

UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE
POLIGENERACIÓN PARA UN HOTEL DE CINCO
ESTRELLAS EN LA CIUDAD DE TRUJILLO (PERÚ)**

TESIS

Para optar el título profesional de Ingeniero Mecánico

AUTOR

Royer Magno Portella Rivera (ORCID: 0000-0003-1020-2768)

ASESOR

Jose Cesar Ramos Saravia (ORCID: 0000-0002-1713-7893)

Lima – Perú

2022

Dedicatoria:

La presente tesis está dedica a mis padres por su constante apoyo y motivación, que me permitieron desarrollarme como persona de valores.

Agradecimientos:

Agradezco de manera particular a mi asesor, el profesor Jose Ramos, por su asesoramiento durante el desarrollo de la presente Tesis. Así mismo, agradezco a todos los profesores de la universidad, con los que tuve la oportunidad de encontrar un asesoramiento adicional.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3
Alcance	4
Antecedentes	6
Justificación y motivación	9
Objetivo general.....	11
Objetivos específicos	11
CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO	12
1.1 Sistemas de cogeneración	12
1.1.1 Sistema de cogeneración con turbina de gas	13
1.1.2 Sistema de cogeneración con turbina de vapor	16
1.1.3 Sistema de cogeneración con motor de combustión interna.....	18
1.2 Caracterización de los sistemas de cogeneración	21
1.2.1 Indicadores de eficiencia energética de sistemas de cogeneración	22
1.2.2 Aprovechamiento térmico de los sistemas de cogeneración	25
1.3 Evaluación de sistemas de cogeneración	28
1.3.1 Caracterización de la demanda energética.....	28
1.3.2 Criterios de evaluación técnica.....	30
1.3.3 Criterios de evaluación económica.....	32
1.4 Concepto de trigeneración	33
1.4.1 Chillers de absorción	34
1.4.2 Clasificación de los chillers de absorción.....	36
1.5 Concepto de poligeneración.....	37

1.5.1	Poligeneración con MCI y colectores solares.....	38
1.5.2	Implementación de tanques de almacenamiento de calor	42
1.5.3	Estado del arte de sistemas de poligeneración.....	45
1.6	Evaluación técnica de sistemas de poligeneración	47
1.6.1	Evaluación energética de los colectores solares	47
1.6.2	Evaluación energética de los tanques de almacenamiento	48
1.7	Marco legal	50
1.7.1	Reglamento de Cogeneración.....	50
1.8	Criterios de evaluación económica para sistemas de poligeneración	52
1.8.1	Costo total anualizado (ATC).....	52
1.8.2	Valor actual neto (VAN).....	52
1.8.3	Tasa interna de retorno (TIR).....	53
1.8.4	Tiempo de retorno simple Payback (PBP).....	53
1.8.5	Costo energético nivelado (LCOE).....	54
1.9	Distribución normal	54
CAPÍTULO II METODOLOGÍA		55
2.1	Fase I: Curvas monótonas de demanda energética	56
2.1.1	Perfil de demanda en la temporada de transición.....	56
2.1.2	Perfil de demanda en las temporadas de verano e invierno.....	60
2.1.3	Frecuencia de consumo energético.....	63
2.1.4	Curvas monótonas de demanda energética.....	64
2.2	Fase II: Obtención de parámetros clave de la operación de los equipos del sistema de poligeneración	66
2.2.1	Recolección de especificaciones técnicas de los MCI.....	66
2.2.2	Cálculo del calor aprovechable (Q_{apro}) y la relación calor-trabajo (β)	68
2.2.3	Cálculo de la relación calor-trabajo representativo (β_r)	70
2.2.4	Perfil mensual de la irradiación directa normal (DIN).....	70
2.2.5	Recolección de especificaciones técnicas de los colectores.....	71
2.2.6	Recolección de especificaciones técnicas de los chiller de absorción.....	72
2.2.7	Cálculo del COP representativo (COP_r).....	72

2.3	Fase III: Análisis técnico-económico de alternativas de diseño	73
2.3.1	Planteamiento de la configuración general.....	73
2.3.2	Cálculo del calor a suministrar al chiller de absorción (Qh)	74
2.3.3	Cálculo de costos sin cogeneración	76
2.3.4	Cálculo de costos con poligeneración	78
2.3.5	Cálculo del ahorro económico y el payback.....	87
2.3.6	Propuesta de alternativa de diseño.....	87
2.3.7	Evaluación técnica y económica de la alternativa seleccionada.....	88
2.3.8	Evaluación técnica.....	88
2.3.9	Evaluación Económica	89
CAPÍTULO III RESULTADOS.....		90
3.1	Caracterización de la demanda de energía.....	90
3.1.1	Demanda energética de los días representativos	90
3.1.2	Frecuencia acumulada de demanda energética.....	92
3.1.3	Curvas monótonas de la demanda de electricidad y frío (aire acondicionado) 94	
3.2	Evaluación de prestaciones técnicas de equipos principales	95
3.2.1	Relación calor-trabajo representativo (βr)	96
3.2.2	Relación frío-calor representativo ($COPr$)	98
3.3	Evaluación económica preliminar.....	100
3.3.1	Sistema convencional	100
3.3.2	Escenario 1: MCI y Chiller SE HW	101
3.3.3	Escenario 2: MCI y Chiller DE ST.....	108
3.3.4	Escenario 3: MCI y Chillers DE EG & SE HW	113
3.3.5	Comparación de escenarios	120
3.4	Sistema de poligeneración: Alternativa final.....	122
3.4.1	Evaluación técnica detallada	125
3.4.2	Evaluación económica detallada	126
CONCLUSIONES		129

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	131
ANEXOS	139

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Emisiones del escape de una turbina de gas	14
Tabla 1.2 Clasificación de chillers de absorción según fuente de calor	36
Tabla 1.3 Tipos de colectores solares	41
Tabla 1.4 Estado de arte sistemas de poligeneración	46
Tabla 1.5 Valores mínimos de REE y C para una central de cogeneración calificada.....	50
Tabla 2.1 Cooling y Heating Degree Days 15.5 Trujillo 2019.....	61
Tabla 2.2 Demanda energética según tipo de día representativo.....	63
Tabla 2.3 Tabla de frecuencia de la demanda eléctrica	64
Tabla 2.4 Tabla de frecuencia de la demanda de frío para aire acondicionado.....	64
Tabla 2.5 Parámetros técnicos de los MCI	67
Tabla 2.6 Caracterización de los Chiller de absorción para el COP representativo.....	72
Tabla 2.7 Tabla de frecuencia de la demanda térmica a suministrar al chiller.....	75
Tabla 2.8 Tarifario Hidrandina para el servicio Trujillo	77
Tabla 2.9 Tarifario Quavii servicio Trujillo, promedio Nov. 2019 a Oct. 2020	83
Tabla 2.10 Precio de suministros para cogenerador	83
Tabla 3.1 Demanda de electricidad y aire acondicionado según tipo de día representativo	91
Tabla 3.2 Frecuencia acumulada de la demanda eléctrica.....	92
Tabla 3.3 Frecuencia acumulada de la demanda de frío para aire acondicionado	93
Tabla 3.4 Valores típicos de COP según tipo de tecnología	99
Tabla 3.5 Evaluación económica Sistema Convencional	101
Tabla 3.6 Balance de cobertura energética del escenario 1	104
Tabla 3.7 Evaluación económica de opciones del escenario 1	106
Tabla 3.8 Ahorro y payback de opciones del escenario 1	107
Tabla 3.9 Balance de cobertura energética del escenario 2.....	110
Tabla 3.10 Evaluación económica de opciones del escenario 2.....	112

Tabla 3.11	Ahorro y payback de opciones del escenario 2	113
Tabla 3.12	Balance de cobertura energética del escenario 3	116
Tabla 3.13	Evaluación económica de opciones del escenario 3.....	118
Tabla 3.14	Ahorro y payback de opciones del escenario 3	119
Tabla 3.15	Resumen de payback de los escenarios evaluados	120
Tabla 3.16	Parámetros técnicos de los equipos principales.....	124
Tabla 3.17	Temperatura y flujo másico del sistema de poligeneración	125
Tabla 3.18	Flujo de caja alternativa final	127
Tabla 3.19	Flujo de caja alternativa final, continuación.....	128

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Sistema de cogeneración con turbina de gas.....	13
Figura 1.2 Partes principales de la turbina de gas	15
Figura 1.3 Sistema de cogeneración con turbina de vapor	16
Figura 1.4 Turbina de acción y de reacción	17
Figura 1.5 Sistema de cogeneración con MCI.....	19
Figura 1.6 Circuitos de calor y electricidad en MCI	20
Figura 1.7 Eficiencia en sistemas de cogeneración y sistemas convencionales.....	22
Figura 1.8 Diagrama modular de un HRSG	25
Figura 1.9 Pinch point y Approach point	26
Figura 1.10 Esquema de un sistema simple de cogeneración	29
Figura 1.11 Curvas monótonas de ACS, calefacción y calor	29
Figura 1.12 Curvas monótona de demanda térmica	30
Figura 1.13 Sistema de trigeneración simple	34
Figura 1.14 Sistema de absorción de simple efecto	35
Figura 1.15 Sistema de poligeneración con MCI y colectores solares.....	38
Figura 1.16 a) Sistema de almacenamiento convencional; b) Sistema multi tanque	43
Figura 1.17 Sistema de almacenamiento termoclina a) inicio del día; b) medio día c) Final del día	44
Figura 1.18 Sistema de almacenamiento con tanques colectores de Helio	45
Figura 2.1 Diagrama de flujo del procedimiento para la obtención de resultados	55
Figura 2.2 Perfil de consumo eléctrico horario de un hotel	57
Figura 2.3 Perfil horario típico de la demanda de aire acondicionado en un hotel	58
Figura 2.4 Demanda horaria de electricidad de un hotel cinco estrellas en Trujillo	59
Figura 2.5 Perfiles de demanda típico para la temporada de transición en un hotel	60
Figura 2.6 Perfiles de demanda típico para la temporada de verano en un hotel	62

Figura 2.7	Perfiles de demanda típico para la temporada de invierno en un hotel.....	62
Figura 2.8	Curva monótona típica de demanda de energía eléctrica.....	65
Figura 2.9	Curva monótona típica de demanda de aire acondicionado.....	65
Figura 2.10	Fuentes de calor en un MCI.....	68
Figura 2.11	Fuentes de calor en un MCI.....	68
Figura 2.12	Perfil promedio por hora del DIN (Wh/m ²) en Trujillo.....	71
Figura 2.13	Configuración de operación del sistema de poligeneración	73
Figura 2.14	Curva monótona de demanda térmica a suministrar al chiller.....	75
Figura 2.15	Escenario 1: Sistema de poligeneración con MCI & Chiller SE HW.....	79
Figura 2.16	Escenario 2: Sistema de trigeneración con MCI & Chillers DE ST y eléctrico	80
Figura 2.17	Escenario 3: Sistema de poligeneración con MCI & Chillers DE EG, SE HW y eléctrico	81
Figura 2.18	Demanda térmica cubierta por opción en cada escenario	82
Figura 2.19	Demanda eléctrica cubierta por opción en cada escenario	82
Figura 3.1	Curva monótona de demanda de energía eléctrica.....	94
Figura 3.2	Curva monótona de demanda de aire acondicionado.....	94
Figura 3.3	Distribución normal de los valores de β	96
Figura 3.4	Cobertura de energía térmica escenario 1 - Opción 2.....	102
Figura 3.5	Cobertura de energía eléctrica escenario 1 - Opción 2.	102
Figura 3.6	Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y Calor Útil (C) – Escenario 1.....	105
Figura 3.7	Payback Sistema de Poligeneración – Escenario 1.....	107
Figura 3.8	Cobertura de energía térmica escenario 2 - Opción 2.....	109
Figura 3.9	Cobertura de energía eléctrica escenario 2 - Opción 2.	109
Figura 3.10	Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y Calor Útil (C) – Escenario 2.	111
Figura 3.11	Cobertura de energía térmica escenario 3 - Opción 2.....	114
Figura 3.12	Cobertura de energía eléctrica escenario 3 - Opción 2.	115
Figura 3.13	Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y Calor Útil (C) – Escenario 3.	117
Figura 3.14	Payback Sistema de Poligeneración – Escenario 3.....	119
Figura 3.15	Curvas de payback escenarios 1 y 3.	121

Figura 3.16 Configuración energética de la alternativa final. 123

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1: Base de datos Motores de Combustión Interna MCI	140
ANEXO 2: Opciones evaluadas - Escenario 1	141
ANEXO 3: Opciones evaluadas - Escenario 2	146
ANEXO 4: Opciones evaluadas - Escenario 3	151
ANEXO 5: Datos de Irradiación en Trujillo, Perú	156
ANEXO 6: Código EES para el balance energético de la alternativa final.....	157

RESUMEN

Actualmente Trujillo se posiciona como la tercera ciudad del Perú con mayor demanda de establecimientos de hospedaje. Asimismo, según Osinergmin la red pública de suministro eléctrico de esta ciudad presenta bajos valores de confiabilidad. Por ello, la presente investigación examina la factibilidad técnica y económica de un sistema de poligeneración, para atender la demanda de electricidad y aire acondicionado de un hotel cinco estrellas en dicha ciudad. Se evaluaron tres distintos escenarios de configuración para un sistema de poligeneración, basado en un MCI combinado con colectores solares y chillers de absorción. Adicionalmente, un balance energético para cada escenario fue ejecutado con el programa EES. Como resultado, la mejor configuración fue el empleo conjunto de un MCI (128 kW), chillers de absorción SE HW (258 kW) y DE EG (176 kW), chiller eléctrico (148 kW), y colectores solares (49 kW). Bajo dicha configuración, se logró reducir en 27% el costo total anualizado respecto a un sistema convencional. Además, se obtuvo un payback de 5 años, TIR de 20%, VAN de 101 936 USD y LCOE de 141 USD/MWh. Finalmente, la metodología planteada es de utilidad para replicar el estudio en otras ciudades del país, de tal manera que se tenga un panorama más amplio de la viabilidad de estos sistemas en el Perú.

Palabras clave: poligeneración, trigeneración, planta híbrida, factibilidad.

ABSTRACT

FEASIBILITY STUDY OF A POLYGENERATION SYSTEM FOR A FIVE-STAR HOTEL IN TRUJILLO (PERU)

Currently Trujillo is the third city in Peru with the highest demand for lodging establishments. Likewise, according to Osinergmin, the public electricity supply network in this city has low reliability values. Therefore, this research examines the technical and economic feasibility of a polygeneration system to cover the electricity and air conditioning demands for a five-star hotel in the mentioned city. Three different configuration scenarios were evaluated for a polygeneration system, based on an ICE combined with solar collectors and absorption chillers. Additionally, an energy balance for each scenario was executed with the EES program. As a result, the best configuration was the combined use of an ICE (128 kW), absorption chillers SE HW (258 kW) and DE EG (176 kW), electric chiller (148 kW), and solar collectors (49 kW). With this configuration, the total annualized cost was reduced by 27% compared to a conventional system. In addition, a 5 years payback period was obtained, an IRR of 20%, a NPV of 101,936 USD and an LCOE of 141 USD/MWh. Finally, the proposed methodology is useful to replicate the study in other cities of the country, in such a way that there is a broader panorama of the viability of these systems in Peru.

Key words: polygeneration, CCHP system, hybrid plant, feasibility.

INTRODUCCIÓN

Según información publicada el año 2019 por el Banco de Datos Turísticos del Perú BADATUR, durante los años 2015 y 2018, el Sector Turismo ha mantenido su participación en la economía peruana con un aporte anual de 3.8 % en el PBI nacional [1]. Adicionalmente, el Ministerio de Comercio Exterior y Turismo, menciona que el 14% del PBI aportado por el Sector Turismo corresponde a actividades económicas dedicadas al alojamiento de los visitantes [2]. Los datos estadísticos mencionados anteriormente ayudan a evidenciar el movimiento económico porcentual que se tiene en el sector alojamiento a nivel nacional.

Por otra parte, en un informe presentado por la Dirección General de Investigación y Estudios en Turismo y Artesanía – DGIETA, durante los años 2011 y 2016 el flujo de inversión en hoteles alcanzó los US\$ 600 millones, además se prevé que en el periodo comprendido entre los años 2017 y 2021 se alcanzará una inversión de US\$ 1 141 millones [3]. De la fuente informativa mencionada previamente también se rescata que, en el primer periodo analizado (2011 – 2016), se construyeron 48 hoteles de 3, 4 y 5 estrellas, de los cuales trece se ubican en Lima y treinta en provincias. De manera análoga, cabe mencionar que, según información estadística publicada por MINCETUR en el año 2017, las regiones con mayor arribo de huéspedes a establecimientos de hospedaje obedecen el siguiente orden, Lima, Cusco, La Libertad, Arequipa e Ica [4]. Los cuales representan, en términos de porcentaje respecto al total de arribos a nivel nacional, el 55%, 6%, 4%, 4% y 3% respectivamente. En base a lo señalado anteriormente, se plantea que en los últimos años se ha producido una mayor expansión inmobiliaria de hoteles a nivel provincial. Además, exceptuando Lima, se tiene a Cusco, La libertad, Arequipa e Ica como principales regiones de atracción turística.

El desarrollo del sector inmobiliario hotelero debe estar soportado por otras industrias, tales como el sector energético. En ese sentido, en base a la información compartida en el año 2017, por el Instituto Peruano de Economía, se observa que La Libertad es la región que tiene un mayor precio de energía eléctrica en comparación a las otras regiones

mencionadas previamente, llegando a alcanzar los once centavos de US\$/kW.h, además cuenta con una cobertura energética de 94.2%, ubicándola como la quinceava región del Perú con menor cobertura de energía eléctrica [5].

Por otra parte, la confiabilidad del sistema eléctrico se evalúa a partir de indicadores tales como el SAIFI y el SAIDI; el primero de estos mide la frecuencia de ocurrencias de interrupciones en el suministro de energía eléctrica, mientras el segundo mide la duración de la interrupción. La entidad supervisora Osinergmin plantea como tolerancia máxima, seis interrupciones anuales en el suministro de electricidad, y diez horas de indisponibilidad eléctrica en el mismo periodo [6]. Sin embargo, según información proporcionada en el año 2018 por Osinergmin, durante el 2017 el sistema de suministro eléctrico a la ciudad de Trujillo excedió el límite tolerable de sus indicadores SAIFI y SAIDI en 145% y 394% respectivamente [6]. Con ello, se pone en evidencia que la ciudad antes mencionada, cuenta con un sistema de suministro eléctrico que no cumple con los requisitos de confiabilidad establecidos por Osinergmin, afectando con ello la calidad de atención a los usuarios de dicha ciudad.

Alcance

Los sistemas de trigeneración tradicionales, que emplean un equipo de combustión como primer equipo de generación, son ampliamente utilizados en el sector residencial ya que logran alcanzar rendimientos energéticos en el orden de 72% [7]. Por otra parte, la generación energética por medios renovables, como la energía solar, presenta beneficios ambientales al no emitir gases contaminantes [8]; sin embargo, presentan desventaja al no poder ser empleadas durante horas de la noche, e incluso son sensibles a condiciones climatológicas adversas de su entorno, como la presencia de lluvias [9]. Es por ello que, la hibridación de los dos métodos de generación mencionados resulta una solución técnicamente viable, ya que se complementan uno al otro, y logran mejores resultados en términos de rendimiento energético [10].

El presente trabajo de investigación tiene como finalidad plantear un sistema de generación energética, que garantice un suministro de electricidad sin cortes involuntarios, aplicado a un establecimiento hotelero de la ciudad de Trujillo. Además, busca cubrir otras necesidades energéticas de dicho establecimiento, tales como el suministro de energía térmica para el servicio de aire acondicionado. De tal manera que la solución en conjunto resulte económicamente viable para el inversionista de la entidad inmobiliaria.

La investigación comprende la evaluación técnica y económica de sistemas noveles de trigeneración híbrida o poligeneración; dichos sistemas combinan la utilización de máquinas térmicas de generación energética en base a energía fósil, y equipos de generación energética en base a energía solar. La hipótesis que se plantea es que, la implementación de una planta de poligeneración que combina dichas tecnologías, resulta técnica y económicamente viable para el caso de aplicación descrito.

Como parte de la investigación se desarrolla el diseño de la planta de poligeneración. Esto abarca la selección y dimensionamiento de los equipos principales a emplearse en el sistema; en base a un análisis energético que se desarrolla con ayuda del software Engineering Equation Solver (EES). Además, para dicho análisis se considera las regulaciones y normativas vigentes en el gobierno peruano, planteado en el Reglamento de Cogeneración, publicado en el D.S. N° 064-2005-EM [11] y su modificatoria D.S. N° 052-2009-EM [12].

Por otra parte, la evaluación económica a desarrollar comprende la estimación del costo que significa la implementación del sistema planteado; así como la comparación con el costo que supone la utilización del sistema convencional de obtención de energía. En base a ello, se realiza el cálculo de indicadores económicos, tales como el VAN, el TIR y el Payback.

Antecedentes

Existe diversa bibliografía científica referente a la aplicación de sistemas de poligeneración y/o sistemas noveles de trigeneración híbrida. A continuación, se mencionan algunos trabajos de investigación que se enfocan en sistemas de poligeneración y sistemas de trigeneración híbridos, aplicados a inmuebles del sector residencial-comercial.

En el año 2012, un grupo de investigadores de las universidades de Queen's University, Dalhousie University y Michigan Technological University, desarrollaron el trabajo de investigación "*Improved performance of hybrid photovoltaic-trigeneration systems over photovoltaic-cogen systems including effects of battery storage*" [13]. Esta investigación promueve la hibridación de los sistemas típicos de trigeneración, aplicado a viviendas en Canadá. Para ello, compara la eficiencia energética entre un sistema de trigeneración y un sistema de cogeneración, convertidos ambos a sistemas híbridos con la aplicación conjunta de paneles fotovoltaicos y un motor de combustión interna. Para el desarrollo, sectoriza la demanda energética en cuatro grupos: Appliances and lighting (AL), Domestic hot water (DHW), Space heating (SH), y space cooling (SC).

En el trabajo mencionado previamente se obtiene que, un sistema de trigeneración híbrido en promedio tiene una eficiencia energética mayor en 14% respecto a los sistemas de cogeneración híbridos. Además, para el caso de una vivienda en Vancouver, Canadá, con demandas energéticas anuales de, AL: 16 041 kWh, DHW: 2 714 kWh, SH: 7 683 kWh y SC: 8 648 kWh, se llega a obtener un rendimiento energético de 105%. Se defiende el valor de rendimiento por encima del 100% con el sustento de que el equipo de generación con energía solar no consume combustible, sin embargo, aporta energía útil al sistema.

Del trabajo anterior, se puede rescatar la metodología seguida para la selección de los equipos, así como también, para el planteamiento de la configuración operacional óptimo del sistema. Para ello, se desarrolló un modelamiento matemático denominado PVTOM (PV-Trigeneration Optimization Model); el cual se basa en el método de Algoritmos Genéticos para la optimización de sistemas de trigeneración híbrida [14].

Por otra parte, en el año 2018 se publicó el trabajo de investigación “*Optimization and performance analysis of solar hybrid CCHP systems under different operation strategies*”, desarrollado por investigadores de la universidad de Zhejiang University [15]. Esta investigación tiene como finalidad plantear un sistema de trigeneración híbrido, que garantice los mayores beneficios en términos de consumo de energía primaria y emisión de gases, aplicado a un Hotel en la ciudad de Atlanta, USA.

En ese sentido, el autor plantea cinco estrategias de operación diferenciados por el enfoque de atención de la demanda, es decir plantea casos en las que prioriza la demanda eléctrica o la demanda térmica. Para la resolución, desarrolla un modelo matemático basado en la teoría de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO por sus siglas en inglés); además compara los resultados con los que se obtienen en un sistema de trigeneración típico.

El trabajo descrito anteriormente toma como referencia un modelo de hotel catalogado como *Large Hotel*, por el Departamento de Energía de USA [16]. Este establecimiento consta de siete pisos, 179 habitaciones, un área superficial de suelo equivalente a 11 345 m² y un volumen de 34 274 m³. Para dicho inmueble, se obtienen mejores resultados en términos de rendimiento energético, cuando el sistema a diseñar se configura con el propósito de cubrir la atención de la demanda eléctrica tanto para el abastecimiento del hotel, como también para la alimentación de un chiller eléctrico.

Con tal configuración, se define que el sistema de trigeneración híbrido debe contar con un motor de combustión de 361 kW, un chiller de absorción de 237 kW, un tanque de almacenamiento de calor de 883 kW, una superficie de paneles fotovoltaicos equivalente a 889 m², una superficie de colectores solares igual a 589 m², un chiller eléctrico de 768 kW, y una caldera auxiliar de 249 kW. Con ello, se logra reducir el consumo de combustible en 8.76% y la emisión de gases en 8.94%, respecto a un sistema de trigeneración convencional.

De esta investigación se rescata la metodología seguida para el dimensionamiento de los equipos que forman parte del sistema de trigeneración híbrido. Sin embargo, a criterio personal, sería favorable que los resultados obtenidos se complementen con un análisis basado en las prestaciones técnicas de los equipos disponibles en el mercado. De tal manera que se realice un cálculo sincerado de los beneficios a obtener con el sistema.

En adición a lo ya expuesto, en el año 2019 se publicó el trabajo de investigación “*Optimal design and performance analysis of solar hybrid CCHP system considering influence of building type and climate condition*” [17], el cual tiene finalidad evaluar la viabilidad de los sistemas de trigeneración híbridos en distintas zonas climatológica. Para tal propósito, desarrolla la evaluación técnica-económica de sistemas de trigeneración híbridos que atienden la demanda energética de tres inmuebles prototipo, hospitales, hoteles y oficinas.

Para ello, evalúa dichos sistemas en siete distintas zonas climatológicas de estados unidos, caracterizadas por su temperatura ambiente media anual y su irradiación horizontal global anual [18]. Dichas zonas climatológicas y sus correspondientes temperaturas medias son las siguientes: Hot-humid con 23 °C, Hot-dry con 24 °C, Mixed-humid con 17 °C, Mixed-dry con 13 °C, Marine con 14 °C, Cold con 12 °C, y Very cold con 4 °C. Por otra parte, para el dimensionamiento de los equipos principales del sistema, emplea el método de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO).

Los resultados obtenidos en el trabajo descrito anteriormente muestran que, en promedio, los hospitales, los hoteles y las oficinas alcanzan un rendimiento integrado de 28.95%, 28.20% y 22.69% respectivamente. Esta evaluación de rendimiento involucra el consumo de combustible, la emisión de gases y el ahorro monetario anual. Además, para el caso específico de los hoteles muestra que el payback period se encuentra alrededor de seis años; a excepción de los sistemas evaluados en las zonas cold y very cold, donde para el diseño del sistema se prioriza cubrir la demanda térmica. En tales casos, el payback period se reduce a alrededor de cinco años.

Este trabajo de investigación ayuda a tener una referencia del rendimiento energético de los sistemas de trigeneración híbridos, en relación a la zona climatológica donde es evaluada. Además, se rescata la metodología empleada para el cálculo del rendimiento integrado, ya que este indicador combina tanto el aspecto técnico como el económico.

Justificación y motivación

En los últimos años el aspecto ambiental ha ido tomando mayor relevancia como problema de preocupación social. En ese sentido resulta importante mencionar que, según información proporcionada en el año 2016 por el Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI, el sector de generación energética involucra el 32.2% del total de emisiones de dióxido de carbono al ambiente a nivel nacional, con un total de 42 147 Gg¹ anuales de CO₂ aportados al ambiente, debido a la quema de combustibles fósiles [19].

Adicionalmente, según un informe elaborado por el INEI se menciona que, en el año 2016 las centrales térmicas proveían alrededor del 50% del total de energía eléctrica nacional, con un valor de 24 576.2 GWh [20]. Y, según información brindada por Osinergmin, en el año 2018 la participación de las centrales térmicas se redujo a 37% respecto al total generado a nivel nacional [21].

En base a lo señalado previamente, se logra evidenciar la presencia de las centrales térmicas a nivel nacional y el impacto ambiental que este significa; por lo cual resulta de relevancia la investigación enfocada al desarrollo de sistemas de trigeneración, que maximicen el rendimiento energético y que además se complementen con energías renovables a fin de reducir la contaminación ambiental.

Por otra parte, el aspecto económico resulta un elemento motivador, ya que un mayor rendimiento energético se traduce en un menor consumo de combustible, lo cual significa un ahorro económico. Ejemplo de ello es el resultado obtenido con la implementación de un sistema de trigeneración en un edificio de oficinas en Hong Kong [22]. Con dicho proyecto se logró cubrir la totalidad de la demanda térmica para refrigeración; además, se redujo en 10.4% la facturación anual por el consumo de electricidad suministrada por la red pública.

Continuando con el aspecto motivador económico, resulta de importancia mencionar que según un informe presentado el año 2016, en el Foro Económico Mundial (WEF), el costo de inversión para la generación energética por medio de energía solar, alcanzó el mismo

¹ Gg: Giga gramos.

nivel de costos que la producción de energía por medio de combustibles fósiles, como el carbón o el gas natural [23].

En dicho informe se detalla que, en el año 2006 la producción energética por medio de energía solar costaba US\$ 600/MWh; mientras que el costo de producción por medio de combustibles como el carbón o gas natural era de US\$ 100/MWh. Sin embargo, diez años después, es decir el año 2016, el costo de producción por medio de energía solar alcanzó los US\$ 100/MWh, logrando equiparar los costos que significa la producción energética tradicional, a través de combustibles fósiles [23].

Con base a lo expuesto referente a la motivación económica, se puede precisar que el desarrollo de sistemas de trigeneración contribuye a un ahorro económico respecto a los sistemas convencionales de generación energética. Además, la hibridación de estos sistemas de trigeneración con los sistemas de generación por medio de energía solar, resulta económicamente atractivo, ya que presentan el mismo nivel de costos de inversión.

Objetivo general

Realizar el estudio de factibilidad técnica y económica de un sistema de poligeneración, para el suministro de electricidad y aire acondicionado a un hotel cinco estrellas en la ciudad de Trujillo (Perú).

Objetivos específicos

1. Determinar las curvas monótonas de demanda de electricidad y aire acondicionado del hotel.
2. Determinar los valores de la relación calor-electricidad, frío-calor y rango de temperatura de trabajo de los equipos que conforman el sistema de poligeneración.
3. Realizar el análisis técnico-económico de las diferentes alternativas de diseño mediante el software EES.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

El capítulo I abarca el fundamento teórico empleado para el desarrollo del presente trabajo de investigación. En tal sentido, se inicia con la descripción de los sistemas de cogeneración, seguidamente se introduce los sistemas de refrigeración, para luego continuar con la descripción de los sistemas de trigeneración. Adicional a ello, se complementa con la descripción de los sistemas de poligeneración. Así mismo, se expone el marco legal aplicado para la cogeneración en el Perú. Por último, se plantea los criterios de evaluación económica a desarrollarse como parte de la investigación.

1.1 Sistemas de cogeneración

Los sistemas de cogeneración, también conocidos como combined heat and power systems (CHP), son sistemas de generación energética que satisfacen tanto la demanda eléctrica, como la demanda térmica de una industria o establecimiento, a partir de una misma fuente primaria. Por lo general, se aplica en sistemas donde la fuente primaria es combustible fósil, ya que estos generan calor como subproducto, lo cual puede emplearse como fuente aprovechable para atender necesidades térmicas [24]. Los componentes que conforman un sistema de cogeneración dependen del diseño y la configuración que se le ha dado a la planta de cogeneración. Sin embargo, en principio se puede definir que todo sistema de cogeneración cuenta con tres componentes esenciales.

- Equipo de generación primario: Genera energía mecánica a partir de una fuente de energía térmica.
- Generador: Transforma la energía mecánica en energía eléctrica.
- Equipo de recuperación de calor: Aprovecha el calor residual del primer proceso, para recuperar calor y cubrir una demanda térmica.

Para el caso del equipo de generación primario, existen tres tipos de tecnologías ampliamente usados [25], las cuales son, las turbinas de gas, las turbinas de vapor y los motores de combustión interna MCI. A continuación, se menciona de manera detallada la configuración base de los sistemas de cogeneración con cada tipo de tecnología; así como también, el estado actual de cada tipo de tecnología.

1.1.1 Sistema de cogeneración con turbina de gas

Los sistemas de cogeneración con turbina de gas están conformados típicamente por una turbina de gas y una caldera de recuperación de calor. La turbina de gas es la encargada de producir energía eléctrica, gracias al aprovechamiento de la energía térmica aportado por la combustión del combustible. Mientras que, la caldera de recuperación de calor aprovecha los gases de escape para producir agua caliente o vapor, dependiendo del requerimiento de demanda térmica.

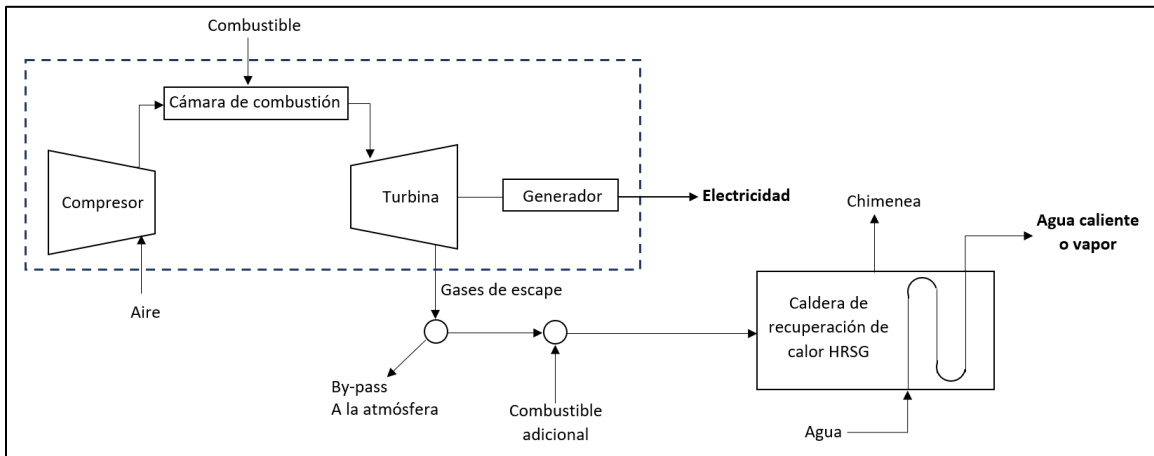


Figura 1.1 Sistema de cogeneración con turbina de gas
Fuente: Elaboración propia.

En la figura anterior se puede observar que, los gases de escape son aprovechados por medio de un equipo de recuperación de calor. Sin embargo, existe la posibilidad de que se retire determinado flujo de gases del sistema, o por el contrario se agregue flujo de combustible; la configuración a optar está en función de la demanda térmica a cubrir. Por otra parte, cabe resaltar que la región enmarcada con líneas discontinuas corresponde a los componentes que conforman la turbina de gas.

Los gases de escape permiten realizar una post combustión de la mezcla de combustible y gases de escape, sin necesidad de una reinyección de aire; esto gracias a que los gases de escape tienen el suficiente contenido de oxígeno requerido para que se produzca la combustión. De la tabla 1.1 se rescata la información de que, en promedio los gases de escape poseen una concentración de oxígeno en el rango de 12% y 18% respecto al total de su volumen [26]. De manera complementaria, es importante mencionar que el aire atmosférico que ingresa a la cámara de combustión posee una concentración de oxígeno aproximada de 21% [27]. Mientras que, la concentración mínima de oxígeno requerido para la combustión en combustibles fósiles está en el orden de 11% [28].

Composición	Concentración típica (% volumen)	Fuente
Nitrógeno (N ₂)	66 - 72	Aire de entrada
Oxígeno (O ₂)	12 - 18	Aire de entrada
Dióxido de carbono (CO ₂)	1 - 5	Oxidación del combustible
Vapor de agua (H ₂ O)	1 - 5	Oxidación del combustible

Tabla 1.1 Emisiones del escape de una turbina de gas
Fuente: [26].

a. Turbinas de gas industriales

La tecnología actual de las turbinas de gas industriales está orientada específicamente a la generación de electricidad. Por lo que, la tendencia de diseño en los últimos años es obtener grandes potencias, por el orden de los 500 MW, en lo posible evitando paradas y arranques continuos [29]. Este tipo de máquinas requiere de la renovación continua de los gases que pasan por ella, por lo que se le denomina como una máquina de operación continua en ciclo abierto [30]. A continuación, se muestra una imagen referencial de los componentes principales de una turbina de gas industrial.

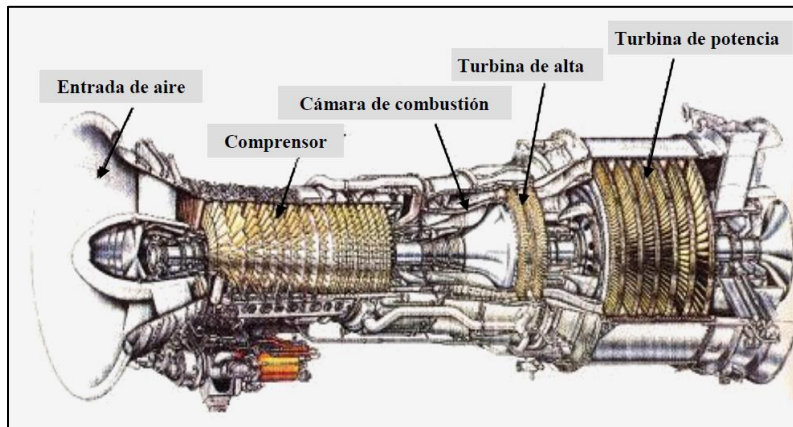


Figura 1.2 Partes principales de la turbina de gas
Fuente: [29].

En la figura anterior se observa una turbina de gas de un eje, esta definición se debe a que el compresor y la turbina están conectados por un único eje. Los álabes iniciales del compresor cuentan con la capacidad de variar su ángulo de inclinación, con lo cual se logra controlar el flujo de aire que ingresa a la turbina; cabe mencionar que, aproximadamente el 50% del aire que ingresa es direccionado a las labores de refrigeración de la turbina [29]. Por otra parte, $\frac{2}{3}$ del trabajo producido por la expansión de los gases en la turbina, es destinado para accionar el compresor [31]. La aplicación de este tipo de tecnología conlleva a una serie de ventajas y desventajas, algunas propias del equipo y en otros casos en relación al entorno de operación. A continuación, se mencionan las ventajas y desventajas más relevantes en base a la información recopilada en [25, 29].

Ventajas:

- Calor útil de gases de escape elevado, entre 400 °C y 600 °C.
- Aprovechamiento directo de los gases de escape.
- No requiere refrigeración con agua u otro refrigerante líquido.
- El equipo puede operar a carga parcial
- Velocidad de giro estable.

Desventajas:

- Requiere suministro de gas a presión alta, entre 16 y 50 bar.
- Las prestaciones del equipo se ven afectadas por las condiciones del entorno como temperatura ambiente y altitud.
- Requiere de un funcionamiento adecuado de los filtros de aire. El equipo es sensible al ingreso de partículas sólidas externas.

1.1.2 Sistema de cogeneración con turbina de vapor

Los sistemas de cogeneración con turbina de vapor son utilizados típicamente bajo la configuración bottoming cycle. Sin embargo, también se aplican en sistemas de ciclo combinado, donde se aprovecha la energía térmica residual de un primer equipo, para generar vapor a alta presión; de no ser suficiente el calor residual mencionado, se suele realizar un proceso de post combustión. Otra alternativa para la aplicación de turbinas de vapor en sistemas de cogeneración, consiste en la utilización de la turbina para generar electricidad, pero a la vez se procura conservar vapor con una presión por encima de la presión atmosférica, de tal manera que se destine dicho vapor para la atención de la demanda térmica [32].

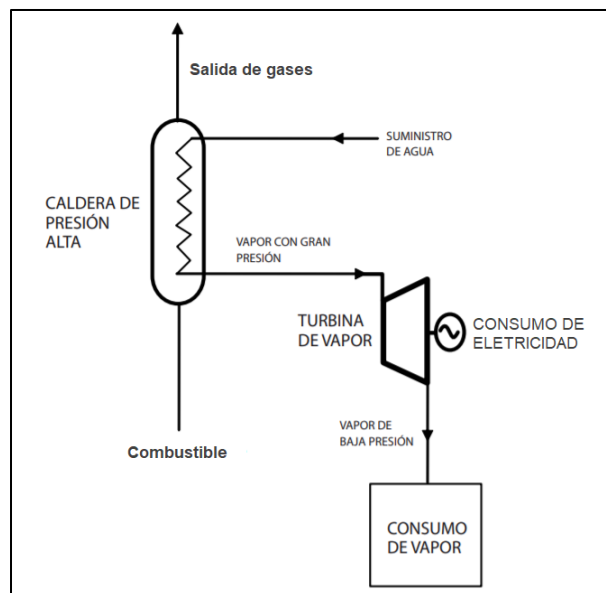


Figura 1.3 Sistema de cogeneración con turbina de vapor
Fuente: [33].

En la figura 1.3 se observa que se genera vapor a alta presión por medio de una caldera. Por lo general, el vapor en plantas de cogeneración, alcanza presiones en el rango de 25 a 100 bar. La presión del vapor a la salida de la turbina depende de la configuración y el tipo de la turbina. Sin embargo, como principio general cabe mencionar que mientras menor sea la presión del vapor a la salida de la turbina, se generará mayor electricidad; pero en contraparte, la energía térmica aprovechable del vapor será menor.

a. Turbinas de vapor industriales

La turbina de vapor industrial se define como una máquina térmica, que aprovecha la expansión de vapor a alta presión para generar energía mecánica, y esta a su vez es convertida en energía eléctrica por medio de un generador; alcanzan potencias de 1 500 MW [34]. Para el caso de aplicación de estas máquinas en sistemas de cogeneración, se clasifican en los siguientes tipos de turbinas:

- Turbina de contrapresión: El vapor a la salida de la turbina posee una presión mayor a la presión atmosférica.
- Turbina de condensación: El vapor a la salida de la turbina posee una presión menor a la presión atmosférica.
- Turbina de extracción e inyección: Este tipo de turbina puede optar el principio de operación de las dos turbinas mencionadas anteriormente; sin embargo, está diseñadas con tomas intermedias, que permite la extracción o inyección de vapor.

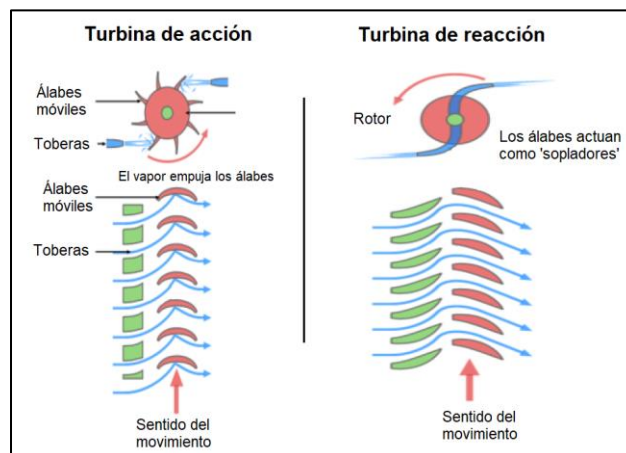


Figura 1.4 Turbina de acción y de reacción
Fuente: [32].

En la figura 1.4 se observa la clasificación de las turbinas de vapor en relación al principio que produce el giro del rotor. Se denomina como turbina de acción cuando el vapor incrementa su energía cinética tras pasar por las toberas del estator, luego de ello entran en contacto con los álabes, lo cual genera el giro del rotor. Por otra parte, las turbinas de reacción aprovechan la diferencia de presión entre las dos caras de los álabes, para que se produzca el giro del rotor. A continuación, se mencionan las principales ventajas y desventajas que conlleva la utilización de esta tecnología [25, 34].

Ventajas

- Se puede emplear gran variedad de combustibles para la producción de vapor en la caldera.
- Permite regular la relación calor/trabajo según las necesidades energéticas.
- Se puede atender la demanda de calor a distintas temperaturas.

Desventajas:

- Vibraciones en el rotor por suciedad o incrustaciones en los álabes.
- Es sensible a la presencia de agua o partículas sólidas. Provoca erosión en los álabes y vibración en el rotor.
- No admite paradas en caliente. Requiere de un virador para evitar que el rotor se curve.

1.1.3 Sistema de cogeneración con motor de combustión interna

Los sistemas de cogeneración con motores de combustión interna (MCI) además de su utilidad para la generación eléctrica, se caracterizan porque se puede aprovechar la energía térmica residual desde tres distintos circuitos de calor. A continuación, se menciona dichos circuitos de recuperación de calor; así mismo, se detalla el rango típico de temperatura a la que se encuentran cada uno de los circuitos.

- Circuito de gases de escape: Este circuito contiene aproximadamente el 22% de la energía aportada por el combustible. Los gases de escape se encuentran típicamente a temperaturas entre 400 °C y 500 °C.

- Circuito de alta temperatura: Contiene aproximadamente el 16% de la energía aportada por el combustible. Este circuito engloba la refrigeración de las camisas de motor, la culata y la primera etapa de refrigeración del aire de admisión a la salida del turbocompresor. El agua de refrigeración alcanza temperaturas alrededor de 90 °C.
- Circuito de baja temperatura: Contiene aproximadamente el 9% de la energía aportada por el combustible. Este circuito corresponde a la refrigeración del aceite de motor y la segunda etapa de refrigeración del aire de admisión. La temperatura del agua de este circuito se encuentra en el rango de 40 °C y 50 °C.

Pese a los distintos circuitos y alternativas para el aprovechamiento de la energía térmica residual de un motor, se estima que alrededor del 11% de la energía aportada por el combustible se pierde [32]. Esto por pérdidas en el alternador, por pérdidas en el circuito de gases de escape, y por pérdidas de calor por convección propias del motor.

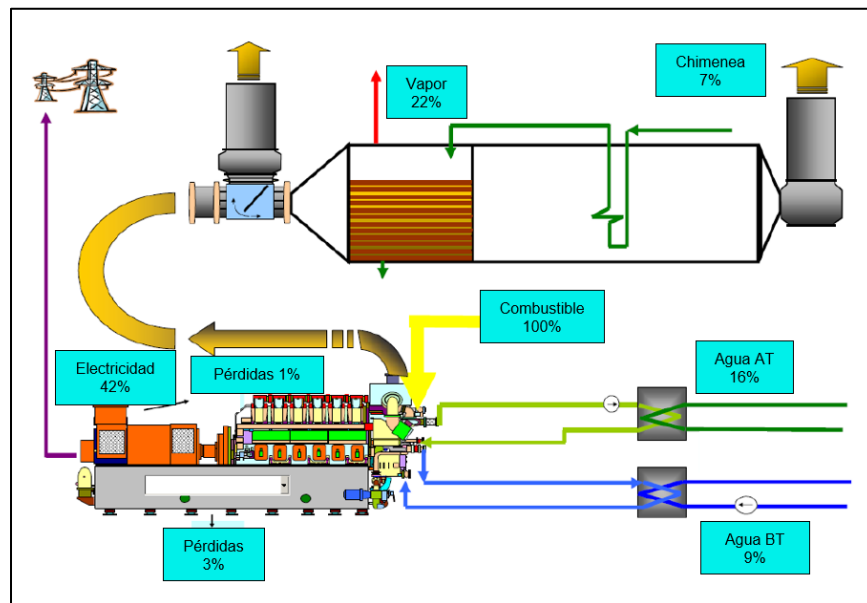


Figura 1.5 Sistema de cogeneración con MCI
Fuente: [32].

En base a la figura anterior, es importante mencionar que el circuito de gases de escape es típicamente utilizado para la producción de vapor a baja presión, por debajo de los 25 bar; mientras que el circuito de alta temperatura suele emplearse para la producción de agua caliente por debajo de los 90 °C; por último, el circuito de baja temperatura suele emplearse para la producción de agua a temperaturas por debajo de los 30 °C [32].

a. Motor de combustión interna (MCI)

Los MCI son motores térmicos de combustión cíclica. Cuenta con un cigüeñal, el cual es el encargado de convertir en energía mecánica, la energía térmica producida por la combustión producida en los cilindros. Los MCI se clasifican en dos grandes grupos dependiendo del tipo de combustible que emplean. Una de las características de los MCI es que mientras se incrementa el tamaño del motor, se reduce las revoluciones. Para motores por debajo de los 2 MW se tiene revoluciones alrededor de 1500 rpm, para motores de hasta 6 MW se alcanzan revoluciones entre 1 000 a 700 rpm. Los motores entre 10 a 15 MW alcanzan alrededor de 500 rpm. Por último, los motores de hasta 80 MW alcanzan revoluciones por debajo de 100 rpm [32].

- Motor diesel: Se caracteriza por utilizar combustibles líquidos tales como el diesel. Su ciclo de operación obedece el ciclo termodinámico Diesel.
- Motor de gas: Emplea combustible como el gas natural o el GLP. El principio de funcionamiento termodinámico corresponde a un ciclo Otto.

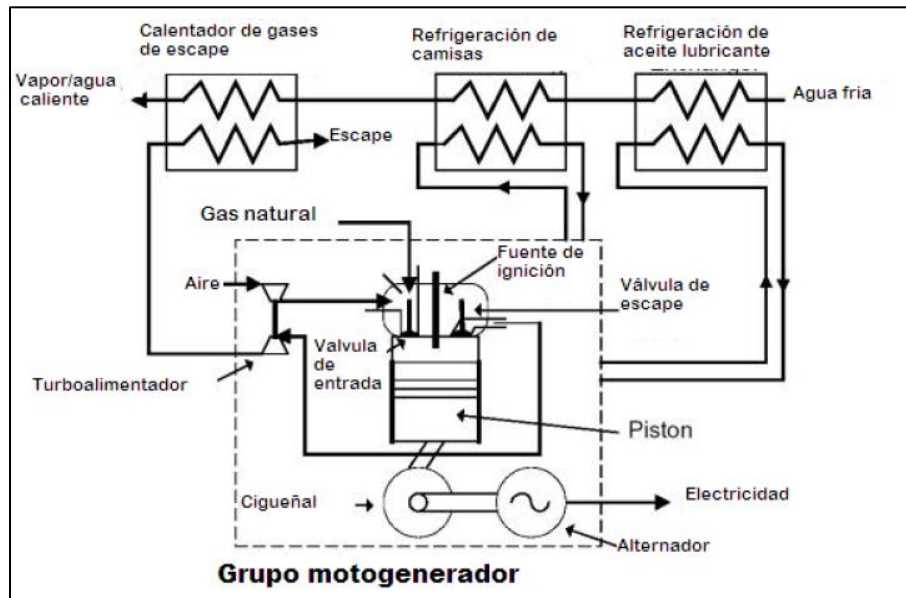


Figura 1.6 Circuitos de calor y electricidad en MCI
Fuente: [32].

En la figura 1.6 se observa como el alternador está conectado al eje del cigüeñal, con ello se logra producir la energía eléctrica. Por otra parte, los circuitos de gases de escape, refrigeración de camisas y refrigeración de aceite están siendo aprovechadas por un único circuito de agua; sin embargo, como se expuso en la Figura 1.5, estos también pueden ser aprovechados individualmente. A continuación, se mencionan las principales ventajas y desventajas relacionados a la aplicación de los MCI [25, 32].

Ventajas

- Se puede emplear gran variedad de combustibles, en forma líquida o gas.
- Arranque rápido, alrededor de diez a quince segundos.
- Permite la operación a carga parcial.
- Gama de potencia desde los 3 kW hasta 80 MW.
- Las prestaciones del equipo se mantienen en entornos de hasta 35 °C y una altitud de 2 500 msnm.

Desventajas:

- Requieren sistemas de refrigeración, inclusive si la energía térmica extraída no es aprovechada.
- Se necesitan bancadas aislantes a la vibración por la combustión cíclica.
- El aprovechamiento del circuito de baja temperatura está limitada a calentar agua por debajo de los 30 °C, por lo que no siempre se aprovecha. Depende de las necesidades térmicas que se tenga.

1.2 Caracterización de los sistemas de cogeneración

La caracterización de una planta de cogeneración consiste en la definición de un conjunto de parámetros, de tal manera que permita seleccionar el sistema más adecuado para la atención de la demanda energética, a su vez permite la optimización del sistema instalado, por último, permite valorar las oportunidades de inversión [35]. A continuación, se detallan la caracterización basada en parámetros de eficiencia; y la caracterización en función a parámetros térmicos.

1.2.1 Indicadores de eficiencia energética de sistemas de cogeneración

La caracterización basada en los indicadores de eficiencia energética supone una metodología simplificada para comparar las prestaciones de un sistema de cogeneración y un sistema de generación convencional. Para ello, se representa el sistema de cogeneración y el sistema de generación convencional como cajas negras, donde se evalúa el consumo de combustible, el trabajo obtenido como energía eléctrica y el calor útil aprovechado. A continuación, se plantea el análisis de eficiencia para un sistema de cogeneración, figura 1.7 sección “a”, extraído de las referencias [36, 35]. Cabe resaltar que, para caracterizar por completo el sistema de cogeneración basta con conocer tres variables independientes de las ecuaciones 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4.

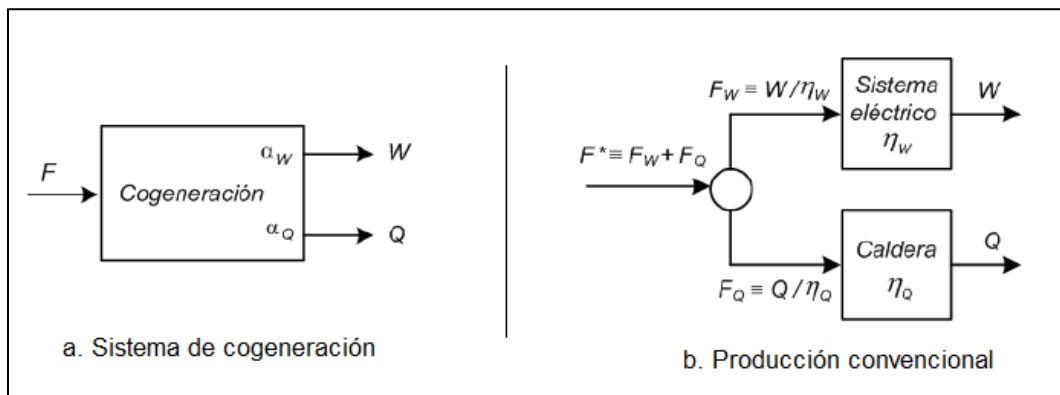


Figura 1.7 Eficiencia en sistemas de cogeneración y sistemas convencionales
Fuente: [36].

$$\alpha_w \equiv \frac{W}{F} \quad (1.1)$$

$$\alpha_Q \equiv \frac{Q}{F} \quad (1.2)$$

$$\eta \equiv \frac{W + Q}{F} \quad (1.3)$$

$$\beta \equiv \frac{Q}{W} \quad (1.4)$$

Donde:

α_w : Eficiencia eléctrica

α_Q : Eficiencia térmica

η : Eficiencia global

β : Relación calor-trabajo

F : Consumo de combustible en unidades de energía (W)

W : Trabajo generado en forma de electricidad (W)

Q : Calor útil cogenerado (W)

Por otra parte, para mostrar la ventaja comparativa de los sistemas de cogeneración sobre los sistemas convencionales para satisfacer las mismas demandas W y Q , se plantean las siguientes ecuaciones, siguiendo las premisas de que electricidad comprada de la red pública se generó con un rendimiento η_w , y que la producción de calor se realiza a través de una caldera.

- Consumo de combustible de la empresa distribuidora, en unidades de energía (W), para producir la energía W :

$$F_w \equiv \frac{W}{\eta_w} \quad (1.5)$$

- Consumo de combustible de la caldera, en unidades de energía (W), para producir la energía Q :

$$F_Q \equiv \frac{Q}{\eta_Q} \quad (1.6)$$

- Consumo de combustible total, en unidades de energía (W), para producir W y Q :

$$F^* \equiv F_w + F_Q \quad (1.7)$$

Donde:

η_W : Rendimiento eléctrico de la empresa distribuidora para producir W

η_Q : Rendimiento de la caldera

La decisión para optar por el sistema de cogeneración conlleva a realizar el análisis del ahorro de combustible que este significa. Este ahorro se calcula bajo la siguiente expresión.

$$\Delta F \equiv F^* - F = \frac{W}{\eta_W} + \frac{Q}{\eta_Q} - F \quad (1.8)$$

En base al cálculo anterior, se introduce el índice de ahorro de energía primaria IAF . Este índice representa el ahorro de combustible por unidad de energía requerida en el modo convencional.

$$IAF \equiv \frac{\Delta F}{F^*} = 1 - \frac{F}{\frac{W}{\eta_W} + \frac{Q}{\eta_Q}} = 1 - \frac{1}{\frac{\alpha_W}{\eta_W} + \frac{\alpha_Q}{\eta_Q}} \quad (1.9)$$

De manera complementaria al IAF , resulta conveniente calcular el *Rendimiento Eléctrico Equivalente REE* (η_{eq}), el cuál hace referencia al análisis del consumo de combustible para producir Q con cogeneración o con un sistema convencional.

$$\eta_{eq} \equiv \frac{F}{F_{eqW}} = \frac{W}{F - \frac{Q}{\eta_Q}} = \frac{\alpha_W}{1 - \frac{\alpha_Q}{\eta_Q}} \quad (1.10)$$

De la ecuación 1.10, F_{eqW} representa el consumo adicional del sistema de cogeneración para producir Q (además de W), respecto al sistema convencional.

$$F_{eqW} = F - F_Q \quad (1.11)$$

Si bien es cierto el apartado 1.3.1 muestra la caracterización de los sistemas de cogeneración de manera global, resulta necesario realizar el análisis específico del aprovechamiento térmico según la tecnología empleada en el sistema de cogeneración. En tal sentido, en el siguiente apartado se desarrolla la caracterización del aprovechamiento térmico en función de la tecnología de generación empleada.

1.2.2 Aprovechamiento térmico de los sistemas de cogeneración

Tal como se explicó en el apartado 1.1, los sistemas de cogeneración con turbina de gas y motores de combustión, aprovechan directamente la energía térmica de los gases de escape por medio de una caldera de recuperación de calor HRSG. Como resultado se puede obtener vapor o agua caliente. Dichos equipos HRSG constan de tres etapas de operación tal como se observa en la figura 1.8.

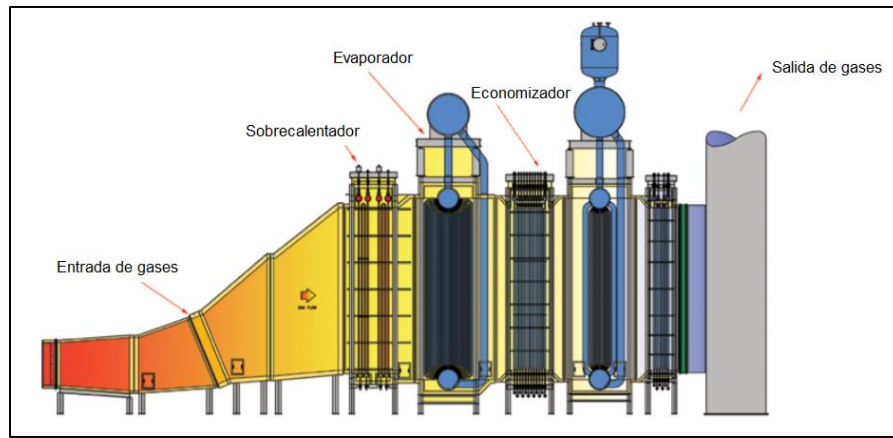


Figura 1.8 Diagrama modular de un HRSG
Fuente: [37].

- Economizador: En esta sección del HRSG se aprovechan los gases de escape para calentar agua hasta niveles de temperatura por debajo del punto de vaporización.
- Evaporador: En esta sección el agua que pasa por el HRSG alcanza la temperatura de vaporización.
- Sobrecalentador: Es la etapa del HRSG dedicada a elevar la temperatura del vapor de agua por encima del punto de vaporización.

Con el propósito de cumplir las condiciones mencionadas para cada etapa del HRSG, se establecen dos límites de seguridad conocidos como Pinch point y Approach point. En la figura 1.9 se logra observar de manera esquemática ambos límites. Además, se rescatan los parámetros principales para la caracterización y el cálculo energético del intercambio de calor entre la línea de los gases de escape y la línea de agua. A continuación, se detalla cada parámetro para un mejor entendimiento de estos.

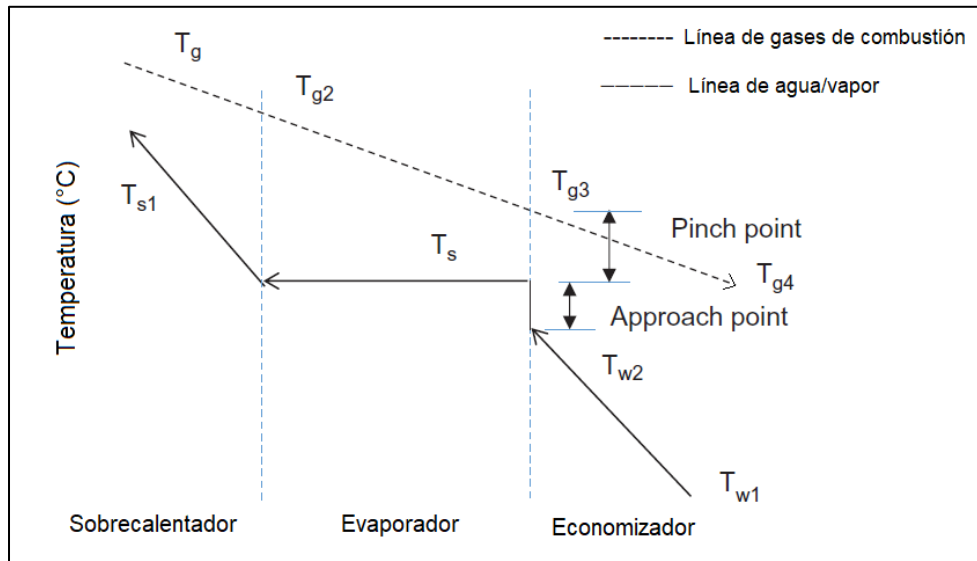


Figura 1.9 Pinch point y Approach point
Fuente: [38].

Donde:

- T_{w1} : Temperatura de ingreso del agua al HRSG (°C)
- T_{w2} : Temperatura del agua a la salida del economizador (°C)
- T_s : Temperatura de saturación del agua (°C)
- T_{s1} : Temperatura del vapor sobrecalentado a la salida del HRSG (°C)
- T_g : Temperatura de los gases de escape a la entrada del HRSG (°C)
- T_{g2} : Temperatura de los gases de escape a la salida del sobrecalentador (°C)
- T_{g3} : Temperatura de los gases de escape a la entrada del economizador (°C)
- T_{g4} : Temperatura de los gases de escape a la salida del HRSG (°C)
- *Pinch point* ΔT_p : Es la diferencia de temperaturas entre la temperatura de saturación del agua y la temperatura de los gases en el punto T_{g3} . Por lo general, para el caso de los gases de escape sin post combustión, el valor de ΔT_p se encuentra en el rango de 10 °C a 15 °C [38].
- *Approach point* ΔT_A : Es la diferencia de temperaturas entre la temperatura de saturación del agua y la temperatura del agua a la salida del economizador. Por lo general, para el caso de gases de escape sin post combustión, el valor de ΔT_A se encuentra en el rango de 10 °C a 15 °C [38].

Por lo general, la temperatura de los gases de escape a la salida del HRSG, es decir en el punto T_{g4} , alcanzan los 120 °C para el caso de gas natural, y 150 °C para el diesel [39]. Se establecen estos límites de referencia, para evitar que la temperatura de los gases se reduzca hasta alcanzar el punto de rocío ácido. A continuación, se plantean las ecuaciones, que permiten determinar el flujo de agua óptimo; sin embargo, también se les da utilidad para determinar cualquier otro parámetro de interés.

$$T_{w2} = T_s - \Delta T_A \quad (1.12)$$

$$T_{g3} = T_s + \Delta T_P \quad (1.13)$$

$$\dot{m}_g \cdot c_{pg}(T_{gi} - T_{gj}) = \dot{m}_a(h_{ai} - h_{aj}) \quad (1.14)$$

Donde:

\dot{m}_g : Flujo másico de los gases que ingresan al HRSG (kg/s)

c_{pg} : Calor específico del gas a presión constante ($kJ/kg \cdot K$)

T_{gi} : Temperatura en el punto de análisis de mayor temperatura (°C)

T_{gj} : Temperatura en el punto de análisis de menor temperatura (°C)

\dot{m}_a : Flujo másico del agua que ingresa al HRSG (kg/s)

h_{ai} : Entalpía del agua en el punto de análisis de mayor temperatura (kJ/kg)

h_{aj} : Entalpía del agua en el punto de análisis de menor temperatura (kJ/kg)

Si los gases de escape alcanzan la temperatura del punto de rocío ácido, se forma un aerosol de ácido sulfúrico. Si se reduce a temperaturas por debajo del punto de rocío, se forma una película de ácido sulfúrico conocido como “penacho azul”. Las emisiones del aerosol de ácido sulfúrico al ambiente, representa un peligro a la salud humana bajo la categoría de emisiones PM_{2.5} (partículas en suspensión menores a 2.5 micras); mientras que la película de ácido sulfúrico se queda impregnada en las superficies con las que tiene contacto, lo cual dificulta las labores de mantenimiento y corroe las superficies expuestas [40].

1.3 Evaluación de sistemas de cogeneración

La evaluación de las distintas alternativas para obtener la demanda de calor y electricidad requerido por el establecimiento, debe englobar distintos factores de diseño de carácter técnico, económico, financiero, legal, y medioambiental [35]. En particular, para el diseño de sistemas de cogeneración para el sector residencial-comercial se debe considerar los siguientes aspectos:

- Caracterización de la demanda eléctrica y térmica.
- Disponibilidad y garantía para la adquisición del combustible.
- Disponibilidad comercial de los equipos que se desea instalar.
- Evaluación técnica que determinen el rendimiento del sistema.
- Consideración del marco legal sobre cogeneración en el lugar a implementar.

1.3.1 Caracterización de la demanda energética

La demanda energética de los edificios que forman parte del sector residencial-comercial (viviendas, hoteles, oficinas), por lo general tienen como característica la necesidad de calor en dos formas, la primera es el servicio de agua caliente sanitaria (ACS) y la segunda la necesidad de calefacción. Existen tres modos para representar los datos de la demanda energética.

- Utilizar valores puntuales de potencia máxima (kW/m^2) y consumo específico anual ($\text{kWh/m}^2\text{año}$).
- Curvas monótonas de demanda: Representan el valor (kW) y la duración (h) anual de la demanda energética.
- Analizar el consumo hora por hora a lo largo del año.

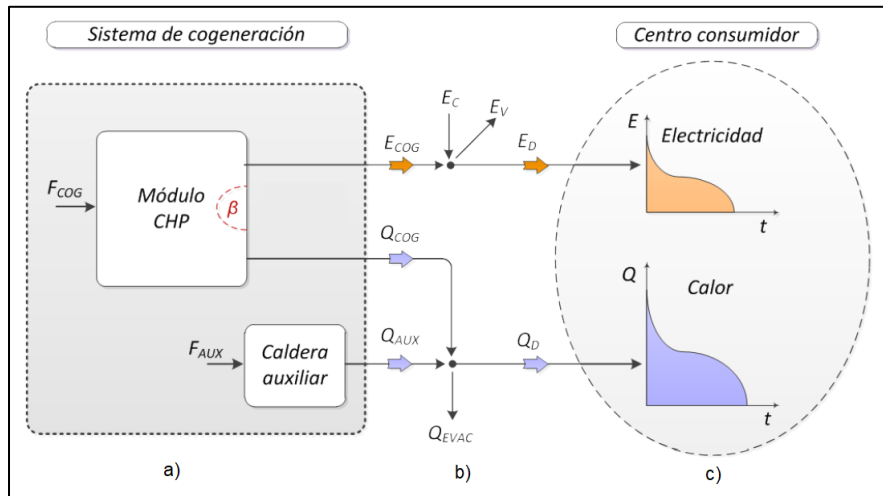


Figura 1.10 Esquema de un sistema simple de cogeneración
Fuente: [35].

En la sección c) de la figura 1.10 se observa las curvas monótonas de demanda eléctrica y térmica. Además, en la sección b) de la misma figura se representa la configuración de compra (E_C) y venta (E_V) de electricidad para atender dicha demanda; así como también la expulsión de calor (Q_{EVAC}) en caso haya un excedente de este. En el caso donde los datos de demanda de calor estén diferenciados como consumo de agua caliente sanitaria ACS y consumo en calefacción, se debe seguir el siguiente criterio para obtener una única curva de demanda térmica [36], tal como se puede evidenciar en la figura 1.11.

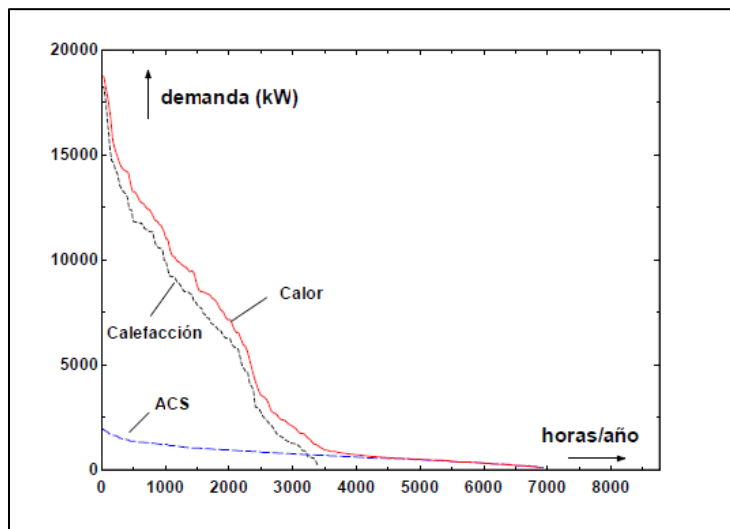


Figura 1.11 Curvas monótonas de ACS, calefacción y calor
Fuente: [36].

- Si las demandas de calor son simultaneas: Se debe sumar verticalmente las demandas de calor correspondiente al mismo número de horas.
- Si las demandas de calor son asíncronas: Se deben sumar horizontalmente las horas correspondientes a la misma demanda.

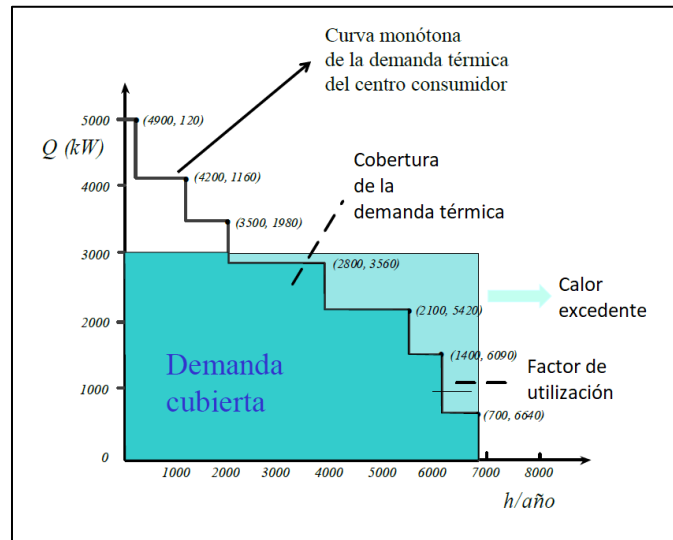


Figura 1.12 Curvas monótona de demanda térmica
Fuente: [41].

Por otra parte, se puede estandarizar los tipos de días a lo largo del año en función de las características de consumo energético [42]. Esto sirven como referencia para tomar los datos de consumo de electricidad y calor en intervalos de horas de un día. Luego de ello, a través de un cálculo de frecuencias de consumo, ordenadas de mayor consumo a menor, la curva monótona de demanda resulta de la forma como se representa en la figura 1.12. El factor de utilización y la cobertura de la demanda mostrados en la figura 1.12, se desarrollan en el apartado 1.3.2 como parte de la evaluación técnica de los sistemas de cogeneración.

1.3.2 Criterios de evaluación técnica

La evaluación técnica de los sistemas de cogeneración está referido a los criterios de operación de los módulos de cogeneración durante las 8760 horas del año, respecto a la potencia eléctrica a instalar. A continuación, se mencionan los tres principales parámetros de evaluación técnica y sus correspondientes fórmulas matemáticas [36, 35]:

- Factor de utilización (*FUW*): Representa el aprovechamiento real anual de la tecnología instalada, respecto a la capacidad de producción anual máxima del equipo operando a plena carga.

$$FUW = \frac{\int_0^{H_{ope}} W_c(H) dH}{8760W_{ins}} \quad (1.15)$$

Donde:

W_c : Trabajo cogenerado (*kW*)

W_{ins} : Potencia instalada (*kW*)

H : Horas de operación (*h*)

H_{ope} : Horas de operación anual (*h*)

- Tasa de cobertura (*TCQ*): Representa la fracción de demanda térmica atendida con la cogeneración.

$$TCQ = \frac{\int_0^{H_{ope}} Q_{cc}(H) dH}{EQD_{año}} \quad (1.16)$$

Donde:

Q_{cc} : Calor recuperado y consumido (*kW*)

$EQD_{año}$: Demanda de calor anual (*kWh*)

- Grado de aprovechamiento del calor cogenerado (*GAC*): Se representa en función de los dos parámetros anteriores y de la relación calor – trabajo β expresado en la ecuación 1.4.

$$GAC = \frac{\int_0^{H_{ope}} Q_{cc}(H) dH}{\int_0^{H_{ope}} Q_c(H) dH} \approx \frac{TCQ}{FUW} \cdot \frac{EQD_{año}}{8760W_{ins} \cdot \beta} \quad (1.17)$$

Donde:

Q_{cc} : Calor recuperado y consumido (kW)

$EQD_{año}$: Demanda de calor anual (kWh)

De manera ideal, se considera como mejor diseño técnico de planta de cogeneración a la alternativa que obtenga en conjunto los mayores valores de FUW , TCQ y GAC . Sin embargo, en sistemas con demanda variable, elevar el valor de FUW conlleva a un efecto inverso en TCQ , lo cual hace complejo la selección de la alternativa óptima. Por tal motivo, el criterio técnico debe ser de sentido combinatorio con el criterio económico [35].

1.3.3 Criterios de evaluación económica

Como parte de la evaluación económica, es importante calcular los beneficios económicos que significa la implementación de una planta de cogeneración en relación a un sistema convencional. Uno de los parámetros clave de dichos beneficios económicos, es el ahorro de combustible que involucra el sistema de cogeneración en relación a un sistema de generación convencional. A continuación, se plantean las ecuaciones de los parámetros principales [36, 35].

- Ahorro económico anual A ($\$/año$):

$$A = W_{ins} \cdot 8760 \cdot FUW \left(p_e + \beta \cdot GAC \cdot \frac{p_{fa}}{\eta_c} - \frac{p_{fm}}{\alpha_w} \right) \quad (1.18)$$

Donde:

p_e : Precio de la electricidad ($\$/kWh$)

p_{fa} : Precio del combustible de la caldera auxiliar ($\$/kWh$)

p_{fm} : Precio del combustible del módulo de cogeneración ($\$/kWh$)

- Evaluación del precio de electricidad respecto al precio de combustible: Si se cumple la expresión de la ecuación 1.19, se dice que el precio de la electricidad ya compensa el precio del combustible utilizado para generar dicha electricidad en el módulo de cogeneración, incluso si el calor cogenerado es evacuado al ambiente.

$$p_e \geq \frac{p_{fm}}{\alpha_w} \quad (1.19)$$

- Ahorro económico anual a plena carga A_{pc} (\$/año): La operación del equipo a plena carga durante el máximo de horas posible se justifica si se cumple la expresión de la ecuación 1.19. Para tales casos, el ahorro económico anual se calcula según la siguiente expresión.

$$A = W_{ins} \cdot H_{ope} \left(p_e - \frac{p_{fm}}{\alpha_w} \right) + TCQ \cdot EQD_{año} \cdot \frac{p_{fa}}{\eta_c} \quad (1.20)$$

La alternativa de diseño más óptimo se define a partir de los resultados obtenidos en las ecuaciones de los apartados 1.4.2 y 1.4.3. Sin embargo, ha este análisis se debe agregar las regulaciones normativas referente al marco legal para cogeneración. En el apartado 1.7 se explica con mayor profundidad dichas regulaciones.

1.4 Concepto de trigeneración

Los sistemas de trigeneración, también conocidos como combined cooling, heating and power systems (CCHP), son sistemas dedicados a la generación simultánea de electricidad, calor y frío, a partir de una misma fuente de energía, que por lo general es combustible fósil [43]. Un sistema de trigeneración está conformado típicamente por un sistema de cogeneración y un sistema de refrigeración por absorción.

En la figura 1.13 se enmarca en un cuadro con líneas discontinuas el subsistema correspondiente a la refrigeración por absorción. Cabe resaltar que, dicho subsistema aprovecha como fuente de energía, parte del calor recuperado por cogeneración [13]. Por otra parte, en situaciones donde el establecimiento demanda únicamente electricidad y aire acondicionado, se sigue manteniendo la recuperación de calor por cogeneración para el suministro del chiller de absorción, por lo que la trigeneración continúa siendo empleada.

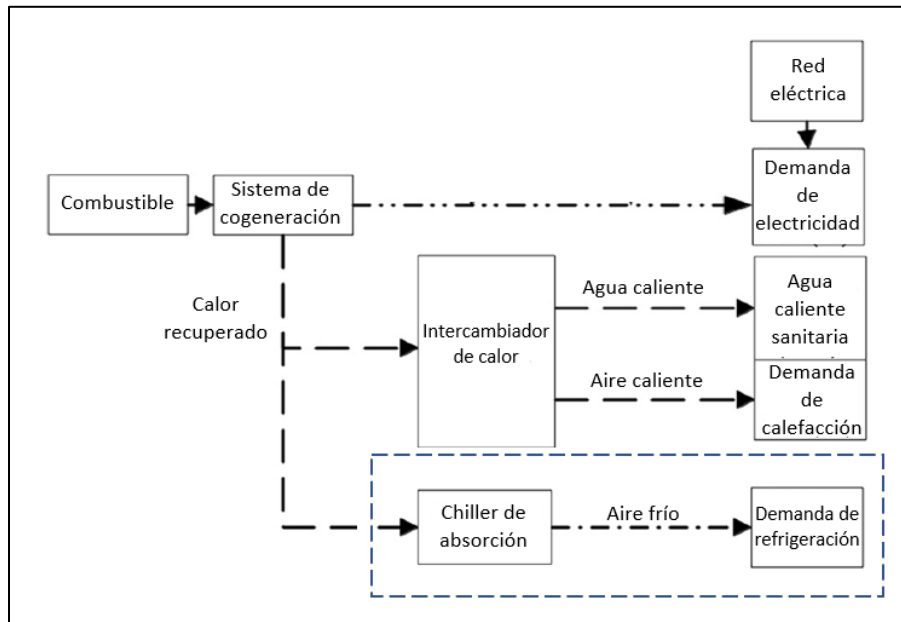


Figura 1.13 Sistema de trigeneración simple
Fuente: [13].

Otros sistemas de trigeneración de mayor complejidad consideran la aplicación de una caldera auxiliar, en caso el calor recuperado por cogeneración no sea suficiente para el abastecimiento del chiller de absorción. También, existe la alternativa de emplear un chiller eléctrico que aprovecha parte de la electricidad generada en la unidad primaria, o que puede utilizar directamente la electricidad de la red pública [43]; la configuración óptima a emplear está en función a la demanda energética a cubrir.

1.4.1 Chillers de absorción

Los sistemas de refrigeración por absorción constan de un chiller de absorción, que aprovecha una fuente de calor para enfriar agua a temperaturas por el orden de 7 °C [44]. Estos equipos emplean un par de unidades conocidas como absorbedor y generador, los cuales en conjunto reemplazan el trabajo desarrollado por el compresor de un sistema de refrigeración por compresión típico. Además, cuentan con otras dos unidades, el condensador y el evaporador.

El funcionamiento de este equipo se basa en el principio de absorción, donde una disolución refrigerante-absorbente es calentada en el generador. Luego el vapor del fluido refrigerante pasa por un condensador, para después pasar como líquido por el evaporador, donde se vuelve a evaporar. Por último, el vapor del refrigerante entra en contacto con el absorbente, formándose nuevamente la disolución concentrada para reiniciar el ciclo de refrigeración. En la figura 1.14, se detalla de manera esquemática el principio de funcionamiento de estos equipos.

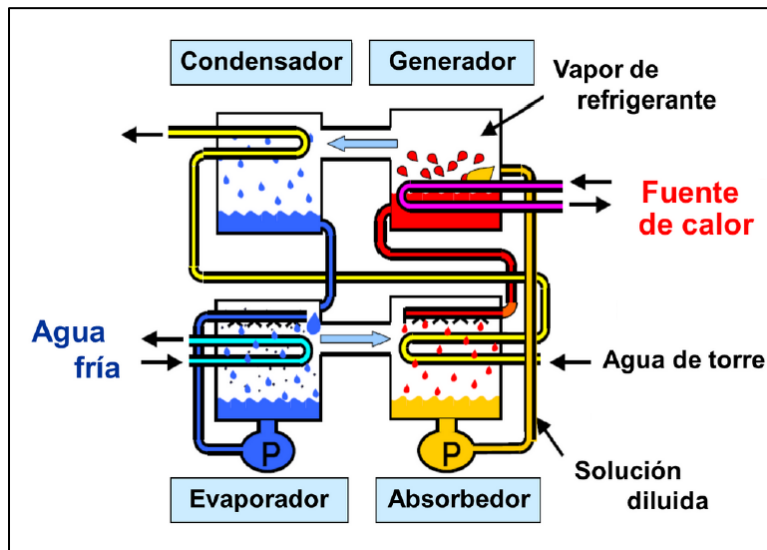


Figura 1.14 Sistema de absorción de simple efecto
Fuente: [45].

Existen cuatro diferentes disoluciones concentradas de refrigerante-absorbente comúnmente empleado en los chillers de absorción. Siendo el par de trabajo agua-bromuro de litio la disolución más empleada en la tecnología actual [45]. Es importante mencionar que para el caso de la disolución agua-bromuro de litio ($H_2O/LiBr$), se establece los $5\text{ }^{\circ}C$ como temperatura de operación mínima, para evitar la solidificación del agua en el circuito interno del equipo [46]. A continuación, se mencionan las cuatro posibilidades a emplearse como disolución.

- $H_2O/LiBr$: Donde el agua actúa como refrigerante y el bromuro de litio como absorbente.
- NH_3/H_2O : Donde el amoníaco actúa como refrigerante y el agua como absorbente.

- $\text{LiNO}_3/\text{H}_2\text{O}$: Donde el nitrato de litio actúa como refrigerante y el agua como absorbente.
- $\text{NaSCN}/\text{H}_2\text{O}$: Donde el tiocianato sódico actúa como refrigerante y el agua absorbente.

1.4.2 Clasificación de los chillers de absorción

Los chillers de absorción se clasifican en función al número de generadores que conforman el equipo. Debido a que el generador representa la etapa de suministración de calor al chiller, el número de generadores relaciona las características del fluido aportado como fuente de calor, y el rango de temperaturas de este. A continuación, se menciona la clasificación de los chillers, así como también el rango de temperatura típicos a las que operan cada uno de ellos.

- Chiller de simple efecto: Cuenta con un solo generador; por lo general se emplea agua caliente como fuente de calor, con temperaturas en el rango de 70 °C a 95 °C [44].
- Chiller de doble efecto: Cuenta con dos generadores; por lo general se emplea vapor de agua como fuente de calor, con temperaturas en el rango de 140 °C a 160 °C [46].
- Chiller de triple efecto: Cuenta con tres generadores; por lo general se emplea una fuente de calor por encima de los 200 °C [45].

Fuente de calor	Tipo	COP
Agua caliente	Simple efecto	0.4 – 0.8
Vapor	Doble efecto	0.8 – 1.5
Gases de escape	Doble efecto	1.2 – 1.4
Agua caliente y gases de escape	Híbrido	1.1 – 1.3

Tabla 1.2 Clasificación de chillers de absorción según fuente de calor
Fuente: Elaboración propia en base a [44, 45, 46].

El desarrollo tecnológico desarrollado en los chillers de absorción permite emplear como fuente de calor, los gases de escape del equipo de generación primario del sistema de trigeneración. En la tabla previa, se detalla el rango del coeficiente de rendimiento (*COP*) típico del ciclo de refrigeración de los chillers, en función del tipo de fuente de calor. El coeficiente de rendimiento (*COP*) de los chillers permiten relacionar la potencia de refrigeración obtenido respecto a la potencia del calor suministrado al equipo; para ello se emplea la siguiente expresión [17].

$$Q_{ac} = Q_{rc} \cdot COP \quad (1.21)$$

Donde:

Q_{ac} : Frío suministrado por el chiller de absorción (*kW*)

Q_{rc} : Calor suministrado al chiller de absorción (*kW*)

1.5 Concepto de poligeneración

Se conoce como poligeneración a la producción simultánea de dos a más servicios energéticos y/o productos manufacturados, por medio del consumo de dos o más fuentes de energía [47]. Para el caso de abastecimiento energético al sector residencial-comercial, se conoce como poligeneración, al abastecimiento de electricidad, calefacción, agua caliente y/o aire acondicionado, a partir del consumo de dos o más fuentes de energía.

Los sistemas de poligeneración típicos en el sector residencial-comercial están conformados por un sistema de trigeneración, trabajando conjuntamente con un sistema de generación en base a energía solar. A dicho sistema se conoce también como sistema de trigeneración híbrido (solar hybrid CCHP system) [15, 17]. En la figura 1.15 se representa de manera esquemática un sistema de poligeneración con MCI y colectores solares. Además, se observa la implementación de tanques de almacenamiento de calor. En secciones posteriores se detalla los tipos de colectores que pueden conformar el sistema de poligeneración, así como también los cálculos relacionados al dimensionamiento de los colectores y del tanque de almacenamiento.

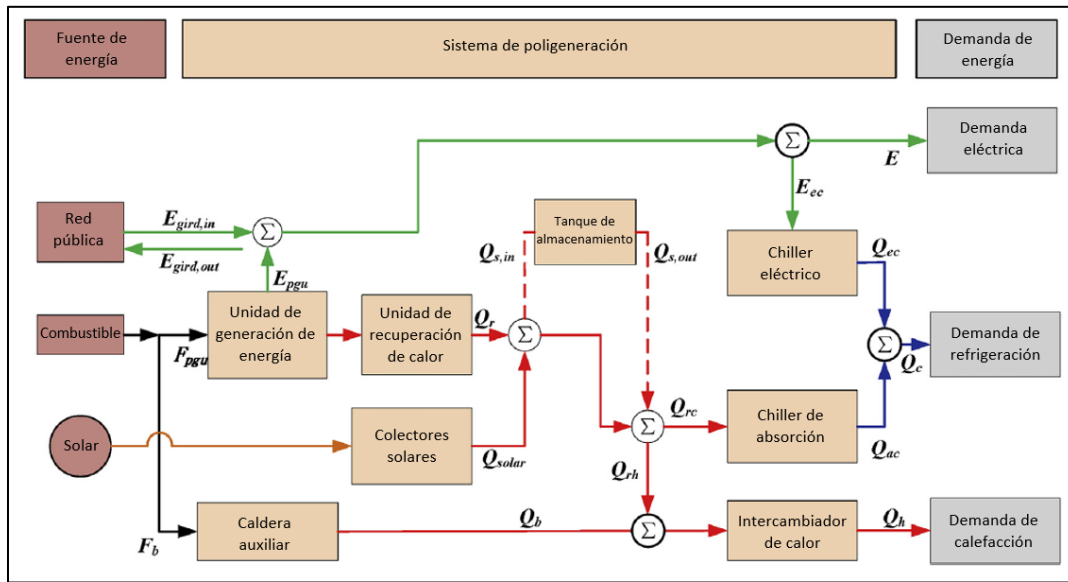


Figura 1.15 Sistema de poligeneración con MCI y colectores solares
Fuente: [17].

1.5.1 Poligeneración con MCI y colectores solares

Un sistema de poligeneración con MCI y colectores solares consiste básicamente en un sistema de trigeneración, trabajando conjuntamente con un sistema de concentración solar de potencia. En estas configuraciones, la concentración solar está dedicada a la obtención de energía térmica, que posteriormente puede ser empleada como suministro al chiller de absorción, o también puede emplearse directamente para la atención de la demanda de calefacción, tal como se logra observar en la figura 1.15.

La concentración solar de potencia mediante colectores solares, se basa en el principio de aprovechamiento de la irradiación solar, para la generación de energía térmica. Este tipo de tecnología se clasifica en dos categorías [48], los colectores que concentran de manera focalizada la irradiación, mediante la utilización de lentes o espejos reflectores; y los colectores de forma plana, que no concentran la irradiación sobre un punto específico. A continuación, se detallan los distintos tipos de colectores solares, los cuales se diferencian por la forma de los colectores, el principio de trabajo que siguen, la ratio de concentración, y el rango de temperatura típico a la que se logra recuperar calor.

a. Colector de placa plana

Este tipo de colector cuenta con un absorbedor plano, ubicado en la parte superior; además, no requiere de un sistema de seguimiento a la posición del sol. Por lo cual, aprovecha tanto la irradiación directa como la irradiación difusa, que incide sobre la superficie del absorbedor. Usualmente se emplea para cubrir servicios de calefacción y producción de agua caliente sanitaria (DHW); aunque también puede aprovecharse la energía térmica para la producción de frío para los servicios de aire acondicionado.

b. Colector de tubo de vacío

Están conformados típicamente por diez a más tubos de vacío, que se conectan a través de un colector. Además, se suele añadir un reflector en la parte inferior de los tubos, para incrementar la concentración de energía solar. Por otra parte, no requiere de un sistema de seguimiento a la posición del sol. Aprovecha la irradiación directa y la irradiación difusa. El campo de aplicación está presente en el sector residencial, para los servicios de calefacción, DHW, aire acondicionado y refrigeración.

c. Colector parabólico compuesto

Este tipo de tecnología está conformada por un reflector de forma cilindro parabólico, que refleja la irradiación sobre una superficie receptora ubicada en la parte inferior del reflector. El principio de operación de esta tecnología hace que la irradiación reflejada, no se concentre de manera focalizada (non-imaging solar concentrating technology); por lo que, el receptor recibe la irradiación de manera dispersa [48].

d. Colector con concentración térmica fotovoltaica

Este tipo de tecnología permite obtener energía térmica y energía eléctrica de manera conjunta, a partir del aprovechamiento de la energía solar. Para ello, combina la aplicación de reflectores, que concentran la irradiación sobre una superficie de paneles fotovoltaicos, y estos a su vez cuentan con unos tubos ubicados en la parte inferior, por el cual circula el fluido de trabajo. El fluido que circula por el interior de los tubos, permite recuperar energía térmica; y a su vez, actúa como refrigerante para los paneles fotovoltaicos, con lo cual se incrementa la eficiencia de la producción de electricidad [48].

e. Colector lineales Fresnel

Emplea un conjunto de espejos reflectores primarios, que se colocan de manera contigua cerca al suelo o la superficie de apoyo. Estos reflectores primarios concentran la irradiación en un receptor lineal, colocado a 3 o 4 metros de la superficie de apoyo, donde se ubica un tubo por el cual circula el fluido de trabajo. Los reflectores primarios cuentan con un eje independiente, que los ubican en la posición adecuada para concentrar la irradiación en el receptor lineal, el cual, a diferencia de los reflectores primarios, no tienen un mecanismo de movimiento [49].

f. Colector cilindro parabólico

Emplea un espejo reflector de forma parabólica, que se extiende de forma lineal. Dirige la irradiación normal directa al foco de la curva parabólica, a lo largo de toda su extensión lateral. En dicho foco se encuentra un tubo de vacío, por el cual circula el fluido de trabajo. Este tipo de tecnología requiere de un eje rotacional que se adecúe al movimiento del sol durante el día, de tal manera que se mantenga la concentración de la irradiación en el foco del espejo reflector [48].

g. Colector de disco parabólico

Este tipo de tecnología consta de un disco de forma parabólica, que concentra la irradiación normal directa en un foco puntual. En dicho foco, se coloca un elemento receptor, que concentra la irradiación reflejada. Debido a que la concentración se realiza en un único punto, se requiere de un sistema de seguimiento de dos ejes, para mantener enfocado la irradiación sobre el receptor según el movimiento del sol [50].

h. Colector de torre con receptor central

Este tipo de tecnología se caracteriza por ser de enfoque puntual. La irradiación normal directa es concentrada en un receptor ubicado en la parte alta de una torre. Los espejos reflectores, conocidos como heliostatos, están ubicados en el suelo o superficie de apoyo; además, cuentan con un sistema de seguimiento de dos ejes para mantener enfocado la irradiación sobre al receptor, durante el movimiento del sol en el día [49].

Para la selección y evaluación de los diferentes tipos de colectores solares, es importante tener en cuenta la ratio de concentración y los niveles de temperatura que alcanza el fluido de trabajo, con cada una de las tecnologías. Por su parte, la ratio de concentración indica la relación entre el área de apertura del colector y el área del receptor. Mientras que, el nivel de temperatura, indica los niveles de temperatura que alcanza el fluido de trabajo. En la siguiente tabla, se presenta los valores típicos de dichos parámetros para cada tecnología presentada previamente.

Tipo de colector	Ratio de concentración	Nivel de temperatura
Colector de placa plana	1	< 100 °C
Colector de tubo de vacío	1 a 1.2	< 200 °C
Colector parabólico compuesto	1.1 a 5	< 200 °C
Colector con concentración térmica-fotovoltaica	1 a 5	< 150 °C
Reflector Fresnel lineal	10 a 40	< 400 °C
Colector cilindro parabólico	10 a 50	< 500 °C
Colector disco parabólico	50 a 500	< 750 °C
Colectores de torre con receptor central	500 a 1200	500 °C a 1200 °C

Tabla 1.3 Tipos de colectores solares
Fuente: Elaboración propia en base a [48, 49, 50].

En la tabla 1.3 se logra observar los valores típicos para la ratio de concentración (C_r) para cada tipo de colector. Este parámetro también es de utilidad para determinar el tipo de irradiación que aprovecha el colector solar. Se establece que los colectores con valores de C_r mayores a 5, operan bajo el principio de concentración focalizada (imaging-concentrating collectors); por lo que aprovechan únicamente la irradiación directa. Mientras que, los colectores con valores de C_r menores a 5, se caracterizan por recibir la irradiación de manera dispersa sobre la superficie del receptor (non-imaging solar collectors); por lo cual aprovechan la irradiación directa y parcialmente la irradiación difusa [48].

$$C_r = \frac{A_a}{A_r} \quad (1.22)$$

Donde:

A_a : Área de apertura (m^2)

A_r : Área de receptor (m^2)

Por otra parte, en la tabla 1.3 también se detalla los niveles de temperatura típicos que alcanza el fluido de trabajo en cada tipo de colector. Este parámetro es de utilidad para determinar la temperatura a la cual se podrá recuperar calor para posteriormente cubrir una demanda térmica. Cabe mencionar que, para el caso de los colectores lineales Fresnel, se obtienen temperaturas menores a 400 °C al emplear aceite como fluido de trabajo; sin embargo, esta tecnología permite utilizar sales fundidas, con las cuales se logra alcanzar temperaturas alrededor de 500 °C [49].

1.5.2 Implementación de tanques de almacenamiento de calor

Los sistemas de poligeneración con MCI y colectores solares suelen añadir un tanque de almacenamiento de calor; que sirve para guardar parte del calor excedente, para su posterior utilización cuando se requiera atender la demanda térmica de calefacción o refrigeración [17]. Esta configuración se defiende principalmente porque el aprovechamiento efectivo de la energía solar en promedio alcanza las seis horas diarias, en el rango de 09:00 am a 03:00 pm [10].

La tecnología dedicada a los tanques de almacenamiento de calor, se clasifican según las características del fluido de trabajo. En ese sentido, se clasifican como sistemas de almacenamiento por calor sensible, en casos donde el fluido de trabajo experimenta únicamente un cambio de temperatura durante el proceso. Mientras que, se define como sistema de almacenamiento por cambio de fase o por calor latente, en situaciones donde el fluido de trabajo presenta un cambio de fase. Para este último caso, el fluido que circula a través de los colectores es diferente al fluido almacenado en el tanque, por lo que se requiere de un intercambiador de calor entre ambos [51].

Los sistemas de almacenamiento térmico por calor sensible se subdividen en función a la configuración de los tanques que conforman el sistema de almacenamiento, o del método operacional a los que se rige el fluido de trabajo. En ese sentido, existen tres distintos tipos de almacenamiento por calor sensible [51], las cuales se mencionan a continuación; además, se detalla las principales características de cada una de ellas.

a. Sistema de almacenamiento multi tanques

Los sistemas de almacenamientos típicos sugieren la utilización de un único tanque, donde el fluido de trabajo pasa a través de los colectores, y se almacena en un tanque. Sin embargo, dicha configuración resulta inconveniente en días nublados; ya que, además de reducirse la temperatura del fluido a la salida de los colectores, esta temperatura se reducirá aún más, al llegar al tanque, debido a que el fluido llegará a un estado de equilibrio térmico con el fluido que se encuentra inicialmente en el tanque.

Para evitar dicho efecto, se plantea la utilización de dos o más tanques de almacenamiento, donde el fluido a alta temperatura que sale de los colectores, es almacenado en un tanque individual, para posteriormente ser empleado en el intercambiador de calor. Por otra parte, el fluido luego de pasar por el intercambiador de calor, presenta una reducción en su temperatura, por lo cual es almacenado en otro tanque, para posteriormente reingresar al circuito de los colectores solares. Ambas configuraciones mencionadas, se detallan de manera esquemática en la siguiente figura.

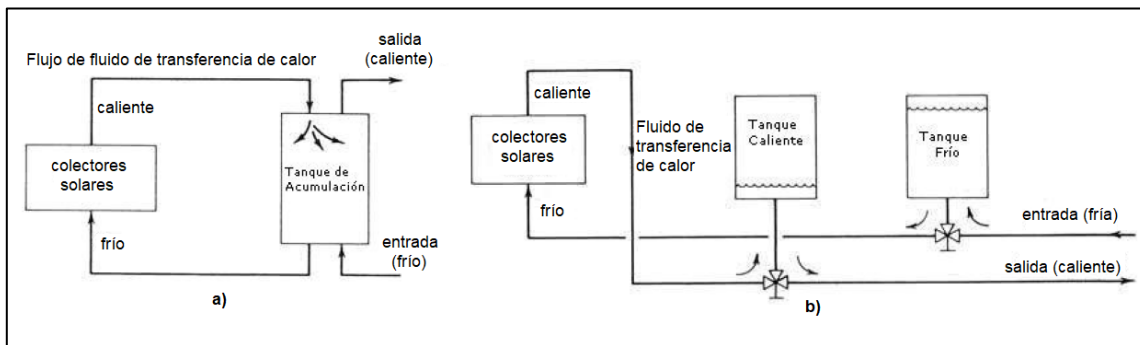


Figura 1.16 a) Sistema de almacenamiento convencional; b) Sistema multi tanque

Fuente: [51].

b. Sistema de almacenamiento termoclina

Esta tecnología de almacenamiento aprovecha el principio de termoclina para reducir el volumen de almacenamiento. Dicho principio de funcionamiento se basa en mantener separada el fluido de baja temperatura del fluido de alta temperatura, por su diferencia de densidad. Para ello, se emplea un único tanque, que inicialmente se encuentra con el fluido frío. Estos se descargan por la parte inferior del tanque, para pasar por los colectores solares.

Luego de ello, parte del fluido es empleado para atender la demanda de energía térmica; mientras que el excedente se vierte al tanque de almacenamiento desde la parte superior. De tal manera, el fluido de mayor temperatura se mantiene concentrada en la parte superior del tanque, ya que presenta una menor densidad que el fluido de menor temperatura, que se mantiene inicialmente en el tanque. Cabe mencionar que, esta tecnología requiere de difusores ubicados en las entradas de los tanques, para evitar la formación de vórtices [51]. En la siguiente figura, se observa de manera esquemática el principio de operación de estos tanques, para distintas etapas durante un día típico de trabajo día.

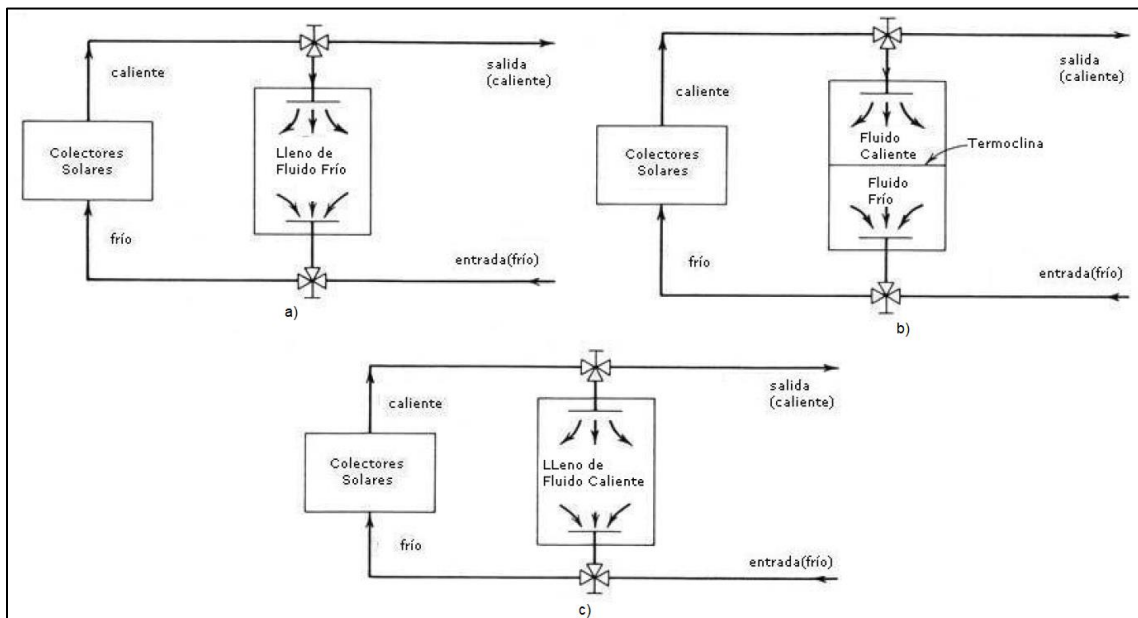


Figura 1.17 Sistema de almacenamiento termoclina a) inicio del día; b) medio día c) Final del día
Fuente: [51].

c. Sistema de almacenamiento a alta temperatura

La capacidad de almacenamiento de calor a alta temperatura, se encuentra limitado por las propiedades termo-físicas del fluido de trabajo. Tal es el caso que, para fluidos orgánicos, se tiene como límite los 400 °C; ya que, por encima de este valor, dichos fluidos comienzan a descomponerse [51]. Por ello, se suelen utilizar otro tipo de fluidos, que soporten mayores temperaturas, como son las sales fundidas, los metales fundidos y el helio. Para el caso de este último, se suele emplear conjuntamente materiales sólidos inertes, como rocas o ladrillos, que sirven como los agentes que absorben y almacenan el calor. En la siguiente figura se puede observar de manera esquemática, el método de operación y los principales componentes de esta tecnología.

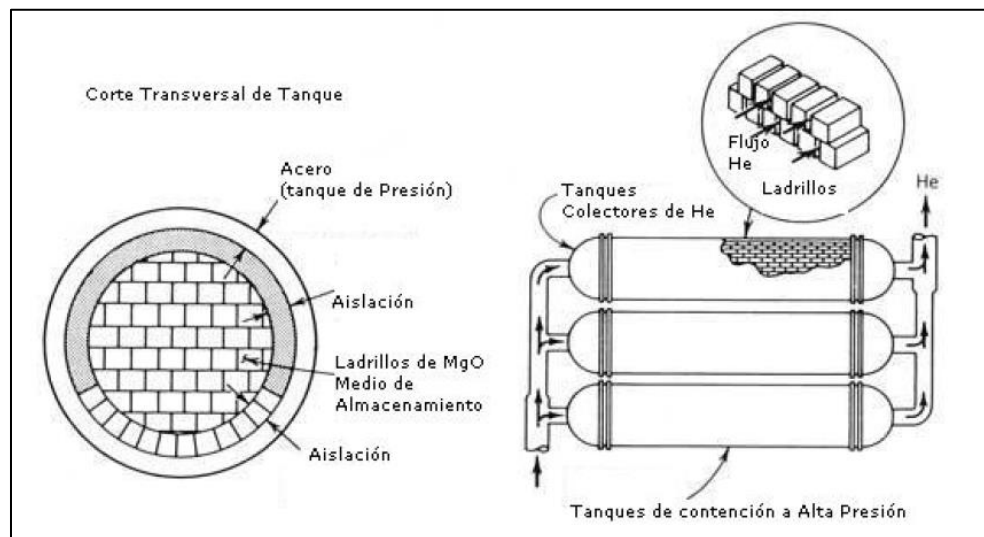


Figura 1.18 Sistema de almacenamiento con tanques colectores de Helio
Fuente: [51].

1.5.3 Estado del arte de sistemas de poligeneración

El campo de aplicación de los sistemas de poligeneración está presente a nivel residencial, nivel industrial, y en general para establecimientos que requieran de dos a más formas de energía y/o productos manufacturados. Los establecimientos con este tipo de requerimientos, son candidatos para la implementación de un sistema que logre aprovechar dos a más fuentes de energía, con la cual se da paso al sistema de poligeneración. A continuación, se presenta el estado de arte de este tipo sistemas y sus principales resultados.

ITEM	Año	Tecnología	Tipo	Modo de operación	Payback (años)	TIR (%)	LCOE (USD/kWh)	Otros resultados clave	Ref	
1	2018	* Turbina eólica * Paneles fotovoltaicos * Colectores solares * Micro Turbina	* Caldera * Chiller de absorción *Chiller eléctrico	Residencial	MBL	8.0	10.1	0.19	-	[52]
					FEL	9.0	8.3	0.19	-	
					FTL	10.0	7.0	0.23	-	
2	2019	* Motor de combustión interna * Colectores solares * Paneles fotovoltaicos * Caldera	* Panel fotovoltaico-térmico * Chiller de absorción *Chiller eléctrico	Residencial	Sistema Solar-CCHP	7.7	11.5	-	-	[53]
					Sistema PVT-CCHP	5.4	17.9	-	-	
3	2019	* Motor de combustión interna * Colectores solares * Paneles fotovoltaicos * Caldera	* Panel fotovoltaico-térmico * Chiller de absorción *Chiller eléctrico	Residencial	FEL	6 a 7	-	-	-	[17]
					FTL	4 a 6	-	-	-	
				Hospital	FEL	6 a 7	-	-	-	
					FTL	4 a 5	-	-	-	
				Oficina	FEL	7 a 8	-	-	-	
FTL	7 a 10	-	-		-					
4	2016	* Turbina de vapor * Colectores solares Fresnel	* Caldera * Chiller de absorción	Industrial	-	-	-	-	Capex 15% menor y Opex 24% menor	[49]
5	2018	* Turbina de gas * Turbina de vapor	* Colectores solares * Chiller de absorción	Industrial	-	-	-	0.076	-	[54]
6	2017	* Turbina de vapor * Colectores solares	* Chiller de absorción	Residencial	-	8.5	-	-	-	[55]
<p>MBL: modified base load (demanda base modificada) FEL: following electric load (siguiendo la demanda eléctrica) FTL: following thermal load (siguiendo la demanda térmica) CCHP: combined cooling, heating and power (Sistema combinado de frío, calor y electricidad) PVT-CCHP: combined cooling, heating and power & photovoltaic thermal panels (Sistema combinado de frío, calor y electricidad & paneles termo-fotovoltaicos)</p>										

Tabla 1.4 Estado de arte sistemas de poligeneración
Fuente: Elaboración propia.

1.6 Evaluación técnica de sistemas de poligeneración

La evaluación técnica relacionada a los sistemas de poligeneración, hace referencia a los cálculos matemáticos para el dimensionamiento de los equipos que conforman el sistema, sumado a ello, los cálculos para determinar los parámetros operacionales del sistema, y de igual manera se considera los cálculos para la determinación del performance técnico del sistema. En las secciones anteriores, se planteó los criterios de evaluación para los motores de combustión interna (MCI) y para los chillers de absorción. Por lo cual, en la siguiente sección se plantea los criterios de evaluación para los colectores solares y los tanques de almacenamiento de calor.

1.6.1 Evaluación energética de los colectores solares

La evaluación energética de los colectores solares está referido a los cálculos matemáticos, que son de utilidad para el dimensionamiento de los colectores solares. Dicho dimensionamiento está expresado en unidades de área, ya que ello ayuda a definir la superficie necesaria de los colectores solares. A continuación, se exponen las expresiones matemáticas que son de utilidad para caracterizar el aporte y la implicancia de los colectores solares [56], sobre el sistema de poligeneración.

$$Q_{solar} = A_{solar} \cdot G \cdot \eta_{solar} = A_{solar} \cdot G [\eta_0 - a_1 T^* - a_2 \cdot G \cdot (T^*)^2] \quad (1.23)$$

$$T^* = \frac{T_m - T_a}{G} \quad (1.24)$$

$$T_m = T_{in} + \frac{\Delta T}{2} \quad (1.25)$$

Donde:

Q_{solar} : Potencia útil aportado por los colectores solares (kW)

A_{solar} : Superficie reflectante de los colectores solares (m^2)

G : Irradiancia solar hemisférica (kW/m^2)

η_{solar} : Eficiencia de los colectores solares

η_0 : Eficiencia de los colectores considerando cero pérdidas

a_1 : Coeficiente de pérdida de calor para $T_m - T_a = 0$ $\left(\frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C}\right)$

a_2 : Coeficiente de pérdida de calor dependiente de la temperatura $\left(\frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C^2}\right)$

T_m : Temperatura media del fluido de trabajo ($^\circ C$)

T_a : Temperatura del ambiente ($^\circ C$)

T_{in} : Temperatura del fluido al ingreso del colector ($^\circ C$)

ΔT : Diferencia entre la temperatura de salida y de ingreso del fluido al colector ($^\circ C$)

1.6.2 Evaluación energética de los tanques de almacenamiento

El dimensionamiento óptimo del tanque de almacenamiento de calor, depende de factores como, la demanda térmica total, la distribución de la demanda térmica durante el día, y la potencia del equipo de generación primario [57]. A continuación, se exponen las expresiones matemáticas que son de utilidad para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento térmico. De igual manera, se plantean las ecuaciones para el cálculo energético relacionado al flujo de calor en el tanque, respecto al sistema de poligeneración. La ecuación 1.26 representa el calor disponible en el tanque de almacenamiento térmico, durante las 8760 horas anuales que puede operar [17].

$$Q_{t+1,s} = Q_{t,s} + V_{t,s,in} Q_{t,s,in} - \frac{V_{t,s,out} Q_{t,s,out}}{\eta_s}, \quad t \in [0,8760) \quad (1.26)$$

$$Q_{t,s} \leq Q_{s,max} \quad (1.27)$$

$$\max(Q_{t,s,in}) = Q_{s,max} - Q_{t,s} \quad (1.28)$$

$$\max(Q_{t,s,out}) = \eta_s \cdot Q_{t,s} \quad (1.29)$$

Donde:

$Q_{t,s}$: Calor almacenado en una hora (kW)

$Q_{t,s,in}$: Calor que ingresa al tanque de almacenamiento en una hora (kW)

$Q_{t,s,out}$: Calor que sale del tanque de almacenamiento en una hora (kW)

$V_{t,s,in}, V_{t,s,out}$: Variables de operación del tanque de almacenamiento (0 ó 1)

$Q_{s,max}$: Capacidad máxima del tanque de almacenamiento térmico (kW)

η_s : Eficiencia térmica del tanque de almacenamiento

Las variables $V_{t,s,in}$ y $V_{t,s,out}$ de la ecuación 1.26 pueden tomar el valor de 0 o 1. Si $V_{t,s,in}$ toma el valor de 1, significa que se almacena calor en el tanque. Por otro lado, si $V_{t,s,out}$ toma el valor de 1, significa que se extrae calor del tanque. El valor de 0 para ambas variables tiene el significado opuesto al detallado previamente para el valor de 1. Por otro lado, la ecuación 1.30 sirve para calcular el volumen requerido para el tanque de almacenamiento de térmico.

$$V_{tan} = \frac{P_{t,max} \cdot h_{sto}}{\rho c \Delta T} \quad (1.30)$$

Donde:

V_{tan} : Volumen del tanque de almacenamiento térmico (m^3)

P_t : Potencia térmica máxima (kW)

h_{sto} : Horas de operación al año (h)

ρ : Densidad del fluido almacenado (kg/m^3)

c : Calor específico del fluido almacenado ($\frac{kJ}{kg \cdot K}$)

ΔT : Diferencia de temperatura del fluido a la entrada y a la salida del tanque (K)

1.7 Marco legal

El gobierno peruano, bajo el Decreto Supremo N° 064-2005-EM inició con la promoción de los sistemas de cogeneración. Esto con la finalidad de fomentar el desarrollo sostenible de la generación eléctrica, impulsar medidas que limiten o reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero, y que además estén acorde a los compromisos asumidos por el Estado Peruano en el Protocolo Kyoto de la convención marco sobre el cambio climático de las Naciones Unidas [11].

1.7.1 Reglamento de Cogeneración

El Reglamento de Cogeneración vigente en el gobierno peruano se rige en base al Decreto Supremo N° 082-2007-EM, y su última modificatoria presentada en el Decreto Supremo N° 052-2009-EM. Los cuales, establecen los criterios de evaluación técnica que el cogenerador debe cumplir para ser considerado como central de cogeneración calificada. Dentro de los principales criterios de evaluación, resaltan los valores mínimos establecidos para el rendimiento eléctrico equivalente (REE) y la relación entre la energía eléctrica y el calor útil (C), los cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tecnología / Combustible	Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)	Relación electricidad calor útil (C)
Turbina de vapor a contrapresión	0.70	0.15
Turbina de vapor de extracción	0.58	0.30
Turbina de gas de ciclo simple	0.55	0.40
Turbina de gas de ciclo combinado	0.55	0.50
Motores de combustión interna	0.55	0.60
Biomasa	0.30	-

Tabla 1.5 Valores mínimos de REE y C para una central de cogeneración calificada
Fuente: [58].

Cabe resaltar que los valores mostrados en la tabla 1.5 hacen referencia a las plantas de cogeneración cuyo combustible primario es el gas natural. Además, para el caso de las plantas de cogeneración con potencia instalada menor o igual a 3 MW, el REE mínimo requerido es 10% menor a los valores detallados en dicha tabla; mientras que el valor de C se mantiene para ambos casos. Por otra parte, los parámetros mostrados en la tabla se determinan bajo la condición de operación a máxima capacidad de cogeneración, durante dos horas de operación continuas [58].

$$\text{REE} = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}} \quad (1.31)$$

$$C = \frac{E}{V} \quad (1.32)$$

Donde:

E : Energía eléctrica generada ($MW \cdot h$)

Q : Energía suministrada por el combustible ($MW \cdot h$)

V : Calor útil ($MW \cdot h$)

En adición, es importante mencionar que las plantas que adquieren la condición de central de cogeneración calificada operan bajo un escenario que tienen las siguientes características:

- El precio del gas natural y las tarifas de la red principal son iguales al aplicable para los generadores eléctricos.
- Dispone de acceso para conectarse a la red de distribución, con la posibilidad de vender electricidad a los generadores, distribuidores o usuarios libres.
- Para el pago de peaje de conexión no considera la potencia de autoconsumo.
- Paga únicamente el costo incremental incurrido por el uso de los sistemas secundarios o complementarios de transmisión o de los sistemas de distribución.
- Recibe el pago por potencia despachada igual que los generadores eléctricos.

1.8 Criterios de evaluación económica para sistemas de poligeneración

La evaluación económica de los proyectos de poligeneración involucran por lo general el análisis de cuatro parámetros económicos claves. El costo total anual (ATC), el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), y el tiempo de retorno de la inversión o payback period (PBD). A continuación, se describe la interpretación de cada uno de estos parámetros, así como sus respectivas formulaciones matemáticas [53].

1.8.1 Costo total anualizado (ATC)

Este parámetro incluye los costos de inversión (C_{inv}), los costos de operación (C_{op}), los costos de mantenimiento (C_{man}), y el valor de la recuperación monetaria por la venta de electricidad (Rev) que significa el sistema de poligeneración; correspondiente a un año del total de años proyectado como tiempo de vida del sistema.

$$ATC = C_{inv} + C_{op} + C_{man} - Rev \quad (1.33)$$

1.8.2 Valor actual neto (VAN)

Se conoce como valor actual neto a la diferencia entre la suma del flujo de caja del proyecto durante su tiempo de vida, y el costo total de capital inicial ($\sum C_{CAP}$). Este parámetro financiero se calcula bajo la ecuación 1.34 [53]. Si el valor del VAN es mayor a cero se interpreta que el proyecto producirá ganancias superiores a la rentabilidad exigida; por el contrario, si el VAN es menor a cero, el proyecto producirá pérdidas; mientras que, si el VAN resulta igual a cero, significa que el proyecto no produce pérdidas ni ganancias.

$$VAN = - \sum C_{CAP} + \sum_{n=1}^{n=N} [NCF_n \cdot PVF(n)] \quad (1.34)$$

Donde:

NCF_n : Flujo de caja anual neto para el año n

PVF : Factor del valor actual neto para el año n

1.8.3 Tasa interna de retorno (TIR)

Este parámetro financiero hace referencia a la tasa de interés con el cual el valor actual neto (VAN) alcanza el valor de cero. Para la evaluación de factibilidad económica de un proyecto, se establece que el TIR debe ser mayor que la tasa de interés real, en tal caso se considera a dicho proyecto como económicamente factible [53].

$$\sum_{n=1}^{n=N} \left[\frac{NCF_{relative}}{(1 + TIR)^n} \right] - \sum C_{CAP} = 0 \quad (1.35)$$

$$NCF_{relative} = ATC_{Ref} - ATC_{Poly} \quad (1.36)$$

Donde:

$NCF_{relative}$: Flujo de caja anual relativo para el año n

ATC_{Ref} : Costo total anual para el año n del sistema de generación convencional

ATC_{Poly} : Costo total anual para el año n del sistema de poligeneración

1.8.4 Tiempo de retorno simple Payback (PBP)

Se define como Payback al periodo medido en años en el que se logra recuperar la inversión. Esto gracias al flujo de efectivo descontado al optar por la opción de emplear un sistema de poligeneración en reemplazo a la opción de emplear un sistema de generación convencional. Matemáticamente, se establece como Payback (PBP) al valor de n en el cual el valor actual neto relativo ($VAN_{relative}$) alcanza el valor de cero [53].

$$VAN_{relative} = - \sum C_{CAP} + \sum_{n=1}^{n=N} [NCF_{relative} \cdot PVF(n)] \quad (1.37)$$

1.8.5 Costo energético nivelado (LCOE)

De manera complementaria a los cuatro parámetros económicos antes mencionados, se suele determinar el costo energético nivelado (LCOE), el cual hace referencia al costo unitario de la electricidad generada, respecto a todos los costos del proyecto a lo largo de la vida útil del sistema. Se plantea la ecuación 1.38 para el cálculo del LCOE [59], para el caso de los sistemas de generación conjunta de electricidad, calor y frío (CCHP system).

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^{n=N} \frac{COST_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^{n=N} \frac{E_n}{(1+r)^n}} \quad (1.38)$$

De la ecuación 1.38, el costo $COST_n$ incluye los costos de operación, los costos por impuestos, la depreciación de los activos fijos, los costos de combustible, los costos de producción, y los costos por intereses. Mientras que E_n hace referencia a la suma de la electricidad producida, y al calor y frío consumido en el año n .

1.9 Distribución normal

La distribución normal es un método de análisis estadístico, aplicable para una serie de datos numéricos cuya característica es que, la mayoría de sus datos tienden a un valor central, mientras existe una minoría ubicada a ambos extremos de este valor [60]. La distribución de una variable que obedece esta característica, puede ser determinada en función de la media (μ), y la desviación típica (σ) bajo la siguiente expresión matemática.

$$f(x) = \frac{e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}}{\sigma\sqrt{2\pi}} \quad (1.39)$$

La ecuación 1.39 representa la función de densidad de las variables en análisis; además, tiene como particularidad que gráficamente forma la denominada campana de Gauss. Cabe señalar que, esta gráfica es simétrica a su valor central μ , además dicho valor central coincide con la moda y la mediana de las variables.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

En este capítulo se plantea la metodología que se va a emplear para la obtención de resultados del presente trabajo de investigación. El objetivo principal de la presente investigación obedece un carácter de tipo exploratorio. Esto en base a que, la evaluación de factibilidad técnica y económica de un sistema de poligeneración, aplicado a un hotel en la ciudad de Trujillo, presenta sus propias particularidades. En la siguiente figura se muestra de manera esquemática, el procedimiento a seguir.

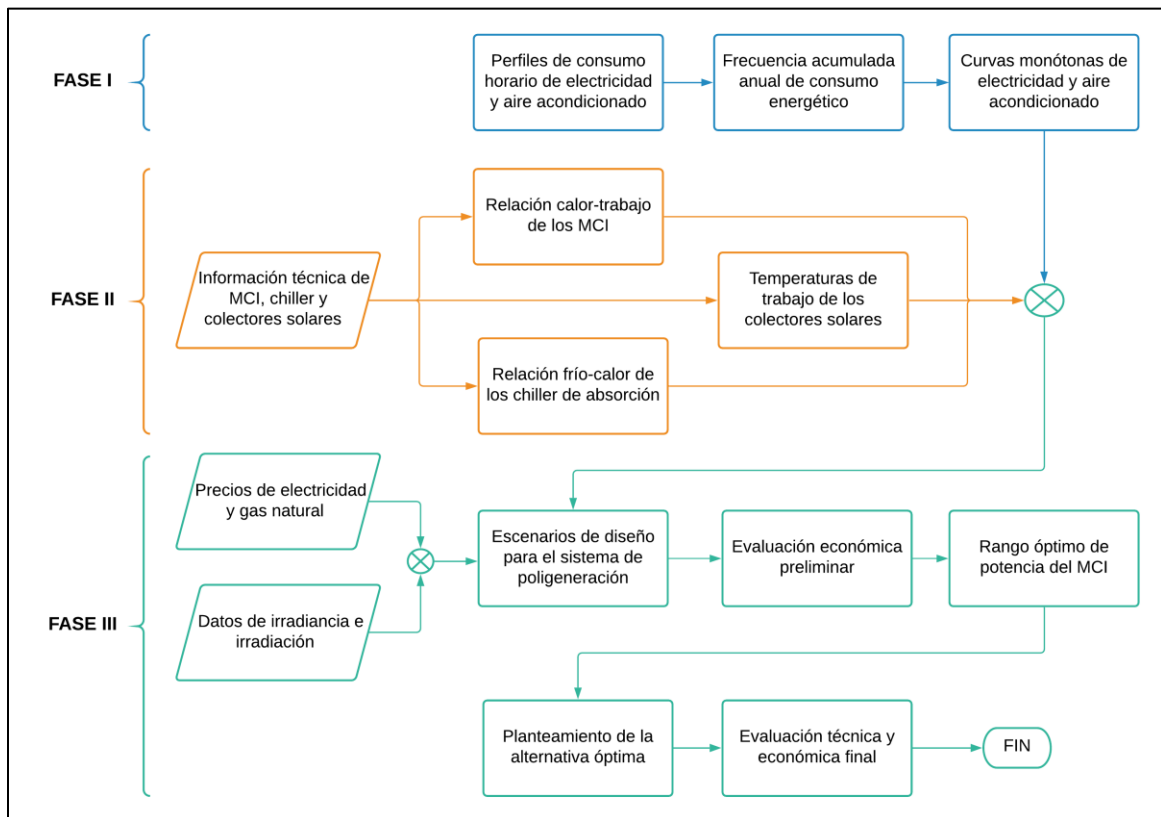


Figura 2.1 Diagrama de flujo del procedimiento para la obtención de resultados
Fuente: Elaboración propia en base a [17, 36, 42, 47, 61].

2.1 Fase I: Curvas monótonas de demanda energética

Se conoce como curva monótona de demanda, o curva de duración anual de la demanda, a la representación gráfica de la demanda energética, siguiendo un reordenamiento de mayor a menor potencia demandada. Esta curva representa en el eje de abscisas, el número de horas acumuladas al año, en la que se demanda la potencia indicada por contraparte en el eje de ordenadas [62]. La caracterización de la demanda es el punto inicial que se va a desarrollar en el presente trabajo de investigación. En ese sentido, se va a iniciar con la determinación de los perfiles horarios de demanda, en tres días representativos del año. Posterior a ello, se va a formar las tablas de frecuencia acumulada de demanda energética. Por último, se va a realizar las curvas monótonas de demanda, tanto para electricidad como para aire acondicionado. Dichas curvas son de utilidad para posteriormente realizar el dimensionamiento de los equipos a emplear en el sistema de poligeneración.

2.1.1 Perfil de demanda en la temporada de transición

Para realizar la caracterización de la demanda energética, es necesario conocer el perfil de consumo energético del hotel, en días representativos. Estos días representativos corresponden a un día típico en la temporada de verano, otro día típico para la temporada de invierno, y un día típico en la temporada de transición entre ambas estaciones. Sin embargo, en situaciones donde no se cuente con la data de consumo energético del hotel en la localidad deseada, se sugiere tomar como referencia, datos disponibles de consumo energético de establecimientos localizados en lugares con una climatología similar al lugar de interés.

Además, se debe tener en cuenta la infraestructura del inmueble, tales como el número de niveles y número de habitaciones. De igual manera, se debe considerar los servicios y ambientes ofrecidos en el establecimiento a tomar como referencia, tales como aire acondicionado, sala de conferencias, bar, etc. Se recomienda que estos tres criterios, climatología, infraestructura y servicios, tengan similitud entre el establecimiento que se toma como referencia, y los establecimientos que existen en el lugar de estudio de interés; de tal manera que los valores de demanda energética a tomar, sean escalables con los valores que se podrían presentar en un establecimiento propio de la localidad de interés.

Para el presente caso de estudio, se va a tomar como referencia el perfil de consumo energético típico de un hotel ubicado en la ciudad de Medellín, Colombia [63]. Dicho establecimiento cuenta con once niveles y 123 habitaciones; además ofrece servicio de aire acondicionado. Por otra parte, la ciudad de Medellín tiene una temperatura promedio anual de 21 °C, alcanzando una temperatura promedio de 26°C en la temporada de verano, y una temperatura promedio de 21°C en la temporada de invierno. Dichos valores de temperatura son cercanos a la climatología de Trujillo, la ciudad de interés para el presente estudio. En dicha localidad, se tiene una temperatura anual promedio de 20° C, alcanzando valores promedios de 25 °C y 21 °C en las temporadas de verano e invierno respectivamente.

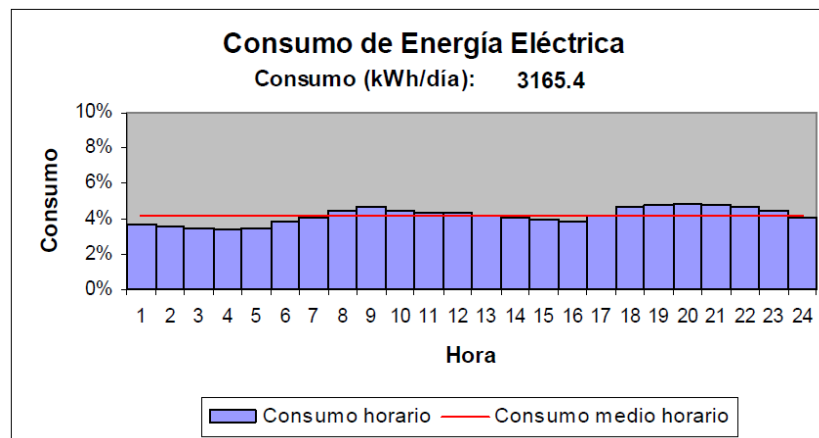


Figura 2.2 Perfil de consumo eléctrico horario de un hotel
Fuente: [63].

En la figura 2.2 se logra observar el perfil horario de consumo de electricidad típico para la temporada de transición, de un hotel con las características señaladas previamente. Cabe señalar que dicho establecimiento emplea chillers eléctricos como equipos para la generación de frío, para atender el servicio de aire acondicionado. De la fuente, se establece que dichos equipos cuentan con un COP de 3.5; además, el 33% de la energía eléctrica consumida en un día, corresponde al suministro de electricidad para el accionamiento de los chillers eléctricos [63]. Por ello, en la ecuación 2.2 se va a considerar que el factor F_e es igual a 0.33.

$$D_{e,t} = D_{e,ac} + D_{e,n} \quad (2.1)$$

$$D_{e,ac} = F_e \cdot D_{e,t} \quad (2.2)$$

Donde:

$D_{e,t}$: Consumo de electricidad total en un día típico (*kWh*)

$D_{e,ac}$: Consumo de electricidad para aire acondicionado en un día típico (*kWh*)

$D_{e,n}$: Consumo neto de electricidad en un día típico (*kWh*)

F_e : Factor de consumo eléctrico para aire acondicionado

Los valores de COP y porcentaje de consumo eléctrico de los chillers, son de utilidad para determinar la demanda térmica correspondiente al servicio de aire acondicionado. En ese sentido, es necesario definir el perfil de consumo horario referencial, que caracteriza al servicio de aire acondicionado en un día típico en la temporada de transición, entre las temporadas de verano e invierno. En la siguiente figura se muestra el perfil horario típico de la demanda de aire acondicionado, en un hotel con una climatología similar a la ciudad de Trujillo.



Figura 2.3 Perfil horario típico de la demanda de aire acondicionado en un hotel
Fuente: [57].

La curva mostrada en la figura 2.3 relaciona la potencia demandada de aire acondicionado, respecto a la potencia máxima demandada, a lo largo de un día típico en la temporada de transición. Se establece que el área bajo la curva es equivalente a al valor de $D_{e,ac}$. En ese sentido, la suma de valores P/P_{max} equivalen al 100% del valor de $D_{e,ac}$. Con ello, por regla de tres simple, se logra calcular la demanda de electricidad para aire acondicionado en cada hora, en términos de porcentaje de $D_{e,ac}$. Una vez conocida de manera diferenciada, la demanda eléctrica para aire acondicionado y la demanda eléctrica total, en cada hora a lo largo del día, se calcula el valor de la demanda eléctrica neta en cada hora, por la diferencia entre los dos primeros parámetros mencionados.

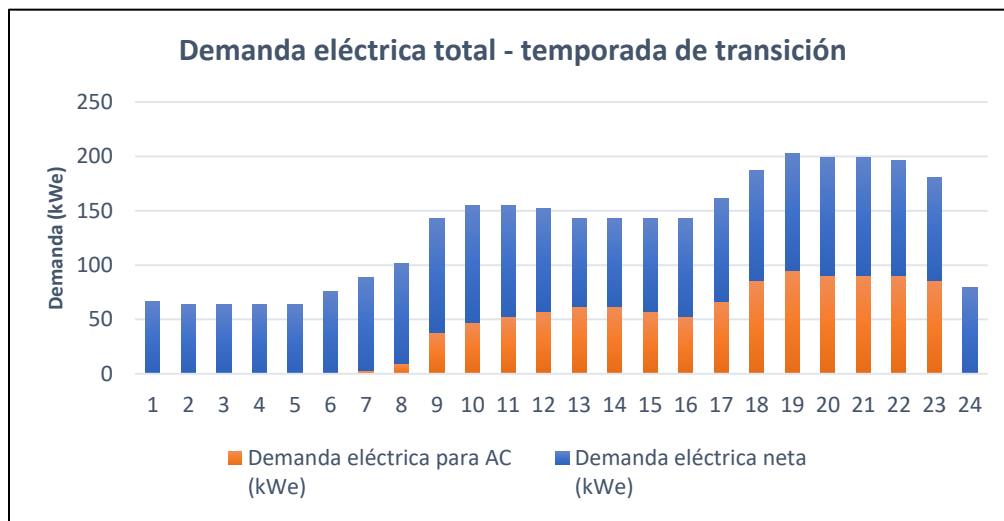


Figura 2.4 Demanda horaria de electricidad de un hotel cinco estrellas en Trujillo
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 2.4 se logra observar de manera diferenciada la demanda de electricidad para el servicio de aire acondicionado, y la demanda de electricidad neta, para los servicios iluminación y fuerza (ascensores, bombas, etc.). Sin embargo, note que el valor del consumo eléctrico para aire acondicionado resulta en términos de kW eléctricos (kWe); por lo que es necesario multiplicar dicho valor por el COP del chiller eléctrico, para obtener el consumo térmico para aire acondicionado $D_{t,ac}$, en términos de kW térmicos (kWt), para un día típico en la temporada de transición. Con dicha operación, se obtienen los perfiles de demanda de electricidad y aire acondicionado, para un día típico en la temporada de transición; dichos perfiles se muestran en la figura 2.5.

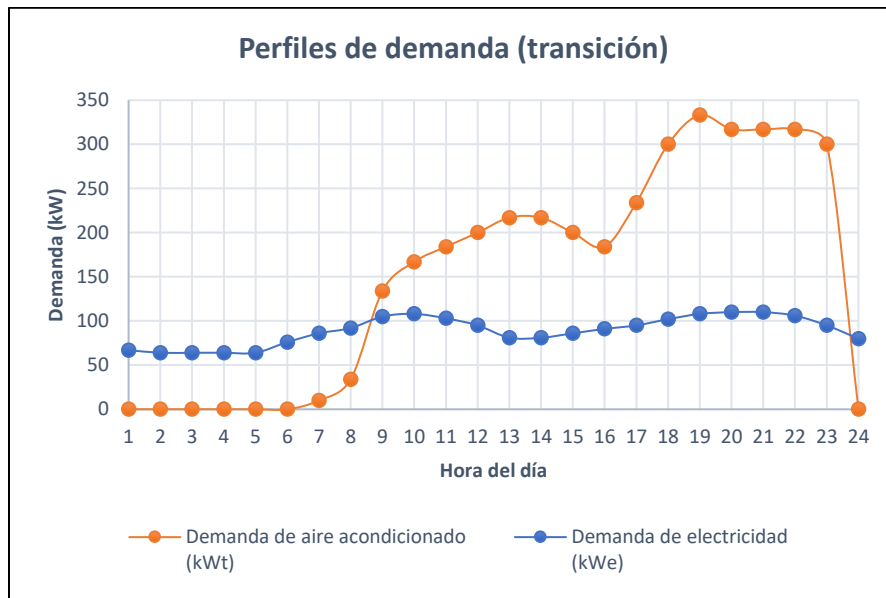


Figura 2.5 Perfiles de demanda típico para la temporada de transición en un hotel
 Fuente: Elaboración propia.

2.1.2 Perfil de demanda en las temporadas de verano e invierno

Adicionalmente, es necesario definir la demanda de electricidad y aire acondicionado en las temporadas de verano e invierno. Para ello, se va a aplicar unos factores que se multiplican al valor de $D_{t,ac}$. Dichos factores se calculan en función a los grados día de refrigeración (cooling degree days), correspondientes a la ciudad de Trujillo. En ese sentido, se establece que la temporada de verano corresponde a los meses de enero, febrero y marzo; mientras que, la temporada de invierno corresponde a los meses de julio, agosto y septiembre; por último, la temporada de transición corresponde a los demás meses del año.

En la siguiente tabla se muestran los valores de los grados día de refrigeración CDD, y los valores de grados día de calefacción HDD (heating degree days), correspondiente al año 2019 en Trujillo. Con los valores mostrados en dicha tabla, se logra corroborar que Trujillo es una ciudad con una climatología idónea para un servicio de aire acondicionado, prácticamente durante todo el año. En contraparte, se observa que los niveles de HDD son nulos en la mayoría de meses; ello defiende la idea de un sistema que suministre únicamente los servicios de electricidad y aire acondicionado.

Mes	CDD	HDD
Enero	294	0
Febrero	305	0
Marzo	299	0
Abril	235	0
Mayo	215	0
Junio	132	0
Julio	89	1
Agosto	66	1
Septiembre	79	0
Octubre	101	0
Noviembre	147	0
Diciembre	222	0

Tabla 2.1 Cooling y Heating Degree Days 15.5 Trujillo 2019
Fuente: Elaboración propia en base a [64].

Por otra parte, en base a los valores de la tabla 2.1 se define que la temporada de verano tiene un CDD promedio de 299; mientras que, la temporada de invierno tiene un CDD promedio de 78; por último, la temporada de transición tiene un CDD promedio de 175. Este último valor se establece como referencia para el cálculo de los factores, que son de utilidad para determinar las demandas $D_{t,ac}$ para las temporadas de verano e invierno. En ese sentido, por regla de tres simple, se establece que los factores para las temporadas de verano e invierno son 1.7 y 0.4 respectivamente.

Estos factores se van a multiplicar a los valores de $D_{t,ac}$, y con ello se va a determinar los nuevos perfiles de demanda de aire acondicionado para verano e invierno. Cabe mencionar que, para el caso del sector comercial-residencial, en específico para los hoteles, se considera que la demanda de electricidad se mantiene constante en las tres temporadas [57]. Por lo que los valores de demanda eléctrica y el perfil horario de consumo, obtenidos en la sección 2.1.1 para la temporada de transición, se mantienen en las temporadas de verano e invierno.

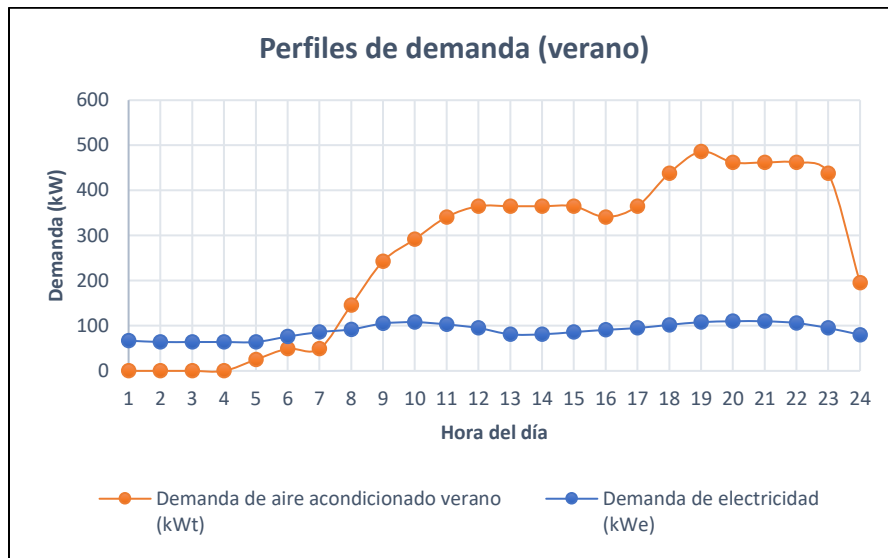


Figura 2.6 Perfiles de demanda típico para la temporada de verano en un hotel
Fuente: Elaboración propia.

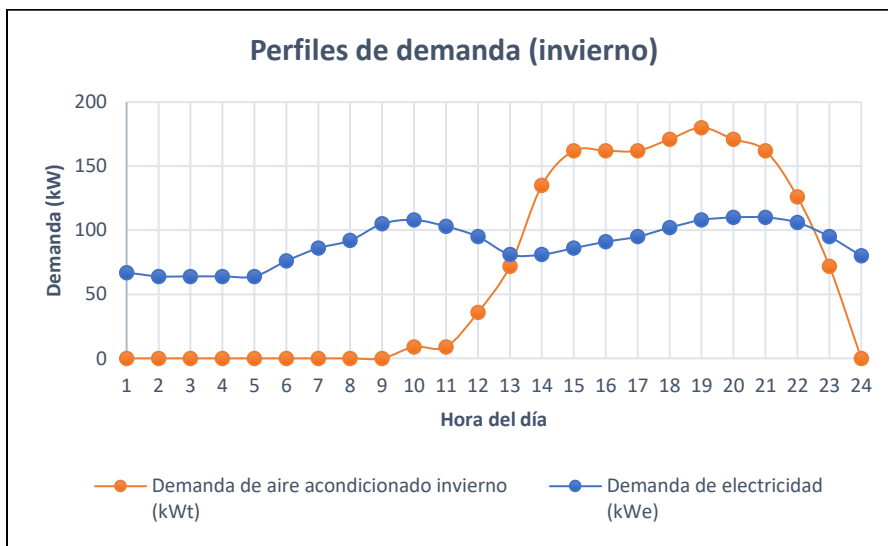


Figura 2.7 Perfiles de demanda típico para la temporada de invierno en un hotel
Fuente: Elaboración propia.

En las figuras 2.6 y 2.7 se observan los perfiles de demanda correspondientes a las temporadas de verano e invierno. Los valores de demanda de electricidad y aire acondicionado, obtenidos para cada temporada estacional (transición, verano e invierno), se van a organizar en la tabla 2.2, donde se va a definir la demanda para cada periodo de una hora de un día. Para ello, se va a establecer que la demanda para cada intervalo de hora, corresponde al valor de la demanda definido particularmente para una hora específica, tal

como se observa en las figuras 2.5, 2.6 y 2.7. Además, se establece que el día típico de verano se repite 90 días en el año, el día típico de invierno se repite 92 días en el año, por último, el día típico de transición se repite 183 días al año, para completar los 365 días del año. Cabe resaltar que, el planteamiento de repetición de estos días corresponde a los periodos estacionales en la ciudad de Trujillo.

Intervalo horario	Día tipo 1 (transición)		Día tipo 2 (verano)		Día tipo 3 (invierno)	
	E_d (kW)	Q_f (kW)	E_d (kW)	Q_f (kW)	E_d (kW)	Q_f (kW)
0 – 1	66	0	66	0	66	0
.
.
.
22 – 24	79	0	79	195	79	0

Tabla 2.2 Demanda energética según tipo de día representativo
Fuente: Elaboración propia

2.1.3 Frecuencia de consumo energético

Posteriormente, se va a elaborar una tabla de frecuencia correspondiente a la demanda eléctrica, y otra tabla correspondiente a la demanda térmica; de tal manera que el tratamiento de datos de ambas demandas se pueda manejar de manera individual. Las tablas a elaborar tienen la estructura mostrada en las tablas 2.3 y 2.4. De la tabla 2.3, el parámetro $E_{d,i}$ representa los valores de E_d obtenidos anteriormente en la tabla 2.2, para los distintos tipos de día. Sin embargo, dichos valores se van a reorganizar de manera descendente (de mayor a menor) en la tabla 2.3. Por otro lado, el parámetro $F_{E,i}$ representa la sumatoria de horas que se repite $E_{d,i}$ a lo largo del año. Mientras que $A_{E,i}$ representa la sumatoria acumulada de $A_{E,i}$ y $F_{E,i}$. Por último, $E_{c,i}$ representa la multiplicación de $E_{d,i}$ con su correspondiente frecuencia $F_{E,i}$. Por su parte, los valores de la tabla 2.4 siguen un procedimiento análogo al presentado para los valores de la tabla 2.3.

Demanda eléctrica E_d (kW)	Frecuencia (h/año)	Frecuencia acumulada (h/año)	Consumo (kWh/año)
$E_{d,i}$	$F_{E,i}$	$A_{E,i}$	$E_{c,i}$
·	·	·	·
·	·	·	·
·	·	·	·
Demanda de electricidad anual (MWh/año)			$E_{d,A} = \sum E_{c,i} \cdot 10^{-3}$

Tabla 2.3 Tabla de frecuencia de la demanda eléctrica

Fuente: Elaboración propia

Demanda térmica Q_f (kW)	Frecuencia (h/año)	Frecuencia acumulada (h/año)	Consumo (kWh/año)
$Q_{f,i}$	$F_{Qf,i}$	$A_{Qf,i}$	$Q_{cf,i}$
·	·	·	·
·	·	·	·
·	·	·	·
Demanda de aire acondicionado anual (MWh/año)			$Q_{f,A} = \sum Q_{cf,i} \cdot 10^{-3}$

Tabla 2.4 Tabla de frecuencia de la demanda de frío para aire acondicionado

Fuente: Elaboración propia

2.1.4 Curvas monótonas de demanda energética

Los valores que se van a obtener de $E_{d,i}$ y $A_{E,i}$, son de utilidad para elaborar la curva monótona de demanda de energía eléctrica. Siendo $E_{d,i}$ los valores de la coordenada vertical, y $A_{E,i}$ los valores de la coordenada horizontal. Mientras que, para el caso de la curva monótona de demanda térmica para aire acondicionado, se van a emplear de manera análoga los valores de $Q_{f,i}$ y $A_{Qf,i}$; siendo $Q_{f,i}$ los valores de la coordenada vertical, y $A_{Qf,i}$ los valores de la coordenada horizontal. Las características de dichas curvas monótonas de demanda se muestran en las siguientes figuras.

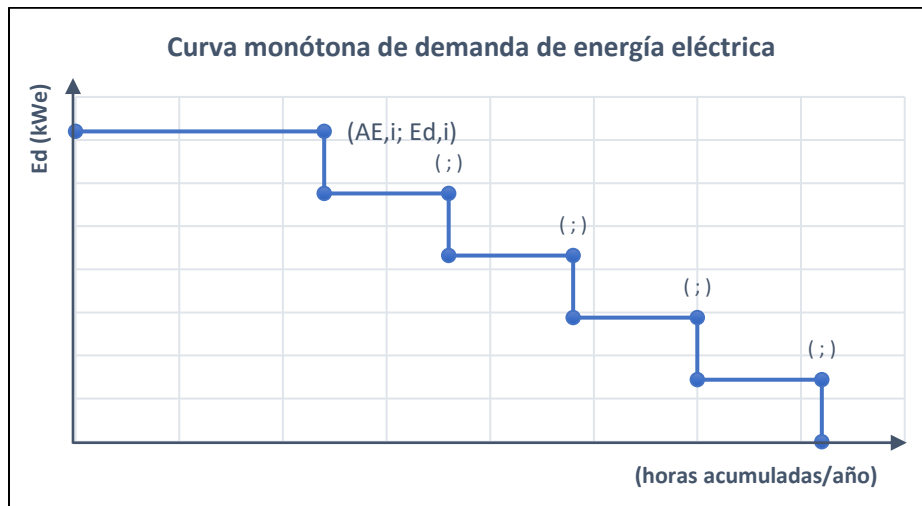


Figura 2.8 Curva monótona típica de demanda de energía eléctrica
Fuente: Elaboración propia.

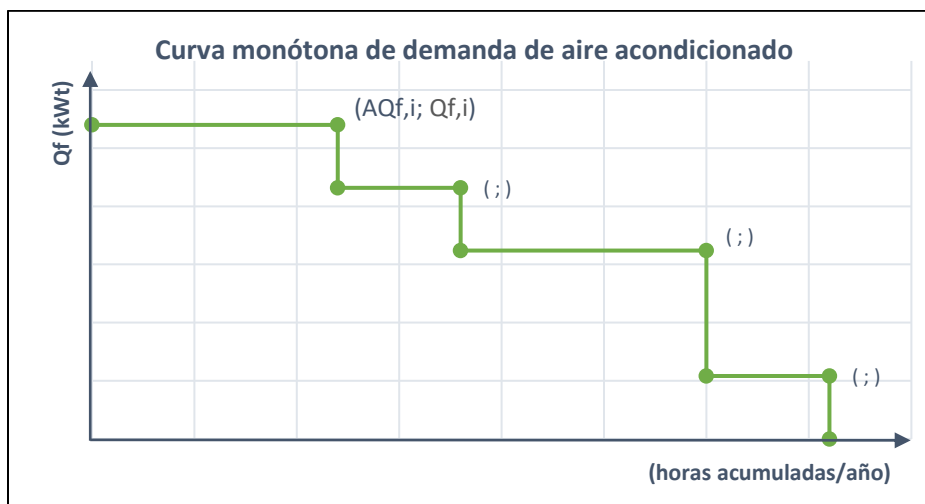


Figura 2.9 Curva monótona típica de demanda de aire acondicionado
Fuente: Elaboración propia.

Las figuras 2.8 y 2.9 son de utilidad para evaluar la demanda que se va a cubrir, en función a las características técnicas de los equipos y la configuración a emplear en el sistema de poligeneración. Así mismo, dichas curvas permiten evaluar el excedente de demanda producida, así como también la demanda no cubierta. Para facilitar en la evaluación, la metodología a emplear sugiere convertir la demanda de aire acondicionado, en la demanda de calor equivalente requerido para obtener la demanda de frío, haciendo uso de un chiller de absorción; para lo cual se emplea un valor de COP adecuado [62]. El procedimiento mencionado se desarrolla con mayor detalle en la sección 2.3.2.

2.2 Fase II: Obtención de parámetros clave de la operación de los equipos del sistema de poligeneración

La segunda fase consiste en la obtención de parámetros técnicos clave de los MCI, los chiller de absorción y los colectores solares, en función a las especificaciones técnicas que se van a obtener como fuente secundaria. En esta fase se va a determinar la relación calor-trabajo representativo (β_r), para la gama de motores de combustión interna que se encuentren en el rango de potencia requerido por cubrir las demandas energéticas E_d y Q_f . Por su parte, se va a determinar el rango de temperaturas de trabajo de los colectores solares. Por último, para el caso de los chiller de absorción se va a determinar la relación frío-calor (COP) representativo dependiendo del tipo de chiller.

2.2.1 Recolección de especificaciones técnicas de los MCI

Con referencia en [42], se va a seguir una metodología basada en documentación, para recolectar información técnica de treinta distintas marcas y modelos de MCI disponibles en el mercado, en las cuales se incluyen las marcas: Janbacher, MTU Onside Energy, Siemens y Wärtsilä. En ese sentido, se va a revisar información disponible en las páginas web de los distintos fabricantes, de igual manera se va a extraer información de catálogos, hoja de especificaciones técnicas, y papers que cuenten con la información requerida. En esta etapa se va a presentar mayor énfasis en la obtención de los siguientes parámetros operativos, que posteriormente van a ser de utilidad para calcular la relación calor-trabajo representativo (β_r).

- Trabajo generado en forma de electricidad (W_{elec})
- Consumo de combustible (F_{MCI})
- Calor aprovechable del circuito de gases de escape (Q_{gases})
- Calor aprovechable del circuito de alta temperatura (Q_{HT})
- Calor aprovechable del circuito de baja temperatura (Q_{LT})

Es importante mencionar que, según lo expuesto en el apartado 1.2.3, el circuito de alta temperatura engloba el circuito de refrigeración de las camisas del motor, la culata, y la primera etapa de refrigeración del aire de admisión. Por otra parte, el circuito de baja temperatura corresponde al circuito de refrigeración del aceite de motor y la segunda etapa de refrigeración del aire de admisión. En ese sentido, se debe tener especial cuidado con la nomenclatura empleada por cada fabricante, ya que cada uno puede presentar sus propias características. Sin embargo, se mantiene como constante referenciar a la refrigeración de chaquetas, como el circuito de alta temperatura; y a la refrigeración del aire de admisión, como el circuito de baja temperatura.

Marca	Modelo	W_{elec} (kW)	F_{MCI} (kW)	Q_{gases} (kW)	Q_{HT} (kW)	Q_{LT} (kW)	Q_{apro} (kW)	β
Siemens	SGE-18SL 1800	336	900	167	243	67	410	1.22
.
.
.

Tabla 2.5 Parámetros técnicos de los MCI
Fuente: Elaboración propia en base a [65].

Los parámetros operativos a recolectar se van a organizar en una tabla de datos, tal como se muestra en la tabla 2.5. Cabe resaltar que los dichos parámetros corresponden al MCI operando a carga nominal, ya que en la mayoría de fuentes se brinda información del equipo operando al 100% de carga. En ese sentido, en todas las alternativas a plantear en la siguiente sección, se van a considerar el MCI operando a carga nominal. Adicionalmente, se van a añadir dos parámetros que se calculan en función de los parámetros anteriores. Dichos parámetros son, el calor total que se puede aprovechar del MCI (Q_{apro}), y la relación calor-trabajo (β) correspondiente a cada MCI. La metodología y las consideraciones para el cálculo de estos dos últimos parámetros, se detallan en el apartado 2.2.2.

2.2.2 Cálculo del calor aprovechable (Q_{apro}) y la relación calor-trabajo (β)

El cálculo de calor aprovechable del MCI (Q_{apro}), consiste en la suma de las fuentes de calor independientes (Q_{gases} , Q_{HT} y Q_{LT}); sin embargo, previamente se debe evaluar cuales son las fuentes termodinámicamente aprovechables por el fluido al que se le desea suministrar calor. Para ello, se va a plantear las posibles configuraciones del sistema de poligeneración. Posterior a ello, se va a evaluar el perfil de temperaturas de cada fuente de calor independiente, respecto al fluido que se desea suministrar calor; para determinar las fuentes aprovechables. Y finalmente, se va a realizar el balance energético correspondiente al módulo de cogeneración, con lo cual se definirá el calor aprovechable (Q_{apro}).

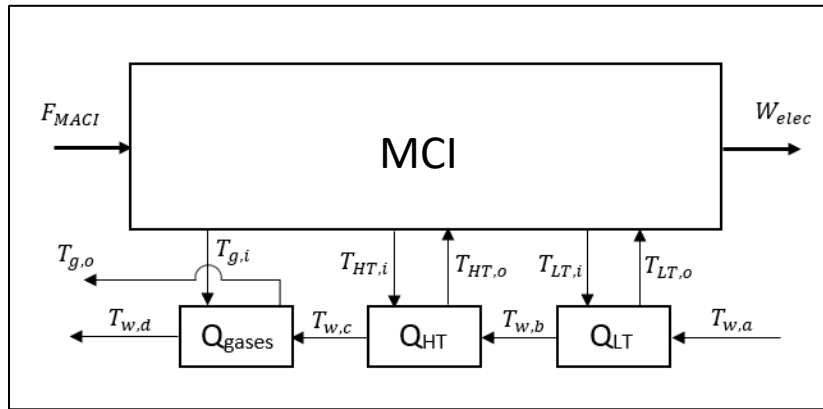


Figura 2.10 Fuentes de calor en un MCI
Fuente: Elaboración propia.

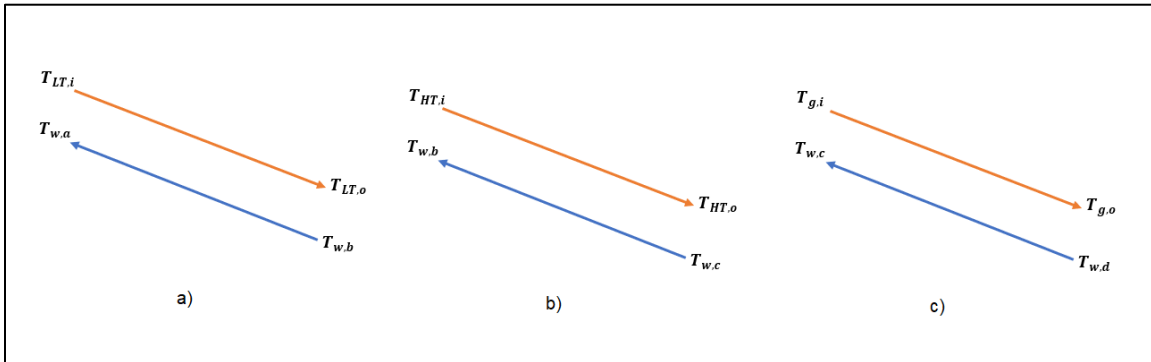


Figura 2.11 Fuentes de calor en un MCI
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 2.10 se representa de manera esquemática las fuentes de calor disponibles en un MCI. Donde, $T_{LT,i}$ es la temperatura a la que ingresa el refrigerante del circuito de baja temperatura, al recuperador de calor de dicha fuente; mientras $T_{LT,o}$ es la temperatura de dicho refrigerante, a la salida del recuperador de calor de la misma fuente. De manera análoga, $T_{HT,o}$, $T_{HT,i}$, $T_{g,i}$ y $T_{g,o}$ representan las temperaturas de ingreso y salida del fluido que aporta calor, en su correspondiente recuperador de calor. Por su parte, $T_{w,a}$, $T_{w,b}$, $T_{w,c}$ y $T_{w,d}$ son los valores de temperatura del fluido al que se le aporta calor, a lo largo de la línea de recuperación térmica. Por otro lado, en la figura 2.11 se representan los perfiles de temperaturas en contraflujo típico en cada recuperador de calor. La evaluación de estos perfiles de temperatura es de utilidad para definir las fuentes de calor que son termodinámicamente aprovechables por el fluido en la línea de T_w .

Para el caso del sistema de poligeneración, $T_{w,d}$ representa la temperatura que debe alcanzar la fuente de calor que se suministra al chiller; mientras que, $T_{w,a}$ representa la temperatura de dicha fuente de calor, pero a la salida del chiller de absorción. En ese sentido, se establece que los chiller de absorción de simple efecto logran aprovechar las fuentes Q_{gases} y Q_{HT} ; mientras que los chiller de absorción de doble efecto, aprovechan únicamente la fuente Q_{gases} [35, 44, 66]. En base a ello, es necesario calcular dos valores de Q_{apro} .

$$Q_{apro,SE} = Q_{gases} + Q_{HT} \quad (2.3)$$

$$Q_{apro,DE} = Q_{gases} \quad (2.4)$$

De las ecuaciones 2.3 y 2.4, $Q_{apro,SE}$ corresponde al calor total aprovechable de los MCI, cuando están bajo una configuración de trigeneración con un chiller de absorción de simple efecto, que opera con agua caliente. Mientras que, $Q_{apro,DE}$ corresponde al calor total aprovechable de los MCI, operando en un sistema de trigeneración con un chiller de absorción de doble efecto, que opera con vapor.

Posterior a los cálculos anteriores, se va a hallar la relación calor-trabajo β por cada modelo de MCI evaluado en la tabla 2.4. Para ello, se va a emplear la ecuación 1.4 planteada en la sección 1.3.1, donde Q y W van a tomar los valores de Q_{apro} y W_{elec} respectivamente. Los valores de β a obtener, se van denotar como β_{SE} para el caso de los MCI cuyo calor aprovechable es $Q_{apro,SE}$; y como β_{DE} para el caso de los MCI con calor aprovechable $Q_{apro,DE}$.

2.2.3 Cálculo de la relación calor-trabajo representativo (β_r)

Siguiendo el procedimiento detallado en las secciones 2.2.1 y 2.2.2, se va a obtener treinta valores de β_{SE} , y otros treinta valores para el caso de β_{DE} . Ambos grupos se van a tratar de manera separada; sin embargo, el procedimiento a seguir para calcular el β_r de cada grupo, es el mismo. Este procedimiento consiste básicamente en el cálculo estadístico de la distribución normal, de los treinta valores de cada grupo. Ello, con la finalidad de determinar el valor de la media (μ), que a su vez coincide con el valor de la moda y la mediana.

De la curva de distribución normal a realizar con los valores de β_{SE} , se va a tomar el valor de la media μ como el valor representativo de la relación calor-trabajo β_{rSE} ; el cual se va a emplear para el caso de los sistemas de trigeneración MCI y chiller simple efecto. De manera análoga, se va a calcular una segunda curva de distribución normal con los valores de β_{DE} ; con lo cual se va a hallar la relación calor-trabajo representativo β_{rDE} ; el cual se va a emplear en el caso de los sistemas de trigeneración MCI y chiller de doble efecto.

2.2.4 Perfil mensual de la irradiación directa normal (DIN)

Como primera etapa, se va a identificar el perfil mensual típico de la irradiación directa normal (DIN) en la ciudad de Trujillo. Esto con la finalidad de evaluar la similitud en el comportamiento de la irradiación, en los meses que conforman cada temporada climatológica; ya que cada día tipo planteado en la tabla 2.2 corresponde a un día típico en cada temporada.

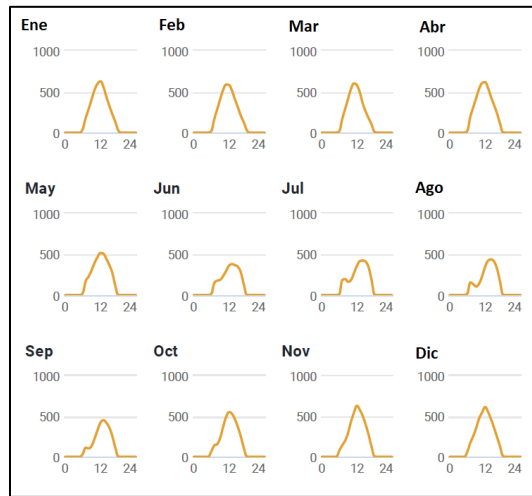


Figura 2.12 Perfil promedio por hora del DIN (Wh/m^2) en Trujillo
Fuente: [67].

En la figura 2.12 se muestra el perfil promedio por hora, de la irradiación directa normal DIN que representa a un día típico en cada mes del año, en la ciudad de Trujillo. De la misma imagen se logra rescatar que los meses que corresponden a la temporada de invierno (julio, agosto, setiembre) presentan un perfil bastante similar. De igual manera, los meses que corresponden a verano (enero, febrero y marzo) también presentan un perfil similar. En base a ello, se va a determinar un valor representativo de irradiancia e irradiación para cada temporada climatológica planteada en los días tipo de la tabla 2.2.

2.2.5 Recolección de especificaciones técnicas de los colectores

Por otra parte, se va a recolectar información sobre las especificaciones técnicas de treinta distintas marcas de colectores solares disponibles en el mercado, del modelo cilindro parabólico. Para ello, se va a prestar mayor interés en los parámetros como: el área de cada módulo colector, el rango de temperaturas a la que puede operar el fluido de transferencia de calor, y la eficiencia de los colectores solares. Para el caso de los datos recolectados sobre la eficiencia de los colectores solares, se va a determinar el valor de la eficiencia representativa ($\eta_{r,solar}$), que corresponde a los colectores del modelo cilindro parabólico. Para el cálculo de dicha eficiencia representativa, se va a considerar el valor promedio de los colectores recopilados en la base de datos.

2.2.6 Recolección de especificaciones técnicas de los chiller de absorción

Tal como se menciona en la sección 1.4.1, el valor del COP varía dependiendo de la marca, del tipo de chiller (simple efecto o doble efecto), y de la fuente de calor que se suministra al chiller (agua caliente, vapor, gases de escape, o híbrido). Es decir, en el caso de los chillers, el COP es el mismo para todo el rango de potencias de una misma serie o modelo de chiller. En base a ello, y siguiendo la metodología planteada en [42], se va recolectar la información de distintas marcas y modelos de chillers de absorción de simple efecto y doble efecto. Los parámetros de COP y rango de potencias Q_{ac} recolectados se van a organizar una tabla de datos, tal como se muestra en la tabla 2.6; sin embargo, es necesario manejar los datos en manera separada para el caso del COP de los chiller de simple efecto (COP_{SE}), y el COP de los chiller de doble efecto (COP_{DE}).

Tipo	Marca	Modelo	COP	Rango de potencias (kW)
Simple efecto	LG	MCMW	0.72	98 a 3 587
.
.
.

Tabla 2.6 Caracterización de los Chiller de absorción para el COP representativo

Fuente: Elaboración propia en base a [66].

2.2.7 Cálculo del COP representativo (COP_r)

Para el cálculo del COP representativo (COP_r), se va a considerar el valor promedio del COP de la base de datos recolectada. Cabe resaltar que, se debe realizar el análisis de manera diferenciada para el caso de los chillers de absorción de simple efecto accionados con agua caliente ($COP_{SE\ HW}$), los chillers de absorción de doble efecto accionados con vapor ($COP_{DE\ ST}$), y los chillers de absorción de doble efecto accionados directamente con gases de escape ($COP_{DE\ EG}$); sin embargo, la metodología a seguir para los tres casos es la misma.

2.3 Fase III: Análisis técnico-económico de alternativas de diseño

En la presente fase se va a formular el procedimiento a seguir, para el planteamiento y el análisis de alternativas de diseño del sistema de poligeneración. Para tal propósito, se toma como referencia la metodología planteada en [61]. Esta fase consiste en primera instancia, en realizar una valoración general de la viabilidad económica que significa el sistema de poligeneración; de tal manera que se pueda determinar el rango de potencia óptimo a considerar para el MCI.

Posterior a ello, se va a plantear la alternativa de diseño para el sistema de poligeneración, en base al rango óptimo del MCI determinado de manera preliminar. Además, se va a realizar el análisis técnico de dicha alternativa, para determinar los parámetros operacionales del sistema; de manera complementaria, se va a realizar el análisis económico, para determinar parámetros como el payback, el VAN y el TIR.

2.3.1 Planteamiento de la configuración general

Para iniciar con la valoración de viabilidad, es importante establecer los criterios de operación general a los que se va a regir el sistema de poligeneración. Estos criterios incluyen la posibilidad de compra y venta de electricidad, la evacuación del calor excedente o el almacenamiento de este, así como también la aplicación de sistemas auxiliares que permitan cubrir la demanda energética.

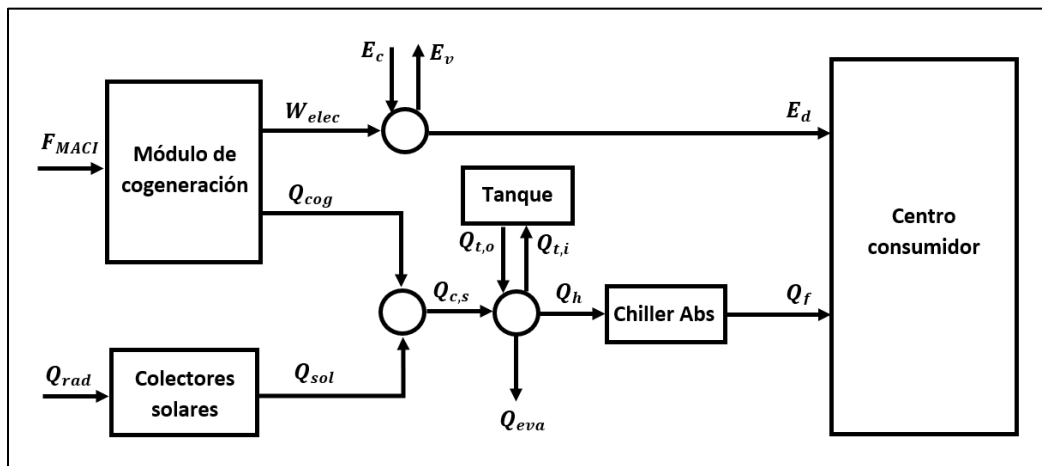


Figura 2.13 Configuración de operación del sistema de poligeneración
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 2.13 se muestra el criterio de operación que se va a plantear para el sistema de poligeneración. En dicha configuración se contempla la venta de la electricidad (E_v), en caso se produzca un excedente de este. Por el contrario, en el caso de que no se logre cubrir la demanda eléctrica (E_d), se establece la compra de electricidad (E_c). Por otra parte, se representa con Q_h al calor requerido por el chiller de absorción, para producir la demanda térmica de refrigeración Q_f . Dicho calor Q_h va a ser cubierto por la suma del calor cogenerado Q_{cog} y el calor aportado por los colectores solares Q_{sol} , es decir $Q_{c,s}$.

Sin embargo, la configuración va a contemplar la instalación de un tanque de almacenamiento de calor. Este tanque se va a emplear para almacenar el calor $Q_{t,i}$ cuando $Q_{c,s}$ sea mayor a Q_h . Por el contrario, en el escenario donde $Q_{c,s}$ sea menor a Q_h , se va a recurrir a cubrir la diferencia con el calor $Q_{t,o}$ disponible en el tanque. Por último, se va a contemplar el escenario donde el tanque esté al máximo de capacidad, y $Q_{c,s}$ sea mayor a Q_h . En dicho escenario, se va a evacuar el calor excedente Q_{eva} .

2.3.2 Cálculo del calor a suministrar al chiller de absorción (Q_h)

Una vez definida los criterios de operación del sistema de poligeneración, se va a proceder a calcular el calor que se debe suministrar al chiller de absorción Q_h , para cubrir la demanda de refrigeración Q_f . En ese sentido, se va a pasar todos los valores de Q_f en términos de Q_h . Para ello, se va a emplear la ecuación 1.21, donde Q_{ac} va a tomar los valores de Q_f , y el valor de COP a emplear va a ser el COP representativo COP_r , cuyo procedimiento de cálculo se plantea en la sección 2.2.7.

Posteriormente, los valores de Q_h calculados se van a organizar en una tabla de frecuencia, tal como se muestra en la tabla 2.7; para la elaboración de esta tabla se va a seguir el procedimiento planteado en la sección 2.1.3. Seguidamente, se va a elaborar la curva monótona de calor equivalente Q_h ; de manera análoga al procedimiento planteado en la sección 2.1.4.

Calor equivalente Q_h (kW)	Frecuencia (h/año)	Frecuencia acumulada (h/año)	Consumo (kWh/año)
$Q_{h,i}$	$F_{Qh,i}$	$A_{Qh,i}$	$Q_{ch,i}$
⋮	⋮	⋮	⋮
Demanda térmica anual a suministrar al chiller (MWh/año)			$Q_{h,A} = \sum Q_{ch,i} \cdot 10^{-3}$

Tabla 2.7 Tabla de frecuencia de la demanda térmica a suministrar al chiller
Fuente: Elaboración propia

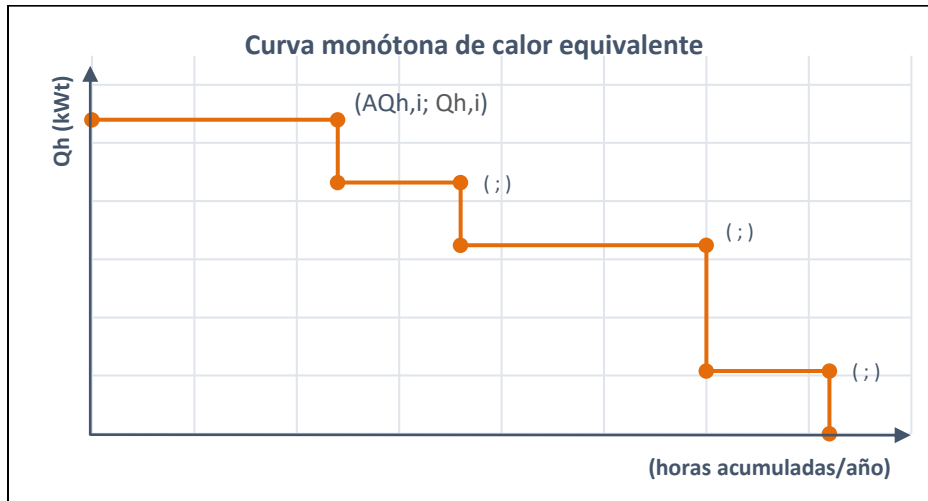


Figura 2.14 Curva monótona de demanda térmica a suministrar al chiller
Fuente: Elaboración propia.

Esta nueva curva monótona del calor equivalente a suministrar al chiller Q_h , junto a la curva monótona de electricidad E_d , son de utilidad para realizar la valoración general de viabilidad. Sin embargo, note que en el apartado 2.2.7 se plantea el cálculo de tres valores representativos para el COP , los cuales son, el $COP_{r,SEHW}$, $COP_{r,DEST}$, y $COP_{r,DEEG}$. Por lo planteado anteriormente, se va a tener una distinta curva de calor equivalente para cada valor de COP_r . En ese sentido, cuando se realice la valoración general de viabilidad económica, se debe emplear la curva monótona correspondiente para cada situación.

2.3.3 Cálculo de costos sin cogeneración

Para un primer escenario, se va a realizar el cálculo del costo que significa producir las demandas anuales de electricidad y aire acondicionado, bajo el supuesto de un sistema de producción convencional. Dicho sistema convencional consiste en, la compra de electricidad para satisfacer toda la demanda eléctrica anual $E_{d,A}$; y la producción de toda la demanda de frío anual para refrigeración $Q_{f,A}$ por medio de un chiller eléctrico, el cual consume electricidad comprada de la red. Por su parte, las demandas energéticas anuales $E_{d,A}$ y $Q_{f,A}$ son valores cuyos cálculos se plantean en las tablas 2.3 y 2.4 respectivamente. Mientras que, el consumo de electricidad por parte del chiller eléctrico para producir $Q_{f,A}$, se va a calcular bajo la siguiente expresión matemática planteada en [17].

$$E_{ec} = \frac{Q_{f,A}}{COP_{ec}} \quad (2.5)$$

Donde:

E_{ec} : Consumo de electricidad anual del chiller eléctrico ($MWh/año$)

$Q_{f,A}$: Demanda térmica anual para aire acondicionado ($MWh/año$)

COP_{ec} : Coeficiente de rendimiento del ciclo de refrigeración del chiller eléctrico

Una vez conocida la electricidad anual que va a consumir el chiller eléctrico, se va a calcular la electricidad total anual requerida en un sistema convencional ($C_{e,conv}$), para satisfacer la demanda energética; para lo cual se va a emplear la ecuación 2.5. Posterior a ello, se va a calcular el costo que significa la compra de $C_{elec,conv}$ desde la red de suministro público. Para realizar el cálculo del costo anual por la compra de electricidad ($C_{e,conv}$). Se va a recurrir a los precios proporcionados en el pliego tarifario de la empresa distribuidora. En este caso corresponde a la empresa Hidrandina, cuyo tarifario para el sector residencial se detalla en la siguiente tabla.

$$C_{e,conv} = E_{d,A} + E_{ec} \quad (2.6)$$

Tarifa	Cargo a aplicar	Unidad	Servicio Trujillo
BT5DR >100 kWh	Cargo fijo	S./mes	3.76
	Cargo por energía activa	ctm. S./kWh	61.69

Tabla 2.8 Tarifario Hidrandina para el servicio Trujillo
Fuente: [68].

Adicionalmente, se va a calcular el costo de mantenimiento que significa una instalación convencional que emplea un chiller eléctrico. Para el caso del costo de inversión o el costo de capital, se va a considerar que el hotel ya cuenta con dicho equipo, por lo que no forma parte de los cálculos de costos; sin embargo, se plantea la expresión matemática de la ecuación 2.7 [53], para cálculos posteriores donde el sistema de poligeneración incluye un chiller eléctrico. Por otro lado, para el costo de mantenimiento se va a emplear la ecuación 2.8, la cual se obtiene multiplicando el factor 0.008 extraída también de [53]. La ecuación 2.7 está en función de la potencia del equipo; por lo que para el cálculo se va a considerar la potencia máxima requerida de Q_f , la cual se observa gráficamente en la figura 2.9.

$$C_{inv,ce} = (482 \cdot Cap_{ch,elec}^{-0.07273} - 159.7) \cdot Cap_{ch,elec} \quad (2.7)$$

$$C_{man,ce} = 0.008 \cdot Prod_{ch,elec} \quad (2.8)$$

Donde:

$C_{inv,ce}$: Costo de inversión del chiller eléctrico (US\$)

$Cap_{ch,elec}$: Potencia de refrigeración del chiller eléctrico (kW)

$C_{man,ce}$: Costo de mantenimiento del chiller eléctrico (US\$)

$Prod_{ch,elec}$: Energía producida por el chiller eléctrico (kWh)

De la ecuación 2.7, el término matemático en paréntesis sirve para determinar el factor que relaciona el costo de inversión por cada kW del chiller eléctrico, por lo que su unidad resulta en $(US\$/kW)$; por ello se multiplica nuevamente por la potencia de refrigeración $Cap_{ch,elec}$. Por otro lado, en la ecuación 2.8 el factor 0.008 relaciona el costo de mantenimiento respecto a la energía generada, por lo que su unidad está es $(US\$/kWh)$. Para el caso de la ecuación 2.8, se va a considerar que, la energía producida por el chiller eléctrico ($Prod_{ch,elec}$) es equivalente a la demanda térmica anual de aire acondicionado ($Q_{f,A}$), cuyo cálculo se observa en la tabla 2.4.

Finalmente, note que el costo de mantenimiento va resultar un valor referido al costo anual que representa dicha labor. Por su parte, el costo de operación relacionado a la compra de electricidad, también va a resultar en términos anuales, tal como se plantea en la ecuación 2.6. Finalmente, el costo de inversión resultará cero bajo la suposición que el establecimiento ya cuenta con el chiller eléctrico previamente instalado. Para obtener el costo total anualizado (ATC_{conv}) que representa el sistema convencional, se va a emplear la ecuación 1.33, planteada en la sección 1.8.1.

2.3.4 Cálculo de costos con poligeneración

Posteriormente, se va a realizar el cálculo del costo anual que significa producir las demandas de electricidad y aire acondicionado, bajo el supuesto de un sistema de poligeneración. En ese sentido, se van a definir tres distintos escenarios, donde cada escenario se diferencia por emplear una específica tecnología de chiller de absorción. En la figura 2.15 se detalla el esquema del escenario 1, el cual emplea un chiller de simple efecto accionado con agua caliente (SE HW).

Además, se considera la implementación de un módulo de recuperación de calor, el cual va a aprovechar las fuentes Q_{gases} y Q_{HT} provenientes del MCI, para la producción de Q_{cog} . Añadido a ello, se emplean colectores solares que aprovechan la irradiación solar, para producir calor (Q_{sol}) en forma de agua caliente. Por último, se emplea un tanque de recuperación de calor, para el almacenamiento del excedente de calor en caso se requiera, para cubrir la demanda de calor equivalente.

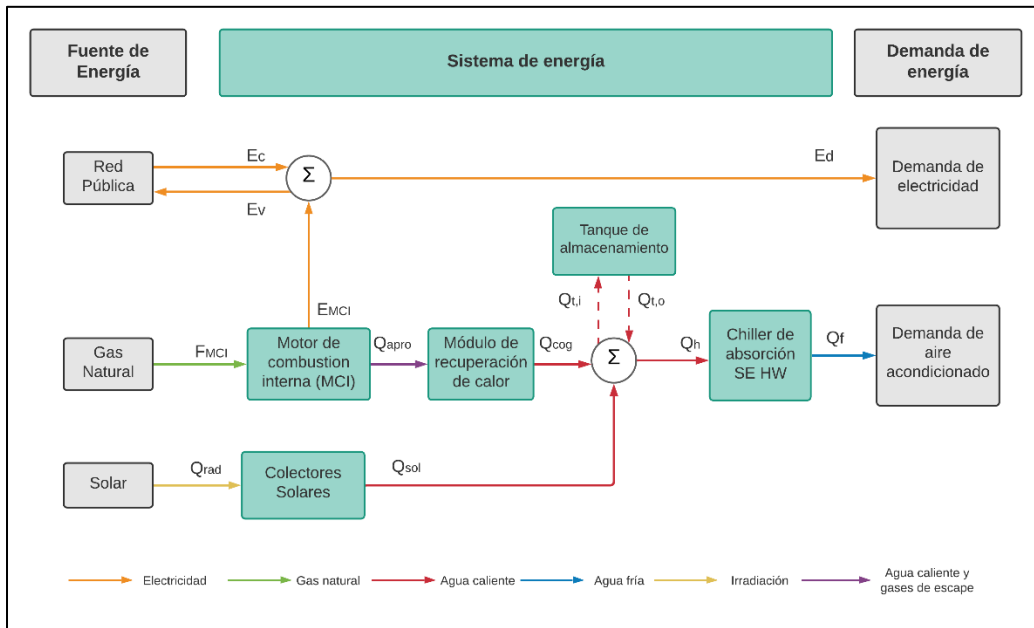


Figura 2.15 Escenario 1: Sistema de poligeneración con MCI & Chiller SE HW
Fuente: Elaboración propia.

El escenario 2 se muestra en la figura 2.16, este sistema emplea un chiller de absorción de doble efecto accionado con vapor (DE ST), para la producción de agua fría ($Q_{f,DE\ ST}$). Para el caso de este escenario, es importante mencionar que, por los perfiles de temperatura evaluados en la sección 2.2.2, solo se va a lograr recuperar el calor de los gases (Q_{gases}); por lo que se emplea una caldera de recuperación de calor (HRSG) para la producción de vapor a partir de los gases de escape. Además, se implementa un chiller eléctrico, que puede consume $E_{ch,elec}$ directamente de la red pública, o de la electricidad producida por el MCI (E_{MCI}).

Finalmente, se considera la utilización de un tanque de almacenamiento de agua fría, que va a provechar los excedentes de frío producido por ambos chillers. Cabe resaltar que, no se consideran los colectores solares, ya que estos se emplean en su mayoría para la producción de agua caliente [69]; por lo que, el sistema representado en la figura 2.16 corresponde a un sistema de trigeneración.

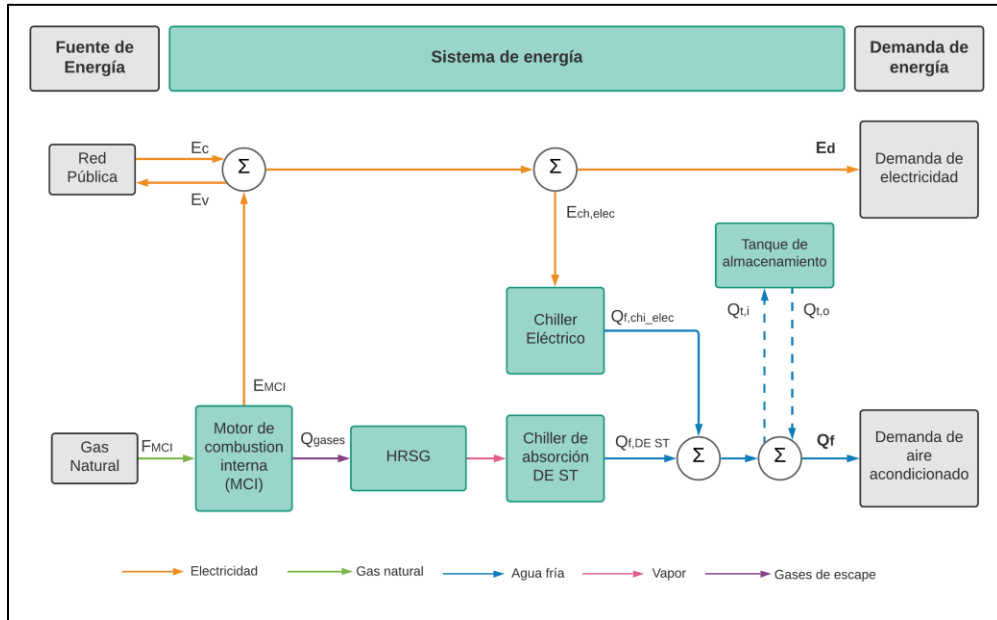


Figura 2.16 Escenario 2: Sistema de trigeneración con MCI & Chillers DE ST y eléctrico
Fuente: Elaboración propia.

Por su parte, en la figura 2.17 se representa el sistema de energía de un sistema de poligeneración que emplea tres distintas tecnologías de chillers; un chiller de simple efecto accionado con agua caliente (SE HW), un chiller de doble efecto accionado directamente con gases de escape (DE EG) y un chiller eléctrico. El chiller SE HW aprovecha la fuente de calor Q_{HT} del MCI, así como también el calor producido con los colectores solares Q_{sol} ; mientras que el chiller DE EG aprovecha la fuente de calor Q_{gases} del MCI. Cabe resaltar que, se va a recuperar calor de los gases de escape hasta que alcancen una temperatura de 120 °C, por lo que a la salida del chiller DE EG, se va a aprovechar los gases para calentar agua que servirá como fuente para el chiller SE HW.

Adicionalmente, se va a implementar un tanque de almacenamiento de calor, para acumular excesos de energía térmica que posteriormente se va a aprovechar cuando se requiera. Por último, se implementa un chiller eléctrico para situaciones en que los chillers de absorción no logren cubrir la demanda de frío Q_f . El chiller eléctrico puede consumir electricidad ($Q_{ch,elec}$) de la red o la electricidad producida por el MCI, dependiendo de la disponibilidad de excedentes de electricidad.

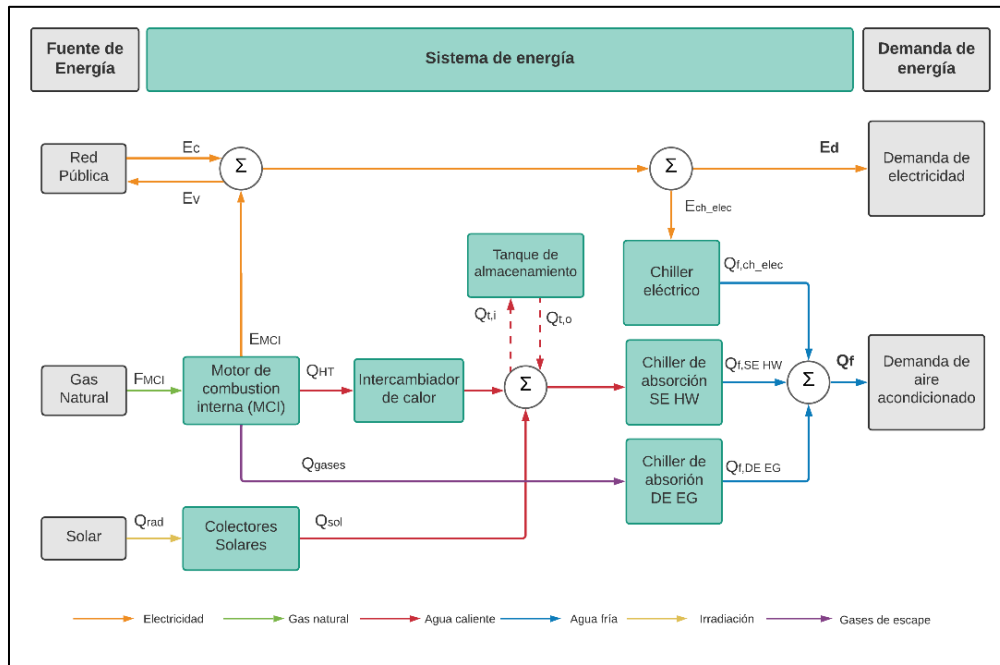


Figura 2.17 Escenario 3: Sistema de poligeneración con MCI & Chillers DE EG, SE HW y eléctrico
Fuente: Elaboración propia.

En base a la metodología planteada en [61], la cual sugiere realizar el análisis priorizando la demanda térmica, para cada escenario se va a trabajar con cinco distintas opciones respecto a la demanda de calor que se desea cubrir con el calor aprovechable del MCI (Q_{apro}). Con lo cual, se va a calcular la potencia E_{MACI} que involucra disponer de Q_{apro} . Para ello se va a emplear la ecuación 1.4, donde β va a tomar el valor de βr calculado en la sección 2.5.3, y Q corresponde a la demanda de calor a cubrir con el MCI (Q_{apro}), para cada uno de las cinco opciones planteadas.

En las figuras 2.18 y 2.19 se representan los parámetros a obtener por cada opción, estos son: la demanda de calor cubierto por cogeneración Q_{cog} , la demanda de calor cubierto con los colectores Q_{sol} , el excedente de calor almacenado $Q_{t,i}$, la demanda eléctrica cubierta con el MCI W_{elec} , el excedente de electricidad vendido E_v , y el faltante de electricidad comprado E_c .

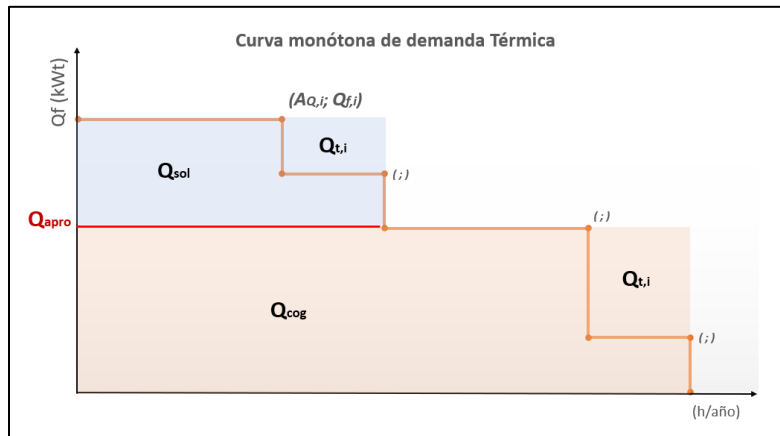


Figura 2.18 Demanda térmica cubierta por opción en cada escenario
Fuente: Elaboración propia.

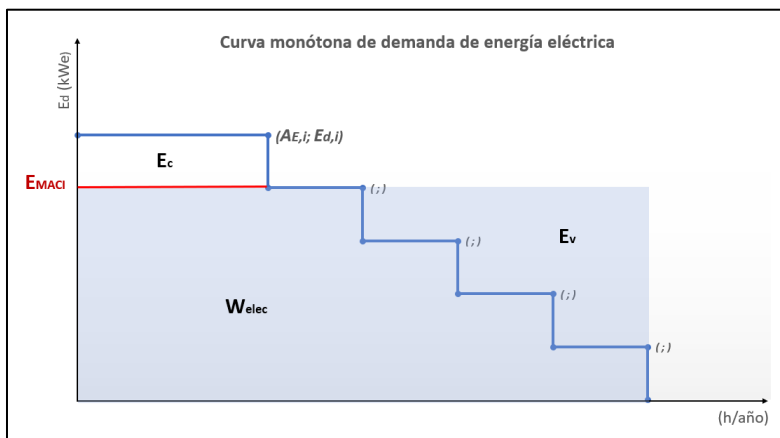


Figura 2.19 Demanda eléctrica cubierta por opción en cada escenario
Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente, se va a calcular el costo total anual que representa cada una de las cinco opciones en cada escenario. Para ello, se va a evaluar el costo por el consumo de gas natural, los ingresos por la venta de electricidad, el costo de la compra de electricidad, el costo capital, y el costo de mantenimiento de los equipos a emplear en el sistema de poligeneración. Para calcular el costo referente al consumo de gas natural, y la compra y venta de electricidad, es necesario evaluar si se cumple con el marco legal establecido para los sistemas de cogeneración. Dicha evaluación se basa en el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente (REE), y de la relación electricidad - calor útil (C), tal como se detalla en el apartado 1.7. En ese sentido, se va a calcular el REE y C para cada uno de las cinco opciones de los tres escenarios; para lo cual se va a emplear las ecuaciones 1.29 y 1.30.

Si se cumple con los valores mínimos requeridos de REE y C, se va a poder vender la electricidad excedente a la red, además se va a acceder a precios de gas natural al igual que el ofertado a las centrales de generación [12, 58]. Por el contrario, si no se cumple con los valores mínimos requeridos, no se va a poder vender la electricidad excedente, y el precio del gas natural a considerar en el cálculo de los costos va a ser el correspondiente al tarifario del distribuidor.

Categoría	Rangos		Suministro GNL		Transporte virtual	Distribución por ductos			
	m ³ /mes		Precio GNL	Recargo Fise		Margen comercial	Margen promoción	Margen capacidad	Margen distribución
	Desde	Hasta	S./sm ³	S./sm ³		S./sm ³	S./cliente	S./cliente	S./m ³ /día
I	0	100	0.5752	0.0066	0.4753	1.5644	13.5103	0	0.1966
IIA	101	300	0.5752	0.0066	0.4753	36.7011	0	0	0.8057
IIB	301	1000	0.6238	0.0066	0.4753	36.7011	0	0	0.8057
III	1001	5000	0.6238	0.0066	0.4753	150.6697	0	0	0.7781
IV	5001	38000	0.6238	0.0066	0.4753	0	0	7.4307	0.3278
V	38001	143000	0.6238	0.0066	0.4753	0	0	7.4307	0.3278
VI	143001	280000	0.6238	0.0066	0.3612	0	0	7.4307	0.1750
VII	280001	Más	0.6238	0.0066	0.2969	0	0	5.2664	0.0656

Tabla 2.9 Tarifario Quavii servicio Trujillo, promedio Nov. 2019 a Oct. 2020
Fuente: Elaboración propia en base a [70].

Categoría	Descripción	Unidad	Servicio Trujillo
Gas Natural	Precio de compra para generadores	US\$/m ³	0.20
Electricidad	Precio de energía ofertada para cogenerador	US\$/MWh	52.00

Tabla 2.10 Precio de suministros para cogenerador
Fuente: Elaboración propia en base a [21, 71].

En las tablas 2.9 y 2.10 se resumen las tarifas aplicables para cada situación, tanto para el gas natural, como para la electricidad. Para el caso particular del gas natural, se va a evaluar en primera instancia si se cumple con el REE mínimo para considerar el precio de compra para generadores mostrado en la tabla 2.10; en caso no se cumpla se evaluará la categoría a la que pertenece y se trabajará con los precios de gas natural mostrados en la tabla 2.9. Es importante mencionar que la tabla 2.9 muestra los valores promedio de los tarifarios mensuales correspondiente al periodo noviembre 2019 a octubre 2020. Mientras que, el precio de compra para generadores presentado en la tabla 2.10, se calculó considerando el costo promedio aplicable a las generadoras en [71]; sin embargo, para obtener un valor más sincerado para la ciudad de Trujillo, se reemplazó el costo de transporte con el especificado en la tabla 2.9.

Por otra parte, para el caso de la venta de electricidad se plantea tomar como valor referencia, el precio de energía ofertado para el caso de la Central de Cogeneración Paramonga I, correspondiente a la empresa Agro Industrial Paramonga [21]. Por otro lado, el costo de inversión se va a calcular en función a la potencia de los equipos que conforman el sistema de poligeneración, y en función del área para el caso de los colectores solares. Para ello, se van a aplicar las siguientes expresiones matemáticas extraídas de [17, 35, 52].

$$C_{inv, mci} = 160000 + 255 \cdot Cap_{maci} \quad (2.9)$$

$$C_{inv, ac SE} = 540 \cdot Cap_{ac}^{0.872} \quad (2.10)$$

$$C_{inv, ac DE} = 260 \cdot Cap_{ac} \quad (2.11)$$

$$C_{inv, h st} = 20 \cdot Cap_{st} \quad (2.12)$$

$$C_{inv, c st} = 30 \cdot Cap_{st} \quad (2.13)$$

$$C_{inv, cs} = 200 \cdot A_{cs} \quad (2.14)$$

Donde:

$C_{inv,maci}$: Costo de capital del MCI (€)

$C_{inv,ac SE}$: Costo de capital del chiller de absorción simple efecto (US\$)

$C_{inv,ac DE}$: Costo de capital del chiller de absorción doble efecto (€)

$C_{inv,h st}$: Costo de capital del tanque de almacenamiento de calor (US\$)

$C_{inv,c st}$: Costo de capital del tanque de almacenamiento de frío (US\$)

$C_{inv,cs}$: Costo de capital de los colectores solares (US\$)

Cap_{maci} : Potencia del MCI (kW)

Cap_{ac} : Potencia de refrigeración del chiller de absorción (kW)

Cap_{st} : Energía suministrada por el tanque en una hora (kWh)

A_{cs} : Superficie reflectante de los colectores solares (m^2)

Los factores planteados desde la ecuación 2.9 a la ecuación 2.13 relacionan el precio del equipo por cada unidad de potencia de este; por lo que sus unidades están expresadas en (US\$/kW). Por otro lado, el factor 200 de la ecuación 2.14 relaciona el precio de los colectores solares por cada unidad de área; por lo que su unidad está expresada en (US\$/ m^2). Para obtener el costo de inversión anualizado ($C_{inv,anual}$) que representa cada equipo planteado en las ecuaciones previas, se va a emplear el factor de anualización $f_a = 0.15$, ya que este valor es el aplicable generalmente para proyectos de sistemas de generación energética dedicado al sector residencial [35].

$$C_{inv,anual} = C_{inv} \cdot f_a \quad (2.15)$$

De manera similar, se va a calcular el costo anual que significa las labores de mantenimiento, de cada equipo empleado en el sistema de poligeneración. Estos costos están en función a la producción anual de energía, que representa cada equipo, por lo que los cálculos ya van a resultar en términos de costos anualizados. Para los cálculos se va a emplear las siguientes ecuaciones, extraídas de [52, 53].

$$C_{man,maci} = (-0.0031 \ln(Cap_{maci}) + 0.0394)Prod_{maci} \quad (2.16)$$

$$C_{man,ac} = 0.01 \cdot Prod_{ac} \quad (2.17)$$

$$C_{man,cs} = 0.5 \cdot A_{cs} \quad (2.18)$$

$$C_{man,st} = 0.002 \cdot Prod_{st} \quad (2.19)$$

Donde:

$C_{man,maci}$: Costo de mantenimiento del MCI (US\$)

$C_{man,ac}$: Costo de mantenimiento del chiller de absorción (US\$)

$C_{man,cs}$: Costo de mantenimiento de los colectores solares (US\$)

$C_{man,st}$: Costo de mantenimiento del tanque de almacenamiento (US\$)

$Prod_{maci}$: Energía producida por el MCI (kWh)

$Prod_{ac}$: Energía producida por el chiller de absorción (kWh)

$Prod_{st}$: Energía cubierta por el tanque de almacenamiento (kWh)

Las ecuaciones 2.16 y 2.17 están en función de la producción energética del MCI y el chiller de absorción respectivamente. Por lo que, para el cálculo se va a emplear la producción anual que significan estos equipos, en cada una de las cinco opciones planteadas en cada escenario. Cabe resaltar que los costos de mantenimiento de estos equipos van a quedar en términos de US\$/año, ya que se va a emplear la producción anual. Por otro lado, el costo de mantenimiento de los colectores solares está en función del área. Dicha área se va a calcular empleando la ecuación 1.22, planteada en la sección 1.6.1. Finalmente, se va a calcular el costo total anualizado (ATC_{poli}) que significa el sistema de poligeneración, en cada una de los diez escenarios, para el cálculo de ATC_{poli} se va a emplear la ecuación 1.33. Este cálculo va a ser de utilidad para realizar el análisis comparativo, entre el sistema convencional y el sistema de poligeneración. Dicho análisis se plantea en la siguiente sección.

2.3.5 Cálculo del ahorro económico y el payback

El cálculo del ahorro está referido al beneficio económico (ΔATC), que se obtiene con el sistema de poligeneración respecto al sistema convencional. Para determinar dicho ahorro, se va a emplear la ecuación 2.19. Cabe resaltar que cada uno de las cinco opciones planteados en los tres distintos escenarios, van a presentar un ahorro económico distinto. Los valores a obtener van a ser de utilidad para calcular el payback del sistema de poligeneración, para cada escenario.

$$\Delta ATC = ATC_{conv} - ATC_{poli} \quad (2.20)$$

Con los valores de ΔATC que se van a obtener para cada opción, se va a proceder con el cálculo del payback. Para ello se va a emplear la ecuación 1.35, planteada en la sección 1.8.4. De dicha ecuación, el costo de capital ($\sum C_{CAP}$) se refiere a la inversión que significa el sistema de poligeneración, la cual se plantea en la sección 2.3.4. Por otro lado, el valor del flujo de caja anual ($NCF_{relative}$) representa el ahorro planteado en la ecuación 2.19. Finalmente, con los valores del payback que se van a obtener por cada escenario, se va a elaborar una curva del payback respecto a la potencia asumida para el MCI en cada escenario. En dicha curva, el valor de la potencia del MCI representa los valores de la coordenada horizontal, mientras el payback representa los valores de la coordenada vertical.

2.3.6 Propuesta de alternativa de diseño

Según lo expuesto en la sección anterior, a partir de la gráfica de payback, se va a reconocer el rango de potencia del MCI que permite obtener el menor payback en cada escenario. Una vez conocida dicho rango de potencia, se va a seleccionar el escenario que ofrece un menor payback entre las tres. Posteriormente, se va a seleccionar un MCI disponible en la base de datos, elaborado en la sección 2.2, y que se encuentre dentro del rango de menor payback detallado; el MCI seleccionado conformará la alternativa final a plantear.

Posteriormente, siguiendo la metodología de la referencia [61], se va a realizar la evaluación técnica y económica detallada la alternativa final. Sin embargo, note que la valoración general de viabilidad, se trabaja con parámetros representativo como el βr . En contra parte, para la evaluación técnica y económica de la alternativa final, se va a trabajar con los parámetros reales que el fabricante proporciona, para cada equipo que conforma el sistema de poligeneración.

2.3.7 Evaluación técnica y económica de la alternativa seleccionada

En esta etapa se va a plantear el procedimiento para realizar la evaluación técnica y económica detallada, de la alternativa final planteada en la sección 2.3.6. La metodología propuesta en [61] defiende que, el programa de operación del sistema de poligeneración determina la factura energética. En ese sentido, inicialmente se va a realizar el análisis técnico con la finalidad de determinar los parámetros de operación viables para el sistema. Seguidamente, se va a complementar la evaluación, con el análisis económico de la alternativa final.

2.3.8 Evaluación técnica

Como parte de la evaluación técnica, se va a realizar el balance energético de la alternativa final, con el propósito de determinar los parámetros de temperatura y flujo másico que deben seguir los distintos circuitos que conforman el sistema. En la evaluación de viabilidad preliminar, planteada en la sección 2.3.3, se presta mayor énfasis a los parámetros de potencia y cobertura de energía, de los equipos principales que conforman el sistema de poligeneración; además se trabaja con parámetros promedio o representativos. Sin embargo, una vez definida la alternativa final, se debe calcular los parámetros operacionales como, flujo de agua caliente, flujo de agua fría, flujo de vapor, temperaturas en cada uno de estos puntos, etc. Ello se realiza empleando los parámetros reales de cada equipo, detallado en las especificaciones técnicas que brinda el fabricante. Esta valuación se realiza con la finalidad de garantizar la viabilidad técnica de la alternativa planteada.

2.3.9 Evaluación Económica

En base a la metodología planteada en [53], se va a realizar el flujo de caja correspondiente a la alternativa final; así mismo, se va a calcular los siguientes parámetros económicos de la alternativa final: El valor actual neto (*VAN*), la tasa interna de retorno (*TIR*), el tiempo de retorno simple o payback (*PBP*), y el costo energético nivelado (*LCOE*); para lo cual se va a emplear las ecuaciones planteadas en la sección 1.8. Para el caso de los costos operativos, se va a considerar la configuración de operación planteada en la figura 2.13, la cual considera la venta de la electricidad excedente, y la compra de la electricidad faltante. Para ello, se va a realizar el cálculo del rendimiento eléctrico efectivo (*REE*) y la relación electricidad – calor útil (*C*) de cada alternativa, en base a las ecuaciones 1.29 y 1.30. Los resultados se van a evaluar con los valores mínimos requeridos por el reglamento de cogeneración, detallado en la sección 1.7.1.

Adicionalmente, el precio de compra de la electricidad se va a mantener como una tarifa constante, la cual viene definida por la empresa distribuidora, tal como se detalla en la tabla 2.7. Por otro lado, el precio de compra del gas natural, y el precio de venta de la electricidad excedente, detallados en las tablas 2.8 y 2.9, se van a ver condicionadas con el cumplimiento de los parámetros de *REE* y *C*, requeridos por el reglamento de cogeneración [12, 58]. Finalmente, para el cálculo de los costos de inversión y mantenimiento, se van a emplear las ecuaciones planteadas en las secciones 2.3.3 y 2.3.4.

CAPÍTULO III

RESULTADOS

En el presente capítulo se expone los resultados obtenidos sobre el diseño conceptual de un sistema de poligeneración, para el suministro de electricidad y aire acondicionado, a un hotel en la ciudad de Trujillo. Dichos resultados están acorde a la metodología planteada en el capítulo anterior. En ese sentido, se parte con los resultados referente a la demanda de energía. Posterior a ello, se presentan los resultados correspondientes a la fase de recolección de información técnica de los equipos principales del sistema de poligeneración. Finalmente, se expone los resultados de la evaluación técnica y económica realizada a las distintas alternativas de diseño.

3.1 Caracterización de la demanda de energía

Como primera fase se desarrolló la caracterización de la demanda energética del establecimiento. Se define como caracterización a la determinación de la cantidad de consumo energético; así como también, a la identificación de la forma de consumo. Para ello, se elaboró los perfiles horarios típicos de demanda de electricidad y aire acondicionado, en tres días representativos del año. Seguidamente, se calculó la frecuencia acumulada anual de consumo energético. Por último, se elaboró las curvas monótonas de demanda de electricidad y aire acondicionado.

3.1.1 Demanda energética de los días representativos

Para caracterizar la demanda, se estableció las demandas típicas de electricidad y aire acondicionado en tres días representativos del año. Estos días corresponden a un día en la temporada de verano, un día a la temporada de invierno, y un día en la temporada de transición. En la siguiente tabla se muestra los valores obtenidos sobre la potencia demandada en cada intervalo horario. Cabe resaltar que dichos valores se obtuvieron a partir de los perfiles horarios de demanda que se detallan en las figuras 2.5, 2.6 y 2.7.

Intervalo horario	Día tipo 1 (transición)		Día tipo 2 (verano)		Día tipo 3 (invierno)	
	E_d (kWe)	Q_f (kWt)	E_d (kWe)	Q_f (kWt)	E_d (kWe)	Q_f (kWt)
0 – 1	67	0	67	0	67	0
1 – 2	64	0	64	0	64	0
2 – 3	64	0	64	0	64	0
3 – 4	64	0	64	0	64	0
4 – 5	64	0	64	25	64	0
5 – 6	76	0	76	49	76	0
6 – 7	86	10	86	49	86	0
7 – 8	92	34	92	146	92	0
8 – 9	105	134	105	243	105	0
9 – 10	108	167	108	292	108	9
10 – 11	103	184	103	341	103	9
11 – 12	95	200	95	365	95	36
12 – 13	81	217	81	365	81	72
13 – 14	81	217	81	365	81	135
14 – 15	86	200	86	365	86	162
15 – 16	91	184	91	341	91	162
16 – 17	95	234	95	365	95	162
17 – 18	102	300	102	438	102	171
18 – 19	108	333	108	486	108	180
19 – 20	110	317	110	462	110	171
20 – 21	110	317	110	462	110	162
21 – 22	106	317	106	462	106	126
22 – 23	95	300	95	438	95	72
23 – 24	80	0	80	195	80	0

Tabla 3.1 Demanda de electricidad y aire acondicionado según tipo de día representativo
Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 3.1 se señala la potencia demandada de electricidad (E_d) y frío para aire acondicionado (Q_f), en cada intervalo horario, en los tres días representativos planteados. Dichos valores se obtuvieron conforme a la metodología planteada en las secciones 2.1.1 y 2.1.2; sin embargo, cabe resaltar que se realizó un redondeo al próximo valor superior entero, por un tema de manejo de cifras significativas. Por otro lado, se logra observar que existe la necesidad de electricidad durante todos los intervalos horarios en los tres días representativos. Sin embargo, para el caso de la demanda de aire acondicionado, hay intervalos horarios donde no se requiere de dicho servicio, en especial en horas de la madrugada.

3.1.2 Frecuencia acumulada de demanda energética

Los valores presentados en la tabla 3.1 fueron de utilidad para calcular la frecuencia acumulada anual de la demanda de electricidad y la demanda de aire acondicionado. Para ello, se hizo un reordenamiento descendente de los valores de la demanda, tal como se detalla en la metodología planteada en la sección 2.1.3. Además, se estableció que la demanda del día típico de la temporada de transición, tiene una repetición anual de 183 días; mientras que la demanda del día típico de verano se repite 90 días al año; por último, la demanda del día típico de invierno, se repite 92 días al año. En las tablas 3.2 y 3.3 se detallan los valores obtenidos. Para el caso de la demanda eléctrica, se observa que la mayor potencia demandada es de 110 kWe, con una frecuencia de 730 horas al año. Por otro lado, la menor potencia demandada es de 67 kWe, con una frecuencia de 365 horas al año.

Demanda eléctrica E_d (kW)	Frecuencia (h/año)	Frecuencia acumulada (h/año)	Consumo eléctrico (MWh/año)
110	730	730	80.3
108	730	1 460	78.8
106	365	1 825	38.7
105	365	2 190	38.3
103	365	2 555	37.6
102	365	2 920	37.2
95	1 095	4 015	104.0
92	365	4 380	33.6
91	365	4 745	33.2
86	730	5 475	62.8
81	730	6 205	59.1
80	365	6 570	29.2
76	365	6 935	27.7
67	365	7 300	24.5
Demanda de electricidad anual (MWh/año)			778.5

Tabla 3.2 Frecuencia acumulada de la demanda eléctrica
Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de la demanda de frío para aire acondicionado, se observa en la tabla 3.3 que la mayor potencia demandada es de 486 kW, con una frecuencia de 90 horas al año. Por otra parte, se observa que no hay demanda de aire acondicionado durante 2561 horas al año. Ello corresponde a los intervalos horarios con valores de Q_f igual a cero, tal como se presentó en la tabla 3.1. Los valores obtenidos en las 3.2 y 3.3 fueron de utilidad para construir las curvas monótonas de demanda, que se detallan en la siguiente sección.

Demanda térmica Q_f (kW)	Frecuencia (h/año)	Frecuencia acumulada (h/año)	Consumo térmico (MWh/año)
486	90	90	43.7
462	270	360	124.7
438	180	540	78.8
365	450	990	164.3
341	180	1 170	61.4
333	183	1 353	60.9
317	549	1 902	174.0
300	366	2 268	109.8
292	90	2 358	26.3
243	90	2 448	21.9
234	183	2 631	42.8
217	366	2 997	79.4
200	366	3 363	73.2
195	90	3 453	17.6
184	366	3 819	67.3
180	92	3 911	16.6
171	184	4 095	31.5
167	183	4 278	30.6
162	368	4 646	59.6
146	90	4 736	13.1
135	92	4 828	12.4
134	183	5 011	24.5
126	92	5 103	11.6
72	184	5 287	13.2
49	180	5 467	8.8
36	92	5 559	3.3
34	183	5 742	6.2
25	90	5 832	2.3
10	183	6 015	1.8
9	184	6 199	1.7
0	2 561	8 760	0.0
Demanda de aire acondicionado anual (MWh/año)			1383.4

Tabla 3.3 Frecuencia acumulada de la demanda de frío para aire acondicionado
Fuente: Elaboración propia.

3.1.3 Curvas monótonas de la demanda de electricidad y frío (aire acondicionado)

En la presente sección se muestran las curvas monótonas tanto para la demanda de electricidad, como para la demanda de aire acondicionado. Para el caso de la curva monótona de la demanda de electricidad, se hizo uso de los valores de E_d y de la frecuencia acumulada mostrados en la tabla 3.2. Mientras que, para la curva monótona de aire acondicionado, se emplearon los valores de Q_f y su respectiva frecuencia acumulada, mostrados en la tabla 3.3.

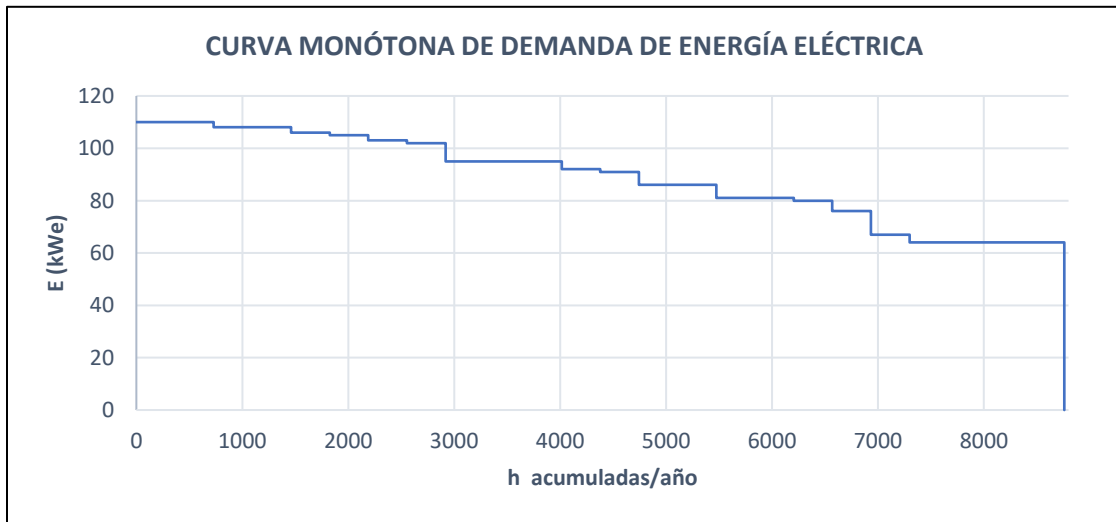


Figura 3.1 Curva monótona de demanda de energía eléctrica
Fuente: Elaboración propia.

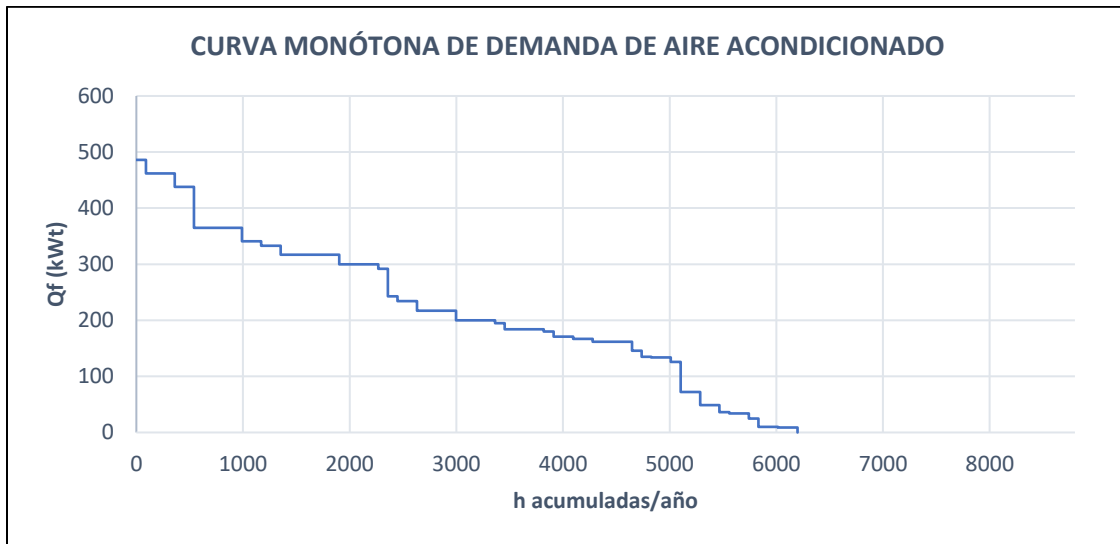


Figura 3.2 Curva monótona de demanda de aire acondicionado
Fuente: Elaboración propia.

En base a los resultados obtenidos para la curva monótona de demanda de energía eléctrica, representada en la figura 3.1, se observa que el hotel demanda de energía eléctrica durante las 8 760 horas del año. Además, resalta que la diferencia entre la mayor potencia y la menor potencia demandada es solo de 43 kW. En ese sentido, si se establece como referencia la demanda $E_{d,max} = 110 \text{ kW}$, se define que la demanda menor, cuyo valor es de 67 kW, equivale a $0.61E_{d,max}$. Por otra parte, la forma de la curva mostrada en la figura 3.1 y la característica de esta, de tener una duración de 8 760 horas/año, están acorde a la literatura para las curvas de duración anual de demanda de electricidad para el sector residencial comercial [35, 72].

Por otro lado, en la figura 3.2 se detalla la curva monótona de demanda de frío para aire acondicionado. En esta figura se observa que el hotel demanda de frío para aire acondicionado por 6 199 horas acumuladas al año; mientras que, 2 561 horas al año no se tiene demanda de frío. Además, es importante resaltar que la demanda máxima de frío $Q_{f,max} = 486 \text{ kW}$ solo tiene una duración de 90 horas acumuladas al año; a comparación de $E_{d,max}$ que tiene una duración de 730 horas acumuladas al año. Esta diferencia se debe a que en general, la curva monótona de frío tiene un comportamiento decreciente más pronunciado que la curva monótona de electricidad. Dicho comportamiento de la curva detallada en la figura 3.2, es característico para la demanda de frío correspondiente al sector residencial comercial [35, 61].

3.2 Evaluación de prestaciones técnicas de equipos principales

En concordancia con la metodología planteada en la sección 2.2, se elaboró una base de datos basada en documentación, sobre parámetros operacionales de los principales equipos que conforman el sistema de poligeneración. Dichos equipos son, el motor de combustión interna MCI, el chiller de absorción, y los colectores solares cilindro-parabólicos. En la sección 2.2 se detalla los parámetros técnicos a prestar mayor énfasis por cada equipo. La información recolectada sobre los distintos equipos, se muestran de manera detallada en los anexos; mientras que, en las siguientes secciones, se detallan los principales resultados y parcialmente la data más relevante para la obtención de los resultados.

3.2.1 Relación calor-trabajo representativo (β_r)

Tal como se señaló en la metodología planteada en la sección 2.2.2, el cálculo de la relación calor-trabajo representativo β_r depende del calor que se aprovecha de las fuentes de calor disponibles en el MCI. En ese sentido, con el fin de realizar un análisis comparativo, se estableció que un sistema de poligeneración que emplea un chiller de simple efecto, logra aprovechar Q_{gases} y Q_{HT} ; por consecuencia le corresponde un valor de relación calor-trabajo β_1 . Mientras que una configuración que emplea únicamente un chiller de doble efecto, aprovecha solo Q_{gases} ; dicho sistema está representado por β_2 . El cálculo y las consideraciones en ambos casos, se detallan en las ecuaciones 2.3 y 2.4.

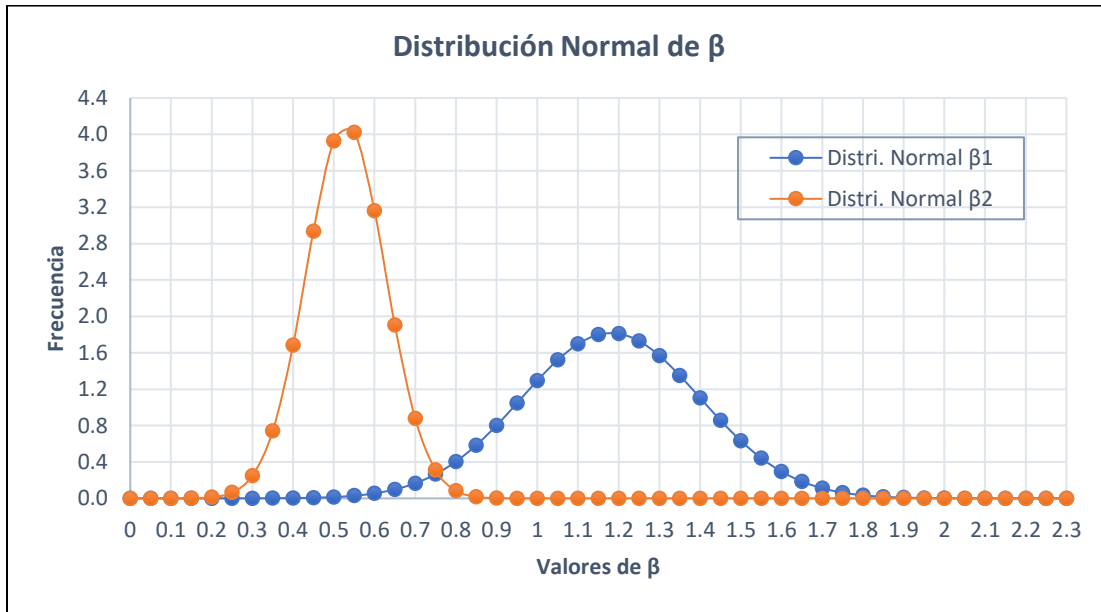


Figura 3.3 Distribución normal de los valores de β .
Fuente: Elaboración propia.

Las curvas expuestas en la figura 3.3 representan la distribución normal de los valores de β_1 y β_2 calculados para las 30 distintas marcas y modelos de MCI, detallados en el anexo 1. Para el caso de la configuración que emplea un chiller de simple efecto, se obtuvo un valor representativo de $\beta_{r1} = 1.18$; mientras que para la configuración que emplea solo un chiller de doble efecto, el valor representativo es $\beta_{r2} = 0.53$.

Además, es importante mencionar que la desviación estándar para los casos 1 y 2 son 0.22 y 0.10 respectivamente. En ese sentido, la curva correspondiente a los valores de β_2 tiene una desviación estándar menor a la obtenida para los valores de β_1 ; por ello, la curva de β_2 presenta una mayor agrupación de sus valores respecto a su media o valor central, en comparación a la curva correspondiente a los valores de β_1 . La diferencia mencionada en la desviación estándar se debe a que, Q_{gases} representa en promedio el 21% del combustible consumido, con una variación de $\pm 6\%$; mientras que Q_{HT} representa el 26%, con una variación de $\pm 10\%$.

La diferencia entre los valores de desviación estándar de β_1 y β_2 visto desde el aspecto técnico de operación de los MCI, se defiende bajo el escenario de que los gases de escape son evacuados directamente de la cámara de combustión, sin mayor intervención de algún circuito interno de disipación de calor; por lo que Q_{gases} tiene relación únicamente con algún recuperador de calor externo que permita aprovechar dicha fuente de calor. Por el contrario, el circuito de alta temperatura correspondiente a Q_{HT} puede resultar influenciado por la configuración del circuito interno de enfriamiento del motor. Por ejemplo, para motores de baja potencia (menores o alrededor de 1 MW), se observa que algunos fabricantes plantean un único circuito de enfriamiento para las camisas del motor, el block del motor y el radiador para el enfriamiento del aceite de motor [65].

En contra parte, otros fabricantes suelen considerar como circuito de Q_{HT} exclusivamente al enfriamiento de camisas y block del motor, en especial para motores de mayor potencia a las antes mencionadas. Mientras que el enfriamiento del aceite de motor se realiza a través del circuito de baja temperatura Q_{LT} , que a su vez considera la refrigeración de la segunda etapa de admisión, a través de un intercooler [32, 73]. Adicionalmente, el uso de componentes internos como la bomba de agua y el radiador, así como la disipación de calor por conducción y convección a través del block del motor, y la capacidad calorífica del refrigerante son factores que influyen en la eficiencia termohidráulica del sistema de enfriamiento [74], y su vez producen una mayor dispersión de los valores de Q_{HT} .

Lo expuesto anteriormente produce que los valores de β_2 tiendan a un valor central con mayor frecuencia que β_1 , tal como se observa en la figura 3.3. Por otro lado, siguiendo la expresión matemática de la ecuación 1.4 se puede mencionar que, para el caso del valor de β_{r1} se va a tener una disponibilidad de calor aprovechable de 1.18 kW por cada 1 kW de electricidad generado por el MCI. Mientras que, para el caso del valor de β_{r2} se podría aprovechar tan solo 0.53 kW de calor por cada 1 kW de electricidad producido por el MCI. En base a dicho análisis, se tiene una diferencia de 0.65 kW de calor aprovechable entre el caso 1 y caso 2.

Esta diferencia resulta relevante, ya que incluso excede al calor aprovechable β_{r2} . Es decir, si la configuración del sistema de poligeneración no considera aprovechar el calor de la fuente Q_{HT} , se estaría dejando de lado aproximadamente 55% del calor que se podría aprovechar al recuperar Q_{gases} y Q_{HT} ; por lo que, para evitar ello se plantea como alternativa para el caso 2, utilizar conjuntamente un chiller de absorción de doble efecto y un chiller de simple efecto de tal manera que se puedan recuperar las dos fuentes de calor del MCI antes mencionadas.

3.2.2 Relación frío-calor representativo (COP_r)

La relación frío-calor de los chillers de absorción está representado por el valor de COP proporcionado por el fabricante. Por ello, en base a la metodología planteada en la sección 2.2.7, se recolectó información de parámetros técnicos que fueron de utilidad para calcular el COP representativo en función del tipo de fuente de calor que se suministra al chiller de absorción. Cabe resaltar que, los valores de COP son los mismos para las distintas potencias de un mismo modelo o serie de chiller del mismo fabricante. Por lo que, el análisis contempla evaluar los valores de COP de distintas marcas y series de chiller; para lo cual se realizó la evaluación de tres distintos tipos de tecnologías: chiller de absorción de simple efecto accionado con agua caliente, chiller de doble efecto accionado con vapor, y chiller de doble efecto accionado directamente con gases de escape. A continuación, se detallan los valores promedios por cada tipo de tecnología, dichos valores son tomados como los valores representativos de COP.

Tipo	Marca	Modelo	COP	Rango de Potencias (kW)
Simple Efecto Accionado con agua caliente (SE HW)	LG	WCMW	0.72	98 a 3 587
		WC2H	0.74	258 a 4 745
		WCMH	0.8	264 a 4 747
	World Energy	2AA	0.412	105 a 4 571
		2AB	0.64	264 a 4 571
		2ABH	0.71	105 a 4 571
		HWAR-L H	0.8	105 a 4 571
	Yazaki	HWAR-L HH	0.83	105 a 4 571
		WFC-SC	0.7	17.6 a 176
Promedio			0.71	-
Doble Efecto Accionado con vapor (DE ST)	LG	WCSS	1.21	352 a 5 274
		WCSH	1.5	352 a 5 275
	World Energy	S HH	0.81	176 a 5 274
		SWM	1.21	176 a 3 868
		SWH	1.36	352 a 5 274
		SWHH	1.48	352 a 5 274
	Kromschroeder	ST H2H	1.33	349 a 6 978
		ST H2	1.41	349 a 11 630
		ST H2L	1.38	290 a 4 650
		ST J8	1.55	349 a 11 630
		ST J6	1.53	349 a 11 630
	ST J4	1.5	233 a 4 652	
		Promedio		
Doble Efecto Accionado con gases de escape (DE EG)	LG	WCDS	1.12	352 a 5 275
		WCDN	1.34	176 a 2 462
		WCDH	1.51	352 a 5 274
	World Energy	CHP	1.2	176 a 5 272
		CHP H	1.36	176 a 5 274
	Kromschroeder	YX480 H2	1.34	350 a 5 820
	Promedio			1.31

Tabla 3.4 Valores típicos de COP según tipo de tecnología
Fuente: Elaboración propia en base a [44, 66, 75, 76].

En la tabla 3.4 se muestran que los valores representativos de COP a considerar, para los chillers de simple efecto accionado con agua caliente (SE HW), para los chiller de doble efecto accionado con vapor (DE ST), y para los chiller de doble efecto accionado con gases de escape (DE EG), son 0.71, 1.36 y 1.31 respectivamente. Los valores calculados fueron de utilidad para convertir la curva monótona de demanda de aire acondicionado (figura 3.2), en una curva de demanda del calor equivalente que se debe suministrar al chiller de absorción, tal como se detalla en la metodología planteada en la sección 2.3.2.

Bajo dicho procedimiento, se obtuvo tres distintas curvas de calor equivalente, según el tipo de tecnología del chiller; estas curvas se muestran en la siguiente sección. Por otro lado, cabe resaltar que la diferencia entre los valores de COP_r para el caso de “DE ST” y “DE EG” es de solo 0.05. Por lo que, resulta conveniente considerar como primera opción emplear un chiller de doble efecto accionado con gases de escape, antes que un chiller de doble efecto accionado con vapor; ya que ello significa una reducción en las necesidades de requerir de un equipo HRSG para la producción de vapor.

3.3 Evaluación económica preliminar

En continuación con la metodología planteada en la sección 2.3, se procedió con realizar la evaluación económica preliminar de las configuraciones planteadas en la sección 2.3.4. Para dicha evaluación preliminar se emplearon los valores representativos β_r y COP_r presentados en las secciones anteriores. Se consideró tres escenarios, el primero corresponde al uso de un chiller SE HW, el segundo al uso de un chiller DE ST, y el tercero corresponde a un sistema con un chiller DE EG.

3.3.1 Sistema convencional

Como primer análisis se realizó el cálculo económico que representa un sistema convencional para el suministro de energía. Este sistema consiste en la compra de electricidad de la red pública, y la utilización de un chiller eléctrico para cubrir la demanda de frío para aire acondicionado. para realizar el cálculo del ahorro anual que representa el sistema de poligeneración.

En la tabla 3.5 se muestra que el costo total anualizado que representa el sistema convencional (ATC_{conv}) es de 212 212 USD/año; este valor se calculó en base a la metodología y las ecuaciones planteadas en la sección 2.3.3. Cabe resaltar que, se consideró el valor de COP del chiller eléctrico con el que cuenta el hotel referencia (ver sección 2.1.1). Por otra parte, se estableció las horas de operación conforme a la demanda de frío presentado en la tabla 3.3. Finalmente, se consideró que el hotel ya cuenta con un chiller de absorción previamente instalado, por lo que no se considera el costo de inversión de dicho equipo.

Categoría	Descripción	Valor	Unidad
Datos generales	Demanda de frío anual	1383.4	MWh/año
	COP Chiller eléctrico	3.5	-
	Potencia de Chiller eléctrico	486	kW
	Horas de operación	6199	h/año
Costos de Consumo de electricidad	Consumo de electricidad anual para AC	395.3	MWh/año
	Consumo de electricidad anual para fuerza e iluminación	778.5	MWh/año
	Consumo total anual de electricidad	1173.8	MWh/año
	Costo total anual compra de electricidad	\$ 201,145	USD/año
Costos de inversión y mantenimiento	Costo de inversión	\$ -	USD
	Costo anualizado de inversión	\$ -	USD/año
	Costo de mantenimiento	\$ 11,067	USD/año
Costo Total Anualizado Sistema Convencional (ATC_{conv})		\$ 212,212	USD/año
Tipo de cambio: S/. 3.60 = 1.00 US\$			

Tabla 3.5 Evaluación económica Sistema Convencional
Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Escenario 1: MCI y Chiller SE HW

Paso seguido se procedió a realizar la evaluación económica preliminar, correspondiente a la configuración que considera un sistema de poligeneración con MCI, colectores solares cilindro-parabólicos, y un chiller de absorción de simple efecto accionado con agua caliente, tal como se muestra en la figura 2.15. La evaluación económica preliminar consiste en la evaluación de cobertura energética a través de las curvas monótonas de demanda, según lo planteado en la metodología de la sección 2.3.4.

En las figuras 3.4 y 3.5 se muestran los criterios de cobertura energética considerados para la opción 2 del escenario 1 detallado en la figura 2.15. De la figura se logra interpretar que, para la esta opción se busca cubrir una potencia térmica de calor equivalente de 101 kW, lo cual supone disponer de un MCI de 86 kW. Además, se establece que el MCI va a operar 8 760 horas al año. Las figuras 3.4 y 3.5 hacen referencia solo a la opción 2, del escenario 1; sin embargo, en base a la metodología planteada en la sección 2.3.4, se evaluaron cinco distintas opciones, en las cuales se varía principalmente la potencia a cubrir con la

recuperación de calor del MCI. En el anexo 2 se muestran las imágenes que representan la cobertura energética, para cada una de las cinco opciones del escenario 1; cabe resaltar que a cada opción le corresponde dos imágenes, una referente a la demanda de calor equivalente, y la segunda a la demanda de electricidad



Figura 3.4 Cobertura de energía térmica escenario 1 - Opción 2.
Fuente: Elaboración propia.

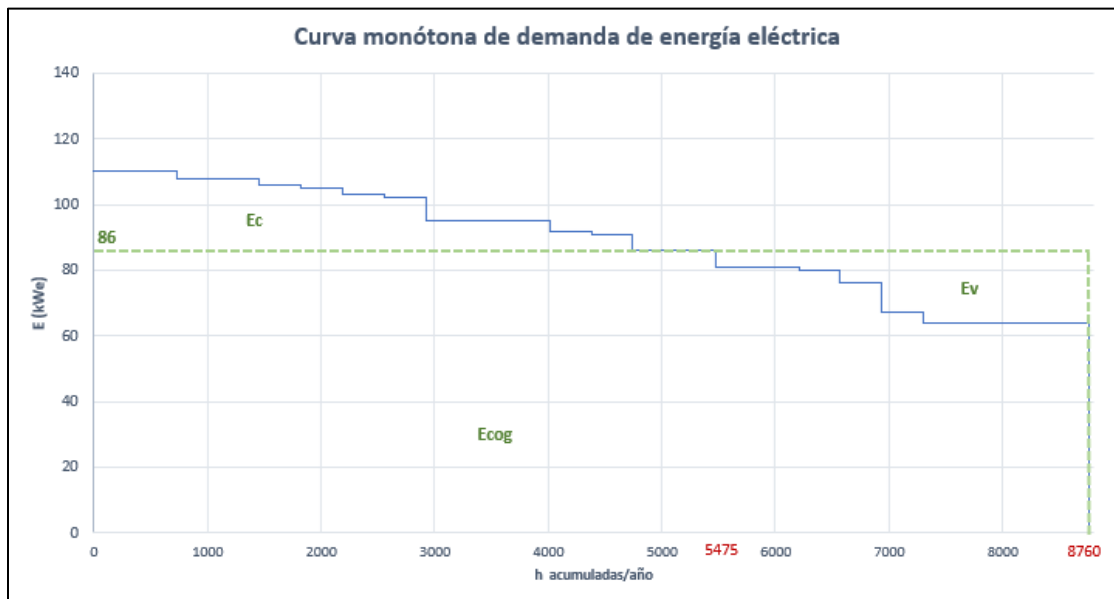


Figura 3.5 Cobertura de energía eléctrica escenario 1 - Opción 2.
Fuente: Elaboración propia.

Bajo la condición planteada en las figuras 3.4 y 3.5, existe la necesidad de cubrir parte de la demanda eléctrica por medio de la compra a la red pública (E_c); sin embargo, durante 3 285 horas acumuladas al año, se tendrá excedentes de electricidad (E_v) que se podrán vender a la red, en caso se cumpla con el REE mínimo requerido que se detalla en la sección 1.7. Adicionalmente, parte de la demanda de calor equivalente no cubierta por el MCI, se va a suministrar a través de la recuperación de calor con colectores solares (Q_{sol}), que van a operar 5 103 horas acumuladas al año. A demás, parte del calor excedente tanto del MCI (Q_{cog_alm}) y de los colectores solares (Q_{sol_alm}), se va a recolectar en un tanque de almacenamiento de calor (Q_{alm}), para lograr cubrir la totalidad de la demanda térmica de calor equivalente.

Por otra parte, en la tabla 3.6 se resumen los principales parámetros obtenidos para cada opción. Se resaltan las potencias $Q_{h,cog}$, Q_{sol} y E_{mci} , ya que estos valores resultan de utilidad para una posterior evaluación económica. Por otra parte, para el cálculo de la energía cubierta en cada opción, se trabajó conjuntamente con las figuras análogas a las figuras 3.14 y 3.15, así como también con los valores de demanda planteados en las tablas 3.2 para el caso de la electricidad, y 2.6 para el caso de la demanda de calor equivalente.

Así mismo, se detalla la energía disponible para almacenar, y la energía requerida a almacenar, esto se realiza con la intención de verificar que se disponga de la energía suficiente para almacenar, y en caso se sobrepase dicho valor se plantea la evacuación de este. Por último, se detalla el área requerida de los colectores solares, para lograr producir Q_{sol} ; dicho cálculo se realizó en base a la ecuación 1.23, donde el valor de la eficiencia η_{solar} es 0.75 [69], y la irradiancia es $G = 0.635 \text{ kW}/\text{m}^2$ [67], en el anexo 5 se detallan los valores de irradiancia horaria en la ciudad de Trujillo, en los diferentes meses del año.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
Potencia Qh,cog (kW)	69	101	206	306	423
Horas de operación (h)	8760	8760	8760	8760	8760
Energía eléctrica total producida (MWh/año)	604	885	1805	2681	3705
Energía cogenerada (MWh/año)	399	568	1097	1474	1756
Energía Cog Alm (MWh/año)	206	317	708	1207	1949
Potencia faltante para max (kW)	616	584	479	379	262
Potencia Qsol (kW)	308	292	240	174	131
Ref Qsol (kW)	377	393	446	480	554
Horas de operación (h)	5287	5103	4646	2631	1902
Energía total producida Qsol (MWh/año)	1627	1489	1115	458	249
Energía Qsol (MWh/año)	1249	1118	703	370	143
Energía Qsol Alm (MWh/año)	378	371	412	88	105
Área requerido colectores (m2)	646	613	504	365	275
Energía disponible para almacenar (MWh/año)	583	688	1120	1294	2055
Energía por cubrir con Alm (MWh/año)	300	263	149	104	49
Potencia Emci (kW)	58	86	174	259	358
Energía total generado Emci (MWh/año)	512	749	1528	2270	3138
Energía cubierta Emci (MWh/año)	512	702	779	779	779
Energía por comprar (MWh/año)	267	76	0	0	0
Energía excedente (MWh/año)	0	47	750	1491	2359
Consumo gas natural (MWh/año)	1279	1873	3820	5674	7843

Tabla 3.6 Balance de cobertura energética del escenario 1

Fuente: Elaboración propia.

Una vez conocida los valores de producción de energía, tanto al nivel térmico como eléctrico, se procedió a evaluar el rendimiento eléctrico efectivo (REE) y la relación electricidad-calor útil (C), que supone cada opción planteada en la tabla 3.6. Para ello se emplearon las ecuaciones 1.31 y 1.32, donde "E" toma el valor de la Energía eléctrica total producida, "Q" es el consumo de gas natural, y "V" es la energía cogenerada. Cabe resaltar que el consumo de gas natural mostrado en la tabla 3.6, se calculó haciendo uso de la ecuación 1.1, donde $\alpha_w = 0.4$, que representa el rendimiento eléctrico promedio de los MCI mostrados en el anexo 1.

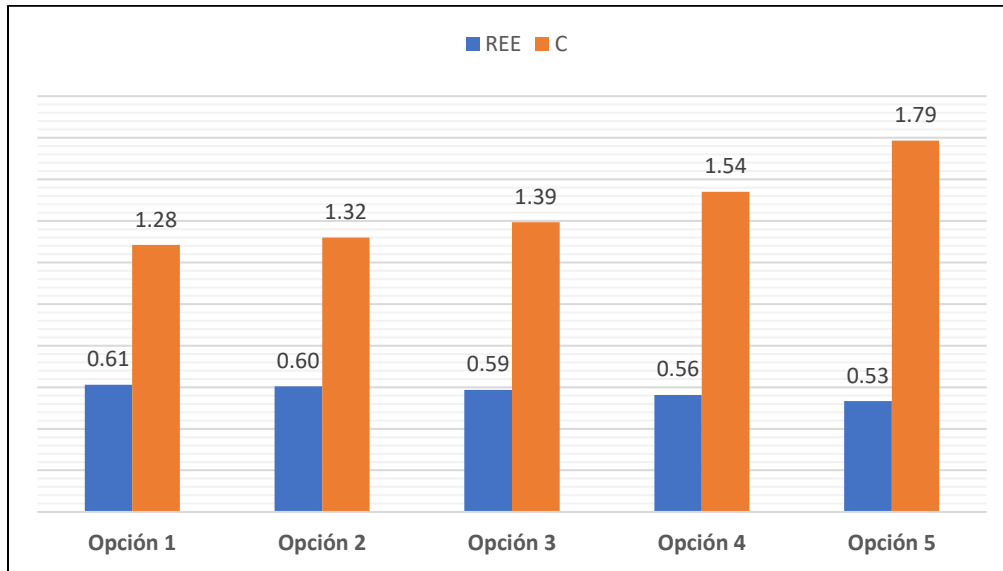


Figura 3.6 Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y Calor Útil (C) – Escenario 1.

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 3.6 se muestran los valores de REE y C obtenidos para cada opción del escenario 1. El reglamento de cogeneración [58] plantea para plantas menores a 3 MW valores mínimos de REE y C de 0.50 y 0.54 respectivamente. Por lo que se establece que el escenario 1 cumple con los requisitos para acceder al precio del gas natural aplicable a los generadores energéticos, además está habilitado a poder vender los excedentes de electricidad a la red. Establecido ello, se procede a realizar la evaluación económica de cada opción.

En la tabla 3.7 se muestran los costos de operación, inversión y mantenimiento que significa cada opción del escenario 1. Para el cálculo de estos valores, se emplearon las ecuaciones planteadas en la sección 2.3.4. Además, se resalta el costo total anualizado que representa cada opción. Este último valor sirve para calcular el ahorro que significa el sistema de poligeneración a comparación del sistema convencional, a través de la ecuación 2.19. De los resultados obtenidos referente al costo total anualizado del sistema de poligeneración (ATC_{poli}), resalta que las opciones centrales, es decir las opciones 2 y 3 presentan menor ATC_{poli} que las demás opciones.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
Costos de operación					
Consumo de gas natural (m3/año)	114 079	166 985	340 584	505 916	699 354
Consumo de gas natural (m3/mes)	9 507	13 915	28 382	42 160	58 280
Costo de gas natural (USD/año)	\$ 23,140	\$ 33,871	\$ 69,084	\$ 102,620	\$ 141,858
Costo de Electricidad Comprada (USD/año)	\$ 45,698	\$ 13,074	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos					
Venta de electricidad (USD/año)	\$ -	\$ 2,444	\$ 38,982	\$ 77,557	\$ 122,691
Sub total costo de operación (USD/año)	\$ 68,838	\$ 44,501	\$ 30,103	\$ 25,063	\$ 19,167
Costos de inversión					
Costo inversión MCI (USD)	\$ 208,131	\$ 216,355	\$ 243,337	\$ 269,035	\$ 299,101
Costo inversión chiller absorción SE HW (USD)	\$ 118,889	\$ 118,889	\$ 118,889	\$ 118,889	\$ 118,889
Costo inversión colectores solares (USD)	\$ 129,240	\$ 122,521	\$ 100,787	\$ 73,071	\$ 54,910
Costo inversión tanque alm de calor (USD)	\$ 6,155	\$ 5,835	\$ 4,770	\$ 4,090	\$ 2,615
Sub total costo de inversión (USD)	\$ 462,416	\$ 463,600	\$ 467,783	\$ 465,085	\$ 475,515
Factor de anualización	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Costo de inversión anualizado (USD/año)	\$ 69,362	\$ 69,540	\$ 70,168	\$ 69,763	\$ 71,327
Costos de mantenimiento					
Costo mantenimiento MCI (USD/año)	\$ 13,713	\$ 19,187	\$ 35,758	\$ 50,332	\$ 66,426
Costo mantenimiento chiller SE HW (USD/año)	\$ 13,834	\$ 13,834	\$ 13,834	\$ 13,834	\$ 13,834
Costo mantenimiento colectores (USD/año)	\$ 323	\$ 306	\$ 252	\$ 183	\$ 137
Costo mantenimiento tanque de calor (USD/año)	\$ 0.60	\$ 0.53	\$ 0.30	\$ 0.21	\$ 0.10
Sub total costo de mantenimiento (USD/año)	\$ 27,871	\$ 33,328	\$ 49,845	\$ 64,349	\$ 80,398
Costo total anualizado (USD/año)	\$ 166,071	\$ 147,369	\$ 150,115	\$ 159,174	\$ 170,892
Tipo de cambio: S/. 3.60 = US\$ 1.00; 1.00 € = US\$ 1.19					

Tabla 3.7 Evaluación económica de opciones del escenario 1
Fuente: Elaboración propia.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
Potencia MCI (kW)	58	86	174	256	358
Ahorro (USD/año)	\$ 46,142	\$ 64,844	\$ 62,098	\$ 53,038	\$ 41,321
Payback (años)	10.0	7.1	7.5	8.8	11.5

Tabla 3.8 Ahorro y payback de opciones del escenario 1
Fuente: Elaboración propia.

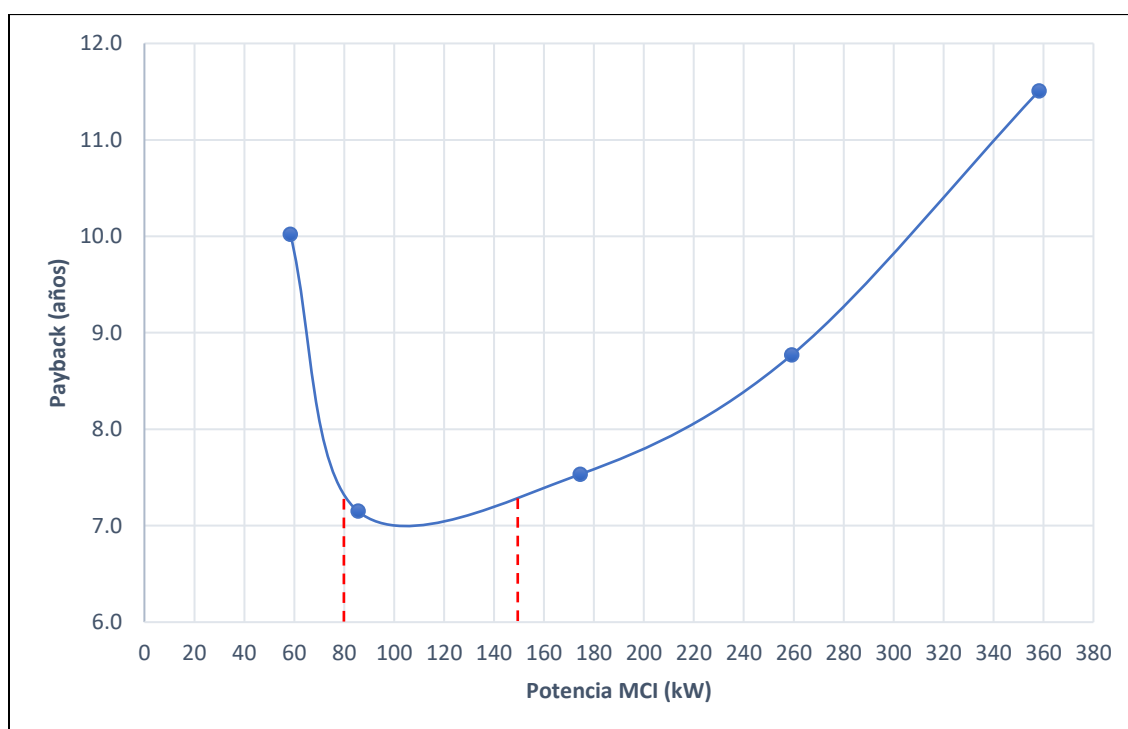


Figura 3.7 Payback Sistema de Poligeneración – Escenario 1.
Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 3.8 se detalla el ahorro económico que representa cada opción evaluada del escenario 1, así como también el payback que corresponde a cada opción. Se observa que el menor payback obtenido corresponde a la opción 2, con un payback de 7.1 años; mientras que el mayor payback se obtuvo con la opción 5, con un valor de 11.5 años. Con los valores de payback de la tabla 3.8, y con las potencias de MCI de cada opción, se elaboró la curva de payback mostrado en la figura 3.7. Esta curva representa el payback estimado de la configuración planteada como escenario 1, en función de la potencia del MCI a instalar.

De la curva mostrada en la figura 3.7 se observa que, a partir de potencias de MCI mayores a 260 kW, se presenta un incremento más acelerado del payback a comparación de los valores de potencia menor a dicho valor. Además, se resalta que el rango óptimo de potencia para el MCI en el escenario 1, se encuentra entre 80 kW a 150 kW; en dicho rango se estima obtener un payback alrededor de 7 años.

3.3.3 Escenario 2: MCI y Chiller DE ST

El escenario 2 corresponde al sistema presentado en la figura 2.16. Este sistema considera la aplicación conjunta de dos tecnologías de chillers, el primero es un chiller de absorción de doble efecto accionado con vapor (DE ST), que aprovecha la fuente de calor Q_{gases} del MCI, y el segundo es un chiller eléctrico que puede consumir electricidad de la red pública o parte de la electricidad producida por el MCI. De manera análoga a la sección 3.3.2, se realizó la evaluación económica preliminar de este escenario, siguiendo la metodología planteada en la sección 2.3.4.

En las figuras 3.8 y 3.9 se muestran los criterios de cobertura de la opción 2 considerada para el escenario 2. Para ello se trabajó conjuntamente con la curva de calor equivalente que requiere el chiller DE ST para producir la demanda de frío, y la curva monótona de demanda de electricidad. Cabe resaltar que, para este escenario la relación calor trabajo representativo es $\beta_{r2} = 0.53$, ya que este valor corresponde a sistemas que aprovechan únicamente Q_{gases} del MCI, tal como se expuso en la sección 3.2.1.

Al igual que el escenario 1, se evaluó cinco distintas opciones para el escenario 2, en las cuales se varía la potencia a cubrir para la producción de Q_{cog} . Así mismo, se planteó que la demanda de frío no cubierta, será suministrado por un chiller eléctrico que produce $Q_{ch,elec}$; además, se emplea un tanque de almacenamiento de agua fría que aprovecha parcialmente los excedentes $Q_{ch,elec_atm}$ y Q_{cog_atm} , para suministrar Q_{alm} . En el anexo 3 se muestran los esquemas análogos a las figuras 3.8 y 3.9, para las cinco opciones de cobertura energética planteadas para el escenario 2.

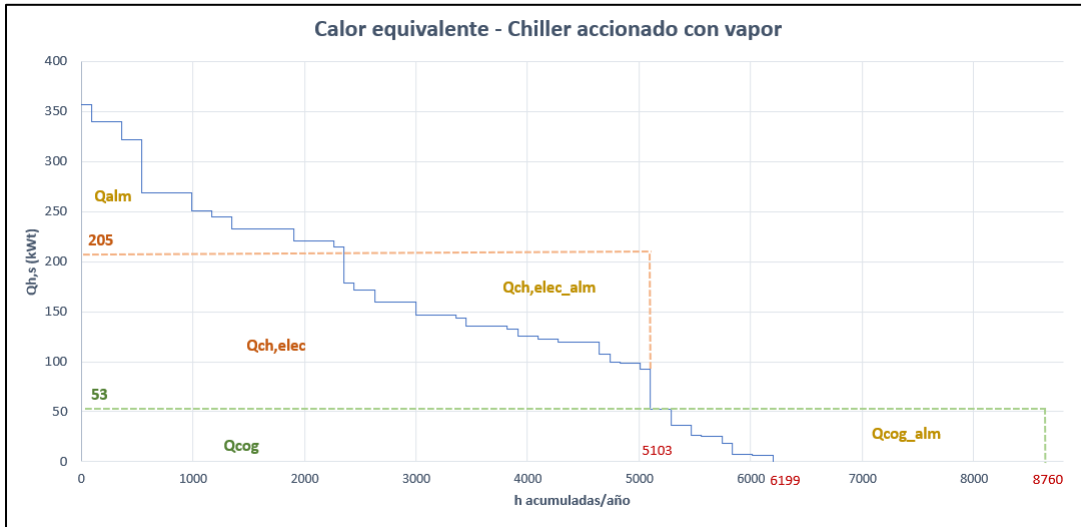


Figura 3.8 Cobertura de energía térmica escenario 2 - Opción 2.
Fuente: Elaboración propia

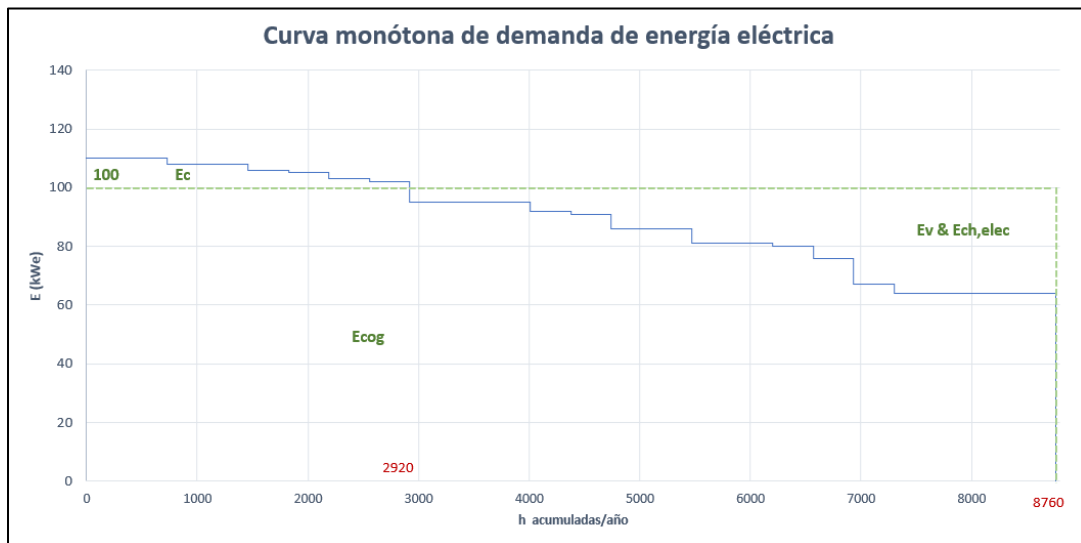


Figura 3.9 Cobertura de energía eléctrica escenario 2 - Opción 2.
Fuente: Elaboración propia

En la tabla 3.9 se muestran los valores detallados de la evaluación de cobertura energética que representa cada una de las cinco opciones planteadas para el escenario dos. Para la elaboración de los cálculos mostrados en dicha tabla, se consideró un COP de 3.5 para el chiller eléctrico, al igual que se consideró para el chiller eléctrico del sistema convencional, planteado en la sección 3.3.1. Además, se consideró el rendimiento eléctrico promedio de los MCI mostrados en el anexo 1, $\alpha_w = 0.4$ para calcular el consumo de gas natural.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
Potencia Qcog (kW)	36	53	107	160	221
Horas de operación (h)	8760	8760	8760	8760	8760
Energía total producida (MWh/año)	315	464	937	1402	1936
Energía cog (MWh/año)	208	298	570	770	917
Energía cog Alm (MWh/año)	107	166	367	631	1019
Potencia faltante para max (kW)	321	304	250	197	136
Potencia Qh a cubrir con el Chiller elec (kW)	161	152	126	91	68
Ref Chiller elec (kW)	197	205	233	251	289
Horas de operación (h)	5287	5103	4646	2631	1902
Energía total producida Qch,elec (MWh/año)	849	777	585	239	130
Energía Qch,elec (MWh/año)	652	583	370	193	74
Energía Qch,elec Alm (MWh/año)	197	194	215	46	55
Conversiones a frío del chiller eléctrico					
Potencia del Chiller elec (kW)	219	207	171	124	93
Frío total producido Qch,elec (MWh/año)	1155	1056	796	326	176
Demanda cubierta Qch,elec (MWh/año)	887	792	503	263	101
Frío disponible a almacenar Qch,elec Alm (MWh/año)	268	264	293	63	75
Total energía Alm (MWh/año)	304	360	583	678	1074
Energía por cubrir con Alm (MWh/año)	157	137	77	54	26
Potencia Emci (kW)	68	100	202	302	417
Energía total generado Emci (MWh/año)	595	877	1770	2646	3655
Energía cubierta Emci (MWh/año)	589	760	779	779	779
Energía por comprar (MWh/año)	189	19	0	0	0
Energía excedente (MWh/año)	6	117	991	1868	2877
Consumo de gas natural (MWh/año)	1488	2191	4424	6615	9137

Tabla 3.9 Balance de cobertura energética del escenario 2

Fuente: Elaboración propia.

De manera análoga a lo planteado en la sección 3.3.2 para el escenario 1, se emplearon los valores de energía eléctrica total generada por el MCI, energía cogenerada y consumo de gas natural, para la evaluación del rendimiento eléctrico efectivo (REE) y relación electricidad calor útil (C), que representa cada una de las opciones del escenario 2. Para el cálculo de estos dos parámetros se siguió el reglamento de cogeneración, que se detalla en la sección 1.7.

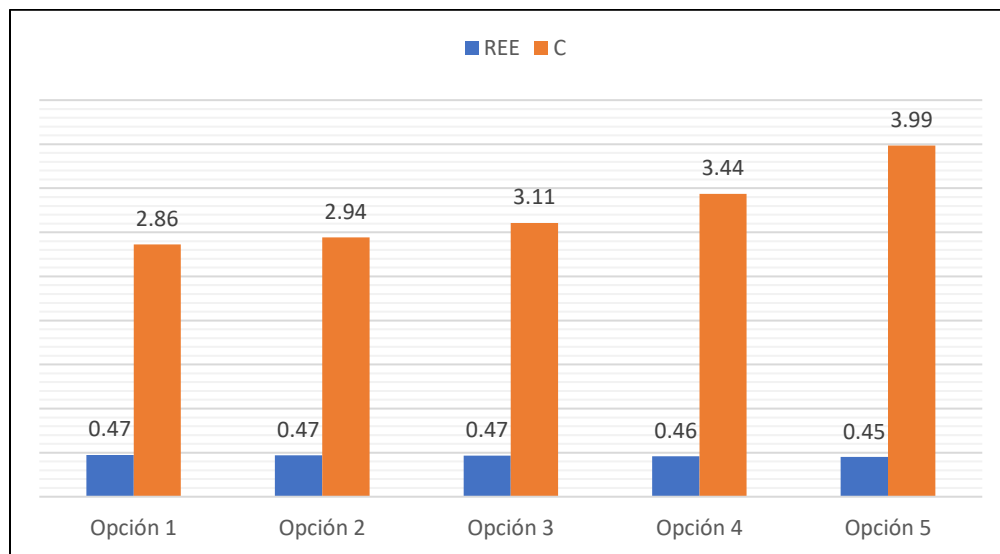


Figura 3.10 Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y Calor Útil (C) – Escenario 2.

Fuente: Elaboración propia

En la figura 3.10 se logra observar los valores de REE y C obtenidos para cada una de las cinco opciones evaluadas para el escenario 2. En base a los resultados se puede decir que, todas las opciones evaluadas para el escenario 2 superan el valor de 0.60 para el caso de la relación electricidad calor útil C, que es el mínimo requerido según el reglamento de cogeneración [58]. Sin embargo, ninguna de las opciones logra superar el REE mínimo establecido por el reglamento de cogeneración, que para plantas menores a 3 MW equivale a 0.50, tal como se detalla en la sección 1.7. En base a ello, se estableció que en este escenario el precio a utilizar para el gas natural corresponde al tarifario de la empresa distribuidora, el cual se muestra en la tabla 2.8. Además, no se podrá acceder al beneficio de la venta de electricidad excedente a la red.

En la tabla 3.10 se muestran los costos de operación, inversión y mantenimiento que representa cada una de las opciones mostradas en la tabla 3.9. Además, se resalta el costo total anualizado que representa cada opción; ya que este valor es de utilidad para calcular el ahorro económico que significa cada opción en comparación al sistema convencional, en base a la ecuación 2.19. Cabe resaltar que, para definir el precio de gas natural es necesario identificar previamente la categoría en la que se ubica cada opción, respecto al tarifario mostrado en la tabla 2.8.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
Costos de operación					
Consumo de gas natural (m3/año)	132 707	195 375	394 436	589 811	814 676
Consumo de gas natural (m3/mes)	11 059	16 281	32 870	49 151	67 890
Costo de gas natural (USD/año)	\$ 52,843	\$ 77,797	\$ 157,061	\$ 234,858	\$ 324,397
Costo de electricidad comprada para iluminación y fuerza (USD/año)	\$ 32,430	\$ 3,216	\$ -	\$ -	\$ -
Energía neta a almacenar del chiller eléctrico (MWh)	50	0	0	0	0
Energía Qf neto producido por el chiller eléctrico (MWh/año)	937	792	503	263	101
Consumo de electricidad chiller eléctrico (MWh/año)	268	226	144	75	29
Electricidad excedente neta para venta (MWh/año)	0	0	848	1793	2848
Electricidad neta a comprar para el chiller eléctrico (MWh/año)	261	109	0	0	0
Costo de electricidad comprada para chiller elec (USD/año)	\$ 44,806	\$ 18,762	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos					
Venta de electricidad (USD/año)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Sub total costo de operación (USD/año)	\$ 130,079	\$ 99,774	\$ 157,061	\$ 234,858	\$ 324,397
Costos de inversión					
Costo inversión MCI (USD)	\$ 211,027	\$ 220,767	\$ 251,708	\$ 282,075	\$ 317,026
Costo inversión chiller DE ST (USD)	\$ 82,758	\$ 86,335	\$ 97,350	\$ 112,077	\$ 121,681
Costo inversión chiller eléctrico (USD)	\$ 36,287	\$ 34,635	\$ 29,452	\$ 22,253	\$ 17,340
Costo inversión tanque de almacenamiento de frío (USD)	\$ 6,556	\$ 6,209	\$ 5,074	\$ 4,339	\$ 2,782
Sub total costo de inversión (USD)	\$ 269,018	\$ 283,912	\$ 331,257	\$ 375,993	\$ 430,141
Factor de anualización	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Costo de inversión anualizado (USD/año)	\$ 50,494	\$ 52,192	\$ 57,537	\$ 63,112	\$ 68,824
Costos de mantenimiento					
Costo mantenimiento MCI (USD/año)	\$ 15,673	\$ 22,023	\$ 40,607	\$ 57,419	\$ 75,650
Costo mantenimiento chiller DE ST (USD/año)	\$ 4,289	\$ 6,314	\$ 12,748	\$ 19,062	\$ 26,329
Costo mantenimiento chiller eléctrico (USD/año)	\$ 7,098	\$ 6,338	\$ 4,025	\$ 2,101	\$ 810
Costo mantenimiento tanque (USD/año)	\$ 0.31	\$ 0.27	\$ 0.15	\$ 0.11	\$ 0.05
Sub total costo de mantenimiento (USD/año)	\$ 27,060	\$ 34,675	\$ 57,379	\$ 78,582	\$ 102,790
Costo total anualizado (USD/año)	\$ 207,633	\$ 186,641	\$ 271,978	\$ 376,552	\$ 496,011
Tipo de cambio: S/. 3.60 = US\$ 1.00; 1.00 € = US\$ 1.19					

Tabla 3.10 Evaluación económica de opciones del escenario 2

Fuente: Elaboración propia.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
Potencia MCI (kW)	68	100	202	302	417
Ahorro (USD/año)	\$ 4,580	\$ 25,571	\$ -59,765	\$ -164,339	\$ -283,799
Payback (años)	73.5	13.6	NA	NA	NA

Tabla 3.11 Ahorro y payback de opciones del escenario 2
Fuente: Elaboración propia.

En base a los resultados mostrados en la tabla 3.11, se puede mencionar que, el sistema planteado como escenario 2 (ver figura 2.16) no presenta ahorros económicos respecto al sistema convencional, para potencias mayores a 100 kW del MCI. De hecho, para las opciones 3, 4 y 5 se observa que el escenario 2 significaría un mayor costo total anualizado que el sistema convencional; por consiguiente, en tales opciones no se presenta un tiempo de retorno simple o payback. Adicionalmente, las opciones 1 y 2 presentan un payback de 73.5 y 13.6 años respectivamente. Estos valores son superiores a los obtenidos en el escenario 1, para los mismos niveles de potencia del MCI, tal como se puede observar en la figura 3.7.

3.3.4 Escenario 3: MCI y Chillers DE EG & SE HW

Como tercer escenario se planteó el sistema de poligeneración mostrado en la figura 2.17. En esta configuración se establece utilizar tres distintas tecnologías de chillers. El primero corresponde a un chiller de absorción de doble efecto accionado directamente con gases de escape (DE EG), como segundo chiller se tiene un chiller de absorción de simple efecto accionado con agua caliente (SE HW), y como tercera tecnología se considera un chiller eléctrico. Por su parte el chiller DE EG recupera calor de la fuente Q_{gases} del MCI, con un $\beta = 0.53$; mientras que el chiller SE HW aprovecha Q_{HT} del MCI con un $\beta = 0.65$; con lo cual se tendría una relación calor-trabajo total de $\beta = 1.18$, tal como se expuso en la sección 3.2.1. Mientras que, el chiller eléctrico aprovecha parte de la electricidad generada, de existir excedente; caso contrario, se plantea la compra de electricidad de la red pública.

En las figuras 3.10 y 3.11 se muestran los criterios de cobertura energética considerados para la opción 2 del escenario 3. A diferencia de los dos escenarios anteriores, donde se trabaja con la curva de calor equivalente, para el presente escenario se vio por conveniente trabajar directamente con la curva de demanda de frío planteado anteriormente en la figura 3.2; esto permite evaluar con una única curva los tres tipos de tecnología de chillers considerados. Se planteó como data de entrada la potencia a la que se quiere recuperar calor del MCI para obtener la energía $Q_{cog_DE_EG}$; ello supone disponer de una potencia para producir $Q_{cog_SE_HW}$, y de una potencia de generación eléctrica para producir la energía E_{cog} ; para tales cálculos se emplearon las ecuaciones 1.4 y 1.21 conjuntamente.

Por otra parte, se planteó como constante generar energía Q_{sol} con los colectores solares, a un nivel de potencia alrededor de la tercera parte de la potencia no cubierta. De manera similar, se estableció generar energía Q_{ch_elec} con el chiller eléctrico, a un nivel de potencia alrededor de otra tercera parte de la potencia no cubierta. Por último, se plantea almacenar energía Q_{alm} parcialmente de las fuentes $Q_{cog_SE_alm}$, $Q_{cog_DE_alm}$ y Q_{sol_alm} para cubrir la totalidad de la demanda. Se siguió el mismo criterio de cobertura para las cinco opciones planteadas para el escenario 3. A cada opción le corresponde un par de figuras similares a las figuras 3.11 y 3.12; en el anexo 4 se muestran todas las figuras correspondientes a las opciones evaluadas.

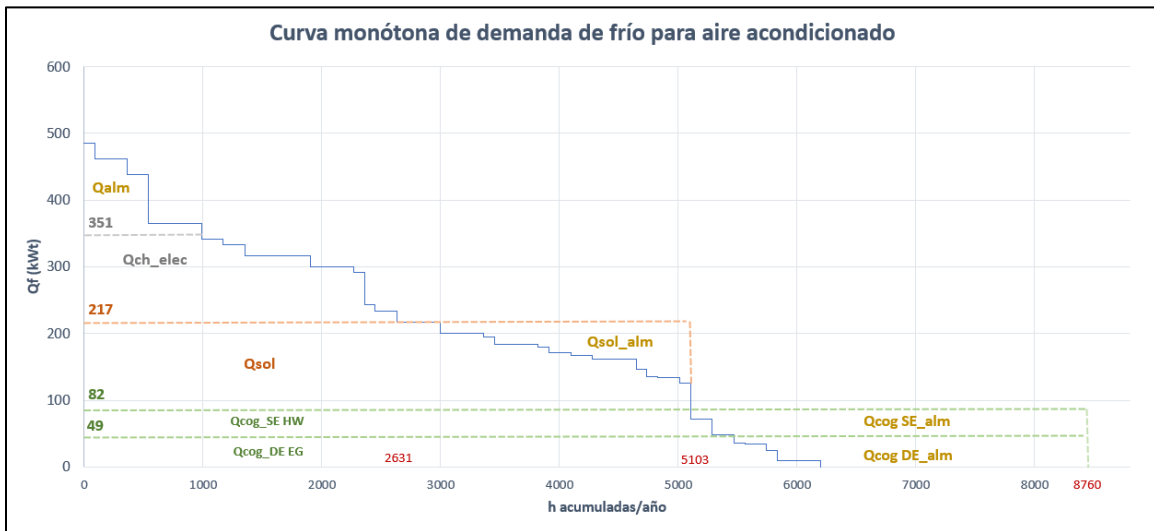


Figura 3.11 Cobertura de energía térmica escenario 3 - Opción 2.
Fuente: Elaboración propia.

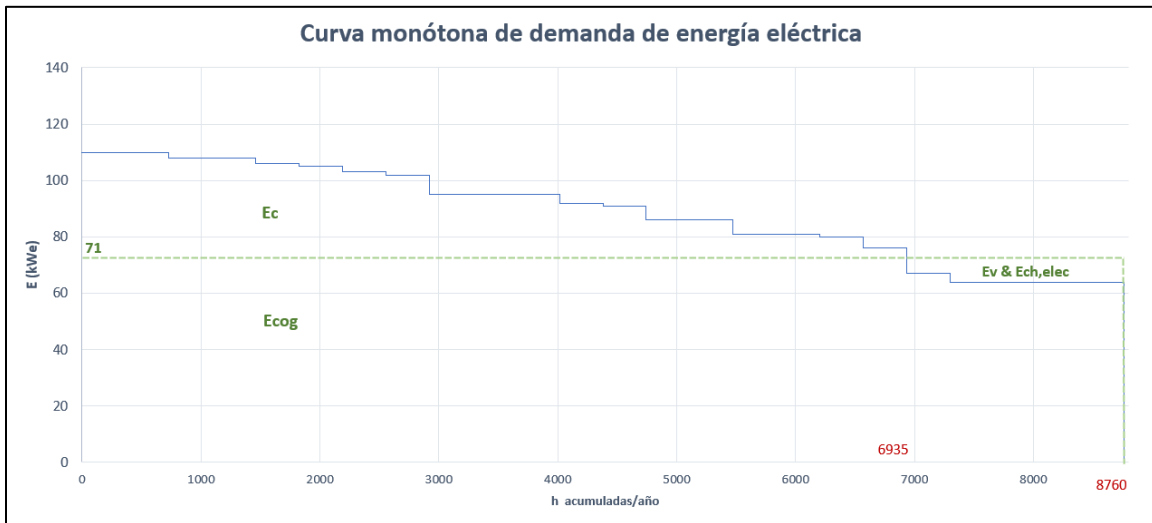


Figura 3.12 Cobertura de energía eléctrica escenario 3 - Opción 2.
Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en la tabla 3.12 se resumen los principales parámetros obtenidos para cada opción evaluada en el escenario 3. Se resaltan las potencias $Q_{f,cog_DE\ EG}$, $Q_{f,cog_SE\ HW}$, Q_{sol} , Q_{f,ch_elec} y E_{mci} ; ya que estos valores resultan de utilidad para una posterior evaluación económica. Por otra parte, los datos de energía térmica cubierta con cogeneración, energía eléctrica producida y consumo de combustible, son de utilidad para evaluar si se cumple con el valor mínimo de rendimiento eléctrico efectivo (REE) y la relación electricidad – calor útil (C) planteado en el reglamento de cogeneración, tal como se expuso en la sección 1.7.

Para el cálculo del consumo de combustible, se empleó la ecuación 1.1, donde W toma el valor de E_{mci} y la eficiencia eléctrica α_w es igual a 0.40; ya que es el valor promedio obtenido para los MCI evaluados (ver anexo1). Además, se verifica que la energía disponible para almacenar sea mayor a la requerida para almacenar, con ello se asegura la atención de la demanda; en caso se tenga excedentes, se plantea la evacuación de estos. Por último, se detalla el área requerida de los colectores solares, para lograr producir Q_{sol} ; para dicho cálculo se empleó la ecuación 1.23, donde el valor de la eficiencia η_{solar} es 0.75 [69], y la irradiancia es $G = 0.635\ kW/m^2$ [67]. En el anexo 5 se detallan los valores de irradiancia horaria en la ciudad de Trujillo, en los diferentes meses del año.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
Potencia Qf,cog_DE EG (kW)	36	49	72	126	162
Potencia Qf,cog_SE HW (kW)	24	33	48	84	108
Ref Qcog_SE HW (kW)	60	82	120	210	270
Horas de operación (h)	8760	8760	8760	8761	8762
Energía total producida Qcog_DE EG (MWh/año)	315	429	631	1104	1419
Energía total producida Qcog_SE HW (MWh/año)	210	286	420	736	946
Energía total producida Qcog (MWh/año)	526	715	1051	1840	2365
Energía Cog_DE EG (MWh/año)	212	283	405	680	864
Energía Cog_DE EG Alm (MWh/año)	103	146	226	424	555
Energía Cog_SE HW (MWh/año)	129	171	245	344	324
Energía Cog_SE HW Alm (MWh/año)	81	115	175	391	622

Potencia Qsol (kW)	140	135	123	90	71
Ref Qsol (kW)	200	217	243	300	341
Horas de operación (h)	5287	5103	5103	2997	2358
Energía total producida Qsol (MWh/año)	740	689	628	270	167
Energía Qsol (MWh/año)	653	591	463	221	133
Energía Qsol Alm (MWh/año)	87	98	165	48	34
Área requerido colectores (m2)	294	283	258	189	149

Potencia a cubrir con el Chiller elec (kW)	143	135	122	93	73
Ref Chiller elec (kW)	343	351	365	393	413
Horas de operación (h)	2997	2631	2358	1902	540
Energía Qch,elec (MWh/año)	317	275	221	102	50

Total Energía Alm (MWh/año)	271	360	566	863	1211
Energía por cubrir con Alm (MWh/año)	72	64	50	35	12

Potencia Emci (kW)	52	71	104	182	233
Energía total generado Emci (MWh/año)	455	619	909	1591	2046
Energía cubierta Emci (MWh/año)	455	608	770	779	779
Energía por comprar (MWh/año)	324	171	9	0	0
Energía excedente (MWh/año)	0	11	139	813	1267

Consumo de gas natural (MWh/año)	1136	1546	2272	3977	5114
----------------------------------	------	------	------	------	------

Tabla 3.12 Balance de cobertura energética del escenario 3

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 3.13 se muestra los valores de REE y C obtenidos para cada una de las cinco opciones evaluadas para el escenario 3. En base a los resultados se puede decir que, todas las opciones evaluadas para dicho escenario cumplen con los valores mínimos de REE y C establecidos por el reglamento de cogeneración, los cuales son 0.50 y 0.60 respectivamente para plantas menores a 3 MW. En base a los resultados mencionados, se estableció que en este escenario el precio a utilizar para el gas natural corresponde al aplicable para las empresas generadoras; además, se podrá acceder al beneficio de la venta de electricidad excedente a la red. Los precios de gas natural y venta de electricidad se muestran en la tabla 2.9.

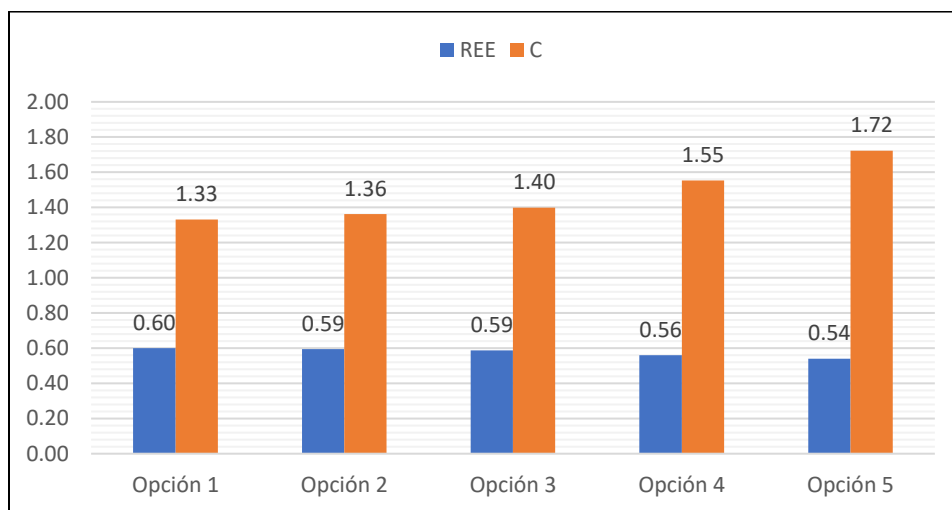


Figura 3.13 Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE) y Calor Útil (C) – Escenario 3.

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 3.13 se muestran los costos de operación, inversión y mantenimiento que significa cada opción del escenario 3. Para el cálculo de estos valores, se emplearon las ecuaciones planteadas en la sección 2.3.4 de la metodología. Cabe resaltar que, la potencia del chiller SE HW corresponde a la diferencia entre la potencia máxima requerida ($Q_{f,max}$) y la suma de potencias cubiertas con el chiller DE EG ($Q_{f,cog_DE\ EG}$) y el chiller eléctrico ($Q_{f,ch_{elec}}$). Además, se resalta el costo total anualizado, que sirve para calcular el ahorro que significa el sistema de poligeneración a comparación del sistema convencional, a través de la ecuación 2.19. De los resultados obtenidos resalta que las opciones centrales 3 y 4 presentan menor ATC_{poli} que las demás opciones.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
Costos de operación					
Consumo de gas natural (m3/año)	101303	137885	202607	354602	455969
Costo de gas natural (USD/año)	\$ 20,548	\$ 27,969	\$ 41,097	\$ 71,928	\$ 92,489
Costo de electricidad comprada para iluminación y fuerza (USD/año)	\$ 55,521	\$ 29,278	\$ 1,522	\$ -	\$ -
Consumo de electricidad chiller eléctrico (MWh/año)	90	79	63	29	14
Electricidad cubierta para chiller eléctrico (MWh/año)	0	0	0	29	14
Electricidad excedente neta para venta (MWh/año)	0	11	139	783	1253
Electricidad neta a comprar para el chiller eléctrico (MWh/año)	90	79	63	0	0
Costo de electricidad comprada para chiller elec (USD/año)	\$ 15,507	\$ 13,460	\$ 10,811	\$ -	\$ -
Ingresos					
Venta de electricidad (USD/año)	\$ -	\$ 572	\$ 7,250	\$ 40,733	\$ 65,161
Sub total costo de operación (USD/año)	\$ 91,577	\$ 70,135	\$ 46,179	\$ 31,195	\$ 27,328
Costos de inversión					
Costo inversión MCI (USD)	\$ 233,795	\$ 231,266	\$ 227,421	\$ 218,625	\$ 212,405
Costo inversión chiller DE EG (USD)	\$ 11,138	\$ 15,161	\$ 22,277	\$ 38,984	\$ 50,123
Costo inversión chiller SE HW (USD)	\$ 79,648	\$ 78,591	\$ 76,244	\$ 70,517	\$ 66,932
Costo inversión chiller eléctrico (USD)	\$ 25,206	\$ 23,935	\$ 21,980	\$ 17,388	\$ 14,015
Costo inversión colectores solares (USD)	\$ 58,793	\$ 56,693	\$ 51,654	\$ 37,795	\$ 29,816
Costo inversión tanque de almacenamiento de calor (USD)	\$ 2,860	\$ 2,693	\$ 2,420	\$ 1,860	\$ 1,450
Sub total costo de inversión (USD)	\$ 411,439	\$ 408,339	\$ 401,996	\$ 385,169	\$ 374,743
Factor de anualización	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Sub total Costo de inversión anualizado (USD/año)	\$ 61,716	\$ 61,251	\$ 60,299	\$ 57,775	\$ 56,211
Costos de mantenimiento					
Costo mantenimiento MCI (USD/año)	\$ 12,344	\$ 16,211	\$ 22,736	\$ 37,031	\$ 46,023
Costo mantenimiento chiller DE EG (USD/año)	\$ 3,154	\$ 4,292	\$ 6,307	\$ 11,039	\$ 14,194
Costo mantenimiento chiller SE HW (USD/año)	\$ 10,224	\$ 10,389	\$ 10,982	\$ 10,405	\$ 11,251
Costo mantenimiento chiller eléctrico (USD/año)	\$ 2,534	\$ 2,199	\$ 1,766	\$ 818	\$ 400
Costo mantenimiento colectores solares (USD/año)	\$ 147	\$ 142	\$ 129	\$ 94	\$ 75
Costo mantenimiento tanque (USD/año)	\$ 0.14	\$ 0.13	\$ 0.10	\$ 0.07	\$ 0.02
Sub total costo de mantenimiento (USD/año)	\$28,403	\$33,233	\$41,921	\$59,388	\$71,943
Costo total anualizado (USD/año)	\$ 181,695	\$ 164,619	\$ 148,400	\$ 148,358	\$ 155,482
Tipo de cambio: S/. 3.60 = US\$ 1.00; 1.00 € = US\$ 1.19					

Tabla 3.13 Evaluación económica de opciones del escenario 3

Fuente: Elaboración propia.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
Potencia MCI (kW)	52	71	104	182	233
Ahorro (USD/año)	\$ 30,517	\$ 47,594	\$ 63,813	\$ 63,854	\$ 56,730
Payback (años)	13.5	8.6	6.3	6.0	6.6

Tabla 3.14 Ahorro y payback de opciones del escenario 3
Fuente: Elaboración propia.

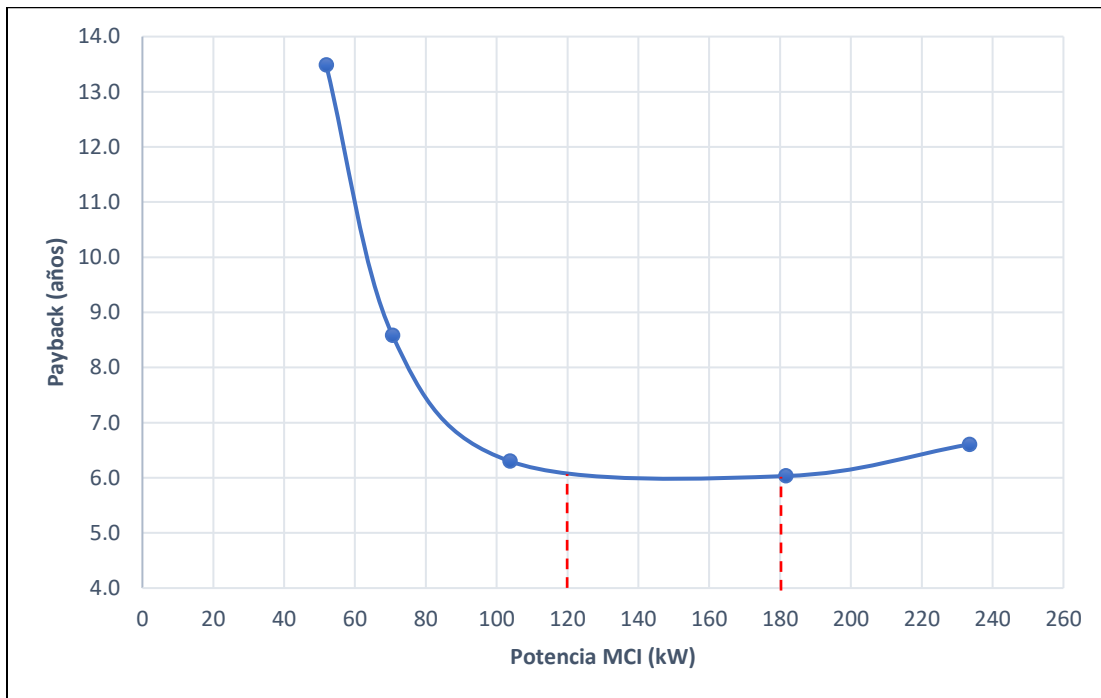


Figura 3.14 Payback Sistema de Poligeneración – Escenario 3.
Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 3.14 se detalla el ahorro económico que representa cada opción evaluada del escenario 1, así como también el payback que corresponde a cada opción. Se observa que el menor payback obtenido corresponde a la opción 4, con un payback de 6.0 años. Mientras que el mayor payback se obtuvo con la opción 1, con un valor de 13.5 años. Con los valores de payback de la tabla 3.14, y con las potencias de MCI de cada opción, se elaboró la curva de payback mostrado en la figura 3.14. Esta curva representa el payback estimado de la configuración planteada como escenario 3, en función de la potencia del MCI a instalar.

De la curva mostrada en la figura 3.14 se observa que, para potencias de MCI menores a 100 kW, se presenta un incremento más acelerado del payback a comparación de los valores de potencia mayores a dicho valor. Además, se resalta que el rango óptimo de potencia para el MCI en el escenario 3, se encuentra entre 120 kW a 180 kW; en dicho rango se estima obtener un payback alrededor de 6 años.

3.3.5 Comparación de escenarios

Se elaboró la tabla resumen 3.15 con la finalidad de realizar un análisis comparativo entre los tres escenarios evaluados. En dicha tabla se detalla el payback que le corresponde a cada escenario, en función a la potencia del MCI considerado para el sistema. Los valores denotados con “NA” corresponden a condiciones donde no se logra tener un ahorro económico con el sistema de poligeneración, respecto a un sistema convencional, tal como se explicó en la tabla 3.11.

Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
Potencia MCI (kW)	Payback (años)	Potencia MCI (kW)	Payback (años)	Potencia MCI (kW)	Payback (años)
58	10.0	68	73.5	52	13.5
86	7.1	100	13.6	71	8.6
174	7.5	202	NA	104	6.3
259	8.8	302	NA	182	6.0
358	11.5	417	NA	233	6.6

Tabla 3.15 Resumen de payback de los escenarios evaluados

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, en la figura 3.15 se muestra las curvas de payback correspondiente a los escenarios 1 y 3, en función de la potencia del MCI. Para la realización de dichas curvas se emplearon los resultados de la tabla 3.14; sin embargo, no se consideró el escenario 2 ya que, tres de los cinco valores evaluados no conllevan a algún payback. Además, para tener una visualización más agrupada de las curvas de payback, se muestran valores de potencia del MCI por debajo de 280 kW.

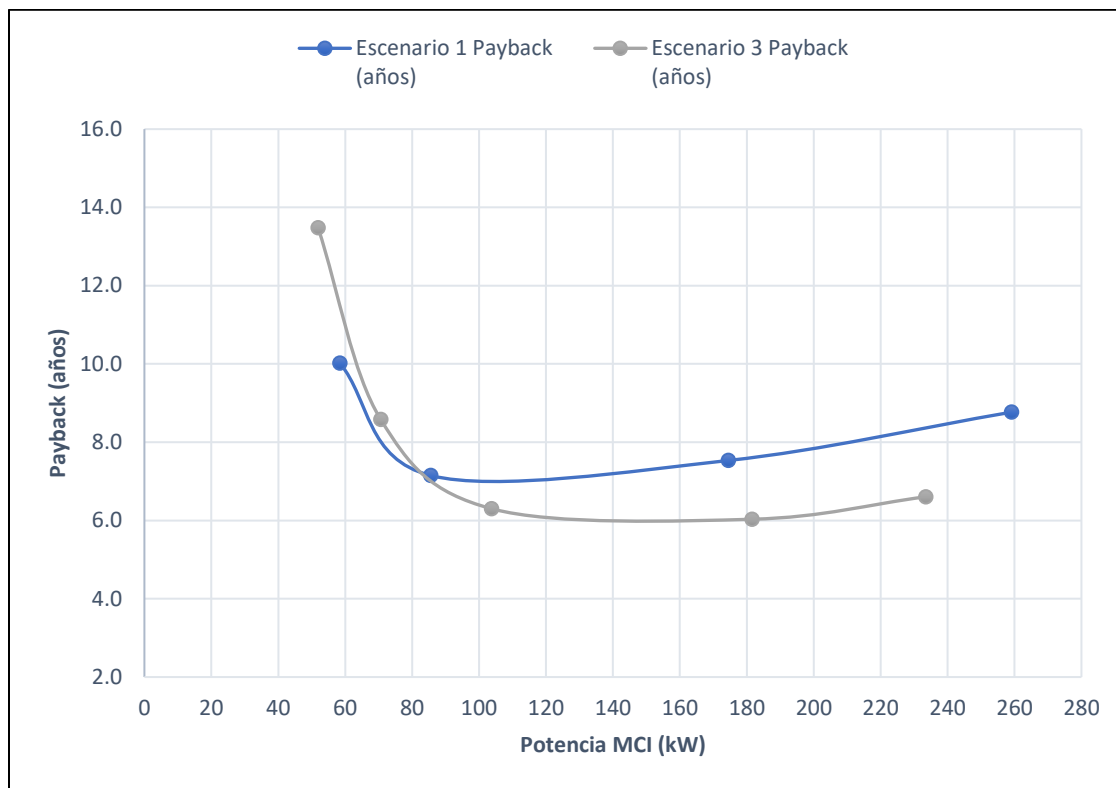


Figura 3.15 Curvas de payback escenarios 1 y 3.
Fuente: Elaboración propia.

En base a los resultados mostrados en la figura 3.15, es importante resaltar que el escenario 1 representa menores valores de payback que el escenario 3, para valores de potencia del MCI por debajo de 80 kW. Sin embargo, para valores de potencia por encima de 80 kW resulta más conveniente el escenario 3, ya que el payback es menor que para el escenario 1. Este comportamiento se debe principalmente a que, para potencias del MCI menores a 80 kW, el escenario 3 presenta un mayor costo de operación por la compra de electricidad en comparación al escenario 1, tal como se puede ver en las tablas 3.7 y 3.13. Esta diferencia se produce por el consumo de electricidad adicional que representa el chiller eléctrico considerado en el escenario 3, para producir directamente frío; mientras que, en el escenario 1 lo que se plantea es ampliar la producción de agua caliente a través de los colectores solares, para después direccionarla al chiller de absorción SE HW.

En contraste, para potencia mayores a 80 kW se comienza a tener los suficientes excedentes de electricidad, para poder suministrarlos parcialmente al chiller eléctrico bajo la configuración propuesta en el escenario 3; con ello, la implementación de esta tecnología resulta con un mayor beneficio económico en comparación al escenario 1. Por otra parte, es importante resaltar que con el escenario 3 se logra tener el menor payback entre todos los escenarios evaluados. Este valor de payback se encuentra alrededor de 6 años, para rangos de potencias de 120 kW a 180 kW del MCI; por lo que para la configuración final a plantear se seleccionó un MCI del anexo 1, que se encuentre dentro del rango de potencia mencionado.

3.4 Sistema de poligeneración: Alternativa final

Para el planteamiento de la alternativa final, se consideró seguir la configuración establecida en el escenario 3, tal como se muestra en la figura 2.17. Ya que bajo dicho escenario se tiene un menor tiempo de retorno de la inversión (payback), según se puede visualizar en la figura 3.15. Para la evaluación técnica de la alternativa final se trabajó con los parámetros operativos específicos de cada uno de los equipos que se plantea utilizar. En la figura tabla 3.16 se muestra el flujo de energía de la alternativa final. Así mismo, en la tabla 3.16 se detallan los equipos principales seleccionados.

En la figura 3.16 se muestra el flujo de energía detallado para el sistema de poligeneración establecido como alternativa final. Se observa que los gases de escape se direccionan directamente a un chiller de absorción; además luego de ello se evacuan al ambiente, debido a que en el punto 2 los gases alcanzan la temperatura de 120 °C, la cual es la temperatura recomendada para evacuar los gases [35]. Adicionalmente, se observa que el flujo de agua caliente de la línea 5, se repartió entre las líneas 6 y 8. Esto con la finalidad de asegurar que el calor disponible en la fuente Q_{HT} sea suficiente para que el agua caliente alcance la temperatura deseada en el punto 7; ya que, la temperatura en el punto 7 es la misma temperatura a la que se requiere suministrar agua caliente al chiller, en el punto 13.

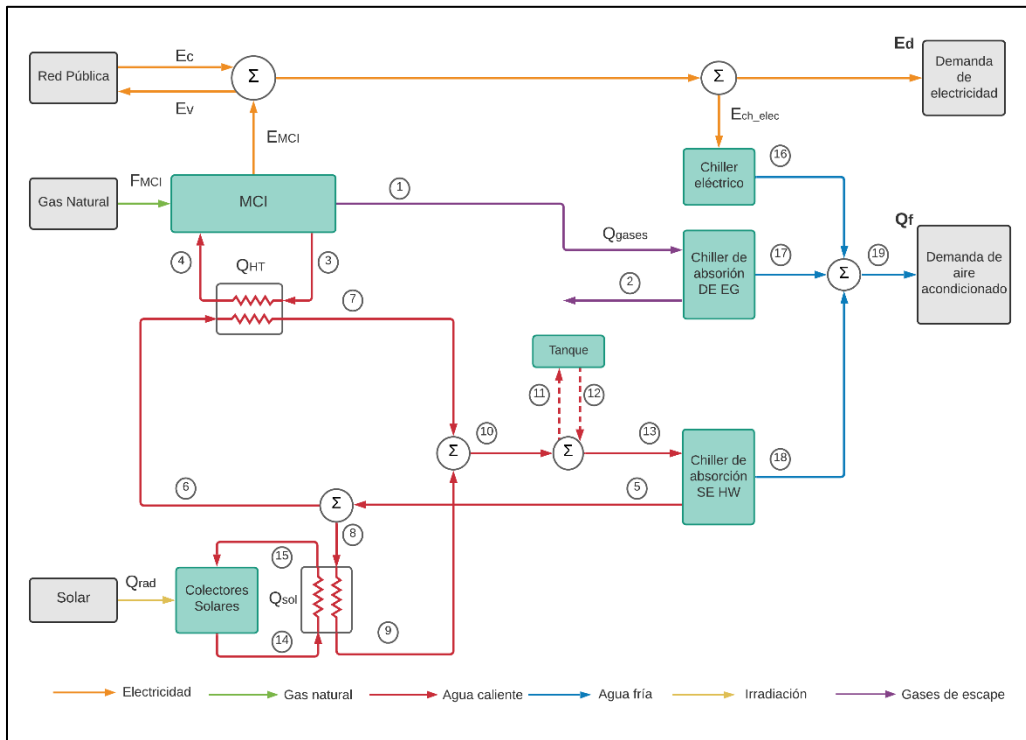


Figura 3.16 Configuración energética de la alternativa final.

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 3.16 se muestran los parámetros técnicos de mayor relevancia, de los equipos principales que conforman el sistema de poligeneración mostrado en la figura 3.16. Estos parámetros fueron de utilidad para realizar el balance energético del sistema. Es importante mencionar que, el sistema de poligeneración de la alternativa final considera una unidad de cada uno de los equipos detallados en la tabla 3.16; a excepción del tanque de almacenamiento de calor. Para el caso particular del tanque de almacenamiento, se requieren de dos unidades de dicho equipo con las mismas características. Por otra parte, los valores de β , α y η detallados en la sección correspondiente al MCI de la tabla 3.16, se calcularon empleando las ecuaciones mostradas en la sección 1.2.1.

TIPO DE EQUIPO	MARCA	MODELO	PARÁMETROS TÉCNICOS DE RELEVANCIA		
Motogenerador con motor de Combustión Interna (MCI)	MTU Onside Energy	6R400 GS E3066 D3	Potencia Eléctrica	128	kW
			Consumo de combustible	376	kW
			Calor disponible Qg (enfriado a 110 °C)	94	kW
			Calor disponible QHT	120	kW
			Temperatura de gases de escape	390	°C
			Flujo de gases de escape	0.31	kg/s
			Temperatura de salida de QHT	100	°C
			Temperatura de entrada de QHT	80	°C
			Flujo de agua caliente QHT	1.44	kg/s
			$\beta_{QHT\&Qg}$	1.67	-
			β_{Qg}	0.73	-
			β_{QHT}	0.94	-
			α_e	0.34	-
			α_t	0.57	-
n	0.91	-			
Chiller de absorción accionado con gases de escape (DE EG)	World Energy	CHP005H	Potencia nominal de refrigeración	176	kW
			COP	1.47	-
			Temperatura de salida de gases	120	°C
			Temperatura de salida del agua fría	7	°C
			Temperatura de entrada del agua fría	12	°C
Chiller de absorción accionado con agua caliente (SE HW)	LG	WC2H 008	Potencia nominal de refrigeración	258	kW
			COP	0.74	-
			Temperatura de ingreso agua caliente	90	°C
			Temperatura de salida agua caliente	70	°C
			Temperatura de salida agua fría	7	°C
			Temperatura de ingreso agua fría	12	°C
			Flujo de agua caliente nominal	2.08	kg/s
Chiller eléctrico	TRANE	RTAC 140	Potencia nominal de refrigeración	148	kW
			COP	3.30	-
Colectores solares	Absolicon	T160	Rango de temperaturas de trabajo	60 a 160	°C
			Rango del caudal de trabajo	0 a 2	m ³ /h
			Eficiencia de los colectores	0.76	-
Tanque de almacenamiento de calor	RBI	DTB-3200	Capacidad de almacenamiento	3 200	L
			Altura	3.15	m
			Diámetro	1.22	m

Tabla 3.16 Parámetros técnicos de los equipos principales
Fuente: Elaboración propia en base a [44, 66, 69, 77, 78, 79, 80].

3.4.1 Evaluación técnica detallada

Como parte de la evaluación técnica detallada, se realizó el balance de energía general del sistema. Para la muestra de resultados, se prestó mayor énfasis a los parámetros de temperatura y flujo másico en cada línea del sistema mostrado en la figura 3.16. Para realizar el balance energético del sistema, se consideró que los intercambiadores de calor agua-agua tienen una eficiencia de 0.9. Además, se estableció que el calor específico del agua es $C_{p,a} = 4.18 \left[\frac{kJ}{kg \cdot K} \right]$, y el calor específico de los gases de escape es $C_{p,g} = 1.10 \left[\frac{kJ}{kg \cdot K} \right]$.

En la tabla 3.17 se muestran los valores obtenidos de temperatura y flujo másico en cada una de las líneas planteadas en la figura 3.16. Es importante mencionar que, el balance de energía se realizó bajo el escenario de máxima demanda de frío. Por lo que, se consideró el aporte de un flujo de agua caliente proveniente del tanque de almacenamiento de calor. Ello produce que, para el instante de tiempo analizado el flujo másico m13 que inicialmente supone ser igual a m5, sufre un repentino incremento debido a m12; por lo que, bajo dicho análisis m13 resulta ser mayor que m5, tal como se observa en los valores mostrados en la tabla 3.17. Sin embargo, esta situación ocurre específicamente en el instante de tiempo evaluado; luego de ello, el valor de m13 y m5 alcanzan el mismo valor. Adicionalmente, en el anexo 6 se muestra el código EES empleado para el balance energético del sistema.

Número de línea	Parámetro		Número de línea	Parámetro	
	Temperatura (°C)	Flujo másico (kg/s)		Temperatura (°C)	Flujo másico (kg/s)
1	390	0.31	11	90	0.00
2	110	0.31	12	90	1.15
3	100	1.44	13	90	3.23
4	80	1.44	14	100	0.88
5	70	2.08	15	80	0.88
6	70	1.29	16	7	7.08
7	90	1.29	17	7	6.61
8	70	0.79	18	7	9.56
9	90	0.79	19	7	23.25
10	90	2.08	-	-	-

Tabla 3.17 Temperatura y flujo másico del sistema de poligeneración

Fuente: Elaboración propia

3.4.2 Evaluación económica detallada

Adicionalmente, se realizó la evaluación económica detallada correspondiente a la alternativa final, planteada en la figura 3.16. Esta evaluación consistió en realizar el flujo de caja del sistema propuesto; así como también, el cálculo de los parámetros económicos VAN, TIR, Payback y LCOE, bajo las ecuaciones planteadas en la sección 1.8. Para la elaboración del flujo de caja, se consideró una vida útil del sistema de 20 años [13, 52, 53]. Además, se consideró que los equipos presentan una depreciación anual de 5% en su valor, un incremento anual de 0.9% en los costos de mantenimiento, y un valor residual equivalente al 15% de la inversión. Por último, se estableció una tasa de interés de 15%, y un impuesto a la renta de 30%, correspondiente al sistema tributario del Perú [81].

En las tablas 3.18 y 3.19 se detalla el flujo de caja elaborado. Es importante resaltar que, se calcularon tres distintos valores para el costo energético nivelado LCOE. La primera corresponde a la producción de electricidad ($LCOE_{Ed}$), la segunda a la producción de frío ($LCOE_{Qf}$), y la tercera a la suma de la producción de electricidad y frío ($LCOE_{Ed+Qf}$). Se observa que los valores de LCOE se incrementan cada año, a raíz principalmente del aumento en los costos de mantenimiento. Sin embargo, en promedio se obtienen 141 USD/MWh, 114 USD/MWh y 63 USD/MWh para los valores de $LCOE_{Ed}$, $LCOE_{Qf}$ y $LCOE_{Ed+Qf}$ respectivamente.

Adicionalmente, en base al flujo de cada mostrados en las tablas 3.18 y 3.19, se obtuvieron, $VAN = 101\,939$ USD, $TIR = 20\%$ y $Payback = 5$ años. Con estos parámetros económicos, se establece que el proyecto resultó económicamente viable; ya que, el VAN resultó mayor que cero, el TIR resultó mayor que la tasa de interés considerado, además se observa que se recupera la inversión en un periodo de tiempo equivalente a 1/4 de la vida útil planteado para el sistema de poligeneración. Por último, en función de la utilidad neta de cada año mostrado en el flujo de caja, y el costo total anualizado del sistema convencional (ATC_{conv}) detallado en la tabla 3.5, se obtuvo en promedio un ahorro anual de 27% con el sistema de poligeneración en comparación al sistema convencional.

		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
Inversión	\$ -390,501											
Ingresos												
Venta de electricidad excedente		\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	
Presupuesto con Sist. Convencional		\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	
Egresos												
Costo por compra de gas natural		\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	
Costo por mantenimiento		\$ -50,093	\$ -50,544	\$ -50,999	\$ -51,458	\$ -51,921	\$ -52,388	\$ -52,860	\$ -53,336	\$ -53,816	\$ -54,300	
Depreciación de equipos		\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	
Utilidades												
Utilidad antes de impuestos		\$ 87,013	\$ 86,562	\$ 86,107	\$ 85,648	\$ 85,185	\$ 84,718	\$ 84,247	\$ 83,771	\$ 83,291	\$ 82,806	
Impuesto a la renta		\$ -26,104	\$ -25,969	\$ -25,832	\$ -25,695	\$ -25,556	\$ -25,415	\$ -25,274	\$ -25,131	\$ -24,987	\$ -24,842	
Utilidad neta		\$ 60,909	\$ 60,594	\$ 60,275	\$ 59,954	\$ 59,630	\$ 59,303	\$ 58,973	\$ 58,640	\$ 58,304	\$ 57,964	
Valor residual		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Flujo de caja		\$ -390,501	\$ 80,434	\$ 80,119	\$ 79,800	\$ 79,479	\$ 79,155	\$ 78,828	\$ 78,498	\$ 78,165	\$ 77,829	\$ 77,490
LCOE Ed	USD/MWh	\$ 138.61	\$ 138.89	\$ 139.18	\$ 139.46	\$ 139.75	\$ 140.04	\$ 140.34	\$ 140.64	\$ 140.94	\$ 141.24	
LCOE Qf	USD/MWh	\$ 112.20	\$ 112.43	\$ 112.66	\$ 112.89	\$ 113.12	\$ 113.36	\$ 113.60	\$ 113.84	\$ 114.08	\$ 114.33	
LCOE Ed + Qf	USD/MWh	\$ 62.01	\$ 62.13	\$ 62.26	\$ 62.39	\$ 62.52	\$ 62.65	\$ 62.78	\$ 62.91	\$ 63.05	\$ 63.18	

Tabla 3.18 Flujo de caja alternativa final
Fuente: Elaboración propia

		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Inversión	\$ -390,501											
Ingresos												
Venta de electricidad excedente		\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	\$ 14,981	
Presupuesto con Sist. Convencional		\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	\$ 201,145	
Egresos												
Costo por compra de gas natural		\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	\$ -59,495	
Costo por mantenimiento		\$ -54,789	\$ -55,282	\$ -55,779	\$ -56,281	\$ -56,788	\$ -57,299	\$ -57,815	\$ -58,335	\$ -58,860	\$ -59,390	
Depreciación de equipos		\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	\$ -19,525	
Utilidades												
Utilidad antes de impuestos		\$ 82,318	\$ 81,825	\$ 81,327	\$ 80,825	\$ 80,319	\$ 79,807	\$ 79,292	\$ 78,771	\$ 78,246	\$ 77,717	
Impuesto a la renta		\$ -24,695	\$ -24,547	\$ -24,398	\$ -24,248	\$ -24,096	\$ -23,942	\$ -23,788	\$ -23,631	\$ -23,474	\$ -23,315	
Utilidad neta		\$ 57,622	\$ 57,277	\$ 56,929	\$ 56,578	\$ 56,223	\$ 55,865	\$ 55,504	\$ 55,140	\$ 54,772	\$ 54,402	
Valor residual		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -58,575	
Flujo de caja		\$ -390,501	\$ 77,147	\$ 76,802	\$ 76,454	\$ 76,103	\$ 75,748	\$ 75,390	\$ 75,029	\$ 74,665	\$ 74,298	\$ 73,927
LCOE Ed	USD/MWh	\$ 141.54	\$ 141.85	\$ 142.16	\$ 142.48	\$ 142.79	\$ 143.11	\$ 143.44	\$ 143.76	\$ 144.09	\$ 144.42	
LCOE Qf	USD/MWh	\$ 114.57	\$ 114.82	\$ 115.08	\$ 115.33	\$ 115.59	\$ 115.84	\$ 116.10	\$ 116.37	\$ 116.63	\$ 116.90	
LCOE Ed + Qf	USD/MWh	\$ 63.32	\$ 63.46	\$ 63.60	\$ 63.74	\$ 63.88	\$ 64.02	\$ 64.17	\$ 64.31	\$ 64.46	\$ 64.61	

Tabla 3.19 Flujo de caja alternativa final, continuación
Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

En base a los resultados obtenidos y a la bibliografía revisada para el presente trabajo de investigación, en el siguiente apartado se exponen las conclusiones referentes al estudio de factibilidad técnica y económica de un sistema de poligeneración, para el suministro de electricidad y aire acondicionado a un hotel cinco estrellas en la ciudad de Trujillo (Perú).

1. Con la presente investigación se determinó que un sistema de poligeneración, para un hotel cinco estrellas en la ciudad de Trujillo (Perú), es factible técnicamente y económicamente. La alternativa óptima para el sistema sigue la configuración planteada en el escenario 3; la cual está integrada por un MCI (128 kW), chillers de absorción SE HW (258 kW) y DE EG (176 kW), chiller eléctrico (148 kW), y colectores solares (49 kW). Con dicha configuración se logró reducir en promedio 27% el costo total anualizado en comparación al sistema convencional. Además, se obtuvo un VAN = 101 939 USD, TIR = 20%, Payback = 5 años y $LCOE_{Ed} = 141 \text{ USD/MWh}$.
2. La relación calor-trabajo β_{r1} resultó igual a 1.18 cuando se aprovecharon las fuentes Q_{gases} y Q_{HT} del MCI. Mientras que, al aprovechar solo Q_{gases} , la relación calor-trabajo β_{r2} resultó igual a 0.53. Si se establece a β_{r1} como el 100% del calor aprovechable, se estaría dejando de lado el 55% del total del calor que se puede aprovechar del MCI, si no se aprovecha Q_{HT} . Además, las configuraciones que aprovecharon únicamente Q_{gases} , resultaron con valores de REE por debajo de 0.5, que es el valor mínimo establecido por el reglamento de cogeneración del Perú, para plantas menores a 3 MW. Por lo que, bajo dicho escenario el sistema no se encuentra habilitado para la venta de sus excedentes de electricidad, y tampoco accede a precios del gas natural al mismo que se oferta a los generadores eléctricos.

3. La evaluación técnica-económica permitió identificar que el escenario 1, el cual emplea un MCI, chiller de absorción SE HW, y colectores solares, obtuvo los menores valores de payback (alrededor de 7 años) para el rango de potencias del MCI entre 80 kW y 150 kW. Mientras que el escenario 2, el cual emplea un MCI, chiller de absorción DE ST y chiller eléctrico, obtuvo valores de payback alrededor de 13 años para una potencia de MCI igual a 100 kW; y para potencias mayores a 100 kW no representa un ahorro económico en comparación al sistema convencional. Finalmente, el escenario 3 que considera un MCI, chillers de absorción SE HW y DE EG, chiller eléctrico y colectores solares, obtuvo los menores valores de payback (alrededor de 6 años) para el rango de potencias del MCI entre 120 kW y 180 kW.

4. La evaluación comparativa entre el escenario 1 y el escenario 3 ayudó a identificar que, para potencias del MCI menores a 80 kW se obtuvo menor payback con la configuración del escenario 1 (de 7 a 10 años), en comparación al escenario 3 (de 8 a 13 años). En contra parte, para potencias del MCI mayores a 80 kW, el escenario 3 resultó más conveniente, ya que se obtuvo valores de payback de 6 a 7 años; lo cual resulta menor que los obtenidos con el escenario 1, con valores de payback de 7 a 11 años. En base a ello, se concluye que para potencias del MCI menores a 80 kW resultó económicamente más conveniente emplear colectores solares para la producción de calor. Sin embargo, para potencias mayores a 80 kW se obtuvo mejores beneficios económicos al emplear un chiller eléctrico, que aprovechó parcialmente los excedentes de electricidad.

5. Como trabajo a futuro se sugiere realizar el análisis de factibilidad técnica y económica del sistema de poligeneración, para hoteles de cinco estrellas ubicados en otras ciudades del Perú. De tal manera que se cuente con un panorama más amplio de la viabilidad técnica y económica de estos sistemas, en distintas ciudades del país; ya que los datos como, característica de la demanda, precio de la electricidad, precio del gas natural e irradiación serán particulares para cada localidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Banco de Datos Turísticos del Perú, «Perú P.B.I. del sector turismo,» Observatorio Turístico del Perú, Lima, 2019.
- [2] Dirección General de Investigación y Estudios en Turismo y Artesanía, «Medición Económica del Turismo,» Ministerio de Comercio Exterior y Turismo, Lima, 2016.
- [3] Dirección General de Investigación y Estudios en Turismo y Artesanía, «Evolución de la oferta aérea y hotelera,» Ministerio de Comercio Exterior y Turismo, Lima, 2016.
- [4] MINCETUR, «Encuesta Mensual de Turismo para Establecimientos de Hospedaje,» Ministerio de Comercio Exterior y Turismo, Callao, 2017.
- [5] Instituto Peruano de Economía, «Índice de Competitividad Regional,» IPE, Lima, 2016.
- [6] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Calificación de los sistemas de transmisión críticos en áreas de demanda del 6 al 10, y propuestas de alternativas de inversión para modificación del PIT 2017-2021,» OSINERGMIN, Lima, 2018.
- [7] M. Abbasi, M. Chahartaghi y S. M. Hashemian, «Energy, exergy, and economic evaluations of a CCHP system by using the internal combustion engines and gas turbine as prime movers,» Elsevier, 2018.
- [8] R. O. Bawazir y N. S. Cetin, «Comprehensive overview of optimizing PV-DG allocation in power system and solar energy resource potential assessments,» Elsevier, 2019.
- [9] Energética XXI, «Plantas de generación híbrida: electricidad a base de diésel y sol,» Energética, 2017.
- [10] M. Mostofi, A. H. Nosrat y J. M. Pearce, «Institutional scale operational symbiosis of photovoltaic and cogeneration energy systems,» IRSEN, CEERS, IAU, 2011.

- [11] Ministerio de Energía y Minas, «Reglamento de Cogeneración D.S. N° 064-2005-EM,» Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2005.
- [12] Ministerio de Energía y Minas, «Reglamento de Cogeneración D. S. N° 052-2009-EM,» Editora Perú, Lima, 2009.
- [13] A. H. Nosrat, L. G. Swan y J. M. Pearce, «Improved performance of hybrid photovoltaic-trigeneration systems over photovoltaic-cogen systems including effects of battery storage,» Elsevier, Kingston, Ontario, Canada, 2012.
- [14] A. H. Nosrat, «Simulation and optimization of hybrid photovoltaic (PV) and combined cooling, heating, and power (CCHP) systems using multiobjective genetic algorithms,» Queen's University, Kingston, Ontario, Canada, 2010.
- [15] G. Yang y X. Zhai, «Optimization and performance analysis of solar hybrid CCHP systems under different operation strategies,» Elsevier, 2018.
- [16] M. Deru, K. Field, D. Studer, K. Benne, B. Griffith y P. Torcellini, «U.S. Department of Energy Commercial Reference Building Models of the National Building Stock,» U.S. Department of Energy, 2011.
- [17] G. Yang y X. Q. Zhai, «Optimal design and performance analysis of solar hybrid CCHP system considering influence of building type and climate condition,» Elsevier, 2019.
- [18] M. C. Baechler, T. L. Gilbride, P. C. Cole, M. G. Hefty y K. Ruiz, «Building America Best Practices Series - High-Performance Home Technologies: Guide to Determining Climate Regions by County,» EERE Publication and Product Library, Washington, D.C. United States , 2013.
- [19] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «Perú, Anuario de Estadísticas Ambientales 2016,» INEI, Lima, 2016.
- [20] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «Compendio Estadístico Perú 2017,» INEI, Lima, 2017.
- [21] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Energías Renovables. Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética,» OSINERGMIN, Lima, Perú, 2019.

- [22] K. F. Fong y C. K. Lee, «Performance analysis of internal-combustion-engine primed trigeneration systems for use in high-rise office buildings in Hong Kong,» Elsevier, Hong Kong, 2014.
- [23] World Economic Forum, «Renewable Infrastructure Investment Handbook: A Guide for Institutional Investors,» World Economic Forum WEF, 2016.
- [24] C. A. Frangopoulos, Cogeneration: Technologies, Optimization and Implementation, Institution of Engineering and Technology, 2017.
- [25] F. Ramiro Velasco, «Estudio de viabilidad y diseño de una planta de cogeneración para una industria cárnica,» Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España, 2009.
- [26] G. Pérez López, «Emisiones en Turbinas de Gas: Origen, Mecanismos de Formación, Técnicas de Control y Reglamentación,» Universidad de Sevilla, Sevilla, 2016.
- [27] R. García San José, «Combustión y combustibles,» Teoría de la combustión, 2001.
- [28] I. A. Zlochower y G. M. Green, «The limiting oxygen concentration and flammability limits of gases and gas mixtures,» Elsevier, Pittsburgh, USA, 2009.
- [29] Energiza, «Especial Turbinas de Gas,» Renovetec, 2011.
- [30] R. Ventas Garzón, «Estudio de viabilidad técnico-económico de una planta de trigeneración del sector lácteo,» Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España, 2011.
- [31] Testo, «Parámetros de medición e influencia en turbinas de gas y su significado para la optimización del grado de eficiencia y las emisiones.,» Testo, 2018.
- [32] D. Fraile, «Cogeneración: Aspectos tecnológicos,» Escuela de Organización Industrial EOI, Madrid, España, 2008.
- [33] Á. Arteaga Linzán, «Cogeneración una alternativa importante de ahorro energético nacional,» La Técnica, 2011.
- [34] Energiza, «Especial Turbinas de Vapor,» Renovetec, 2011.

- [35] J. C. Ramos Saravia, «Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial,» Universidad Zaragoza, Zaragoza, España, 2012.
- [36] M. Lozano y J. Ramos, «Análisis Energético y Económico de Sistemas Simples de Cogeneración,» Información Tecnológica, 2007.
- [37] Cleaver Brooks, «Heat Recovery Steam Generator,» Cleaver Brooks, USA, 2018.
- [38] A. Ahmed, K. K. Esmail, M. A. Irfan y F. A. Al-Mufadi, «Design methodology of heat recovery steam generator in electric utility for waste heat recovery,» 2018.
- [39] R. Rosas Moya, «Auditorías energéticas,» Organización Latinoamericana de Energía OLADE, 2010.
- [40] D. Stuart, «Monitoreo del punto de rocío ácido en corrientes de gas de escape,» World Class Asset Management, 2008.
- [41] M. Á. Lozano, «La cogeneración: conceptos y tecnologías Ventajas tecnológicas, económicas y ambientales,» Zaragoza, España, 2015.
- [42] M. Lozano, «Diseño óptimo de sistemas simples de cogeneración,» Información Tecnológica CIT, Zaragoza, España, 2001.
- [43] S. Faridoddin y V. Mahalec, «Novel performance curves to determine optimal operation of CCHP systems,» Elsevier, 2018.
- [44] World Energy, «Absorption Chiller, Absorption Chiller & Heater, Absorption Heat Pump,» World Energy Absorption Chillers Europe Ltd., 2019.
- [45] J. Díaz Ortiz, «Identificación de barreras tecnológicas para operación de sistemas de aire acondicionado por absorción que utilicen LiBr-H₂O para instalaciones menores de 10 kW,» Instituto Tecnológico Metropolitano de Medellín, Medellín, 2012.
- [46] J. Díaz Ortiz, «Sistemas de refrigeración por absorción,» Instituto Tecnológico Metropolitano de Medellín, Medellín, 2014.
- [47] L. Serra, J. Ramos y M. Lozano, «Poligeneración: hacia una utilización sostenible de los recursos naturales,» Universidad de Zaragoza, Zaragoza, España, 2007.

- [48] A. Kasaeian, E. Bellos, A. Shamaeizadeh y C. Tzivanidis, «Solar-driven polygeneration systems: Recent progress and outlook,» Elsevier, 2020.
- [49] C. J. Felbol Acuña, «Diseño de una planta de poligeneración solar con colectores lineales Fresnel para generación de electricidad, frío y calor para procesos industriales y agua desalinizada,» Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2016.
- [50] R. Huerta Carrera, «Cálculo de Concentrador Solar de Canal Parabólico para Calentamiento de Agua,» Centro de Investigación en Materiales Avanzados, S. C., Chihuahua, México, 2015.
- [51] C. Placco y L. Saravia, «Acumulación Solar Térmica de Energía,» INENCO, UNSA - CONICET, Salta, Argentina, 2014.
- [52] S. Ghaem Sigarchian, A. Malmquist y V. Martin, «The choice of operating strategy for a complex polygeneration system: A case study for a residential building in Italy,» Elsevier, 2018.
- [53] M. A. Kamel, A. Y. Elbanhawy y M. A. El-Nasr, «A novel methodology to compare between side-by-side photovoltaics and thermal collectors against hybrid photovoltaic thermal collectors,» Elsevier, El Cairo, Egipto, 2019.
- [54] Y. Dabwan, P. Gang, J. Li, G. Gao y J. Feng, «Development and Assessment of Integrating Parabolic Trough Collectors with Gas Turbine Trigenation System for Producing Electricity, Chilled Water, and Freshwater,» Elsevier, 2018.
- [55] F. Calise, A. Macaluso, A. Piacentino y L. Vanoli, «A novel hybrid polygeneration system supplying energy and desalinated water by renewable sources in Pantelleria Island,» Elsevier, 2017.
- [56] British Standard EN 12795-2, «Thermal solar systems and components Solar collectors,» European Committee for Standardization, 2006.
- [57] E. Saverio Barbieri, P. Ruggero Spina y M. Venturini, «Analysis of innovative micro-CHP systems to meet household energy demands,» Elsevier, Ferrara, Italia, 2011.
- [58] Ministerio de Energía y Minas, «Reglamento de Cogeneración D. S. N° 082-2007-EM,» El peruano, Lima, 2007.

- [59] Y. Xu, W. Li y J. Yuan, «Economical Efficiency of Combined Cooling Heating and Power Systems Based on an Enthalpy Method,» *Energies*, 2017.
- [60] P. Díaz y P. Fernández, «La distribución normal,» *Fisterra*, 2001.
- [61] J. Ramos, M. Lozano y J. García, «Metodología para el análisis y diseño de plantas de cogeneración,» *CONIMERA*, Lima, Perú, 2013.
- [62] M. A. Lozano, J. Ramos Saravia y R. Monzón, «Análisis termoeconómico de sistemas de trigeneración,» Zaragoza, España, 2004.
- [63] Universidad Nacional de Colombia, Departamento de Física, «Caracterización del consumo de energía final en los sectores terciarios, grandes establecimientos comerciales, centros comerciales y determinación de consumos para sus respectivos equipos de uso de energía final,» Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, Bogotá, Colombia, 2007.
- [64] Bizee Software, «Degree Days - Weather Data for Energy Saving,» Bizee Software, 2008. [En línea]. Available: <https://www.degreedays.net/>. [Último acceso: 20 10 2020].
- [65] SIEMENS, «SGE-S series gas engines and gen-sets natural gas,» Siemens Energy, 2017.
- [66] LG, «Absorption Chiller,» LG, 2015.
- [67] SOLARGIS, «Global Solar Atlas - GIS Trujillo,» The World Bank Group & ESMAP, [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/detail?c=-8.099476,-78.953697,11&s=-8.132784,-79.030653&m=site>. [Último acceso: 04 07 2020].
- [68] Hidrandina, «Pliego Tarifario,» Hidrandina, 2018.
- [69] Absolicon, «Solar Térmica para Industrias y Calefacción Urbana,» Absolicon Solar Collector.
- [70] Quavii, «Pliego tarifario de gas natural. Concesión norte,» 2020. [En línea]. Available: http://quavii.pe/descargas?id_cat=16. [Último acceso: Noviembre 2020].

- [71] Laub & Quijandría. Energy Group, «Estudio Técnico y Económico para la determinación de las Tarifas en Barra Mayo 2019 – Abril 2020,» Laub & Quijandría. Energy Group, 2019.
- [72] A. Biglia, F. V. Caredda, E. Fabrizio y M. Filippi, «Technical-economic feasibility of CHP systems in large hospitals through the Energy Hub method: The case of Cagliari AOB,» Elsevier, Italia, 2017.
- [73] Wartsila Engines, «Wartsila 34DF Product Guide,» WÄRTSILÄ FINLAND Oy, 2019.
- [74] V. Zhukov, V. Erofeev y O. Melnik, «Factors Determining Thermohydraulic Efficiency of Liquid Cooling Systems for Internal Combustion Engines,» Springer, Saint Petersburg, Russia, 2019.
- [75] Kromschroeder, «Enfriadoras por Absorción,» Kromschroeder S. A., Barcelona, España.
- [76] YAZAKI, «Plantas enfriadoras de agua por ciclo de absorción, alimentadas por agua caliente,» Absorsistem, Barcelona, España, 2011.
- [77] MTU Onsite Energy, «Gas System Series 400 Natural Gas,» MTU Onsite Energy, 2014.
- [78] MTU Onsite Energy - Rolls Royce, «Gas system SERIES 400 NATURAL GAS,» Rolls-Royce Group, 2019.
- [79] TRANE, «Catálogo de Productos Modelo RTAC Enfriadora de Líquido Tipo Tornillo,» TRANE, 2016.
- [80] RBI, «Storage Tanks - Tanques de Almacenamiento,» RBI Latinoamérica.
- [81] A. Mendiola, J. Acuña, D. Campos, H. Moreno, E. Salinas y C. Aguirre, «Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica Análisis comparativo entre el Perú y Colombia,» Universidad ESAN, Lima, Perú, 2012.
- [82] D. Flin, Cogeneration, a user's guide, London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2010.

- [83] P. Otis, «CHP Industrial Bottoming and Topping Cycle with Energy Information Administration Survey Data,» U.S. Energy Information Administration, Washington, DC, USA, 2015.
- [84] B. Gutiérrez, «Planta de cogeneración de 5 MW con MACI para una fábrica de conservas,» Universidad del País Vasco, Euskal Herriko Unibertsitatea, País Vasco, España, 2016.
- [85] SOLARGIS, «Global Solar Atlas,» The World Bank Group & ESMAP, [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map>. [Último acceso: 01 07 2020].
- [86] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Resolución de Consejo Directivo N° 025-2019-OS/CD,» OSINERGMIN, 2019.
- [87] Ministerio de Energía y Minas, «Guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica para usuarios en media tensión,» MINEM, 2011.

ANEXOS

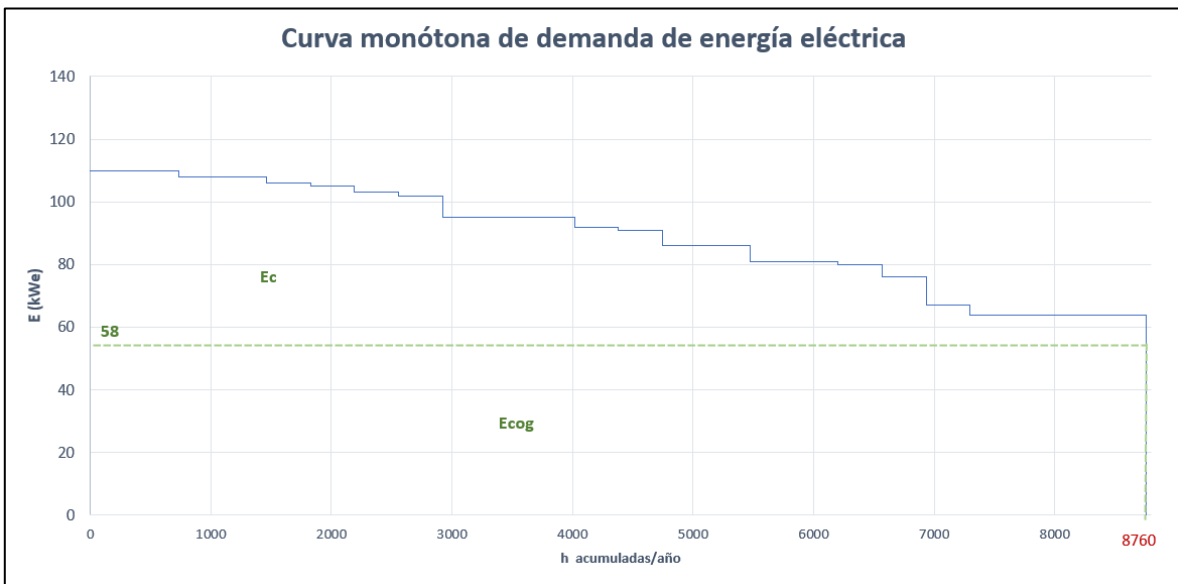
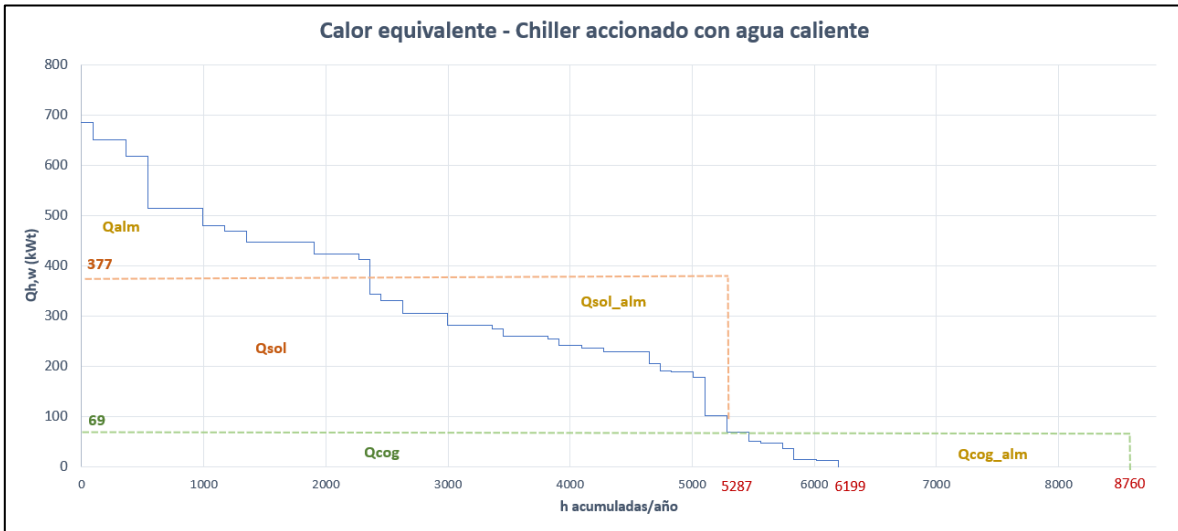
ANEXO 1: Base de datos Motores de Combustión Interna MCI

Marca	Modelo	F (kW)	W (kW)	Qg (kW)	QHT (kW)	Qapr (kW)	β_1	β_2	β_3	α_c	α_t	n
MTU Onside Energy	6R400 GS E3066 D3	376	128	94	120	214	1.67	0.73	0.94	0.34	0.57	0.91
Siemens	SGE-18SL 1200	624	241	97	182	279	1.16	0.40	0.76	0.39	0.45	0.83
MTU Onside Energy	12V400 GS E3042 D3	731	248	169	254	423	1.71	0.68	1.02	0.34	0.58	0.92
Siemens	SGE-24SL 1200	859	321	158	273	431	1.34	0.49	0.85	0.37	0.50	0.88
GE Janbacher	JMS 208 GS	852	330	237	121	358	1.08	0.72	0.37	0.39	0.42	0.81
Siemens	SGE-18SL 1800	900	336	167	243	410	1.22	0.50	0.72	0.37	0.46	0.83
MTU Onside Energy	12V400 GS E3042 Z6	981	358	268	257	525	1.47	0.75	0.72	0.36	0.54	0.90
Siemens	SGE-24SL 1800	1189	435	208	380	588	1.35	0.48	0.87	0.37	0.49	0.86
Siemens	SGE-36SL 1200	1256	485	189	438	627	1.29	0.39	0.90	0.39	0.50	0.89
Siemens	SGE-48SL 1200	1779	647	308	519	827	1.28	0.48	0.80	0.36	0.46	0.83
Siemens	SGE-36SL 1800	1796	677	324	493	817	1.21	0.48	0.73	0.38	0.45	0.83
MTU Onside Energy	8V4000 GS L33	1851	762	426	410	836	1.10	0.56	0.54	0.41	0.45	0.86
MTU Onside Energy	8V4000 GS L32	1872	762	424	455	879	1.15	0.56	0.60	0.41	0.47	0.88
Siemens	SGE-56SL 1200	1955	763	309	664	973	1.28	0.40	0.87	0.39	0.50	0.89
MTU Onside Energy	8V4000 GS L33	2014	840	453	452	905	1.08	0.54	0.54	0.42	0.45	0.87
Siemens	SGE-48SL 1800	2420	873	468	719	1187	1.36	0.54	0.82	0.36	0.49	0.85
MTU Onside Energy	L64 8V	2298	1012	461	475	936	0.92	0.46	0.47	0.44	0.41	0.85
Siemens	SGE-56SL 1800	2813	1028	579	904	1483	1.44	0.56	0.88	0.37	0.53	0.89
Siemens	SGE-56SM 1800	2809	1066	721	689	1410	1.32	0.68	0.65	0.38	0.50	0.88
MTU Onside Energy	12V4000 GS L32	2747	1147	638	632	1270	1.11	0.56	0.55	0.42	0.46	0.88
MTU Onside Energy	12V4000 GS L33	2974	1272	659	664	1323	1.04	0.52	0.52	0.43	0.44	0.87
MTU Onside Energy	16V4000 GS L32	3651	1550	805	863	1668	1.08	0.52	0.56	0.42	0.46	0.88
MTU Onside Energy	16V4000 GS L33	3991	1705	821	974	1795	1.05	0.48	0.57	0.43	0.45	0.88
GE Janbacher	JMS 612 GS	4269	1820	930	913	1843	1.01	0.51	0.50	0.43	0.43	0.86
MTU Onside Energy	20V4000 GS L32	4577	1932	1101	1035	2136	1.11	0.57	0.54	0.42	0.47	0.89
MTU Onside Energy	L64 16V	4574	2028	936	965	1901	0.94	0.46	0.48	0.44	0.42	0.86
MTU Onside Energy	20V4000 GS L33	4985	2129	1077	1158	2235	1.05	0.51	0.54	0.43	0.45	0.88
GE Janbacher	JMS 616 GS	5606	2433	1270	1129	2399	0.99	0.52	0.46	0.43	0.43	0.86
MTU Onside Energy	L64 20V	5748	2530	1147	1200	2347	0.93	0.45	0.47	0.44	0.41	0.85
Wärtsilä	6L34DF	5968	2880	1157	853	2010	0.70	0.40	0.30	0.48	0.34	0.82

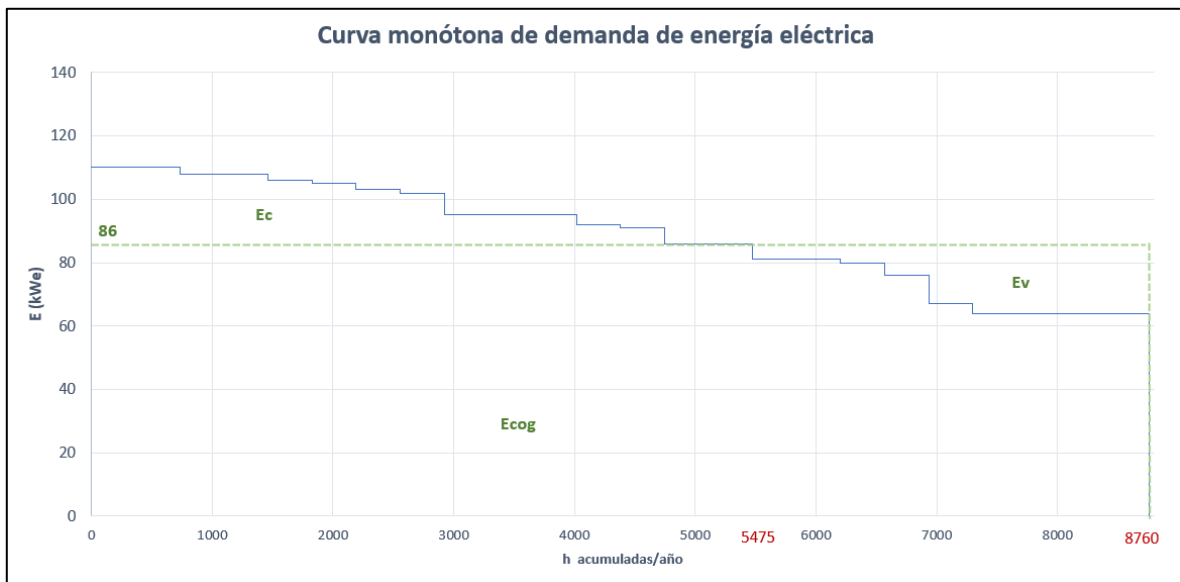
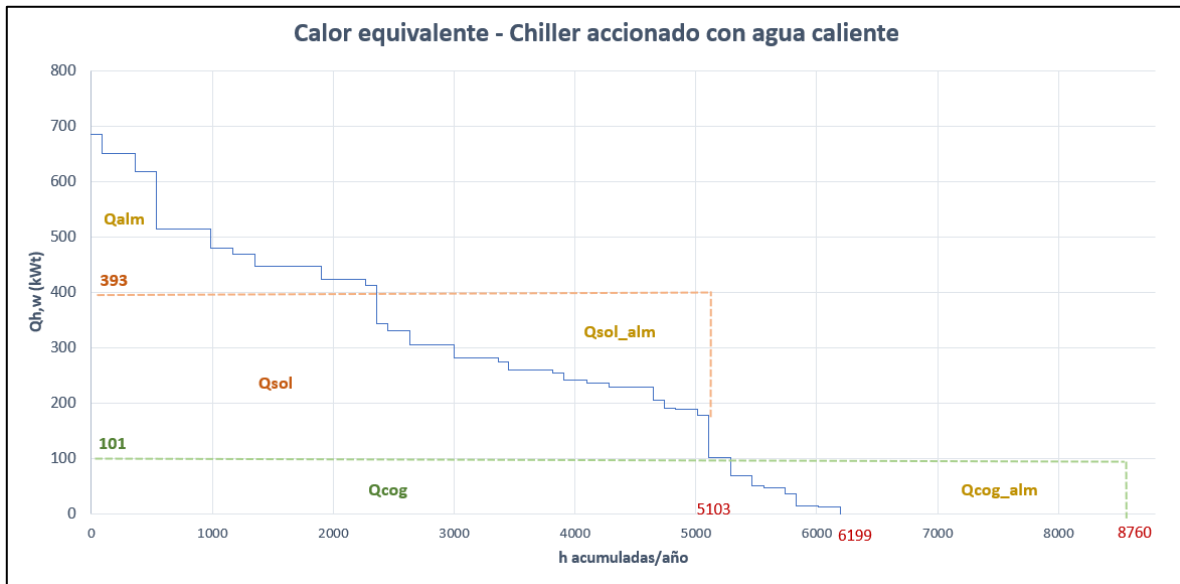
β_1 : Se recupera Qapr (QHT & Qg)
 β_2 : Se recupera Qg
 β_3 : Se recupera QHT

ANEXO 2: Opciones evaluadas - Escenario 1

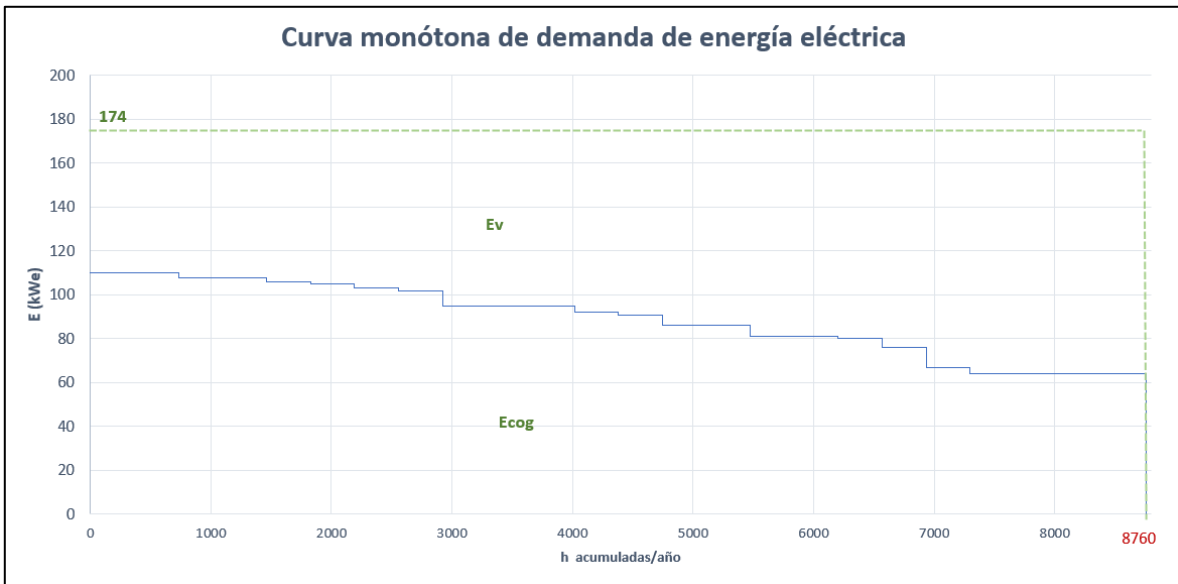
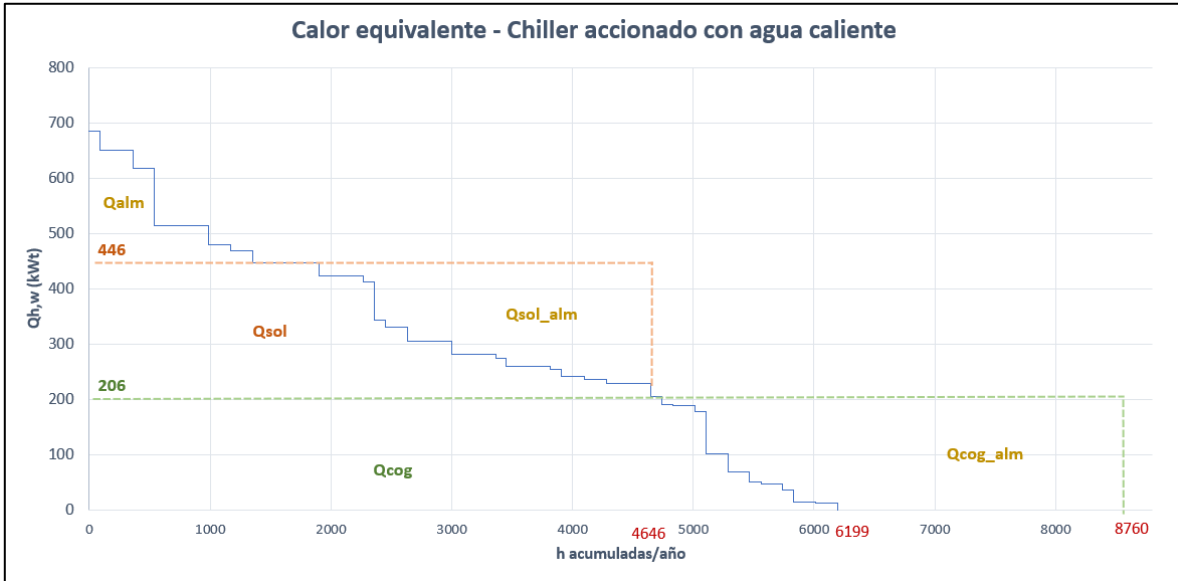
Escenario 1: Opción 1



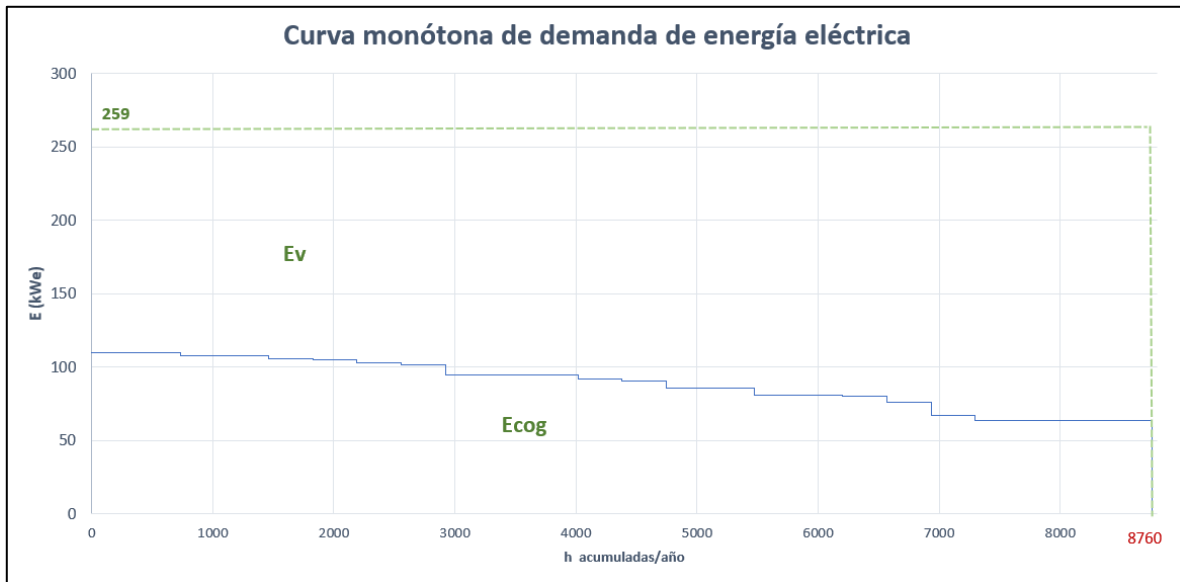
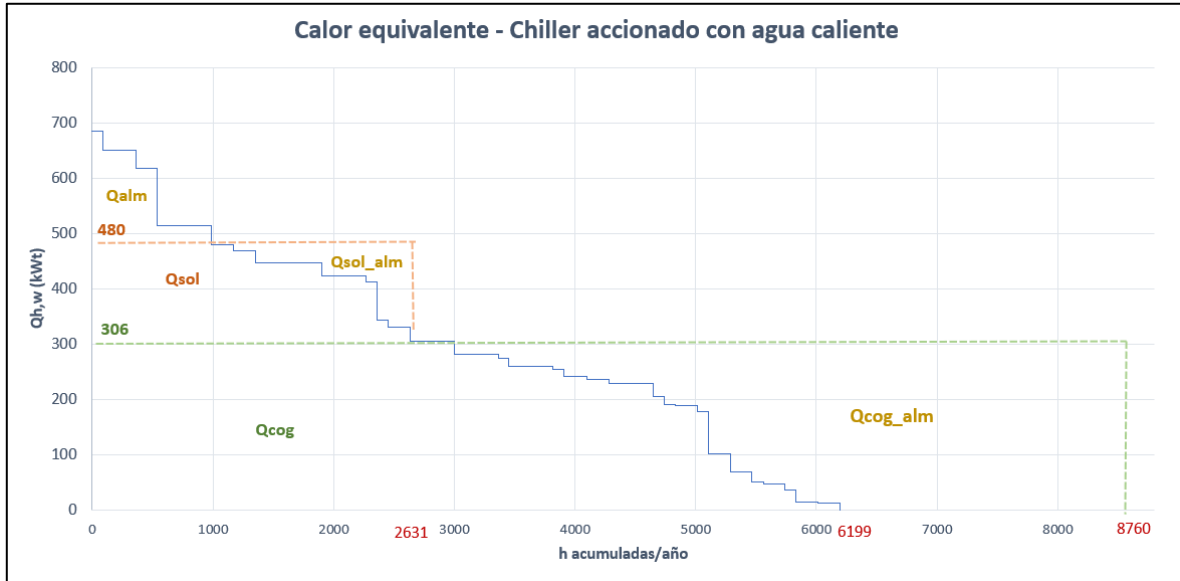
Escenario 1: Opción 2



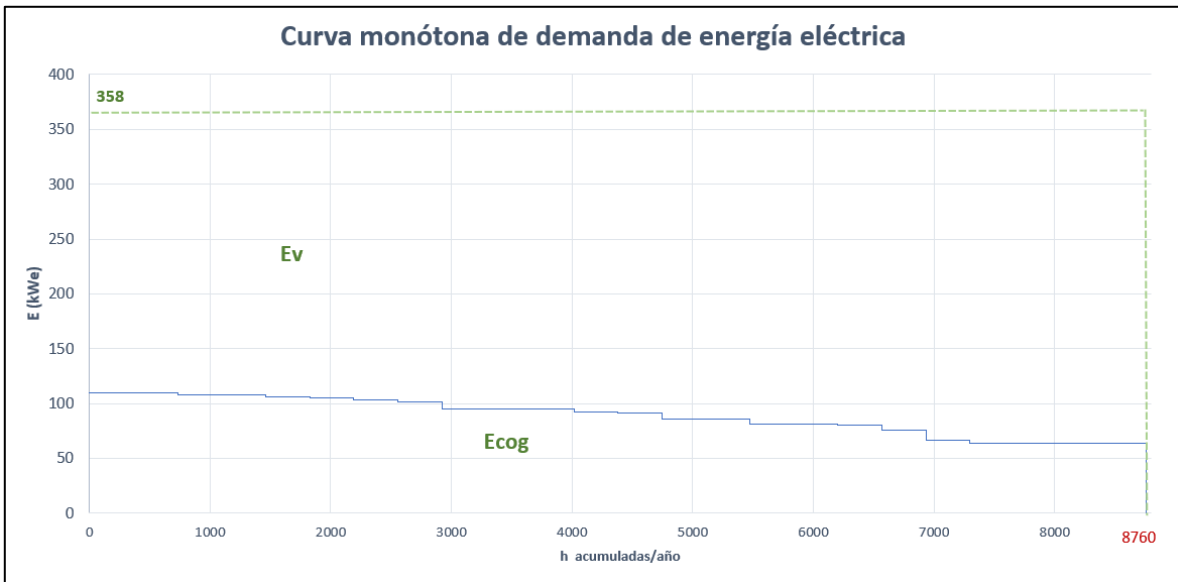
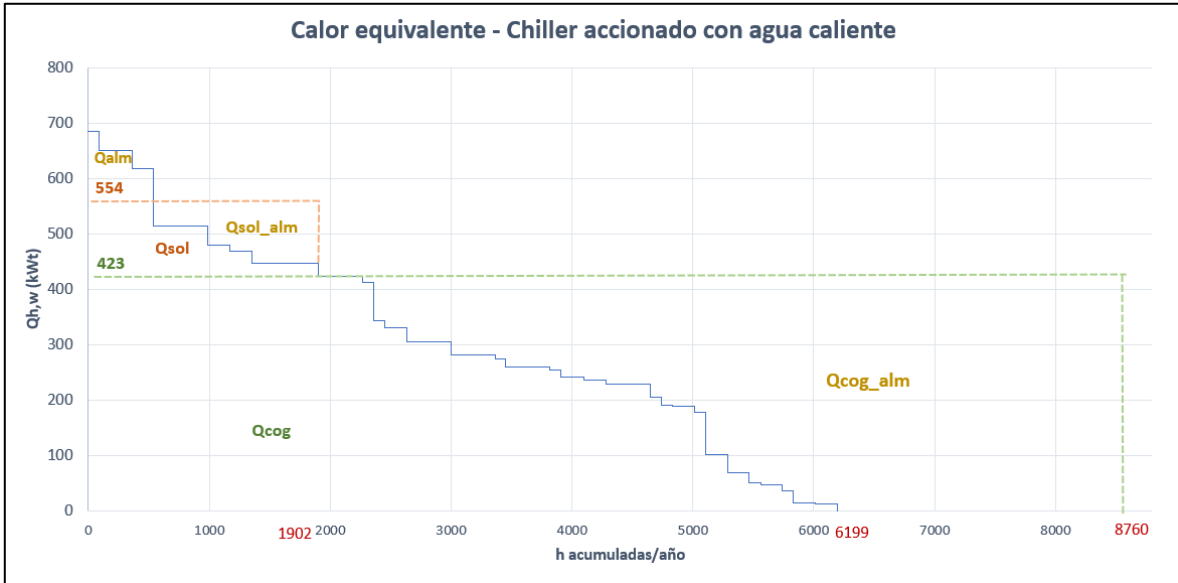
Escenario 1: Opción 3



Escenario 1: Opción 4

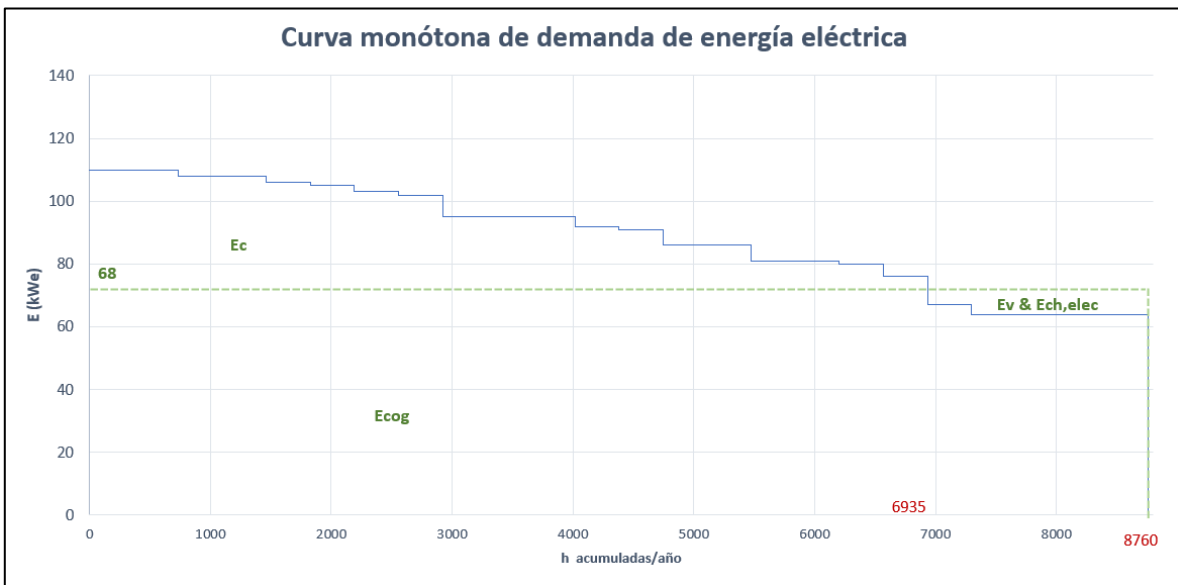
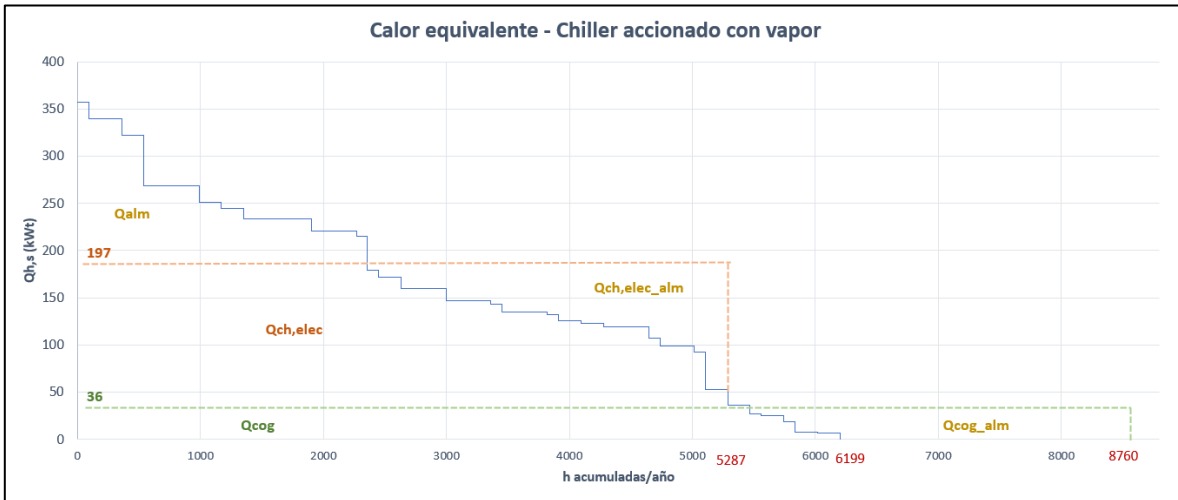


Escenario 1: Opción 5

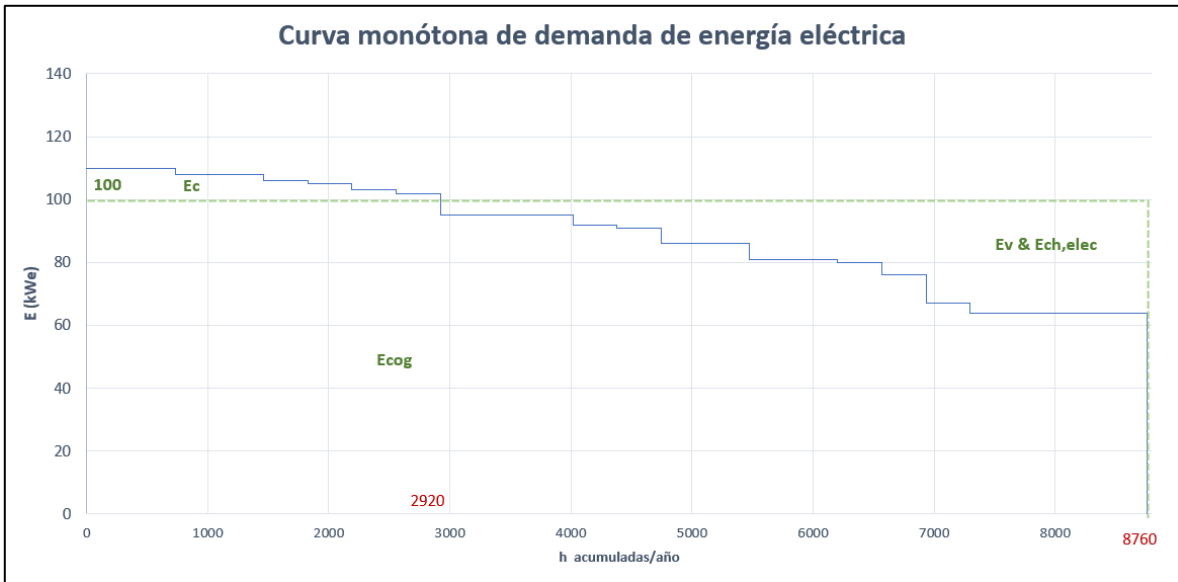
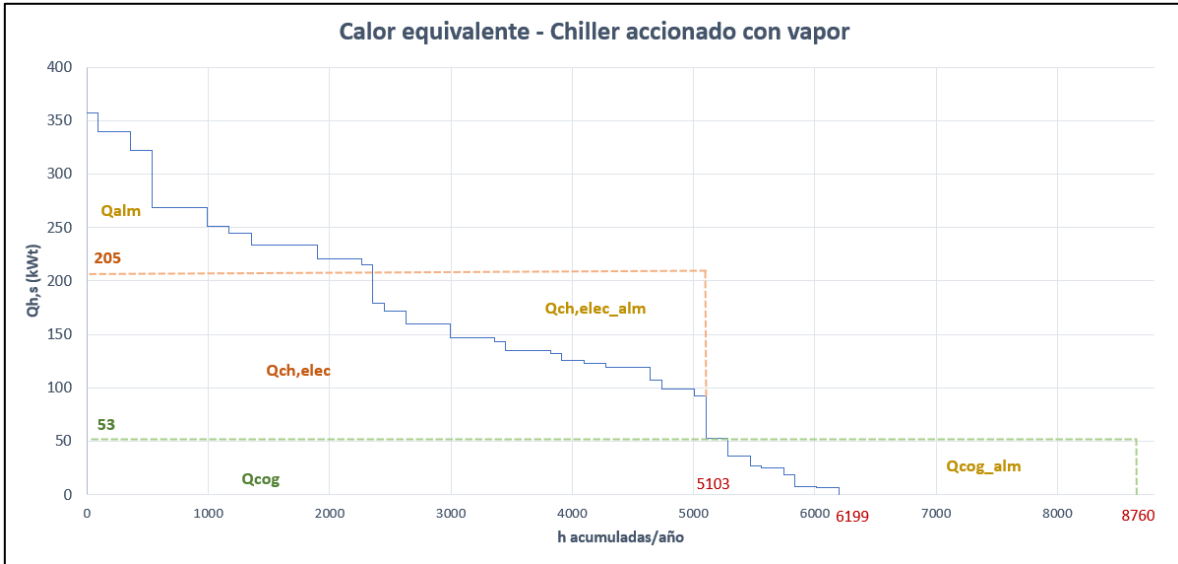


ANEXO 3: Opciones evaluadas - Escenario 2

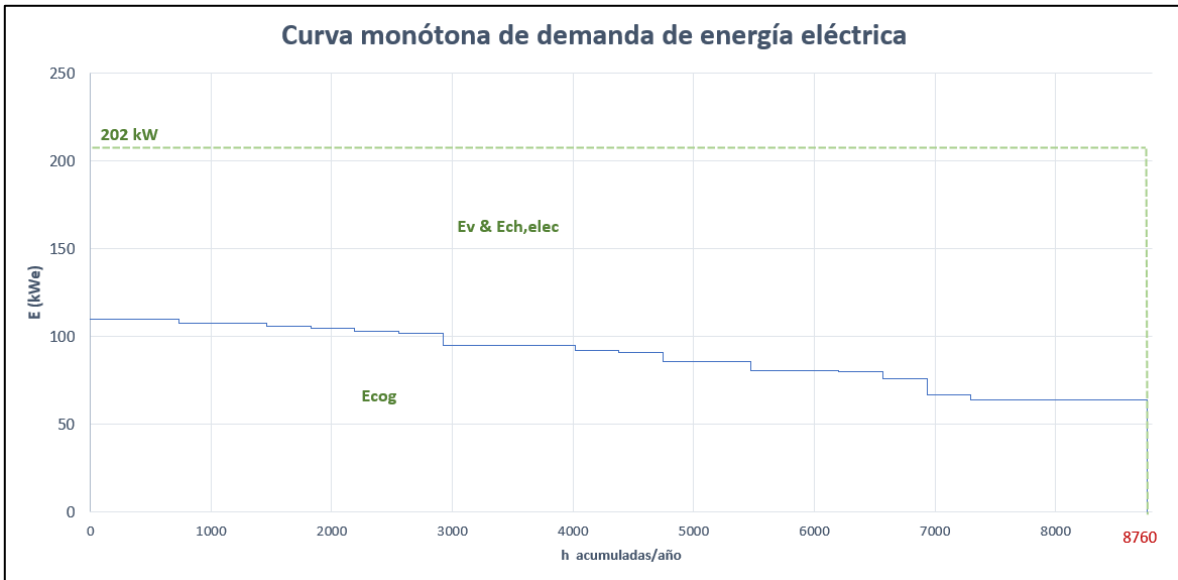
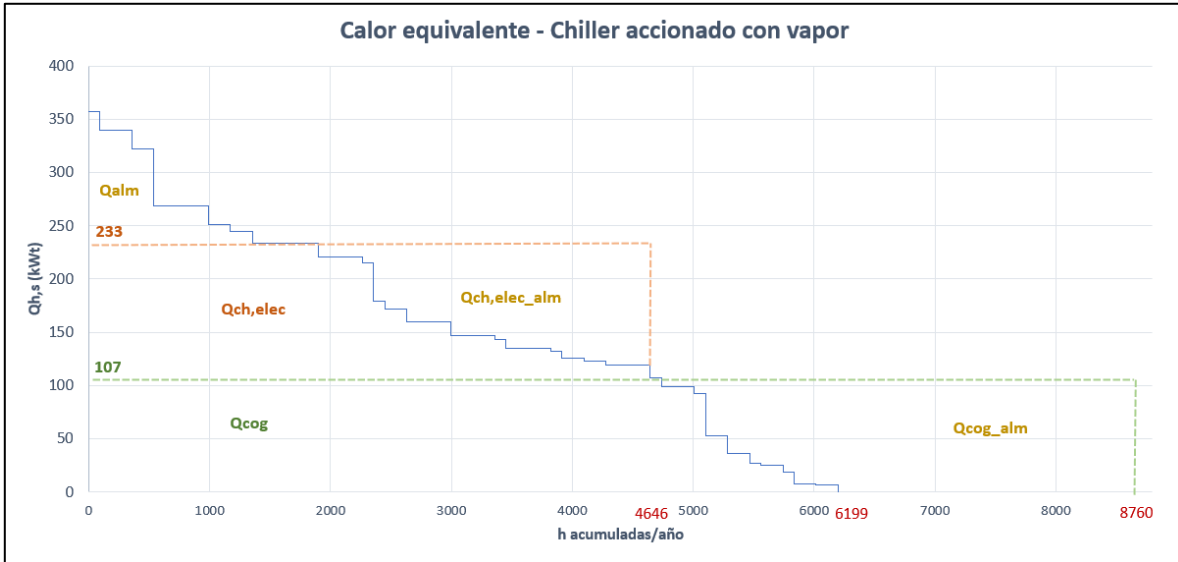
Escenario 2: Opción 1



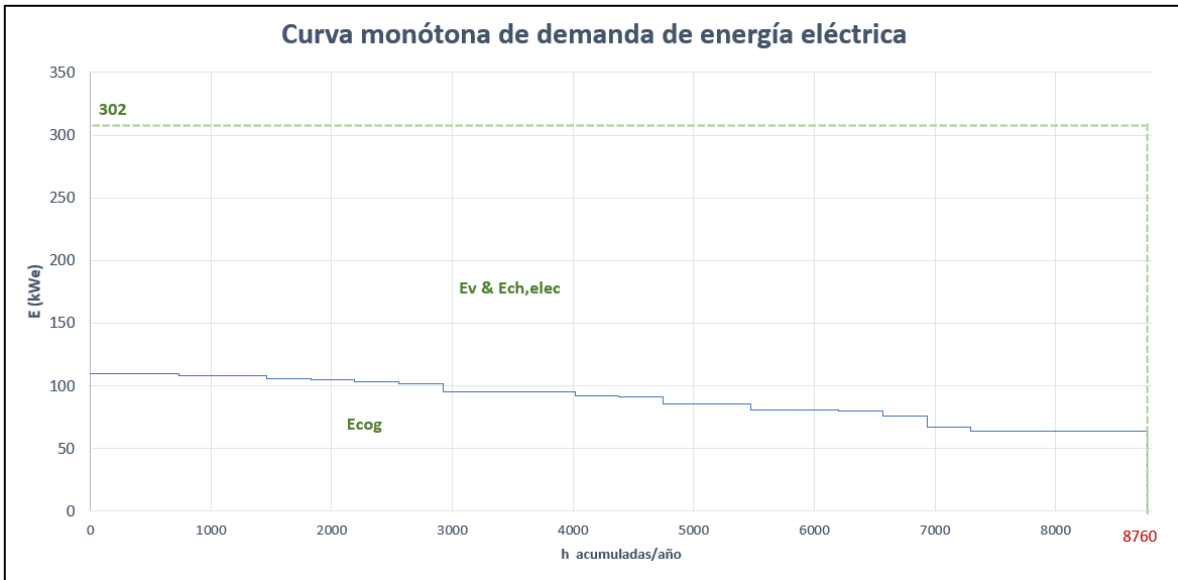
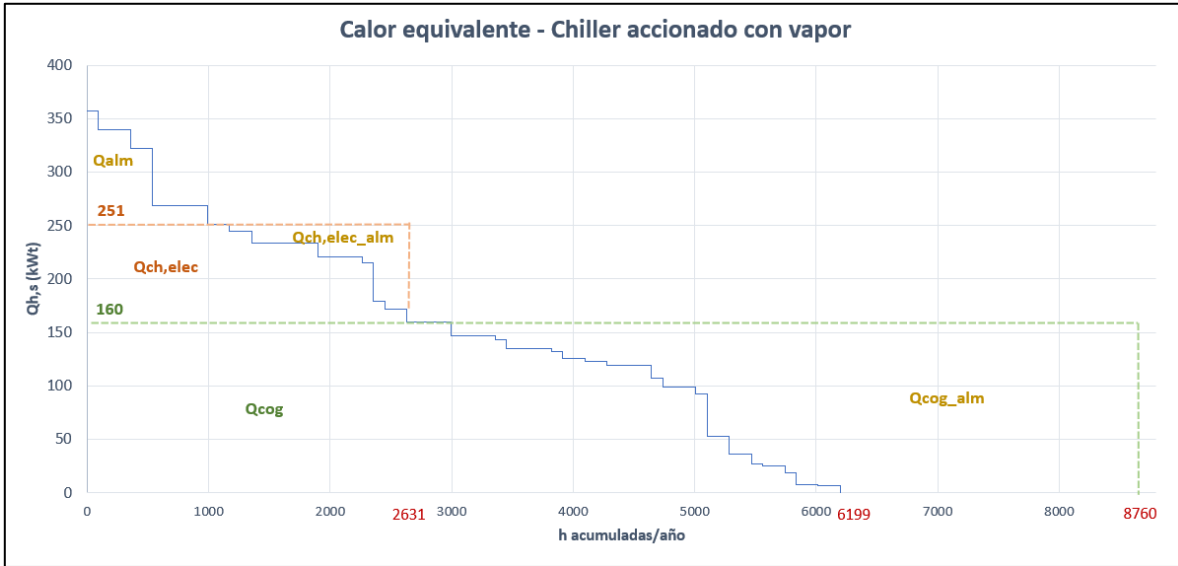
Escenario 2: Opción 2



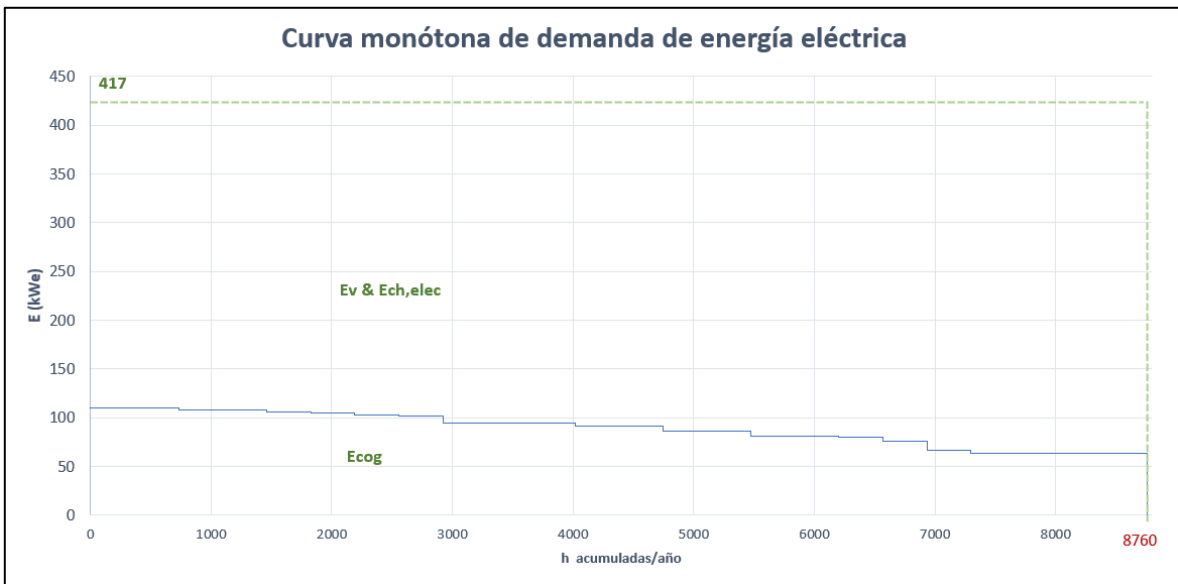
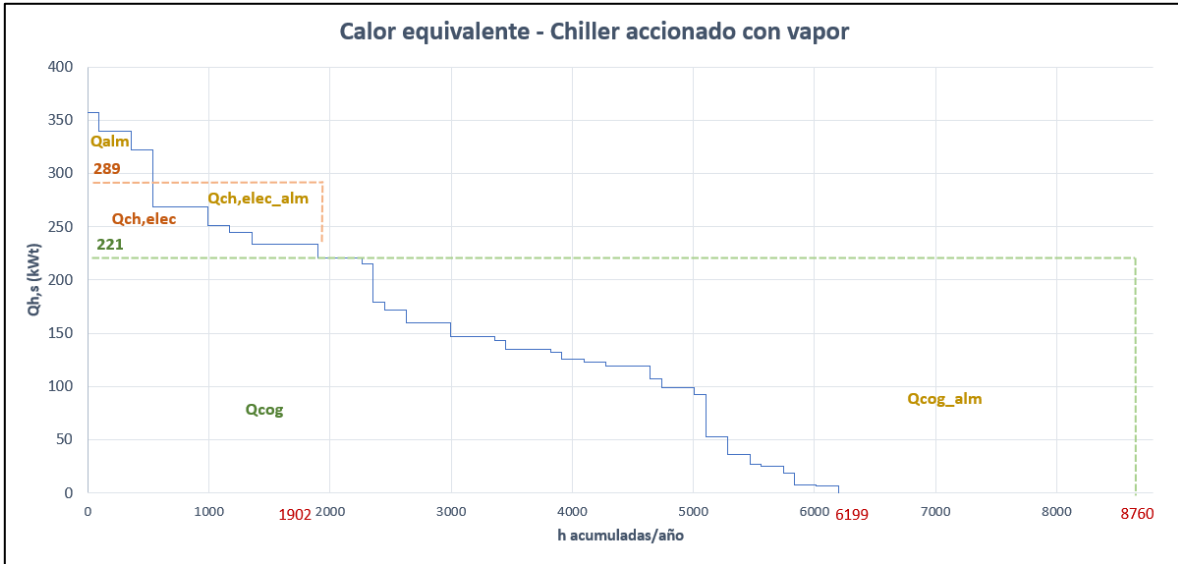
Escenario 2: Opción 3



Escenario 2: Opción 4

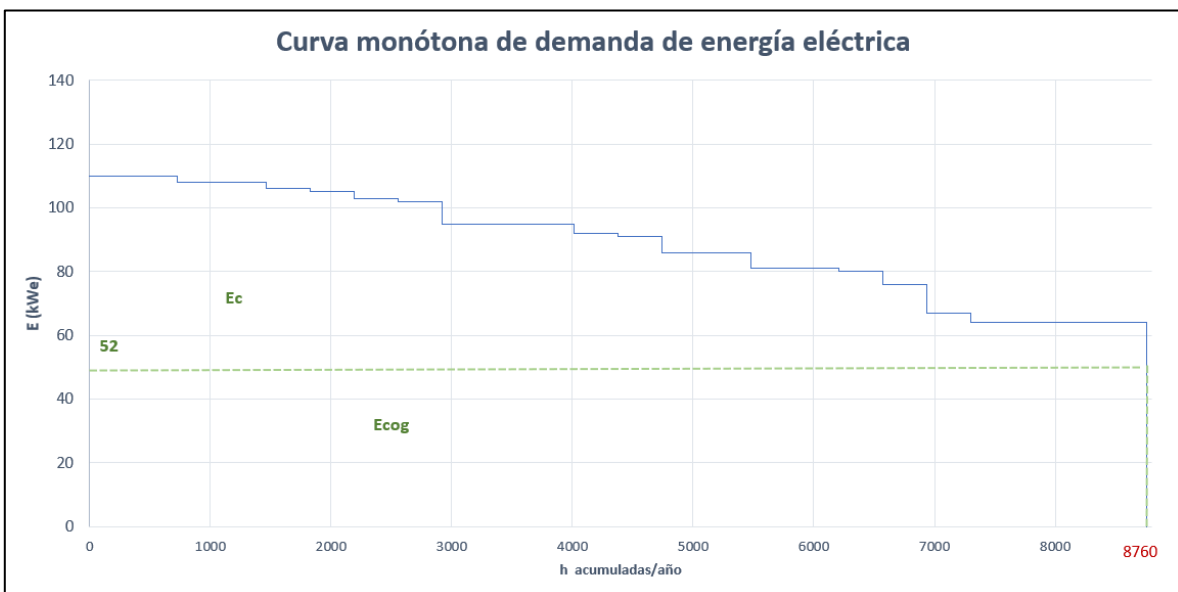
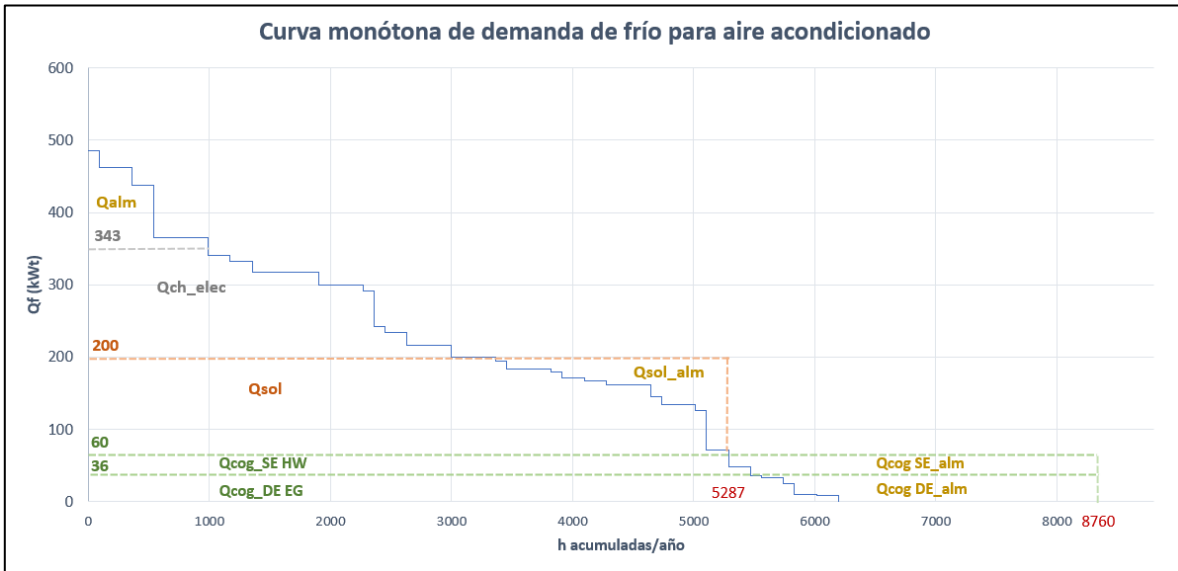


Escenario 2: Opción 5

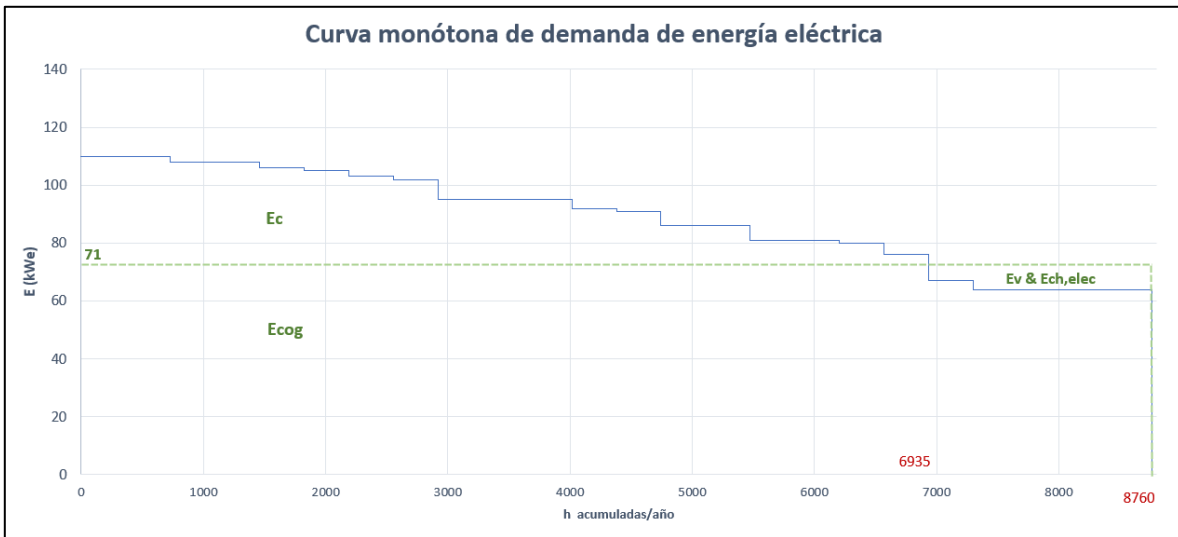
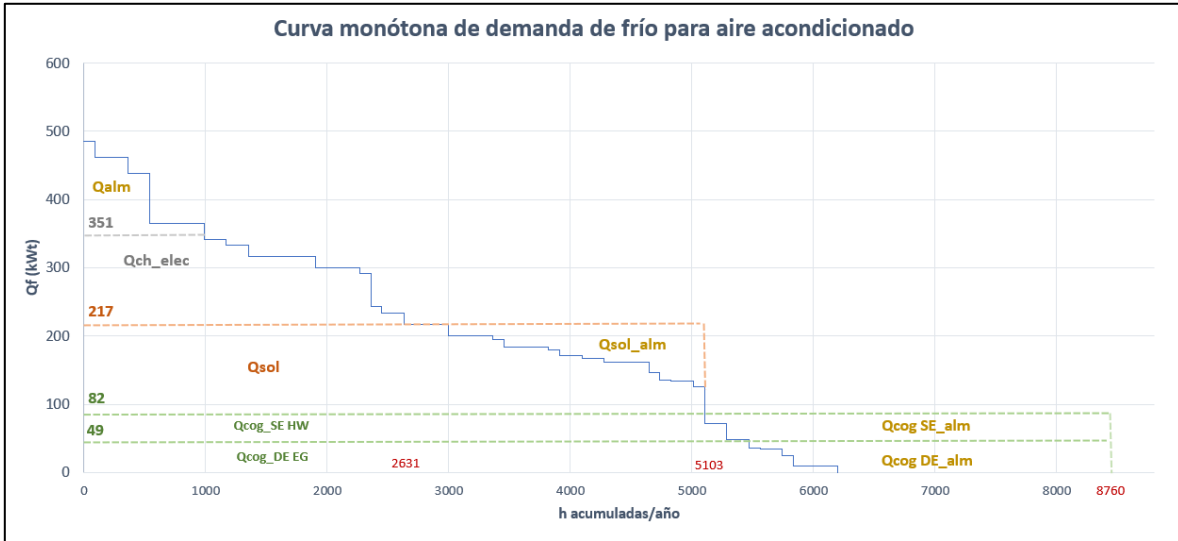


ANEXO 4: Opciones evaluadas - Escenario 3

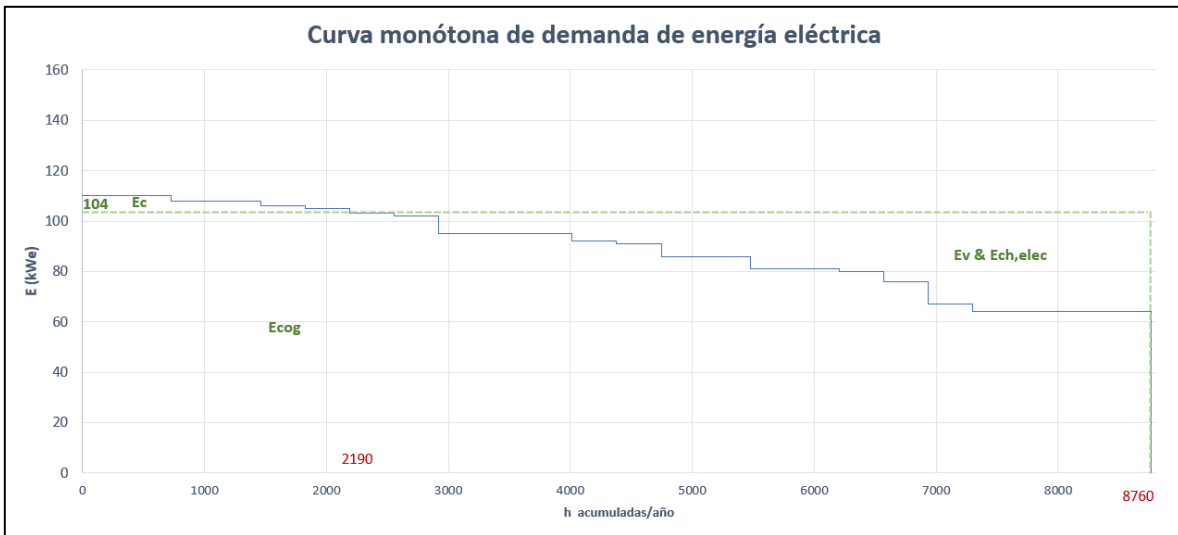
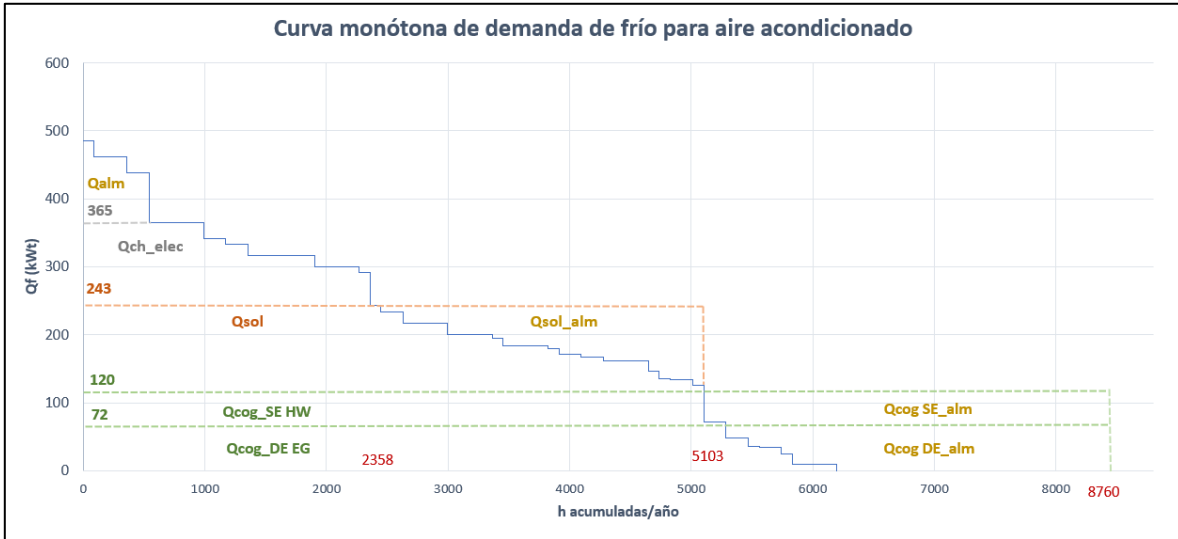
Escenario 3: Opción 1



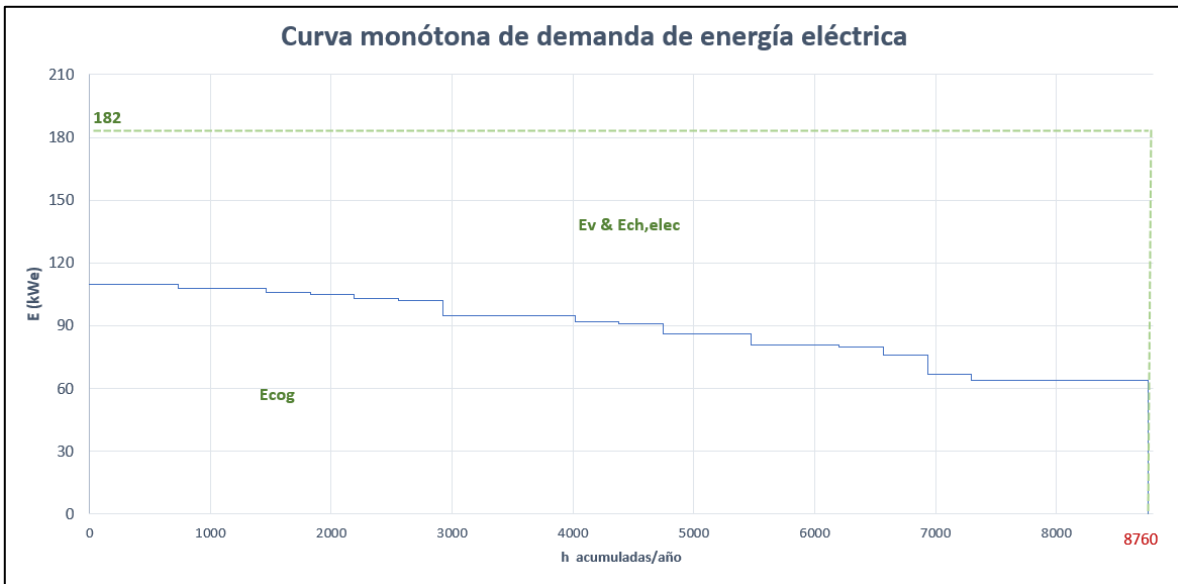
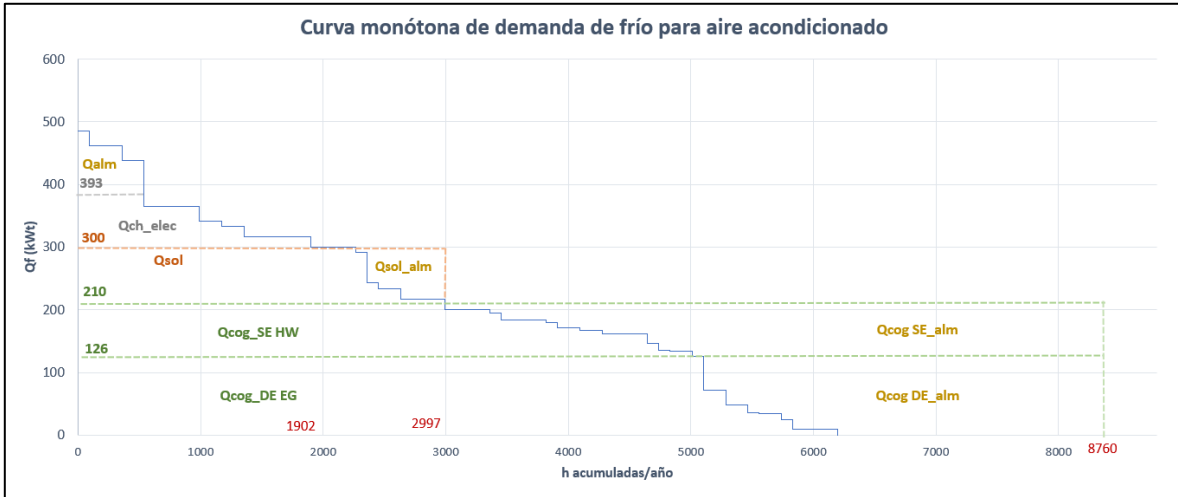
Escenario 3: Opción 2



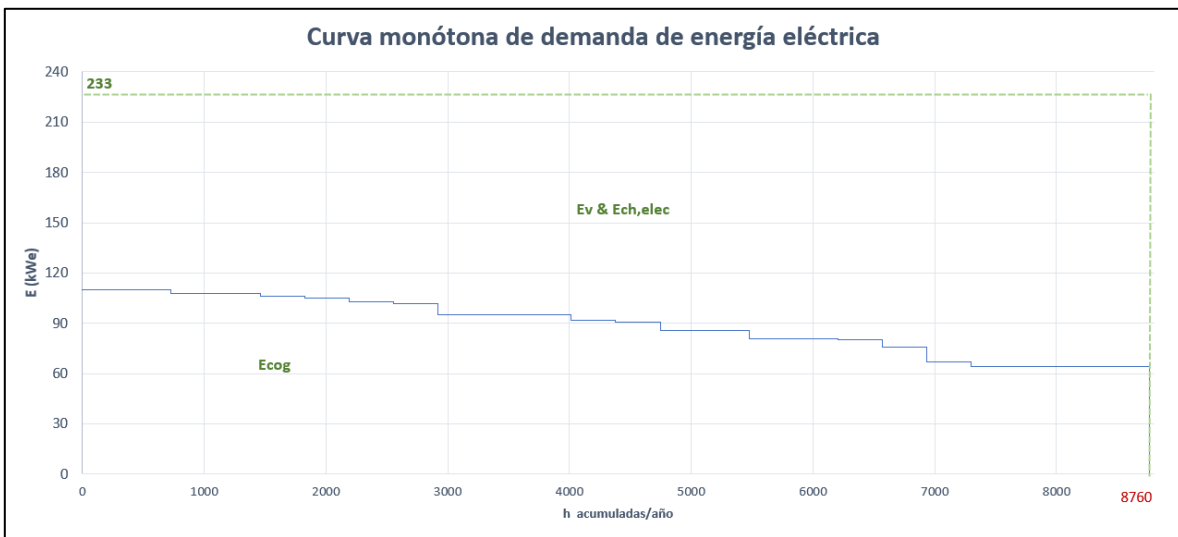
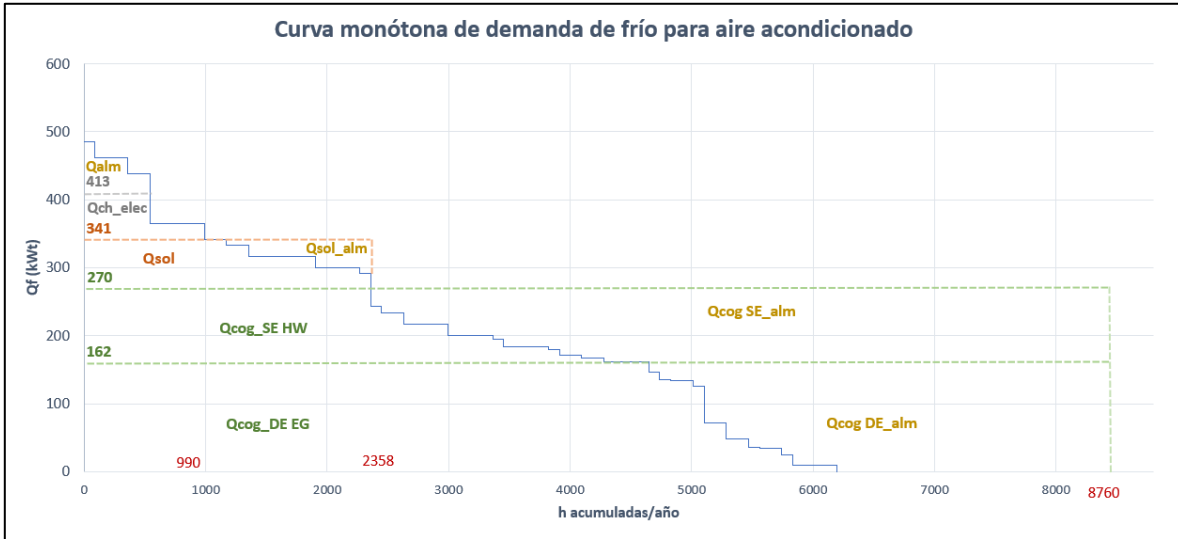
Escenario 3: Opción 3



Escenario 3: Opción 4



Escenario 3: Opción 5



ANEXO 5: Datos de Irradiación en Trujillo, Perú

Irradiación Normal Directa - DIN [Wh/m²]

Intervalo horario	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0 - 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 - 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 - 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 - 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 - 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 - 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 - 7	42	18	17	22	22	14	12	18	34	66	76	62
7 - 8	179	164	166	193	169	148	181	150	109	138	141	174
8 - 9	291	289	292	313	228	176	194	126	102	155	202	259
9 - 10	410	413	418	428	306	186	161	101	133	234	298	363
10 - 11	524	525	538	542	396	235	185	143	225	376	440	483
11 - 12	601	592	604	612	471	300	271	236	334	497	553	556
12 - 13	629	587	582	620	521	368	362	358	431	562	635	620
13 - 14	558	510	489	548	512	387	422	429	462	538	584	557
14 - 15	436	404	352	437	450	375	430	444	427	469	506	465
15 - 16	326	304	255	339	370	351	414	421	366	369	399	361
16 - 17	225	201	175	238	274	278	343	333	260	249	272	246
17 - 18	132	120	99	113	116	129	188	174	115	107	124	132
18 - 19	26	27	9	4	0	0	8	7	4	0	5	10
19 - 20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 - 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 - 22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 - 23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 - 24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma	4379	4154	3996	4409	3835	2947	3171	2940	3002	3760	4235	4288

ANEXO 6: Código EES para el balance energético de la alternativa final

"DATOS GENERALES Y CONSIDERACIONES"

Ed_max=110 [kW] "Potencia eléctrica máxima demandada"
Qf_max=486 [kW] "Potencia de frío máxima demandada"
Cp_a=4.18 [kJ/(kg*K)] "Calor específico del agua"
Cp_g=1.10 [kJ/(kg*K)] "Calor específico de gases"
n_ICaa=0.9 "eficiencia del intercambiador de calor agua-agua"
n_colec=0.76 "eficiencia colectores solares"
G=0.635 [kW/m2] "irradiancia normal directa, Trujillo"

"DATOS MCI MTU 6R400 GS E3066 D3"

E_MCI=128 [kW]
F_MCI=376 [kW]
Q_g=94 [kW]
Q_HT=120 [kW]

"Datos circuito HT"

T_HTi=100 [°C]
T_HTo=80 [°C]
 $Q_{HT}=m_{HT} \cdot (Cp_a \cdot (T_{HTi} - T_{HTo}))$

"Datos circuito gases de escape"

T_g=390 [°C]
T_go=110 [°C]
 $Q_g=m_g \cdot (Cp_g \cdot (T_g - T_go))$

$beta=(Q_g+Q_{HT})/E_{MCI}$

"DATOS CHILLER DE EG: WORLD ENERGY CHP005H"

Pn_DE=176 [kW]
COP_DE=1.47
Tho_DE=110 [°C]
Tcha_DE=7 [°C]
Tcha_i_DE=12 [°C]

"DATOS CHILLER SE HW: LG WC2H 008"

Pn_SE=258 [kW]
COP_SE=0.74
Thi_SE=90 [°C]
Tho_SE=70 [°C]
Tcho_SE=7 [°C]
Tchi_SE=12 [°C]
mhw_SE=(7.5/3.6) [kg/s]

"DATOS CHILLER ELEC: TRANE RTAC 140"

Pn_Chi_elec=148 [kW]
COP_Chi_elec=3.3
Tcho_elec=7 [°C]
Tchi_elec=12 [°C]
Qf_elec=Pn_Chi_elec

"IGUALDAD DE VARIABLES"

m1=m_g
m1=m2
m3=m_HT
m4=m3
m6=m7
m8=m9
m5=mhw_SE "Analizando el instante de cambio a máxima demanda"
m5=m6+m8
m10=m7+m9
m14=m15
m19=m16+m17+m18

T1=T_g
T2=Tho_DE
T3=T_HTi
T4=T_HTo
T5=Tho_SE
T6=T5
T8=T5
T13=Thi_SE
T10=T13
T7=T10
T9=T10
T10=T11
T12=T11
T15=80 [°C]
T14=100 [°C]
T18=Tcho_SE
T17=Tcha_DE

"BALANCE DE ENERGÍA INTERCAMBIADOR DE CALOR Q_HT"

n_ICaa*Q_HT=Qw1
Qw1=m7*Cp_a*(T7-T6)

"BALANCE DE ENERGÍA INTERCAMBIADOR DE CALOR Q_sol"

n_ICaa*Q_sol=Qw2
Qw2=m8*Cp_a*(T9-T8)
Q_sol=m14*Cp_a*(T14-T15)

Qrad*n_colec=Q_sol
Qrad=A_colec*G

"POTENCIA NOMINAL TOTAL PARA REFRIGERACIÓN"

Qf_N=Pn_DE+Pn_SE+Pn_Chi_elec

"POTENCIA MAX DE PRODUCCIÓN DE FRÍO CON EL CHILLER DE EG"

Qh_DE=m1*Cp_g*(T1-T2)
Qf_DE=Qh_DE*COP_DE

"POTENCIA MAX DE PRODUCCIÓN DE FRÍO CON EL CHILLER SE HW SIN EL TANQUE"

Qh_SE_1=m10*Cp_a*(T13-T5)
Qf_SE_1=Qh_SE_1*COP_SE "Evaluación inicial sin considerar el tanque"

"POTENCIA MAX ACUMULADA PARA REFRIGERACIÓN SIN EL TANQUE"

$$Qf_T1=Qf_DE+Qf_SE_1+Qf_elec$$

"APORTE DE CALOR DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO"

$$m13=m10+m12$$

$$Qst=(Qf_max-Qf_T1)/COP_SE$$

$$Vst=(Qst*h_op_st)/(p_a*Cp_a*DT) \text{ "volumen del tanque de almacenamiento"}$$

$$h_op_st=540 \text{ "tiempo de operación del tanque h/año"}$$

$$Vst=6.4$$

$$p_a=1000 \text{ [kg/m3] "densidad del agua"}$$

$$Cap_st=Vst*1000 \text{ "Capacidad del tanque en litros"}$$

"ESCENARIO DE COBERTURA DE LA DEMANDA MÁXIMA DE FRÍO"

$$Qf_SE=Qf_SE_1+(Qst*COP_SE)$$

$$Qf_SE=((m13*Cp_a*(T13-T5))*COP_SE)$$

$$Qf_cub=Qf_DE+Qf_SE+Pn_Chi_elec$$

"Cálculo de flujos de salida de agua fría"

$$Qf_DE=m17*Cp_a*(Tcha_i_DE-Tcha_DE)$$

$$Qf_SE=m18*Cp_a*(Tchi_SE-Tcho_SE)$$

$$Qf_elec=m16*Cp_a*(Tchi_elec-Tcho_elec)$$