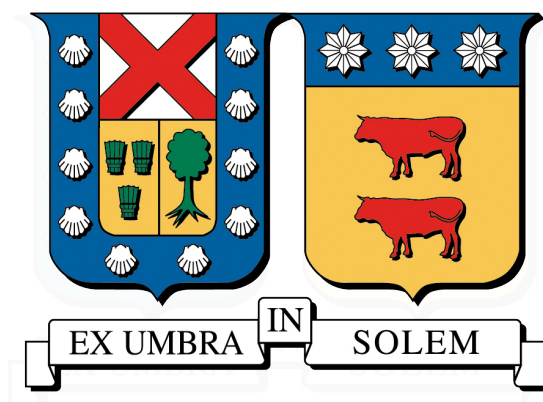


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
- CHILE



**ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE
RECUPERACIÓN DE CALOR RESIDUAL DESDE GASES DE
ESCAPE DE GRUPOS ELECTRÓGENOS DIÉSEL**

MIGUEL ALEJANDRO CORONADO SANZANA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : SR. JORGE CONTRERAS RODRÍGUEZ.
PROFESOR CORREFERENTE : SR. FREDY KRISTJANPOLLER RODRÍGUEZ.

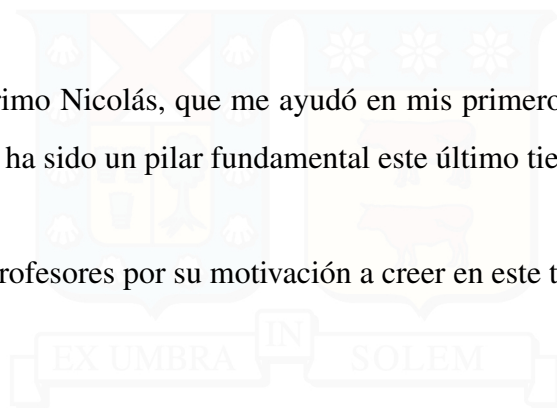
VALPARAÍSO, JUNIO 2019

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres y hermana, que han sido un apoyo incondicional en este largo camino.

Agradezco a mi primo Nicolás, que me ayudó en mis primeros años fuera de casa, a mi polola Bárbara que ha sido un pilar fundamental este último tiempo y a mis amigos.

Agradezco a mis profesores por su motivación a creer en este trabajo.





DEDICATORIA

*Dedicado a mis padres, por su apoyo y
cariño incondicional.*

RESUMEN

Existe una gran cantidad de sistemas de generación eléctrica y térmica para instalaciones en zonas extremas dentro del país, mediante grupos generadores que requieren de consumo de combustibles fósiles. Por lo cual, este trabajo estudia y tiene como objetivo la evaluación de confiabilidad de sistemas combinados de calor y energía eléctrica (CHP), con el fin de reducir el consumo de combustibles fósiles y trabajar en propuestas políticas de reducción de consumo energético a nivel país como es el caso de la política energética 2050. Considerando los parámetros más relevantes que influyen en la disponibilidad del sistema para suplir los distintos tipos de demanda de agua caliente de una instalación industrial o residencial.

En este trabajo, se clasifican los sistemas de calor y energía eléctrica y se modela sus índices de confiabilidad y disponibilidad, basado en un modelo de espacios de estado y método continuo de Markov, para obtener el índice de disponibilidad. Luego, en base a un caso aplicado y mediante la simulación de Monte Carlo, es posible obtener la disponibilidad del sistema según los requerimientos de la demanda en un periodo de evaluación en específico. Los resultados indican que la disponibilidad de los sistemas CHP se ve fuertemente influenciada por el perfil de demanda de agua caliente durante el día, donde aquellos perfiles térmicos distribuidos uniformemente durante el día poseen disponibilidades, reducciones de costos y emisiones de gases de efecto mucho mayores a aquellos perfiles de demanda de agua caliente que distribuyen su demanda en periodos cortos de tiempo durante el día. Además una de las consideraciones para aumentar la disponibilidad, la reducción costos y emisiones de gases de efecto invernadero en el suministro de agua caliente mediante el sistema combinado de calor y energía eléctrica es la inclusión de acumulador térmico.

ABSTRACT

There is a large number of electrical and thermal generation systems for installations in extreme areas within the country, through generating groups that require the consumption of fossil fuels. Therefore, this work studies and aims to assess the reliability of combined heat and power systems (CHP), in order to reduce the consumption of fossil fuels and work on policy proposals to reduce energy consumption at the country level, such as case of the 2050 energy policy. Considering the most relevant parameters that influence the availability of the system to supply the different types of hot water demand in a industrial or residential installation.

In this work, heat and electric energy systems are classified and their reliability and availability indexes are modeled, based on a model of state spaces and continuous Markov method, to obtain the availability index. Then, based on a case applied and through the Monte Carlo simulation, it is possible to obtain the availability of the system according to the requirements of the demand in a specific evaluation period. The results indicate that the availability of CHP systems is strongly influenced by the demand profile of hot water during the day, where those thermal profiles evenly distributed during the day have availability, cost reductions and much greater emissions of gases to those profiles of hot water demand that distribute their demand in short periods of time during the day. In addition, one of the considerations to increase availability, the reduction of costs and emissions of greenhouse gases in the hot water supply through the combined heat and power system is the inclusion of a thermal accumulator.

Índice de Contenidos

1. Introducción	1
1.1. Contexto	1
1.2. Problema de investigación	3
1.3. Objetivos	5
1.3.1. Objetivo General	5
1.3.2. Objetivos Específicos	5
2. Marco Teórico	6
2.1. Grupos electrógenos diésel	6
2.1.1. Eficiencia del grupo generador	8
2.2. Sistemas combinados de calor y energía eléctrica (CHP)	11
2.2.1. Tecnologías de recuperación de calor residual desde gases de escape	15
2.2.2. Efecto de las características de diseño en el rendimiento y confiabilidad de la unidad de recuperación de calor residual	17
2.2.3. Efecto de la temperatura diferencial en la confiabilidad del gas de escape	17
2.2.4. Emisiones de sistemas CHP	18
2.3. Fundamentos de Confiabilidad	20
2.3.1. Confiabilidad Clásica	20
2.3.2. Costo de ciclo de vida	21
2.3.3. Confiabilidad aplicada a sistemas	22
2.3.4. Distribución de Weibull	26
2.3.5. Modelo de confiabilidad	29
2.3.6. Disponibilidad de sistemas	34
2.4. Estrategias de mantenimiento	35
2.4.1. Mantenimiento Correctivo	36
2.4.2. Mantenimiento preventivo	36
2.4.3. Mantenimiento predictivo	37
2.4.4. Modelos de mantenimiento preventivo	37
2.4.4.1. Mantenimiento preventivo a fecha constante	37
2.4.4.2. Mantenimiento preventivo a edad constante	38
2.5. Metodología para análisis de confiabilidad	39
2.5.1. Técnica de frecuencia y duración	39
2.5.2. Método continuo de Markov	41

2.5.3. Metodología de simulación de Monte Carlo	44
3. Metodología	46
3.1. Modelamiento del sistema CHP	46
3.1.1. Configuración técnica de planta	46
3.2. Modelado de confiabilidad del sistema	49
3.2.1. Modelado de disponibilidad del sistema CHP	50
3.2.2. Procedimiento de simulación de Monte Carlo	54
4. Estudio de caso aplicable	59
4.1. Cálculo de disponibilidad del sistema	62
4.1.1. Método de espacio de estados y método continuo de Markov . . .	62
4.1.2. Simulación de Monte Carlo	63
4.2. Costos sistema de recuperación térmica	65
5. Análisis de Resultados	67
5.1. Disponibilidad sistema CHP	67
5.1.1. Análisis sin acumulador térmico	67
5.1.2. Análisis con acumulador térmico	71
5.2. Variación de la disponibilidad del sistema	76
5.2.1. Análisis sin acumulador térmico	76
5.2.2. Análisis con acumulador térmico	78
5.3. Comparación de resultados	80
6. Conclusiones	85
Bibliografía	88

Índice de Tablas

2.1. Emisiones de diferentes sistemas de generación en g/kWh. Fuente: (Rodríguez et al., 2016)	19
2.2. Comparación de configuraciones en stand-by. Fuente: (Arata, 2009)	33
2.3. Estados	43
4.1. Datos grupo generador diésel.	59
4.2. Datos Acumulador térmico.	59
4.3. Datos Caldera	60
4.4. Litros de Petróleo demandados para el grupo electrógeno y la caldera.	60
4.5. Tasas de falla (λ) y tasas de reparación (μ) del espacio de estado de Markov.	62
4.6. Probabilidad de cada Estado en el sistema CHP. Fuente: Obtenido mediante MATLAB.	63
4.7. Parámetros utilizados en simulación de Montecarlo.	64
4.8. Factor de demanda.	64
4.9. Consumo combustible en función de la carga.	65
4.10. Datos costo base.	65
4.11. Costo instalación sistema de recuperación térmica con acumulador térmico. Fuente: (Haghifam y Manbachi, 2011)	66
5.1. Estadísticas perfil térmico 1 sin acumulador térmico.	68
5.2. Estadísticas perfil térmico 2 sin acumulador térmico.	68
5.3. Estadísticas perfil térmico 3 sin acumulador térmico.	68
5.4. Estadísticas perfil térmico 4 sin acumulador térmico.	69
5.5. Estadísticas perfil térmico 5 sin acumulador térmico.	69
5.6. Estadísticas perfil térmico 6 sin acumulador térmico.	69
5.7. Estadísticas perfil térmico 1 con acumulador térmico.	72
5.8. Estadísticas perfil térmico 2 con acumulador térmico.	72
5.9. Estadísticas perfil térmico 3 con acumulador térmico.	72
5.10. Estadísticas perfil térmico 4 con acumulador térmico.	73
5.11. Estadísticas perfil térmico 5 con acumulador térmico.	73
5.12. Estadísticas perfil térmico 6 con acumulador térmico.	73
5.13. Resultados sistema CHP sin acumulador.	80
5.14. Resultados sistema CHP con acumulador.	80
5.15. Costo petróleo diésel en caldera con y sin acumulador térmico.	82

5.16. Litros de petróleo diésel ocupados por la caldera con y sin acumulador
térmico. 83



Índice de Figuras

1.1. Índice de consumo final de energía y PIB (BASE 1991=100). Fuente: Banco Mundial; Balance Nacional de Energía	2
2.1. Componentes constructivos del grupo electrógeno diésel	6
2.2. Balance energético de un grupo generador respecto del contenido energético en el combustible. Fuente: (Giangrandi, 2011)	9
2.3. Variación del balance energético en motores diésel en función de su nivel de carga (% de la potencia nominal). Fuente: (Doty y Turner, 2004)	10
2.4. Ciclo inferior. Fuente: (Giangrandi, 2011)	12
2.5. Ciclo superior. Fuente:(Giangrandi, 2011)	12
2.6. Módulo CHP. Fuente: (Rodríguez et al., 2016)	13
2.7. Implementación de sistema CHP en vivienda. Fuente: (Rodríguez et al., 2016)	14
2.8. Comparación del consumo con cogeneración con la generación tradicional. Fuente: (Rodríguez et al., 2016)	15
2.9. Esquema de recuperación de calor residual en grupos electrógenos diésel. Fuente:(Giangrandi, 2011)	16
2.10. Curva de costos globales. Fuente: (Arata, 2009)	22
2.11. Función de densidad de probabilidad de falla. Fuente: (Arata, 2009)	24
2.12. Curva de la bañera (Comportamiento de la tasa de falla). Fuente: (Arata, 2009)	25
2.13. Función de densidad de probabilidad de Weibull para varios valores de α y β . Fuente: (Arata, 2009)	27
2.14. Función de confiabilidad de Weibull para distintos valores de β . Fuente: (Arata, 2009)	28
2.15. Tasa de falla de Weibull λ_t en función del tiempo con distintos valores de β . Fuente: (Arata, 2009)	28
2.16. Diagrama RBD de sistema en serie.	30
2.17. Diagrama RBD de sistema en redundancia total.	31
2.18. Diagrama RBD de sistema en redundancia parcial.	31
2.19. Diagrama RBD de sistema en <i>Stand – by</i>	32
2.20. Diagrama RBD de sistema en redundancia parcial.	34
2.21. Diagrama del espacio de estados operación-falla-reparación-operación	40
2.22. Diagrama de espacio de estados de un sistema con dos elementos.	42

3.1. Esquema del sistema CHP desde el sitio de generación hasta el usuario final.	47
3.2. Configuración sistema CHP	48
3.3. Modelo simple del sistema CHP hasta el consumidor final	49
3.4. Diagrama de espacio de estados del sistema CHP.	51
3.5. Estados inaplicables en el sistema CHP	52
4.1. Perfiles diarios de demanda térmica. Fuente: (Araya et al., 2017)	61
5.1. Gráficos disponibilidad sin acumulador térmico.	70
5.2. Disponibilidad con acumulador térmico.	74
5.3. Disponibilidad por hora sistema sin acumulador.	76
5.4. Disponibilidad diaria sin acumulador térmico.	77
5.5. Disponibilidad por hora sistema con acumulador.	78
5.6. Disponibilidad diaria con acumulador térmico.	79
5.7. Disponibilidad con y sin acumulador.	81
5.8. Costos con y sin acumulador.	81
5.9. Costo petróleo diésel con y sin acumulador térmico.	82
5.10. Emisiones de CO_2 con y sin acumulador.	83

1 | Introducción

1.1. Contexto

En los últimos años, el contexto energético internacional está fuertemente marcado por la revolución tecnológica en energías renovables y tecnologías de eficiencia energética. Por otro lado, el aumento del consumo eléctrico, debido a la incorporación de electricidad a nuevas actividades, plantea desafíos en medidas de eficiencia energética y nuevos tipos de producción de energía sustentable para suplir la creciente demanda. Estas medidas energéticas de producción y eficiencia, permiten generar estrategias concretas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

La política energética en Chile fija sus pilares fundamentales en la visión de la energía como motor de desarrollo y crecimiento del país, con una visión hacia el año 2050 del sector energético basado en confiabilidad, inclusividad, competitividad y sostenibilidad como bases fundamentales. El desarrollo energético además debe estar fuertemente ligado al cuidado del medio ambiente, impulsando instalaciones energéticas renovables y desarrollando estrategias para abordar impactos medioambientales, ya que en Chile, el sector energético ha sido el sector con mayor participación en las emisiones de GEI, principalmente con el consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad.

El consumo y producción de energía ha aumentado considerablemente en el último tiempo, donde los factores más influyentes para este aumento corresponden al crecimiento económico mundial, incremento de la capacidad productiva de los países, aumento en

el sector de transporte y crecimiento de la población mundial. En base a esto, como se muestra en la Figura 1.1, entre los años 1997 y 2014, el consumo energético del país creció a una tasa de 2,5 % anual, donde en los últimos años Chile ha podido desacoplar el aumento del PIB y el consumo energético, logrando disminuir esta tasa, debido a las estrategias de eficiencia energética generadas.

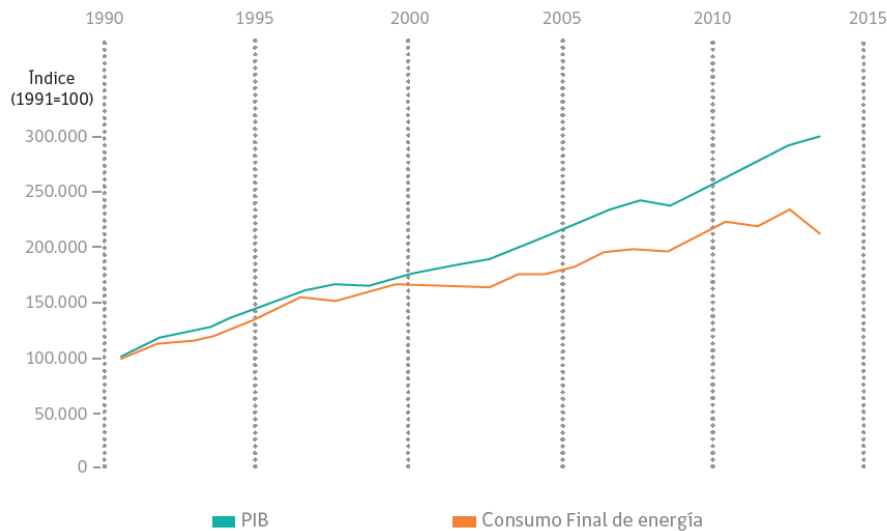


Figura 1.1: Índice de consumo final de energía y PIB (BASE 1991=100).
Fuente: Banco Mundial; Balance Nacional de Energía

La política energética constituye un elemento clave para alcanzar las metas propuestas para el año 2050, en base a esto, el lineamiento más influyente para realización de esta tesis corresponde al lineamiento 5 de la política energética 2050, que consiste en: *"Promover un sistema inteligente de producción y gestión descentralizada de la energía para sectores residencial, público y comercial, no sólo para usuarios particulares, sino también para cooperativas, municipalidades y organizaciones interesadas."* En base a esto, se logra estudios de caracterización de demanda de cada tipo de cliente por zonas geográfica, evaluación de potenciales costos y beneficios de descentralización de la energía.

1.2. Problema de investigación

El aumento del consumo de energía a nivel mundial ha generado efectos transversales en varios ámbitos dentro del planeta, uno de ellos es el cambio climático, que es un campo de investigación complejo y en evolución constante. Una de las herramientas de mitigación o reducción de gases de efecto invernadero (GEI) usadas en la actualidad para combatir el cambio climático es la eficiencia energética (Poveda, 2007), permitiendo la reducción del costo energético y emisiones de CO_2 en la generación de energía y dando paso a innovación tecnológica en un sin fin de áreas (Knight, 2005), como lo es la co-generación, que corresponde a la generación simultánea de energía eléctrica y calor útil mediante un único proceso de consumo energético primario.

Si bien las energías renovables todavía no son capaces de reemplazar los combustibles fósiles para la generación de energía, estos combustibles son limitados, cada vez más costosos y al momento de ser quemados para generar electricidad y/o calor, emiten una gran cantidad de dióxido de carbono impactando directamente en el cambio climático del planeta, por lo que se hace necesario utilizar de forma eficiente estos combustibles, evitando desperdicios de energía innecesarios al momento ocupar un motor primario como es el caso del grupo electrógeno diésel estacionario (Kates y Luck, 1982). Debido a esto, existe el concepto de sistemas combinados de calor y energía eléctrica o CHP (*Combined Heat and Power*), que corresponde a la generación simultánea de energía eléctrica y calor útil a partir de un único proceso de consumo energético primario, donde es recuperado el calor residual y utilizado en una infinidad de procesos dentro de la industria (Koh, 2014). Además, la recuperación de calor residual se hace fundamental por razones económicas y debido a las crecientes restricciones medio ambientales impuestas, están siendo acompañadas de incentivos económicos a proyectos de recuperación de calor con el fin de reducir el consumo de energías primarias contaminantes.

Uno de los aspectos importantes en los sistemas combinados de calor y energía eléctrica es el continuo mantenimiento y el servicio regular para asegurar disponibilidad de sus

equipos y lograr de forma eficaz la recuperación de calor residual en equipos industriales (Pinos Guillén, 2016), disminuyendo costos de consumo de combustibles fósiles y reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero (DoE, 2008). Como menciona Moubray (2004) acerca de la mantenibilidad en equipos: “es un enfoque sistemático para diseñar planes que eleven la confiabilidad operacional de los equipos con un mínimo costo y riesgo, el objetivo primario es conservar la función del sistema antes que del activo”.

En base a lo anterior, el cálculo de confiabilidad de los sistemas CHP desempeña un papel fundamental en los estudios de factibilidad técnica y económica, los gastos operativos y la programación óptima de mantenimiento de estos sistemas (Haghifam y Manbachi, 2011). Por lo tanto, un factor importante para sistemas de recuperación de calor residual desde los gases de escape de grupos electrógenos diésel es la confiabilidad de sus equipos, con el fin de otorgar la función continua del proceso de generación de energía eléctrica y recuperación de calor, evitando tiempos muertos y fallas durante el proceso, para aumentar la eficiencia energética total del sistema tanto de generación de energía como de recuperación de calor residual (Marcelo y César, 2016). Según esto, se hace necesario realizar un estudio técnico y económico que responda a la pregunta: ¿qué tan factible y qué parámetros se deben considerar para la implementación de sistemas combinados de calor y energía eléctrica basados en la confiabilidad total del sistema, para suplir de forma óptima la demanda eléctrica y térmica de una instalación y aumentar la eficiencia energética?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Estudio del efecto de la confiabilidad en la evaluación técnica, económica y ambiental de sistemas de recuperación de calor residual desde gases de escape de grupos electrógenos diésel.

1.3.2. Objetivos Específicos

Desarrollar un marco teórico que permita enlazar la confiabilidad con los sistemas combinados de calor y energía eléctrica.

Proponer una metodología para el cálculo de la confiabilidad del sistema de recuperación térmica.

Determinar los parámetros requeridos y proponer un cálculo de confiabilidad mediante un modelo matemático utilizando software MATLAB.

Formular caso base, evaluando su viabilidad técnica, económica y ambiental en base al modelo matemático propuesto.

Análisis de resultados obtenidos, conclusiones y proponer mejoras futuras.

2 | Marco Teórico

2.1. Grupos electrógenos diésel

Un grupo electrógeno es una máquina compuesta por un motor de combustión interna y un generador eléctrico como se muestra en la Figura 2.1. Generalmente se utiliza para suplir la demanda energética de una instalación o como plantas eléctricas de emergencia.

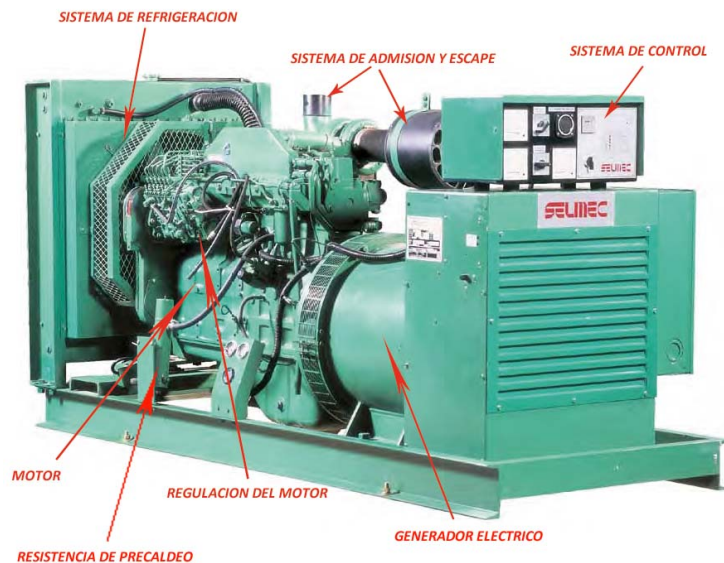


Figura 2.1: Componentes constructivos del grupo electrógeno diésel

El grupo electrógeno o generador, se compone por lo siguientes elementos:

- **Motor:** Corresponde a la fuente de energía mecánica que permite la generación de electricidad mediante el alternador. Pueden ser motores de gasolina, diésel o gas.

- **Regulación del motor:** Corresponde a un dispositivo diseñado para mantener la velocidad constante del motor, según la carga. La variación de la velocidad del motor incide con la frecuencia de potencia de salida ya que la velocidad del motor se relaciona directamente con la frecuencia de salida del alternador.
- **Sistema eléctrico del motor:** Compuesto por el motor de arranque eléctrico, baterías y sensores de alarma. Cuenta generalmente con manocontacto de presión de aceite, termoccontacto de temperatura y un contacto en el alternador de carga del motor, permitiendo detectar alguna falla de carga de la batería.
- **Sistema de refrigeración del motor:** Puede ser en base a agua o aceite, también puede ser refrigeración por aire, que consiste en un ventilador que hace circular aire frío por todo el motor para enfriarlo.
- **Alternador:** Componente que genera la salida de la energía eléctrica, se encuentra acoplado al motor.
- **Bancada y depósito de combustible:** Es usualmente de acero y es sobre lo que se encuentra acoplado el motor y el alternador, incluye también el depósito de combustible, que posee una capacidad estándar mínima de 8 horas a plena carga. Para el caso de uso continuo debe contar con depósitos de reserva.
- **Aislamiento de vibración:** Compuesto por tacos antivibraciones que minimizan vibraciones generadas por el motor y alternador, su ubicación generalmente es entre la base del motor, del alternador, del cuadro de mando y la bancada.
- **Silenciador:** Permite minimizar el ruido provocado por el motor.
- **Sistema de control:** Permite realizar el seguimiento y control al funcionamiento del generador.
- **Interruptor automático de salida:** Permite proteger mediante control manual al generador.

2.1.1. Eficiencia del grupo generador

La eficiencia de un grupo generador $\eta_{\text{generador}}$, se mide como la razón entre la potencia o energía útil de salida y la potencia que ingresa al grupo generador.

$$\eta_{\text{generador}}(\%) = \frac{\text{Potencia (energía eléctrica) de salida}}{\text{Potencia (energía) de entrada (combustible)}} \cdot 100 \quad (2.1)$$

Donde la potencia de salida o energía útil de salida corresponde a la potencia eléctrica entregada por el generador y la potencia de entrada corresponde a la contenida en el combustible consumido $Q_c(kW)$, donde interviene el poder calorífico del combustible. Por convención internacional se ha privilegiado para medir la eficiencia de un motor de combustibles gaseosos el uso del calor específico inferior (Low Heating Value) y para motores de combustibles líquidos se utiliza el poder calorífico superior (High Heating Value) para poder determinar la eficiencia del motor.

Por lo tanto, teniendo una expresión a una condición instantánea o promedio respecto a una base de tiempo similar:

$$Q_c(kW) = \frac{m_c(l/h) \cdot HHV(MJ/l)}{3,6} \quad (2.2)$$

$$Q_c(kW) = m_{ce}(gr/kWh) \cdot HHV(MJ/l) \cdot \frac{X(\%) \cdot P_n(kW)}{3,6 \cdot 850 \cdot 100} \cdot k_c \quad (2.3)$$

$$Q_c(kW) = 0,127 \cdot 10^{-3} \cdot m_{ce}(gr/kWh) \cdot k_c \cdot X(\%) \cdot P_n(kW) \quad (2.4)$$

Añadiendo la ecuación 2.4, en función del punto de operación y la potencia nominal, queda de la siguiente manera:

$$\eta_{\text{generador}}(\%) = \frac{X(\%) \cdot P_n(kW)}{Q_c(kW)} \quad (2.5)$$

$$\eta_{\text{generador}}(\%) = \frac{X(\%) \cdot P_n(kW)}{0,127 \cdot 10^{-3} \cdot m_{ce}(gr/kWh) \cdot k_c \cdot X(\%) \cdot P_n(kW)} \quad (2.6)$$

$$\eta_{\text{generador}}(\%) = \frac{1000}{0,127 \cdot m_{ce}(\text{gr/kWh}) \cdot k_c} \quad (2.7)$$

La ecuación 2.7 incluye la no linealidad observada en el consumo específico variando según tipo y tamaño de equipo, como en el factor de corrección k_c . Según la expresión, se aprecia mayor eficiencia en equipos de mayor tamaño, debido a consumos específicos menores, generando mayor eficiencia los de tamaño mayor y de menor velocidad. Disminuyendo su eficiencia en forma no lineal al alejarse de carga plena (Giangrandi, 2011).

Para grupos electrógenos entre 50 y 2000 kVA, la eficiencia particular del generador en función de su nivel de carga (Segaser, 1978), es una función cuadrática. Estas eficiencias están afectadas en su mayoría por pérdidas por calentamiento y roce. Tomando en consideración los efectos de la eficiencia del proceso de combustión y la eficiencia de conversión de energía mecánica en el eje a energía eléctrica en los bornes de un generador, como menciona Segaser (1978) acerca de la eficiencia de un grupo generador: "la mayor eficiencia de un grupo generador se obtiene en un punto de trabajo cercano a la potencia nominal".

Actualmente, considerando grupos generadores con motores de combustión interna, los de menor tamaño y mayor velocidad son los menos eficientes con rendimientos entorno al 33 % al 35 %, mientras que los de mayor capacidad y menor velocidad nominal poseen un rendimiento del 36 % al 38 %.

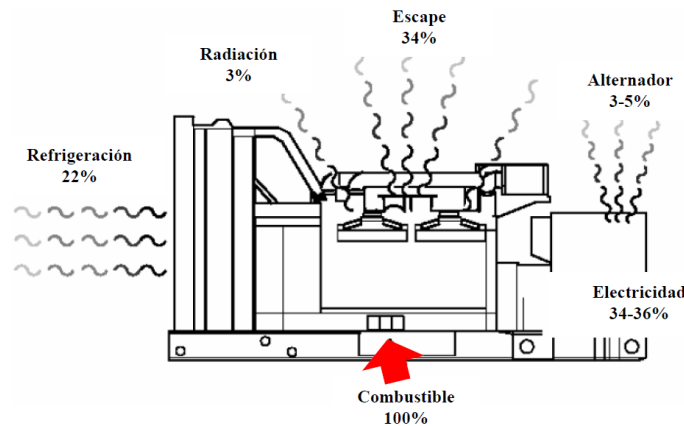


Figura 2.2: Balance energético de un grupo generador respecto del contenido energético en el combustible. Fuente: (Giangrandi, 2011)

En cuanto a la recuperación de calor residual según la Figura 2.2, los excedentes térmicos aprovechables del grupo electrógeno de combustión interna con combustible líquido se distribuyen en los flujos relativos a la combustión, lubricación, refrigeración y componentes internos del motor. Donde cerca de un tercio de la energía suministrada como combustible es convertida a electricidad y el resto corresponde a pérdidas en forma de calor residual hacia el medio ambiente, las cuales pueden ser aprovechables.

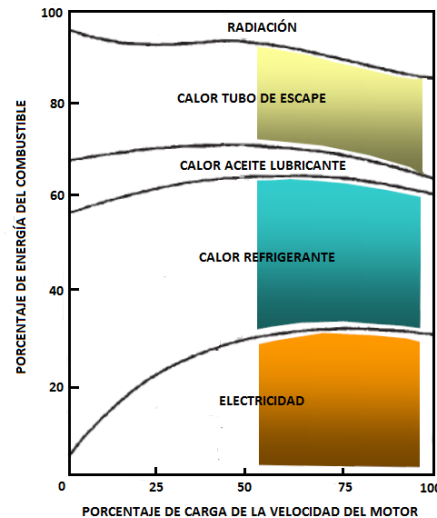


Figura 2.3: Variación del balance energético en motores diésel en función de su nivel de carga (% de la potencia nominal). Fuente: (Doty y Turner, 2004)

Del balance típico de un grupo electrógeno diésel (Doty y Turner, 2004), se obtiene que los flujos térmicos relevantes y aprovechables en la modelación técnica de un sistema de recuperación de calor son los gases de escape y el calor en el circuito de refrigeración, donde se concentra casi el 60 % de la energía total contenida en el combustible como se muestra en la Figura 2.3 y de las cuales es posible aprovechar mediante un sistema de recuperación residual aumentando la eficiencia energética del sistema y aprovechando el combustible suministrado.

Por otro lado, cerca de un tercio de la energía que ingresa a un motor de combustión interna en forma de combustible es disipada en los gases de escape. Para diversas velocidades y potencias nominales, la temperatura de los gases de escape oscila entre los 320 °C y los 500°C (aproximadamente 600 °F - 930 °F) siendo más fríos los gases en mo-

tores más lentos y de mayor tamaño (Cuadros Quispe, 2014), debido a su eficiencia en la combustión. Para evitar condensación en los productos de la combustión del diésel, la temperatura de los gases no debe bajar de 177°C (350°F) en el proceso de intercambio térmico y recuperación de calor.

Como se aprecia en la Figura 2.3, la disipación de calor mediante los gases de escape es la que genera mayor pérdida de calor en función de la energía del combustible suministrada al grupo electrógeno diésel. El flujo másico de gases de escape es distinto para equipos que poseen diferentes potencias nominales, siendo creciente en función de la potencia nominal. Se puede estimar el flujo másico a partir del aire de admisión, considerando que la masa de aire que ingresa al motor es la misma que sale por el escape, donde la masa de aire de entrada puede ser obtenida a partir del caudal de admisión, considerando la densidad estándar del aire.

2.2. Sistemas combinados de calor y energía eléctrica (CHP)

La implementación de sistemas de generación distribuida y sistemas combinados de calor y energía eléctrica (CHP) en industrias, edificios y viviendas, ocupa un rol esencial en la mejora de la eficiencia energética y la gestión del aumento de la demanda energética mundial. Estos sistemas se clasifican principalmente en dos grupos, que son sistemas de ciclo inferior y ciclo superior, siguiendo una secuencia energética en cada caso, donde no influye en tipo de máquina motriz o combustible.

En el **ciclo inferior**, como se muestra en la figura 2.4, la energía contenida en el combustible se transforma mediante una caldera en calor útil para un proceso en específico. El calor perdido en el proceso se utiliza para producir energía mecánica en el eje de una turbina, mediante un medio auxiliar, generando energía eléctrica, la que es utilizada para el mismo proceso o exportada a las redes de distribución.

El sistema combinado de calor y energía eléctrica, considerando el grupo electrógeno

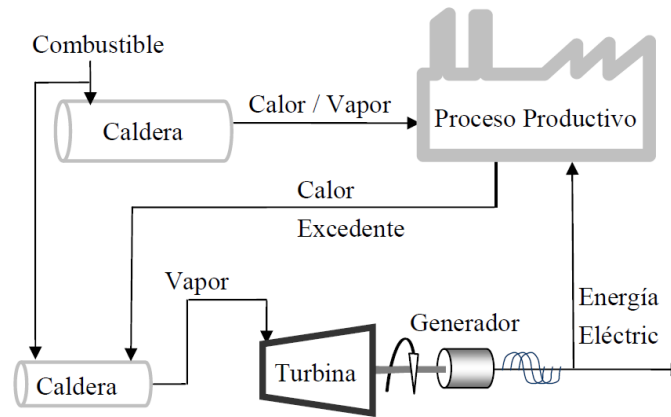


Figura 2.4: Ciclo inferior.
Fuente: (Giangrandi, 2011)

y el recuperador de calor, corresponde al **ciclo superior**, que se muestra en la Figura 2.5, donde la energía de un tipo de combustible, en este caso combustible diésel, es transformada en la producción de energía eléctrica para un proceso productivo en específico, mediante una determinada máquina motriz y su correspondiente generador (grupo electrógeno diésel). En base a esta producción eléctrica, el calor excedente del proceso de combustión como excedentes térmicos residuales en gases de escape y el circuito de refrigeración en la máquina es recuperado mediante transferencia de calor y utilizado en otro proceso productivo.

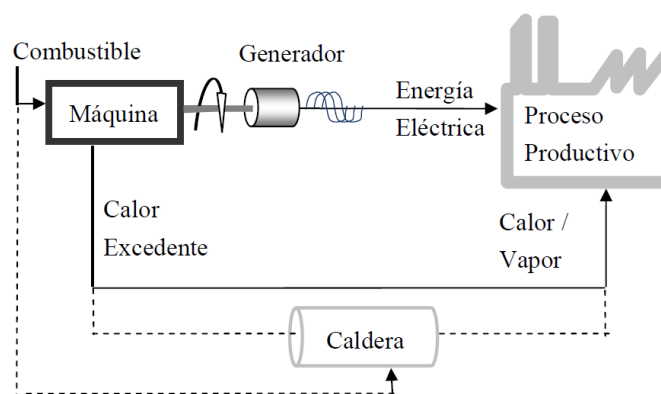


Figura 2.5: Ciclo superior.
Fuente: (Giangrandi, 2011)

La generación de electricidad en plantas tradicionales, no es un proceso energética-

mente eficiente, ya que en general solo es posible convertir una tercera parte de la energía potencial del combustible en electricidad, mientras que gran parte del subproducto de la generación de electricidad es calor, que es liberado al ambiente circundante, generando pérdida energética.

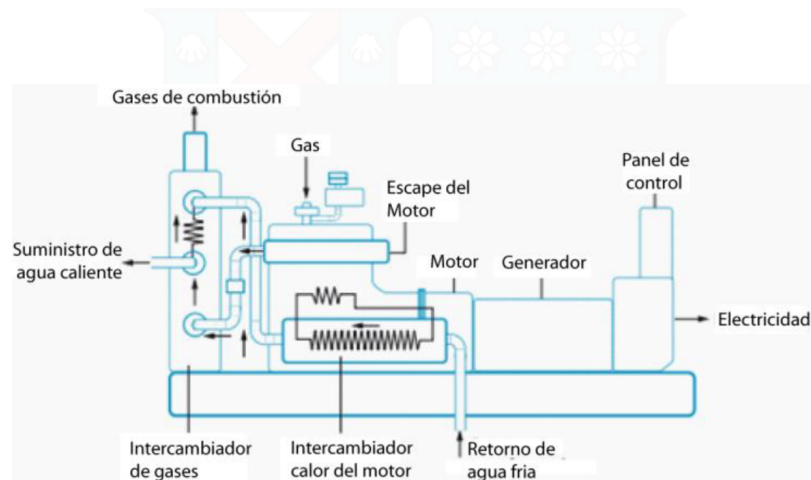


Figura 2.6: Módulo CHP.

Fuente: (Rodríguez et al., 2016)

Un sistema CHP puede producir simultáneamente energía eléctrica y térmica a partir de un único combustible, como se muestra en la Figura 2.6, presentando una eficiencia total mucho mayor debido a que permiten la reutilización del calor residual producido, en algún otro proceso como calefacción o suministro de agua caliente y están compuestos principalmente por:

- **Subsistema de generación de electricidad:** Que incluye un motor primario, como un motor de gas natural o diésel o una turbina de gas junto con un alternador u otras tecnologías de motor primario.
- **Subsistema de distribución de combustible:** Que corresponde a una red de suministro de gas o diésel como combustible para el motor primario.
- **Subsistema de generación de calor:** En sistemas CHP generalmente incluye intercambiadores de calor tales como intercambiadores de calor motor o escape, calderas y otros.

- **Subsistema de suministro de agua:** Cuando hay tecnologías que requieren agua para enfriamiento, como motores de gas, diésel o turbinas de gas.
- **Red de suministro de agua caliente al consumidor:** Suministro de agua caliente para un usuario final.

Los sistemas combinados de calor y energía eléctrica que utilizan motores de combustión interna alternativos presentan mayor flexibilidad de funcionamiento, respondiendo a las variaciones de potencia, sin que se produzca un mayor incremento en el consumo específico del motor.

Por lo general, el subsistema de generación de electricidad utiliza gas, gasóleo o fuel-oil como combustible donde sus propiedades varían en términos de costos, efectos ambientales, facilidad de transporte, almacenamiento y periodo de vida útil. Esto permite la generación de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y el aprovechamiento del circuito de refrigeración de alta temperatura del motor. Un diagrama del sistema CHP en una vivienda se muestra en la Figura 2.7, donde el suministro de energía eléctrica se suple mediante el generador y la electricidad comercial, mientras que calefacción mediante el recuperador de calor residual (intercambiador de calor).

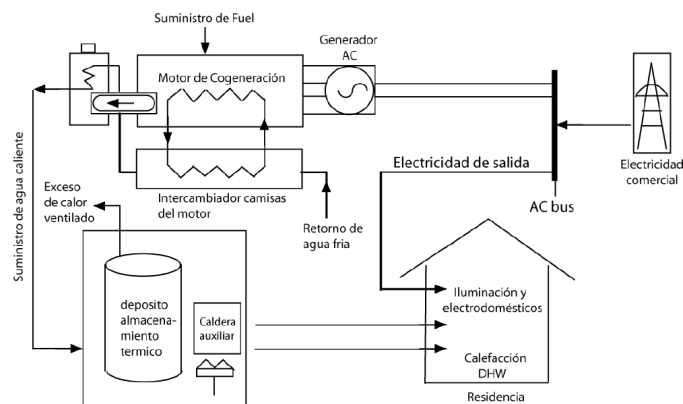


Figura 2.7: Implementación de sistema CHP en vivienda.

Fuente: (Rodríguez et al., 2016)

Una de las ventajas de los sistemas combinados de calor y energía eléctrica conformados por grupos electrógenos e intercambiadores de calor, es que por su reducido tamaño

pueden estar cerca de los puntos de consumo, por lo que se eliminan las pérdidas energéticas de transmisión y distribución como lo son las plantas generadoras tradicionales.

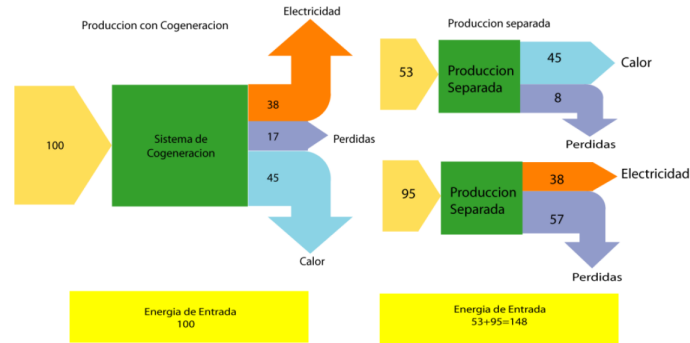


Figura 2.8: Comparación del consumo con cogeneración con la generación tradicional.

Fuente: (Rodríguez et al., 2016)

Actualmente, estos sistemas poseen un modelo de balance neto que les permite suministrar a la red eléctrica los excedentes de la producción en caso de ser mayor que la potencia de demanda, lo que convierte a estos sistemas muy rentables, como se aprecia en la Figura 2.8, que representa la diferencia de energía necesaria para satisfacer demanda eléctrica y térmica en base a cogeneración y generación de energía tradicional.

2.2.1. Tecnologías de recuperación de calor residual desde gases de escape

Teóricamente es posible utilizar en forma ilimitada el calor generado en un proceso, asumiendo su costo solo una vez, el calor recuperado no se compra de nuevo, no consume energía primaria y no contamina (González, 2017). La recuperación de calor residual implica la transferencia de calor que ocurre por tres diferentes mecanismos: radiación, conducción y convección. Este calor recuperado de un proceso por la combustión de un combustible o alguna reacción química es ocupado en diferentes procesos, mejorando la eficiencia energética de cualquier organización. Se estima que entre el 20 % al 50 % de la energía utilizada en cualquier proceso se pierde en procesos industriales en forma de gases de escape calientes, pérdidas de calor por radiación y dentro del agua de refrigeración.

Se conocen tres fuentes de calor residual: gases de combustión, flujos de productos y caudales de agua, de los cuales los estudiados para la recuperación de calor residual desde grupos electrógenos diésel son los gases de combustión, que poseen temperaturas relativamente elevadas. La energía de estos tipos de calores residuales se puede recuperar y utilizar básicamente de tres maneras distintas: producción de trabajo mediante expansores directamente accionados o mediante sistemas térmicos; calefacción de procesos y edificios mediante el uso de intercambiadores de calor. Los productos que se pueden obtener mediante este método de recuperación de calor residual desde grupos electrógenos diésel, son agua caliente (u otro fluido) y vapor saturado, como muestra el esquema de la Figura 2.9.

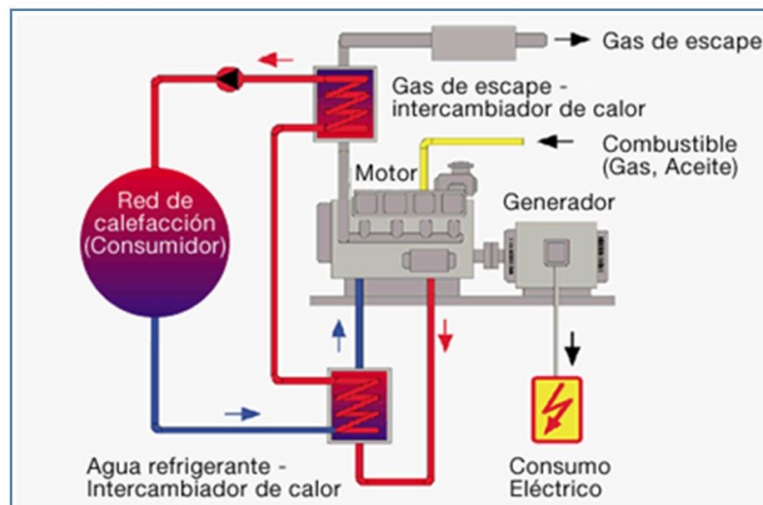


Figura 2.9: Esquema de recuperación de calor residual en grupos electrógenos diésel.

Fuente:([Giangrandi, 2011](#))

Los componentes principales para un sistema de recuperación de calor residual desde gases de escape son:

- Intercambiadores de calor para líquido/líquido.
- Intercambiadores de calor para líquido/gas.
- Piping, estanques de expansión, válvulas de control e instrumentos.

Para evaluar el calor transferible y la eficiencia total de la planta de recuperación de calor, se debe conocer el comportamiento de las temperaturas, flujos, densidad y calor específico en gases de escape en función de la potencia nominal P_n del grupo generador a evaluar y su nivel de carga X (%).

2.2.2. Efecto de las características de diseño en el rendimiento y confiabilidad de la unidad de recuperación de calor residual

Para aumentar el rendimiento de recuperación de calor en equipos de cogeneración o unidades de recuperación de calor residual, se aplican técnicas pasivas, activas o una combinación de ambas técnicas ([Akpinar, 2006](#)). La técnica de mejora pasiva consiste en mejorar características del dispositivo tales como optimización de geometrías del equipo, configuración, formas, tipos de material que aumenten los coeficientes totales de transferencia de calor del equipo de cogeneración. En cuanto a las técnicas de mejora activas son logradas mediante una provisión de energía de flujo adicional, aumentando caudal másico del fluido o un aumento de la temperatura de la fuente de calor.

Estas técnicas ya sea de forma combinada o individual proporcionan aumentos significativos en el rendimiento de las unidades de recuperación de calor residual, las que mediante evaluaciones económicas proporcionan el modelo de funcionamiento óptimo de cada equipo de cogeneración aprovechando de mejor manera la energía del combustible suministrada al equipo de generación.

2.2.3. Efecto de la temperatura diferencial en la confiabilidad del gas de escape

Las unidades de recuperación de calor residual poseen una gran cantidad de fallas causadas principalmente por efectos térmicos dañinos o reacciones químicas perjudiciales dentro del ciclo, donde más del 80 % de las piezas de presión como tubos fallan al recuperar el calor residual ([Dooley et al., 2005](#)).

En cuanto a las fallas derivadas de efectos térmicos son causadas principalmente por diferencias de temperatura adversas dentro de la unidad de recuperación durante el arranque, operación o al apagar el equipo y han sido encontradas comúnmente en componentes del recuperador de calor residual como tubos de intercambio de calor, uniones de tubo a cabecera, soldaduras y curvas de tubos ([Zamanzadeh et al., 2007](#)).

Los efectos térmicos dañinos debido a diferenciales de temperatura generan expansiones en los componentes, afectando su geometría y dimensiones que están fuertemente influenciadas por la conductividad térmica del material, coeficientes de expansión térmica y el flujo al que se somete causando tensiones térmico-mecánicas ya sea a nivel local como global y contribuyendo posteriormente a fatiga térmica del material y también a factores de fatiga química como agrietamiento de sus componentes o corrosión bajo tensión que se genera por reacciones químicas perjudiciales en los tubos de escape.

Debido a esto, es indispensable proponer políticas que permitan prevenir estos daños en las unidades de recuperación de calor residual comprendiendo e incorporando características en el diseño de estos equipos referidos a su geometría y dimensión, aplicando intervenciones preventivas y correctivas de cada componente del equipo, que permita minimizar diferenciales de temperatura significativos generados y finalmente aumente la confiabilidad y disponibilidad total del sistema de recuperación de calor residual desde grupos electrógenos diésel ([Mastronarde, 1982](#)).

2.2.4. Emisiones de sistemas CHP

Un factor técnico a considerar en la implementación de una planta de cogeneración es el impacto medioambiental, debido a que diseños y modelamientos especiales mediante condiciones de funcionamiento apropiadas permiten disminuir considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero.

En la Tabla [2.1](#), se muestran las distintas emisiones de NO_x , SO_2 , CO_2 y CO netas, es decir, después de considerar el aprovechamiento térmico, en base a distintos sistemas de

Sistema generación	NO_x	SO_2	CO_2	CO
Turbina de gas	1,9	-	280	0,1
Ciclo combinado	1,9	-	280	0,1
Motor de gas	0,8	-	240	530
Motor de fuelóleo	7,2	3	530	1,6
Central convencional de gas	6,6	-	470	0,1
Central de carbón	3,4	15	1200	1

Tabla 2.1: Emisiones de diferentes sistemas de generación en g/kWh.

Fuente: (Rodríguez et al., 2016)

generación. En términos generales, las turbinas a gas producen menor contaminación para el mismo combustible en todos los contaminantes típicos, en cuanto a los motores diésel, las concentraciones de NO_x son unas 5 o 10 veces más contaminantes. El porcentaje de óxido de azufre se condiciona a la composición del combustible y puede disminuir usando combustibles con menores índices de azufre. La proporción de monóxido de carbono e hidrocarburos está condicionada por el combustible y el tipo de máquina utilizada.

2.3. Fundamentos de Confiabilidad

2.3.1. Confiabilidad Clásica

Debido a las crecientes exigencias del mercado y sus repentinos cambios en las últimas décadas, se han incorporado nuevas técnicas de gestión de operaciones para el mejoramiento de los sistemas productivos actuales, lo que ha permitido consolidar la productividad, aumentar la velocidad de respuesta y calidad de sus productos y/o servicios, generando una mejor imagen corporativa de la empresa.

Una nueva técnica de gestión de operaciones es la confiabilidad, que busca resolver problemas referidos al aumento acelerado en la cantidad y variedad de activos físicos que deben ser mantenidos en una industria, equipos con diseños complejos, tecnologías nuevas y gestión de fallas de instalaciones o equipos que provocan costos globales elevados, por lo cual se requiere identificar los costos relacionados al ciclo de vida de una instalación o equipo en particular.

La confiabilidad como concepto es *"la probabilidad de ocurrencia a trabajar sin fallas durante un determinado período o lapso de tiempo t y bajo condiciones ambientales dadas"* (Arata, 2009) y es una herramienta para predecir el comportamiento operacional, teniendo como objetivo minimizar el costo global de una operación industrial durante todo el ciclo de vida. Está relacionada a sistemas y componentes que trabajan bajo ciertas condiciones de operación y para cuantificarlo es necesario que sea fijado de forma irrefutable y clara el criterio que determina si el elemento funciona o no, estableciendo las condiciones ambientales y de utilización y por último, definiendo el intervalo de tiempo durante el cual se requiere que el elemento, equipo o instalación funcione.

2.3.2. Costo de ciclo de vida

Esta gestión operacional considera además de los costos tradicionales como costos de inversión y operación, costos no tradicionales dentro de la evaluación económica, como lo son los costos no operacionales, que están asociados a costos ocultos que se relacionan directamente con el funcionamiento de una instalación. Además de considerar costos tradicionales y no tradicionales, también considera costos de mantenimiento, obteniendo una mayor seguridad de funcionamiento, con el fin de reducir los costos de operación, lo que se conoce como *Life Cycle Cost (LCC)* o análisis de costos durante todo el ciclo de vida (Arata, 2009).

El objetivo de la teoría de confiabilidad es predecir el comportamiento operacional para reducir el costo global de una operación durante el ciclo de vida completo, considerando costos ocultos relevantes como el *costo de ineficiencia*, que corresponde al costo provocado por fallas o detenciones no programadas de algún equipo o instalación, generando problemas con su capacidad productiva que pueden ocasionar pérdidas al dejar de producir lo que se planificó en un principio. Donde podemos definir el costo de ineficiencia (C_i) en la siguiente ecuación:

$$C_i = C_f * T \quad (2.8)$$

Donde T es el tiempo de detención y C_f es el costo de falta, que generalmente tiene dos valores que corresponden a detenciones pequeñas y detenciones mayores, y se definen como la diferencia entre lo que se deja de facturar o vender (F) y los costos variables (C_v) que se dejan de gastar durante el lapso de tiempo de detención T .

$$C_f = F - C_v \quad (2.9)$$

Al aumentar el grado de confiabilidad se disminuyen los costos inherentes a las fallas y a los costos de mantenimiento, que genera un aumento en los costos asociados a recambios de piezas y los costos derivados de la falta de productividad o también conocido como costo de ineficiencia.

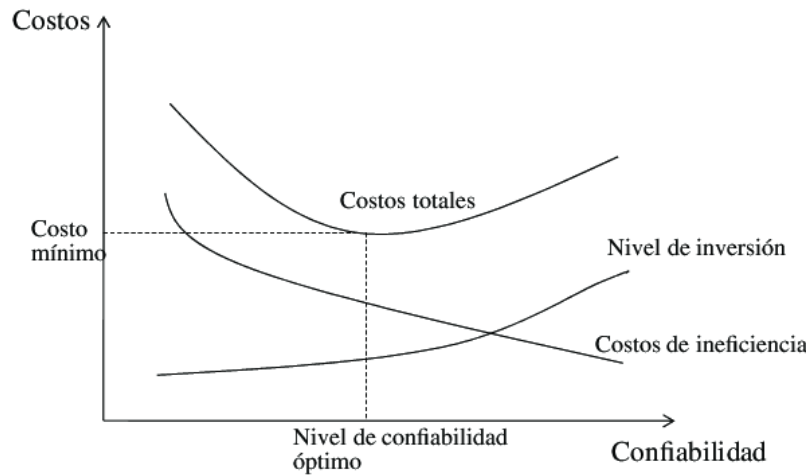


Figura 2.10: Curva de costos globales. Fuente: (Arata, 2009)

Por lo que el costo asociado a la confiabilidad aparece como la suma de los costos mencionados anteriormente, donde se aprecia que la función posee un mínimo que corresponde al óptimo de confiabilidad. El costo global se puede definir en la ecuación 2.10, incluyendo todos los costos que influyen.

$$\text{Costo Global} = \text{Inversión} + [\text{Ejercicio} + (1 - A) \cdot H \cdot Ci] \cdot Fa \quad (2.10)$$

Donde:

- A: Disponibilidad del sistema.
- H: Tiempo de operación en cada período de evaluación.
- Ci: Costo de ineficiencia por unidad de tiempo.
- Fa: Factor de actualización de los flujos operacionales.

2.3.3. Confiabilidad aplicada a sistemas

En un equipo o instalación industrial, el modo de falla no siempre es el mismo y no se puede asignar a una condición preestablecida ni a una causa completamente conocida, comportándose de forma variable cambiando según las características propias de cada

componente o instalación. Lo que se puede corroborar al analizar distintas fallas en equipos similares de una instalación en condiciones de operación equiparables.

Uno de los aspectos importantes en confiabilidad es la determinación de las fallas en los equipos a estudiar, donde encontramos fallas de fácil asignación a las causas que las provocaron, estudiándolas y solucionándolas a través del control de hechos llegando a la raíz del problema y fallas por causas propias del componente, equipo o sistema que requieren de un análisis más complejo, estableciendo el tiempo como una variable esencial que provoca este comportamiento.

En base a esto y la definición de confiabilidad, se obtiene que un componente, equipo o sistema puede estar en dos estados posibles: en funcionamiento o en falla (detenido). Pero no siempre es posible asignar solo dos estados, ya que pueden existir estados intermedios donde se logra un cumplimiento parcial de la operación como es el caso de sistemas mecánicos, donde puede funcionar, pero no con la capacidad óptima para la que fue planificado. En base a esto, una falla es el estado de un equipo, provocado por un percance o un conjunto de condiciones, que impiden el funcionamiento y/o cumplimiento de la capacidad para la cual fue diseñado en un principio.

Después de establecer las condiciones en las cuales se considera un equipo o instalación en funcionamiento o en estado de falla, la confiabilidad depende únicamente del tiempo, asignando el comportamiento del equipo o instalación en estudio a una distribución de probabilidades de falla que depende del tiempo.

Donde la *función de densidad probabilística de falla* $f(t)$ o *función de falla* se define como la probabilidad de ocurrencia de una falla dentro de un lapso de tiempo t . Por otro lado, la *probabilidad acumulada de falla* $F(t)$, representa la probabilidad de que un equipo o sistema falle en un intervalo de tiempo t desde que comenzó a operar hasta un lapso de tiempo $t + \Delta t$. En base a esto, la Ecuación 2.11 relaciona la función de probabilidad de falla y la probabilidad acumulada, considerando que comienza en $t = 0$.

$$F(t) = \int_0^t f(t) \cdot dt \quad (2.11)$$

Finalmente, la ecuación que relaciona la confiabilidad $R(t)$ y la probabilidad acumulada de falla $F(t)$ está expresada como:

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(t) \cdot dt = \int_t^{\infty} f(t) \cdot dt \quad (2.12)$$

En base a la Figura 2.11, que representa la función de densidad de probabilidad de falla a través del tiempo, se aprecia que a medida que aumenta el tiempo la probabilidad de falla es mayor, mientras que la confiabilidad disminuye.

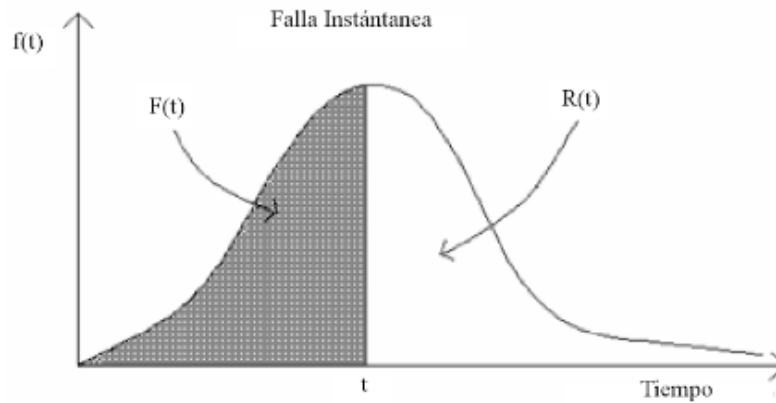


Figura 2.11: Función de densidad de probabilidad de falla.

Fuente: (Arata, 2009)

Otro punto a considerar es el *costo de falla*, que representa el producto entre la probabilidad de falla y el costo asociado a la falla, con un costo fijo dependiente del número de eventos y un costo variable que afecta el tiempo de duración de cada falla que impida el correcto funcionamiento del sistema o componente.

La confiabilidad de los componentes, se expresa mediante modelos probabilísticos para observar su comportamiento y está relacionada con la tasa de falla λ , que mide el número de fallas entre los instantes de tiempo t y $t + \Delta t$, que se obtiene mediante ensayos o registros estadísticos del componente a evaluar considerando que el componente haya so-

brevivido hasta el tiempo t . Para realizar un análisis probabilístico de la confiabilidad $R(t)$ basada en una distribución de probabilidad exponencial, la Ecuación 2.13 puede expresar la confiabilidad en función de la tasa de falla esperada λ y el tiempo t :

$$R(t) = e^{-\int_0^t f(t) \cdot dt} \quad (2.13)$$

La **Curva de la bañera** representa la tasa promedio de falla λ de un componente en el tiempo. La forma de la bañera como se muestra en la Figura 2.12 depende del tipo de componente a evaluar, las condiciones de trabajo y las actividades de mantenimiento preventivo.

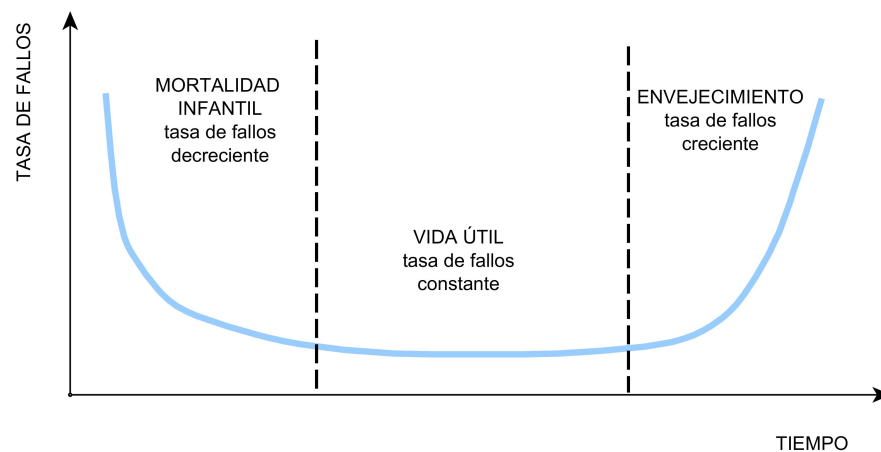


Figura 2.12: Curva de la bañera (Comportamiento de la tasa de falla).

Fuente: (Arata, 2009)

Respecto a la Figura 2.12, la curva de la bañera se divide en 3 zonas, donde la primera zona bajo el nombre de *Mortalidad Infantil* o *rodaje* representa las fallas prematuras debido a defectos de armado, equipos defectuosos, montaje de componentes fuera de especificación, instalaciones incorrectas, entre muchos otros factores, por lo que la tasa de falla es decreciente. La siguiente zona que corresponde a la *Vida Útil*, que posee una tasa de falla relativamente constante (tendencia constante) y se asemeja a una distribución exponencial y cada elemento tiene la misma probabilidad de sufrir una falla, esta representa la ocurrencia de fallas accidentales o catastróficas, provocadas por excesos de

carga, fallas del procedimiento de mantenimiento, entre otras. En esta zona se ubican los equipos de uso industrial que están sujetos a mantenimiento preventivo y requieren repuestos y consumibles, ya que las intervenciones de reparación mantienen gran parte del equipo con pocas horas de utilización. La última zona, que corresponde a *envejecimiento* o *desgaste*, se asimila a una distribución Normal o Weibull, que abarca fallas atribuibles al desgaste y envejecimiento del componente, donde sus tasas de falla se vuelven crecientes a través del tiempo.

Una buena mantención y reparación constante de cada componente con repuestos de buena calidad ayuda a minimizar el envejecimiento, con una tasa de falla relativamente constante durante la vida útil del equipo. En el caso para equipos de recuperación de calor residual y grupo electrógenos, la mantención corresponde a equipamiento especializado que es atendido por personal calificado para un buen mantenimiento del equipo de recuperación de calor.

2.3.4. Distribución de Weibull

La función de Weibull tiene la característica de tomar distintas formas dependiendo de los valores de sean asignados a cada uno de sus parámetros, generando una serie de distribuciones que pueden coincidir con otras distribuciones de probabilidad como la función exponencial, gaussiana, chi-cuadrada, entre muchas otras.

Podemos expresar la función de densidad de Weibull como:

$$f(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta-1} \cdot e^{\left(\frac{t-\gamma}{\alpha} \right)^{\beta}} \quad (2.14)$$

Donde:

- α es el parámetro de escala que representa la vida característica.
- β es el parámetro de forma que indica el mecanismo de falla.

- γ es el parámetro de localización y representa la vida mínima.

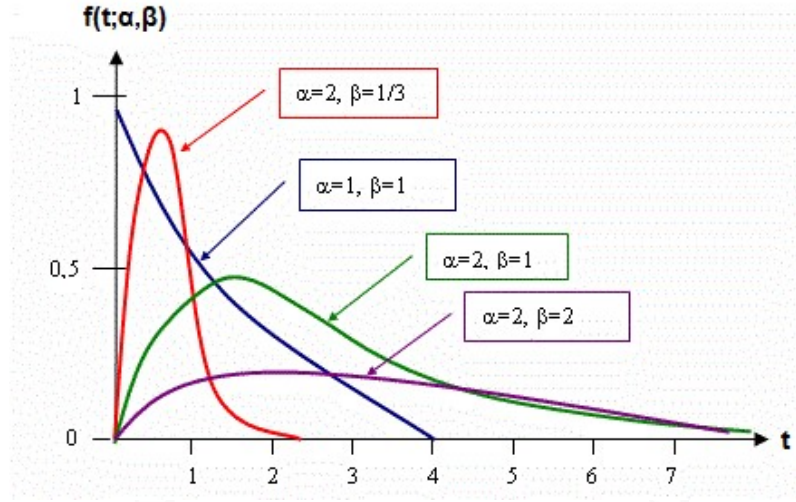


Figura 2.13: Función de densidad de probabilidad de Weibull para varios valores de α y β .
Fuente: (Arata, 2009)

De acuerdo a la Figura 2.13 para valores de β entre 0 y 1, $f(t)$ decrece monótonamente y es convexa, Para $\beta = 1$ se obtiene la función exponencial con dos parámetros y para β estrictamente mayor a 1, $f(t)$ admite formas parecidas a una distribución normal, donde está ligada a la tasa de falla de la etapa de desgaste de un equipo.

Por otro lado, al variar el parámetro de escala α , genera un cambio en la escala de la abscisa que con un mismo valor de β y γ en una distribución normal, aumentando α la distribución se contrae y disminuyendo β la distribución se expande. Finalmente, el parámetro de localización γ sirve para ubicar el inicio de la distribución a lo largo del eje x.

La función de confiabilidad de Weibull se puede expresar como:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\alpha}\right)^\beta} \quad (2.15)$$

Considerando además que el parámetro β es un número adimensional y los parámetros α y γ tienen las mismas unidades que t .

El equipo en estudio al comenzar a funcionar, se asume en buenas condiciones y su confiabilidad es 1, al transcurrir un intervalo de tiempo su confiabilidad irá disminuyendo, donde para valores de β menores a 1 la función de confiabilidad disminuye de manera asintótica. Cuando β es igual a 1 la función de confiabilidad toma la forma exponencial.

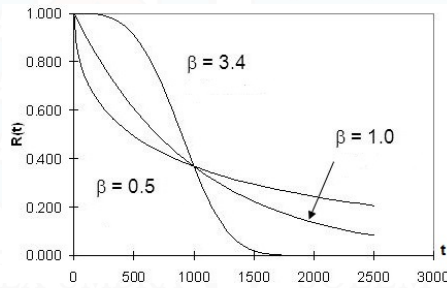


Figura 2.14: Función de confiabilidad de Weibull para distintos valores de β .

Fuente: (Arata, 2009)

La función de la tasa de falla de Weibull se expresa en la siguiente ecuación:

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta-1} \quad (2.16)$$

Esta ecuación de la tasa de falla de Weibull $\lambda(t)$ de la Figura 2.15 para valores de β entre 0 y 1 decrece monótonamente a medida que t tiende a infinito y $\lambda(t)$ tiende a 0, coincidiendo con la etapa de rodaje de un equipo el cual su tasa de falla decrece a medida que transcurre el tiempo.

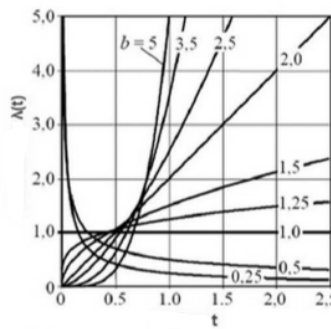


Figura 2.15: Tasa de falla de Weibull λ_t en función del tiempo con distintos valores de β .

Fuente: (Arata, 2009)

Para el valor de β igual a 1, la tasa de falla se mantiene constante, que representa la etapa de vida útil de un equipo y finalmente para valores de β mayores a 1, la tasa de falla crece cuando t aumenta, que corresponde a la etapa de desgaste de un equipo.

A partir de las funciones señaladas anteriormente, se puede conocer el comportamiento de un componente o equipo, aunque pueden existir un conjunto de equipos que formen un sistema como es el caso de un recuperador de calor residual desde un grupo electrógeno y su cálculo de confiabilidad se verá modelado por la configuración de estos equipos.

2.3.5. Modelo de confiabilidad

Una planta industrial o sistema está compuesto de diferentes configuraciones para lograr un proceso operacional específico. La confiabilidad del sistema (R_s), depende de la confiabilidad de los componentes por los cuales se conforma, relacionadas matemáticamente según la estructura física y su dependencia probabilística, que se pueden estudiar en base a esquemas serie y paralelo ([Acuña, 2003](#)).

Para esto, existen los diagramas de bloques de confiabilidad o RBD (Reliability Block Diagram), donde se establecen una serie de configuraciones posibles para los elementos de un sistema de forma gráfica mediante bloques conectados entre sí, representando a cada sistema y su relación con los demás. Dentro de las principales configuraciones RBD podemos encontrar:

- **Sistema serie:** Los sistemas en serie se caracterizan por que el funcionamiento de cada ítem que lo compone depende directamente del funcionamiento del componente que lo antecede y precede, esto quiere decir, que si uno de los componentes falla, falla el sistema. Por lo tanto, considerando un componente R_A , R_B y R_C en serie, la confiabilidad del sistema (R_s) y la probabilidad de falla (F_s), están dadas por:

$$R_s(t) = R_A \cdot R_B \cdot R_C \quad (2.17)$$

$$F_s(t) = 1 - R_s(t) = 1 - R_A \cdot R_B \cdot R_C \quad (2.18)$$



Figura 2.16: Diagrama RBD de sistema en serie.

El cálculo de la confiabilidad para sistemas con n componentes viene dado por:

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (2.19)$$

Donde:

- $R_s(t)$: Corresponde a la confiabilidad de sistema en un tiempo t .
- $R_i(t)$: Corresponde a la confiabilidad del elemento i -ésimo en un tiempo t .

Dado que la confiabilidad de un sistema en serie es el producto de las confiabilidades de cada uno de sus componentes, la confiabilidad total de un sistema en serie es menor que la confiabilidad de cualquiera de sus componentes.

- **Sistema en redundancia total:** Dos componentes de un sistema se consideran en redundancia total, cuando cada elemento por sí solo puede soportar el buen funcionamiento del sistema. Por lo tanto, considerando un componente R_A y R_B en redundancia total, la confiabilidad del sistema (R_s) y la probabilidad de falla (F_s), están dadas por:

$$R_s(t) = 1 - (1 - R_A) \cdot (1 - R_B) \quad (2.20)$$

$$F_s(t) = 1 - R_s(t) = (1 - R_A) \cdot (1 - R_B) \quad (2.21)$$

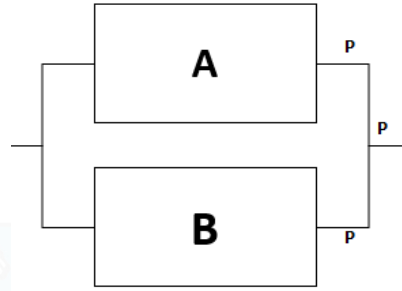


Figura 2.17: Diagrama RBD de sistema en redundancia total.

$$R_s(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t)) \quad (2.22)$$

Donde:

- $R_s(t)$: Corresponde a la confiabilidad de sistema en un tiempo t .
 - $R_i(t)$: Corresponde a la confiabilidad del elemento i -ésimo en un tiempo t .
- **Sistema en redundancia parcial:** En un sistema en redundancia parcial un grupo de elementos es capaz de soportar el buen funcionamiento del sistema.

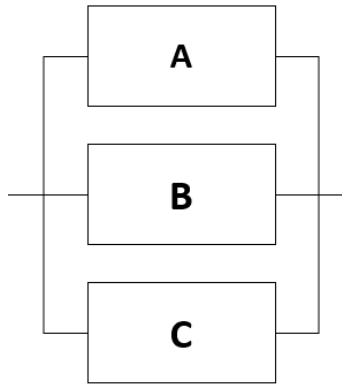


Figura 2.18: Diagrama RBD de sistema en redundancia parcial.

El cálculo de confiabilidad R_s del sistema en redundancia parcial está dado por:

$$R_s(t) = P(r \leq j \leq n) = \sum_{j=r}^n \binom{n}{j} R^j (1 - R)^{(n-j)} \quad (2.23)$$

Donde una cierta cantidad mínima de r elementos de un total de n elementos iguales,

debe funcionar para alimentar la potencia requerida y R representa la confiabilidad individual de cada elemento.

- **Sistema en Stand-by:** En este sistema, cada elemento por sí solo puede soportar el buen funcionamiento del sistema y solo uno de ellos funciona.

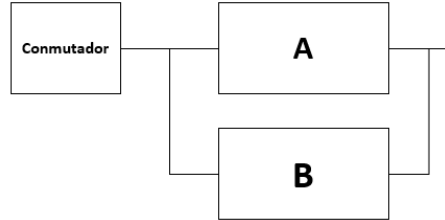


Figura 2.19: Diagrama RBD de sistema en *Stand – by*.

Esta configuración tiene la particularidad que al momento de fallar el componente que opera, el otro componente comienza a operar con la ayuda del conmutador.

El cálculo de confiabilidad del sistema *Stand – by*, está dado por:

$$R_s(t) = R_A(t) + \int_{\tau=0}^{\tau=t} f_A(\tau) \cdot R_B(t - \tau) d\tau \quad (2.24)$$

En el caso que la confiabilidad del conmutador sea menor a 1, se debe agregar como el producto entre la confiabilidad del sistema en *Stand – by* y la confiabilidad del conmutador.

En el caso particular en que se cumpla que $\lambda_A = \lambda_B = \lambda$, con λ constante, entonces se cumple que la confiabilidad del sistema es:

$$R_s(t) = e^{-\lambda t} (1 - \lambda t) \quad (2.25)$$

En base a lo anterior, el tiempo medio entre fallas está dado por:

$$MTTF_s = \frac{2}{\lambda} \quad (2.26)$$

Obteniendo un MTTF para el sistema para el caso de dos elementos, que se duplica la esperanza de vida de los elementos del sistema. Además, en este caso no se considera el efecto de una posible falla del conmutador $R_C(t)$. En caso que se considere una falla del conmutador, entonces, el sistema total es una configuración en serie entre el conmutador y el sistema evaluado anteriormente (Sistema Stand-by entre los elementos A y B), como se expresa a continuación:

$$R_{sistema} = R_C \cdot R_S \quad (2.27)$$

Siendo finalmente $R_{sistema}$, la configuración stand-by con un conmutador que no posea el 100 % de confiabilidad.

Un punto a considerar finalmente de este tipo de configuración, es que existen dos tipos de redundancia en stand-by, que son en frío y en caliente. Las que se detallan en la siguiente tabla:

STAND-BY EN FRÍO	STAND-BY EN CALIENTE
Equipo de reserva no está en operación	Equipo de reserva está en operación
No existe pérdida de confiabilidad del equipo de reserva	Existe desgaste del equipo, existiendo pérdida de confiabilidad del mismo
Existe mayor tiempo de setup del equipo de reserva	Existe menor tiempo de setup del equipo de reserva

Tabla 2.2: Comparación de configuraciones en stand-by.

Fuente: (Arata, 2009)

Cabe destacar, que el cálculo de confiabilidad anterior está basado en una configuración stand-by en frío.

- **Sistema en fraccionamiento:** En este sistema, los elementos se reparten en forma proporcional, siendo posible operar a menos de la carga requerida del sistema, generando pérdida de carga.

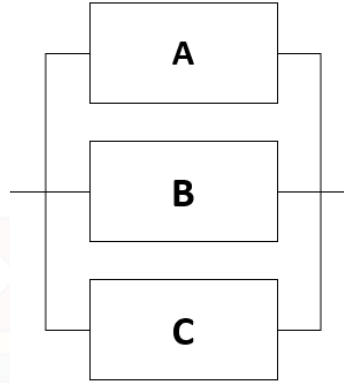


Figura 2.20: Diagrama RBD de sistema en redundancia parcial.

El cálculo de confiabilidad en fraccionamiento está dado por:

$$R_s(t) = \sum_{i=1}^n R_i(t) \cdot I_i + \left(1 - \sum_{i=1}^n I_i\right) \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (2.28)$$

Donde:

$$I_i = \frac{Q_i}{Q_{requerida}}, \text{ Con } Q: \text{ carga} \quad (2.29)$$

Además, la ecuación de confiabilidad del sistema en fraccionamiento considera equipos sin exceso, lo que quiere decir que al eliminar un equipo cualquiera del sistema, se posee menos del 100 % de la carga con todos los demás equipos en funcionamiento a máxima carga.

2.3.6. Disponibilidad de sistemas

La disponibilidad se define como la proporción de tiempo utilizable de un equipo o instalación y viene dado por la relación de tiempo en el que el equipo puede utilizarse (UT) y el tiempo total, que incluye el tiempo de utilización y el tiempo en cual el equipo no se encuentra disponible para ser utilizado (DT), como se muestra en la ecuación 2.30.

$$A = \frac{UT}{UT + DT} \quad (2.30)$$

Donde A representa la disponibilidad del sistema o equipo, UT o *up-time* corresponde al tiempo utilizable para el funcionamiento del equipo y DT o *down-time* representa el

tiempo fuera de servicio del equipo que se atribuye a causas técnicas.

Adicionalmente, también es posible estimar la disponibilidad de un sistema a través de la esperanza de los tiempos, donde es posible utilizar los conceptos de tiempo medio entre fallas y tiempo medio de reparación.

En base a la Ecuación 2.13, que es la ley de probabilidad que explica el comportamiento sobre la falla de un componente, es posible definir el tiempo medio entre falla MTBF (Mean time Between Failure) para equipos reparables o tiempo medio hasta la falla MTTF (Mean Time to Failure) para equipos no reparables que es el recíproco de λ , que se expresa en la ecuación 2.31:

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} = \int_0^{\infty} t f(t) f(x) \cdot dt = \int_0^{\infty} R(t) f(x) \cdot dt \quad (2.31)$$

Mientras que el tiempo medio de reparación MTTR (Mean Time To Repair), corresponde a la esperanza del tiempo en mantención del equipo, donde se repara para volver a ponerlo en funcionamiento.

A partir de esto, la disponibilidad esperada se expresa como:

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (2.32)$$

De manera clásica, la confiabilidad y la disponibilidad se basan en modelos binarios, que solo permiten dos estados funcionales: perfecto funcionamiento (UP) y falla total (DOWN), lo que no siempre representa la realidad de las operaciones de un equipo o instalación que pueden presentar variados estados funcionales.

2.4. Estrategias de mantenimiento

En una instalación industrial, el modelamiento de una política de mantenimiento se debe orientar a minimizar los costos globales asociados, es decir, se puede aceptar la ocu-

rrencia de fallas en la búsqueda de un equilibrio entre seguridad de funcionamiento y costo de ineficiencia. Esta política, nos permite elegir el conjunto de estrategias a seguir para asegurar la continuidad operacional del sistema a mínimos costos globales, considerando los costos de mantenimiento, costos de ineficiencia, costos de capital fijo y de trabajo asociados. A continuación, se muestran las políticas de mantenimiento más usadas.

2.4.1. Mantenimiento Correctivo

Se encarga de buscar de manera rápida y eficaz la solución de problemas cotidianos y evitar la repetición de eventos mayores. Este tipo de mantenimiento es realizado después de que una falla ha ocurrido, se clasifican en:

- No planificado: Corresponde al mantenimiento de emergencia. Debe efectuarse lo antes posible o por una condición imperativa que hay que satisfacer (problemas de seguridad, contaminación, normas legales, etc.)
- Planificado: Corresponde al mantenimiento que se sabe con antelación lo que se debe hacer, de modo que cuando se detenga el equipo para efectuar la reparación, se disponga del personal, repuestos y documentos técnicos necesarios para hacerla correctamente.

2.4.2. Mantenimiento preventivo

Consiste en la sustitución de equipos antes de ocurrir una falla. Esta política cubre todo el mantenimiento programado , donde las podemos clasificar en:

- Directo o periódico: que consiste en prevenir fallas y sus actividades están controladas en el tiempo. Basada en la confiabilidad de equipos (MTBF) sin considerar las peculiaridades de una instalación (limpieza, lubricación, recambios, etc.)
- Basado en condición: Detectan las fallas antes que se desarrollen, está basado en inspecciones, medidas y control de nivel de condición de equipos. Asume que los equipos o instalaciones siguen cierto comportamiento estadístico.

2.4.3. Mantenimiento predictivo

Corresponde a la sustitución de elementos de un sistema tras síntomas. Permite pronosticar el punto futuro de falla de un componente, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse en base a un plan justo antes que falle. De esta forma, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza.

2.4.4. Modelos de mantenimiento preventivo

Para modelar y seleccionar una política de mantenimiento preventivo, que convenga desde el punto de vista económico, se debe tener en cuenta: la tasa del falla del componente debe ser creciente, el costo total de la intervención de emergencia debe ser superior al costo total de la intervención preventiva y existen dos estados para el componente: funcionamiento o no funcionamiento.

2.4.4.1. Mantenimiento preventivo a fecha constante

En este modelo, la frecuencia de mantenimiento preventivo es predefinida y en el momento en que se deban realizar las sustituciones es inalterable, además, no es relevante lo que suceda entre intervenciones preventivas.

Busca encontrar el valor K que representa el intervalo constante de tiempo que determina los momentos en que se efectuarán las intervenciones preventivas. Donde el tiempo K está dado por el mínimo costo total por unidad de tiempo. La función de costos totales queda expresada en la siguiente ecuación:

$$C(K) = \frac{(C_P + C_E \cdot H(K))}{K} \quad (2.33)$$

Donde:

- $H(K)$: Representa el número de fallas que se espera atender en el intervalo K de mantenimiento preventivo.
- C_P : Representa el costo de la intervención preventiva.

- C_E : Representa el costo de intervención de emergencia.

En cada período se considera el costo de sustitución en la fecha predeterminada más el costo de todas las intervenciones de emergencia a efectuar entre fechas de sustitución preventiva.

2.4.4.2. Mantenimiento preventivo a edad constante

En este modelo, el componente se sustituirá en el momento que alcance cierta edad o tiempo de uso. El período de sustitución K transcurre desde la última intervención, ya sea preventiva o correctiva.

Considerando que el tiempo al cual en promedio el componente fallaría si no sobrevive hasta el tiempo de reemplazo preventivo (tp), está dado por:

$$MTBF_{tp} = \int_{-\infty}^{tp} t \cdot f(t) dt \quad (2.34)$$

Por otro lado, el tiempo promedio entre intervenciones de mantención $MTBM_{tp}$ (Mean Time Between Maintenance) para un componente, ya sea preventivo o a la falla, puede expresarse como:

$$MTBM_{tp} = tp \cdot R(tp) + MTBF_{tp}(1 - R(tp)) \quad (2.35)$$

Además se debe considerar el tiempo de reemplazo o reparación del mismo ($MTTR_{tp}$). El tiempo promedio de reemplazo está condicionado si la intervención efectivamente fue preventiva ($MTTR_p$) o el reemplazo fue efectuado por una eventual falla ($MTTR_E$).

$$MTTR_{tp} = MTTR_p \cdot R(tp) + MTTR_E(1 - R(tp)) \quad (2.36)$$

En base a esto, el costo de mantenimiento esperado considerando los costos de emergencia y preventivos asociados a un ciclo de mantenimiento, se expresa como:

$$C_{TM} = \frac{C_p \cdot R(tp) + C_E(1 - R(tp))}{MTBM_{tp} + MTTR_{tp}} \quad (2.37)$$

Donde:

- C_{TM} : Costo de mantenimiento por unidad de tiempo.
- C_P : Costo de intervención preventiva.
- C_E : Costo de intervención de emergencia.
- $R(tp)$: Confiabilidad en el instante tp .
- $MTBM_{tp}$: Esperanza de tiempo entre intervenciones.
- $MTTR_{tp}$: Esperanza de tiempo de reemplazo.

2.5. Metodología para análisis de confiabilidad

Para un correcto análisis de confiabilidad, se requiere identificar en base a los datos recopilados, la metodología a utilizar para el análisis, enfocándose en componentes individuales o grupos de componentes que son optimizados en base a la disponibilidad y/o costos, aplicado principalmente a plantas industriales. A continuación, se muestran algunos de los métodos usados para la evaluación de confiabilidad.

2.5.1. Técnica de frecuencia y duración

Para el caso de generación de energía eléctrica y recuperación de calor residual, para un consumidor final, es mucho más importante conocer la calidad del servicio de suministro de energía a recibir que solo la probabilidad de ocurrencia de falla, donde se pretende encontrar el suministro de energía y el tiempo de duración de este para las funciones específicas que se utilicen. Esta técnica se sustenta con el método de Markov, donde se pretende conocer el proceso de operación-falla-reparación-operación de un componente (Figura 2.21).

Donde:

- f : corresponde a la frecuencia de este ciclo ($1/T$)

- P_o : probabilidad de que un componente esté en operación (disponibilidad), que está dada por la siguiente relación:

$$P_o = \frac{m}{(m + r)} = \frac{m}{T} \quad (2.38)$$

- $m = 1/\lambda$ (tiempo promedio entre fallas, MTTF)
- $r = 1/\mu$ (tiempo promedio de reparación, MTTR)
- $T = m+r$ (tiempo transcurrido entre dos fallas, MTBF)

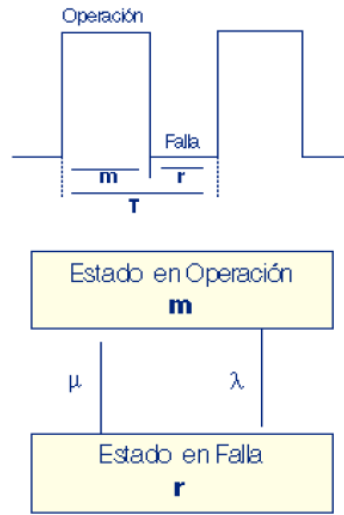


Figura 2.21: Diagrama del espacio de estados operación-falla-reparación-operación

En base a esto se puede determinar la Ecuación 2.39:

$$P_o = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda \cdot T} = \frac{f}{\lambda} \quad (2.39)$$

Donde se deduce que :

$$f = P_o \cdot \lambda \quad (2.40)$$

Matemáticamente, según la Ecuación 2.40, la frecuencia de encuentro de un estado determinado es igual a la probabilidad de encontrarse en el estado por la tasa de transición en dicho estado.

La duración media en cada estado de los estados acumulados, se establece evaluando las probabilidades límites, la frecuencia de encuentro en un estado y la duración media de cada estado.

2.5.2. Método continuo de Markov

El método continuo de Markov es un proceso estocástico cuyo pasado no tiene influencia sobre el futuro, si el presente está especificado, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos. Es una sucesión de variables aleatorias X_n , $n \geq 1$ que toman valores en un conjunto finito, conocido como espacio de estados, y que satisface la propiedad:

$$P(X_{n+1} = j | X_0 = i_0, \dots, X_{n-1} = i_{n-1}, X_n = i_n) = P(X_{n+1} = j | X_n = i_n) \quad (2.41)$$

Donde para todo n y cualquier estado $i_0, i_1, \dots, i_n, j$ en conjunto finito. La propiedad anterior se conoce como la propiedad de Markov.

La probabilidad de que X_{n+1} se encuentre en el estado j dado que X_n está en el estado i es la probabilidad de transición en un paso de i a j y se denota como P_{ij}^{n+1} , que se define como:

$$P_{ij}^{n+1} = P(X_{n+1} = j | X_n = i) \quad (2.42)$$

Las probabilidades de transición dependen no solamente de los estados sino también del instante en el cual se realiza la transición. Cuando estas probabilidades son independientes del tiempo decimos que la cadena tiene probabilidades de transición estacionarias en el tiempo.

En este caso $P_{ij}^{n+1} = P_{ij}$ no depende de n y P_{ij} es la probabilidad de que la cadena pase del estado i al estado j en un paso. Considerando transiciones estocásticas estacionarias, se define la siguiente matriz:

$$P = \begin{bmatrix} P_{00} & P_{01} & P_{02} & \cdots \\ P_{10} & P_{11} & P_{12} & \cdots \\ P_{20} & P_{21} & P_{22} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \\ P_{i0} & P_{i1} & P_{i2} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

Donde P se conoce como la matriz de probabilidades de transición de la cadena de Markov. La i -ésima fila de P para $i = 0; 1; \dots$, es la distribución condicional de X_{n+1} dado que $X_n = i$. Si el número de estados es finito, entonces P es una matriz cuadrada. Entonces:

$$P_{ij} = P(X_{n+1} = j | X_n = i) \geq 0, \text{ para } i, j = 0, 1, 2, \dots \quad (2.44)$$

$$\sum_{j=0}^{\infty} P_{ij} = \sum_{j=0}^{\infty} P(X_{n+1} = j | X_n = i) = 1; \text{ para } i, j = 0, 1, 2, \dots \quad (2.45)$$

Considerando un sistema continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, se considera una representación mediante los procesos continuos de Markov. Por ejemplo, considerando un sistema compuesto por dos elementos, donde cada uno de los elementos puede estar operando o en estado de falla, el sistema se puede representar como la Figura 2.22.

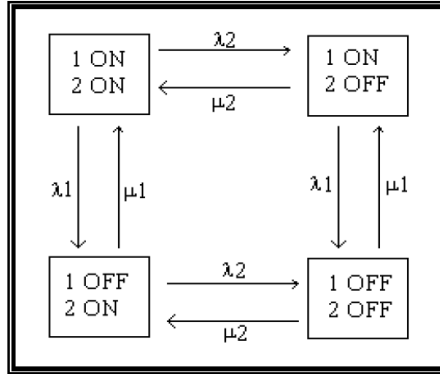


Figura 2.22: Diagrama de espacio de estados de un sistema con dos elementos.

Donde se debe considerar:

- λ_i : Tasa de falla del componente i (fallas/unidad de tiempo)
- μ_i : Tasa de reparación del elemento i (hora/ falla)

Considerando los estados como se muestran en la Tabla 2.3.

Estado	Componente 1	Componente 2
Estado 1	ON	ON
Estado 2	ON	OFF
Estado 3	OFF	OFF
Estado 4	OFF	ON

Tabla 2.3: Estados

En el diagrama de la Figura 2.22, se muestra el espacio de estados, donde las transiciones de un estado a otro se logran cambiando de un elemento a la vez. Donde este estado es independiente de la forma de conexión de los elementos que componen el sistema de estudio y se puede obtener con precisión la probabilidad de que el sistema se encuentre en algún estado, pero no la probabilidad de falla en un punto del sistema. Hay que considerar que para sistemas con mayor número de componentes, su uso se vuelve más complejo, debido a la cantidad de estados que se pueden generar y la cantidad de transiciones. Las ecuaciones para encontrar las probabilidades de cada estado obtienen de la siguiente forma:

$$P_1 \cdot (\lambda_1 + \lambda_2) = P_2 \cdot \mu_2 + P_4 \cdot \mu_1 \quad (2.46)$$

$$P_2 \cdot (\lambda_1 + \mu_2) = P_1 \cdot \lambda_2 + P_3 \cdot \mu_1 \quad (2.47)$$

$$P_3 \cdot (\mu_1 + \mu_2) = P_2 \cdot \lambda_1 + P_4 \cdot \lambda_2 \quad (2.48)$$

$$P_4 \cdot (\mu_1 + \lambda_2) = P_3 \cdot \mu_2 + P_1 \cdot \lambda_1 \quad (2.49)$$

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 1 \quad (2.50)$$

El modelo de análisis de confiabilidad y disponibilidad que utiliza el proceso de Markov basado en el método de espacio de estados, se puede descomponer en los siguientes pasos:

1. Listar y clasificar todos los estados del sistema: el mismo estado debe fusionarse y el estado no relacionado debe eliminarse.

2. Construir el diagrama de espacio de estado del sistema: confirmar la tasa de transición entre estados.
3. Calcular las probabilidades de los estados durante un tiempo de vida: Calcular índices de disponibilidad, como la tasa de falla (generalmente representada por el tiempo medio hasta el fallo), la tasa de reparación (generalmente representada por el tiempo medio de reparación) y las disponibilidades de los componentes.

2.5.3. Metodología de simulación de Monte Carlo

Esta metodología matemática computarizada, permite tener en cuenta el riesgo en análisis cuantitativos y tomas de decisiones de una serie de posibles resultados en conjunto con la probabilidad de ocurrencia de las mismas, analizando probabilidades extremas y conservadoras. Durante la simulación de Monte Carlo, se muestrea aleatoriamente cada valor en base a las distribuciones de probabilidad introducidas previamente. Las muestras generadas se denominan iteraciones, registrando cada resultado en función de la cantidad de iteraciones que se desea, generando una distribución de probabilidad de los posibles resultados, generando una visión completa de lo que puede suceder. Mediante ésta metodología se puede obtener:

- Resultados probabilísticos: Permite obtener la probabilidad de ocurrencia de cada resultado.
- Resultados gráficos: Mediante la generación de iteraciones permite generar gráficos en base a los resultados obtenidos.
- Análisis de sensibilidad: Permite identificar las variables que afectan en los resultados finales.
- Análisis de escenarios: Puede identificar los valores que se producen en cada variable cuanto se se producen ciertos resultados.
- Correlación de variables de entrada: Permite modelar relaciones interdependientes entre diferentes variables de entrada.

En lo referido a confiabilidad, como se mencionó anteriormente, se basa en la generación de números aleatorios, simulando el comportamiento aleatorio del sistema para obtener los índices de confiabilidad de los equipos ([Zapata et al., 2004](#)). Esta simulación consiste en un proceso iterativo en el cual se observa para un periodo de tiempo de interés los tiempos operativos. Una vez que termina la simulación, se contabiliza el tiempo de indisponibilidad. En base a esto, se calculan los demás índices de confiabilidad.

Para aplicar este método se requieren conocer las distribuciones de probabilidad que modelan los tiempos para la salida y restauración del equipo ([Melo-González et al., 2009](#)). El tipo de simulación utilizado es secuencial, ya que los tiempos de salida y restauración generados se van acumulando para obtener el tiempo total de operación del equipo en estudio.

La simulación se implementa como un software que utiliza la base de datos del sistema, donde se ha registrado componentes con sus distribuciones de probabilidad, que mediante la generación de iteraciones permite predecir el comportamiento total del sistema. Un inconveniente de este método es que requiere un alto tiempo computacional, que se debe en parte a la gran cantidad de componentes, procesando una gran cantidad de información en el software.

3 | Metodología

3.1. Modelamiento del sistema CHP

Uno de los aspectos importantes a la hora de realizar evaluaciones económicas de los distintos escenarios de configuración técnica de planta y en este caso, un sistema de recuperación de calor residual desde gases de escape de un grupo electrógeno diésel, es incluir en su toma de decisiones la mayor confiabilidad tanto en el suministro de energía del grupo electrógeno como en el suministro de energía residual recuperado, para lo cual necesita incorporar probabilidades de falla y costos asociados, dependiendo de las tasas de falla, horas de operación, número de equipos considerados con o sin redundancia y las condiciones de falla de sus fuentes energéticas.

3.1.1. Configuración técnica de planta

El sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP), está compuesto por el grupo generador diésel y el recuperador de calor residual, además de un sistema de suministro de agua fría para el funcionamiento del sistema y suministro de combustible diésel, puede ser representada como un diagrama de bloques tipo serie paralelo, con elementos independientes desde el punto de vista probabilístico. En la Figura 3.1 se aprecia un diagrama representativo del sistema CHP para el suministro de energía y agua caliente hacia el usuario final.

El grupo electrógeno es la base de la disponibilidad de energía eléctrica y térmica,

donde se genera el suministro eléctrico y los excedentes térmicos para recuperar calor residual desde el grupo generador. La recuperación térmica es independiente y no afecta la continuidad del servicio de suministro eléctrico. En base a esto, al modelar el sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP) se considera el grupo generador diésel, el recuperador térmico y se considera un sistema de suministro de combustible pero al tratarse de combustible diésel y no gas, se asume una disponibilidad del sistema de combustible igual a uno.

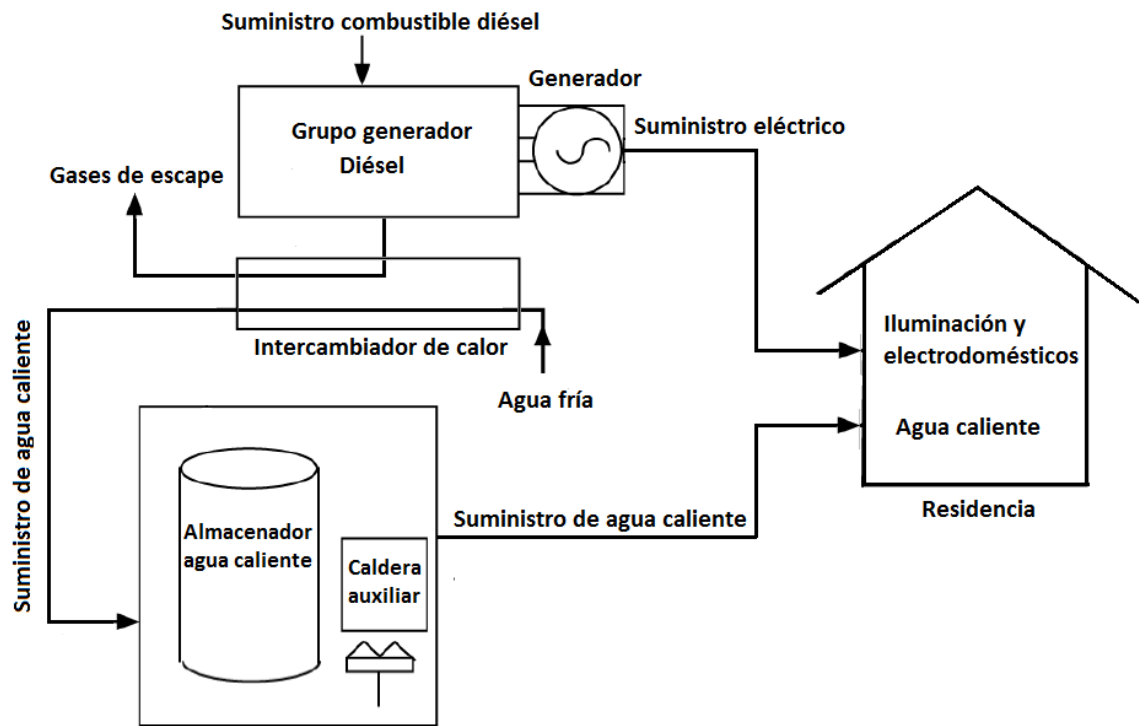


Figura 3.1: Esquema del sistema CHP desde el sitio de generación hasta el usuario final.

Por otro lado, el sistema de recuperación de calor residual compuesto por los intercambiadores, tuberías, entre otros, se mantienen con simultaneidad con los tiempos de parada del proceso o durante reparaciones y mantenciones del grupo generador. Finalmente, la tasa de falla del sistema de recuperación de calor λ_{CHP} equivale a la tasa de falla del grupo electrógeno λ_e , ya que al no estar en funcionamiento el grupo electrógeno, no se puede recuperar calor residual desde gases de escape de forma eficiente.

Dentro del modelo de planta de un sistema CHP, que combina la generación de energía eléctrica y térmica, podemos distinguir tres principales subsistemas que conforman el sistema total, que corresponden al:

1. **Subsistema de generación de electricidad:** que corresponde al motor primario conformado por el Grupo Electrógeno Diésel.
2. **Subsistema de distribución (abastecimiento) de combustible:** que corresponde al suministro de combustible diésel al subsistema de generación de electricidad.
3. **Subsistema de generación térmica:** que corresponde a intercambiadores de calor desde gases de escape del grupo electrógeno diésel.

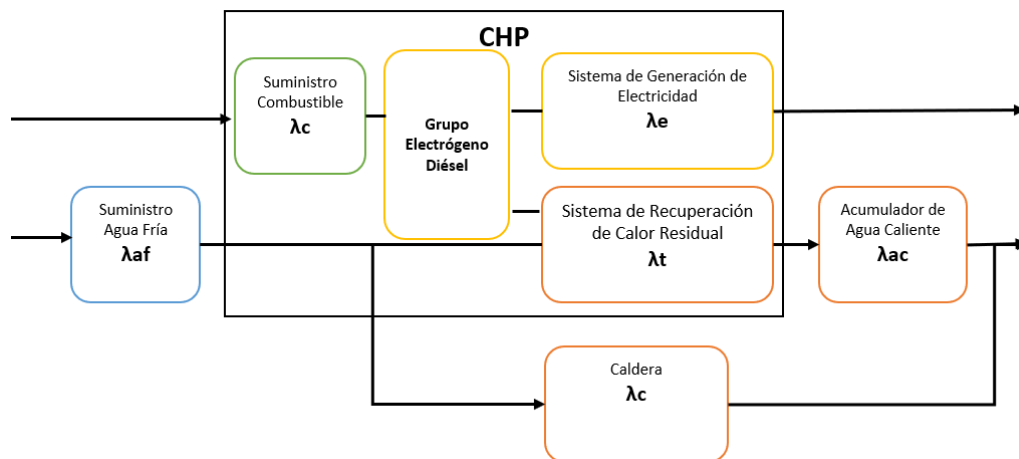


Figura 3.2: Configuración sistema CHP

En la Figura 3.2, se aprecia la configuración del sistema CHP, donde se considera una caldera auxiliar para el abastecimiento de agua caliente hacia el consumidor final en caso de que el sistema CHP no esté disponible para suplir la demanda térmica. Además, como se mencionó anteriormente, para el subsistema de distribución (abastecimiento) de combustible se considera combustible diésel, por lo que se asume una disponibilidad igual a uno para este subsistema. Cabe destacar que para el modelamiento de confiabilidad completo, se consideran otros dos subsistemas que afectan la confiabilidad del sistema en general, que son:

1. **Subsistema de suministro de agua fría:** Para el abastecimiento de agua fría que se utiliza en el intercambiador de calor.
2. **Subsistema de almacenamiento de agua caliente:** que corresponde al almacenador de agua caliente cuando el equipo genere más de lo demandado y permite además suplir demanda cuando la generada no pueda con una parte o el total.

En este caso, se considera una confiabilidad para el subsistema de suministro de agua fría y subsistema de almacenamiento de agua caliente igual a uno.

3.2. Modelado de confiabilidad del sistema

En el modelamiento de confiabilidad, el sistema CHP conformado por el subsistema de generación de electricidad, suministro de combustible y generación de calor, se consideran en serie con el suministro de agua fría y el acumulador de agua caliente, para la red de suministro de agua caliente al consumidor final. Como se muestra en la Figura 3.3, se comienza con el suministro de agua fría al sistema CHP y finaliza con el suministro de agua caliente al consumidor final.

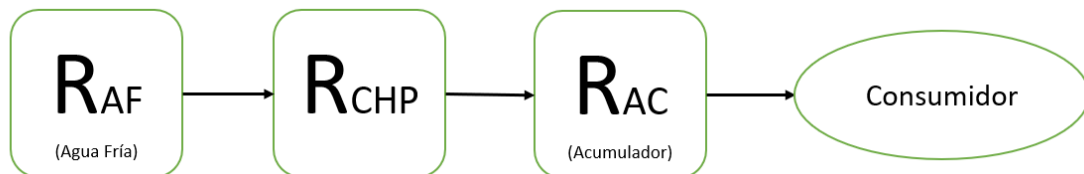


Figura 3.3: Modelo simple del sistema CHP hasta el consumidor final

Según este modelo, el sistema CHP hasta el consumidor final tiene su propia confiabilidad que es una serie que incluye la confiabilidad de la red de suministro de agua fría (R_{AF}), el sistema CHP (R_{CHP}) y el acumulador de agua caliente (R_{AC}) hasta el consumidor final.

Para el modelamiento de la confiabilidad y disponibilidad del sistema de recuperación de calor residual desde gases de escape de grupos electrógenos diésel, se utilizan dos parámetros importantes: **tasa de fallas** (λ), que determina el número de fallas en un período de tiempo específico y la **tasa de reparaciones** (μ), que determina la frecuencia de reparación en ese período.

En el subsistema CHP, la confiabilidad puede estimarse multiplicando las confiabilidades de los tres subsistemas principales (suministro de combustible diésel, generación de electricidad y generación de calor). La Ecuación 3.1, muestra la confiabilidad de un sistema de de recuperación residual desde gases de escape de grupos electrógenos diésel cuando los tres subsistemas funcionan correctamente, pero no considera todos los estados que pueden existir en la operación de un sistema CHP.

$$R_{CHP} = R_E \cdot R_C \cdot R_T = \frac{\mu_E \cdot \mu_C \cdot \mu_T}{(\lambda_E + \mu_E)(\lambda_C + \mu_C)(\lambda_T + \mu_T)} \quad (3.1)$$

La Ecuación 3.2, muestra la confiabilidad total del sistema hasta el usuario final ($R_{Sistema}$), la que se encuentra en serie.

$$R_{Sistema} = R_{AF} \cdot R_{CHP} \cdot R_{AC} \quad (3.2)$$

Cabe destacar, que a veces cuando el subsistema eléctrico no funciona correctamente, el subsistema de recuperación de calor si funciona y genera calor, ya que existe calor residual que aún puede recuperar del grupo electrógeno, mientras que en otras ocasiones, el subsistema de recuperación de calor falla y el subsistema de generación de electricidad funciona correctamente.

3.2.1. Modelado de disponibilidad del sistema CHP

La disponibilidad es un índice relevante al momento de evaluar la confiabilidad en un sistema, como en este caso, un sistema de recuperación de calor residual desde gases de escape desde grupos electrógenos diésel. En el sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP), se pueden presentar múltiples estados, por lo que la disponibilidad es el

mejor índice de evaluación para indicar la probabilidad de que un sistema se encuentre en cada uno de los estados que se pueden generar, ya que el cálculo de confiabilidad en sistemas multiestatales lleva mucho tiempo. Por lo que, la disponibilidad puede representar la capacidad de un sistema para estar en cada uno de los estados de un sistema. Para el cálculo de este índice en el sistema CHP, se utiliza el *Método continuo de Markov* basado en el *Método de Espacio de Estados*, considerando las probabilidades condicionales de falla, reparación y mantenimiento preventivo como constantes para cada duración específica.

En la Figura 3.4, basado en el método utilizado por Haghifam y Manbachi (2011), se presentan 4 estados en la operación del sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP), en este caso, al operar con tres subsistemas: subsistema de abastecimiento de combustible (S_{comb}), subsistema de generación de electricidad (S_{ele}) y subsistema de recuperación de calor (S_{ter}), se pueden considerar 8 estados posibles, pero 4 de estos no son viables según las condiciones planteadas, por lo que solo se consideran 4 estados posibles para este análisis.

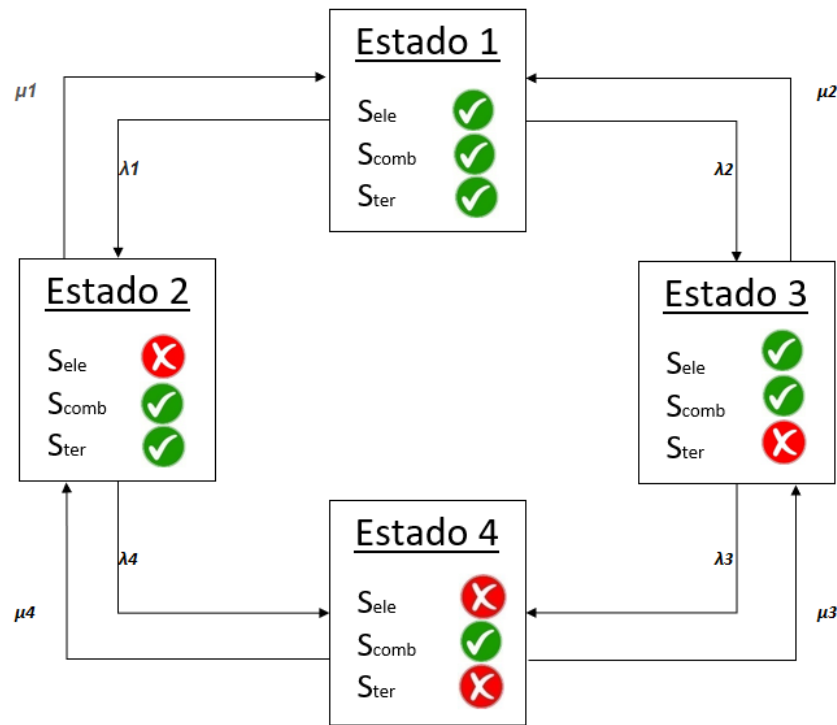


Figura 3.4: Diagrama de espacio de estados del sistema CHP.

Cuando el sistema de suministro de combustible falla todos los subsistemas dejan de funcionar simultáneamente, lo que se conoce como *fallas de modo común*, por lo que cuando falla el subsistema de combustible, no pueden funcionar el subsistema de generación de electricidad y el subsistema de recuperación de calor, pero cabe considerar que para este caso se considera una disponibilidad del subsistema de abastecimiento de combustible igual a uno, por lo que los estados cuando el sistema de combustible falla no son viables para el método de espacio de estados. En base a esto, en el modelamiento del sistema CHP que se muestra en la Figura 3.4, λ_1 corresponde a la tasa de falla cuando el sistema de suministro eléctrico falla, λ_2 corresponde a la tasa de falla cuando el subsistema de recuperación térmica falla, λ_3 corresponde a la tasa de falla cuando el subsistema de suministro eléctrico falla luego de haber fallado el subsistema de recuperación térmica y finalmente, λ_4 corresponde a la tasa de falla cuando el subsistema de recuperación térmica falla luego de haber fallado el subsistema de suministro eléctrico.

Como se mencionó anteriormente, cuando existe una falla en el sistema de distribución de combustible por algún motivo en específico, los otros dos subsistemas (calor y electricidad) fallan posteriormente, ya que requieren del suministro de combustible para su funcionamiento. Por lo tanto, los cuatro estados que se muestran en la Figura 3.5, no tienen relevancia en el *Proceso de Markov* ya que en la práctica son estados inviables, que corresponden a los estados cuando el subsistema de abastecimiento de combustible falla y cuando todos los subsistemas fallan.

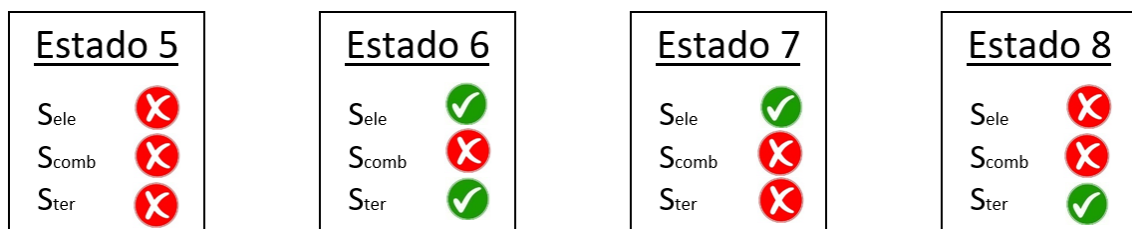


Figura 3.5: Estados inaplicables en el sistema CHP

Cuando un estado desempeña una función en la operación del sistema, este estado se denomina *ARRIBA* y cuando el estado no desempeña una función en la operación del sistema se denomina *ABAJO*. En base a esto y los estados presentados anteriormente, en la

Figura 3.4, la probabilidad de suministrar electricidad desde el sistema CHP conformado por el grupo electrógeno diésel y el recuperador de calor puede evaluarse con la Ecuación 3.3, y la disponibilidad de la generación de calor de este sistema se determina en base a la ecuación 3.4.

$$Disponibilidad_{electrica} = P_1 + P_3 \quad (3.3)$$

$$Disponibilidad_{termica} = P_1 + P_2 \quad (3.4)$$

Donde el estado *ARRIBA* del sistema de generación de electricidad está compuesto por el estado 1 y 3, considerando la suma de las probabilidades 1 y 3, mientras que el estado *ARRIBA* del sistema de calor está compuesto por el estado 1 y 2, considerando la suma de las probabilidades 1 y 2.

Los métodos utilizados para obtener las probabilidades de la Ecuación 3.3 de disponibilidad eléctrica y la ecuación 3.4 de disponibilidad térmica fueron dos: la matriz de probabilidad de transición estocástica y el enfoque de equilibrio de frecuencia.

En el enfoque de balance de frecuencia, la frecuencia de encontrar un estado o subconjunto de estados es igual a la frecuencia de salida del estado o subconjunto de estados, de esta forma se determinó la frecuencia mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_1 \cdot (\lambda_1 + \lambda_2) = P_2 \cdot \mu_1 + P_3 \cdot \mu_2 \quad (3.5)$$

$$P_2 \cdot (\mu_1 + \lambda_4) = P_1 \cdot \lambda_1 + P_4 \cdot \mu_4 \quad (3.6)$$

$$P_3 \cdot (\mu_2 + \lambda_3) = P_1 \cdot \lambda_2 + P_4 \cdot \mu_3 \quad (3.7)$$

$$P_4 \cdot (\mu_3 + \mu_4) = P_1 \cdot \lambda_8 + P_3 \cdot \lambda_3 + P_2 \cdot \lambda_4 \quad (3.8)$$

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 1 \quad (3.9)$$

En base a esto, se puede obtener la disponibilidad del sistema combinado de calor y energía eléctrica. Al obtener la confiabilidad del sistema CHP, se puede obtener la confia-

bilidad total del sistema considerando el suministro de agua al sistema CHP y la red de suministro de agua caliente al consumidor final.

3.2.2. Procedimiento de simulación de Monte Carlo

A continuación, se presenta un algoritmo de la *Simulación de Monte Carlo* para el estudio de confiabilidad del sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP), basado en [Zapata et al. \(2004\)](#), correspondiente a un estudio de confiabilidad de sistemas eléctricos basado en este método de simulación. Definiendo:

- T : Tiempo de estudio en horas.
- N : Número de iteraciones deseado.
- de_k : Perfil de demanda eléctrica (kWh) generado en la hora (k).
- dt_k : Perfil de demanda térmica (l) generado en la hora (k).
- ρ_c : Densidad del combustible (kg/l).
- ρ_a : Densidad del agua (kg/l).
- PCI_c : Poder calorífico inferior del combustible (kJ/kg).
- E_{ce} : Porcentaje de energía del combustible liberado por el tubo de escape.
- $T_{inicial}$: Temperatura inicial del agua ($^{\circ}C$).
- T_{final} : Temperatura final del agua ($^{\circ}C$).
- Ce_{agua} : Calor específico del agua ($kJ/kg^{\circ}C$).
- E_{rt} : Eficiencia recuperador térmico.
- Ac : Capacidad máxima acumulador térmico (l).
- i : Número de iteraciones ejecutadas. Considerando inicialmente $i = 0$.
- k : Hora del año considerando inicialmente $k = 0$.

- Fde_{ik} : Factor de demanda eléctrica en la hora k y la iteración i .
- Fdt_{ik} : Factor de demanda térmica en la hora k y la iteración i .
- FD_{ik} : Factor de disponibilidad sistema CHP en la hora k y la iteración i .
- dde_{ik} : Demanda eléctrica (l) en la hora k en la iteración i .
- ddt_{ik} : Demanda térmica (l) en la hora k en la iteración i .
- EC_{ik} : Energía del combustible (kW) en la hora k en la iteración i .
- ER_{ik} : Energía recuperada (kW) en la hora k en la iteración i .
- Ot_{ik} : Oferta térmica (l) en la hora k .
- Dif_{ik} : Diferencia térmica (l) en la hora k en la iteración i .
- $Acum_{ik}$: Agua caliente (l) en la hora k en el acumulador en la iteración i .
- GAP_{ik} : Verifica si el sistema está disponible en la hora k de la iteración i .
- $Indisponibilidad_i$: Horas de indisponibilidad del sistema en la iteración i .
- $Disponibilidad_i$: Disponibilidad final del sistema en la iteración i .

Procedimiento de simulación secuencial:

- **Paso 1:** Hacer $i = i + 1$, k igual a 0, $Indisponibilidad_i$ igual a 0 y $Disponibilidad_i$ igual a 0.
- **Paso 2:** Hacer $k = k + 1$ y Fde_{ik} ; Fdt_{ik} ; FD_{ik} ; dde_{ik} ; ddt_{ik} ; EC_{ik} ; ER_{ik} ; Ot_{ik} ; Dif_{ik} , $Acum_{ik}$ y GAP_{ik} igual a 0.
- **Paso 3:** Generar un número aleatorio con una distribución de probabilidad para el factor de demanda eléctrica Fde_{ik} , para el factor de demanda térmica Fdt_{ik} y para el factor de disponibilidad FD_{ik} .

- **Paso 4:** Generar la demanda eléctrica y térmica en base a las siguientes ecuaciones:

$$dde_{ik} = de_{ik} \cdot Fe_{ik} \quad (3.10)$$

$$ddt_{ik} = dt_{ik} \cdot Ft_{ik} \quad (3.11)$$

- **Paso 5:** Generar la energía del combustible (EC_{ik}) en base a la demanda eléctrica, considerando el consumo de litros de combustible:

$$EC_{ik} = \frac{f(dde_{ik}) \cdot \rho_c \cdot PCI_c}{3600} \quad (3.12)$$

- **Paso 6:** Generar energía recuperada desde gases de escape, como:

$$ER_{ik} = EC_{ik} \cdot E_{ce} \quad (3.13)$$

- **Paso 7:** Generar oferta de agua caliente que puede generar el recuperador térmico en la hora k como:

$$Ot_{ik} = \frac{ER_{ik} \cdot 3600}{(T_{final} - T_{inicial}) \cdot Ce_{agua}} \cdot FD_{ik} \cdot E_{rt} \cdot \rho_a \quad (3.14)$$

- **Paso 8:** Generar diferencia entre oferta y demanda térmica como:

$$Dif_{ik} = Ot_{ik} - ddt_{ik} \quad (3.15)$$

- **Paso 9:** Si $k = 1$, entonces:

- Si $Dif_{ik} < 0$, entonces:

$$Acum_{ik} = 0 \quad (3.16)$$

$$GAP_{ik} = 1 \quad (3.17)$$

- Si $Dif_{ik} \geq 0$ y $Dif_{ik} \leq Ac$, entonces:

$$Acum_{ik} = Dif_{ik} \quad (3.18)$$

$$GAP_{ik} = 0 \quad (3.19)$$

- Si $Dif_{ik} \geq Ac$, entonces:

$$Acum_{ik} = Ac \quad (3.20)$$

$$GAP_{ik} = 0 \quad (3.21)$$

- **Paso 10:** Si $k > 1$, entonces:

- Si $Dif_{ik} + Acum_{ik-1} > Ac$, entonces:

$$Acum_{ik} = Ac \quad (3.22)$$

$$GAP_{ik} = 0 \quad (3.23)$$

- Si $Dif_{ik} + Acum_{ik-1} < Ac$ y $Dif_{ik} + Acum_{ik-1} > 0$, entonces:

$$Acum_{ik} = Dif_{ik} + Acum_{ik-1} \quad (3.24)$$

$$GAP_{ik} = 0 \quad (3.25)$$

- Si no:

$$Acum_{ik} = 0 \quad (3.26)$$

$$GAP_{ik} = 1 \quad (3.27)$$

- **Paso 11:** Si $k < T$, volver al Paso 2.

- **Paso 12:** Calcular las horas de indisponibilidad y disponibilidad final del sistema durante las i iteraciones.

$$Indiponibilidad_i = \sum_{k=1}^{k=T} GAP_{ik} \quad (3.28)$$

$$Disponibilidad_i = 1 - \frac{Indiponibilidad_i}{T} \quad (3.29)$$

■ **Paso 13:** Si $i < N$, volver al paso 1.

■ **Paso 14:** Terminar.

Nota 1: Cabe destacar que si no se requiere acumulador para la simulación se considera la capacidad del acumulador Ac igual a 0.

Nota 2: La función $f(dde_{ik})$, corresponde al consumo del combustible (l) en función de la demanda eléctrica (dde_{ik}) correspondiente al consumo del grupo generador y se expresa como:

$$f(dde_{ik}) = \alpha \cdot dde_{ik} + \beta \quad (3.30)$$

4 | Estudio de caso aplicable

Con el fin de estudiar los parámetros importantes en la confiabilidad de un sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP), específicamente en el sistema de recuperación de calor, para el análisis se considera un sistema compuesto por el grupo electrógeno diésel de suministro continuo de electricidad, que posee las características que se muestran en la Tabla 4.1, en conjunto a un recuperador de calor compuesto por un intercambiador de calor gas a líquido, que recupera el calor residual desde los gases de escape del generador para proveer de un suministro de agua caliente continuo a un acumulador, que luego abastece a un consumidor final.

Datos Grupo generador diésel	
Marca	Caterpillar
Potencia Nominal	600 (kVA)
Velocidad Nominal	1500 (rpm)

Tabla 4.1: Datos grupo generador diésel.

Por otro lado, se analiza el impacto del acumulador para proveer al consumidor final evaluando la disponibilidad final del sistema con acumulador y sin acumulador.

Datos Acumulador térmico	
Capacidad	5.000 (l)
Costo	\$ 1.000.000

Tabla 4.2: Datos Acumulador térmico.

Además, para realizar un análisis más detallado se considera una caldera que suple la demanda térmica cuando el sistema CHP no esté disponible o no supla en su totalidad la demanda térmica.

Datos Caldera	
Eficiencia	60 %
Poder calorífico inferior diésel	43.000 (kJ)
Densidad combustible diésel	0,832 (kg/l)
Costo Petróleo Diésel	1.200 (\$/l)

Tabla 4.3: Datos Caldera

A continuación, se detalla la demanda eléctrica y térmica en el período de un año para el sistema CHP que se pretende analizar, donde la red de suministro de agua fría se entrega por tuberías de pozos o reservorios y el sistema de suministro de agua caliente es mediante tuberías hasta el consumidor final o acumulador.

Mes	Grupo Electrónico (l)	Caldera (l)
Enero	50.000	6.000
Febrero	45.000	5.000
Marzo	53.000	5.000
Abril	61.000	5.000
Mayo	62.500	7.000
Junio	60.000	10.000
Julio	65.000	9.000
Agosto	59.000	8.000
Septiembre	64.000	7.000
Octubre	54.000	5.000
Noviembre	51.000	6.000
Diciembre	50.000	4.000
Total	674.500	77.000

Tabla 4.4: Litros de Petróleo demandados para el grupo electrógeno y la caldera.

Para el análisis de disponibilidad del sistema de recuperación térmica se tiene en consideración 6 diferentes perfiles de demanda térmica diarios, que se describen a continuación:

- **Perfil 1:** Corresponde a un perfil de demanda uniforme para cada hora durante el día.
- **Perfil 2:** Corresponde a un perfil que aumenta paulatinamente hasta los horarios punta y luego disminuye, conocido también como consumo en cascada.

- **Perfil 3:** Corresponde a un perfil uniforme entre las 8:00 A.M. hasta las 16:00 P.M.
- **Perfil 4:** Corresponde a un perfil con consumo basado en el consumo doméstico de agua térmica según ISO 9459-3:1007(E)
- **Perfil 5:** Corresponde a un consumo en cascada desde las 7:00 A.M. hasta las 15:00 P.M.
- **Perfil 6:** Corresponde a un perfil concentrado entre las 13:00 P.M. hasta las 15:00 P.M. con un 30 % y a las 14:00 P.M. con un 10 %.

En base a estos diferentes perfiles mostrados en la Figura 4.1, se realiza el estudio de disponibilidad del sistema de recuperación térmica (CHP).

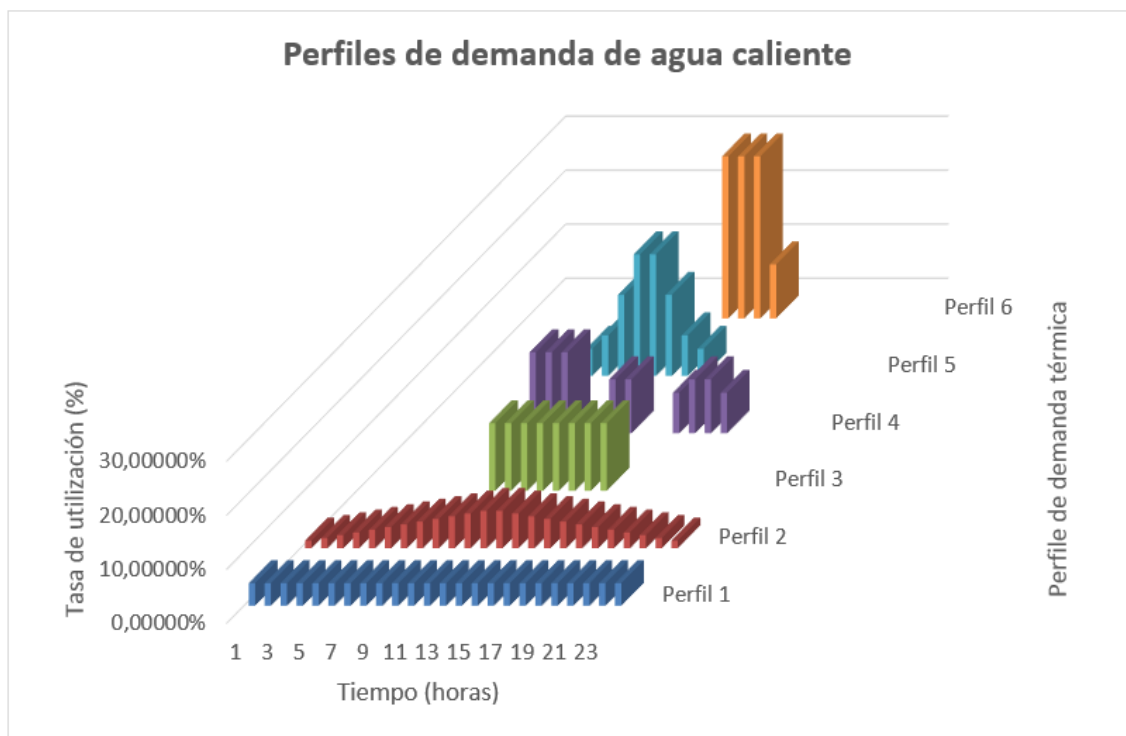


Figura 4.1: Perfiles diarios de demanda térmica.

Fuente: (Araya et al., 2017)

4.1. Cálculo de disponibilidad del sistema

Para el cálculo de la disponibilidad del sistema, en primer lugar se realiza el cálculo de la disponibilidad del sistema CHP, conformado por el grupo electrógeno y el recuperador térmico, mediante el *Método de espacio de estados* y *Método continuo de Markov*. Luego en base a esa disponibilidad, mediante la *Simulación de Montecarlo*, se calcula la disponibilidad total del sistema en un año de funcionamiento considerando las 8760 horas del año.

4.1.1. Método de espacio de estados y método continuo de Markov

A continuación se presenta el cálculo de confiabilidad con sus parámetros y consideraciones, mediante el *Método de espacio de estado* y *Método continuo de Markov*. Para esto, en la Tabla 4.5, se muestran las tasas de falla (λ) y las tasas de reparación (μ) de un sistema según el espacio de estado presentado en la Figura 3.4, para el cálculo de la disponibilidad.

Tasa de Falla	Valor (f /Año)	Tasa de reparación	Valor (f /Año)
λ_1	2	μ_1	48
λ_2	0,3	μ_2	40
λ_3	0,1	μ_3	14
λ_4	0,4	μ_4	80

Tabla 4.5: Tasas de falla (λ) y tasas de reparación (μ) del espacio de estado de Markov.

Fuente: (Haghifam y Manbachi, 2011)

La probabilidad de cada estado analizado anteriormente en el sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP) se muestra en la Tabla 4.6, donde la disponibilidad del estado 1, cuando todos los componentes del sistema CHP se encuentran en funcionamiento, es de 95,3 % según la metodología de espacio de estados y el método continuo de Markov.

Según estos datos y mediante el método continuo de Markov, obtuvo la disponibilidad del sistema de generación de electricidad para el sistema CHP, como se muestra en la Ecuación 4.1, que corresponde a una disponibilidad de 0,9602 lo que implica que el

Estado	Probabilidad
P_1	0,9530
P_2	0,0397
P_3	0,0072
P_4	0,0001

Tabla 4.6: Probabilidad de cada Estado en el sistema CHP.
Fuente: Obtenido mediante MATLAB.

96,02 % de los casos el sistema está disponible para generar electricidad. También se obtuvo la disponibilidad del sistema térmico mediante la Ecuación 4.2, que corresponde a una disponibilidad de 0,9927, que implica que en el 99,27 % de los casos el sistema está disponible para recuperar calor residual desde los gases de escape.

$$Disponibilidad_{electrica} = P_1 + P_3 = 0,9602 \quad (4.1)$$

$$Disponibilidad_{termica} = P_1 + P_2 = 0,9927 \quad (4.2)$$

En cuanto a la disponibilidad del sistema CHP, para el cálculo de la disponibilidad total del sistema en el periodo de 1 año y considerando las 8760 horas, se considera la disponibilidad de 95,3 %, ya que el sistema debe estar en el estado 1 para poder cumplir de forma óptima con los requerimiento energéticos tanto eléctrico como térmico.

4.1.2. Simulación de Monte Carlo

En base a la disponibilidad calculada mediante el *Método de espacio de estados* y el *Método continuo de Markov*, se genera la *Simulación de Monte Carlo* según el algoritmo realizado previamente y en base a los parámetros de la Tabla 4.7.

En cuanto a la demanda eléctrica (de_k) se considera en base al consumo histórico de litros de petróleo del grupo generador diésel (Tabla 4.4), para obtener el consumo por hora y la demanda térmica (dt_k) se obtiene mediante los litros de petróleo diésel consumidos históricamente (Tabla 4.4) y los perfiles de demandas generados previamente (Figura 4.1).

Parámetros	Descripción	Valor
T	Tiempo de estudio	8.760 horas
N	Número de iteraciones	10.000 iteraciones
ρ_c	Densidad combustible	0,832 (kg/l)
ρ_a	Densidad agua	0,997 (kg/l)
PCI_c	Poder Calorífico Inferior	43.000 (kJ/kg)
E_{ce}	% energía tubo de escape	36,628 %
$T_{inicial}$	T° inicial agua	4 °C
T_{final}	T° final agua	60 °C
Ce_{agua}	Calor específico agua	4,189 (kJ/kg°C)
E_{rt}	Eficiencia recuperador térmico	25 %
Ac	Capacidad acumulador	5.000 (l)

Tabla 4.7: Parámetros utilizados en simulación de Montecarlo.

Por otro lado, el Factor de demanda eléctrica (Fde_{ik}), se considera un número aleatorio de distribución uniforme entre los valores 0,9 y 1,1, el Factor de demanda térmica (Fdt_{ik}) se considera un número aleatorio de distribución triangular entre los valores 0,9 y 1,1 y por último, el Factor de disponibilidad (FD_{ik}) se considera 1 con una probabilidad del 95,3 % y 0 con probabilidad del 4,7 %. La Tabla 4.8, resume las distribución asignadas a cada factor.

Parámetros	Descripción	Distribución
Fde_{ik}	Factor demanda eléctrica	Uniforme(0,9;1,1)
Fdt_{ik}	Factor demanda térmica	Triangular(0,9;1,1)
FD_{ik}	Factor disponibilidad	Personalizada

Tabla 4.8: Factor de demanda.

Finalmente, para la función $f(dde_{ik})$ correspondiente al consumo de combustible del grupo generador en función de los kWh generados, se considera como α y β los valores 0,248 y 4,5167 respectivamente, quedando expresada la función de consumo de combustible del grupo generador como:

$$f(dde_{ik}) = 0,248 \cdot dde_{ik} + 4,5167 \quad (4.3)$$

Para los parámetros anteriores de la ecuación se considera el consumo de combustible

en función de la carga del grupo generador según las especificaciones del equipo como se muestra en la Tabla 4.9, realizando una regresión lineal.

Carga (%)	Carga W	Consumo (l/h)
100	475	122,8
75	356,25	91,9
50	237,5	63,9

Tabla 4.9: Consumo combustible en función de la carga.

4.2. Costos sistema de recuperación térmica

El costo base se considera como el costo de petróleo consumido en base a la demanda de petróleo de la caldera, proyectado en un año, como se muestra a continuación:

$$\text{Costo Base} = \sum_{i=1}^N \text{Cantidad de petróleo}_i \cdot \text{Costo Petróleo} = \$92,400,000 \quad (4.4)$$

Considerando el costo de petróleo como 1.200 \$/l, N como 8760, que corresponden a las horas de operación en el periodo de un año y la cantidad de petróleo consumido por la caldera durante el periodo de evaluación de 77.000 litros de petróleo diésel.

Parámetro	Valor
Costo petróleo diésel	1.200 \$/l
Cantidad de petróleo caldera	77.000 l

Tabla 4.10: Datos costo base.

Luego, considerando el costo de instalación del sistema de recuperación térmica, se consideran los costos de la Tabla 4.11, donde el costo del sistema de recuperación térmica se considera de U\$S 30.000, el costo de instalación se considera de U\$S 1000 durante 5 días y el costo de acumulador térmico según el mercado de \$ 1.000.000.

Costo	Valor
Sistema recuperación térmica	\$ 19.920.000
Costo instalación	\$ 3.320.000
Acumulador térmico	\$ 1.000.000
Costo Total	\$ 24.240.000

Tabla 4.11: Costo instalación sistema de recuperación térmica con acumulador térmico.

Fuente: (Haghifam y Manbachi, 2011)

Cabe destacar, que para el caso del costo de instalación del sistema de recuperación residual sin acumulador térmico, su costo corresponde a \$ 23.240.000. Para un análisis más detallado también se considera el factor de emisión de CO_2 , donde se calculan las emisiones no generadas por la caldera al utilizar el recuperador térmico y cumplir la demanda térmica horaria según cada perfil de demanda, en este caso se considera un factor de emisión de 0,53 kg de CO_2 por kWh generado.

5 | Análisis de Resultados

5.1. Disponibilidad sistema CHP

La disponibilidad del sistema combinado de calor y energía (CHP) generada con la metodología de *Espacio de Estados* y *Método continuo de Markov*, permitió mediante la *Simulación de Monte Carlo* obtener la disponibilidad del sistema en el periodo de 1 año. En base a esto, se obtuvieron dos análisis de sensibilidad de disponibilidad y reducción de costos, basados en los diferentes perfiles de demanda de agua caliente generados, los cuales son análisis de sensibilidad con y sin acumulador térmico.

5.1.1. Análisis sin acumulador térmico

En base a los datos obtenidos mediante la *Simulación de Monte Carlo* para el análisis sin acumulador térmico, se obtiene que la mayor disponibilidad y reducción de costos se genera con el perfil térmico 1, mientras que la menor disponibilidad se genera con el perfil térmico 3 y no se produce una reducción de costos con el perfil térmico 6, obteniendo un costo mayor al costo del caso base, ya que la reducción de costos de petróleo diésel requerido para el uso de la caldera no alcanza a solventar los costos de la implementación del sistema CHP.

Por lo tanto, al distribuir la demanda térmica de forma uniforme por cada hora se genera una mayor disponibilidad, pero al distribuir esta demanda térmica muy concentrada en ciertos intervalos por hora la disponibilidad disminuye y los costos totales aumentan incluso por sobre el costo base.

Perfil Térmico 1		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,90249	\$64.289.869,56
Mediana	0,90365	\$64.189.766,02
Moda	0,90833	—
Desviación Estándar	0,02016	\$1.932.465,98
Oblicuidad	-0,42237	-0,4478
Curtosis	3,22061	3,23
Coefficiente de Variación	0,02234	0,0301
Valor Mínimo	0,79498	\$53.935.607,95
Valor Máximo	0,95308	\$68.700.839,85

Tabla 5.1: Estadísticas perfil térmico 1 sin acumulador térmico.

Perfil Térmico 2		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,79088	\$60.754.974,01
Mediana	0,79201	\$60.838.235,75
Moda	0,80274	—
Desviación Estándar	0,01834	\$1.861.527,94
Oblicuidad	-0,37279	-0,4398
Curtosis	3,17725	3,22
Coefficiente de Variación	0,02319	0,0306
Valor Mínimo	0,69635	\$50.822.257,41
Valor Máximo	0,84304	\$65.237.843,18

Tabla 5.2: Estadísticas perfil térmico 2 sin acumulador térmico.

Perfil Térmico 3		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,63553	\$20.954.367,60
Mediana	0,63368	\$21.006.349,50
Moda	0,64007	—
Desviación Estándar	0,01402	\$1.075.546,47
Oblicuidad	-0,44940	-0,3209
Curtosis	3,23399	3,14
Coefficiente de Variación	0,02206	0,0513
Valor Mínimo	0,56005	\$15.720.040,95
Valor Máximo	0,66667	\$24.045.250,43

Tabla 5.3: Estadísticas perfil térmico 3 sin acumulador térmico.

Perfil Térmico 4		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,64180	\$25.082.391,25
Mediana	0,64178	\$25.151.792,60
Moda	0,64201	—
Desviación Estándar	0,00176	\$1.244.617,78
Oblicuidad	-0,03507	-0,3904
Curtosis	2,90893	3,20
Coefficiente de Variación	0,00274	0,0496
Valor Mínimo	0,63573	\$19.146.343,39
Valor Máximo	0,64783	\$28.518.188,20

Tabla 5.4: Estadísticas perfil térmico 4 sin acumulador térmico.

Perfil Térmico 5		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,75597	\$19.472.715,91
Mediana	0,75616	\$19.524.630,93
Moda	0,75685	—
Desviación Estándar	0,00262	\$1.022.464,27
Oblicuidad	-0,31144	-0,3451
Curtosis	3,21210	3,15
Coefficiente de Variación	0,00347	0,0525
Valor Mínimo	0,74475	\$14.390.151,51
Valor Máximo	0,76393	\$22.384.039,07

Tabla 5.5: Estadísticas perfil térmico 5 sin acumulador térmico.

Perfil Térmico 6		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,83288	\$(2.453.243,27)
Mediana	0,83288	\$(2.431.366,91)
Moda	0,83288	—
Desviación Estándar	0,00000	\$640.997,31
Oblicuidad	—	-0,1969
Curtosis	—	3,13
Coefficiente de Variación	0,00000	-0,2613
Valor Mínimo	0,83288	\$(5.341.287,18)
Valor Máximo	0,83288	\$(331.262,46)

Tabla 5.6: Estadísticas perfil térmico 6 sin acumulador térmico.

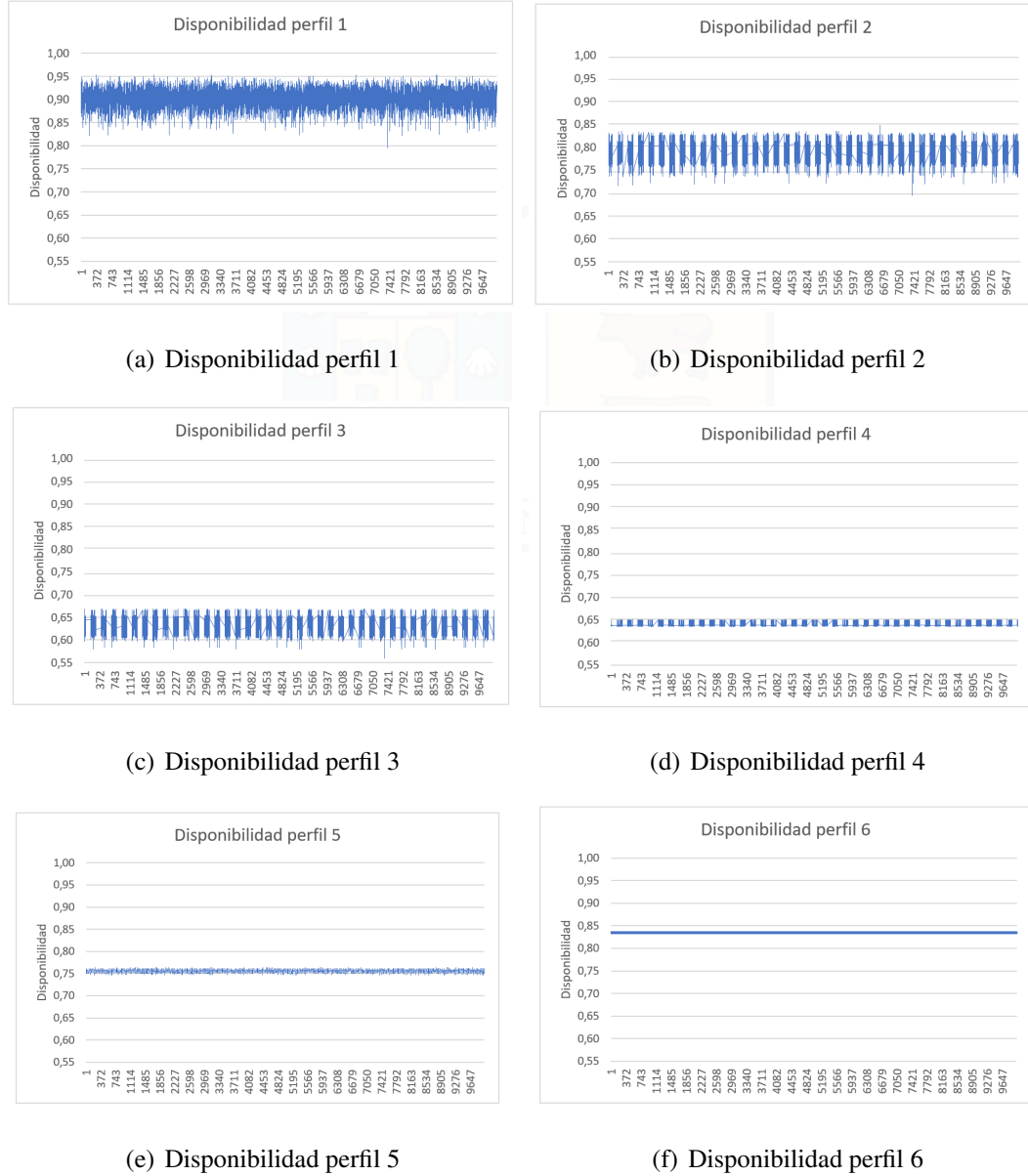


Figura 5.1: Gráficos disponibilidad sin acumulador térmico.

Según los gráficos, se aprecia que a medida que la demanda de agua caliente varía desde el perfil térmico 1 al perfil térmico 6, la variabilidad de la disponibilidad en sus 10.000 simulaciones disminuye, lo que se demuestra en su coeficiente de variación y desviación estándar. En base a esto, la disponibilidad del perfil térmico 6 (Figura 5.1) se mantiene constante en las 10.000 simulaciones debido a que al tener pocos intervalos de demanda térmica durante el día y muchos intervalos con demanda igual a 0, se puede suplir la demanda igual a 0 solamente mediante el sistema CHP propuesto sin acumulador térmico

obteniendo una disponibilidad superior los perfiles térmicos 2, 3, 4 y 5.

En base a los resultados obtenidos, se logra una mayor disponibilidad cuando existe una distribución de demanda de agua caliente diaria constante como el perfil térmico 1 o distribuida en muy pocos periodos de tiempo durante el día como el perfil térmico 6. En cuanto a reducción de costos, se logra una mayor reducción de costos cuando el perfil de demanda térmica (agua caliente) está distribuida de forma constante o variable pero en varios periodos de tiempo durante el día como se muestra desde el perfil térmico 1 al 5, pero cuando la demanda se comporta como el perfil 6, donde se distribuye toda la demanda solo en 3 horas durante el día, no se produce una reducción de costos ya que no supe el costo de instalación del recuperador térmico y el costo de petróleo diésel para suplir la demanda térmica mediante el uso de la caldera.

Finalmente, una disponibilidad alta como en el caso del perfil térmico 6, no necesariamente permite una reducción de costos en el periodo de evaluación del sistema CHP sin acumulador térmico, por lo que se hace necesario evaluar todos los parámetros que influyen en la implementación del sistema CHP, donde se aprecia que la mayor disponibilidad se genera con el perfil térmico 1 al igual que la mayor reducción de costos, en donde se debe considerar una demanda térmica distribuida de forma lo más uniforme durante el día para obtener una disponibilidad alta y un costo muy inferior al costo base.

5.1.2. Análisis con acumulador térmico

Al realizar la *Simulación de Monte Carlo* del sistema CHP con el acumulador térmico, según los resultados se obtiene un considerable aumento en la disponibilidad de cada uno de los 6 perfiles de demanda de agua caliente evaluado, al igual que el aumento en la reducción de costos en el periodo de evaluación. En base a esto, la mayor disponibilidad es con el perfil térmico 2 con 98,593 % mientras que la mayor reducción de costos para el perfil térmico 1 con \$ 67.640.311. Por otro lado, la menor disponibilidad en el periodo de evaluación se registra con el perfil térmico 3 con 85,028 % y la menor reducción de costos se realiza con el perfil térmico 6 con \$ 21.749.951.

Perfil Térmico 1		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,97638	\$67.640.311,69
Mediana	0,97626	\$67.656.682,84
Moda	0,97466	—
Desviación Estándar	0,00585	\$164.228,50
Oblicuidad	0,09491	-0,5723
Curtosis	2,90990	3,51
Coefficiente de Variación	0,00599	0,0024
Valor Mínimo	0,95651	\$66.797.230,26
Valor Máximo	0,99646	\$68.051.304,95

Tabla 5.7: Estadísticas perfil térmico 1 con acumulador térmico.

Perfil Térmico 2		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,98593	\$67.561.678,40
Mediana	0,98607	\$67.584.432,64
Moda	0,98710	—
Desviación Estándar	0,00251	\$169.403,01
Oblicuidad	-0,61399	-1,07
Curtosis	4,78479	5,66
Coefficiente de Variación	0,00254	0,0025
Valor Mínimo	0,96804	\$66.185.960,68
Valor Máximo	0,99429	\$67.928.644,53

Tabla 5.8: Estadísticas perfil térmico 2 con acumulador térmico.

Perfil Térmico 3		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,85028	\$43.749.895,79
Mediana	0,85068	\$43.795.089,00
Moda	0,85114	—
Desviación Estándar	0,00376	\$652.837,51
Oblicuidad	-0,63825	-0,4445
Curtosis	3,76930	3,37
Coefficiente de Variación	0,00443	0,0149
Valor Mínimo	0,82705	\$40.734.890,78
Valor Máximo	0,86073	\$45.671.515,52

Tabla 5.9: Estadísticas perfil térmico 3 con acumulador térmico.

Perfil Térmico 4		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,93625	\$60.275.179,07
Mediana	0,93699	\$60.334.683,19
Moda	0,93733	—
Desviación Estándar	0,00469	\$508.385,53
Oblicuidad	-0,90367	-0,7994
Curtosis	4,44145	4,18
Coefficiente de Variación	0,00501	0,0084
Valor Mínimo	0,90890	\$57.454.103,82
Valor Máximo	0,94760	\$61.546.113,92

Tabla 5.10: Estadísticas perfil térmico 4 con acumulador térmico.

Perfil Térmico 5		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de Costos
Media	0,86275	\$42.800.245,65
Mediana	0,86279	\$42.849.552,24
Moda	0,86358	—
Desviación Estándar	0,00258	\$645.925,96
Oblicuidad	-0,21982	-0,4680
Curtosis	3,18944	3,38
Coefficiente de Variación	0,00299	0,0151
Valor Mínimo	0,85114	\$39.698.352,90
Valor Máximo	0,87089	\$44.714.641,53

Tabla 5.11: Estadísticas perfil térmico 5 con acumulador térmico.

Perfil Térmico 6		
Estadísticas	Disponibilidad	Reducción de costos
Media	0,86496	\$21.749.951,83
Mediana	0,86541	\$21.761.619,03
Moda	0,86610	—
Desviación Estándar	0,00162	\$501.235,60
Oblicuidad	-1,31755	-0,1718
Curtosis	5,29522	3,09
Coefficiente de Variación	0,00188	0,0230
Valor Mínimo	0,85274	\$19.867.402,52
Valor Máximo	0,86781	\$23.671.913,23

Tabla 5.12: Estadísticas perfil térmico 6 con acumulador térmico.

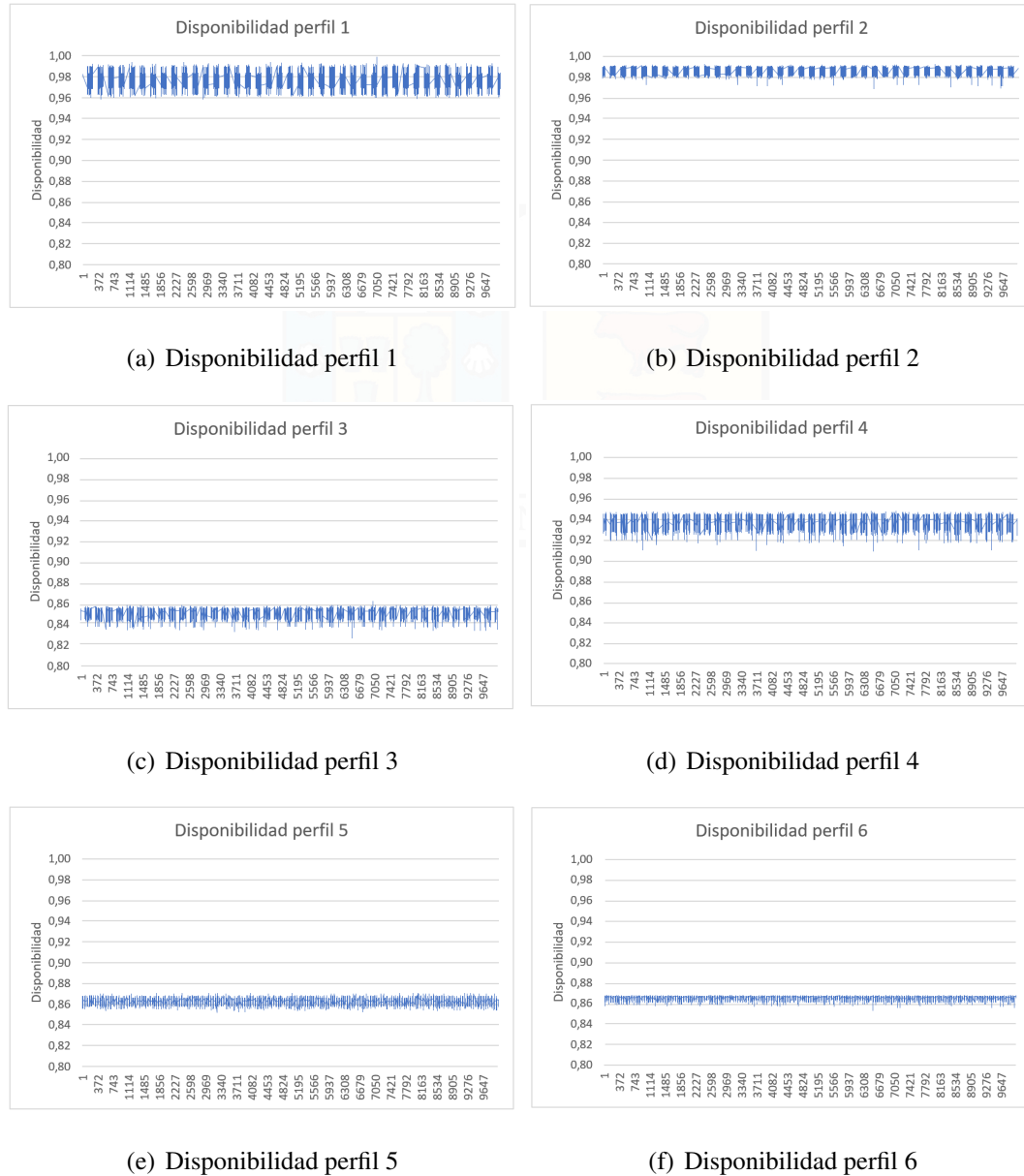


Figura 5.2: Disponibilidad con acumulador térmico.

El sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP) con acumulador de agua caliente permite aumentar considerablemente la disponibilidad del sistema, como también aumentar la reducción de costos en el periodo de evaluación. Pero según los gráficos de la Figura 5.2, la disponibilidad del perfil térmico 6 varía con el acumulador térmico a diferencia del sistema sin acumulador, esto se debe a que al existir el sistema de acumulación de agua caliente, es posible suplir la demanda en periodos donde no se genera recuperación de agua caliente desde el intercambiador de calor y suplir la demanda con el agua

caliente acumulada previamente.

Entonces, el sistema de acumulación de agua caliente permite proveer de agua caliente al usuario final en los periodos donde no es posible recuperar energía desde los gases de escape para calentar agua mediante el intercambiador de calor debido a la indisponibilidad del sistema CHP o no se alcance a suplir la totalidad de la demanda con el sistema de recuperación de calor para ese periodo en específico. Esto permite aumentar considerablemente la disponibilidad de los 6 perfiles de demanda térmica, como también generar una disminución del costo total de todos los perfiles de demanda térmica en el periodo de evaluación, ya que se generan ahorros de combustible diésel, al no ocupar la caldera para proveer en periodos de demanda de agua caliente. La reducción de costos de petróleo diésel además permite la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al disminuir el uso de la caldera.

5.2. Variación de la disponibilidad del sistema

En base a la disponibilidad esperada, mediante el *Método de Espacio de Estados* y *Método continuo de Markov*, que corresponde a una disponibilidad de 95,3 % se evalúa la variabilidad de la disponibilidad en el periodo de evaluación del sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP), compuesto por el grupo generador diésel y el recuperador de calor térmico desde los gases de escape, donde se realizan dos análisis, el primero sin acumulador térmico y luego, con acumulador térmico considerando los 6 perfiles térmicos propuestos anteriormente.

5.2.1. Análisis sin acumulador térmico

En la Figura 5.3, se presenta un gráfico de la disponibilidad del sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP), compuesto por el grupo generador diésel y el recuperador de calor térmico, donde se muestra el comportamiento de la disponibilidad por hora sin el acumulador térmico transcurrido un año de evaluación.

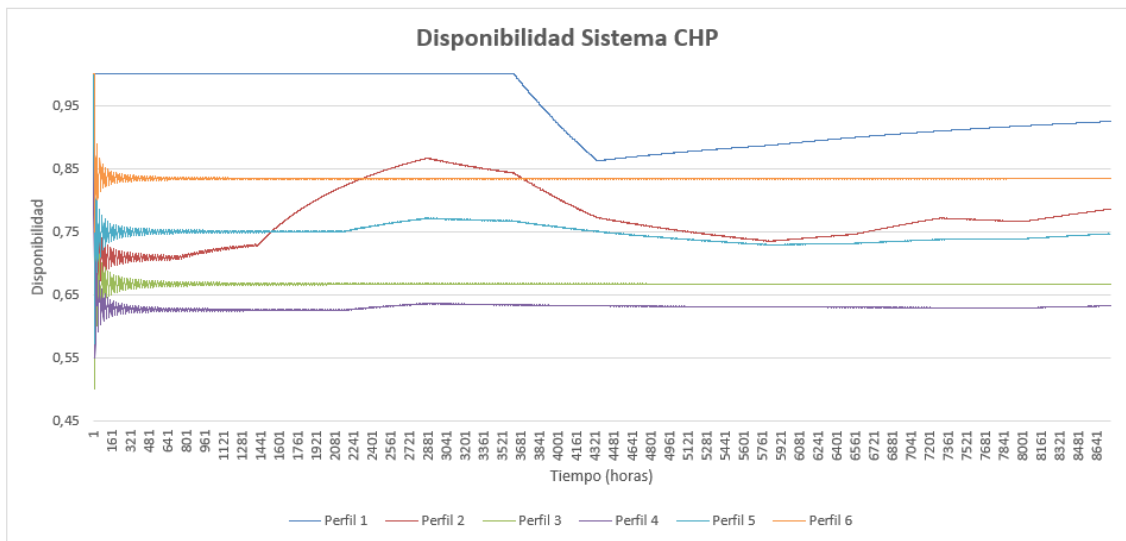


Figura 5.3: Disponibilidad por hora sistema sin acumulador.

En este gráfico, se aprecia cómo la disponibilidad del sistema del perfil térmico 1. En cuanto a los demás perfiles térmicos, estos se mantienen constantes a excepción del perfil

térmico 2, donde aumenta la disponibilidad durante un periodo de tiempo y luego disminuye.

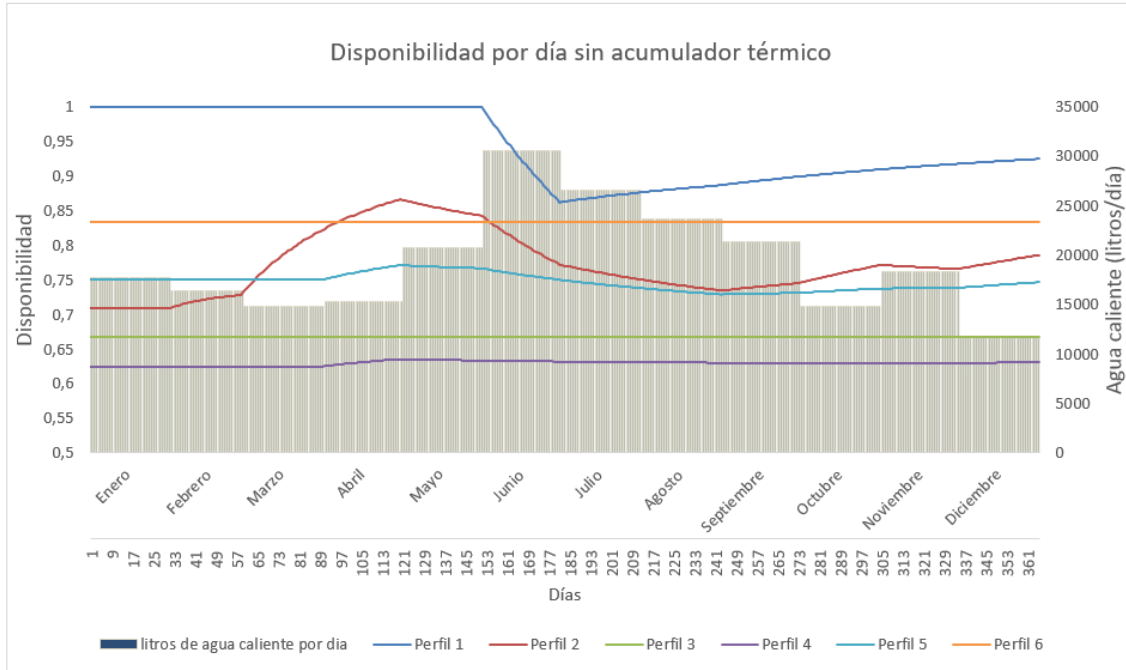


Figura 5.4: Disponibilidad diaria sin acumulador térmico.

El gráfico de la Figura 5.4, permite responder a los aumentos y disminuciones en la disponibilidad de acuerdo a cada perfil térmico evaluado. En base a esto, la disminución de la disponibilidad del perfil térmico 1 se justifica debido al aumento en la demanda de agua caliente en los meses de Junio y Julio. En cuanto a la variabilidad del perfil térmico 2, el aumento se debe a la disminución de la demanda de agua caliente correspondiente a los meses de Febrero, Marzo y Abril mientras que la disminución de la disponibilidad del perfil térmico 2 se debe al aumento de la demanda térmica en los meses de Mayo, Junio y Julio.

Finalmente, la variación de la demanda de agua caliente puede influir en la variabilidad de la disponibilidad del sistema de acuerdo a cada perfil de demanda de agua caliente, donde los perfiles que son afectados para este caso en específico, son el perfil térmico 1 y 2 como se evaluó anteriormente. En cuanto a los demás perfiles, estos se mantienen relati-

vamente constantes durante todo el periodo de evaluación independiente de la variabilidad de la demanda.

5.2.2. Análisis con acumulador térmico

En el gráfico de la Figura 5.5, se presenta la variación por hora de la disponibilidad de cada perfil térmico del sistema combinado de calor y energía eléctrica (CHP) con acumulador térmico, en este caso, como se demostró con la *Simulación de Monte Carlo* anteriormente, la disponibilidad aumenta en los 6 perfiles de demanda térmica en comparación al caso sin acumulador de agua caliente, debido a que el acumulador térmico permite proveer de agua caliente al usuario final cuando no se recupera calor del sistema CHP ya que no se encuentra disponible o no se alcanza a suplir la demanda con la recuperación de calor residual desde el gas de escape.

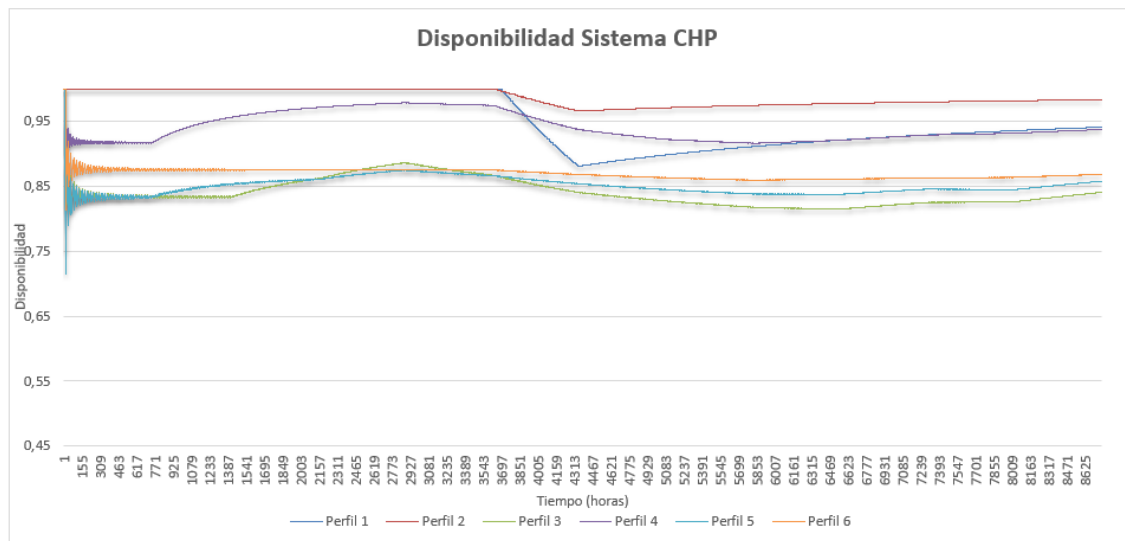


Figura 5.5: Disponibilidad por hora sistema con acumulador.

Del gráfico anterior, se observa que para los perfiles 1 y 2 la disponibilidad es igual a 1 y disminuye a partir de las 3691 y 3639 horas respectivamente. En cuanto a los demás perfiles térmicos (perfil 3, 4 y 5) tienden a aumentar levemente y luego disminuye). En cuanto al perfil térmico 6, se mantiene constante durante las 8760 horas, lo que se explica por los pocos intervalos de demanda térmica durante el día.

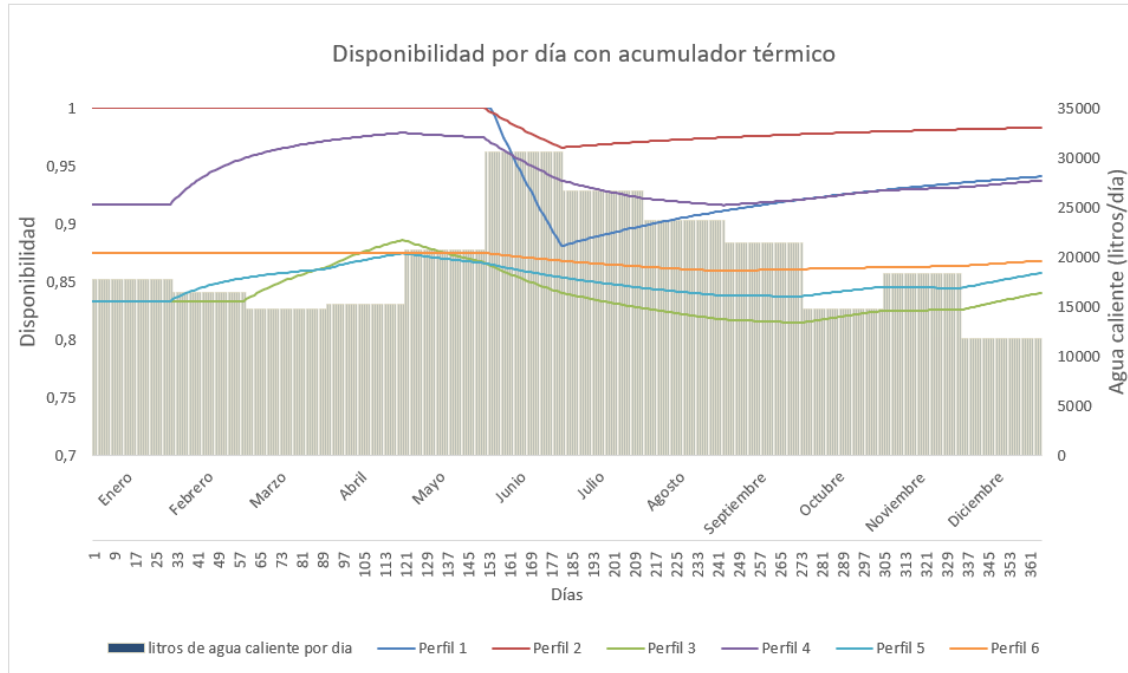


Figura 5.6: Disponibilidad diaria con acumulador térmico.

El gráfico de la Figura 5.6, permite responder a los aumentos y disminuciones en la disponibilidad de acuerdo a cada perfil térmico evaluado. En base a esto, la disminución de la disponibilidad del perfil térmico 1 y 2 se justifica debido al aumento en la demanda de agua caliente en los meses de Junio y Julio. En cuanto a la variabilidad de los perfiles térmicos 3, 4 y 5 el aumento se debe a la disminución de la demanda de agua caliente correspondiente a los meses de Febrero, Marzo y Abril mientras que la disminución de la disponibilidad de estos tres perfiles térmicos se debe al aumento de la demanda térmica en los meses de Mayo, Junio y Julio.

Finalmente, al igual que en la evaluación de la disponibilidad sin acumulador, la variabilidad de la demanda de agua caliente puede generar la variabilidad en la disponibilidad en función del tiempo de acuerdo a cada perfil térmico. En este caso, solo el perfil 6 no se ve afectado por la variabilidad de la demanda térmica, que se debe básicamente a los pocos periodos de demanda durante el día de este perfil.

5.3. Comparación de resultados

Luego de realizada la *Simulación de Monte Carlo*, se obtuvieron los siguientes resultados de disponibilidad del sistema durante el periodo de un año que se muestran en la Tabla 5.13, que resume la disponibilidad, costos y emisiones de CO_2 sin acumulador térmico.

Perfiles Térmicos	Disponibilidad	Costos	Emisiones
Perfil 1	0,9025	\$28.110.130	21375,90 kg CO_2
Perfil 2	0,7909	\$31.645.026	36891,22 kg CO_2
Perfil 3	0,6355	\$71.445.632	211583,45 kg CO_2
Perfil 4	0,6418	\$67.317.609	193464,79 kg CO_2
Perfil 5	0,7560	\$72.927.284	218086,69 kg CO_2
Perfil 6	0,8329	\$94.853.243	309934,60 kg CO_2

Tabla 5.13: Resultados sistema CHP sin acumulador.

Luego, en la Tabla 5.14, se resume la disponibilidad, costos y emisiones de CO_2 con el acumulador térmico.

Perfiles Térmicos	Disponibilidad	Costos	Emisiones
Perfil 1	0,9764	\$24.759.688	2281,01 kg CO_2
Perfil 2	0,9859	\$24.838.322	2626,14 kg CO_2
Perfil 3	0,8503	\$48.650.104	107140,47 kg CO_2
Perfil 4	0,9363	\$32.124.821	34607,94 kg CO_2
Perfil 5	0,8628	\$49.599.754	111308,66 kg CO_2
Perfil 6	0,8650	\$70.650.048	203702,30 kg CO_2

Tabla 5.14: Resultados sistema CHP con acumulador.

En cuanto a la disponibilidad del sistema transcurrido un año, ésta se mantiene por sobre el 84,33 % con el acumulador térmico y sobre el 62,77 % sin acumulador térmico correspondiente al perfil térmico 3 con menor disponibilidad. Además en todos los casos la disponibilidad es mayor con el sistema con acumulación térmica que sin este dispositivo, como se muestra en el gráfico de la Figura 5.7, que el acumulador permite suplir demandas térmicas en periodos donde no se genera recuperación de agua caliente mediante el sistema de recuperación residual o no alcanza a suplir la demanda en su totalidad.

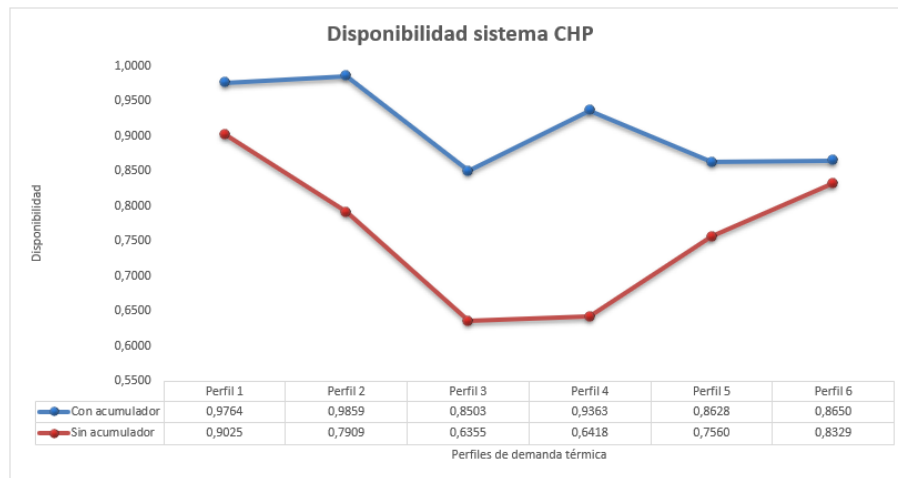


Figura 5.7: Disponibilidad con y sin acumulador.

En cuanto a la reducción de costos, que se muestra en el gráfico de la Figura 5.8, se concluye que la reducción de costos se logra consolidar con el acumulador térmico, especialmente cuando la demanda se encuentra entre el perfil térmico 3 y 6.



Figura 5.8: Costos con y sin acumulador.

El costo de la instalación del sistema de recuperación térmica sin acumulador térmico corresponde a \$ 23.240.000, mientras que para el caso del sistema con acumulador térmico se considera el costo del acumulador de \$ 1.000.000, por lo que el costo de instalación corresponde a \$ 24.240.000 para el sistema con acumulador de agua caliente. La Tabla 5.15, permite comparar el costo del consumo de petróleo diésel ocupado por la caldera para

satisfacer la demanda de agua caliente según los diferentes perfiles de demanda térmica y funcionando el sistema con o sin acumulador de agua caliente, donde este costo no considera el costo de instalación del sistema para cada caso.

Perfil Térmico	Sin acumulador	Con acumulador	Diferencia
Perfil 1	\$4.870.130	\$519.688	\$4.350.442
Perfil 2	\$8.405.026	\$598.322	\$7.806.704
Perfil 3	\$48.205.632	\$24.410.104	\$23.795.528
Perfil 4	\$44.077.609	\$7.884.821	\$36.192.788
Perfil 5	\$49.687.284	\$25.359.754	\$24.327.530
Perfil 6	\$71.613.243	\$46.410.048	\$25.203.195

Tabla 5.15: Costo petróleo diésel en caldera con y sin acumulador térmico.

El gráfico de la Figura 5.9, se muestra la diferencia entre el costo de petróleo diésel ocupado por la caldera para suplir la demanda de agua caliente con y sin acumulador térmico. En función de estos resultados, la implementación del acumulador térmico en el sistema de recuperación de calor residual desde los gases de escape del grupo generador diésel se justifica, ya que la diferencia en ahorro de combustible diésel está por sobre el valor de instalación del acumulador térmico en cada uno de los perfiles, donde el mayor ahorro se produce con el perfil térmico 4 y el menor ahorro con el perfil térmico 1.

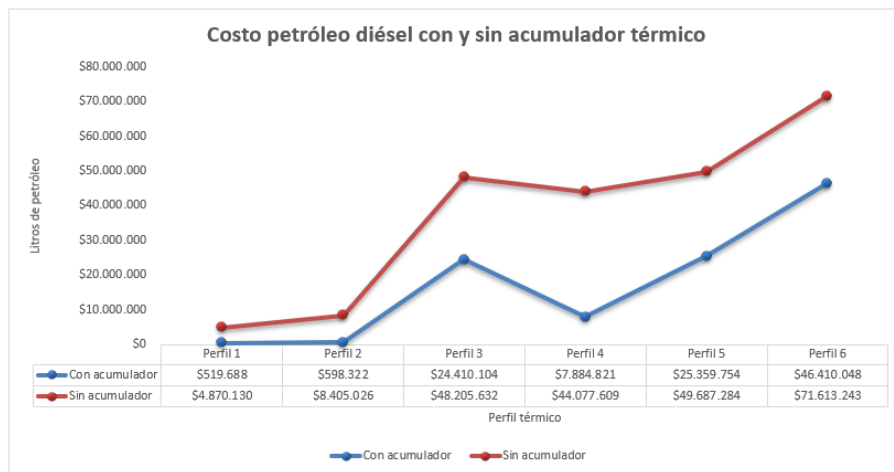


Figura 5.9: Costo petróleo diésel con y sin acumulador térmico.

En la Tabla 5.16, se muestra la cantidad de petróleo diésel ocupado por la caldera en el periodo de evaluación con el sistema CHP con y sin acumulador térmico, para suplir la

demanda de agua caliente proyectada.

Perfil Térmico	Litros con acumulador	Litros sin acumulador
Perfil 1	433,074	4058,442
Perfil 2	498,601	7004,188
Perfil 3	20341,754	40171,360
Perfil 4	6570,684	36731,341
Perfil 5	21133,129	41406,070
Perfil 6	38675,040	59677,703

Tabla 5.16: Litros de petróleo diésel ocupados por la caldera con y sin acumulador térmico.

En donde se confirma la implementación del acumulador térmico, logrando reducción de litros de petróleo ocupados por la caldera para suplir la demanda térmica, con la mayor reducción producida con el perfil térmico 3 con 30.160 litros de petróleo equivalentes a \$ 36.192.788.

En cuanto a las emisiones de CO_2 en kg/kWh , en el gráfico de la Figura 5.10 se muestra la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero comparando con el caso base, que refleja las emisiones generadas sin la implementación del sistema de recuperación térmica desde los gases de escape y las emisiones generadas con el sistema con y sin acumulador térmico según cada perfil de demanda evaluado.

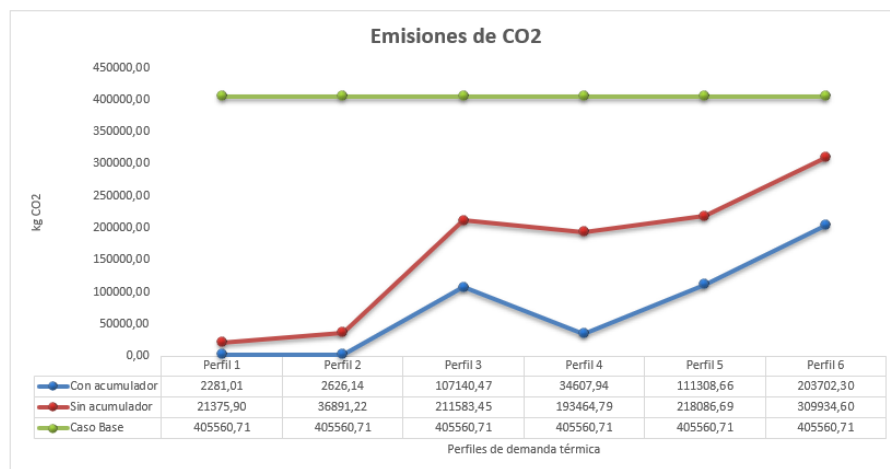
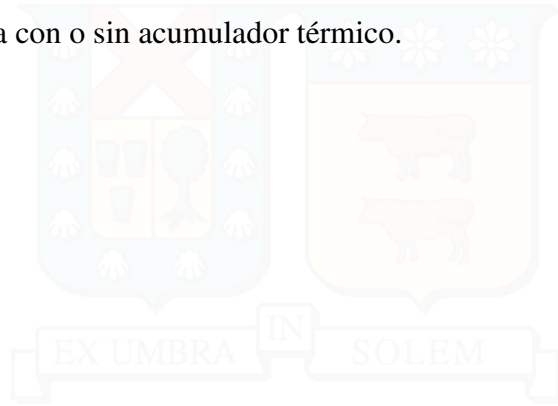


Figura 5.10: Emisiones de CO_2 con y sin acumulador.

En cuanto a la reducción de emisiones de CO_2 en comparación con el caso base, la

implementación del acumulador térmico permite que disminuyan notoriamente cuando el perfil de demanda de agua caliente se encuentra entre el perfil térmico 3 y 6, como se muestra en el gráfico de la Figura 5.10. Mientras que las mayores reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero se logran con el perfil térmico 1 y 2, independiente si el sistema se encuentra con o sin acumulador térmico.



6 | Conclusiones

Los sistemas combinados de calor y energía eléctrica (CHP), desempeñan un papel fundamental en temas de eficiencia energética y la gestión de la variabilidad de la demanda eléctrica y térmica de una instalación. En base a esto, un punto relevante es la evaluación de confiabilidad y disponibilidad de los sistemas CHP para cumplir de forma óptima con la demanda energética del usuario final. Es por esto, que mediante el sistema propuesto por un grupo electrógeno diésel y un intercambiador de calor (recuperador térmico desde los gases de escape del grupo generador diésel), se logra evaluar la disponibilidad del sistema CHP mediante el *Método continuo de Markov* basado en el *Método de Espacio de Estados*, considerando las tasas de fallas (λ) y tasas de reparación (μ) para la obtención de la disponibilidad del sistema CHP, obteniendo el índice de disponibilidad eléctrico y térmico del sistema. Para esto, se consideró además el sistema de suministro de combustible, el sistema de suministro de agua fría y una evaluación con y sin acumulador térmico para el análisis de confiabilidad.

Para la evaluación de la implementación del sistema CHP en una situación aplicada, se modeló un caso base según los datos obtenidos en la literatura y las demandas eléctricas y térmicas de una instalación. Luego, mediante la *Simulación de Monte Carlo*, se logra obtener la disponibilidad del sistema evaluada en un año, en base a 6 diferentes perfiles de demanda de agua caliente. En base a los resultados de la simulación, se logra obtener disponibilidades mucho mayores en cada uno de los 6 perfiles de demanda térmica con el acumulador térmico que sin él, ya que este dispositivo permite proveer de agua caliente en periodos donde el sistema no es capaz de suministrar agua caliente o no alcanza a suplir la demanda térmica en el periodo en específico.

Luego, evaluando el sistema en base a la disponibilidad esperada obtenida mediante el *Método continuo de Markov* y el *Método de Espacio de Estados*, se obtiene que para el sistema con y sin acumulador térmico, la variabilidad de la demanda de agua caliente puede influir en la disponibilidad de sistema CHP de acuerdo a cada perfil de demanda térmica, donde los perfiles que son afectados en gran medida, son aquellos que poseen una demanda distribuida durante todo el día y aquellos perfiles que poseen demandas concentradas en pocos periodos de tiempo durante el día, sus índices de disponibilidad generalmente no se ven afectados por la variabilidad de la demanda durante el periodo de evaluación.

Analizando la reducción de costos generada por el uso del sistema CHP, este se genera por el ahorro en combustible diésel que no se ocupa en la caldera para suplir la demanda de agua caliente, ya que es posible suplir esta demanda con el sistema de recuperación de calor residual. En cuanto a esto, el costo de cada uno de los 6 perfiles generados, considerando el costo de instalación y el costo del combustible ocupado en la caldera, se justifica en el periodo de un año a excepción del perfil 6 sin acumulador térmico, ya que sobrepasa el costo base de \$92,400,000. Luego, se evalúa la reducción de costos del sistema CHP con y sin acumulador térmico, donde se justifica la incorporación de este ya que el ahorro en el periodo de un año como mínimo es de \$4,350,442 correspondiente al perfil térmico 1 y el costo del dispositivo de acumulación es de \$1,000,000.

En cuanto a la reducción de emisiones de CO_2 los perfiles que generan más reducción, independiente si se evalúa con o sin acumulador térmico son los perfiles de demanda de agua caliente 1 y 2, donde la demanda está distribuida en todos los periodos del día. En cuanto a los demás perfiles de demanda de agua caliente (perfiles térmicos 3, 4, 5 y 6), se justifica la incorporación del acumulador térmico ya que permite disminuir notoriamente las emisiones de CO_2 .

Finalmente, en función del análisis de confiabilidad realizado del sistema combinado de calor y energía eléctrica propuesto y el efecto que tiene en la evaluación técnica, eco-

nómica y medioambiental, un parámetro importante a considerar para la instalación de estos sistemas que proveen de energía eléctrica continua durante periodos prolongados de tiempo, es la incorporación de sistemas de acumulación de agua caliente para aumentar la confiabilidad del sistema, generando reducción de costos y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Otro parámetro importante a la hora de considerar la instalación de estos sistemas, es el estudio de la demanda de agua caliente diaria que se desea suplir mediante este método, ya que de acuerdo a cada perfil térmico es posible obtener diferentes disponibilidades, donde el perfil más crítico es aquel que se distribuye en muy pocos periodos tiempo durante el día, ya que genera costos más elevados y emisiones de gases de efecto invernadero mucho mayores que los demás perfiles térmicos, debido a que por lo general no alcanza a suplir la demanda de agua caliente, provocando la utilización de la caldera para abastecer de agua caliente.

Bibliografía

- Acuña, Jorge Acuña (2003). *Ingeniería de confiabilidad*. Editorial Tecnologica de CR. [2.3.5](#)
- Akpınar, Ebru Kavak (2006). Evaluation of heat transfer and exergy loss in a concentric double pipe exchanger equipped with helical wires. *Energy Conversion and Management*, 47(18-19), 3473–3486. [2.2.2](#)
- Arata, Adolfo (2009). *Ingeniería y gestión de la confiabilidad operacional en plantas industriales. Aplicación de la Plataforma R-MES*. RIL editores. ([document](#)), [2.3.1](#), [2.3.2](#), [2.10](#), [2.11](#), [2.12](#), [2.13](#), [2.14](#), [2.15](#), [2.2](#)
- Araya, R; Bustos, F; Contreras, J; y Fuentes, A (2017). Life-cycle savings for a flat-plate solar water collector plant in Chile. *Renewable Energy*, 112, 365–377. ([document](#)), [4.1](#)
- Cuadros Quispe, André Alfredo (2014). Upgrade del sistema de control del generador diesel de emergencia de una central térmica de generación. [2.1.1](#)
- DoE, US (2008). Waste heat recovery: technology and opportunities in US industry. *Washington DC: US Department of Energy Industrial Technologies Program*. [1.2](#)
- Dooley, R; Paterson, S; y Pearson, M (2005). Diagnostic/troubleshooting monitoring to identify damaging cycle chemistry or thermal transients in heat recovery steam generator pressure parts. *Palo Alto: CA: Electrical Power Research Institute*. [2.2.3](#)
- Doty, Steve y Turner, Wayne C (2004). *Energy management handbook*. CRC Press. ([document](#)), [2.3](#), [2.1.1](#)
- Giangrandi, Leonardo (2011). *Aspectos técnico económicos para evaluación de proyectos de cogeneración en base a grupos de generadores diesel*. PhD thesis, Pontificia Universidad Católica de Chile. ([document](#)), [2.1.1](#), [2.2](#), [2.4](#), [2.5](#), [2.9](#)
- González, Carlos Alberto López (2017). Tecnologías de recuperación y aplicaciones del calor residual de procesos industriales. *Revista CINTEX*, 10, 51–58. [2.2.1](#)
- Haghifam, Mahmood Reza y Manbachi, Moein (2011). Reliability and availability modelling of combined heat and power (chp) systems. *International journal of electrical power & energy systems*, 33(3), 385–393. ([document](#)), [1.2](#), [3.2.1](#), [4.5](#), [4.11](#)

- Kates, Edgar J y Luck, William E (1982). *Motores diesel y de gas de alta compresión*. Reverté. [1.2](#)
- Knight, I (2005). Residential cogeneration systems: A review of the current technologies. *Cardiff, Wales, United Kingdom: International Energy Agency*. [1.2](#)
- Koh, Chuan H (2014). *Performance and reliability of exhaust gas waste heat recovery units*. Technical report, NAVAL POSTGRADUATE SCHOOL MONTEREY CA. [1.2](#)
- Marcelo, Flores y César, Julio (2016). Evaluación de la confiabilidad del sistema de generación eléctrica en una refinería de hidrocarburos. [1.2](#)
- Mastronarde, Thomas P (1982). Energy conservation utilizing waste heat boilers the challenge, problems, and solutions. *Naval Engineers Journal*, 94(2), 277–285. [2.2.3](#)
- Melo-González, R; Lara-Hernández, C; y Jacobo-Gordillo, F (2009). Estimación de la confiabilidad-disponibilidad-mantenibilidad mediante una simulación tipo monte carlo de un sistema de compresión de gas amargo durante la etapa de ingeniería. *Tecnología, Ciencia, Educación*, 24(2). [2.5.3](#)
- Moubray, John (2004). Rcm mantenimiento centrado en confiabilidad, edición en español. *Asheville, North Carolina, USA: Aladon LLC*. [1.2](#)
- Pinos Guillén, Guido Manuel (2016). Análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad a los equipos críticos de la planta de tratamiento de agua potable sustag de etapa ep. Master's thesis, Universidad del Azuay. [1.2](#)
- Poveda, Mentor (2007). Eficiencia energética: recurso no aprovechado. *OLADE. Quito*. [1.2](#)
- Rodríguez, Laura Romero; Lissén, José Manuel Salmerón; Ramos, José Sánchez; Jara, Enrique Ángel Rodríguez; y Domínguez, Servando Álvarez (2016). Analysis of the economic feasibility and reduction of a building's energy consumption and emissions when integrating hybrid solar thermal/pv/micro-chp systems. *Applied Energy*, 165, 828–838. [\(document\)](#), [2.6](#), [2.7](#), [2.8](#), [2.1](#)
- Segaser, Charles L (1978). *Conventional alternating-current generators and engine generator sets*. Technical report, Argonne National Lab., IL (USA); Oak Ridge National Lab., TN (USA). [2.1.1](#)
- Zamanzadeh, Mehrooz; Larkin, Edward S; Bayer, George T; Linhart, William J; et al. (2007). Failure analysis and investigation methods for boiler tube failures. In *CORROSION 2007: NACE International*. [2.2.3](#)
- Zapata, Carlos J; Piñeros, Luis C; y Castaño, Diego A (2004). El método de simulación de montecarlo en estudios de confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica. *Scientia et technica*, 1(24). [2.5.3](#), [3.2.2](#)