,3	5,3	3,7	P
<b>20</b>	0	9	49,32	194	13,0	17,9	4,9	3,7	P
<b>21</b>	0	8	29,80	181	12,1	16,7	4,6	3,7	P
<b>22</b>	0	7	12,58	169	11,4	15,6	4,3	3,7	-
<b>23</b>	0	7	7,29	160	10,7	14,7	4,0	3,7	-
<b>Prom.</b>	<b>160</b>	<b>9</b>	<b>30,76</b>	<b>297</b>	<b>19,9</b>	<b>26,7</b>	<b>6,8</b>	<b>3,8</b>	<b>-</b>

En la Tabla 6.17 se observan dos períodos en que la potencia requerida es mayor a la potencia del sistema, los cuales están representados por la letra “P”, por lo que se realiza el cálculo de volumen de tanque de acumulación requerido en base al período punta entre las 9 y 12 del día.

Aplicando la ecuación (5.60) se obtiene un volumen de tanque de 10.671 litros, lo que permite que la temperatura del tanque esté sobre los 42°C al finalizar este período punta.

Considerando un tamaño de tanque de 10.671 litros, en la Figura 6.15 se presenta una estimación de la temperatura de tanque en un día promedio del mes de julio, donde se observa que a pesar de lograr una temperatura superior a 42°C al finalizar el primer período punta, el sistema no logra elevar suficientemente la temperatura y tiene una caída de temperatura bajo los 40°C durante el segundo período punta, por lo que no cumple los criterios de diseño.

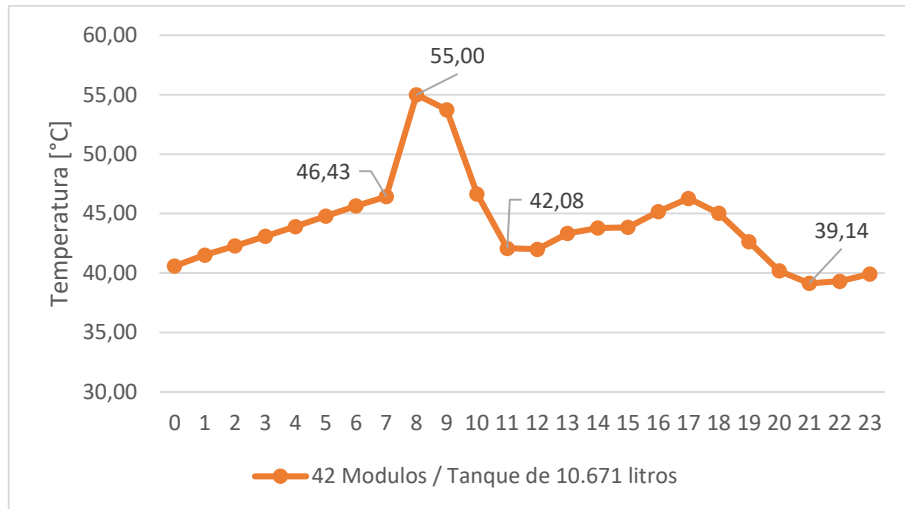


Figura 6.15: Temperatura en el tanque de 10.671 litros en un día promedio de Julio.

En la Figura 6.15, se observa que antes del comienzo de la hora punta el sistema no logra alcanzar la temperatura de 55°C, llegando a 46°C. Debido a lo anterior, se requiere una energía térmica auxiliar de 111 [kWh], que es el equivalente a elevar la temperatura de 46°C a 55°C.

Debido a lo anterior, la configuración de 42 módulos no cumple con los criterios de diseño, por lo que se requiere un sistema de apoyo auxiliar o bien que el número de módulos aumente para elevar la potencia del sistema.

En la Figura 6.16 se observa el comportamiento de la temperatura del tanque de acumulación para configuraciones de 42, 46 y 50 módulos PST. Se observa que la configuración de 50 módulos cumple con los criterios de diseño ya que la temperatura del sistema no baja de los 40°C y además logra recuperar la temperatura de 55°C antes del período punta.

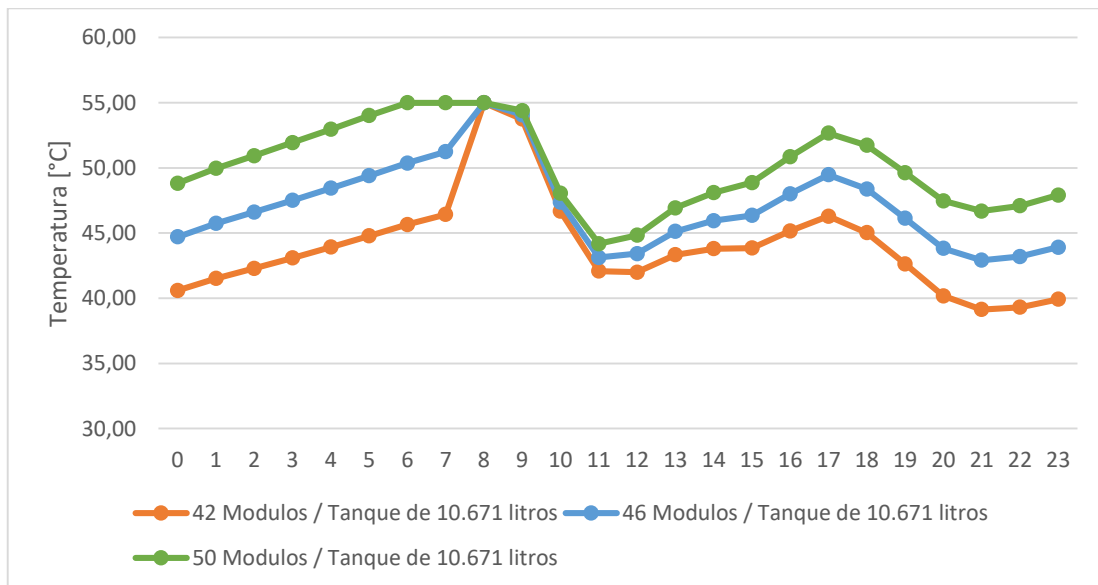


Figura 6.16: Temperatura en tanque de 10.671 litros variando el número de módulos PST.



En la Figura 6.17 se presenta la variación de la temperatura del tanque de acumulación de un sistema con 50 módulos PST, considerando tanques de 10.671, 8.000 y 5.000 litros. Se descarta utilizar un tanque de 5.000 litros debido a que la temperatura baja hasta los 32 °C. Por otro lado, el tanque de 8.000 litros cumple con los criterios de diseño al no bajar su temperatura de los 40°C.

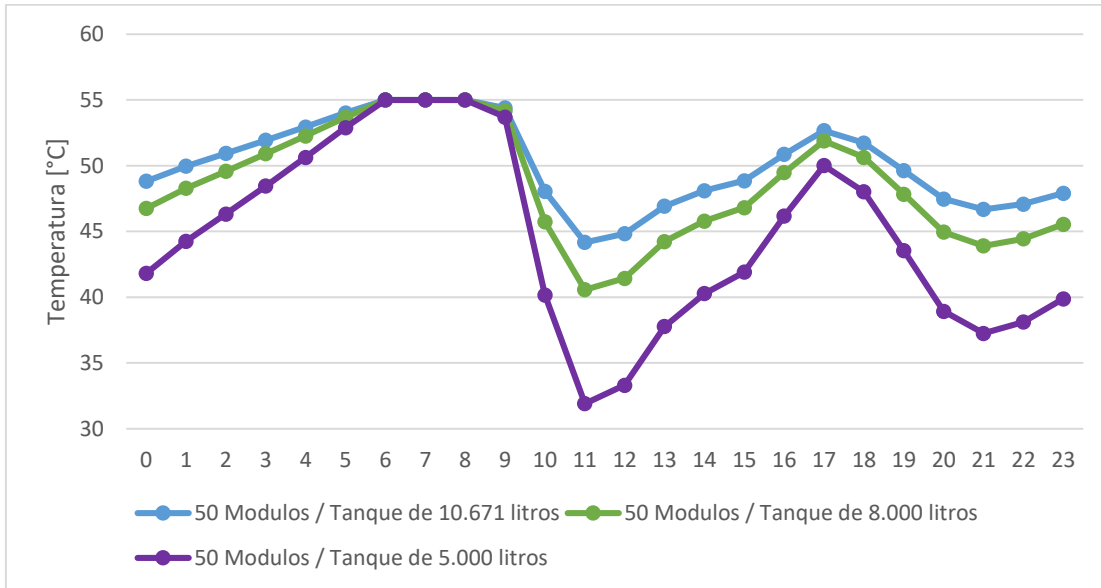


Figura 6.17: Temperatura en tanque de 10.671, 8.000 y 5.000 litros para configuración N°1 (con 50 módulos PST).

Debido a lo presentado anteriormente, para la configuración N°1 de este caso de estudio se considera un sistema con 50 módulos PST y un tanque de acumulación de ACS de 8.000 litros. Los parámetros de operación de un día típico de Julio para esta configuración se presentan en la Tabla 6.18, donde se observa que la potencia térmica promedio es de 31,8 [kWh] y se tiene un COP promedio de 3,8.

Tabla 6.18: Parámetros de operación de la configuración N°1 de un día típico del mes de Julio.

Hora	R [W/m <sup>2</sup> ]	Ta [°C]	D [kWh]	Q <sub>term</sub> [W/m <sup>2</sup> ]	Q <sub>ev</sub> [kW]	Q <sub>cd</sub> [kW]	W <sub>cp</sub> [kW]	COP	P
0	0	7	6,4	160	12,8	17,6	4,8	3,7	-
1	0	7	3,4	160	12,8	17,6	4,8	3,7	-
2	0	6	3,1	137	10,9	15,0	4,1	3,7	-
3	0	6	2,7	137	10,9	15,0	4,1	3,7	-
4	0	6	2,4	137	10,9	15,0	4,1	3,7	-
5	0	6	1,9	137	10,9	15,0	4,1	3,7	-
6	0	6	1,9	137	10,9	15,0	4,1	3,7	-
7	0	6	3,1	137	10,9	15,0	4,1	3,7	-

8	10	7	6,6	169	13,5	18,5	5,1	3,7	-
9	304	8	57,7	456	36,5	50,2	13,7	3,7	P
10	379	10	135,5	524	41,9	56,9	15,0	3,8	P
11	484	11	103,3	527	42,1	55,3	13,2	4,2	P
12	536	12	49,0	551	44,1	57,1	13,1	4,4	-
13	557	13	32,7	570	45,6	58,7	13,1	4,5	-
14	518	13	40,5	535	42,8	55,1	12,3	4,5	-
15	431	13	45,6	525	42,0	55,1	13,1	4,2	-
16	376	12	28,2	498	39,8	53,0	13,2	4,0	-
17	253	11	30,3	479	38,3	52,6	14,4	3,7	-
18	0	10	36,7	228	18,2	25,1	6,8	3,7	P
19	0	9	48,6	205	16,4	22,6	6,2	3,7	P
20	0	9	49,3	205	16,4	22,6	6,2	3,7	P
21	0	8	29,8	182	14,6	20,1	5,5	3,7	P
22	0	7	12,6	160	12,8	17,6	4,8	3,7	-
23	0	7	7,3	160	12,8	17,6	4,8	3,7	-
<b>Prom.</b>	<b>160</b>	<b>9</b>	<b>30,8</b>	<b>296</b>	<b>23,7</b>	<b>31,8</b>	<b>8,1</b>	<b>3,8</b>	<b>-</b>

La metodología para obtener los resultados de la Tabla 6.18 también se aplica para el resto de los meses. En la Tabla 6.19 se presenta el resumen de los resultados obtenidos para cada mes del año, donde se destaca el parámetro  $E_C$ , que corresponde al consumo eléctrico mensual del sistema obtenido con la ecuación (5.62) y tiene un promedio mensual de 5.371 [kWh], además la demanda anual de energía térmica es de 237.527 [kWh].

Tabla 6.19: Resultados de parámetros mensuales configuración N°1.

Mes	$Q_{TERM}$	$Q_{EV}$	$Q_{CD}$	$W_C$	COP	$D_M$	$E_C$
-	[W/m <sup>2</sup> ]	[kW]	[kW]	[kW]	-	[kWh]	[kWh]
Enero	446	35,7	45,1	9,4	5,0	17.592	3.925
Febrero	451	36,1	45,6	9,5	5,0	15.774	3.518
Marzo	431	34,5	43,8	9,3	4,8	18.043	4.206
Abril	393	31,5	40,7	9,2	4,3	18.989	4.967
Mayo	344	27,5	36,3	8,8	4,0	21.005	6.166
Junio	319	25,5	34,2	8,7	3,9	21.532	6.733
Julio	296	23,7	31,8	8,1	3,8	22.889	7.269
Agosto	306	24,5	32,7	8,2	3,9	22.698	7.041
Septiembre	332	26,6	34,8	8,3	4,1	21.127	6.090

Octubre	371	29,7	38,6	8,9	4,2	20.893	5.712
Noviembre	405	32,4	41,4	9,0	4,6	18.654	4.561
Diciembre	426	34,1	43,2	9,1	4,8	18.332	4.265
<b>Promedio</b>	<b>377</b>	<b>30,1</b>	<b>39,0</b>	<b>8,9</b>	<b>4,4</b>	<b>19.794</b>	<b>5.371</b>

En la Figura 6.18 se presenta gráficamente el consumo mensual de energía térmica, donde se observa un incremento en los meses de invierno junto a un incremento del trabajo del compresor, lo anterior se debe a la menor potencia térmica del sistema y al aumento de la demanda energética producto de una temperatura de red menor.

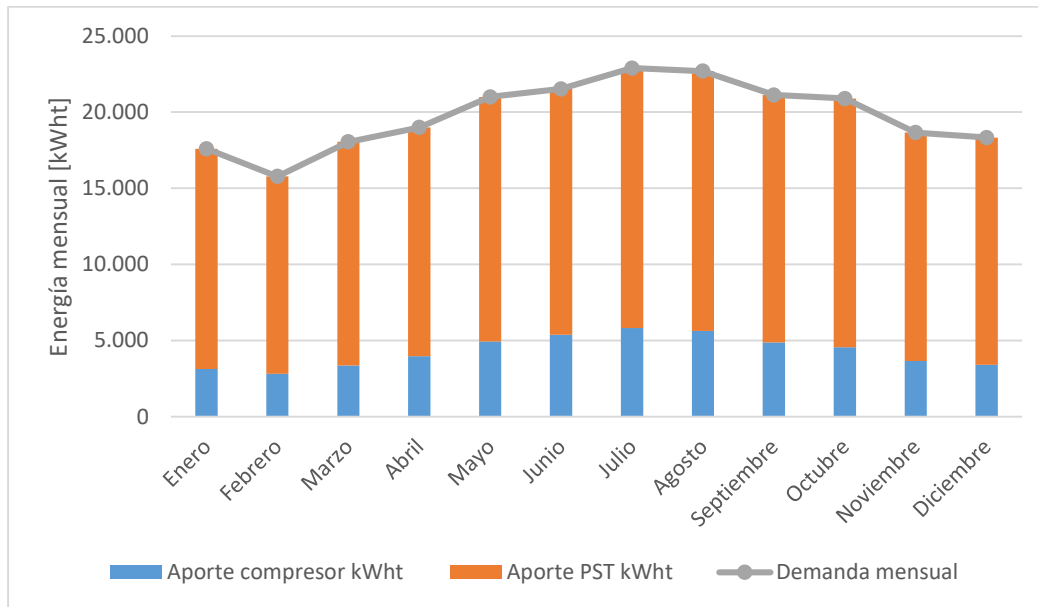


Figura 6.18: Demanda mensual requerida para cada mes del año y aporte térmico del compresor y sistema PST.

## 6.2.2 Configuración N°2

La configuración N°2 corresponde al uso de módulos PST-PV. Utilizando la metodología de cálculo y los parámetros de diseño se obtienen los resultados de la Tabla 6.20, donde se observa que se requieren 46,34 módulos PST siendo las opciones más cercanas la instalación de 46 o 47 módulos.

Tabla 6.20: Paneles requeridos y horas de recuperación para la configuración N°2.

Parámetros de diseño	Valor del parámetro	Unidad
Paneles	46,34	#
Paneles inferior	46	#
Paneles superior	47	#
H paneles inferior	24,18	[h]
H paneles superior	23,66	[h]

En la Tabla 6.20 se observa que utilizando 46 módulos PST-PV, el tiempo de recuperación es de 24,18 horas lo cual es mayor al límite de diseño, por lo que se establece en primera instancia un total de 47 módulos PST-PV con una superficie total de 75,2 m<sup>2</sup>.

Utilizando un sistema de 47 módulos PST-PV se calculan los parámetros de funcionamiento mensuales, los cuales se obtienen a partir de las condiciones ambientales y de la demanda energética de un día típico. Considerando el mes de Julio como mes de diseño, se presentan en primer lugar los parámetros de operación para este mes.

En la Tabla 6.21 se observan los parámetros de operación de un día típico de Julio, donde se observa una potencia térmica promedio de 27,9 [kW] y un COP promedio de 3,8.

Tabla 6.21: Parámetros de operación de la configuración N°2 de un día típico del mes de Julio.

Hora	R [W/m <sup>2</sup> ]	Ta [°C]	D [kWh]	Q <sub>term</sub> [W/m <sup>2</sup> ]	Q <sub>ev</sub> [kW]	Q <sub>cd</sub> [kW]	W <sub>cp</sub> [kW]	COP -	P -
0	0	7	6,35	151	11,4	15,6	4,3	3,7	-
1	0	7	3,35	151	11,4	15,6	4,3	3,7	-
2	0	6	3,05	130	9,7	13,4	3,7	3,7	-
3	0	6	2,66	130	9,7	13,4	3,7	3,7	-
4	0	6	2,43	130	9,7	13,4	3,7	3,7	-
5	0	6	1,87	130	9,7	13,4	3,7	3,7	-
6	0	6	1,86	130	9,7	13,4	3,7	3,7	-
7	0	6	3,07	130	9,7	13,4	3,7	3,7	-
8	10	7	6,61	159	11,9	16,4	4,5	3,7	-
9	304	8	57,68	395	29,7	40,9	11,1	3,7	P
10	379	10	135,46	493	37,1	51,0	13,9	3,7	P
11	484	11	103,27	485	36,5	48,5	12,0	4,0	P
12	536	12	49,01	502	37,8	49,5	11,8	4,2	-
13	557	13	32,74	518	38,9	50,8	11,9	4,3	-
14	518	13	40,49	489	36,8	48,0	11,2	4,3	-
15	431	13	45,63	489	36,8	48,9	12,1	4,0	-
16	376	12	28,22	470	35,3	47,6	12,3	3,9	-
17	253	11	30,32	423	31,8	43,7	11,9	3,7	-
18	0	10	36,67	216	16,2	22,3	6,1	3,7	P
19	0	9	48,61	194	14,6	20,1	5,5	3,7	P
20	0	9	49,32	194	14,6	20,1	5,5	3,7	P
21	0	8	29,80	173	13,0	17,9	4,9	3,7	P

<b>22</b>	0	7	12,58	151	11,4	15,6	4,3	3,7	-
<b>23</b>	0	7	7,29	151	11,4	15,6	4,3	3,7	-
<b>Prom.</b>	<b>160</b>	<b>9</b>	<b>30,76</b>	<b>274</b>	<b>20,6</b>	<b>27,9</b>	<b>7,2</b>	<b>3,8</b>	-

En la Tabla 6.21 se observan dos períodos en que la potencia requerida es mayor a la potencia del sistema, los cuales están representados por la letra “P”, por lo que se realiza el cálculo de volumen de tanque de acumulación requerido en base al período punta entre las 9 y 11 horas.

Aplicando la ecuación (5.60) se obtiene un volumen de tanque de 10.337 litros, lo que permite que la temperatura del tanque esté sobre los 42°C al finalizar este período punta.

Considerando un tamaño de tanque de 10.337 litros, en la Figura 6.19 se presenta una estimación de la temperatura del tanque en un día promedio del mes de julio, donde se observa que a pesar de lograr una temperatura superior a 40°C durante todo el día, el sistema no logra alcanzar la temperatura de diseño igual a 55°C al comienzo de la hora punta, llegando solo a 48°C.

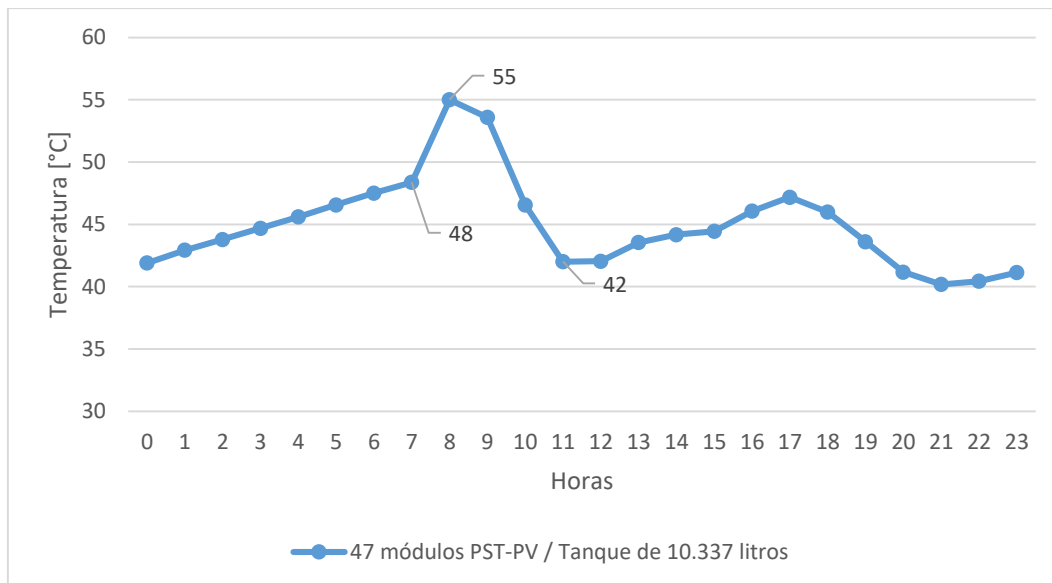


Figura 6.19: Temperatura en el tanque de 10.337 litros en un día promedio de Julio para configuración N°2.

Debido a lo anterior, se requiere una energía térmica auxiliar de 108 [kWht], que es el equivalente a elevar la temperatura de 46 a 55°C.

Ya que la configuración de 47 módulos no cumple con los criterios de diseño, se requiere que el sistema tenga un sistema de apoyo auxiliar o bien que el número de módulos aumente para elevar la potencia del sistema.

En la Figura 6.20 se observa el comportamiento de la temperatura del tanque de acumulación considerando un sistema de 47, 50 y 53 módulos PST-PV, donde la configuración de 53 módulos cumple con los criterios de diseño y logra recuperar la temperatura de 55°C antes de comenzar el período punta.

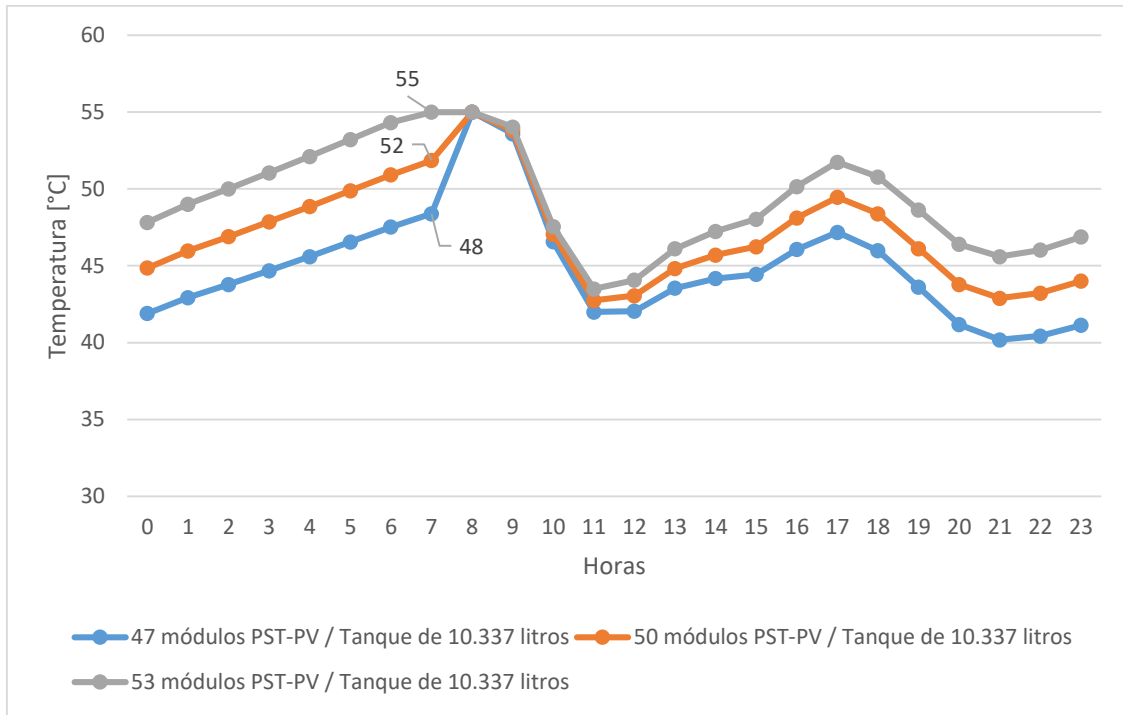


Figura 6.20: Temperatura en tanque de 10.337 litros, variando el número de módulos PST-PV.

En la Figura 6.21 se presenta la variación de la temperatura del tanque de acumulación de un sistema con 53 módulos PST-PV, considerando tanques de 10.337, 8.000 y 5.000 litros. Se descarta utilizar un tanque de 5.000 litros debido a que la temperatura baja hasta los 32°C. Por otro lado, el tanque de 8.000 litros cumple con los criterios de diseño al no bajar su temperatura de los 40°C.

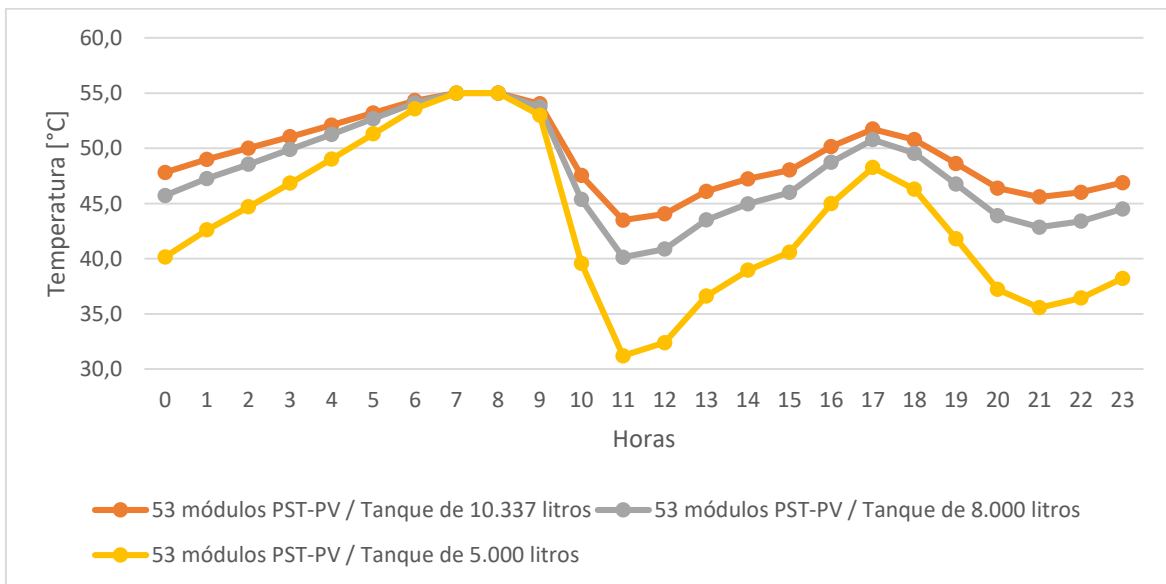


Figura 6.21: Temperatura en tanque de 10.337, 8.000 y 5.000 litros para configuración N°2 (con 53 módulos PST-PV).

Debido a lo anterior, para esta configuración se considera un sistema con 53 módulos PST-PV y un tanque de acumulación de ACS de 8.000 litros. Los parámetros de operación de un día típico de Julio para esta configuración se presentan en la Tabla 6.22, donde se observa que la potencia térmica promedio es de 31,4 [kWh] y un COP promedio de 3,8.

Tabla 6.22: Parámetros de operación de la configuración N°2 de un día típico del mes de Julio.

Hora	R	Ta	D	Q <sub>term</sub>	Q <sub>ev</sub>	Q <sub>cd</sub>	W <sub>cp</sub>	COP	P	$\eta$	E <sub>G</sub>
	[W/m <sup>2</sup> ]	[°C]	[kWh]	[W/m <sup>2</sup> ]	[kW]	[kW]	[kW]	-	-		[Wh]
0	0	7	6,4	151	12,8	17,6	4,8	3,7	-	0	0
1	0	7	3,4	151	12,8	17,6	4,8	3,7	-	0	0
2	0	6	3,1	130	11,0	15,1	4,1	3,7	-	0	0
3	0	6	2,7	130	11,0	15,1	4,1	3,7	-	0	0
4	0	6	2,4	130	11,0	15,1	4,1	3,7	-	0	0
5	0	6	1,9	130	11,0	15,1	4,1	3,7	-	0	0
6	0	6	1,9	130	11,0	15,1	4,1	3,7	-	0	0
7	0	6	3,1	130	11,0	15,1	4,1	3,7	-	0	0
8	10	7	6,6	159	13,4	18,5	5,0	3,7	-	0,1668	120
9	304	8	57,7	395	33,5	46,1	12,6	3,7	P	0,1666	3.475
10	379	10	135,5	493	41,8	57,5	15,7	3,7	P	0,1665	4.336
11	484	11	103,3	485	41,1	54,7	13,6	4,0	P	0,1631	5.427
12	536	12	49,0	502	42,6	55,9	13,3	4,2	-	0,1618	5.954
13	557	13	32,7	518	43,9	57,3	13,4	4,3	-	0,1611	6.167
14	518	13	40,5	489	41,5	54,1	12,6	4,3	-	0,1611	5.727
15	431	13	45,6	489	41,5	55,2	13,7	4,0	-	0,1631	4.826
16	376	12	28,2	470	39,9	53,7	13,9	3,9	-	0,1645	4.251
17	253	11	30,3	423	35,8	49,3	13,4	3,7	-	0,1666	2.894
18	0	10	36,7	216	18,3	25,2	6,9	3,7	P	0	0
19	0	9	48,6	194	16,5	22,7	6,2	3,7	P	0	0
20	0	9	49,3	194	16,5	22,7	6,2	3,7	P	0	0
21	0	8	29,8	173	14,7	20,2	5,5	3,7	P	0	0
22	0	7	12,6	151	12,8	17,6	4,8	3,7	-	0	0
23	0	7	7,3	151	12,8	17,6	4,8	3,7	-	0	0
$\bar{x}$	<b>160</b>	<b>9</b>	<b>30,8</b>	<b>274</b>	<b>23,3</b>	<b>31,4</b>	<b>8,2</b>	<b>3,8</b>	-	<b>0,1641</b>	<b>1.799</b>

La metodología para obtener los resultados de la Tabla 6.22 también se aplica para el resto de los meses. En la Tabla 6.23 se presenta el resumen de los resultados obtenidos para cada mes del año, donde se destaca el parámetro  $E_C$ , que corresponde al consumo eléctrico mensual obtenido con la ecuación (5.62) y  $E_G$  a la generación eléctrica mensual.

Tabla 6.23: Parámetros de operación mensuales de la configuración N°2.

Mes	$Q_{TERM}$	$Q_{EV}$	$Q_{CD}$	$W_C$	COP	$D_M$	$E_C$	$\eta_{pv}$	$E_G$
-	[W/m <sup>2</sup> ]	[kW]	[kW]	[kW]	-	[kWh]	[kWh]	-	[kWh]
Enero	406	34,4	44,1	9,7	4,6	17.592	4.283	0,1515	2.503
Febrero	408	34,6	44,4	9,8	4,6	15.774	3.883	0,1518	2.232
Marzo	394	33,4	43,2	9,9	4,4	18.043	4.729	0,1540	2.372
Abril	350	29,7	39,1	9,5	4,1	18.989	5.463	0,1584	1.893
Mayo	319	27,1	36,0	8,9	3,9	21.005	6.345	0,1606	1.463
Junio	293	24,9	33,4	8,6	3,8	21.532	6.860	0,1629	1.314
Julio	274	23,3	31,4	8,2	3,8	22.889	7.425	0,1638	1.338
Agosto	282	23,9	32,1	8,2	3,8	22.698	7.201	0,1628	1.483
Septiembre	304	25,8	34,1	8,3	4,0	21.127	6.293	0,1599	1.805
Octubre	337	28,6	37,7	9,1	4,1	20.893	6.023	0,1585	2.053
Noviembre	371	31,4	40,7	9,3	4,3	18.654	4.923	0,1548	2.284
Diciembre	385	32,6	42,1	9,4	4,4	18.332	4.678	0,1533	2.465
<b>Promedio</b>	<b>344</b>	<b>29,1</b>	<b>38,2</b>	<b>9,1</b>	<b>4,2</b>	<b>19.794</b>	<b>5.676</b>	<b>0,1577</b>	<b>1.934</b>

En la Figura 6.22 se presenta gráficamente el consumo mensual de energía térmica, donde se observa un incremento en los meses de invierno junto a un incremento del trabajo del compresor, lo anterior se debe a la menor potencia térmica del sistema y al aumento de la demanda energética producto de una temperatura de red menor.



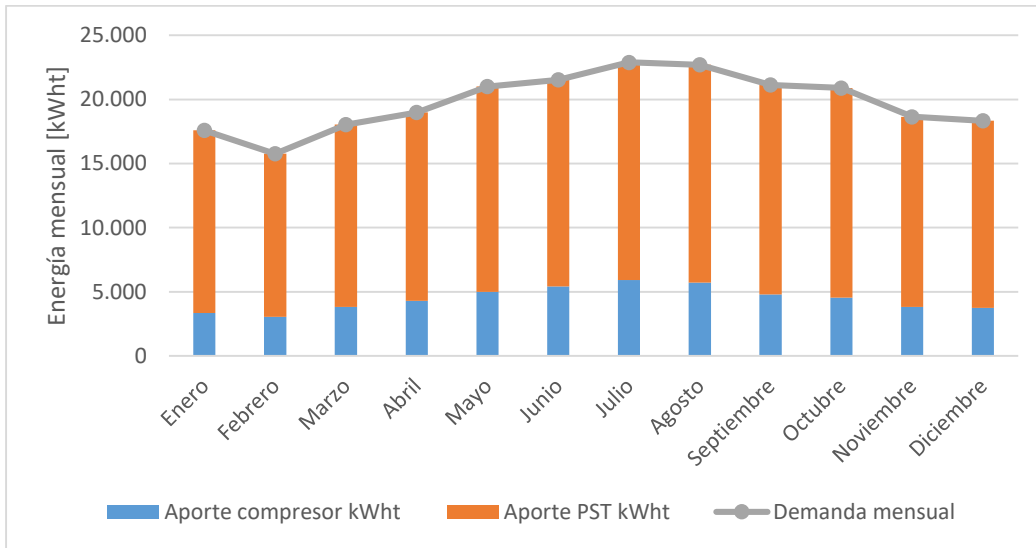


Figura 6.22: Demanda mensual requerida para cada mes del año y aporte térmico del compresor y sistema PST.

En la Figura 6.23 se presenta gráficamente la generación y el consumo eléctrico mensual del sistema PST-PV, en el gráfico se observa que la energía eléctrica no supera el consumo eléctrico del sistema, siendo el consumo máximo en el mes de Julio igual a 7.425 [kWh] y la mayor generación de 2.503 [kWh] en el mes de Enero.

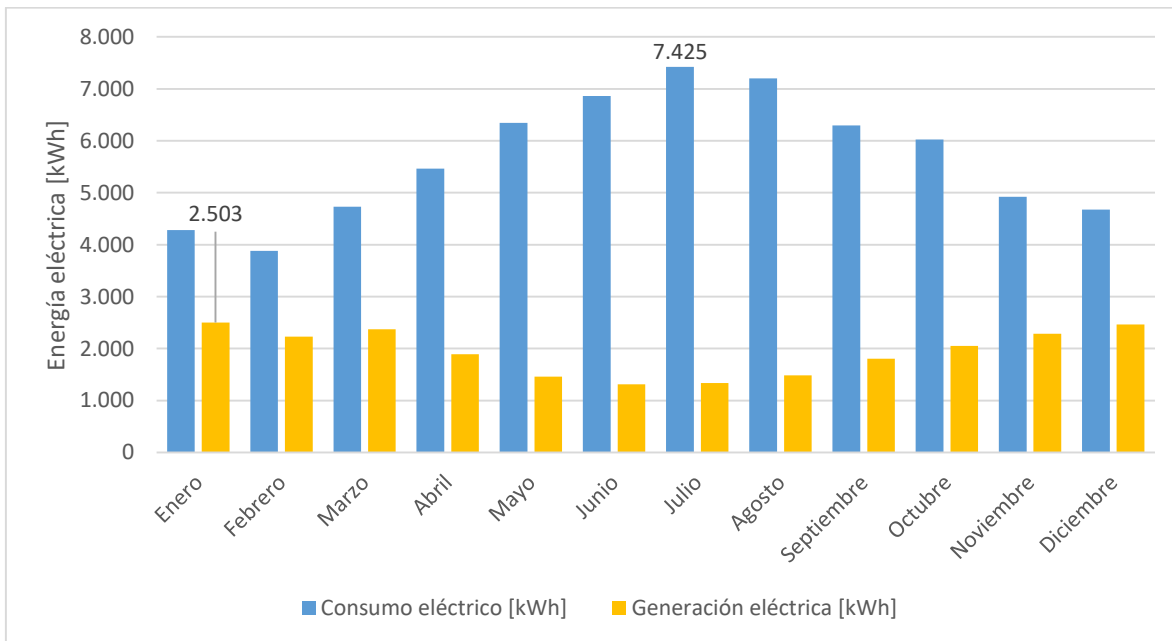


Figura 6.23: Generación y consumo eléctrico de la configuración N°2.

### 6.2.3 Configuración N°3

Para esta configuración se utilizan la solución de módulos PST presentados en la configuración N°1 y adicionalmente se añade un sistema de paneles fotovoltaicos con número de módulos igual al de la configuración N°2, con el objetivo de comparar la generación eléctrica entre ambas configuraciones.

En la Tabla 6.24 se presenta el número de módulos PST y módulos PV utilizados, junto a la superficie requerida.

Tabla 6.24: Numero de paneles y superficie de la configuración N°3.

Parámetros de diseño	Valor del parámetro	Unidad
N° de paneles termodinámicos	50	#
N° de paneles fotovoltaicos	53	#
Superficie requerida	164,8	m <sup>2</sup>

El sistema térmico tiene el mismo comportamiento que el presentado en la configuración N°1, el cual se presenta en la Tabla 6.19.

Respecto al sistema de paneles fotovoltaicos, en la Tabla 6.25 se presenta la eficiencia promedio de los paneles fotovoltaicos para cada mes del año, junto a la generación eléctrica mensual.

Tabla 6.25: Parámetros del sistema fotovoltaico de configuración N°3.

Mes	$\eta_{pv}$	$E_G [kWh]$
Enero	0,1344	2.222
Febrero	0,1342	1.973
Marzo	0,1357	2.087
Abril	0,1408	1.679
Mayo	0,1463	1.330
Junio	0,1490	1.201
Julio	0,1500	1.224
Agosto	0,1487	1.353
Septiembre	0,1453	1.641
Octubre	0,1428	1.849
Noviembre	0,1383	2.040
Diciembre	0,1362	2.189
<b>Promedio/Total</b>	<b>0,1418</b>	<b>20.788</b>

En la Figura 6.24 se presenta la generación y el consumo de energía eléctrica de la configuración N°3, se observa que la generación eléctrica es menor al consumo eléctrico para todos los meses del año.

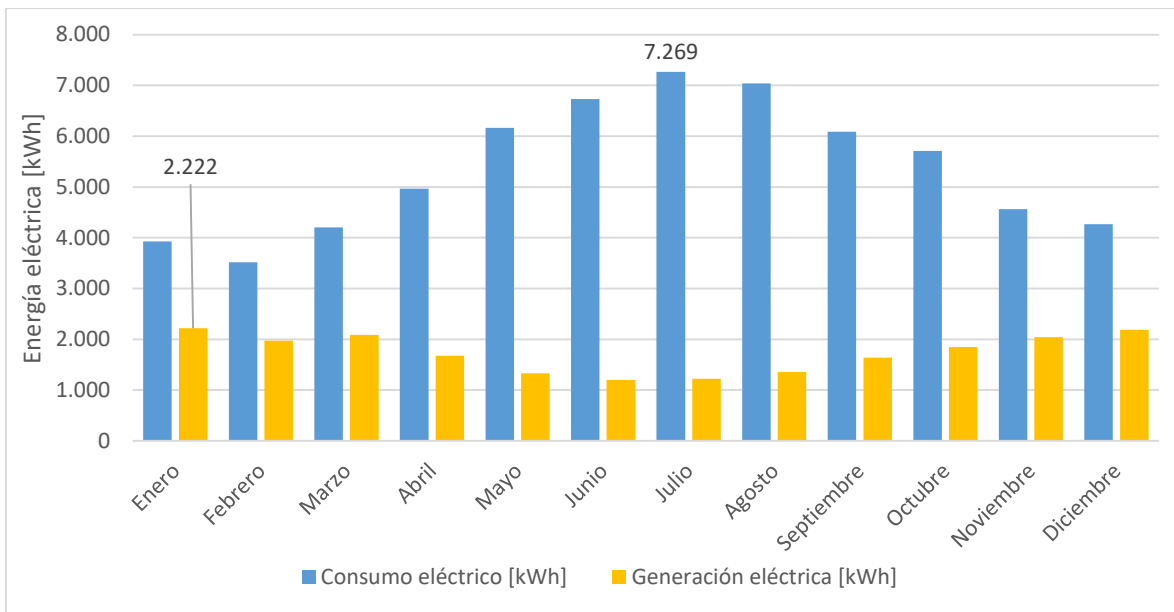


Figura 6.24: Generación y consumo eléctrico de la configuración N°3.

## 6.2.4 Resumen de configuraciones

El resumen de las configuraciones propuestas para el caso de estudio N°2 se presenta en la Tabla 6.26, donde se observa el tipo de configuración, el número de paneles utilizados, la superficie de captación requerida, consumo neto de energía eléctrica, entre otras.

Tabla 6.26: Resumen de las configuraciones propuestas para el caso de estudio N°2.

Ítem	Configuración N°1	Configuración N°2	Configuración N°3
Tipo de configuración	PST	PST-PV	PST+PV
N° de módulos PST	50	0	50
N° de módulos PV	0	0	53
N° de módulos PST-PV	0	53	0
Tanque de acumulación, litros	8.000	8.000	8.000
Superficie requerida, m <sup>2</sup>	80	84,8	164,8
Consumo eléctrico anual, kWh	64.453	68.106	64.453
Generación eléctrica anual, kWh	0	23.205	20.788
Consumo neto anual, kWh	64.453	44.901	43.665
Reducción del consumo	0,0%	30,3%	32,3%
COP promedio	4,4	4,2	4,4

En la Tabla 6.26 se observa que el consumo neto de energía eléctrica de los sistemas con módulos PV disminuye entre un 32,3% y un 30,3% respecto al sistema PST.

En la Figura 6.25 se presenta el consumo neto de energía eléctrica durante un año para las tres configuraciones. Se observa que utilizando la configuración N°2 en el mes de enero se tiene una reducción del 55% en consumo eléctrico respecto a la configuración N°1, mientras que en julio la reducción es mínima y de un 16%, lo anterior se puede deber a la disminución del trabajo realizado por el compresor en los meses de verano debido al aumento de la temperatura de evaporación y al aumento de la generación eléctrica debido a la mayor radiación.

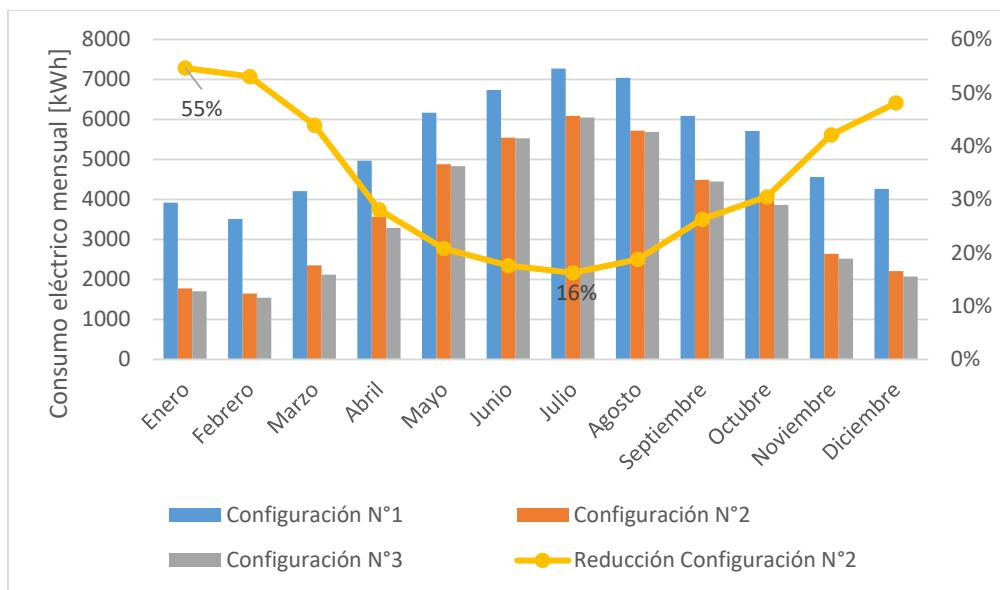


Figura 6.25: Consumo eléctrico de las configuraciones N°1, N°2 y N°3 para el caso de estudio N°2.

En la Figura 6.26 se observa la variación de la eficiencia eléctrica promedio de los módulos PST-PV (configuración N°2) y los módulos PV (configuración N°3) durante el año.

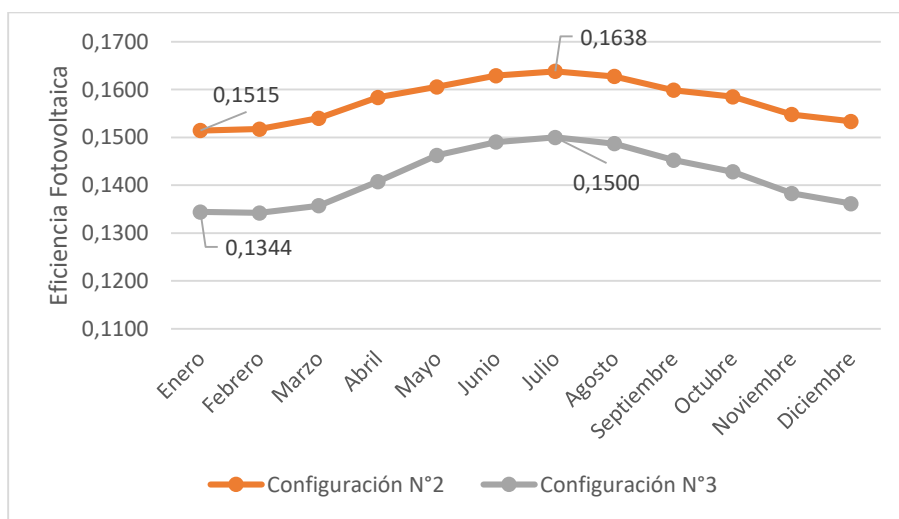


Figura 6.26: Eficiencia fotovoltaica de módulo PV y PST-PV para el caso de estudio N°2.

En la Figura 6.26, la configuración N°3 presentan una disminución de su eficiencia nominal (0,15) durante todos los meses del año exceptuando el mes de julio, lo que se debe a que la temperatura ambiente y la irradiancia en la zona son elevados durante la mayor parte del año, a diferencia de un clima más frío en julio.

Los módulos PST-PV y PV presentan el mínimo de eficiencia en el mes de enero, con una eficiencia de 0,1515 y 0,1344 respectivamente (diferencia de 0,0171).

Los módulos PST-PV y PV presentan la mayor de eficiencia en el mes de julio, con una eficiencia de 0,1638 y 0,1500 respectivamente (diferencia de 0,0138).

En la Figura 6.27 se presenta la generación de electricidad de la configuración N°2 (módulos PST-PV) y N°3 (módulos PV) las cuales tienen un sistema de 53 módulos.

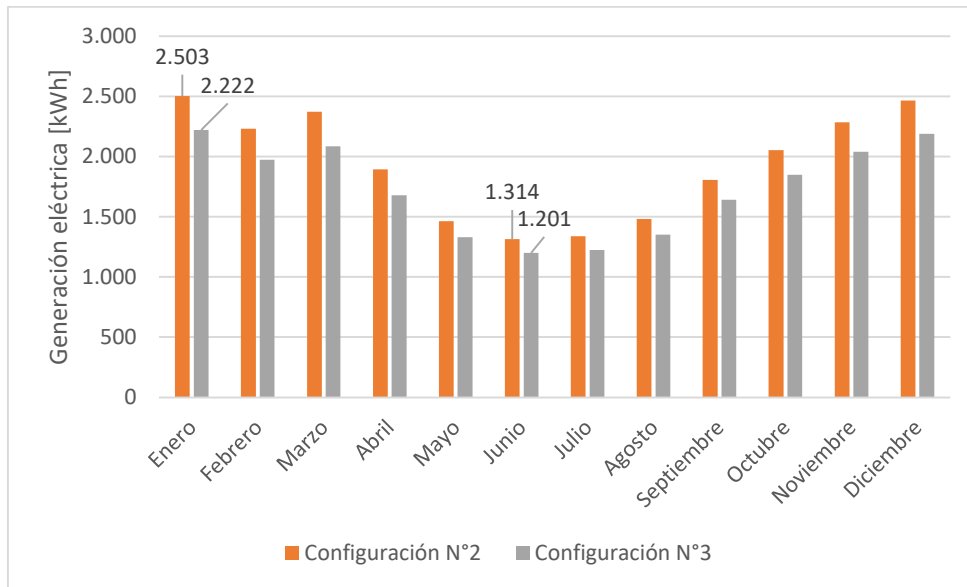


Figura 6.27: Generación eléctrica de las configuraciones N°2 y N°3 para el caso de estudio N°2.

Para el mes de mayor producción eléctrica se tiene una producción de 2.503 y 2.222 [kWh] para los sistemas PST-PV y PV respectivamente, que corresponde a un aumento del 12,6%.

Para el mes de menor producción eléctrica se tiene una producción de 1.314 y 1.201 [kWh] para los sistemas PST-PV y PV respectivamente, que corresponde a un aumento del 9,4%.

Respecto a la producción anual se tiene una producción de 23.205 y 20.788 [kWh] para los sistemas PST-PV y PV respectivamente, que corresponde a un aumento del 11,6%.

Que el beneficio de mayor producción eléctrica se produzca en los meses de verano para una misma radiación, se debe a que, en esta fecha a pesar de tener la menor eficiencia, la diferencia de eficiencia de conversión entre un módulo PST-PV y un PV aumenta y es de 0,0171 mientras que en invierno la diferencia de eficiencias es de 0,0138.

Respecto a las diferencias entre la configuración N°1 (PST) y configuración N°2 (PST-PV), en la Figura 6.28 se observa que los sistemas PST-PV tienen un aumento en el consumo eléctrico del compresor, donde se pasa de 7.269 [kWh] a 7.425 [kWh], sin embargo, al mismo tiempo el módulo PST-PV tiene una generación eléctrica de 1.338 [kWh] lo que supera a la diferencia del aumento del compresor y se ve reflejado en el consumo eléctrico neto final con una diferencia en el mes de Julio de 1.183 [kWh].

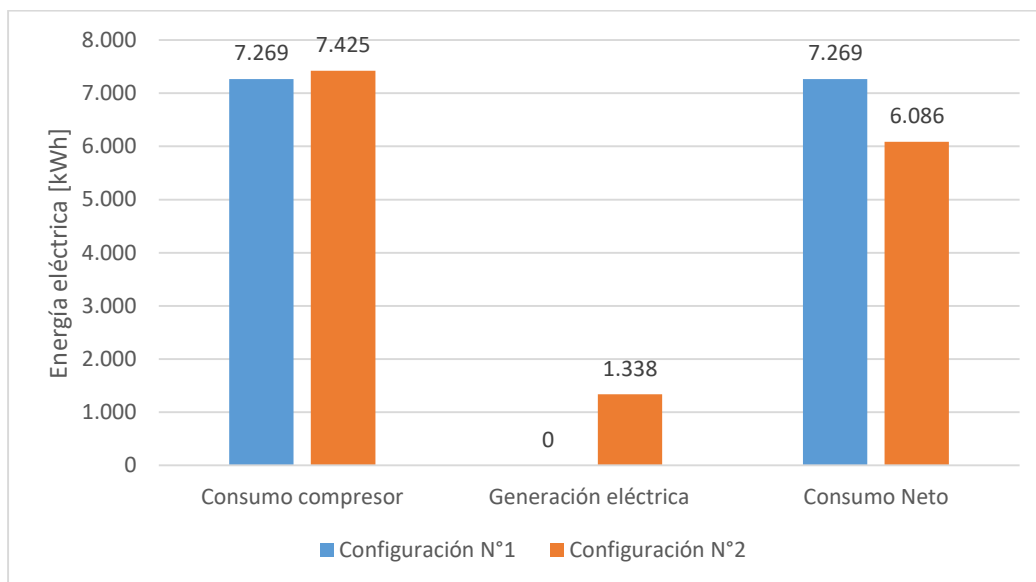


Figura 6.28: Comparación consumo y generación eléctrica en el mes de Julio para configuración N°1 y N°3.

Respecto a las diferencias entre la configuración N°2 (PST-PV) y configuración N°3 (PST+PV), en la Figura 6.29 se observa que el sistema PST-PV tiene un aumento en el consumo eléctrico para abastecer la demanda energética respecto al sistema PST+PV, donde se pasa de 64.453 [kWh] a 68.106 [kWh], al mismo tiempo, la configuración N°2 tiene una generación eléctrica mayor a la configuración N°3 con una diferencia anual de 2.417 [kWh].

Para este caso, el aumento de la generación eléctrica de la configuración N°2 no compensa el aumento del consumo eléctrico que tiene este sistema y se observa en el consumo neto del sistema igual a 44.901 [kWh], mientras que la configuración N°3 tiene un consumo neto de 43.665 [kWh].

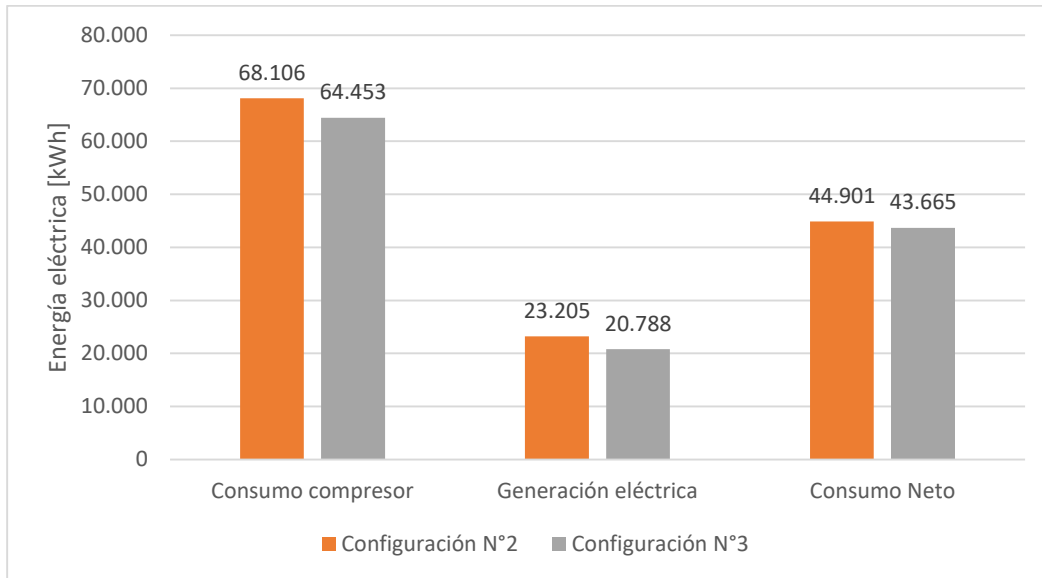


Figura 6.29: Comparación consumo y generación eléctrica anual para configuración N°2 y N°3.

La distribución de los equipos de las tres configuraciones del caso de estudio N°2 se presentan en los planos de lay-out y P&ID del Anexo F (adaptado de [32]).

## 7 Análisis de eficiencia energética y emisiones

En la presente sección se realiza un análisis de E.E. para la producción de ACS del sistema PST-PV comparado con otras tecnologías típicas. Junto a lo anterior, se realiza una estimación y análisis de las emisiones de CO<sub>2</sub> eq producidos por cada tecnología.

El análisis se realiza en base al caso de estudio N°1, donde se evalúan las 3 configuraciones propuestas y los siguientes sistemas de producción de ACS:

- i. Calefón a gas natural.
- ii. Calefón a gas licuado.
- iii. Caldera a gas natural.
- iv. Caldera a gas licuado.
- v. Termo-eléctrico.

Para los cálculos de las configuraciones propuestas se utilizan los resultados presentados del caso de estudio N°1 (ver Tabla 6.12), para calcular los otros sistemas se utiliza la siguiente metodología de cálculo, que se basa en estimar la energía requerida, estimar el consumo de combustible y el costo del sistema.

En primer lugar, se considera que la demanda energética anual requerida es de 16.110 [kWh] que corresponde a la demanda térmica anual del caso de estudio N°1 (ver Tabla 6.6).

La masa de combustible requerido  $m_i$  para abastecer la demanda térmica anual se obtiene con la ecuación (7.1), donde  $E_a$  corresponde a la demanda de energía térmica anual del caso de estudio N°1,  $PCI_i$  corresponde al poder calorífico inferior del combustible y  $\eta_k$  es la eficiencia térmica del sistema utilizado.

$$m_i = \frac{E_a}{\eta_k \cdot PCI_i} \quad (7.1)$$

El costo anual para la producción de ACS utilizando el sistema  $k$  se obtiene mediante la ecuación (7.2), donde  $m_i$  es la cantidad de combustible utilizado en el año y  $p_i$  corresponde al precio del combustible  $i$ .

$$c_{a,k} = m_i \cdot p_i \quad (7.2)$$

El costo operacional de producción de energía térmica utilizando el sistema  $k$  se obtiene con la siguiente ecuación:

$$CO_k = \frac{c_{a,k}}{E_a} \quad (7.3)$$

Donde:

$CO_k$ : Costo de operación del sistema  $k$  para la producción de energía térmica [CLP/kWh].

$c_{a,k}$ : Costo anual del sistema  $k$  para la producción de ACS [CLP].

$E_a$ : Energía térmica requerida en el año para la producción de ACS [kWh].



Para el tanque eléctrico se estima la energía eléctrica consumida con la ecuación (7.4), donde  $E_a$  corresponde a la demanda de energía térmica y  $\eta_{te}$  es la eficiencia térmica del sistema.

$$E_{el} = \frac{E_a}{\eta_{te}} \quad (7.4)$$

Para el termo-eléctrico y las configuración de las tecnologías estudiadas (PST,PST-PV y PV) se calcula el costo anual del sistema con la ecuación (7.5), donde  $E_{el}$  es la energía eléctrica consumida por el sistema y  $p_e$  es el precio de la electricidad.

$$c_{a,k} = E_{el} \cdot p_e \quad (7.5)$$

Para el costo operacional del tanque eléctrico y las configuraciones de estudio se utiliza la ecuación (7.3).

Utilizando las ecuaciones anteriores y los resultados del caso de estudio N°1 se obtienen la Tabla 7.1, la cual presenta el costo anual y costo operacional de los sistemas analizados.

Tabla 7.1: Costo anual y operacional de los sistemas analizados.

Tecnología	Costo anual [CLP]	Costo operacional [CLP/kWht]
Calefón Gas licuado	\$2.090.286	\$130
Calefón Gas natural	\$1.697.784	\$105
Caldera gas licuado	\$2.145.294	\$133
Caldera gas natural	\$1.742.463	\$108
Temo-eléctrico	\$2.357.561	\$146
Configuración N°1	\$545.046	\$34
Configuración N°2	\$370.436	\$23
Configuración N°3	\$373.066	\$23

De la Tabla 7.1 se observa que el sistema con mayor costo anual es del sistema termo-eléctrico con un costo anual de 2.145.294 CLP, mientras que la configuración N°2 (PST-PV) presenta un costo anual de 370.436 CLP y corresponde al sistema con menor costo anual lo que se refleja en el menor costo operacional de 23 [CLP/kWht]

En la Figura 7.1 se presenta un gráfico con los costos operacionales de los distintos sistemas analizados, se observa una gran diferencia entre los sistemas bomba de calor que tienen un máximo de 34 [CLP/kWht] y los sistemas convencionales los cuales tienen un costo operación superior a 105 [CLP/kWht].

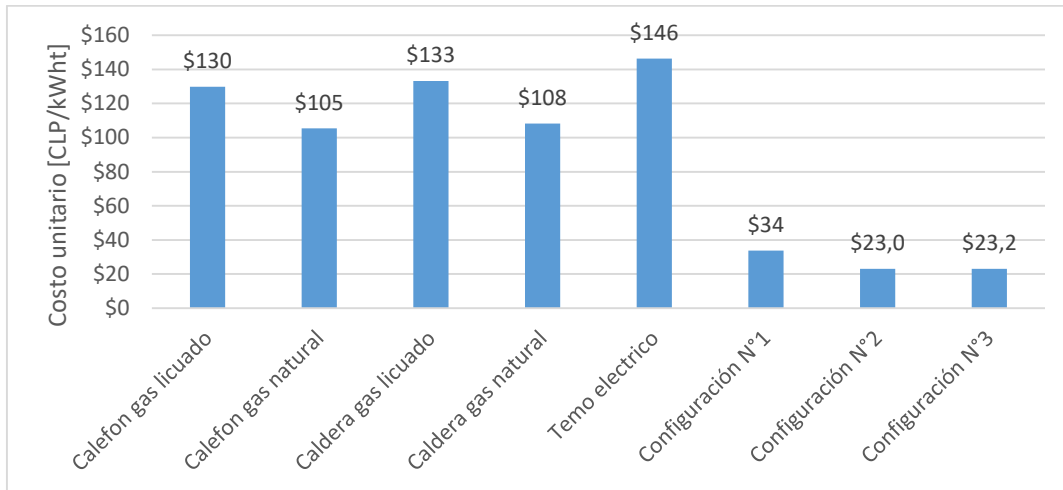


Figura 7.1: Costo de operación de los sistemas de producción de ACS analizados.

En la Figura 7.1 se observa que el costo operacional de las configuraciones PST con módulos PV tienen una reducción del costo operacional de 32% respecto a la configuración N°1 pasando de 34 a 23 [CLP/kWh].

Utilizando los consumos energéticos anuales y la información presentada en la sección de antecedentes se calculan las emisiones de tCO<sub>2</sub> eq de los distintos sistemas de producción de ACS, los cuales se presentan en la Figura 7.2.

En la Figura 7.2 se observa que el sistema con mayores emisiones corresponde al sistema termo-eléctrico igual a 8,1 tCO<sub>2</sub> eq, llegando a ser el doble de sistemas que consumen combustibles directamente.

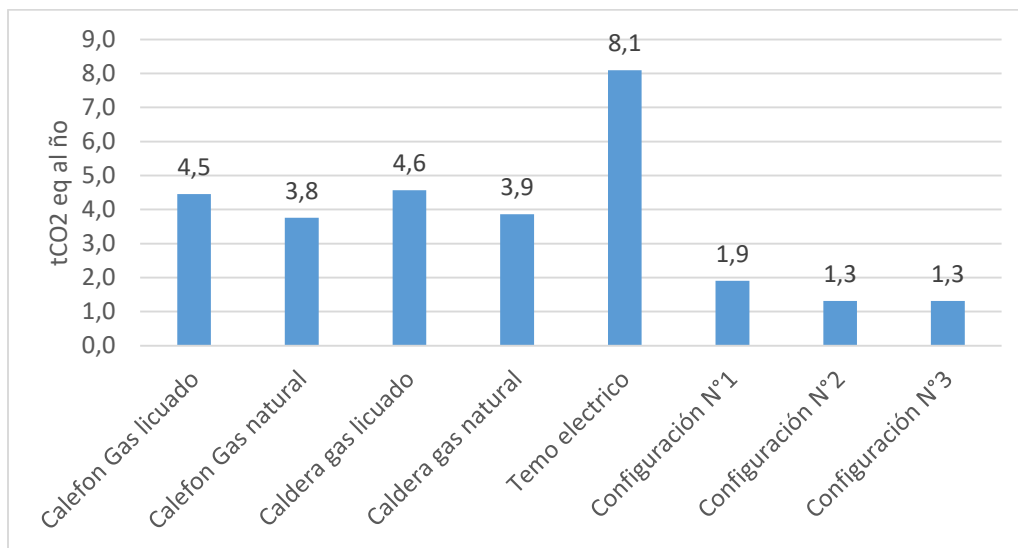


Figura 7.2: Huella de carbono de cada sistema de producción de ACS.

Respecto a las configuraciones de estudio, en la Figura 7.2 se observa que la configuración N°1 (PST) presenta las mayores emisiones de con un total anual de 1,9 tCO<sub>2</sub> eq, y las configuraciones N°2 y N°3 tienen emisiones de 1,3 tCO<sub>2</sub> eq, lo que equivale en una reducción del 32% en las emisiones.

## 8 Evaluación económica

### 8.1 Costo de inversión

La estimación del costo de inversión de los sistemas PST se realizan en base a proyectos similares y cotizaciones, ajustando los costos al costo actual según variación de la UF. El costo de los sistemas PV se realiza según cotizaciones realizadas en diversos proveedores para; módulos PV, inversores, medidores bidireccionales e instalación.

La inversión estimada para las configuraciones del caso de estudio N°1 se presentan en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1: Inversión de configuraciones para el caso de estudio N°1

Ítem	Configuración N°1	Configuración N°2	Configuración N°3
N° Módulos PST	4	0	4
N° Módulos PV	0	0	4
N° Módulos PST-PV	0	4	0
<b>Tanque 1.000 litros</b>	\$1.645.000	\$1.645.000	\$1.645.000
<b>Bomba de calor</b>	\$1.538.302	\$1.538.302	\$1.538.302
<b>Instalación</b>	\$257.663	\$257.663	\$257.663
<b>Precio sugerido (32%)</b>	\$4.542.074	\$4.542.074	\$4.542.074
<b>Distribuidor (22%)</b>	\$999.256	\$999.256	\$999.256
<b>Total sistema PST, CLP</b>	<b>\$5.541.330</b>	<b>\$5.541.330</b>	<b>\$5.541.330</b>
Módulos PV, CLP	\$0	\$377.600	\$377.600
Inversor, CLP	\$0	\$272.640	\$272.640
Medidor, CLP	\$0	\$52.979	\$52.980
Instalación, CLP	\$0	\$120.000	\$120.000
<b>Total sistema PV, CLP</b>	<b>\$0</b>	<b>\$823.219</b>	<b>\$823.220</b>
<b>Total, CLP</b>	<b>\$5.541.330</b>	<b>\$6.364.549</b>	<b>\$6.364.550</b>

La inversión estimada para las configuraciones del caso de estudio N°2 se presentan en la Tabla 8.2.

Tabla 8.2: Inversión de configuraciones para el caso de estudio N°2.

Ítem	Configuración N°1	Configuración N°2	Configuración N°3
N° Módulos PST	50	0	50
N° Módulos PV	0	0	53
N° Módulos PST-PV	0	53	0
<b>Tanque 8.000 litros</b>	\$13.160.000	\$13.160.000	\$13.160.000
<b>Bomba de calor</b>	\$15.142.986	\$16.030.248	\$15.142.986
<b>Instalación</b>	\$3.031.647	\$3.212.559	\$3.031.647
<b>Precio sugerido (32%)</b>	\$41.361.716	\$42.771.705	\$41.361.716
<b>Distribuidor (22%)</b>	\$9.099.577	\$9.409.775	\$9.099.577
<b>Total sistema PST, CLP</b>	<b>\$50.461.293</b>	<b>\$52.181.480</b>	<b>\$50.461.293</b>
Módulos PV, CLP	\$0	\$5.003.200	\$5.003.200
Inversor, CLP	\$0	\$3.612.480	\$3.612.480
Medidor, CLP	\$0	\$52.979	\$52.980
Instalación, CLP	\$0	\$1.590.000	\$1.590.000
<b>Total sistema PV, CLP</b>	<b>\$0</b>	<b>\$10.258.659</b>	<b>\$10.258.660</b>
<b>Total, CLP</b>	<b>\$50.461.293</b>	<b>\$62.440.139</b>	<b>\$60.719.953</b>

## 8.2 Evaluación de pre-factibilidad

En esta sección se presenta la evaluación económica de las 3 configuraciones propuestas para el caso de estudio N°1 y N°2. Los conceptos presentados en las siguientes tablas de evaluación económica se describen a continuación:

- **Consumo anual [kWh]:** Corresponde a la energía térmica que consume el caso de estudio en un año.
- **Costo propuesto [CLP/kWh]:** Corresponde al costo operacional de la configuración propuesta para la producción de 1 [kWh].
- **Costo actual [CLP/kWh]:** Corresponde al costo operacional que tiene actualmente el caso de estudio para la producción de 1 [kWh]. Para un termo-eléctrico se considera 146 [CLP/kWh] y para un calefón a gas natural se considera 105 [CLP/kWh].
- **Ahorro [CLP/kWh]:** Corresponde a la diferencia entre el costo actual y el costo propuesto de operación.

Los resultados del flujo de ahorro de todas las configuraciones se consideran con una proyección de 20 años y una tasa de descuento del 10%.

**a) Caso de estudio N°1**

Se realiza una evaluación económica considerando que el caso de estudio tiene un sistema de calefón a gas natural para la producción de ACS, los resultados se presentan en la Tabla 8.3.

Tabla 8.3: Indicadores económicos de las configuraciones (base: calefón a gas natural).

Ítem	Configuración N°1	Configuración N°2	Configuración N°3
<b>Consumo anual, kWh</b>	16.110	16.110	16.110
<b>Costo propuesto, CLP/kWh</b>	\$33,8	\$23,0	\$23,2
<b>Costo actual, CLP/kWh</b>	\$105,0	\$105,0	\$105,0
<b>Ahorro, CLP/kWh</b>	\$71,2	\$82,0	\$81,8
<b>Ahorro anual, CLP</b>	\$1.146.504	\$1.321.114	\$1.318.484
<b>Inversión</b>	\$5.541.330	\$6.364.549	\$6.364.550
<b>PRI, años</b>	4,83	4,82	4,83
<b>VAN 10% a 20 años</b>	\$4.219.508	\$4.882.843	\$4.860.443

En la Tabla 8.4 se presentan los resultados económicos si el sistema a reemplazar se trata de un termo-eléctrico.

Tabla 8.4: Indicadores económicos de las configuraciones (base: termo-eléctrico).

Ítem	Configuración N°1	Configuración N°2	Configuración N°3
<b>Consumo anual, kWh</b>	16.110	16.110	16.110
<b>Costo propuesto, CLP/kWh</b>	\$33,8	\$23,0	\$23,2
<b>Costo actual, CLP/kWh</b>	\$146,0	\$146,0	\$146,0
<b>Ahorro, CLP/kWh</b>	\$112,2	\$123,0	\$122,8
<b>Ahorro anual, CLP</b>	\$1.807.014	\$1.981.624	\$1.978.994
<b>Inversión</b>	\$5.541.330	\$6.364.549	\$6.364.550
<b>PRI, años</b>	3,07	3,21	3,22
<b>VAN 10% a 20 años</b>	\$9.842.802	\$10.506.137	\$10.483.737

### b) Caso de estudio N°2

Se realiza una evaluación económica considerando que el caso de estudio tiene un sistema de calefón a gas natural para la producción de ACS, los resultados se presentan en la Tabla 8.5.

Tabla 8.5: Indicadores económicos de las configuraciones (base: calefón a gas natural).

Ítem	Configuración N°1	Configuración N°2	Configuración N°3
<b>Consumo anual, kWh</b>	237.527	237.527	237.527
<b>Costo propuesto, CLP/kWh</b>	\$32,6	\$22,7	\$22,1
<b>Costo actual, CLP/kWh</b>	\$105	\$105	\$105
<b>Ahorro, CLP/kWh</b>	\$72,4	\$82,3	\$82,9
<b>Ahorro anual, CLP</b>	\$17.205.989	\$19.552.202	\$19.700.544
<b>Inversión</b>	\$50.461.293	\$62.440.139	\$60.719.953
<b>PRI, años</b>	2,93	3,19	3,08
<b>VAN 10% a 20 años</b>	\$96.022.990	\$104.018.780	\$107.001.884

En la Tabla 8.6 se presentan los resultados económicos si el sistema a reemplazar se trata de un termo-eléctrico.

Tabla 8.6: Indicadores económicos de las configuraciones (base: termo-eléctrico).

Ítem	Configuración N°1	Configuración N°2	Configuración N°3
<b>Consumo anual, kWh</b>	237.527	237.527	237.527
<b>Costo propuesto, CLP/kWh</b>	\$32,6	\$22,7	\$22,1
<b>Costo actual, CLP/kWh</b>	\$146	\$146	\$146
<b>Ahorro, CLP/kWh</b>	\$113,4	\$123,3	\$123,9
<b>Ahorro anual, CLP</b>	\$26.944.596	\$29.290.809	\$29.439.151
<b>Inversión</b>	\$50.461.293	\$62.440.139	\$60.719.953
<b>PRI, años</b>	1,87	2,13	2,06
<b>VAN 10% a 20 años</b>	\$178.933.241	\$186.929.031	\$189.912.135

### 8.3 Análisis de sensibilidad

En la presente sección se realiza un análisis de sensibilidad para la evaluación económica de la configuración N°3 en los casos de estudio N°1 y N°2.

Para lo anterior se realiza una variación del 30% en el costo de inversión de los equipos tanque de acumulación y bomba de calor. Con lo anterior se obtiene un escenario optimista (variación del -30%) y pesimista (variación del +30%).

#### a) Variación del costo de inversión

En la Tabla 8.7 se muestra el escenario base, optimista y pesimista del costo de los equipos tanque de acumulación y bomba de calor para el caso de estudio N°1.

Tabla 8.7: Variación en la inversión para el caso de estudio N°1.

Ítem	Optimista	Base	Pesimista
<b>Tanque 1.000 litros, CLP</b>	\$1.151.500	\$1.645.000	\$2.138.500
<b>Bomba de calor, CLP</b>	\$1.076.811	\$1.538.302	\$1.999.793

En la Tabla 8.8 se muestra el escenario base, optimista y pesimista del costo de los equipos tanque de acumulación y bomba de calor para el caso de estudio N°2.

Tabla 8.8: Variación en la inversión para el caso de estudio N°2.

Ítem	Optimista	Base	Pesimista
<b>Tanque 8.000 litros, CLP</b>	\$9.212.000	\$13.160.000	\$17.108.000
<b>Bomba de calor, CLP</b>	\$10.600.090	\$15.142.986	\$19.685.882

En la Tabla 8.9 se muestra el escenario base, optimista y pesimista del costo total de inversión de la configuración N°3 para el caso de estudio N°1 y N°2.

Tabla 8.9: Variación del costo total de inversión para el caso de estudio N°1 y N°2.

Ítem	Optimista	Base	Pesimista
<b>Total caso estudio N°1, CLP</b>	\$4.826.633	\$6.364.550	\$7.902.467
<b>Total caso estudio N°2, CLP</b>	\$47.046.214	\$60.719.953	\$74.393.692

#### b) Variación de los indicadores

##### • Caso de estudio N°1

En la Tabla 8.10 se muestran los indicadores económicos del escenario base, optimista y pesimista del caso de estudio N°1 considerando el remplazo de un sistema de calefón.

Tabla 8.10: Variación de los indicadores económicos del caso de estudio N°1 con calefón.

Ítem	Optimista	Base	Pesimista
<b>Ahorro anual, CLP</b>	\$1.318.484	\$1.318.484	\$1.318.484
<b>Inversión</b>	\$4.826.633	\$6.364.550	\$7.902.467
<b>PRI, años</b>	3,66	4,83	5,99
<b>VAN 10% a 20 años</b>	\$6.398.364	\$4.860.448	\$3.322.531

En la Tabla 8.11 se muestran los indicadores económicos del escenario base, optimista y pesimista del caso de estudio N°1 considerando el reemplazo de un sistema termo-eléctrico.

Tabla 8.11: Variación de los indicadores económicos del caso de estudio N°1.

Ítem	Optimista	Base	Pesimista
<b>Ahorro anual, CLP</b>	\$1.978.994	\$1.978.994	\$1.978.994
<b>Inversión</b>	\$4.826.633	\$6.364.550	\$7.902.467
<b>PRI, años</b>	2,44	3,22	3,99
<b>VAN 10% a 20 años</b>	\$12.021.658	\$10.483.742	\$8.945.825

- **Caso de estudio N°2**

En la Tabla 8.12 se muestran los indicadores económicos del escenario base, optimista y pesimista del caso de estudio N°2 considerando el remplazo de un sistema de calefón.

Tabla 8.12: Variación de los indicadores económicos del caso de estudio N°2 con calefón.

Ítem	Optimista	Base	Pesimista
<b>Ahorro anual, CLP</b>	\$19.700.544	\$19.700.544	\$19.700.544
<b>Inversión</b>	\$47.046.214	\$60.719.953	\$74.393.692
<b>PRI, años</b>	2,39	3,08	3,78
<b>VAN 10% a 20 años</b>	\$120.675.622	\$107.001.884	\$93.328.145

En la Tabla 8.13 se muestran los indicadores económicos del escenario base, optimista y pesimista del caso de estudio N°2 considerando el remplazo de un sistema termo-eléctrico.

Tabla 8.13: Variación de los indicadores económicos del caso de estudio N°2.

Ítem	Optimista	Base	Pesimista
<b>Ahorro anual, CLP</b>	\$29.439.151	\$29.439.151	\$29.439.151
<b>Inversión</b>	\$47.046.214	\$60.719.953	\$74.393.692
<b>PRI, años</b>	1,60	2,06	2,53
<b>VAN 10% a 20 años</b>	\$203.585.874	\$189.912.135	\$176.238.396



## 9 Análisis

### 9.1 Análisis de la metodología

La metodología utilizada para estimar la demanda energética de ACS se basa en una normativa internacional [33] por lo que la estimación energética se considera aceptable, sin embargo, para un estudio detallado se recomienda realizar mediciones y analizar datos de consumo real.

El modelo para determinar la temperatura del módulo PV presentado en [8] ha sido comparado con resultados experimentales en [10], en donde se obtuvo un error cuadrático medio de 14,9% aceptables según los autores. Debido a lo anterior, se utiliza la ecuación desarrollada en [8] para calcular la temperatura de referencia que tendría un módulo PV bajo condiciones ambientales dadas.

La estimación de la temperatura del módulo PV se realiza con un balance de energía. La diferencia entre la temperatura obtenida con la estimación y la ecuación desarrollada en [8] se presentan en el Anexo D, donde la diferencia no supera el 4,8% por lo que la estimación se considera aceptable para los alcances del presente estudio.

La estimación de la generación eléctrica de los módulos PV se realiza con una metodología simple que permite obtener resultados muy cercanos a los obtenidos por simuladores, con diferencias entre el 0% y 8% (ver Anexo D). La diferencia se podría deber a al método utilizado para estimar la temperatura de los paneles.

Respecto a la metodología de cálculo del evaporador PST, se presenta un modelo de balance de energía equivalente al modelo de resistencias térmicas desarrollado en [12] para un módulo PST. El modelo se considera aceptable ya que presenta resultados similares al de [12] para una misma demanda térmica.

Para la metodología de cálculo del evaporador PST-PV se utiliza un balance de energía similar al de los sistemas PV y PST, lo que permite comparar los resultados con la misma base de cálculo, además, la metodología de balance de energía para sistemas PV-SAHP en régimen estacionario también fue desarrollada en [21], por lo que se utiliza una metodología estudiada por otros autores.

En el evaporador PST-PV se realiza un balance de energía por capas, metodología que ha sido aplicada en varios estudios de sistemas PV-SAHP. Este método fue desarrollado en [6], quien además realizó una validación experimental de su modelo numérico en [20] lo que confirma que es una metodología aceptable para los alcances de este trabajo.

El balance de energía por capas permite identificar los factores que están involucrados en la absorción de calor del módulo PST. En el sistema PST-PV la transferencia de calor del módulo PST ocurre por conducción desde el módulo PV, mientras que la radiación solar que le llega es mínima y depende del factor de empaquetamiento y la transmisividad de los materiales que componen el módulo PV.

Debido a que un módulo PST está diseñado para captar calor por radiación solar y convección, es recomendable realizar un estudio del diseño del módulo PST utilizado en sistemas PST-PV, con el objetivo de mejorar la transferencia de calor por conducción.

## 9.2 Análisis de los casos de estudio

Respecto a la configuración N°1 (PST), se obtiene un sistema de 4 módulos PST que permite cubrir la demanda de ACS durante todo el año independiente de las condiciones climáticas (ver Figura 6.3), lo anterior se debe a que durante períodos de menor radiación y temperatura se tiene un peor rendimiento del sistema y un mayor consumo eléctrico del compresor debido a la disminución de la temperatura de evaporación.

Respecto a la configuración N°2 (PST-PV), se obtiene un sistema de 4 módulos PST-PV con menor potencia térmica que la configuración N°1, pasando de 3,1 [kW] a 2,9 [kW], dado que el módulo PST-PV presenta una disminución de la energía térmica disponible debido a la producción de electricidad.

El COP promedio de la configuración N°1 es 4,2 mientras que el de la configuración N°2 es de 4,1, ya que la configuración N°2 debe operar a una temperatura de evaporación menor para captar mayor energía, lo que produce una reducción del COP según la ecuación (5.27).

En la Tabla 6.12 se observa que implementando la configuración N°2, el consumo eléctrico se reduce en un 31,1% respecto al consumo eléctrico neto de la configuración N°1, debido a la generación eléctrica de los módulos PST-PV.

La mejora energética de la configuración N°2 (PST-PV) respecto a la configuración N°1 (PST) se puede explicar analizando la Figura 6.11, donde se observa que a pesar de que la configuración N°2 experimente un aumento en el consumo eléctrico del compresor por la menor captación de energía térmica, éste aumento es menor a la energía eléctrica generada por los módulos PST-PV, lo que compensa el consumo extra.

En la Tabla 6.12, se observa que la configuración N°2 presenta un consumo eléctrico neto de 3.087 [kWh], lo cual es levemente menor a los 3.109 [kWh] de la configuración N°3, lo que corresponde a una disminución del 0,7%.

Lo anterior se explica analizando la Figura 6.12, donde la producción eléctrica de la configuración N°2 es mayor a la generación de la configuración N°3 debido a la reducción de la temperatura y mejora en la eficiencia de las celdas fotovoltaicas. Esta diferencia en la generación eléctrica es mayor al aumento del consumo eléctrico del compresor en la configuración N°2 que ocurre debido a que existe menor calor disponible en el sistema PST-PV.

La diferencia entre el consumo neto de electricidad de la configuración N°2 y N°3 es de un 0,7%, y no es tan grande como la reducción del consumo desde una configuración N°1 a una configuración N°2 analizada anteriormente, sin embargo, pasando desde una configuración N°3 a una configuración N°2 existe una reducción del 50% de la superficie requerida.

En la Figura 6.9 se observa que la eficiencia promedio del panel fotovoltaico en un sistema PST-PV se mantiene por sobre la eficiencia nominal durante todo el año, esto se debe a que la temperatura de evaporación tiene un rango de operación entre 0°C y 33°C lo que mantiene una temperatura de panel por debajo de lo normal. En el panel PV se observa que la eficiencia promedio es menor a la nominal durante el 75% del año, lo que se debe al aumento de temperatura de los módulos PV al no estar refrigerados y al coeficiente de temperatura igual a 0,45°C/%.

El aumento de la eficiencia de los módulos PST-PV en el caso de estudio N°1 permite un incremento de un 10,7% en la generación eléctrica anual respecto a módulo PV, lo que se debe al incremento de la eficiencia fotovoltaica desde 14,36% a un 15,83% en promedio.

Respecto a los resultados obtenidos para los sistemas PST-PV (configuración N°2), se observa que durante el año tienen un consumo de energía eléctrica mayor a la energía eléctrica que pueden producir (ver Figura 6.8). Debido a lo anterior, a diferencia de los sistemas de cogeneración convencionales, los sistemas PST-PV no se deberían considerar para abastecer la demanda eléctrica de un recinto ya que por sí solos no cubren la energía eléctrica que consumen.

Respecto al caso de estudio N°2 se presentan resultados similares al caso de estudio N°1 en términos de ahorro porcentual de energía eléctrica y funcionamiento de los sistemas.

En el caso de estudio N°2 se tienen COP mayores al caso de estudio N°1, esto puede deberse a las mejores condiciones de radiación de la zona, lo que implica un aumento en la temperatura de evaporación de los sistemas.

La mayor diferencia de resultados entre el caso de estudio N°1 y N°2 se observa en el consumo neto anual de energía eléctrica entre las configuraciones N°2 y N°3 (ver Tabla 6.12 y Tabla 6.26). Mientras que en el caso de estudio N°1 la configuración N°2 presenta el menor consumo neto, para el caso de estudio N°2 la configuración N°3 presenta el menor consumo.

Lo anterior indica que a demandas térmicas más grades el beneficio de aumentar la eficiencia de los módulos fotovoltaicos no es mayor al consumo extra de electricidad que tendría el compresor. Lo anterior puede deberse a que el sistema de mayor potencia tiene un funcionamiento del compresor continuo durante el día para recuperar la temperatura de diseño, a diferencia de las configuraciones de menor potencia donde el compresor funciona a medida que se requiere demanda lo que implica un menor tiempo de funcionamiento del compresor y menor gasto eléctrico.

Lo anterior se puede argumentar analizando la Figura 6.13 del caso de estudio N°1, donde se observa que en el mes de Julio la configuración N°3 tiene menor consumo eléctrico que la configuración N°2 y es en este mes donde se tiene un funcionamiento continuo del compresor durante el día debido a la menor potencia que tiene el sistema, a diferencia del mes de enero donde la configuración N°2 tiene el menor consumo neto.

Respecto al perfil de consumo de ACS, se obtiene de [34] (industria hotelera) y es similar al perfil utilizado en [31] (hostal), por lo que se considera aceptable para los alcances del trabajo. El perfil de consumo permite calcular el tamaño del tanque de acumulación y verificar si la potencia del sistema es suficiente para alcanzar la temperatura de diseño.

Debido a lo anterior, en el caso de tener un perfil de consumo diferente, el cálculo de tamaño de tanque de acumulación y de la potencia del sistema podrían no ser los ideales, por lo que en la práctica se recomienda estudiar el consumo real del hotel.

Respecto a la escalabilidad de las configuraciones estudiadas, para un hotel que requiere una mayor demanda de ACS se debería realizar una combinación de los equipos comerciales disponibles (ver Anexo A) hasta lograr la potencia térmica deseada. Agregar solo módulos al sistema podría provocar fallas en este, debido a que se debe considerar también un aumento de la potencia del compresor, el caudal de agua en el condensador y la superficie disponible.

### 9.3 Análisis de eficiencia energética y emisiones

En la Figura 7.1 se observa que el uso de la configuración N°1 (sistema PST) reduce entre un 68% y 77% el costo de operación respecto a sistemas convencionales, mientras que los resultados presentados en [12] indican una reducción del 74% para aplicaciones a nivel comercial, por lo que los resultados se consideran aceptables.

En la Figura 7.1 se observa que la configuración N°2 (PST-PV) tiene un costo de operación de 23 [CLP/kWh], lo que es muy inferior al costo de operación de los sistemas convencionales, reduciendo su costo entre un 78% y 84%, lo anterior se debe al alto costo de los combustibles y a que el sistema bomba de calor no genera calor directamente, sino que lo transporta desde el medio frío al caliente utilizando fuentes renovables y aplicando un trabajo del compresor que tiene un bajo consumo eléctrico.

En la Figura 7.1 se observa que la configuración N°1 (PST) tiene un costo de operación de 34 [CLP/kWh], por lo que el costo de operación de la configuración N°2 es un 32% menor al de la configuración N°1, lo anterior se debe a la reducción del consumo eléctrico por la generación eléctrica de los módulos PST-PV.

En la Figura 7.1 se observa que la configuración N°3 (PST y PV) tiene un costo de operación de 23 [CLP/kWh] y es igual al de la configuración N°2, lo que se debe a que la diferencia del consumo eléctrico neto anual de ambas configuraciones es muy baja y es igual a 22 [kWh] (ver Tabla 6.12).

Respecto a las emisiones de los sistemas, la configuración N°2 (PST-PV) emite 1,3 tCO<sub>2</sub> eq al año, lo que es 1,5 veces menor a la configuración N°1 (PST) cuyas emisiones son de 1,9 tCO<sub>2</sub> eq al año, lo anterior se debe a la reducción del consumo eléctrico por la incorporación de los módulos fotovoltaicos.

Los sistemas convencionales a gas licuado emiten en promedio 4,6 tCO<sub>2</sub> eq al año, casi 3,5 veces más que el sistema PST-PV, lo que se debe al alto factor de emisión del GLP.

Los sistemas termo-eléctricos son los sistemas que tienen mayores emisiones con un total de 8,1 tCO<sub>2</sub> eq al año, lo que equivale a las emisiones de 6 años de funcionamiento de un sistema PST-PV, lo anterior se debe a que la electricidad consumida por estos sistemas es mucho mayor al del sistema PST-PV. A pesar de que estos sistemas no tengan emisiones directas por combustión, tienen un factor de emisión asociado a la generación eléctrica de la red.

Las emisiones de los sistemas que consumen electricidad de la red se podrían reducir si la generación eléctrica nacional utilizara fuentes que tengan bajas emisiones. En [29] se observa que el factor de emisión es variable y el promedio mínimo entre el 2018 y 2019 fue de 0,328 tCO<sub>2</sub> eq/MWh y ocurre cuando aumenta la producción de las hidroeléctricas (fuentes renovables), por lo que en el caso de mantener este factor a lo largo del año las emisiones de los sistemas PST, PST-PV y termo-eléctrico disminuirían un 21% respecto a lo presentado en la Figura 7.2.

## 9.4 Análisis de la evaluación económica

Respecto al caso de estudio N°1, en la Tabla 8.3 se observa que la inversión de las 3 configuraciones propuestas es similar y se diferencian en la inversión del sistema fotovoltaico. Las 3 configuraciones tienen un período de retorno de la inversión de 4,8 años, siendo la configuración N°2 (PST-PV) la más atractiva con un VAN de 4.88.2.843 CLP.

En el caso de que el sistema a reemplazar sea un termo-eléctrico, los indicadores económicos del caso de estudio N°1 mejoran debido al mayor costo del sistema termo-eléctrico. En la Tabla 8.4 se observa que el período de retorno de la inversión baja a 3 años para el PST y 3,2 años para los PST/PV. Además, se mantiene la configuración N°2 (PST-PV) como la más atractiva con un VAN de 10.506.137 CLP.

Respecto al caso de estudio N°2, en la Tabla 8.2 se observa que la inversión de la configuración N°2 es de 62.440.139 CLP y es la mayor debido a que se utiliza 53 módulos PST-PV, y es similar a la configuración N°3 que utiliza 53 módulos PV pero solo 50 módulos PST. En la Tabla 8.5 se observa que el período de retorno de la inversión en el caso de reemplazar un sistema de calefón a gas natural es de 3 años, siendo la opción más atractiva la configuración N°3 con un VAN de 107.001.884 CLP, seguido por la configuración N°2 que tiene un VAN similar e igual a \$104.018.780 CLP.

En el caso que el sistema a reemplazar sea un termo-eléctrico, los indicadores económicos del caso de estudio N°2 mejoran, con un período de retorno de la inversión cercano a los 2 años. La configuración N°3 es la más atractiva con un VAN de \$189.912.135, seguido de la configuración N°2 (PST-PV) con un VAN de \$186.929.031 y finalmente la configuración N°1 con un VAN de \$178.933.241.

Respecto al análisis de sensibilidad de la configuración N°3, la variación de los indicadores económicos es leve, siendo la variación más alta el caso de estudio N°1 con reemplazo de sistema de calefón, con una diferencia de PRI de 1,17 años respecto al caso base (ver Tabla 8.10). La variación más baja se produce en el caso de estudio N°2 con reemplazo de termo-eléctrico, con una diferencia en el PRI de 0,46 años (ver Tabla 8.13).

Lo anterior se debe a que reemplazar un sistema calefón genera menos ahorros que reemplazar un sistema termo-eléctrico, debido al mayor gasto que produce el equipo eléctrico. Por otro lado, un hotel de mayor tamaño genera más ahorros económicos y además la inversión requerida en los equipos no crece linealmente [12], lo que explica los mejores resultados para el caso de estudio N°2.

Según lo presentado, si no existen restricciones de inversión se recomienda la instalación de sistemas PST-PV o bien PST con PV, los cuales tienen un mayor beneficio económico en el largo plazo por sobre los sistemas PST.

Al igual que en el estudio realizado en [23] se obtiene que los costos de operación de los sistemas PST-PV son los más bajos, sin embargo económicamente no son tan atractivos comparados con las configuraciones PST + PV o PST, al no tener grandes diferencias en el beneficio económico y requerir mayor inversión. Los beneficios de estos sistemas radican en el menor consumo de energía, menores emisiones de GEI y una reducción de la superficie de captación, las que podrían ser consideradas para que la tecnología PST-PV compitan con el resto.

## 10 Conclusiones

Los antecedentes presentados de la tecnología PV, PST y PST-PV permiten analizar el principio de funcionamiento, las aplicaciones, los principales componentes y características de estas tecnologías.

La tecnología PST-PV corresponde a una bomba de calor con asistencia solar (SAHP), que al tener un panel PV adherido al módulo PST se clasifica como un sistema PV-SAHP. El sistema PST-PV es un sistema de expansión directa debido a que el panel toma el rol de evaporador del sistema bomba de calor.

En la literatura los estudios experimentales que presentan más similitud a los módulos PST-PV corresponden a los PV-SAHP con intercambiador de calor tipo roll-bond.

Estudios teóricos de la tecnología PST-PV indican que la principal aplicación es en zonas altamente pobladas, con superficie reducida y con necesidades térmicas de baja temperatura, siendo las aplicaciones de ACS a nivel comercial e industrial las que más destacan.

Los casos de estudio evaluados corresponden a un hostel de mediana demanda de ACS y un hotel con alta demanda de ACS, los cuales son representativos del sector industria y comercio. Para evaluar el desempeño del sistema PST-PV se proponen comparar 3 configuraciones: configuración N°1 (PST), configuración N°2 (PST-PV) y configuración N°3 (PST con PV), con el objetivo de identificar los beneficios y desventajas de la tecnología PST-PV respecto a las demás.

La metodología de cálculo aproxima de buena manera las condiciones de operación de la tecnología PV, PST y PST-PV a pesar de ser simplificada. Se establece una misma base de cálculo para las tres tecnologías, que logra una correcta comparación, permitiendo que la metodología de cálculo sea aplicable para cualquier proyecto con sistema PST-PV.

Respecto a los resultados de los casos de estudio, se observa que los sistemas PST-PV no pueden ser considerados como sistema de cogeneración ya que el gasto eléctrico anual del sistema es mayor a la generación eléctrica que tienen.

El sistema PST-PV capta menos energía térmica respecto al sistema PST, lo anterior implica que el sistema PST-PV tenga un mayor consumo eléctrico.

En el caso de tener una demanda de ACS media, como en el caso de estudio N°1, y un sistema PST para abastecer esta demanda, es recomendable pasar a un sistema PST-PV debido a la reducción del costo operacional de un 31%, sin mayores modificaciones al sistema.

En el caso de tener una demanda de ACS alta, como en el caso de estudio N°2, y un sistema PST para abastecer esta demanda, es recomendable pasar a un sistema PST-PV debido a la reducción del costo operacional, sin embargo, el número de paneles podría aumentar por lo que se debería realizar un estudio técnico y económico para evaluar su factibilidad.

Pasar de una configuración N°3 a una configuración N°2 no es recomendable debido a que el costo operacional no se reduce e incluso podría aumentar. La opción de realizar este cambio se puede considerar si se tiene un beneficio económico por la reducción de superficie de captación, la cual puede ser del 50%.

En el caso de estudio N°1 la eficiencia promedio del módulo PV es de 14,36%, mientras que la eficiencia fotovoltaica promedio del módulo PST-PV es de 15,83%. Para el caso de estudio N°2 la eficiencia promedio del PV es de 14,18% mientras que la eficiencia fotovoltaica promedio del PST-PV es de 15,77%.

El análisis de eficiencia energética permite comparar el sistema PST-PV con tecnologías convencionales (calefón, termo-eléctrico), sistema PST y sistema PST con PV.

El análisis de eficiencia energética muestra que los sistemas PST tienen una reducción del costo de operación entre un 68% y 77% respecto a los sistemas convencionales, mientras que los sistemas PST-PV tienen una reducción del costo de operación entre un 78% y 84%, por lo que se recomienda una instalación PST-PV por sobre una PST.

La reducción de emisiones de GEI de los equipos PST-PV es proporcional a la reducción del consumo eléctrico, por lo que se esperaría una reducción del 31% en emisiones respecto a un sistema PST.

Los P&ID y lay-out de configuraciones permiten determinar la ubicación e identificar los principales equipos de los sistemas, con lo anterior se puede realizar una estimación del costo de inversión a nivel de ingeniería conceptual. Para la implementación de los proyectos se recomienda un desarrollo profundo, incorporando los detalles del sistema.

Para un mismo caso de estudio, los indicadores económicos de los sistemas PST, PST-PV y PST con PV son muy similares debido a que los sistemas con módulos PV requieren mayor inversión, pero presentan un menor costo operacional. Respecto al indicador VAN, las tecnologías PST-PV y PST con PV son más atractivas respecto a la tecnología PST; respecto al indicador PRI, las tecnologías PST es levemente más atractiva que las tecnologías PST-PV y PST con PV.

Los indicadores económicos tienen cambios considerables dependiendo del sistema de producción de ACS que se reemplaza. Si el sistema a reemplazar es un termo-eléctrico los indicadores económicos son más favorables en comparación a reemplazar un sistema a calefón o caldera.

Las configuraciones del caso de estudio N°2 tienen un PRI promedio de 2 años y un VAN promedio de 185.258.135 CLP, mientras que el caso de estudio N°1 tiene un PRI promedio de 3,2 años con VAN promedio de 10.277.559 CLP, por lo que sería recomendable utilizar estas tecnologías en proyectos que tengan demandas energéticas de gran tamaño.

Para el caso de estudio N°1 la opción más atractiva es la configuración N°2, con un PRI de 3,2 años y un VAN de 10.506.137 CLP. Para el caso de estudio N°2 la opción más atractiva es la configuración N°3, con un PRI de 2 años y un VAN de 189.912.135 CLP. La opción de sistema PST-PV queda en segundo lugar con un VAN de 186.929.031 CLP.

La tecnología PST-PV es una buena opción para aplicaciones de ACS considerando la reducción de consumo eléctrico, la reducción de emisiones y el ahorro de superficie. Puede ser implementada y competir con tecnología convencional e incluso con sistemas PST, sin embargo, se recomienda realizar mediciones experimentales del sistema para evaluar la unión del módulo PST al PV, el tamaño mínimo del módulo PV, y el correcto funcionamiento del sistema.

## Bibliografía

- [1] S. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems.*, 2013.
- [2] Power From Sunlight. (2020) From Photovoltaic Solar Cells To The Main Types Of Solar Panels. [Online]. <https://cutt.ly/PfaGemn>
- [3] A. Ferreira, S. Kunh, K. Fagnani, T. De Souza, C. Tonezer, G. Rodrigues, and C. Coimbra-Araújo, , "Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018.
- [4] REN21.2019., "Renewables 2019 Global Status Report," Paris: REN21 Secretariat, Paris, 2019.
- [5] S. Maggi, "Modelamiento térmico de un panel fotovoltaico con disipador de calor operando en el norte de Chile," Memoria de título, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2013.
- [6] S. Vaishak and P. V. Bhale, "Thermal performance analysis of a heat pump-based photovoltaic/thermal system," *Clean Technologies and Environmental Policy*, 2020.
- [7] D. Espinosa, "Diseño y modelamiento de disipadores de calor pasivos en paneles fotovoltaicos para reducción y redistribución de temperatura," Tesis de Magíster, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2017.
- [8] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance," *Renewable Energy*, pp. 553–567, 2005.
- [9] A. Molina and F. Martínez, "Modelo de generación fotovoltaica," Documento de sitio web, Departamento de geofísica, Universidad de Chile, Chile, 2017. [Online]. <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/downloads/fotovoltaico.pdf>
- [10] M. Battioni, G. Risso, M. Cutrera, and J. Schmidt, "Evaluación de distintos metodos para estimar la temperatura de operación de módulos fotovoltaicos y estimación de las perdidas de energía por efecto de la temperatura," *Asociación Argentina de Energía Solar; Avances en Energias Renovables y Medio Ambiente*, vol. 4, 2016.
- [11] Y. Çengel and M. Boles, *Termodinámica*, 7th ed.: McGraw-Hill Companies, 2011.
- [12] S. Ormeño, "Aplicación de paneles solares termodinámicos en sistemas solares térmicos," Memoria de título, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2016.



- [13] M. Aziz, S. Mat, and K. Sopian, "Technology review of solar assisted heat pump system for hot water production," *Latest Trends in Renewable Energy and Environmental Informatics*, 2013.
- [14] A. Moreno, "Colectores solares térmicos frente a paneles solares termodinámicos. Aplicación para ACS.," Proyecto fin de carrera, Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, España, 2012.
- [15] A. Moreno, A. González-Gil, M. Izquierdo, and N. Garcia-Hernando, "Theoretical model and experimental validation of a direct-expansion solar assisted heat pump for domestic hot water applications," *Energy*, vol. 45, pp. 704-715, 2012.
- [16] D. González, C. Alonso, M. Díez, F. Varela, and A. Pérez, "Clasificación de los paneles solares híbridos (PVT)," in *9º Congreso Nacional de Ingeniería Termodinámica*, Cartagena, España, 2015.
- [17] P.V. Bhale and S. Vaishak, "Photovoltaic/thermal-solar assisted heat pump system: Current status and future prospects," *Solar Energy*, vol. 189, pp. 268-284, 2019.
- [18] J. Ji, K. Liu, T. Chow, G. Pei, W. He, and H. He, , "Performance analysis of a photovoltaic heat pump," *Applied Energy*, vol. 85, pp. 680-693, 2008.
- [19] J. Ji, G. Pei, T. Chow, K. Liu, H. He, J. Lu, C. Han, , "Experimental study of photovoltaic solar assisted heat pump system," *Solar Energy*, vol. 82, pp. 43-52, 2008.
- [20] S. Vaishak and P. V. Bhale, "Performance analysis of a heat pump-based photovoltaic/thermal (PV/T) system," *Clean Technologies and Environmental Policy*, 2020.
- [21] G. Xu, S. Deng, X. Zhang, L. Yang, and Y. Zhang, "Simulation of a photovoltaic/thermal heat pump system having a modified collector/evaporator," *Solar Energy*, vol. 83, pp. 1967-1976, 2009.
- [22] Energy Panel. (2019) Catálogo: Catálogo de productos. [Online]. <http://energypanel.net/docs/CAT-EP-ES.pdf>
- [23] A. Sanz, R. Fuente, and A. J. Martín, "Solar hybrid PVT coupled heat pump systems towards cost-competitive NZEB," TECNALIA Research & Innovation, Derio, 2018.
- [24] A. Molina, M. Falvey, and R. Rondanelli, "A solar radiation database for Chile," *Scientific Reports*, vol. 7, 2017.
- [25] Agencia Chilena de Eficiencia Energética, "Guía para la calificación de consultores en eficiencia energética," 2015.

- [26] Ministerio de Energía Gobierno de Chile , "Informe Balance Nacional de Energía 2017," Santiago de Chile,.
- [27] Ministerio para la Transición Ecológica. Guía para el cálculo de la huella de carbono y para la elaboración de un plan de mejora de una organización. [Online]. [https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/guia\\_huella\\_carbono\\_tcm30-479093.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/guia_huella_carbono_tcm30-479093.pdf)
- [28] Ministerio para la Transición Ecológica , "Factores de emisión: Regristo de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono," 2020.
- [29] Ministerio de energía de Chile. (2020) Energía Abierta: Factores de emisión. [Online]. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>
- [30] Super intendencia de electricidad y combustibles. sec.cl. [Online]. <https://www.sec.cl/generacion-ciudadana-te4/>
- [31] C. Roa, "Cogeneración con gas natural para aplicaciones a pequeña escala: alternativas y prefactibilidad," Memoria de título, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2018.
- [32] G. Rojas, "Anteproyecto Sistema de Agua Caliente Sanitaria y Calefacción del Hotel la Leonera," Innovatec YNC ltda., (HLL-AAC-DOC-05) Revisión B, 2017.
- [33] CTN 94 - Energía Solar Térmica, "Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria. Cálculo de la demanda de energía térmica," Norma UNE 94002:2005.
- [34] S. Olivo and A. Esteban. (2019) Construible. [Online]. <https://n9.cl/d6ao2>
- [35] A. Moreno, "Modelo teórico y validación experimental de una bomba de calor de expansión directa con asistencia solar.," Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, Leganés, España, 2013.

## Anexos

### Anexo A: Catálogo Energy Panel

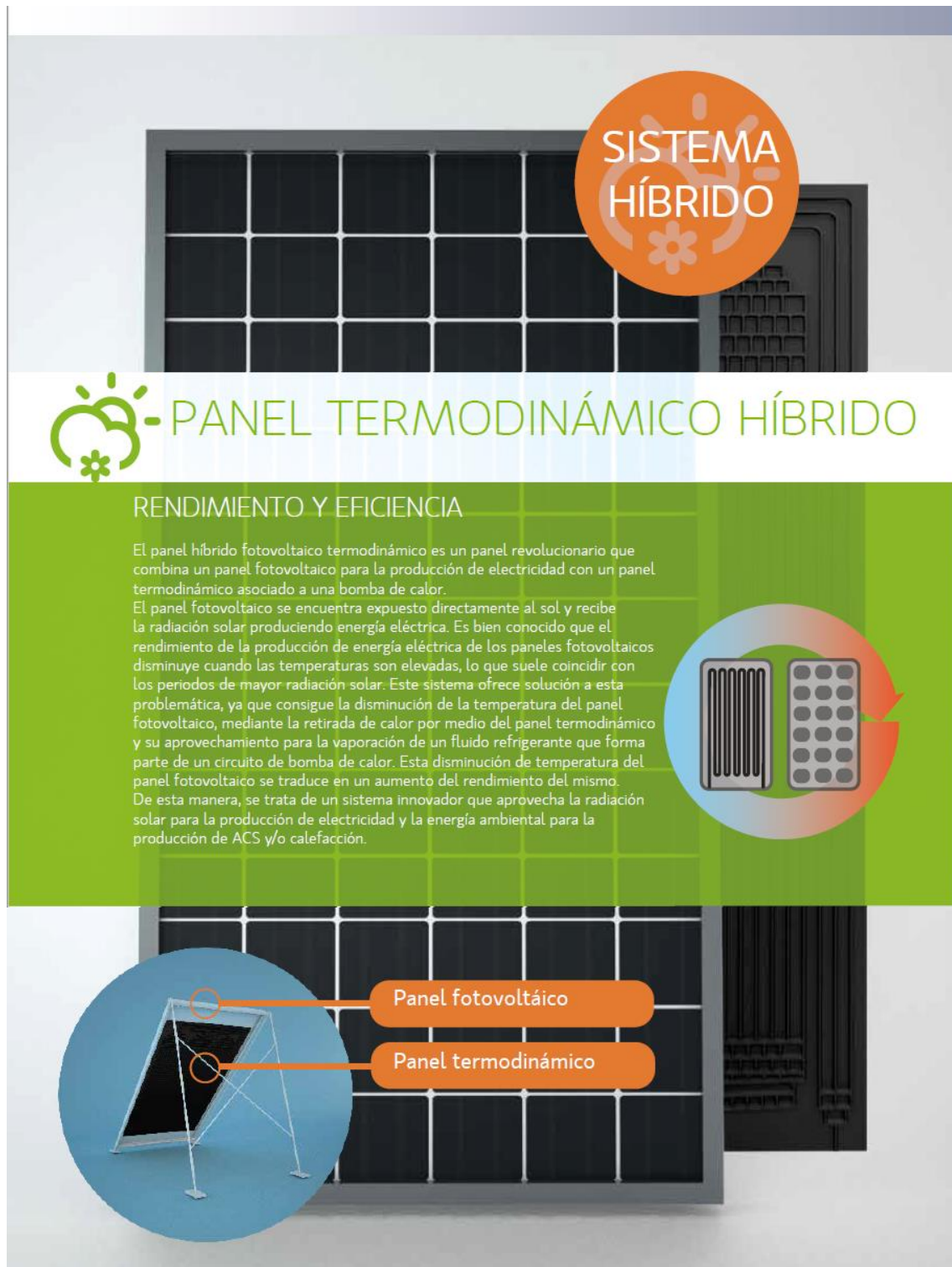
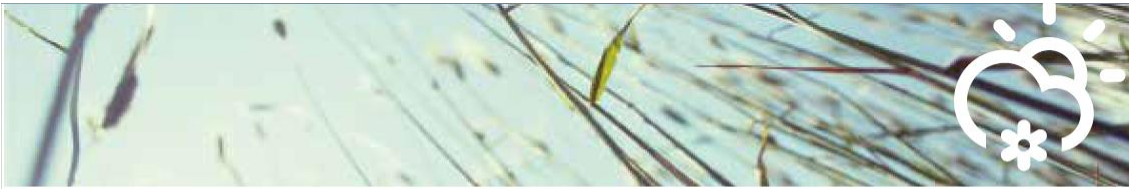


Figura A.1: Descripción del panel híbrido del catálogo Energy Panel (a) [22].



## Sistema Fotovoltaico-Termodinámico

### ¿Cómo funciona?

Sistemas innovadores que incluyen el Panel Híbrido junto con el sistema de bomba de calor. El panel solar fotovoltaico produce electricidad que se puede verter a red o acumular en baterías. El panel termodinámico aprovecha la energía calorífica del fotovoltaico y la energía ambiental permitiendo cubrir la demanda de ACS incluso sin radiación solar. Con la electricidad producida se puede alimentar el sistema termodinámico directamente y conseguir un rendimiento máximo.



PANEL TERMODINÁMICO HÍBRIDO

Esta tecnología está disponible para los equipos Theriboil (serie E y serie E+I), Green e-Pack y GTC.

- Número de paneles adaptable según la potencia necesaria en la instalación
- Inverter incluido
- Se incluyen baterías en caso de instalación aislada
- Adecuado para instalaciones de micro generación.

## Retro-Fitting

### Kit termodinámico para instalaciones Fotovoltaicas



Este kit hace posible la incorporación de la tecnología termodinámica en paneles solares fotovoltaicos ya instalados. Se consigue aumentar el rendimiento de la instalación fotovoltaica y además un aporte de agua caliente para las necesidades del local o vivienda.

En ausencia de radiación solar, el sistema termodinámico sigue aportando agua caliente debido a la captación de la energía ambiental.

Se suministra el panel solar termodinámico con circuito especial adaptable a la traseira de la mayoría de modelos de paneles fotovoltaicos del mercado así como los anclajes para la correcta adaptación de ambos paneles. El kit puede incluir el Theriboil si se necesita acumulación o Green e-Pack en caso de disponer de un depósito ya instalado.

Figura A.2: Descripción del panel híbrido del catálogo Energy Panel (b) [22].

Una gama de 8 modelos disponibles para satisfacer un gran rango de demanda de ACS, que se identifican por el número de paneles que llevan asociados. Además se pueden combinar varios equipos para conseguir una mayor potencia.



Gas Ecológico R407C

HASTA 55°C

### ¿Por qué elegir equipos solares termodinámicos?

Alto rendimiento con un bajo consumo. La ganancia solar de los paneles solares termodinámicos proporciona un ahorro significativo en el calentamiento de grandes volúmenes de las instalaciones de calefacción y ACS.

Amplia gama de modelos. Diseñados para adaptarse a la demanda del usuario específico.

Diseño personalizado. Ideal para grandes proyectos. Puede combinar múltiples equipos para obtener la potencia de calefacción necesaria.

ACS GRANDES VOLUMENES / CALEFACCIÓN

Modelo		GTC 04	GTC 06	GTC 08	GTC 12
Potencia Térmica	kW	6,78	8,6	13	15,8
Potencia absorbida por el compresor	kW	1,71	2,21	3,4	4
COP		3,95	3,88	3,82	3,95
Intensidad absorbida	A	7,8	9,1	16,1	19,4
Alimentación eléctrica	V/ph/Hz	230/1/50	230/1/50	230/1/50	230/1/50
Caudal mínimo de agua en el condensador	l/s	0,32	0,41	0,63	0,75
Tipo de compresor		Scroll	Scroll	Scroll	Scroll
Nº paneles	ud	4	6	8	12
Dimensiones equipo	mm	880x585x545	880x585x545	880x585x545	880x585x545
Superficie de captación	m <sup>2</sup>	10,88	16,32	21,76	32,64
		<b>GTC 16</b>	<b>GTC 24</b>	<b>GTC 32</b>	<b>GTC 40</b>
Potencia Térmica	kW	23,4	32,3	46,5	57,2
Potencia absorbida por el compresor	kW	5,8	8,1	11,7	13,6
COP		4,03	3,98	3,97	4,2
Intensidad absorbida	A	9,93	13,2	18,9	23,86
Alimentación eléctrica	V/ph/Hz	400/3/50	400/3/50	400/3/50	400/3/50
Caudal mínimo de agua en el condensador	l/s	1,18	1,54	2,2	2,6
Tipo de compresor		Scroll	Scroll	Scroll	Scroll
Nº paneles	ud	16	24	32	40
Dimensiones equipo	mm	920x745x505	920x745x505	920x745x505	1050x1045x600
Superficie de captación	m <sup>2</sup>	43,52	65,28	87,04	108,8

Figura A.3: Modelos de bomba de calor disponible de la gama GTC [22].



## Anexo B: Datos explorador solar

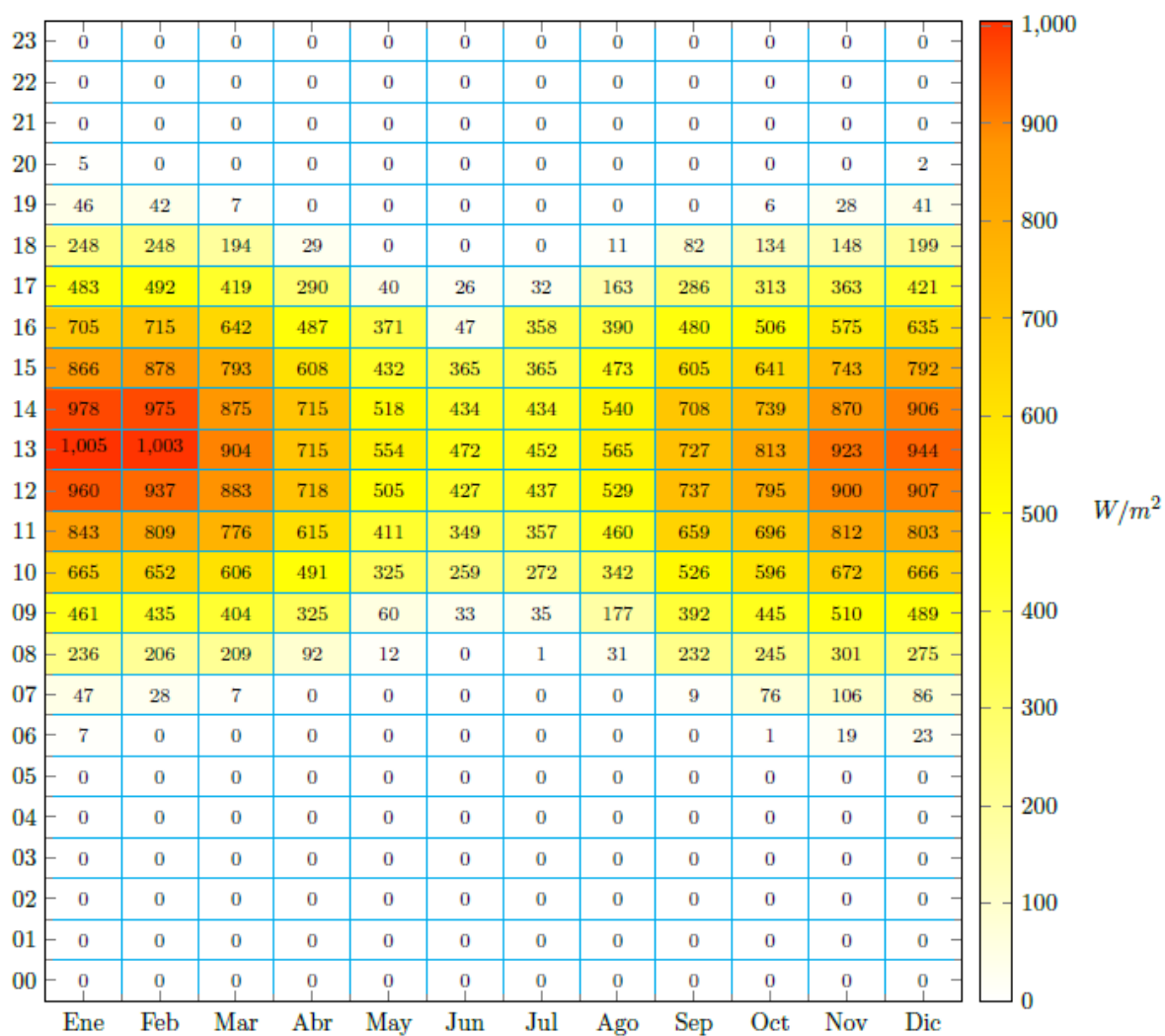


Figura A.4: Promedio de la radiación global incidente en un plano inclinado para cada mes y hora del caso de estudio N°1.

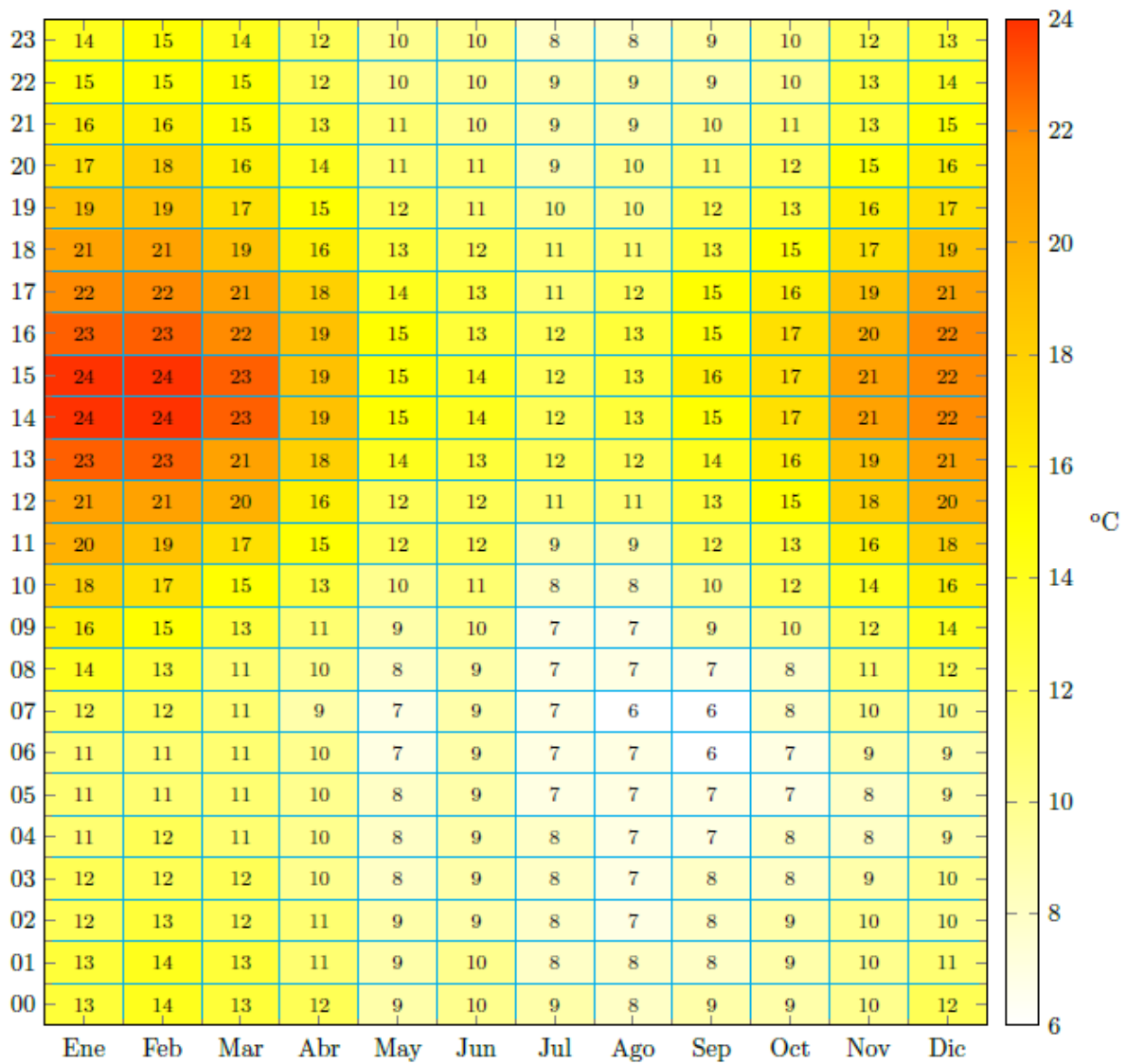


Figura A.5: Promedio de la temperatura para cada mes y hora del caso de estudio N°1.

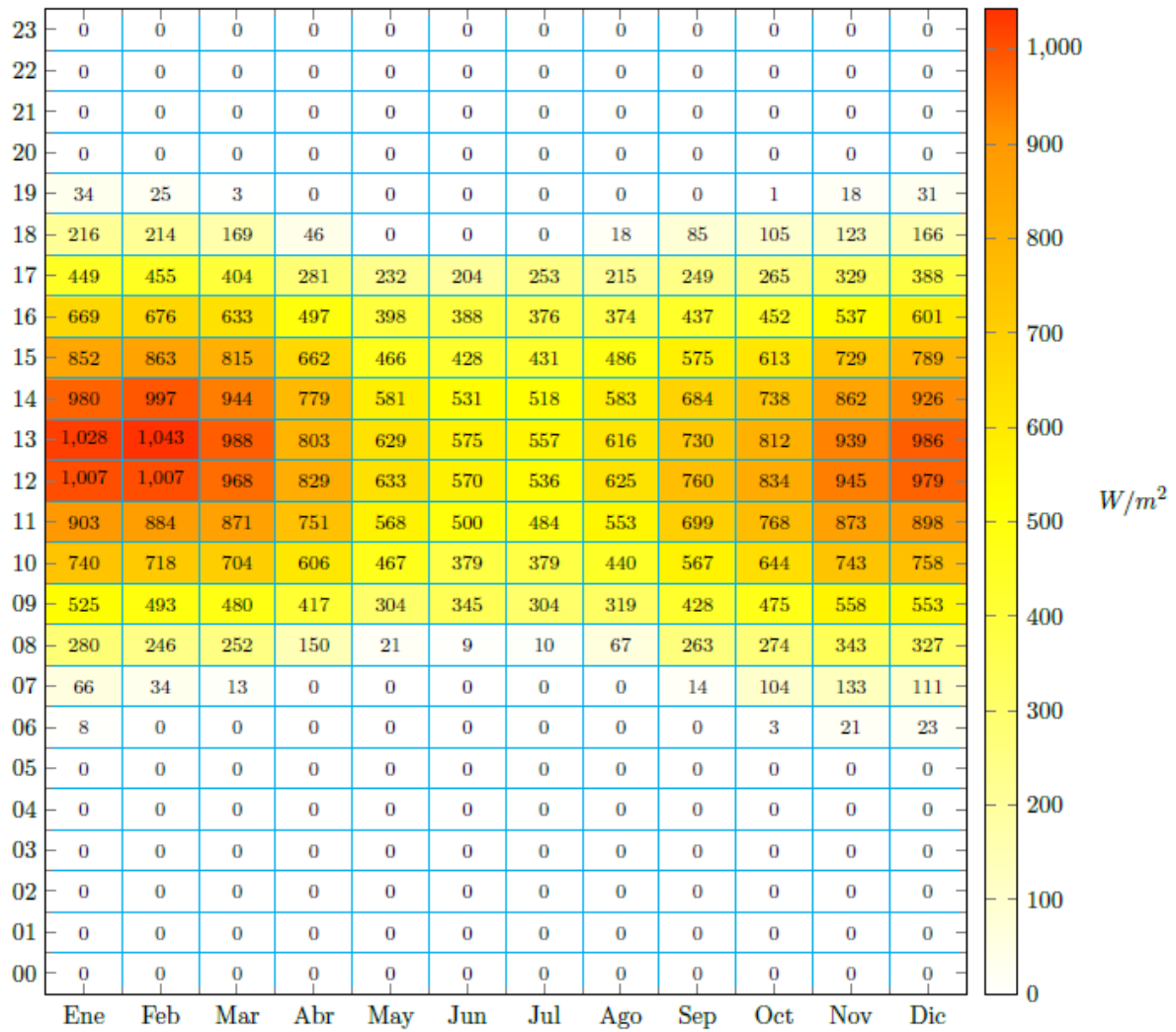


Figura A.6: Promedio de la radiación global incidente en un plano inclinado para cada mes y hora del caso de estudio N°2.



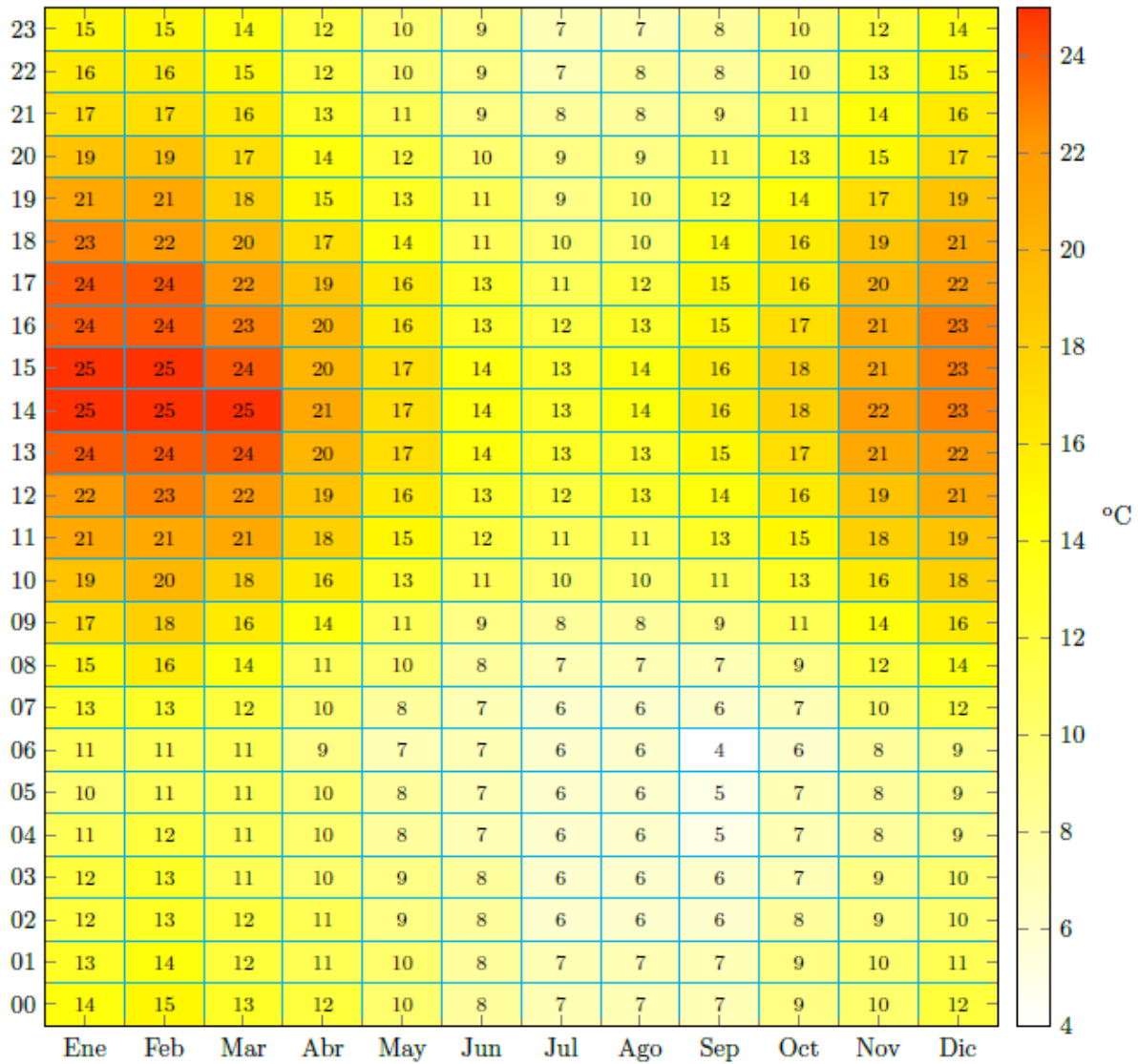


Figura A.7: Promedio de la temperatura para cada mes y hora del caso de estudio N°2.

## Anexo C: Criterio de consumo de ACS

Tabla A.1: Consumo unitario diario medio de ACS [33].

Criterio de demanda	Consumo a 45°C [l/per]	Consumo a 50°C [l/per]	Consumo a 55°C [l/per]	Consumo a 60°C [l/per]
Temperatura de referencia	45	50	55	60
Vivienda	40	35	31	28
Hospitales y clínicas	80	70	62	56
Ambulatorio y centro de salud	60	52	46	42
Hotel *****	100	87	77	69
Hotel *****	80	70	62	56
Hotel ***	60	52	46	42
Hotel/Hostal **	50	44	39	35
Camping	30	26	23	21
Hostal/Pensión*	40	35	31	28
Residencia (ancianos, estudiantes, etc.)	60	52	46	42
Centro penitenciario	40	35	31	28
Albergue	35	31	27	24
Vestuarios/Duchas colectivas	30	26	23	21
Escuela sin duchas	6	5	5	4
Escuela con duchas	30	26	23	21
Cuarteles	40	35	31	28
Fábrica y talleres	30	26	23	21
Oficinas	3	3	2	2
Gimnasios	30	26	23	21
Restaurantes	12	10	9	8
Cafeterías	2	2	2	1

## Anexo D: Metodología panel fotovoltaico

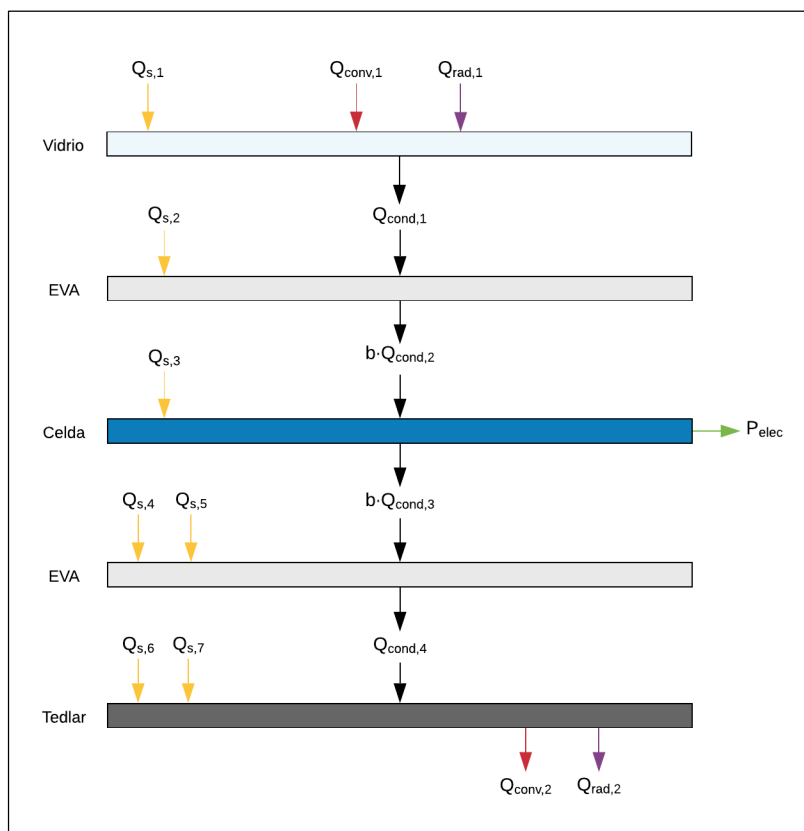


Figura A.8: Balance de energía en panel fotovoltaico.

```

"----- Ecuacion 1 -----"
a_v*R=h_fga*(t_v-t_a)+divi_v*(t_v-t_fe)+sb*emi*(((t_v)^4)-((t_a)^4))

"----- Ecuacion 2 -----"
a_e*tau_v*R+divi_v*(t_v-t_fe)=b*divi_e*(t_fe-t_c)

"----- Ecuacion 3 -----"
a_c*tau_v*tau_e*R+b*divi_e*(t_fe-t_c)=n*0,81*R+b*divi_c*(t_c-t_be)

"----- Ecuacion 4 -----"
b*a_e*tau_v*tau_c*tau_e*R+(1-b)*a_e*tau_v*tau_e*R+b*divi_c*(t_c-t_be)=divi_e*(t_be-t_bp)

"----- Ecuacion 5 -----"
b*a_bp*tau_v*tau_e*tau_c*tau_e*R+(1-b)*a_bp*tau_v*tau_e*tau_e*R+divi_e*(t_be-t_bp)=h_b*(t_bp-t_a)+sb*emi*(((t_bp)^4)-((t_a)^4))
    
```

Figura A.9: Ecuaciones del balance de energía utilizadas en EES.

Tabla A.2: Temperatura de celda fotovoltaica según metodología utilizada (base Mattei).

Mes	$R_{\text{promedio}}$ [W/m <sup>2</sup> ]	$T_a$ [°C]	$T_c$ Balance [°C]	$T_c$ Mattei [°C]	Diferencia
Enero	774	21	46	44	4,8%
Febrero	709	25	46	46	0,1%
Marzo	655	23	42	42	0,2%
Abril	528	20	36	36	0,3%
Mayo	389	17	28	28	0,4%
Junio	351	15	25	25	0,4%
Julio	354	13	23	23	0,5%
Agosto	405	13	25	25	0,5%
Septiembre	513	16	31	31	0,4%
Octubre	596	18	36	36	0,3%
Noviembre	674	22	42	41	0,2%
Diciembre	707	23	44	44	0,1%

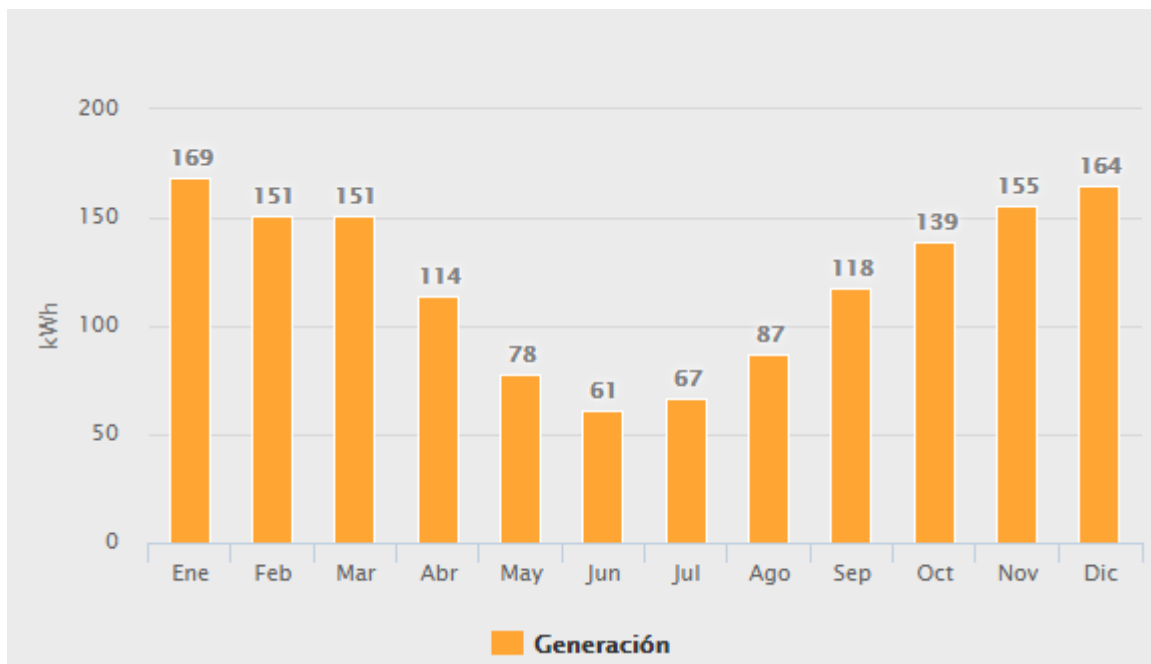


Figura A.10: Generación eléctrica anual de 4 módulos fotovoltaicos obtenida con el explorador solar.

Tabla A.3: Generación eléctrica obtenida con explorador solar y con metodología de cálculo.

Mes	Generación con explorador solar [kWh]	Generación con metodología [kWh]	Diferencia
Enero	169	165	2%
Febrero	151	146	3%
Marzo	151	149	1%
Abril	114	113	1%
Mayo	78	74	6%
Junio	61	56	8%
Julio	67	67	0%
Agosto	87	89	-2%
Septiembre	118	123	-4%
Octubre	139	141	-1%
Noviembre	155	151	2%
Diciembre	164	160	3%
<b>Total</b>	<b>1.453</b>	<b>1.433</b>	<b>1%</b>

## Anexo E: Código y procedimiento de cálculo

```
{1. Bloque de requerimiento energetico} {2. Energia disponible}

N_paneles=50
V_w=1
A_panel=1,6
A_total=N_paneles*A_panel
x[3]=0
x[1]=1
T[3]=65
T[1]=t_r
{4. Calculo de Q term disponible}
{MODELO DE ABSORCIÓN DE CALOR PARA DETERMINAR Q_DISP}
"----- Coeficientes de los componentes del sistema -----"
"----- Coeficientes de los componentes del sistema -----"
"Coeficientes de absorcion (a) "
a_v=0,02 "Vidrio delantero"
a_e=0,03 "EVA"
a_c=0,9 "Celda soldar"
a_bp=0,5 "Back plane"
a_pst= 0,9 "PST"
"Coeficientes de transmisividad (tau)"
tau_v=0,9 "Vidrio delantero"
tau_e=0,9 "EVA"
tau_c=0,09 "Celda soldar"
tau_bp=0,01 "Back plane"
"tau_p=PST"
"Coeficientes de conductividad termica (k)"
k_v=0,7 "Vidrio delantero"
k_e=0,35 "EVA"
k_c=145 "Celda soldar"
k_bp=144 "Back plane"
"k_p= PST"
"Espesor (es)"
es_v=0,005 "Vidrio delantero" "5mm"
es_e=0,0005 "EVA" "0,5mm"
es_c=0,0002 "Celda soldar" "0,2mm"
es_bp=0,005 "Back plane" "0,5mm"
"es_p=PST"
"divi"
```

Figura A.11: Ecuaciones utilizadas en EES para sistema PST-PV (a).

```

"divi"
divi_v=k_v/es_v
divi_e=k_e/es_e
divi_c=k_c/es_c
divi_bp=k_bp/es_bp
"----- Coeficientes del sistema -----"
"----- Coeficientes del sistema -----"
h_fga=11,4
b=0,85
efi=0,15
h_b=11,4
"h_ebulli=600"
factor=1
"----- Ecuaciones -----"
"----- Ecuaciones -----"
"Variables"
"t_v"
"t_fe"
"t_c"
"t_be"
"t_bp"
"t_pst"

n=efi*(1-0,0045*(t_c-25))

"----- Ecuacion 1 -----" "balance vidrio"
a_v*R=h_fga*(t_v-t_a)+divi_v*(t_v-t_fe)+0,1*(5,67*10^(-8))*((t_v)^4)-(t_a)^4))

"----- Ecuacion 2 -----" "balance EVA"
a_e*tau_v*R+divi_v*(t_v-t_fe)=b*divi_e*(t_fe-t_c)

"----- Ecuacion 3 -----" "balance celda fotovoltaica"
a_c*tau_v*tau_e*R+b*divi_e*(t_fe-t_c)=n*a_c*tau_e*tau_v*R+b*divi_c*(t_c-t_be)

"----- Ecuacion 4 -----" "balance EVA"
b*a_e*tau_v*tau_c*tau_e*R+(1-b)*a_e*tau_v*tau_e*R+b*divi_c*(t_c-t_be)=divi_e*(t_be-t_bp)

```

Figura A.12: Ecuaciones utilizadas en EES para sistema PST-PV (b).

```

"----- Ecuacion 5 -----" "balance Tedlar"
b*a_bp*tau_v*tau_e*tau_c*tau_e*R+(1-b)*a_bp*tau_v*tau_e*tau_e*R+divi_e*(t_be-t_bp)=factor*divi_bp*(t_bp-t_pst)

"----- Ecuacion 6 -----" "balance PST"
b*a_pst*tau_bp*tau_v*tau_e*tau_c*tau_e*R+(1-b)*a_bp*tau_bp*tau_v*tau_e*tau_e*R+factor*divi_bp*(t_bp-t_pst)=Q_disp

"Igualdad temperatura pst y ev"
t_pst=t_r
{5. Calculo de estados termodinamicos y calores de bomba de calor}

"Estado 1"
h[1]=Enthalpy(R134a;T=T[1];x=x[1])
s[1]=Entropy(R134a;T=T[1];x=x[1])
P[1]=Pressure(R134a;T=T[1];x=x[1])

"Estado 3"
h[3]=Enthalpy(R134a;T=T[3];x=x[3])
P[3]=Pressure(R134a;T=T[3];x=x[3])

"Estado 2"
s[2]=s[1]
P[2]=P[3]
h[2]=Enthalpy(R134a;s=s[2];P=P[2])

"Estado 4"
h[4]=h[3]
P[4]=P[1]

{6. calculos de potencias}

Q_ev=Q_disp*A_total/1000
m=(Q_ev)/(h[1]-h[4])
Q_cd=m*(h[2]-h[3])
H=E/Q_cd
COP=(h[2]-h[3])/(h[2]-h[1])
Potencia=n*a_c*tau_e*tau_v*R

```

Figura A.13: Ecuaciones utilizadas en EES para sistema PST-PV (c).

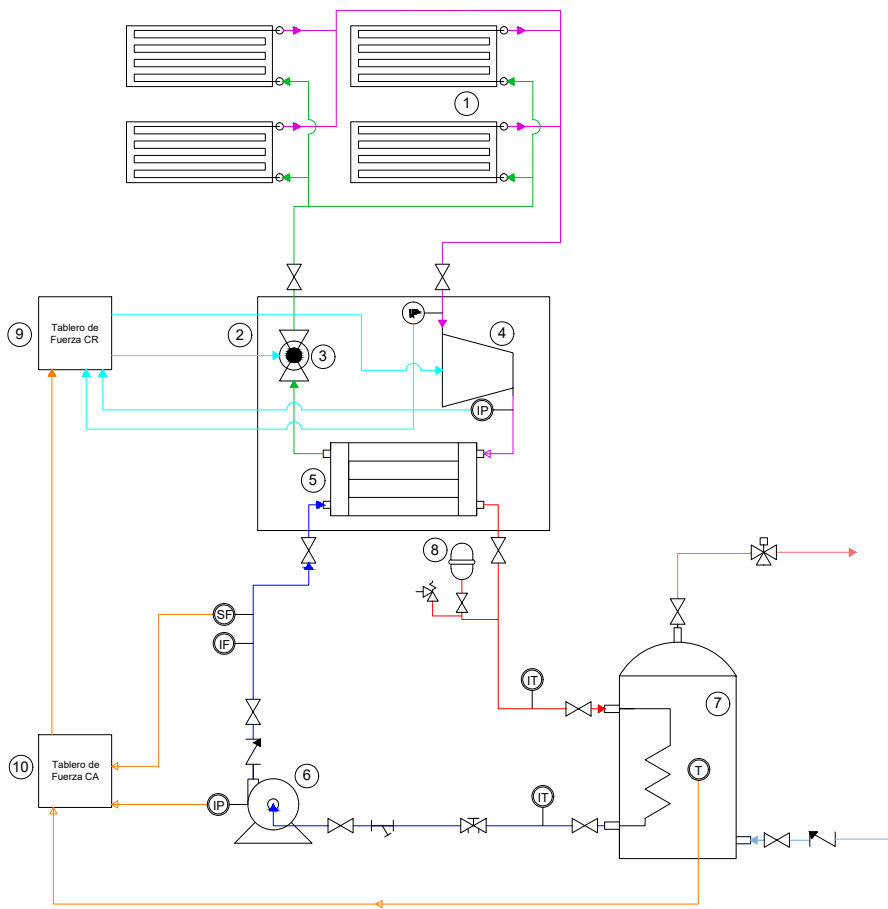


## **Anexo F: Planos P&ID y Lay-out**

- Caso de estudio N°1
  - Configuración N°1 - P&ID.
  - Configuración N°1 - Lay-out.
  - Configuración N°2 - P&ID.
  - Configuración N°2 - Lay-out.
  - Configuración N°3 - P&ID.
  - Configuración N°3 - Lay-out.
- Caso de estudio N°2
  - Configuración N°1 - P&ID.
  - Configuración N°1 - Lay-out.
  - Configuración N°2 - P&ID.
  - Configuración N°2 - Lay-out.
  - Configuración N°3 - P&ID.
  - Configuración N°3 - Lay-out.

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Item	Equipo
1	Paneles solares termodinámicos
2	Bloque Termodinámico
3	Válvula de Expansión Termostática
4	Compresor
5	Condensador
6	Bomba de Circulación
7	Tanque Acumulador de ACS
8	Estanque de Expansión
9	Tablero de Fuerza Bloque Termodinámico
10	Tablero de Fuerza Ciclo de Agua

	Válvula de Expansión
	Válvula de Seguridad
	Válvula de Anti-retorno
	Válvula Y
	Válvula de equilibrado hidráulico
	Válvula mezcladora termostática

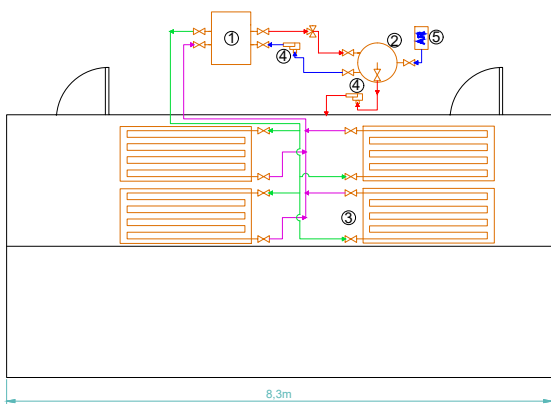
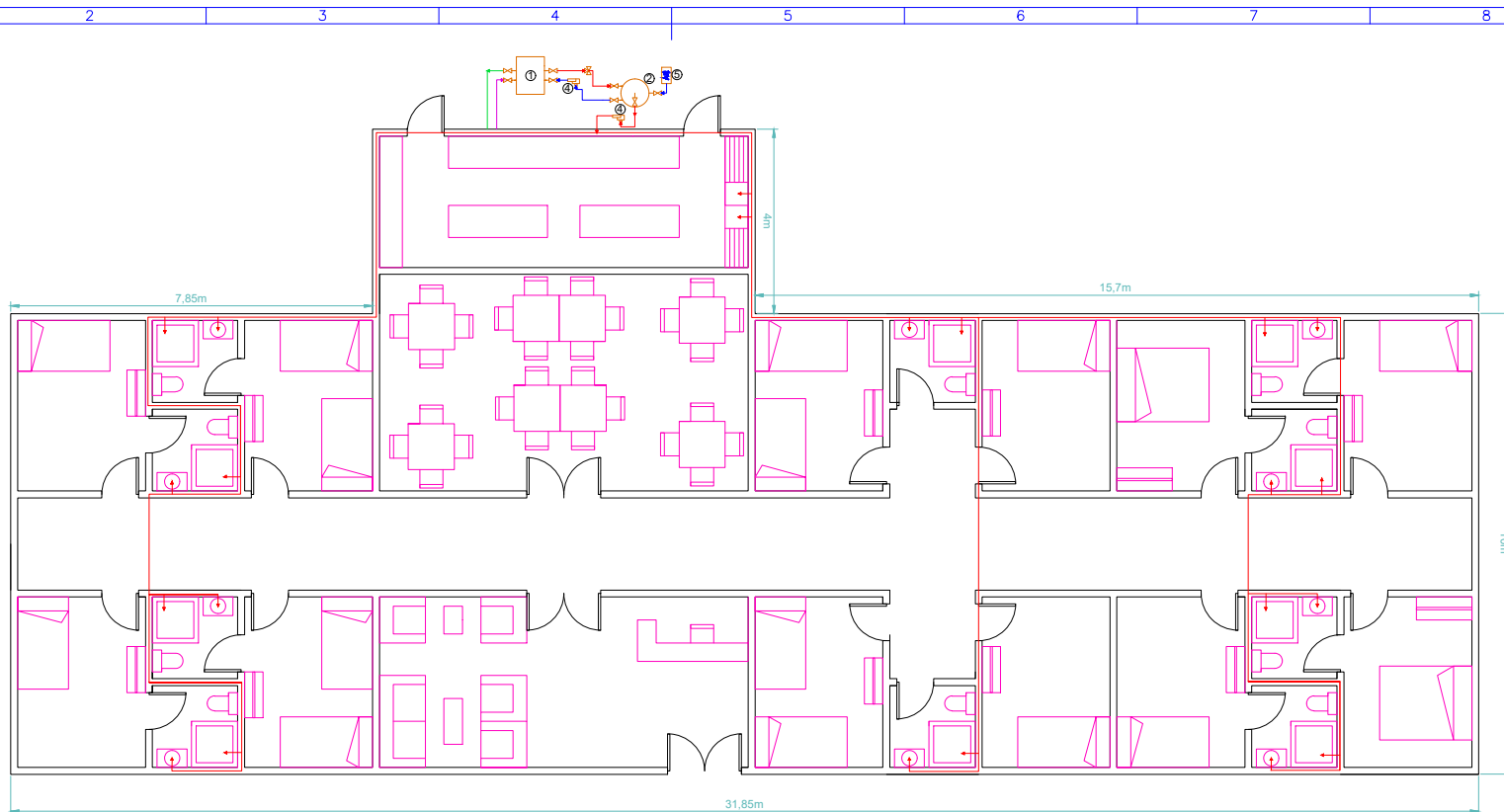
Línea	Atributo
	Refrigerante Caliente
	Refrigerante Frío
	Agua Caliente
	Agua Fría
	Agua Caliente Sanitaria
	Agua Fría de red
	Control ciclo de agua
	Control de Bloque Termodinámico

Símbolo	Instrumento
F	Caudalímetro
T	Termostato
SF	Switch Flow / Interruptor de Flujo
IT	Indicador de Temperatura
IP	Indicador de Presión

PROYECTO:				ACS a nivel comercial		
DESCRIPCIÓN:				P&ID caso de estudio N°1 - Configuración N°1		
PROYECTO	NOMBRE	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY:	LAMINA:
DIBUJO	INDICADAS		23/11/2020		ACS-C-P&ID	1
REVISO			23/11/2020		PLANO N°	REV. 0
APROBO			23/11/2020	FORMATO: A2	ACS-C-P&ID-1	

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



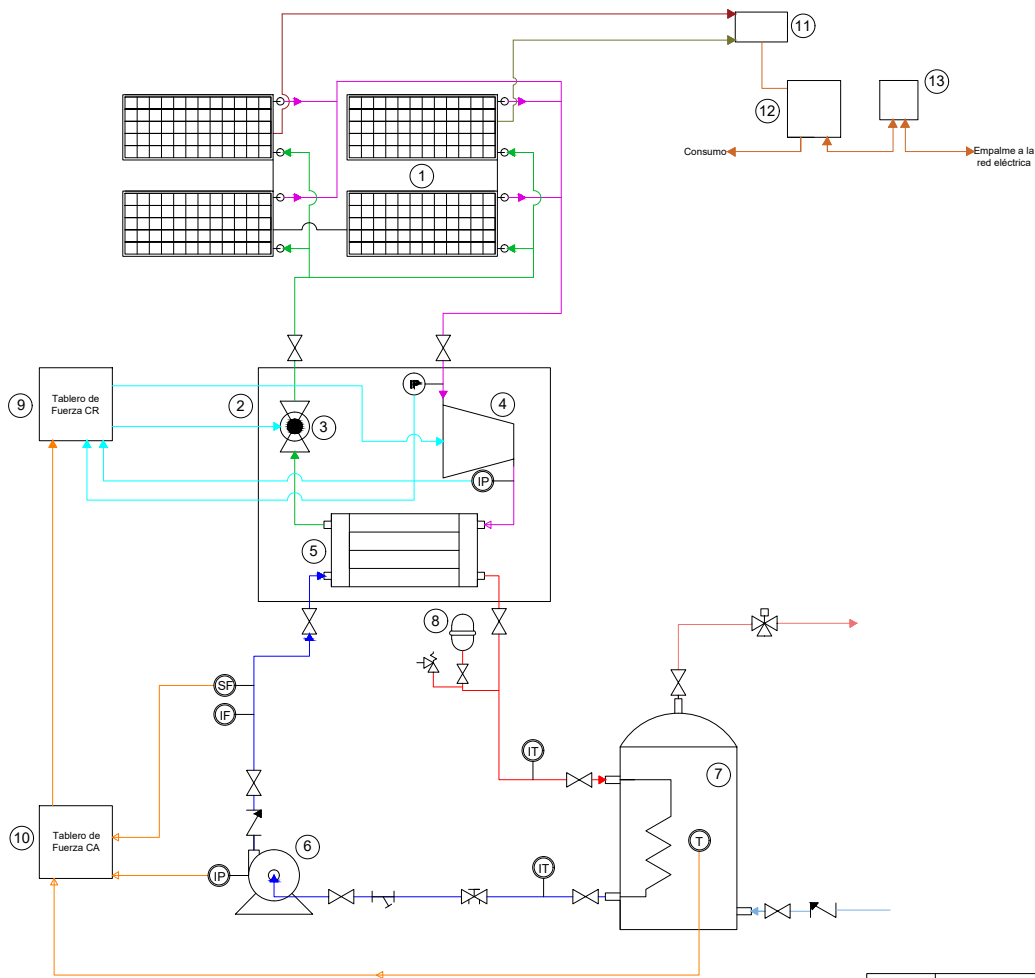
Línea	Atributo
	Refrigerante caliente
	Refrigerante frío
	Agua caliente
	Agua fría

Equipo	Descripción
1	Bomba de Calor
2	Tanque Acumulador de ACS
3	Paneles Solares Termodinámicos
4	Bomba hidráulica
5	Conexión al agua de red

				PROYECTO: ACS a nivel comercial	
				DESCRIPCION: Layout caso estudio N°1 - Configuración N°1	
				ESCALA: INDICADAS	
PROYECTO	LN / IM	FIRMA	FECHA	CÓDIGO PROY:	ACS-C-LO
DIBUJO	IM		23/11/2020	PLANO N°	
REVISO	LN		23/11/2020	ACS-C-LO-1	
APROBO	LN		23/11/2020	FORMATO: A2	
				LAMINA:	1
				REV.	

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Item	Equipo
1	Paneles híbridos PST-PV
2	Bloque Termodinámico
3	Válvula de Expansión Termostática
4	Compresor
5	Condensador
6	Bomba de Circulación
7	Tanque Acumulador de ACS
8	Estanque de Expansión
9	Tablero de Fuerza Bloque Termodinámico
10	Tablero de Fuerza Ciclo de Agua
11	Inversor
12	Tablero principal
13	Medidor bidireccional

	Válvula de Expansión
	Válvula de Seguridad
	Válvula de Anti-retorno
	Válvula Y
	Válvula de equilibrado hidráulico
	Válvula mezcladora termostática

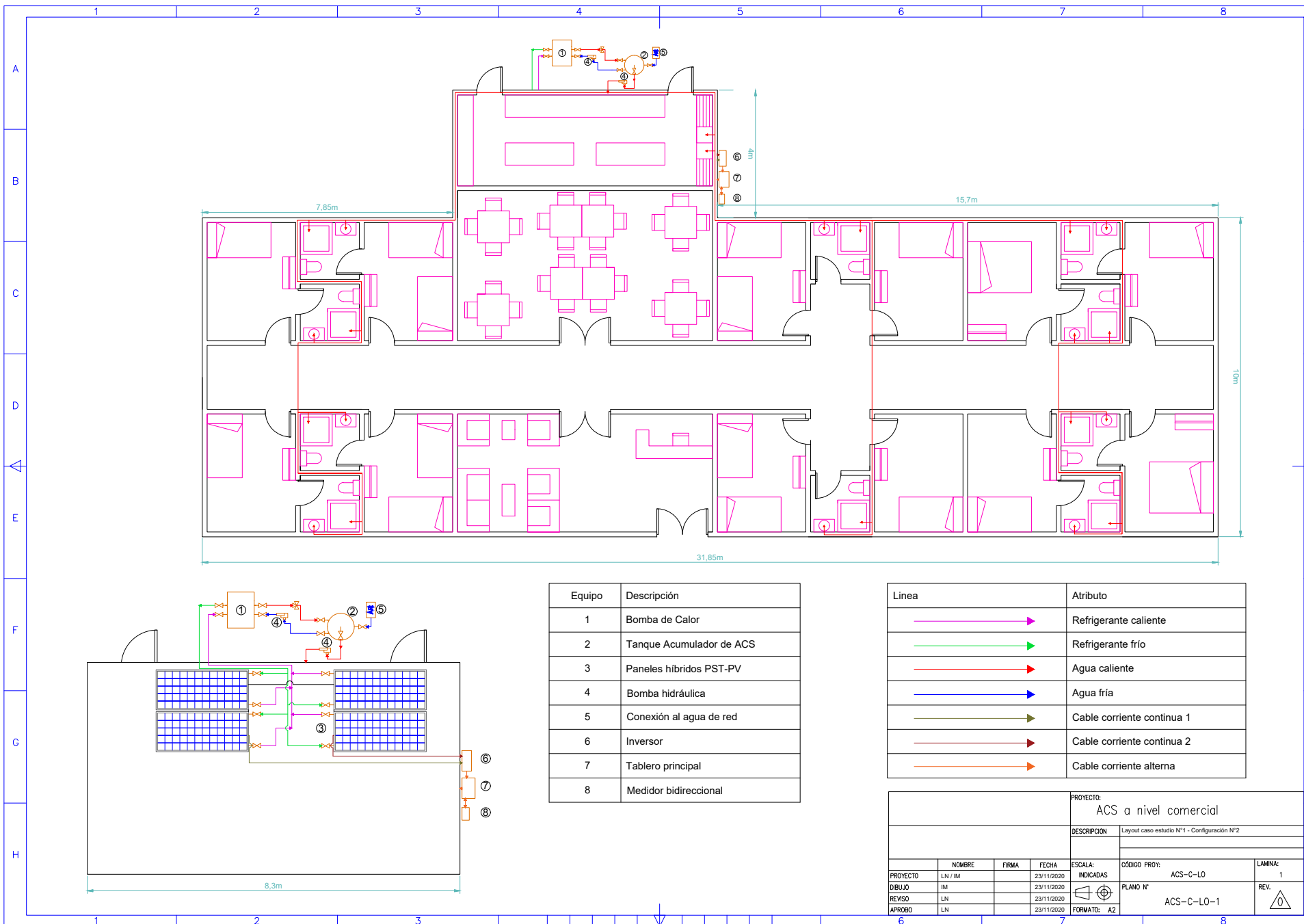
Línea	Atributo
	Refrigerante Caliente
	Refrigerante Frio
	Agua Caliente
	Agua Fria
	Agua Caliente Sanitaria
	Agua Fria de red
	Control ciclo de agua
	Control de Bloque Termodinámico
	Cable corriente continua 1
	Cable corriente continua 2
	Cable corriente alterna

Símbolo	Instrumento
F	Caudalímetro
T	Termostato
SF	Switch Flow / Interruptor de Flujo
IT	Indicador de Temperatura
IP	Indicador de Presión

PROYECTO:				DESCRIPCIÓN:	
ACS a nivel comercial				P&ID caso de estudio N°1 - Configuración N°2	
ESCALA:				CÓDIGO PROY:	
INDICADAS				ACS-C-P&ID	
FORMATO: A2				PLANO N°	
				ACS-C-P&ID-1	
PROYECTO				Lamina:	
DIBUJO				1	
REVISO				REV. 0	
APROBO					

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



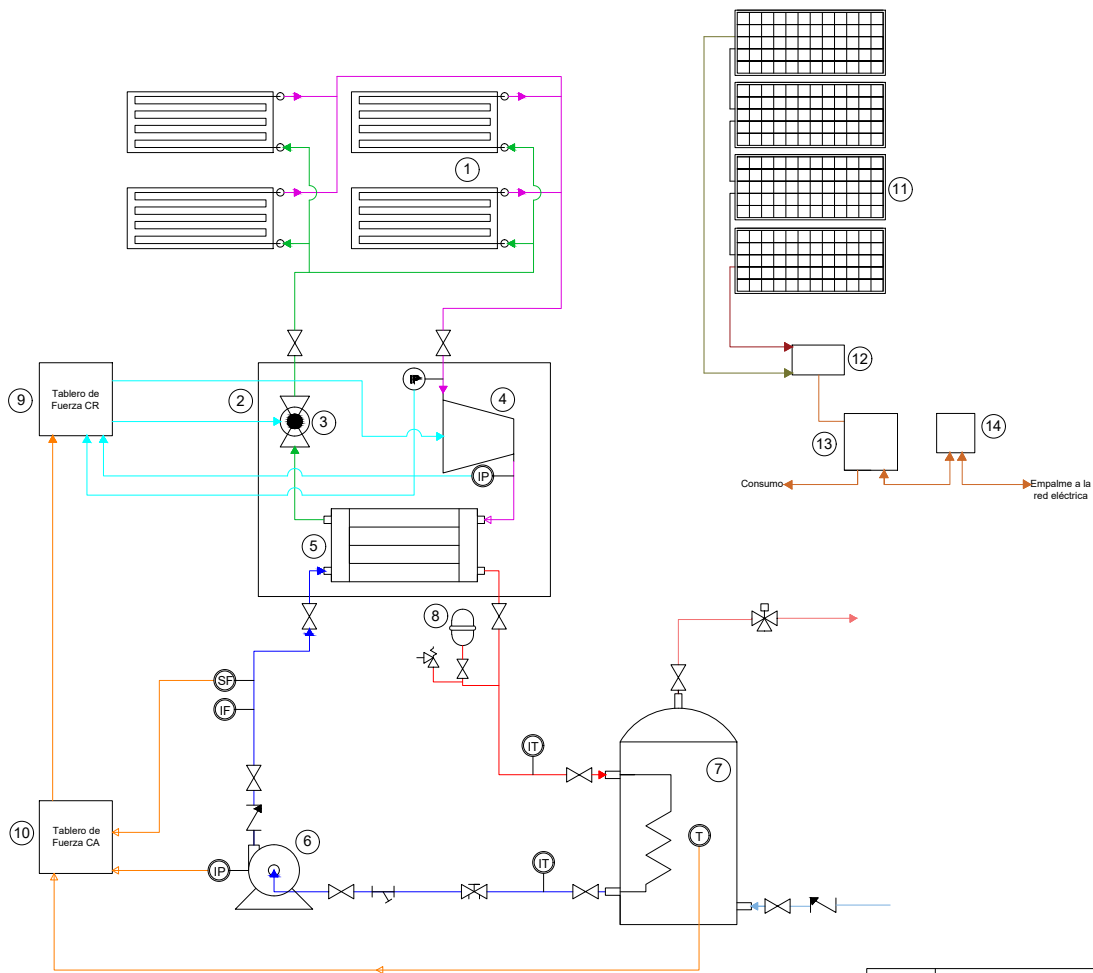
Equipo	Descripción
1	Bomba de Calor
2	Tanque Acumulador de ACS
3	Paneles híbridos PST-PV
4	Bomba hidráulica
5	Conexión al agua de red
6	Inversor
7	Tablero principal
8	Medidor bidireccional

Línea	Atributo
	Refrigerante caliente
	Refrigerante frío
	Agua caliente
	Agua fría
	Cable corriente continua 1
	Cable corriente continua 2
	Cable corriente alterna

PROYECTO:				ACS a nivel comercial		
DESCRIPCIÓN:				Layout caso estudio N°1 - Configuración N°2		
PROYECTO	NOMBRE	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY:	LAMINA:
DIBUJO	LN / IM		23/11/2020	INDICADAS	ACS-C-LO	1
REVISO	LN		23/11/2020	PLANO N°		REV.
APROBO	LN		23/11/2020	FORMATO: A2	ACS-C-LO-1	

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Item	Equipo
1	Paneles solares termodinámicos
2	Bloque Termodinámico
3	Válvula de Expansión Termostática
4	Compresor
5	Condensador
6	Bomba de Circulación
7	Tanque Acumulador de ACS
8	Estanque de Expansión
9	Tablero de Fuerza Bloque Termodinámico
10	Tablero de Fuerza Ciclo de Agua
11	Paneles Fotovoltaicos
12	Inversor
13	Tablero principal
14	Medidor bidireccional

	Válvula de Expansión
	Válvula de Seguridad
	Válvula de Anti-retorno
	Válvula Y
	Válvula de equilibrado hidráulico
	Válvula mezcladora termostática

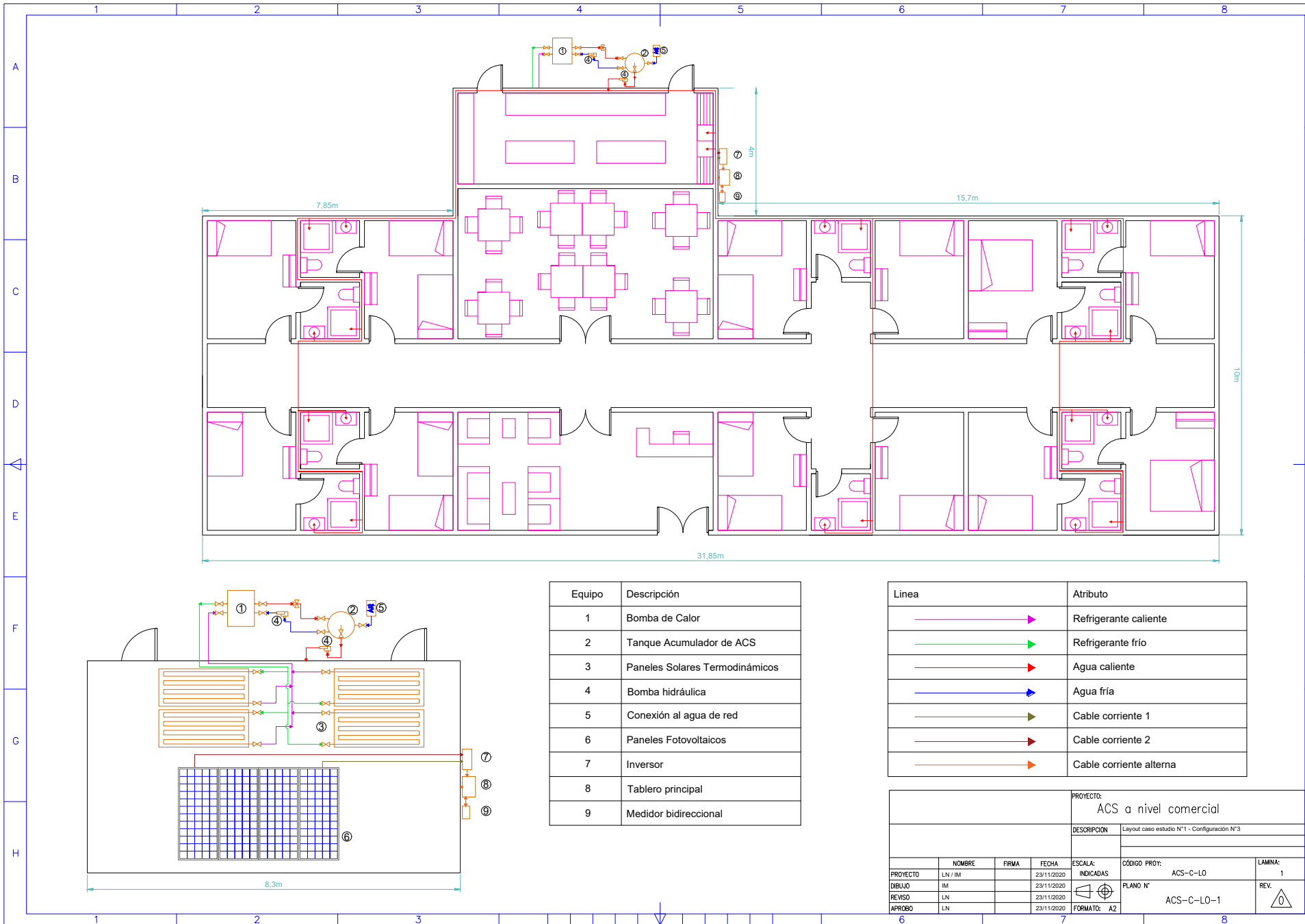
Línea	Atributo
	Refrigerante Caliente
	Refrigerante Frio
	Agua Caliente
	Agua Fria
	Agua Caliente Sanitaria
	Agua Fria de red
	Control ciclo de agua
	Control de Bloque Termodinámico
	Cable corriente 1
	Cable corriente 2
	Cable corriente alterna

Símbolo	Instrumento
F	Caudalímetro
T	Termostato
SF	Switch Flow / Interruptor de Flujo
IT	Indicador de Temperatura
IP	Indicador de Presión

PROYECTO:				ACS a nivel comercial		
DESCRIPCION				P&ID caso de estudio N°1 - Configuración N°3		
PROYECTO	LN / IM	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY:	LAMINA:
DIBUJO	IM		23/11/2020	INDICADAS	ACS-C-P&ID	1
REVISO	LN		23/11/2020		PLANO N°	REV. 0
APROBO	LN		23/11/2020	FORMATO: A2	ACS-C-P&ID-1	

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Equipo	Descripción
1	Bomba de Calor
2	Tanque Acumulador de ACS
3	Paneles Solares Termodinámicos
4	Bomba hidráulica
5	Conexión al agua de red
6	Paneles Fotovoltaicos
7	Inversor
8	Tablero principal
9	Medidor bidireccional

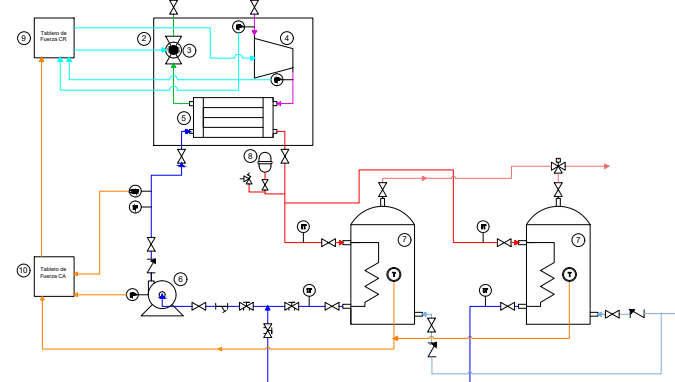
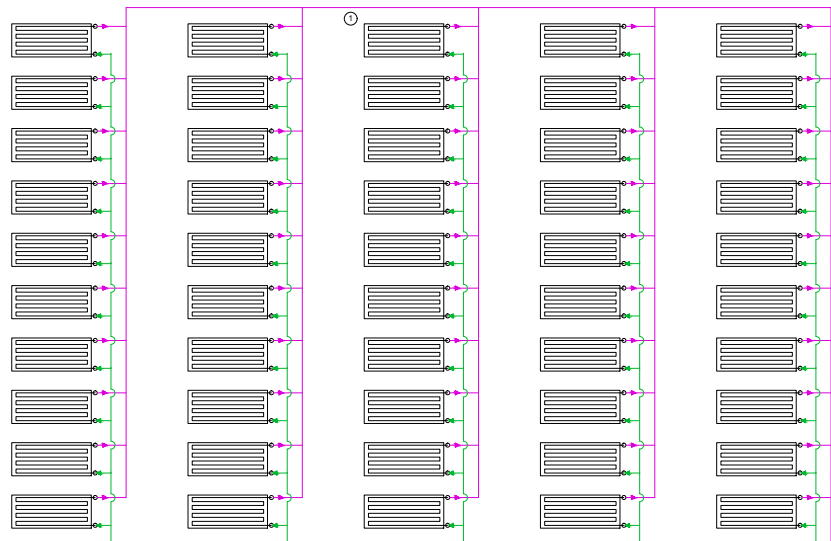
Línea	Atributo
	Refrigerante caliente
	Refrigerante frío
	Agua caliente
	Agua fría
	Cable corriente 1
	Cable corriente 2
	Cable corriente alterna

PROYECTO:				ACS a nivel comercial	
DESCRIPCIÓN:				Layout caso estudio N°1 - Configuración N°3	
PROYECTO	NOMBRE	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY:
DIBUJO	LN / IM		23/11/2020	INDICADAS	ACS-C-LO
REVISO	LN		23/11/2020	PLANO N°	
APROBO	LN		23/11/2020	FORMATO: A2	ACS-C-LO-1
				LAMINA:	1
				REV.	0

# CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Ítem	Equipo
1	Paneles solares termodinámicos
2	Bloque Termodinámico
3	Válvula de Expansión Termostática
4	Compresor
5	Condensador
6	Bomba de Circulación
7	Tanque Acumulador de ACS
8	Estanque de Expansión
9	Tablero de Fuerza Bloque Termodinámico
10	Tablero de Fuerza Ciclo de Agua

	Válvula de Expansión
	Válvula de Seguridad
	Válvula de Anti-retorno
	Válvula Y
	Válvula de equilibrado hidráulico
	Válvula mezcladora termostática

Línea	Atributo
	Refrigerante Caliente
	Refrigerante Frio
	Agua Caliente
	Agua Fria
	Agua Caliente Sanitaria
	Agua Fria de red
	Control ciclo de agua
	Control de Bloque Termodinámico

Símbolo	Instrumento
F	Caudalímetro
T	Termostato
SF	Switch Flow / Interruptor de Flujo
IT	Indicador de Temperatura
IP	Indicador de Presión

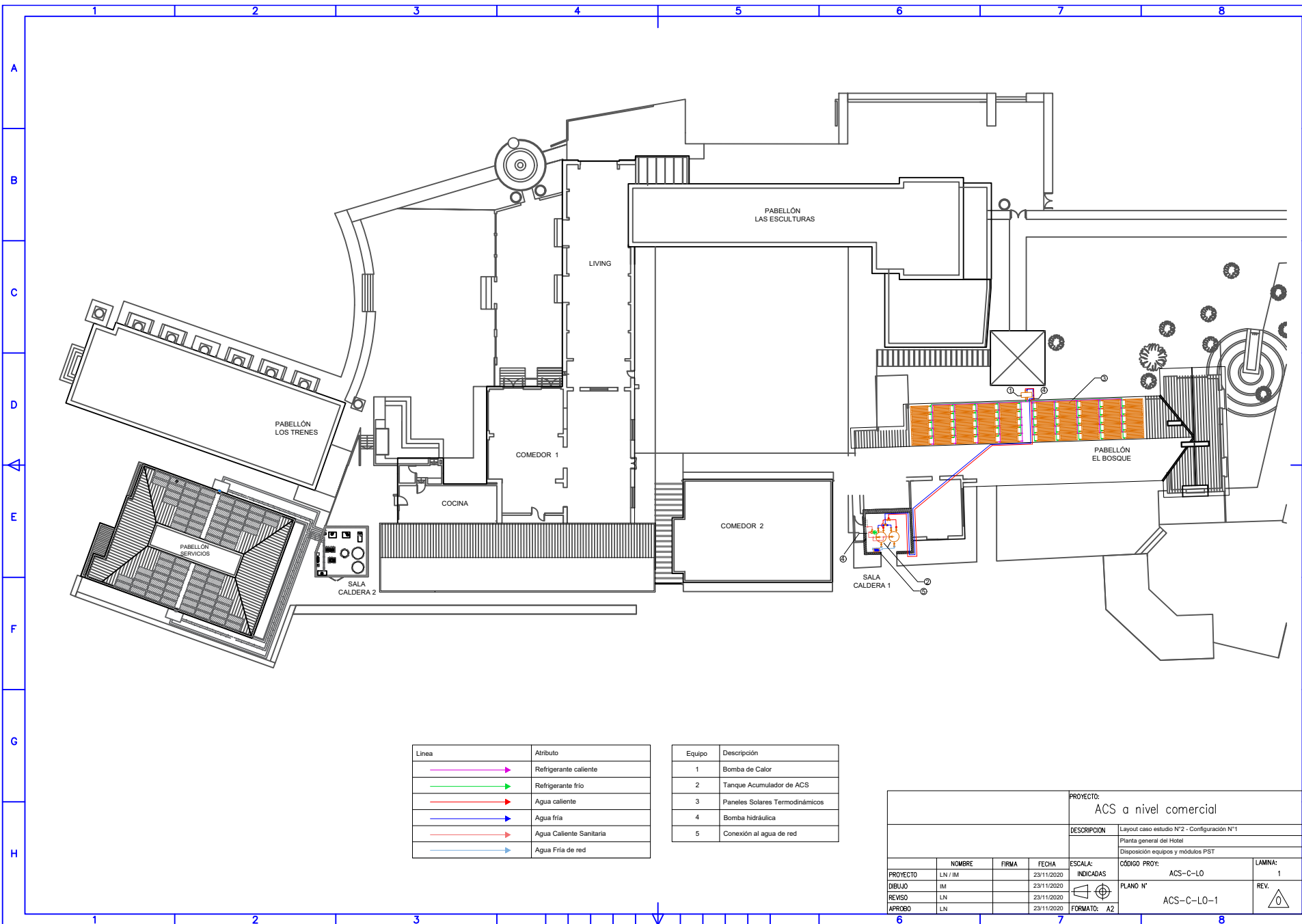
PROYECTO:				ACS a nivel comercial		
DESCRIPCION				P&ID caso de estudio N°2 - Configuración N°1		
PROYECTO	LN / IM	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY:	LAMINA:
DIBUJO	IM		23/11/2020	INDICADAS	ACS-C-P&ID	1
REVISO	LN		23/11/2020	PLANO N°		REV.
APROBO	LN		23/11/2020	FORMATO: A2	ACS-C-P&ID-1	

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



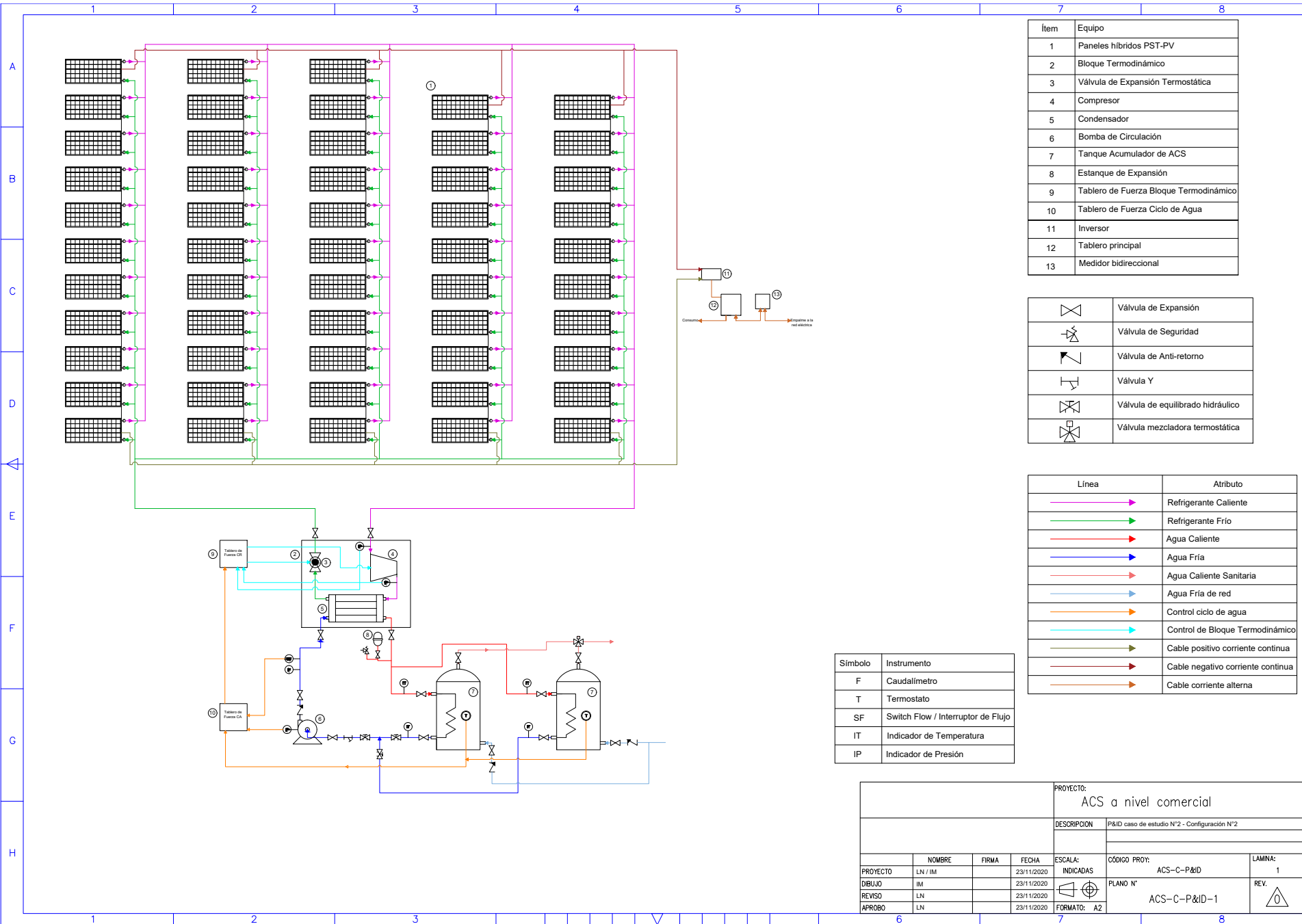
Línea	Atributo
	Refrigerante caliente
	Refrigerante frío
	Agua caliente
	Agua fría
	Agua Caliente Sanitaria
	Agua Fría de red

Equipo	Descripción
1	Bomba de Calor
2	Tanque Acumulador de ACS
3	Paneles Solares Termodinámicos
4	Bomba hidráulica
5	Conexión al agua de red

				PROYECTO: ACS a nivel comercial	
				DESCRIPCIÓN: Layout caso estudio N°2 - Configuración N°1	
				Planta general del Hotel	
				Disposición equipos y módulos PST	
PROYECTO	LN / IM	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY:
DIBUJO	IM		23/11/2020	INDICADAS	ACS-C-LO
REVISO	LN		23/11/2020		PLANO N°
APROBÓ	LN		23/11/2020	FORMATO: A2	ACS-C-LO-1
					LAMINA: 1
					REV:

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Item	Equipo
1	Paneles híbridos PST-PV
2	Bloque Termodinámico
3	Válvula de Expansión Termostática
4	Compresor
5	Condensador
6	Bomba de Circulación
7	Tanque Acumulador de ACS
8	Estanque de Expansión
9	Tablero de Fuerza Bloque Termodinámico
10	Tablero de Fuerza Ciclo de Agua
11	Inversor
12	Tablero principal
13	Medidor bidireccional

	Válvula de Expansión
	Válvula de Seguridad
	Válvula de Anti-retorno
	Válvula Y
	Válvula de equilibrado hidráulico
	Válvula mezcladora termostática

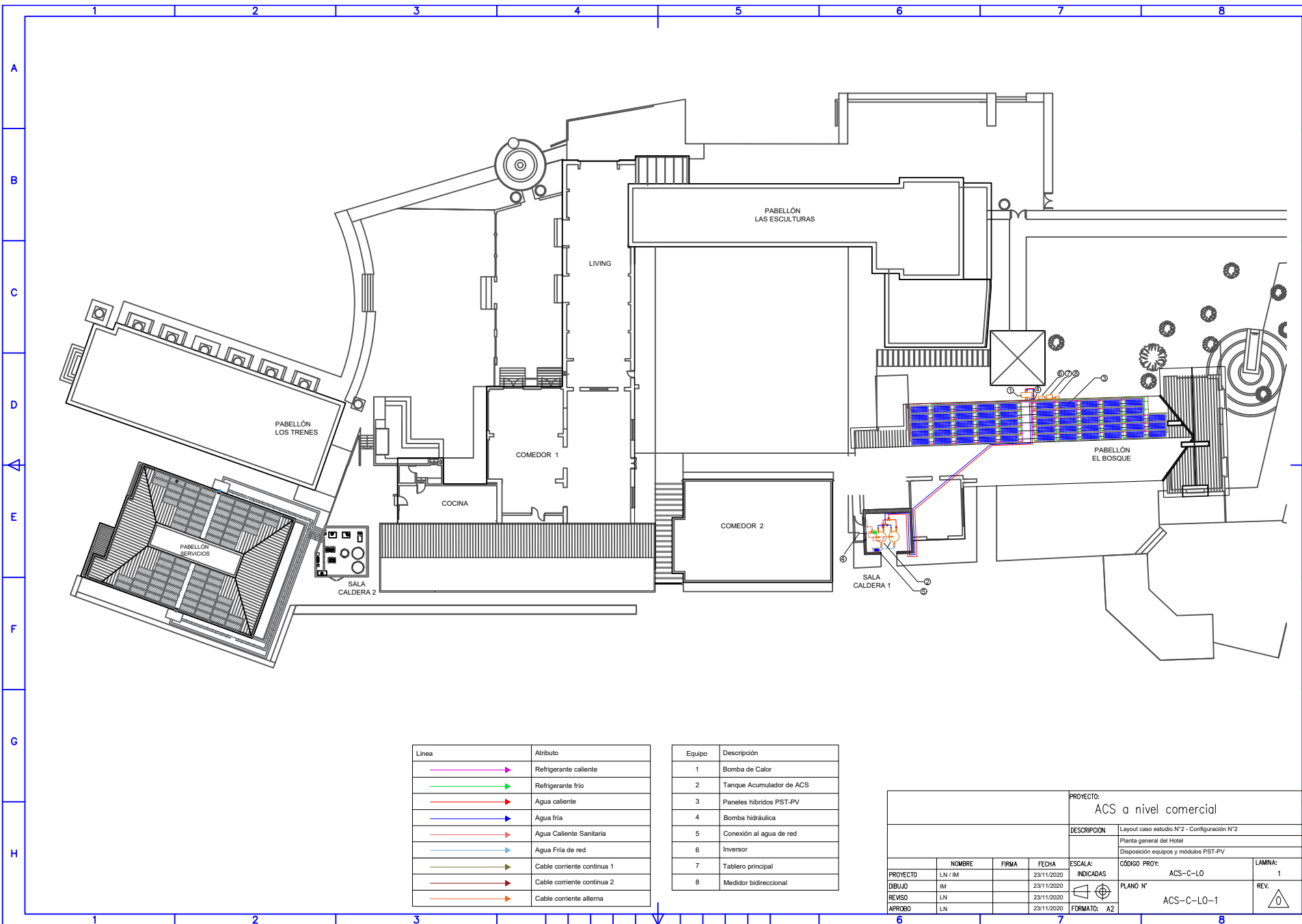
Línea	Atributo
	Refrigerante Caliente
	Refrigerante Frío
	Agua Caliente
	Agua Fría
	Agua Caliente Sanitaria
	Agua Fría de red
	Control ciclo de agua
	Control de Bloque Termodinámico
	Cable positivo corriente continua
	Cable negativo corriente continua
	Cable corriente alterna

Símbolo	Instrumento
F	Caudalímetro
T	Termostato
SF	Switch Flow / Interruptor de Flujo
IT	Indicador de Temperatura
IP	Indicador de Presión

				PROYECTO: ACS a nivel comercial		
				DESCRIPCIÓN: P&ID caso de estudio N°2 - Configuración N°2		
PROYECTO	LN / IM	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY:	LAMINA:
DIBUJO	IM		23/11/2020	INDICADAS	ACS-C-P&ID	1
REVISO	LN		23/11/2020		PLANO N°	REV.
APROBO	LN		23/11/2020		ACS-C-P&ID-1	
				FORMATO:	A2	

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Línea	Atributo
	Refrigerante caliente
	Refrigerante frío
	Agua caliente
	Agua fría
	Agua Caliente Sanitaria
	Agua Fría de red
	Cable corriente continua 1
	Cable corriente continua 2
	Cable corriente alterna

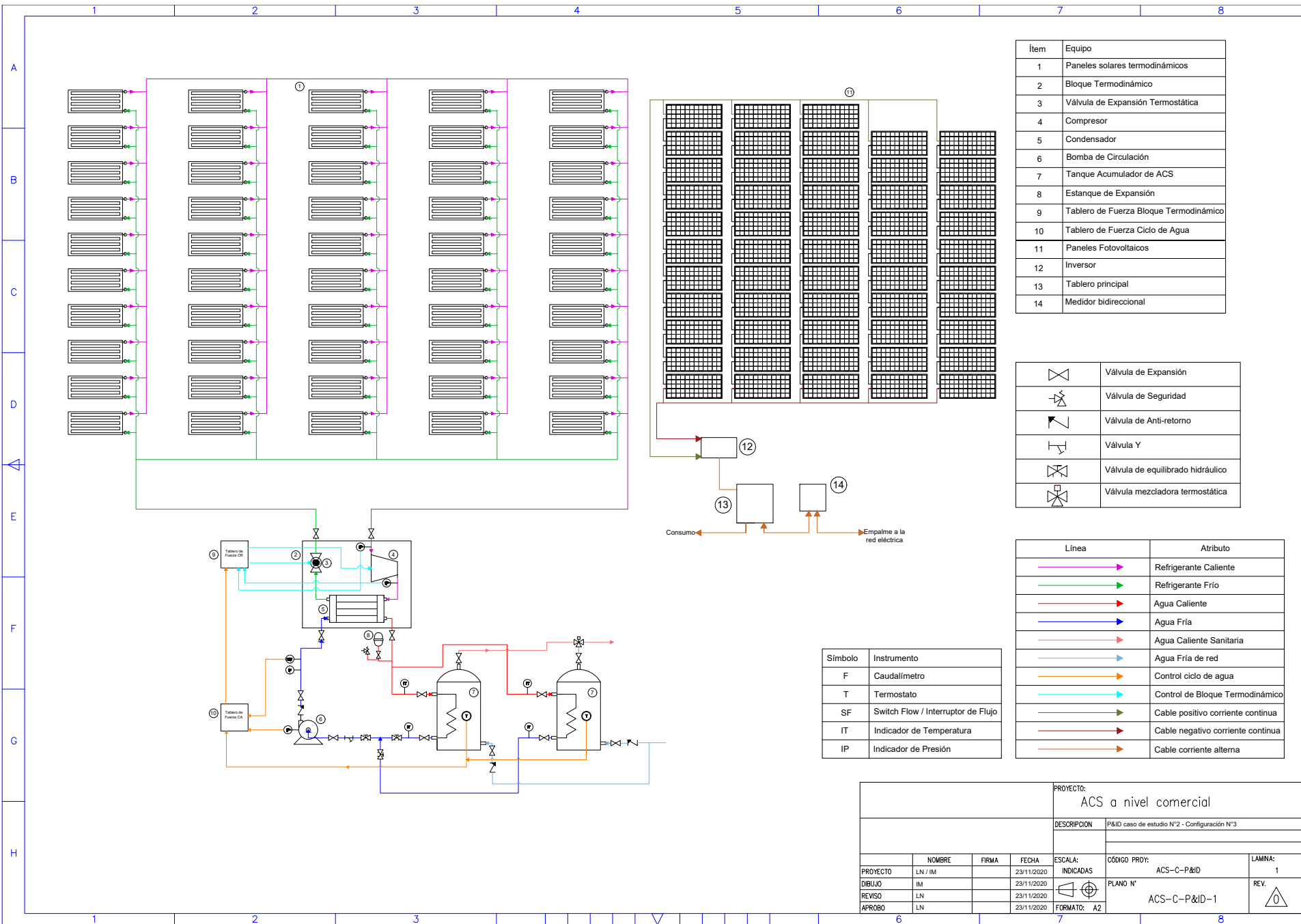
Equipo	Descripción
1	Bomba de Calor
2	Tanque Acumulador de ACS
3	Paneles híbridos PST-PV
4	Bomba hidráulica
5	Conexión al agua de red
6	Inversor
7	Tablero principal
8	Medidor bidireccional

				PROYECTO: ACS a nivel comercial	
				DESCRIPCIÓN: Layout caso estudio N°2 - Configuración N°2	
				Planta general del Hotel	
				Disposición equipos y módulos PST-PV	
PROYECTO	LN / IM	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY:
DIBUJO	IM		23/11/2020	INDICADAS	ACS-C-LO
REVISO	LN		23/11/2020		PLANO N°
APROBO	LN		23/11/2020	FORMATO: A2	ACS-C-LO-1
				LAMINA:	REV.
				1	0

# CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Item	Equipo
1	Paneles solares termodinámicos
2	Bloque Termodinámico
3	Válvula de Expansión Termostática
4	Compresor
5	Condensador
6	Bomba de Circulación
7	Tanque Acumulador de ACS
8	Estanque de Expansión
9	Tablero de Fuerza Bloque Termodinámico
10	Tablero de Fuerza Ciclo de Agua
11	Paneles Fotovoltaicos
12	Inversor
13	Tablero principal
14	Medidor bidireccional

	Válvula de Expansión
	Válvula de Seguridad
	Válvula de Anti-retorno
	Válvula Y
	Válvula de equilibrado hidráulico
	Válvula mezcladora termostática

Línea	Atributo
	Refrigerante Caliente
	Refrigerante Frio
	Agua Caliente
	Agua Fría
	Agua Caliente Sanitaria
	Agua Fría de red
	Control ciclo de agua
	Control de Bloque Termodinámico
	Cable positivo corriente continua
	Cable negativo corriente continua
	Cable corriente alterna

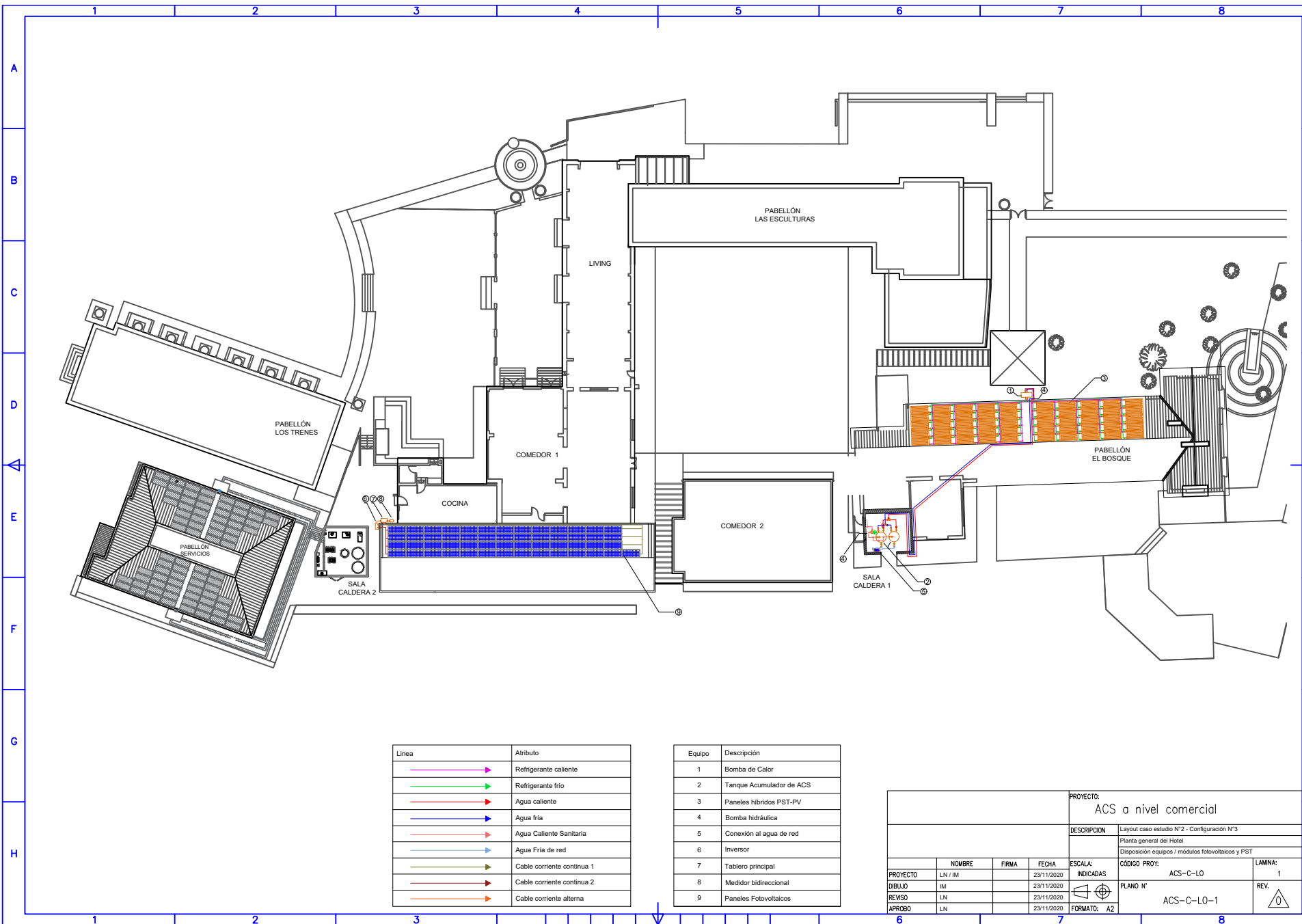
Símbolo	Instrumento
F	Caudalímetro
T	Termostato
SF	Switch Flow / Interruptor de Flujo
IT	Indicador de Temperatura
IP	Indicador de Presión

PROYECTO:				ACS a nivel comercial		
DESCRIPCION				P&ID caso de estudio N°2 - Configuración N°3		
PROYECTO	LN / IM	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY:	LAMINA:
DIBUJO	IM		23/11/2020	INDICADAS	ACS-C-P&ID	1
REVISO	LN		23/11/2020	PLANO N°		REV.
APROBO	LN		23/11/2020	FORMATO: A2	ACS-C-P&ID-1	

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



Línea	Atributo
	Refrigerante caliente
	Refrigerante frío
	Agua caliente
	Agua fría
	Agua Caliente Sanitaria
	Agua Fría de red
	Cable corriente continua 1
	Cable corriente continua 2
	Cable corriente alterna

Equipo	Descripción
1	Bomba de Calor
2	Tanque Acumulador de ACS
3	Paneles híbridos PST-PV
4	Bomba hidráulica
5	Conexión al agua de red
6	Inversor
7	Tablero principal
8	Medidor bidireccional
9	Paneles Fotovoltaicos

				PROYECTO: ACS a nivel comercial		
				DESCRIPCIÓN: Layout caso estudio N°2 - Configuración N°3		
				Planta general del Hotel		
				Disposición equipos / módulos fotovoltaicos y PST		
PROYECTO	LN / IM	FIRMA	FECHA	ESCALA:	CÓDIGO PROY: ACS-C-LO	LAMINA: 1
DIBUJO	IM		23/11/2020	INDICADAS	PLANO N°	REV: 1
REVISO	LN		23/11/2020		ACS-C-LO-1	
APROBÓ	LN		23/11/2020	FORMATO: A2		