



Institución Universitaria

Estudio de factibilidad técnico-económica del uso de un sistema de cogeneración para la recuperación de calor en una planta cementera en Colombia

Andrés Felipe Robledo Gómez

Instituto Tecnológico Metropolitano

Facultad de Ingenierías

Medellín- Colombia

2019

Estudio de factibilidad técnico-económica del uso de un sistema de cogeneración para la recuperación de calor en una planta cementera en Colombia

Andrés Felipe Robledo Gómez

Tesis o trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Gestión Energética Industrial

Director (a):

Msc. Adrian Felipe Martinez Perez

Codirector (a):

Msc. Carlos Alberto Acevedo Alvarez

Línea de Investigación:

Energía Térmica

Grupo de Investigación:

Grupo de Investigación: Materiales Avanzados y Energía

MATyER

Instituto Tecnológico Metropolitano

Facultad de Ingenierías

Medellín-Colombia

2019

Resumen

Esta investigación tiene como objetivo desarrollar y aplicar una metodología para estimar el potencial de cogeneración aprovechando la energía térmica que se desperdicia en una planta cementera en Colombia, teniendo en cuenta las tecnologías existentes y determinando cuál de ellas es la más adecuada para este tipo de industria y específicamente esta planta. Se busca con esta, hacer una contribución al uso racional de energía y aportar al Acuerdo de Paris sobre Cambio Climático que se dio en el COP21 del 2015 y ratificado por Colombia a finales del 2016, promoviendo con este método la utilización de tecnologías que resulten más eficientes energéticamente para la industria. La implementación de un sistema de cogeneración mejora las condiciones ambientales, reduce los costos de producción, genera oportunidades de ahorro energético, aumenta la productividad y puede llegar a mejorar la calidad de su producto final, convirtiéndose en una alternativa que beneficia a las empresas de producción de cemento y los hace más competitivos en el mercado actual. La metodología planteada se basa en la caracterización de la planta seleccionada para el análisis, la cuantificación energética disponible a partir de un balance de masa y energía, determinar la mejor tecnología para el desarrollo de este proyecto según las condiciones de la planta y el balance realizado y por último realizar una evaluación financiera para identificar la viabilidad del proyecto. Con esto se identifica la posibilidad de implementar un sistema de Ciclo de Vapor convencional con turbina en una planta de cemento que conlleve a un ahorro energético significativo, retornando su inversión en 20 años y recuperando el 16.7% de la energía a través de cogenerar parte de la energía consumida en el proceso.

Palabras clave: Cemento, Cogeneración, Factibilidad, Eficiencia, Energía, Ciclo Rankine, ORC, Kalina, Ambiental

Abstract

This research aims to develop and apply a methodology to estimate the potential of cogeneration by taking advantage of thermal energy in a cement plant in Colombia. and specifically this plant. It is sought with this, a contribution is made for the rational use of energy and the Paris Agreement on Climate Change that was given in the COP21 of 2015 and ratified by Colombia at the end of 2016 is promoted, promoting with this method the use of the technologies that are more energy efficient for the industry. The implementation of a cogeneration system improves environmental conditions, reduces production costs, generates opportunities for energy savings, increases the quality of its final product, and becomes an alternative that benefits production companies. of cement and makes them more competent in the current market. The proposed methodology is based on the characterization of the selected plant for the analysis, the energy quantification available from a mass and energy balance, determine the best technology for the development of this project according to the conditions of the plant and the balance of mass and energy and finally perform a financial evaluation to identify the feasibility of the project, with what is expected, estimate the potential of cogeneration and the technical - economic feasibility to implement this a system of conventional steam cycle with turbine in a plant cement that leads to significant energy savings, returning its investment in 20 years and recovering 16.7% of the energy through cogenerating part of the energy consumed in the process.

Keywords: Cement, Cogeneration, Feasibility, Efficiency, Energy, Rankine Cycle, ORC, Kalina, Environmental.

Contenido

Contenido

1. Capítulo 1. CONTEXTO DE LA TESIS	5
1.1 Antecedentes	5
1.2 Síntesis del Problema	7
1.3 Justificación.....	9
1.4 Hipótesis	12
1.5 Objetivos	12
1.5.1 Objetivo General.....	12
1.5.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Capítulo 2. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	13
2.1 MARCO TEÓRICO.....	13
2.1.1 La Cogeneración	13
2.1.2 La cogeneración en el mundo.....	15
2.1.3 Potencial de cogeneración en el mundo	17
2.1.4 Potencial de cogeneración en Colombia	19
2.1.5 Evaluación financiera de proyectos energéticos	20
2.2 ESTADO DEL ARTE	23
2.2.1 COGENERACIÓN EN LA INDUSTRIA DEL CEMENTO.....	23
2.2.2 Ciclo de vapor convencional RANKINE	26
2.2.3 Ciclo orgánico RANKINE (ORC)	28
2.2.4 Ciclo KALINA®	29
2.2.5 Comparación tecnologías de cogeneración	30
3. Capítulo 3. METODOLOGÍA	35
3.1 Caracterización de la planta de Cemento	35
3.1.1 Caracterización Geográfica.....	35
3.1.2 Condiciones Operacionales	36
3.2 Análisis Energético a partir del Balance de Masa y Energía	39
3.2.1 Selección de parámetros sistema de estudio.....	40
3.2.1.1 Medición de los Flujos máxicos de salida	42
3.2.1.2 Medición y tratamiento estadístico Temperatura de salida	45
3.2.1.3 Parámetros complementarios.....	46
3.2.2 Calculo de la Energía Térmica disponible para cogeneración.....	51
3.2.2.1 Balance de Masa y Energía. Energía Disponible	51
3.2.2.2 Diagrama Sankey	53
3.2.2.3 Cuantificación económica.....	54
3.3 Selección de la mejor tecnología de Cogeneración	54
3.3.1 Método Kepner – Tregoe para selección de la tecnología	55
3.3.2 Descripción detalla de la tecnología seleccionada	58

3.4	Evaluación Financiera y Método de Financiación.....	59
4.	Capítulo 4. RESULTADOS	63
4.1	Análisis energético de la planta cementera	63
4.1.1	Caracterización del entorno geográfico y operacional	63
4.1.1.1	Característica Geográfica.....	63
4.1.1.2	Condiciones Operacionales	64
4.1.2	Balance de Masa y Energía planta cementera	67
4.1.2.1	Evaluación de las Temperaturas en el Proceso	68
4.1.2.2	Resultados Balance de Masa y Energía.....	76
4.2	Selección de la tecnología de cogeneración aplicada a una planta de cemento.....	83
4.2.1	Principales características tecnologías de los sistemas de cogeneración.....	83
4.2.2	Análisis y Selección del sistema de cogeneración	86
4.2.2.1	Análisis de la Tecnología ORC.....	87
4.2.2.2	Análisis de las Tecnologías Rankine de Vapor y Kalina®	88
4.2.3	Descripción de la Tecnología Seleccionada	100
4.2.3.1	Procesos auxiliares	100
4.2.3.2	Proceso de control y mantenimiento	102
4.2.3.3	Personal requerido.....	102
4.3	Evaluación financiera alternativa seleccionadas	103
4.4	Evaluación y método de financiación	111
4.5	Características esperadas con el sistema de cogeneración seleccionado	123
5.	Capítulo 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
5.1	Conclusiones	125
5.2	Recomendaciones	127

Lista de figuras

Figura 1. Distribución de costos de producción de cemento.	8
Figura 2. Consumo de cemento per cápita América Latina.....	10
Figura 3. Sistema convencional de suministro de energía y cogeneración	14
Figura 4. Cogeneración como proporción de la generación total de la energía nacional. 16	
Figura 5. Potenciales de cogeneración, 2020 y 2030	18
Figura 6. Proceso Productivo del Cemento.	24
Figura 7. Diagrama Sankey Flujo de Energía [3].	25
Figura 8. Proceso de Clinkerización [44]	65
Figura 9. Diagrama Sankey Distribución Energética Línea 1.	81
Figura 10. Diagrama Sankey Distribución Energética Línea 2.	81
Figura 11. Diagrama de equipos sistema de cogeneración en cada línea de producción [Fuente Elaboración Propia].	83
Figura 12. Torre de Enfriamiento	85
Figura 13. Sistema de almacenamiento y manejo del Refrigerante	85
Figura 14. Torre de Enfriamiento y sistema de almacenamiento de refrigerante	86
Figura 15. Resultados en la literatura de uso de tecnología ORC [Fuente Elaboración Propia] Adaptado de [96].....	88
Figura 16. Estructura Organizacional Planta de Cogeneración.....	105

Lista de gráficas

Gráfica 1. Temperatura Gases Ajustada Salida Torre L1.	69
Gráfica 2. Temperatura Ajustada Aire de Salida Enfriador L1.	70
Gráfica 3. Temperatura Aire de Salida Enfriador L1 Optimizado.	71
Gráfica 4 Temperatura Gases Ajustada Salida Torre L2.	72
Gráfica5. Temperatura Ajustada Aire de Salida Enfriador L2.	73

Lista de imágenes

Imagen 1. Termómetro Infrarrojo marca MILWAUKEE 2266-20 [73]	38
Imagen 2. Analizador de Gases Marca TESTO 350 [77]	43
Imagen 3. Anemómetro TESTO 435-4 [79]	44
Imagen 4. Lector de Termocupla y Termocupla tipo K [82].....	45
Imagen 5. Bocatoma central de autogeneración planta de cemento. Captación de fondo en espina de pescado.	101
Imagen 6. Tanque de agua clarificada para proceso de autogeneración planta de cemento. Al fondo se observan las torres de enfriamiento.....	101

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Comportamiento del Mercado de Cemento en Colombia	10
Tabla 2. Comparativa industria del cemento 2012 – 2025 [15].....	11
Tabla 3. Eficiencia térmica y eléctrica de las tecnologías en cogeneración. Tomada de [20].....	15
Tabla 4. Promedio de energía consumida en un proceso seco y en uno húmedo [45]	25
Tabla 5. Inversión estimada sistema de cogeneración con vapor convencional [51].	27
Tabla 6. Comparación entre ciclo de Vapor y ORC. [66]	31
Tabla 7. Composición química gases de salida Torre Precalentadora	43
Tabla 8. Plantilla Evaluación de Criterios	58
Tabla 9. Datos Geográficos y Meteorológicos planta de estudio [Autor: Planta].	64
Tabla 10. Parámetros operativos para cada Línea de Producción	66
Tabla 11. Comparación y selección de temperaturas.....	74
Tabla 12. Resumen Balance de Masa y Energía Torre Precalentadora y Enfriador Línea 1	76
Tabla 13. Resumen Balance de Masa y Energía Torre Precalentadora y Enfriador Línea 2	77
Tabla 14. Diferencias de Temperatura Gases Residuales.....	80
Tabla 15. Energía Térmica Disponible para el sistema de cogeneración (Energía Térmica Total 3.8 Billion Btu/Año).	80
Tabla 16. Ahorro Económico Energía Térmica Recuperable.....	82
Tabla 17. Criterios para evaluar y su descripción	90
Tabla 18. Promedio ponderado según evaluación de criterios	93
Tabla 19. Impacto de cada riesgo al proyecto y su valor de calificación.....	94
Tabla 20. Importancia del Riesgo para cada tecnología según su probabilidad de ocurrencia	94
Tabla 21. Valor del Riesgo	95
Tabla 22. Cuantificación de los Riesgos para cada tecnología.....	95
Tabla 23. Evaluación Tecnología Rankine de Vapor Vs Kalina®.....	97
Tabla 24. Cantidad de personal adicional para la operación de la planta de cogeneración	103
Tabla 25. Ahorro Anual por Concepto de Energía Eléctrica Generada.....	104
Tabla 26. Resumen de los principales gastos y el OPEX por kWh generado en la planta.	109
Tabla 27. Evaluación Financiera VPN y TIR proyectos de Cogeneración.	112
Tabla 28. Análisis VPN Inversión Vs Opex.....	114

Tabla 29. Análisis TIR Inversión Vs Opex..... 115

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
A	Área	ft ²	Ec. (8)
CE	Cada Elemento	1	Ec. (1)
CLK	Clinker Producido	kg Clinker	Ec. (9)
CP	Poder Calorífico	kCal/kg.K	Ec. (9), (10)
d	Factor Densidad	1	Ec. (3)
dfe	Factor de corrección por altura	1	Ec. (4)
dfp	Factor de corrección por presión	1	Ec. (4)
dft	Factor de corrección por temperatura	1	Ec. (4)
Ė	Flujo de Energía	kCal/kg clk	Ec. (9)
FM	Factor de Marcha	%	Ec. (10)
Ṁ	Flujo Másico	kg/h	Ec. (9)
Q	Caudal	cfm	Ec. (8)
Q´	Caudal	Nm ³ /h	Ec. (10)
Q̇	Flujo de Calor	Billón btu/año	Ec. (10), (11)
SP	Presión estática	“wg	Ec. (6)
t	Temperatura	°F	Ec. (7)
T	Totales	1	Ec. (2)
t´	Temperatura	K	Ec. (9)
V	Velocidad de Aire	fpm	Ec. (3), (8)
VP	Presión de Velocidad	“wg	Ec. (3)
z	Altura sobre el nivel del mar	ft	Ec. (5)
\$Calor	Ahorro por aprovechamiento Calórico	USD/año	Ec. (11)
\$Energ	Costo Combustible	USD/MBtu	Ec. (11)

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
ΔT	Diferencia de Temperatura	°C	Ec. (10)
ρ	Densidad	kg/m ³	Ec. (10)
ρ _{std}	Densidad del aire estándar	0.075 lbm/ft ³	Ec. (3)
∅	Diámetro	“	

Abreviaturas

Abreviatura Término

ATI	Asesor Trabajo de Investigación.
CAI	Co-asesor Investigativo
CAPEX	Capital Expenditure
CFE	Comisión Federal de Electricidad de México
CNE	Comisión Nacional de Energía-Chile
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CSI	Cement Sustainability initiative
EPM	Empresas Públicas de Medellín
ESCO	Energy Service Companies
ESPC	Energy Savings Performance Contract
FED	Flujo de Efectivos Descontados
GWe	Gigavatios Esperados
GPC	Gerente Planta Cementera
ID	Identificación Numérica
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales-Colombia
IEA	International Energy Agency
IPC	Índices de Precios al Consumidor
IPT	Investigador Principal Tesis
L1	Línea 1 de producción
L2	Línea 2 de producción
LOC	Líder Operación Cementera
MMT	Millones de Toneladas
OPEX	<i>Operating Expense</i>
ORC	Organic Rankine Cycle
PIB	Producto Interno Bruto
PPA	Power Purchase Agreement
PTAR	Planta de Tratamiento de Aguas Residuales
R245FA	PENTAFLUOROPROPANO
SEN	Servicio de Energía Nacional México
SIN	Sistema Interconectado Nacional-Colombia
TIR	Tasa Interna de Retorno
TPD	Toneladas Por Día
TPH	Toneladas Por hora
TRM	Tasa Representativa del Mercado
TWh	Teravatios por hora
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética-Colombia
VPN	Valor Presente Neto
WHR	Waste Heat Recovery

Introducción

Este estudio tiene como enfoque principal la gestión eficiente del consumo de energía en una planta de cemento. Durante el proceso de producción de cemento, el consumo intensivo de energía calórica y eléctrica es elevado, llegando a consumirse hasta el 15% de la energía total consumida en la industria a nivel mundial[1] siendo un recurso estratégico para dichas plantas, cuyo proceso de producción va desde la extracción de la materia prima hasta el almacenamiento y empaque del cemento (se hace esta aclaración ya que en el medio se encuentran plantas encargadas solo de moler, mezclar y empaquetar el cemento – conocidas como Moliendas).

Durante la producción de cemento, la principal fuente de consumo de energía calórica es el Horno de Clinker, donde se consume aproximadamente el 90% de toda la energía del proceso[2]. Es aquí donde también se genera el mayor desperdicio calórico de esta energía, ya que a través de la chimenea de escape en la torre precalentadora y el enfriador se entrega una gran cantidad de energía al ambiente. Aproximadamente el 50% de la energía consumida no se aprovecha y está disponible para ser utilizada en algún otro proceso.[2] Esta energía se ha tratado de aprovechar actual y principalmente con el precalentamiento de la materia prima y del aire de combustión. Sin embargo, alrededor de la mitad de la energía disponible es aprovechable en otros procesos y la otra mitad se elimina al medio ambiente [3]. El proyecto plantea realizar una validación técnica y financiera en una de las plantas cementeras más grandes de Colombia con el fin de que en un futuro cercano se tenga la primera planta cementera con generación de energía eléctrica a partir de la cogeneración.

Para la realización de este trabajo se decidió no mencionar la ubicación exacta, nombre de la planta ni de la empresa; y solo se darán las características mínimas necesarias para su realización. Lo anterior fue decidido en común acuerdo con la empresa cementera, donde la información será confidencial para proteger tanto la empresa como la planta objeto de

estudio; Al igual que proteger toda información que pueda ser de interés para inversiones estratégicas, como las que se plantean en el presente estudio.

El alcance de este trabajo radica en seleccionar la tecnología más adecuada según las condiciones operacionales de la planta y realizar una evaluación financiera de esta tecnología considerando los costos de inversión, operación y ahorros asociados a la diferencia económica entre generar cierta cantidad de energía eléctrica versus esta misma cantidad comprada en el sistema interconectado nacional. Con esta información se concluirá si es viable o no la implementación de una tecnología como estas en el sector cementero de Colombia y servirá como insumo para plantear un caso de negocio que se podría ejecutar en los próximos años.

Para realizar este análisis, se hace necesario identificar una planta que presente un alto consumo de energía, poco aprovechamiento de sus calores residuales y de fácil apertura por parte de sus operarios y de la gerencia a la hora de adquirir información relevante para su estudio. Teniendo esta planta seleccionada, se procederá a entender su operación, con lo que se espera identificar el potencial de generación de energía eléctrica a partir de la cogeneración. Es fundamental conocer la energía disponible a través de sus gases residuales, entender las limitaciones de su uso y aprovechar la mayor cantidad de energía disponible a partir de la tecnología seleccionada. Dicha selección, debe tener en cuenta parámetros operacionales típicos de una central de cogeneración, como es el acceso a los insumos operacionales (agua, refrigerantes orgánicos, entre otros), cantidad de personal que se requiere para su operación, conocimiento de la tecnología, frecuencia de mantenimiento, entre otros criterios que definan realmente la tecnología idónea para la planta de cemento seleccionada. Una vez seleccionada la tecnología se deberá evaluar financieramente, a través del cálculo del VPN (Valor presente Neto), TIR (Tasa interna de Retorno) y el mejor método para la adquisición de capital, financiamiento y posterior ejecución de dicho proyecto (en caso de ser rentable técnica y financieramente).

Este estudio es el principio para la implementación de un sistema de generación eléctrica a partir de la cogeneración en una de las industrias con mayores emisión de CO₂, generada en el sector [1], como es la industria cementera. Las emisiones asociadas a la descarbonatación de la materia prima y la combustión del producto energético, típicamente Carbón, Gas y Petcoke, pueden llegar a estar por encima de los 500 kg CO₂/Ton

cemento[4]. Esto hace que la implementación de esta tecnología sea atractiva para la reducción de las emisiones de CO₂ indirectas, asociadas a la compra de energía eléctrica por parte de la planta, la cual puede llegar a ser generada en centrales térmicas.

Por todo lo anterior, se espera que en caso de que este estudio sea viable y su implementación no genera grandes traumatismos a la operación de la planta cementera, se pueda observar a corto o mediano plazo la implementación del primer sistema de cogeneración eléctrica en la industria del cemento en Colombia.

Capítulo 1. CONTEXTO DE LA TESIS

1.1 Antecedentes

Durante los periodos 2001 a 2007, el Ingeniero Andrés Felipe Robledo realiza sus estudios de Pregrado en Ingeniería Mecánica en la Universidad Nacional de Colombia, donde desarrolló un gran interés por las ciencias térmicas. Comenzó su vida laboral como Ingeniero de Proyectos en una reconocida empresa de Ingeniería, en la cual realizó diversos proyectos relacionados con optimización energética en plantas existentes y desarrolló programas eficientes para procesos productivos en la industria; razón por la cual surgió la motivación de estudiar una maestría de investigación relacionada con procesos energéticos donde le permitiera trabajar en proyectos relacionados al uso eficiente y racional de energía.

En estos momentos el Ingeniero se encuentra estudiando la Maestría en Gestión energética industrial en el Instituto Tecnológico Metropolitano de Medellín (ITM) y apoyado por el grupo de investigación en Materiales Avanzados y Energía – MATyER (clasificado en A1 en 2017 por Colciencias).

En los últimos años, el ingeniero se encuentra vinculado a la empresa Cementos ARGOS S.A. donde se desempeña como Líder en el área de Desarrollo de Recursos Energéticos, enfocado específicamente a la Gestión Energética y el cual tiene como objetivo desarrollar proyectos que minimicen el consumo energético, con la mayor rentabilidad, al interior de la compañía. Por tal motivo se plantea, como requisito para obtener el título de magister, la propuesta referente al Estudio de viabilidad para la implementación de un sistema de cogeneración a partir un sistema de recuperación de calor en una planta de cementos. Esta propuesta se aplica a los procesos que ocurren específicamente en una planta de cemento, ya que tienen una gran demanda de energía térmica y eléctrica para obtener el producto final.

La industria cementera consume entre el 12 y 15% de la energía total usada en la industria mundial [1] y es de aquí donde nace la importancia para determinar cuáles son las fuentes de calor de desecho y su posible aprovechamiento en esta industria, haciendo más eficiente el proceso y disminuyendo los costos operacionales. La salida de gases a través de la chimenea y la salida de aire del enfriador son dos de las mayores fuentes de pérdidas de energía térmica del proceso y por consiguiente se identifica una de las oportunidades más importantes para aprovechar dicho calor residual en un sistema como el de la Cogeneración. Además, si se hace énfasis en la emisión de CO₂ generadas directamente por el combustible, que en la mayoría de los casos es fósil (ya que en algunas oportunidades se utilizan combustibles alternativos como aceite de palma, residuos sólidos, entre otros) e indirectamente las emisiones de CO₂ que se producen a partir de la generación de energía eléctrica en centrales termoeléctricas y cuyo consumo se presenta posteriormente en la planta de cemento, se identifica que no solo existe una oportunidad de optimizar el proceso, sino también, desde el aspecto ambiental, se concibe un sistema que aportaría a la disminución de las emisiones.

Es así como Karellas [4] menciona en una de sus publicaciones que el cemento es un gran generador de CO₂, ya que producir una tonelada de cemento emite aproximadamente una tonelada de CO₂. Uno de los datos más relevantes que el autor menciona es que en el proceso cementero se pierden entre 35-45% de energía térmica en las corrientes de gases de la chimenea y corrientes de aire de los enfriadores.

En la Industria se ha abordado el problema y han propuesto algunas soluciones, para la generación de calor residual durante la producción de cemento, planteando, entre otras, la necesidad de utilizar sistemas de cogeneración para el secado de la materia prima. Sin embargo, en la actualidad la cogeneración en la industria del cemento se ha volcado al aprovechamiento de dichos residuos calóricos para la generación de energía eléctrica, siendo esta una alternativa de optimización, disminución de recursos e incrementar la rentabilidad del proceso. Se mencionan algunas plantas con cogeneración basada en tecnología ORC (*Organic Rankine Cycle*) y vapor convencional para producir electricidad en plantas de cemento. De aquí que autores como Vélez [5], se hayan centrado en una tecnología ORC para generación eléctrica, enunciando en su estudio los principios de

operación, cual es la mejor selección de fluidos de trabajo, aplicaciones del ciclo dependiendo del proceso, fabricantes y evolución del mercado. Además, Kalina [6] ha planteado la posibilidad de contar con un ciclo doble combinado, donde se utilice una solución mezclada de dos elementos con distintos puntos de ebullición, siendo este una mezcla entre el ciclo ORC y el Ciclo de Vapor con agua Rankine. Para algunos casos, donde el proceso de producción de Clinker tiende a detenerse y reiniciar constantemente (gases fríos y calientes), este proceso está en capacidad de aprovechar los gases entre 100 y 400°C durante la recuperación de calor residual para generación de energía eléctrica en la industria de cemento [5].

1.2 Síntesis del Problema

Las plantas de fabricación de cemento Portland son grandes consumidores de energía eléctrica en sus procesos de molienda y grandes consumidores de energía calórica en el proceso de Clinkerización. Estas dos características del proceso de producción de cemento generan las condiciones necesarias para la implementación de un sistema de cogeneración de energía eléctrica a partir de la recuperación de calor de desecho o *Waste Heat Recovery* (WHR) emitido por la chimeneas de los hornos y el proceso de acondicionamiento del Clinker conocido como el “enfriador” [7].

En el proceso de Clinkerización las plantas de cemento liberan grandes cantidades de energía térmica al ambiente, tanto en la chimenea de gases como en la salida de los enfriadores de Clinker. Dicha energía está asociada a flujos másicos de aire que pueden ser recuperados y aprovechados para la generación de energía eléctrica en un ciclo de cogeneración [8]. Además, el calor de desecho puede ser utilizado para generación de energía eléctrica en ciclos convencionales de vapor, siempre y cuando se cuente con temperaturas superiores a los 200°C, o si por el contrario las características del calor de desecho no cuentan con la suficiente temperatura se requiere el uso de tecnologías con fluidos de trabajo orgánicos diferentes al agua para su aprovechamiento. En este caso se plantea revisar la aplicación de Ciclos Rankine Orgánicos conocidos como ORC (*Organic Rankine Cycle*) que trabajan con fluidos orgánicos como el R245FA [9], entre otros y de los ciclos Kalina® que usan como fluido de trabajo agua y amonio en diferentes proporción de mezcla (que van desde 70-30% hasta 50-50% respectivamente) [10].

Con la implementación de cogeneración a partir de la recuperación de calor, las plantas de cemento incrementan la eficiencia energética, disminuyen las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera y logran ahorros importantes de dinero asociados a la disminución de la compra a la red de energía eléctrica, tres de los más importantes objetivos de optimización de trabajo de las cementeras a nivel mundial [11].

Para el estudio la planta de cemento seleccionada cuenta con una capacidad instalada para producción de Clinker de un millón de toneladas al año en dos líneas de producción, donde la producción de cemento de la planta en el año 2017 fue de 1.4 millones de toneladas con un consumo de energía aproximado de 120 kWh/ton cemento (Diciembre 2017). Según los datos del mes de diciembre, la energía de alimentación de la planta tiene tres fuentes posibles, autogeneración 67.9%, energía comprada a la red 17.8% (EPM) y transferencia de energía excedente desde otra planta 14.3%.

Con base en la planta seleccionado y la información extraída del tablero de control la Figura 1 muestra la distribución de los costos en la producción de cemento de la planta a intervenir.

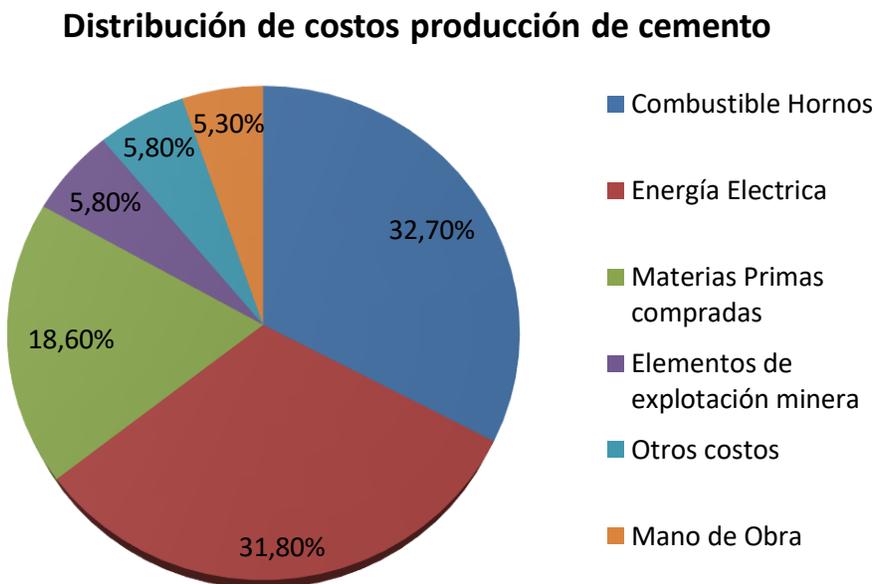


Figura 1. Distribución de costos de producción de cemento [Fuente Elaboración Propia.].

Los costos de la planta muestran que el costo total de energía eléctrica en la producción de cemento es 31.8% del costo directo de fabricación del cemento, ubicándose en segundo lugar detrás del combustible. Esto muestra que la cogeneración impacta al rubro de segundo mayor peso en el costo de la tonelada de cemento.

Por lo anterior el objetivo principal de este trabajo es: identificar, desde un análisis técnico económico, cuál es la mejor tecnología de cogeneración a ser usada para una planta de Cemento en Colombia que produzca entre 3000 y 4000 Toneladas por día (TPD) de Clinker.

1.3 Justificación

La industria del cemento en el mundo está jalonada por el crecimiento del PIB de los países y depende del crecimiento de los sectores de la construcción e infraestructura. Los mercados de cemento se miden en consumo per cápita siendo este el indicador que marca la tendencia de cada mercado [12]. Para América Latina el promedio de consumo per cápita se estimaba en el 2015 en 278 kg de cemento por año [13].

Se observa en la Figura 2 que Colombia está por debajo del promedio de consumo de cemento per cápita, estando en una novena posición entre 24 países latinoamericanos (incluyendo España) lo que no deja muy bien parado al sector de la construcción en nuestro país. Se espera que en Colombia el consumo incremente jalonado por las etapas faltantes de la construcción de las autopistas de cuarta generación y la reactivación de grandes proyectos de infraestructura, así como la construcción de proyectos de vivienda de interés social.

Consumo per cápita en América Latina - 2015 (Kg / cápita)

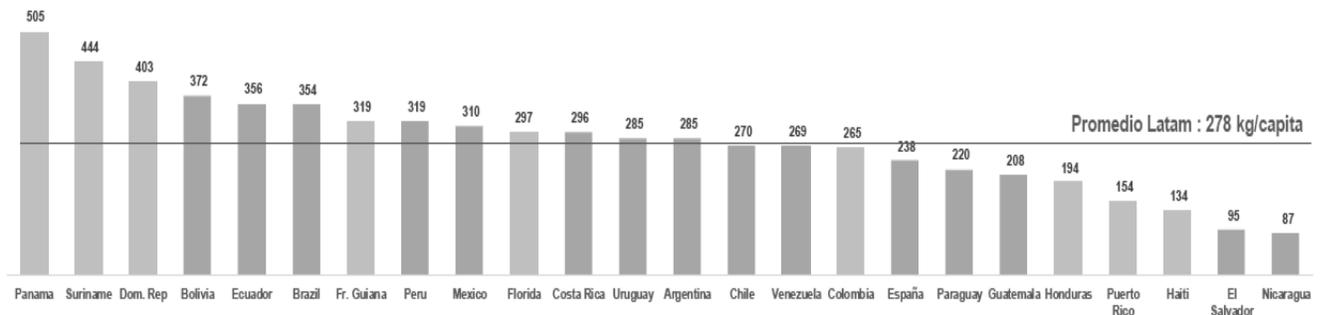


Figura 2. Consumo de cemento per cápita América Latina [13]

El consumo de cemento en América Latina se incrementó en aproximadamente 10 millones de toneladas al año (aproximadamente 3.5%), mientras que como se observa en la Tabla 1, en Colombia el consumo de cemento entre el 2011 y el 2016 ha aumentado de manera positiva (crecimiento acumulado alrededor del 40%) teniendo los picos más altos en el año 2014 y el año 2015 debido a auge de la construcción durante estos años. Se espera que para los próximos años, a pesar de presentar momentos de decrecimiento, dicho aumento este alrededor del 5% [14].

Tabla 1. Comportamiento del Mercado de Cemento en Colombia

Cemento en Colombia		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Consumo	MMt	10.2	10.5	10.9	12.0	12.8	12.2	12.5	13.0	13.4
Variación	%	13.8	3.3	3.5	10.2	7.0	-5.0	3.0	3.5	3.0
Producción	MMt	10.8	10.9	11.3	12.4	13.1	12.5	12.9	13.4	13.8
Variación	%	13.3	1.4	3.0	10.1	5.6	-4.5	3.5	3.5	3.0
Per Capital	kg/cápita	221	225	231	251	266	250	254	260	265
Capacidad instalada	MMt	18.0	18.0	18.0	16.7	17.6	16.9	16.6	19.0	19.0
Utilización	%	60	61	63	74	74	74	78	70	73

La industria del cemento en el mundo es responsable del 5% de las emisiones de CO₂ que genera el ser humano, además consume entre el 12 y 15% de la energía total usada en la industria y el 2% de energía primaria consumida en el mundo[15]. Sin embargo, la industria no es ajena a la optimización energética y la disminución de emisiones. En la Tabla 2 se muestra la evolución que ha tenido la industria en los últimos años y como se espera que sea su consumo y sus emisiones de CO₂ en los próximos años [15].

Tabla 2. Comparativa industria del cemento 2012 – 2025 [15]

		2012	2020	2025
Producción de Cemento	MMt	3,836	4,394	4,506
Intensidad térmica	GJ/T Clinker	3.7	3.3	3.1
Intensidad Eléctrica	kWh/t Cemento	96.3	88.5	88.2
Combustibles				
Alternativos	%	3%	8%	10%
Emisiones de CO ₂	T CO ₂ /t Cemento	0.6	0.56	0.54

Entre 2012 y el 2025 se espera que la producción de cemento se incremente en el mundo en un 18% aproximadamente, con una disminución del 16% del consumo de energía térmica y 8% en consumo de energía eléctrica por tonelada de cemento producido. Más importante aún, se estima que el aumento en el uso de combustibles alternativos será de un 7%. Esto, junto a las disminuciones de consumo energético esperadas, se verá reflejado en una disminución superior del 10 % de emisiones directas de CO₂[15].

Se puede concluir que la industria del cemento en Colombia tiene un alto potencial de crecimiento a la luz de las grandes obras de infraestructura proyectadas por el gobierno nacional, tales como autopistas de cuarta generación, puertos, tranvías, túneles, viaductos, entre otros. Y se observa que uno de los grandes retos es la disminución del impacto ambiental asociado a emisiones a la atmósfera, por lo que un proyecto de cogeneración podría contribuir a reducir los costos asociados a la producción de cemento y contribuir a la disminución de las emisiones mejorando el uso de combustible de los hornos cementeros.

1.4 Hipótesis

Mediante la implementación de un sistema de cogeneración en una planta cementera en Colombia, se espera recuperar el 30% del calor utilizado y emitido a través de la Torre precalentadora y el sistema de enfriamiento de Clinker y entre el 70 y 80% del calor residual emitido al ambiente en esta etapa del proceso. Esto significara para la planta cementera, la oportunidad de generar energía eléctrica equivalente al 10% del total de la energía eléctrica consumida. De esta implementación se espera tener un retorno a la inversión inferior a 10 años, con una TIR de 15%, lo cual para la industria cementera y los proyectos de inversión que hoy en día se evalúan al interior de la compañía, es un dato aceptable para ser aprobado por el área financiera.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Obtener la viabilidad técnica y económica en una planta cementera en Colombia, al considerar un sistema de cogeneración para el aprovechamiento de calor de desecho.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Evaluar el estado energético y operacional actual de la planta cementera objeto del proyecto de cogeneración.
- Caracterizar la integración de las tecnologías de cogeneración en una planta cementera, a partir del análisis técnico y la capacidad de generación de energía eléctrica.
- Seleccionar la tecnología de cogeneración adecuada a la planta cementera, a partir del análisis técnico y financiero realizado.

Capítulo 2. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

Este capítulo presenta los aspectos generales relacionados con el marco teórico y el estado del arte. El marco teórico se centra en dar contexto con respecto al proceso de cogeneración en la industria, los potenciales de cogeneración en el mundo, en Colombia y proceso de evaluación financiera para proyectos energéticos. Posteriormente, se presenta el estado del arte, enfocándose en la cogeneración en la industria del cemento y las distintas tecnologías que se aplican hoy en día para el aprovechamiento del calor residual bajo la figura de la cogeneración.

2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 La Cogeneración

Se conoce a la cogeneración como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica cuya utilidad se presenta por el uso secuencial de combustible o distintos tipos de combustibles [16]. En la Figura 3 se muestra la comparación de dos sistemas, uno convencional de suministro de energía y uno con cogeneración, en donde se observa que cuando se dispone de este último, el consumidor final tiene la posibilidad de recibir la misma energía eléctrica con menos consumo de combustible. La eficiencia global de un sistema de cogeneración se encuentra entre 60 y 93%, mientras que la eficiencia para un proceso de generación de energía eléctrica a partir de procesos térmicos y sin cogeneración, se encuentra entre 20 y 41% [17].

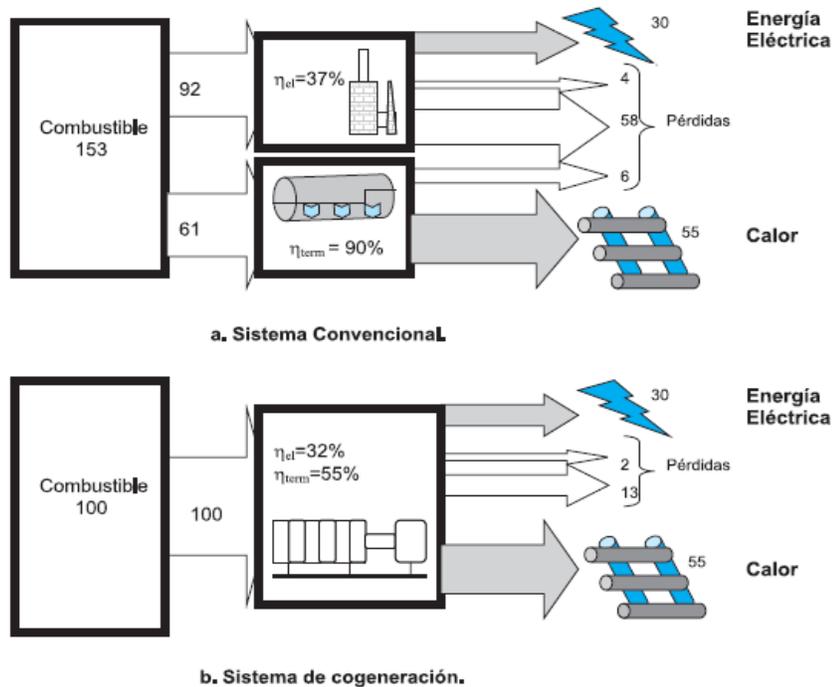


Figura 3. Sistema convencional de suministro de energía y cogeneración [17]

La energía térmica y eléctrica son ampliamente usadas en distintos sectores secundarios y terciarios, es decir, industrias relacionadas con los hidrocarburos, el papel, cerveza, las cerámicas, los alimentos, hospitales, hoteles, escuelas, entre otros. Por lo tanto, técnicamente cualquier empresa del sector secundario o terciario que requiera de energía térmica y eléctrica, pueden implementar un sistema de cogeneración. En un motor de combustión interna, por ejemplo, el calor se puede aportar de diferentes maneras, y considerando que uno de los focos de mayor temperatura y desperdicio de energía son los gases de escape con temperaturas entre 380 y 450°C, se identifica una oportunidad de recuperación energética [18].

Un sistema de cogeneración es una solución particular para cada industria o empresa que lo implemente, existen diversas combinaciones de tecnologías, tamaños y combustibles. Estos aprovechan hasta el 84% de la energía contenida en el combustible para generar energía eléctrica y calor, y se clasifican de acuerdo al orden en que se produce la energía eléctrica o mecánica y la energía térmica en: *Topping Cycle* (ciclo superior). Estos sistemas

se utilizan en industrias como la textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otros. Donde los requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas entre 250 y 600°C y *Bottoming Cycle* (ciclo inferior) que se utilizan donde los procesos industriales presentan altas temperaturas como en la industria cementera, siderúrgica, química, entre otros donde las temperaturas de los productos residuales son del orden de 900°C que puede ser utilizado para producir calor y electricidad. [17]

Entre las principales tecnologías utilizadas a nivel industrial en proyectos de cogeneración, se encuentran: Cogeneración con motor a gas, cogeneración con turbinas de vapor, con turbina de gas, con ciclo combinado (turbina de gas y vapor), con motor de gas y turbina de vapor [19]. La eficiencia de la conversión de energía primaria a energía útil es siempre mayor con la cogeneración que con los sistemas convencionales [20]. En la Tabla 3 se muestra un resumen de la eficiencia que se puede alcanzar con cada una de ellas para distintos procesos industriales.

Tabla 3. Eficiencia térmica y eléctrica de las tecnologías en cogeneración. Tomada de [20]

Tecnología	Planta convencional (%)	Cogeneración (%)
Turbina de vapor	7 - 38	60 - 80
Turbina de gas	25 - 42	65 - 87
Ciclo combinado	35 - 55	73 - 90
Motor – generador	25 - 45	65 - 92
Microturbinas	15 - 30	60 - 85
Celdas de combustible	37 - 50	85 - 90

2.1.2 La cogeneración en el mundo

La agencia internacional de energía ha estimado que la potencia de cogeneración instalada a nivel mundial es de 450 GW y representa un 11% de la electricidad producida para el año 2015. Gracias al apoyo gubernamental, Alemania presentado un excelente desarrollo de cogeneración ya que en la actualidad cuenta con una potencia instalada de cogeneración que supera 20000 MW y una cobertura de la demanda eléctrica con cogeneración alrededor del 12.5% de su energía demandada. Por otro lado, otros países

de Europa, como España, no cuenta con este desarrollo, muy probablemente debido a que las políticas internas y las condiciones climatológicas y de generación hídrica no lo han aportado para el impulso de esta tecnología [18].

Es muy difícil establecer estadísticas oficiales y que sean confiables con respecto a la comparación sobre el aporte de producción de la cogeneración en la producción total en distintos países del mundo [18]. Sin embargo, la Figura 4 muestra como Dinamarca es ejemplo de un país que cuenta con más del 50% de la producción eléctrica de cogeneración, todo esto debido al gran desarrollo tecnológico y normativo con respecto al uso de los sistemas de cogeneración que contribuye notablemente a la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero. La agencia Internacional de Energía, informa, además, que “reducciones considerables de CO₂ son técnicamente viables siempre y cuando haya una revolución energética, cooperación con las naciones en desarrollo y un despliegue de tecnología. Los gobiernos deben conocer las oportunidades y la rentabilidad a que conlleva la cogeneración. “Las dos terceras partes (2/3) del combustible que utilizamos para producir energía se desperdicia y la cogeneración puede más que duplicar la eficiencia de este” [21].

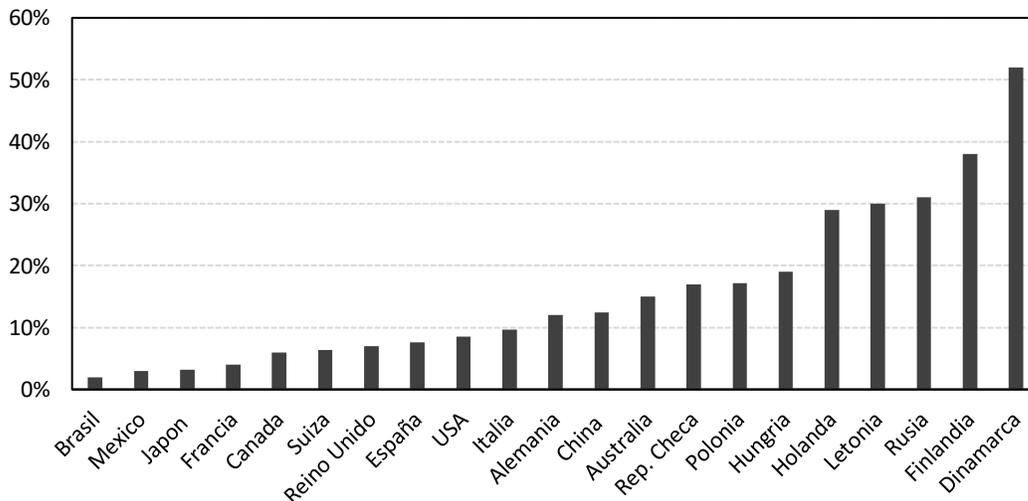


Figura 4. Cogeneración como proporción de la generación total de la energía nacional.[21]

2.1.3 Potencial de cogeneración en el mundo

En la actualidad el potencial de cogeneración por realizar en Europa está estimado en 122 GWe. Los planes nacionales de potencial de cogeneración indican la posibilidad de doblar la capacidad instalada en el año 2020, siendo Alemania el país con mayor perspectiva de crecimiento. Se espera que para este año, la Unión Europea genere en un periodo anual a través de la cogeneración, alrededor de 46 TWh, lo que representaría para el continente un ahorro aproximado de \$0.8 Billones de Euros y que ambientalmente correspondería a 25 Millones de Toneladas de CO₂ que se dejarían de emitir al ambiente [22]. Según los últimos datos obtenidos de la matriz energética de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), las instalaciones de cogeneración alcanzaron una potencia instalada de 456 MW en 2008. Esta potencia se ha mantenido constante durante los últimos cuatro años, lo que significa que actualmente no existe un gran desarrollo de este mercado. La consideración de las tecnologías de cogeneración en la normativa, como un sistema de generación eléctrica más, no ha fomentado el desarrollo de proyectos específicos para esta tecnología. [23]

En Argentina existen estimaciones que sitúan el potencial de cogeneración del país entre 1500 y 1800 MW los ciclos son turbo-vapor y 3000 MW si se añade al anterior potencial instalaciones de cogeneración de ciclos turbo-gas. Para el caso en el que sólo se usen ciclos turbo-vapor, se estiman también algunos de los potenciales de los sectores industriales más importantes: 250 MW la industria aceitera, 300 MW la industria azucarera, 300 MW la industria química y petroquímica y por último 200 MW la industria papelera[24].

Por otra parte, otro país de la región como es el caso de Chile ha implementado una política energética donde en la actualidad se hacen grandes esfuerzos con el fin de promover un desarrollo energético eficiente. Es bajo esta nueva visión que las tecnologías de cogeneración se presentan como una alternativa idónea a la generación convencional de energía. Según datos de la CNE, en el 2005, el potencial de cogeneración que se presentaba en el país alcanzaba los 832 MW. Es la región metropolitana la que presenta una mayor capacidad de potencia, con 468 MW. [25]

En México, El potencial máximo factible estimado, teniendo en cuenta el sector industrial, azucarero y Petróleos Mexicanos (PEMEX), alcanza los 10164 MW. Los ingenios

azucareros alcanzan un potencial estimado de casi 1000 MW. En este sector, la cogeneración es una tecnología que incrementaría la rentabilidad de sus empresas y además permite la utilización de bagazo como combustible, sustituyendo al combustóleo. Respecto a PEMEX, actualmente tienen instalados 2150 MW. Se pretende alcanzar un acuerdo con la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) y vender los excedentes de generación eléctrica para incorporarlos al Servicio de Energía Nacional SEN. La previsión para los siguientes años es alcanzar los 3100 MW de potencia instalada en cogeneración [26].

En la Figura 5, la IEA-*International Energy Agency*, presenta una proyección de cómo algunos países a nivel mundial podrían presentar un aumento del potencial instalado actualmente. Es de resaltar la alta capacidad de cogeneración que se presenta en Rusia y el crecimiento de países tales como Alemania, Italia, China y la India, siendo estos últimos 2 potencias mundiales cuyo crecimiento en la cogeneración para el 2030 podrían representar entre el 26 y 28% del total de la energía generada respectivamente. [27]

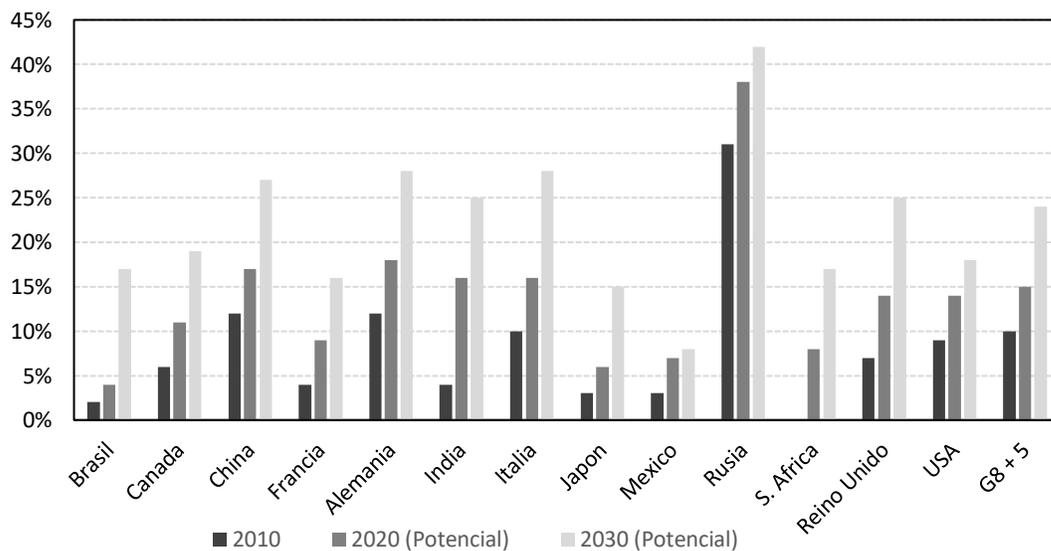


Figura 5. Potenciales de cogeneración, 2020 y 2030 [27]

2.1.4 Potencial de cogeneración en Colombia

En Colombia el estudio de los sectores que autogeneran y cogeneran se han venido realizando en los últimos años por medio de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Esta entidad ha sido designada por el gobierno para realizar los respectivos censos e incentivar el uso de nuevos sistemas de Cogeneración en las distintas industrias que impulsan el PIB del país.

Es por esto, que la UPME inicio un estudio desde el año 2010 que busca establecer y censar las diferentes plantas de autogeneración y cogeneración actualmente instaladas en Colombia, así como identificar formas y fuentes de financiamiento, consumo de energía y proyección de capacidad a ser instalada en el futuro mediante dichos procesos [28].

La potencia instalada que se conoce según encuesta realizada por UPME, y presentado en un informe realizado en el 2014 [29], reconoce que las principales empresas donde se han implementado esta tecnología se encuentran en el sector de la Industria y el petrolero. Esto se debe a la iniciativa de algunas industrias, que generalmente utilizan carbón y bagazo como energético primario, como es el caso de algunos Ingenios Azucareros. Adicionalmente las grandes empresas textiles (Coltejer y Fabricato) han tenido sistemas de cogeneración a vapor desde hace más de 20 años.

Sin embargo, dicho estudio también entrego que la mayoría de los establecimientos encuestados, manifestaron no tener entre sus planes, proyectos de cogeneración de energía eléctrica en la actualidad ni en un futuro cercano. Las principales razones que presentó el sector privado, se debe a la dificultad que se presenta de gran manera en la asignación presupuestal para proyectos de este tipo. Por otro lado, en el sector comercial siempre primara los altos periodos de retorno de la inversión y en general se observa bajo conocimiento de las tecnologías y bajas capacidades en gestión para este tipo de proyectos. [29]

Lo estudios realizados por la UPME arroja que a diciembre de 2014 la capacidad instalada de cogeneración en el país era alrededor de 692 MW y se cuenta con un potencial de 1120 MW en 2019. Este potencial se estima a través de los planes y programas que algunas empresas y gremios informaron su deseo de realizar en los sectores Azucareros,

Palmicultor y Petrolero, mientras que para el sector industrial en general se realizó una estimación econométrica basada en las expectativas de crecimiento de la producción y de la evolución de los precios de la electricidad en el SIN y de los costos de autogenerar y cogeneración con distintos combustibles. [29].

2.1.5 Evaluación financiera de proyectos energéticos

La evaluación financiera de proyectos energéticos tiene distintas formas de ser analizadas y durante los últimos años, las empresas del sector privado y las públicas, han buscado distintos mecanismos que faciliten y viabilicen el desarrollo de estos proyectos. Durante la preparación y posterior evaluación de un proyecto energético, la rentabilidad de este juega un papel fundamental en el éxito de dichos proyectos. A no ser que un proyecto energético se deba realizar por condiciones mandatorias, más allá de su viabilidad financiera, principalmente porque se debe cumplir con alguna normativa legal enfocada en la protección ambiental, social u otro, siempre se requeriría que el proyecto sea rentable sea cual sea la empresa que desee invertir [30].

La forma en que durante años se ha realizado la evaluación financiera de proyectos, entre ellos los energéticos, ha basado sus decisiones en el VPN (Valor Presente Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno) o el FED (Flujo de Efectivos Descontados), los cuales por su naturaleza no consideran alguna flexibilidad en el proyecto [31]. Tal es el caso del FED el cual según Saavedra [32] es “El modelo de flujo de efectivo disponible considera que el valor de la empresa en marcha estará dado por el flujo de efectivo libre disponible que se espera genere en el futuro, descontado a una tasa que refleje los riesgos del negocio.” y el cual en muchas empresas ha dejado de ser el método por excelencia usado ya que su resultado es lineal y se mantiene estático en el tiempo por su forma de evaluación [33]. De igual manera la TIR se centra solo en evaluar un proyecto, más allá de su naturaleza, en si esta es igual o mayor a la rentabilidad mínima esperada por un inversor [34]. Por último, el VPN y el cual es el más utilizado en la evaluación de proyectos (de la mano de la TIR), se centra en traer las ganancias que tendrá un proyecto en los años posteriores que se definan una vez este sea ejecutado al valor actual restándole la inversión actual de dicho

proyecto. Si el VPN es positivo ($VPN > 0$) se considera que es un proyecto viable. Pero al igual que los métodos evaluados este se queda en la inversión actual sin profundizar en las inversiones futuras que se puedan realizar a partir de esta inversión y que incremente la rentabilidad en el tiempo [35]. Para el cálculo del VPN, se hace necesario conocer el WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) o en español Costo Promedio Ponderado de Capital. Este viene siendo la tasa de descuento o de retorno que se espera del proyecto que se utiliza para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar un proyecto de inversión [36]. A la hora de realizar la evaluación financiera, se espera que el TIR sea mayor que el WACC.

Para el análisis financieros se deberán considerar elementos tales como el EBITDA que viene del inglés *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization* (beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones) y cuya finalidad es presentar el beneficio neto de ganancia calculado antes de deducir los gastos financieros tales como intereses, impuestos, depreciación y amortizaciones [37]. Para este trabajo, el EBITDA es igual a la ganancia o ahorros obtenidos una vez se resten los gastos de generación con Cogeneración a lo que costaría el kWh en la Red. Posterior al EBITDA, se tiene el EBIT a el cual es el beneficio una vez se descuenta la Depreciación y la Amortización. Sobre este valor se cobran los impuestos sobre el EBIT. Por último, se debe calcular el NOPAT (Net Operating Profit After Taxes) que en español significa Beneficio Operativo Neto Después de Impuestos. Este debe ser calculado una vez se calcule el impuesto sobre el EBIT, restándosele a este [37]. Al NOPAT se le debe sumar nuevamente la depreciación y la amortización, con el fin de poder identificar el Total de Flujo de Caja Libre, con lo que se procede a calcular el VPN y el TIR.

Otros indicadores financieros que pueden ser analizados en estudios posteriores son el ROA y ROE, Rentabilidad Sobre Activos y Rentabilidad Sobre Capital Invertido, respectivamente. En finanzas ambos indicadores se analizan conjuntamente relacionando entre sí y definiendo si el efecto que estos tienen son positivos, negativos o nulos. Efecto Positivo es cuando el ROE es superior al ROA. Esto se dará cuando el costo medio de la deuda sea inferior a la rentabilidad económica del proyecto. El efecto es Nulo cuando ambos coinciden. Esto quiere decir que la totalidad del activo se financia con recursos propios del proyecto. Por último, un efecto Negativo es cuando el ROE es inferior al ROA. En este caso el costo medio de la deuda es superior a la rentabilidad económica [38].

Durante años se han venido analizando otros complementos a la evaluación clásica de proyectos específicamente para los proyectos energéticos, en donde se centra en darle mayores ventajas al inversionista y seguridades con respecto al capital que será entregado por estos para el desarrollo del proyecto.

Uno de estos métodos, es el método de “Evaluación de proyectos con Opciones reales” el cual se enfoca en mirar hacia el futuro nuevas decisiones, que impacten positivamente el proyecto y que se pueden enfocar en la extensión y continuación o en el abandono del proyecto en alguna de sus etapas, con lo que se ejecuta la evaluación clásica financiera de proyecto y se relaciona a la estrategia del negocio que al igual que las evaluaciones financieras, tienen un mayor valor según la maduración, volatilidad del entorno y conocimiento de la empresa donde se va a ejecutar [39]. Bajo este método se evalúan las opciones reales de expansión del negocio, de contracción, de Cierre Temporal, de permanecía en el tiempo, de abandono y/o cambio de tecnológico.

Otros de los métodos utilizados para la formulación y evaluación de los proyectos energéticos se presentan a través de convenios tipo ESCO (*Energy Service Companies*), en donde una empresa independiente a la empresa que desea invertir en un sistema de eficiencia energética desarrolla, ejecuta, monta y en muchos casos administra el desarrollo por un periodo establecido de dicho proyecto. Para este caso la empresa contratista invierte de su capital en el desarrollo del proyecto y la empresa que se beneficiara de él paga a través de sus ahorros dicha inversión [40]. Un convenio ESCO, adicional a lo planteado anteriormente, ofrece al cliente los siguientes beneficios:

- Identificación de las oportunidades de ahorros.
- Verificación del ahorro logrado.
- Compartir riesgos técnicos a través de contratos de servicios energéticos por Desempeño (ESPC- *Energy Savings Performance Contract*).
- Asesoría directa frente a entidades financieras para agilizar el proceso de inversión, cuando el cliente desee invertir total, o parcialmente en el proyecto.

Normalmente un modelo de trabajo tipo ESCO, puede venir acompañado de un contrato tipo ESPC (contratos de servicios energéticos por desempeño). Estos son contratos que se ofrecen para compartir el riesgo de la inversión, normalmente entre el cliente final y la empresa contratista. Los tipos de contratos más utilizados son:

- **Contrato por ahorro compartido.** Este que es el más común, el contratista financia por completo el proyecto y recibe durante un periodo de tiempo determinado un porcentaje de los ahorros.
- **Contrato por Ahorros Garantizados.** En este caso el contratista desarrolla todo el proyecto en un desarrollo llave en mano (Turnkey) con inversión de un tercero y se compromete a reembolsar cualquier ahorro que no se haya logrado según lo pactado.
- **Contrato tipo descuento.** En este tipo de contrato, el contratista es el inversionista y dueño de los activos durante toda su vida productiva. Es decir, que para casos tales como el suministro de energía eléctrica, vapor, aire comprimido, entre otros, la empresa tipo ESCO es quien administra, realiza mantenimiento y es el dueño de los activos de generación y a través de un contrato de servicio o PPA (*Power Purchase Agreement*) o en español acuerdo de Venta de Energía) el cliente se compromete durante un periodo de tiempo determinado a comprar el consumible que ESCO genere.

Estos son solos algunos de los métodos de inversión, evaluación y financiación de proyectos energéticos que se utilizan en la actualidad, pero son de los más usados y efectivos a la hora que una empresa desee invertir en proyectos que mejoren su eficiencia energética [30].

2.2 ESTADO DEL ARTE

2.2.1 COGENERACIÓN EN LA INDUSTRIA DEL CEMENTO

La producción del cemento hace parte de una industria altamente intensiva en su consumo energéticos, debido al proceso que se ejecuta y en donde aproximadamente el 90% del consumo energético se refleja en calor, mientras que el otro 10% en energía eléctrica [2]. A pesar de esta diferencia en consumos energéticos, cuando hablamos de costos, el

consumo calórico equivale aproximadamente el 50% del costo total de la energía, mientras que el otro 50% se ve reflejado en la electricidad [41]. Es por esto que siempre ha sido prioridad para las plantas cementeras la disminución de sus consumos energéticos, especialmente el consumo eléctrico[42].

La operación de una planta cementera se puede dividir básicamente en cinco (5) procesos identificados de la siguiente manera: Extracción y Preparación de Materia Prima, Trituración, Clinkerización, Molienda de Cemento, Almacenamiento y Despacho [42]. El proceso donde se presenta el mayor consumo calórico es durante la Clinkerización, ya que aquí es donde se encuentra el horno, y es aquí mismo donde se genera el principal consumo calórico, cuando la caliza (principal materia prima) es convertida en Clinker, luego de ser llevada a temperaturas superiores a 1400°C. pero igualmente es en este proceso donde se presenta el mayor desperdicio de energía en el proceso [43]. En la Figura 6, se observa el proceso básico de producción del cemento [44].



Figura 6. Proceso Productivo del Cemento. [44]

La producción cementera consume entre el 12 y 15% de la energía total usada en la industria [1], lo que la convierte en una industria con una alta importancia a la hora de determinar cuáles son las fuentes de calor de desecho que se identifican en el proceso cementero. De igual manera se señala la salida de gases de la chimenea y la salida de aire del enfriador como las dos mayores fuentes de pérdidas energéticas del proceso, y además se hace énfasis en la disminución de emisiones de CO₂ vía implementación de ciclos de cogeneración. La cantidad de energía media que se tienen en el piroproceso, se estima aproximadamente entre 3.2 y 5.8 GJ/Ton Clinker para un proceso de producción en

seco y para un proceso húmedo respectivamente [45] repartiéndose a nivel general según se observa en la Tabla 4 [3] presenta un diagrama de Sankey (Ver Figura 7) donde se observa el flujo de energía aprovechable y que se desperdicia en un proceso Cementero.

Tabla 4. Promedio de energía consumida en un proceso seco y en uno húmedo [45]

Requerimiento de Calor	Proceso Seco (GJ/Ton Clinker)	Proceso Húmedo (GJ/Ton Clinker)
Reacción Química	1.76	1.76
Evaporación del agua	0	2.4
Perdida de Calor	1.4	1.7
Total	3.2	5.8

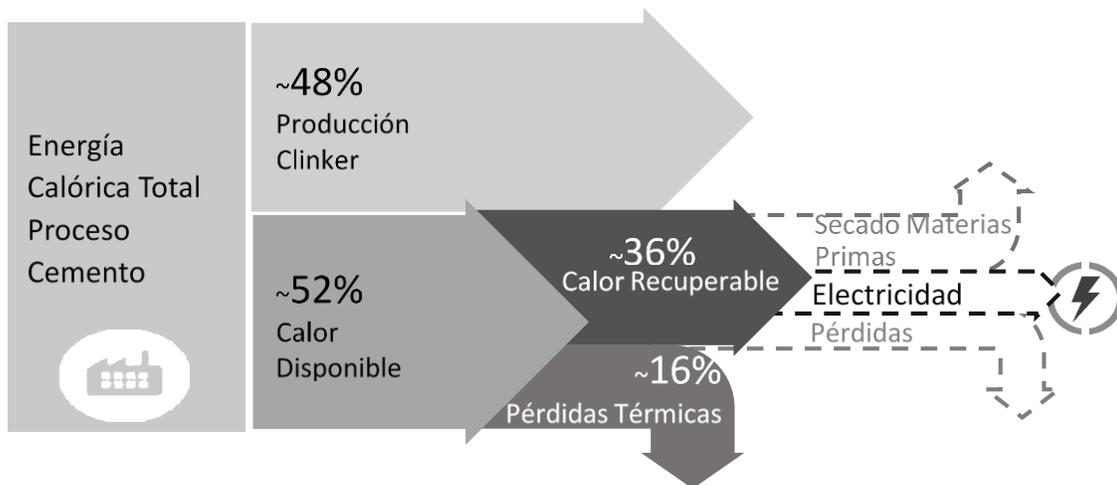


Figura 7. Diagrama Sankey Flujo de Energía [3].

Para la recuperación de calores residuales (*Waste Heat Recovery -WHR*) en la industria cementera, se han trabajado en los últimos años principalmente 3 sistemas de cogeneración: Tecnología convencional de Vapor en ciclo Rankine, Ciclos Orgánicos de Rankine o como se encuentra en la literatura según sus siglas en inglés, ORC (*Organic Rankine Cycle*), y el ciclo Kalina® [46]. El más usado en el mundo es el ciclo convencional de vapor, debido a sus bajos costos y fácil adquisición (en la mayoría de los casos) del agua que se requiere para el proceso. Sin embargo, en los últimos años se ha incrementado considerablemente el uso de la tecnología ORC, debido a su capacidad de realizar el ciclo Rankine con bajas temperaturas. La tecnología Kalina®, como se verá más

adelante, es relativamente la más nueva de las 3, siendo una tecnología que funciona combinando la convencional de vapor con la ORC [47].

En uno de los artículos consultados [4] se encontró una reseña más detallada de los balances energéticos en una planta de cemento. Se menciona el cemento como un gran generador de CO₂, produciendo por cada tonelada de cemento aproximadamente una tonelada de CO₂. Además, entre el 50-60% de los costos del Clinker son energía [48]. Esta energía representa el 80% de la energía total de la producción de cemento, aproximadamente 2.9 GJ/ton de cemento (térmica) y 90 a 150 kWh/ton cemento (eléctrica) [49]. De la energía eléctrica total consumida el 65% se usa en molienda de carbón, materias primas y cemento.

Karellas [4], menciona que en el proceso cementero se pierden entre 35-45% de energía térmica en las corrientes de gases de la chimenea y corrientes de aire de los enfriadores. Aproximadamente el 26% de la entrada de calor al sistema se pierde debido al polvo, la descarga de Clinker, la radiación y las pérdidas por convección del horno y los precalentadores [50]. Para estimar las eficiencias y el calor que se entrega es importante conocer los flujos másicos de gases a la salida de cada fuente de calor. Según [4] una torre precalentadora de 4 etapas puede entregar los gases de escape entre 300 y 380°C mientras que una de 6 etapas entre 200 y 300°C.

A continuación, se realiza un análisis de las 3 principales tecnologías utilizadas en la industria del cemento para el aprovechamiento del residuo calórico tal y como se ha mencionado a lo largo de este trabajo.

2.2.2 Ciclo de vapor convencional RANKINE

Para la cogeneración de energía a partir de un ciclo convencional de vapor se requiere una caldera de recuperación de calor y un sistema de turbina de vapor. La turbina de vapor es la tecnología más conocida de las centrales termoeléctricas. Para las centrales térmicas actuales con un ciclo de vapor de agua ("Ciclo Rankine de Vapor") la eficiencia eléctrica se estima que puede llegar hasta 46%. Con una temperatura relativamente baja de calor

residual en las plantas de cemento (200 a 400°C) se estima que la eficiencia puede alcanzar entre un máximo del 20 al 25% [51].

Dependiendo del proceso elegido y de la tecnología del horno, se puede producir de 8 a 10 kWh por tonelada de Clinker producido a partir del aire residual del enfriador y de 9 a 12 kWh por tonelada de Clinker a partir de los gases provenientes de la torre precalentadora si el contenido de humedad en la materia prima es bajo. En total, se pueden producir entre 8 y 22 kWh por tonelada de Clinker producido o hasta un 16% del consumo de energía de una planta de cemento utilizando estas tecnologías sin cambios en la operación del horno [52].

Aunque no se utiliza combustible adicional para producir más electricidad de lo que es posible a partir del calor residual y la operación del horno no se ha modificado, si se observa que se puede alcanzar hasta una disminución Indirecta de emisiones de CO₂ entre 4 y 11 kg CO₂ por Tonelada de Clinker que se produzca [53].

Karellas [4] realiza un estudio de la cogeneración a partir del uso de vapor convencional para producir electricidad en plantas de cemento. En este estudio, se demuestra como el ciclo convencional es alrededor de 7% más eficiente que el ciclo ORC. Sin embargo, esta eficiencia se presenta siempre y cuando las temperaturas de los gases utilizados están por encima de los 300 °C.

Actualmente y a corto plazo, los costos de las nuevas instalaciones de cogeneración a partir de sistemas de Vapor convencional son estimadas por el “*Cement Sustainability initiative (CSI)*” estiman según se indica en la Tabla 5 [51].

Tabla 5. Inversión estimada sistema de cogeneración con vapor convencional [51].

AÑO	INVERSIÓN	OPERACIÓN
	Mill €	€/Kg Clinker
2015	15-18	0.5-1.4
2030	18-20	0.6-1.6
2050	20-25	0.7-1.9

2.2.3 Ciclo orgánico RANKINE (ORC)

Debido a que en gran cantidad de plantas de cemento el calor residual es utilizado para el secado de materias primas, no se cuenta con gases residuales a alta temperatura (superiores a 300°C). Por consiguiente, se hace necesario la utilización de una tecnología diferente a la de vapor convencional para el aprovechamiento de estos gases. En el Ciclo Orgánico de Rankine (ORC) se utilizan fluidos orgánicos tales como n-Pentano o Tolueno en lugar de agua y vapor. Debido al menor punto de ebullición de estas sustancias, estas pueden ser utilizadas como fuentes de calor para bajas temperaturas, que típicamente funciona a temperaturas aproximadas entre 150 y 350°C [54]. Por lo tanto, la energía eléctrica puede ser producida a un nivel de temperatura en el que las turbinas de vapor (agua) no pueden funcionar eficientemente [55]. En comparación con los ciclos de vapor (agua), los sistemas ORC no requieren sobrecalentar el fluido como si pasa con el agua. Por lo tanto, el equipo es en general menos costoso. Sin embargo, por razones de seguridad es necesario que se utilice un circuito termo-aceite entre la fuente de calor y el fluido de trabajo, lo que lo convierte en un proceso de transferencia de calor en dos etapas e incrementado el costo total del sistema[56]. Las primeras instalaciones de ORC fueron construidas en una planta de cemento alemana en 1999 usando calor de gases residuales más frío. Desde entonces varias calderas de ORC han sido implementadas en plantas de cemento en diferentes continentes [57].

Normalmente la eficiencia de un Sistema ORC está alrededor de 15% [51]. Sin embargo, Karellas [4] recomienda que para mejorar la eficiencia en un ORC el mejor fluido es Isopentano, con el que se podría alcanzar hasta un 17%, pero no se tiene en cuenta otros aspectos como precios, medio ambiente, entre otros. Se menciona también que un ciclo ORC en una planta de cemento tiene un retorno a la inversión de 10 años, con unos costos de inversión de entre 1500 a 3000 Euros por kW instalado.

Vélez [5], presenta en su artículo los principios de operación de los ciclos ORC, cual es la mejor selección de fluidos de trabajo según su fuente de energía, aplicaciones del ciclo dependiendo del proceso, fabricantes y evolución del mercado. Hablan además de los tópicos más importantes a tener en cuenta en la selección del fluido de trabajo, se mencionan hallazgos de diversos investigadores que han trabajado con varios fluidos

dependiendo de las temperaturas de intercambio. Como principales fluidos de trabajo se mencionan los refrigerantes Orgánicos más usados R-113 y R-123 [58], siendo el R-123 el más usado por su eficiencia en los procesos de recuperación de calor residual en la industria [59]. De la misma forma hace un análisis referencial de costos de instalación de donde se referencia valores de aproximadamente para industrias pequeñas 350 Euros/kWe y un retorno de la inversión en aproximadamente 3 años (analizado en un país como Alemania) [60]. También Vélez [5], hace referencia al mantenimiento en algunos generadores para recuperación de calor en hornos de cerámica y cementeros, así como de los costos de mantenimiento de sistemas en hornos cementeros. Del artículo se extrae que un ORC puede trabajar hasta 8000 h por año y se estima un 10% de su valor de inversión (CAPEX) de costos fijos operativos (OPEX).

Al igual que como se mencionó para el ciclo de vapor convencional, se observa que se puede alcanzar hasta una disminución Indirecta de emisiones de CO₂ entre 5 y 10 kg CO₂ por Tonelada de Clinker que se produzca [53].

2.2.4 Ciclo KALINA®

El ciclo Kalina® es otra variación del ciclo de Rankine y se ha desarrollado para la recuperación de calor en fuentes de baja temperatura. Su nombre se debe a su creador, cuyo apellido era Kalina [6]. Utiliza una solución mezclada de dos elementos con diferentes puntos de ebullición como fluido de trabajo. Puesto que la solución hierve sobre una gama de temperatura más amplia, se puede extraer más calor de la fuente que con un solo fluido de trabajo. Esto proporciona una mayor eficiencia a temperaturas más bajas. El agua y el amoníaco son la combinación de fluidos más utilizada. Con una relación diseñada entre estos dos componentes como fluidos de trabajo, su punto de ebullición se puede ajustar a la temperatura de entrada de calor. La evaporación a temperaturas que se encuentran en aumento ayuda a reducir la pérdida de exergía. Esto es especialmente importante para los sistemas con una baja relación entre temperatura/exergía [61].

El ciclo de Kalina® se utiliza en varios procesos de recuperación de calor de residuos industriales, tales como son recuperación de energía geotérmica y energía solar debido a su adaptabilidad al nivel de temperatura de la fuente de calor [62]. El ciclo Kalina® es prometedor, pero actualmente en todo el mundo sólo unos pocos sistemas están en

funcionamiento. En la industria del cemento, se sabe que el ciclo Kalina® ya está implementado en Pakistán y los Emiratos Árabes Unidos [51].

Xinxin Zhang [63] en su investigación sobre ciclos Kalina® aplicados a la industria del cemento, dice que para las temperaturas de recuperación de calor de cemento un ciclo Kalina® puede ser entre 20 y 40% más eficiente que un ciclo Rankine convencional, esto ocurre debido a que la mezcla agua amonio que se utiliza como fluido de trabajo puede comenzar a generar desde el momento mismo en que el horno empieza su calentamiento, debido a las propiedades del fluido mezcla [64], mientras que el ciclo convencional requiere que el horno este estable en producción para obtener los 300- 400°C de temperatura en el enfriador de Clinker. Mirolli [65] manifiesta que, para generaciones pequeñas en plantas de cemento, menores de 4 MW el ciclo Kalina® no es recomendable por sus altos costos de instalación y sus grandes intercambiadores de calor. Además, se debe tener en cuenta que se puede generar corrosión cuando el fluido sobrepasa los 400°C y que el ciclo Kalina® requiere altas presiones de trabajo lo que encarece los materiales que se debe utilizar para la construcción de los equipos.

De igual manera que como se mencionó para el ciclo de vapor convencional y el ORC, se observa que se puede alcanzar hasta una disminución Indirecta de emisiones de CO₂ entre 5 y 11 kg CO₂ por Tonelada de Clinker que se produzca [53].

2.2.5 Comparación tecnologías de cogeneración

Jiangfeng Wang habla de la cogeneración en cemento para flujos de calor de baja temperatura y compara una cogeneración en ciclo de vapor convencional, una de ciclo doble de vapor, otra de ORC con R123 como fluido de trabajo y por último una con ciclo Kalina® para una línea de Clinker de 5000 t/día [48]. Además, muestra las diferentes eficiencias que se podrían alcanzar con cada una de las tecnologías tanto desde el punto de vista térmico y exergético. El artículo concluye que el ciclo Kalina® tiene una eficiencia similar al ciclo de vapor, del orden de 30%, y una generación de energía de 10MW vs 8.9 MW del ciclo ORC (para una línea de cemento de 5000 ton/día con fuente de calor del horno y del enfriador). Se concluye que para una planta de cemento el ciclo Kalina®

presenta la mayor eficiencia energética para dos fuentes de calor residual, y el ORC presenta una menor eficiencia para estas mismas dos fuentes.

Otro de los artículos consultados muestra varias aplicaciones de ciclos ORC para recuperación de calor de baja temperatura [66]. Tchanche, presenta una comparación de los ORC para diferentes aplicaciones y se establece un comparativo de propiedades termodinámicas de varios fluidos orgánicos vs. Agua, además de un cuadro comparativo de ventajas y desventajas entre la tecnología ORC y la tecnología de vapor convencional (Ver Tabla 6). Establece además los parámetros de temperatura para clasificar las fuentes de calor residual. Se presenta una tabla de condiciones críticas de fluidos de trabajo en condiciones subcríticas que puede servir para seleccionar el fluido de trabajo. Se mencionan algunos costos de instalación y de operación para los ciclos ORC de recuperación de calor. Sin embargo, los costos están dados para turbinas de algunos kWe.

Tabla 6. Comparación entre ciclo de Vapor y ORC. [66]

	CICLO DE VAPOR	CICLO RANKINE ORGÁNICO (ORC)
FLUIDO	AGUA	COMPUESTO ORGÁNICO
Presión Critica	Alta	Baja
Temperatura Critica	Alta	Baja
Punto de Evaporación	Alta	Baja
Presión de Condensado	Baja	Aceptable
Calor Especifico	Alta	Baja
Viscosidad	Baja	Relativamente Alta
Inflamabilidad	No	Si, y depende del fluido
Toxicidad	No	Si
Impacto Ambiental	No	Alta y depende del fluido
Disponibilidad	Disponible	Problema conseguir
Costo	Económico	Costoso

El análisis financiero y los costos asociados a su instalación y operación se encuentran para cada tecnología en particular (como se ha observado hasta este momento), pero son pocas las comparaciones de inversión y costos de operación que se encuentra en la literatura para las distintas tecnologías de cogeneración. Sin embargo, algunos autores

han realizado estudios donde presenta comparaciones técnicas-económicas para un proceso ORC con refrigerante R-290 y un ciclo Kalina® con una mezcla de 84% de amoníaco y 16% de agua [67]. En este estudio, el autor presenta como el Ciclo Kalina®, además de generar 18% más de energía eléctrica para el mismo proceso, tiene un valor de generación de 0.18 Euros/kWh, mientras que el ciclo ORC el costo es de 0.22 Euros/kWh. Es de anotar que este estudio se centra solo en la generación y no en el CAPEX de instalación, el cual se menciona puede llegar hasta ser 30% más para el proceso Kalina®, que el del el Proceso ORC.

2.2.6 Evaluación y viabilidad financiera de proyectos de generación térmica.

En la actualidad la evaluación de proyectos para sistemas de generación térmica se ha venido desarrollando desde distintas aristas, enfocadas siempre a que su rentabilidad a mediano y largo plazo sea la esperada por los inversionistas. En general se podría definir un proyecto como un conjunto de actividades que se desarrollan para llegar a un objetivo concreto, en un determinado periodo de tiempo y con insumos o recursos definidos. Estos siempre enfocados en la optimización de los recursos, disminución del tiempo y alcanzar o sobrepasar las metas impuestas al inicio del proyecto [68]. Los proyectos de generación térmica, tienen como característica que son proyectos pensado a mediano o largo plazo, donde su retorno a la inversión se espera entre 10 y 20 años [69]. Antes de comenzar a ejecutar un proyecto, sea de generación o cualquier otro, se debe realizar una evaluación financiera para lo cual se debe contar con la inversión inicial, los flujos de fondos (diferencia entre las ganancias y los gastos operacionales) y la tasa de oportunidad de este. La inversión que se requiere se distribuye en términos de dinero y tiempo, ya que dicha inversión se puede distribuir en más de 1 año. Para determinar los flujos de fondos del proyecto se requiere una estimación detallada de los ingresos y los egresos que involucra la operación del proyecto luego de ejecutado [70].

La inversión en activos de generación de energía eléctrica es intensiva en capital y se caracteriza por ser en gran medida irreversible y generar altos costos. Es fundamental

contar con flexibilidad en el proyecto ya que esto tendrá un impacto significativo en el valor de la inversión. Adicionalmente en los últimos años los cambios climáticos han generado gran incertidumbre sobre la capacidad de generación a través de la riqueza hídrica y de igual manera su dificultad de acceder a las concesiones; es por esto, por lo que las fuentes térmicas de generación se han convertido en una posibilidad de suministro de electricidad cada vez más usada para la generación de energía eléctrica en Colombia. La incertidumbre sobre los precios futuros de las fuentes de energía térmica introduce riesgos considerables en la toma de decisiones que afectan directamente el margen de utilidad esperada de proyectos de generación de energía, y por tanto, la capacidad instalada limitando la oferta [69].

Durante la evaluación de un proyecto de generación térmica, lo primero que se debe realizar es la selección de la tecnología que más se acomode a las condiciones locales donde se espera instalar y capacidad de generación. Esto es fundamental, ya que el acceso a las fuentes de energía térmica o combustibles varían según la ubicación, ya sea por disponibilidad o por costo de llevarla hasta el área de generación. Una vez definida la tecnología a utilizar, es fundamental conocer sus implicaciones ambientales y sociales, ya que toda evaluación de un proyecto debe considerar, aparte del impacto económico, los impactos en las comunidades aledañas al proyecto. Una vez identificado estos impactos y definido que es viable su ejecución ya que su afectación a la comunidad no limita el desarrollo del proyecto, se debe proceder a conocer los gastos operacionales, indispensables para determinar el flujo de caja del proyecto [71]. Una vez conocidas estas variables se procede al análisis financiero.

Para evaluar financieramente la factibilidad de un proyecto de inversión en generación térmica, la literatura presenta una serie de indicadores o criterios a considerar siendo los más empleados el VPN, el cual mide el incremento o la pérdida en la riqueza que generaría la ejecución del proyecto, la TIR que mide la rentabilidad de los fondos que permanecen dentro del proyecto y el WACC que representa la rentabilidad mínima exigida al proyecto durante su vida [70].

Dado que las cifras que se consideran para el modelo de evaluación de proyectos de generación térmica son valores pronosticados no exentos de alguna variación en el tiempo, en la medida que el proyecto sea cuantioso y trascendental para los inversionistas, es

necesario considerar el impacto que generan en la valoración del proyecto tanto los valores esperados de estas cifras como su posible variación. De aquí que se haga fundamental durante la evaluación del proyecto presentar distintos escenarios, donde con variación de inversión, y/o gastos operacionales, el proyecto aun siga siendo viable en un espectro amplio con respecto al valor definido como punto de partida [70].

Capítulo 3. METODOLOGÍA

En este capítulo se describe la manera en la que se desarrolla cada toma de datos, estudio y análisis del nuevo sistema de cogeneración para la industria cementera.

3.1 Caracterización de la planta de Cemento

La planta de cemento por analizar es una planta típica de cemento con producción a través de proceso seco. En la planta seleccionada se deberá describir su funcionamiento, al igual que conocer su capacidad energética y condiciones particulares, a partir de la caracterización de su entorno geográfico y sus condiciones operacionales.

3.1.1 Caracterización Geográfica.

Inicialmente se realizó un reconocimiento de las principales plantas cementeras de propiedad de la empresa que desea invertir en el sistema de cogeneración con fin de suministro eléctrico, esto a partir de los siguientes parámetros de selección:

- Que sea una planta con alta producción de Clinker [2] (mayor a 3000 Toneladas por día - TPD)
- Encontrarse en una zona con alta capacidad hidrológica o suministro de agua a partir de fuentes naturales. Esto es fundamental para la tecnología de Cogeneración a partir de Ciclo Rankine de Vapor [52].
- Que el suministro de energía eléctrica a partir del Sistema Interconectado Nacional sea difícil o de alto costo por su ubicación geográfica.
- Encontrarse en una ubicación geográfica tal que permita un fácil acceso desde alguna ciudad capital (Bogotá, Medellín, Cali o Barranquilla) y así facilitar el acceso a refrigerantes orgánicos necesarios en la aplicación de la Tecnología ORC o Kalina®

De las plantas analizadas se ha seleccionado como insumo para este trabajo, una de las principales, la cual es una de la que mayor capacidad de producción y que por su ubicación geográfica la hace estratégica al cumplir con todos los parámetros indicados para su selección y el desarrollo de cualquiera de las tecnologías de cogeneración consideradas.

Las condiciones geográficas tales como temperatura, altitud, humedad y ubicación de la planta, se extraen de los registros que la propia planta maneja y los cuales son los que utilizan para su operación, cálculos para garantizar la eficiencia productiva e información que se actualiza constantemente para garantizar siempre que el cemento producido cumpla con los estándares esperados. De igual manera y en caso de que se requiera, se apoyará en información pública que se encuentra en la el IDEAM [72], tal y como los informes de condiciones climatológicas.

Es importante aclarar nuevamente, tal y como se mencionó anteriormente, que en ningún momento se mencionara la ubicación exacta, nombre de la planta o de la empresa ni se darán más características que las mínimas necesarias para la realización de este trabajo. Esto se ha decidido junto a la empresa cementera, donde la información se tratará de esta manera para proteger dicha empresa y la planta estudiada. Al igual que la intención es proteger información confidencial o el futuro interés de inversiones estratégicas, como las que se plantean en este trabajo.

3.1.2 Condiciones Operacionales

La descripción operacional de la planta a estudiar es fundamental para este trabajo, ya que, a partir de esta, se determinan las condiciones y metodología para el desarrollo de un óptimo análisis de masa y energía, que será el centro de este documento y sobre el cual girará la evaluación financiera y las conclusiones con respecto a la posible inversión futura en este proyecto. La descripción operacional, se centrará en los equipos que hacen parte del proceso en donde el flujo de aire caliente producido en el Horno y Enfriador de Clinker normalmente son emitidos al ambiente.

Las características operacionales del sistema se describen a partir de dos fuentes de conocimiento:

- El conocimiento que el investigador y autor de este trabajo ha adquirido durante más de 4 años en más de 24 visitas que ha realizado a la planta cementera. Este conocimiento ha sido aplicado para otra serie de proyectos al interior de la compañía, con resultados exitosos y los cuales hoy en día se alinean con el “Core” del negocio, generando rentabilidad. Es por esto que el investigador, a partir de todas estas visitas y experiencia en plantas de cemento, tiene las herramientas necesarias para hacer una caracterización operacional ajustada a las necesidades del trabajo.
- La segunda fuente de conocimiento y con una participación fundamental en la descripción de la operación, son los 6 operarios del cuarto de control, quienes deben garantizar durante todo el año, que la operación, especialmente en el Horno, Enfriador y Torre Precalentadora (las cuales se describirán a mayor detalle en el capítulo de resultados) se mantengan siempre dentro de los parámetros operacionales óptimos.

A partir de estas dos fuentes de conocimiento se realizará la caracterización operacional del proceso, las cuales, y en caso de que se requiera, pueden ser reforzadas con alguno de los múltiples libros técnicos que describen una operación típica para la producción de cemento. Sin embargo, siempre se le dará prioridad a la información basada en la operación por encima de la teórica, ya que está es la que describe realmente las características actuales de la planta.

Durante la caracterización se identificó la información base de entrada para el desarrollo del balance de masa y energía, la cual, sin ser preponderante para el cálculo objetivo de energía térmica disponible para cogenerar, es necesaria para garantizar que dicho balance se desarrolle de la manera adecuada. Esta es adquirida a partir de la información que se extrae del cuarto de control de la planta. Esta información se extrae a partir del promedio que la planta maneja durante el último año desde el momento de la visita, debido principalmente a que estos valores son muy constantes. Los principales parámetros operativos obtenidos de esta manera son:

-
- Producción de Clinker
 - Poder calorífico del combustible
 - Consumo Calórico del horno
 - Temperatura de salida del Clinker en el enfriador
 - Relación Materia Prima/Clinker
 - Consumo del energético
 - Número de etapas Torre

La producción de Clinker y la materia prima (harina) se mide diariamente por medio de celdas de carga de pesaje tipo Botón ubicada en los silos de almacenamiento del producto y del carbón (combustible sólido) que también es almacenado en un silo y dosificado a través de bombeo neumático al horno. El poder calorífico del combustible es extraído a partir de análisis últimos de laboratorio y contrarrestado con la ficha de calidad entregada por el proveedor. A partir del conocimiento del poder calorífico del energético, de la cantidad ingresada al horno y del producto de Clinker generado, se puede calcular directamente el consumo calórico del horno.

La temperatura a la salida del Clinker se toma periódicamente y de manera manual (1 vez a la semana) con un termómetro infrarrojo de laser dual marca MILWAUKEE 2266-20 que tiene un rango de medición entre -30 y 500°C y cuyo margen de error del instrumento es de 0.1°C [73] (Ver Imagen 1). Esta temperatura es constante y por eso no se realiza su medición con una menor resolución temporal.



Imagen 1. Termómetro Infrarrojo marca MILWAUKEE 2266-20 [73]

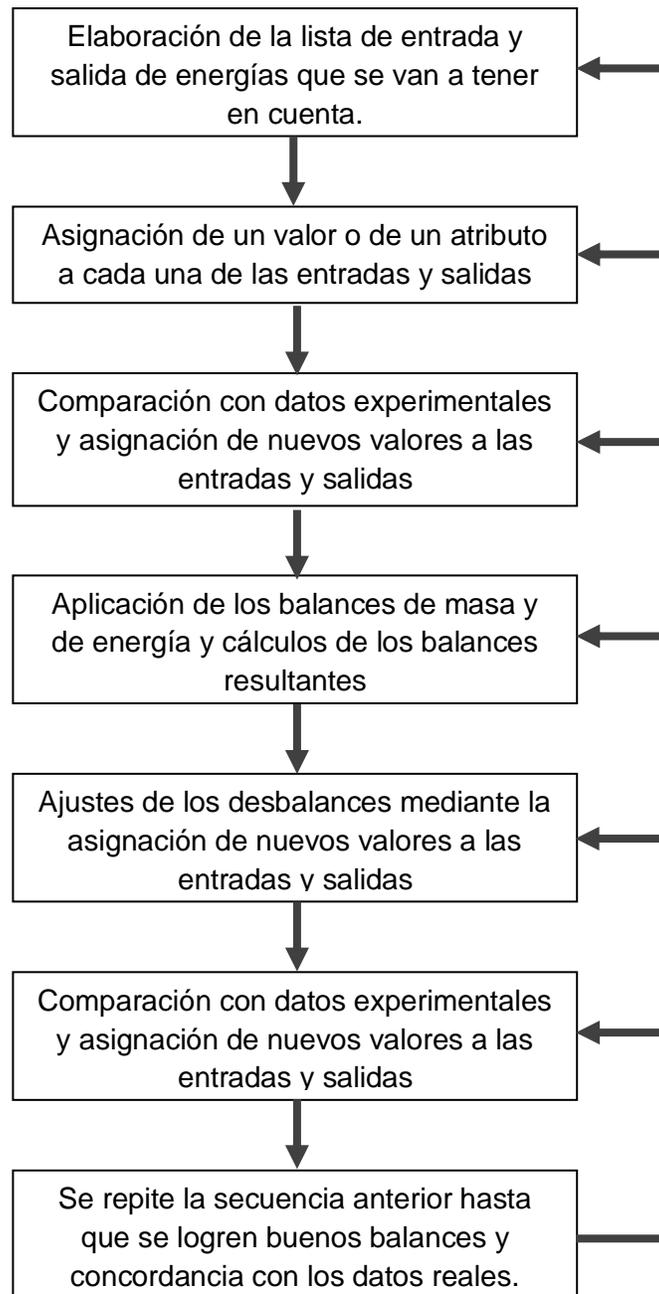
3.2 Análisis Energético a partir del Balance de Masa y Energía

El balance de masa y energía es el punto de partida para una óptima evaluación económica y principal insumo en un proyecto de eficiencia energética. Cuando se tiene claro el consumo y la cantidad de energía disponible, es más fácil tomar decisiones con respecto a futuras inversiones.

Para este trabajo, lo más importante es conocer a detalle los excedentes de energía y la producción de gases que se desperdician al ambiente. De igual manera y a través de los cálculos a desarrollarse, estos flujos de calor residual se convertirán en posibles ahorros de dinero a partir de su utilización como fuente generadora de energía.

Para resolver las necesidades de aprovechamiento de energía residual, se han desarrollado diversos métodos de cálculos. Estos son los principios de conservación, también llamados balances, siendo los más importantes para temas de energía los principios de conservación de la masa y la energía. Gracias a esta teoría es posible cuantificar la relación entre los posibles beneficios económicos que genera la recuperación de calor y los consumos, las producciones y las pérdidas relacionadas en el proceso.

Según Posada, los balances de masa y energía se deben hacer de manera recurrente de forma incremental y con ciclos de retroalimentación [74], ya que de un adecuado proceso de cálculo se garantiza un conocimiento del proceso y la posibilidad de actuar a los cambios que se presenten en el tiempo. A continuación, se presenta un diagrama de los pasos a seguir que se deberían completar a la hora de realizar un óptimo balance de masa y energía, y el cual será nuestra base de referencia teórico para este trabajo:



3.2.1 Selección de parámetros sistema de estudio

Los sistemas identificados y en donde se pretende aprovechar la energía residual, son el horno y el enfriador de Clinker. El objetivo final para ambos es conocer la masa de gases disponibles y su temperatura, con lo cual podremos cuantificar dicha energía. Para esto y

siguiendo la metodología descrita para la realización de Balances de Masa y energía, se han identificado los parámetros necesarios a ser considerados.

Parámetros de ingreso a considerar:

- Hornos y Torre Precalentadora:
 - Energía del Combustible (carbón)
 - Harina Base Seca (mezcla de Caliza con hierro, alúmina y sílice)
 - Aire Primario ingreso con Combustible
 - Aire Transporte Carbón
 - Infiltraciones de aire (Se conoce como Aire falso)
 - Carbón base seca. Energía externa del carbón (Energía asociada a la temperatura externa con la que entra al proceso)
 - Vapor de agua en la Harina y el carbón
- Enfriador:
 - Aire que ingresa a atreves de los ventiladores al enfriador de Clinker

Parámetros del Proceso:

- Formación de Clinker
- Vapor de Agua en la harina y el carbón

Parámetros de Salida a Considerar:

- Hornos y Torre Precalentadora:
 - Gases Salida Torre Precalentadora
 - Radiación y convección a través de las paredes del Horno.
 - Polvo por la torre
- Enfriador:
 - Clinker
 - Aire de escape Enfriador

En el numeral 3.1.2. “Condiciones Operacionales” se describió el método en el que será adquirida la información correspondiente a la energía que ingresa con el combustible asociada su poder calorífico y la temperatura del Clinker a salida del enfriador, la cantidad de Harina en base seca (materia prima), la cantidad de combustible sólido que ingresa y el Clinker que se produce.

El resto de los parámetros a considerar durante el balance de masa y energía, adicional a los operacionales, se adquieren de la siguiente manera.

3.2.1.1 Medición de los Flujos máscicos de salida

Como se ha indicado anteriormente, los flujos máscicos de interés y que indicaran la cantidad de energía térmica disponible para realizar el proceso de Cogeneración, son los flujos de salida a través de la Torre Precalentadora chimenea del Horno y los gases provenientes del enfriador de Clinker. Estos gases no son medidos por la planta, ya que son calculados indirectamente, para la torre, a partir del ingreso de aire con el Clinker, con el carbón y los gases que se generan teóricamente a partir de la combustión y Clinkerización. Por el lado del enfriador, se calcula a partir de aire que ingresa por medio de los ventiladores.

Debido al estudio que se pretende realizar para el aprovechamiento de los residuos de energía térmica del proceso de conformación del Clinker, se ha tomado la decisión de medir estos flujos en campo. La medición se realiza en la chimenea y enfriador a partir de un equipo conocido como analizador de Gases.

En este caso, la planta cuenta con equipo marca TESTO serie 350, el cual es capaz de trabajar bajo una carga máxima de polvo de 20 g/m^3 en los gases de combustión, temperatura ambiente entre -5 a $45 \text{ }^\circ\text{C}$ y capacidad de almacenamiento hasta de 250000 valores de medición. Está en capacidad de medir gases tales como O_2 , CO , NO , NO_2 , SO_2 , CO_2 , H_2S , Metano, Propano y Butano con una exactitud de precisión que varía entre 0.3 y 10% según el gas que se esté midiendo (Ver Imagen 2). Este es calibrado mínimo una vez al año, o cada vez que se requiera según las Normas Colombianas NTC 4983 y NTC 5365. Esta calibración se realiza a partir de la medición previa de gases de referencia de concentración conocida, con el cual se garantizara que cualquier gas que se mida posteriormente cumplirá con la concentraciones reales [75][76].



Imagen 2. Analizador de Gases Marca TESTO 350 [77]

- **Gases Salida de la Torre.** Los gases a la salida de la Torre Precalentadora se componen a partir de los gases generados durante la combustión, el aire que ingresa con el combustible, la descarbonatación de la materia prima y el vapor de agua asociado a la humedad con la que ingresa la materia prima. Por lo anterior, y debido al Analizador de Gases se conoce la composición química que salen. Estos se presentan en la Tabla 7:

Tabla 7. Composición química gases de salida Torre Precalentadora

Elemento	Nombre	Masa Molar (g/mol)
CO ₂	Dióxido de Carbono	44.01
H ₂ O	Vapor de agua	18.02
SO ₂	Dióxido de Azufre	64.06
NO	Óxido de Nitrógeno	30.01
O ₂	Oxígeno Diatómico	32.00
N ₂	Nitrógeno Diatómico	28.01
Ar	Argón	39.95
CO	Monóxido de Carbono.	28.01

Una vez conocida la composición de los gases y sus principales características, las cuales se adquieren teóricamente a partir de las propiedades de los elementos y cuya información se encuentra en la sala de operación, solo debemos conocer las cantidades de moles que ingresan por hora al proceso a través de Cada Elemento (CE) los cuales se convierten en gases a partir del proceso de combustión, la descarbonatación de la materia prima, el agua

que ingresa y se convierte en vapor y las características del aire de entrada, para luego multiplicarlas por la masa molar y convertirlas en flujo másico en Toneladas por Hora (TPH). Posteriormente sumamos las TPH de cada elemento, con lo que tendremos la cantidad total (T) de Toneladas por Hora que salen en la chimenea. Con las ecuaciones (1) y (2) que se extraen de la teoría de fenómenos de transporte [78], se tiene que:

$$\text{TPH(CE)} = \text{Masa Molar(CE)} \cdot \frac{\text{Moles(CE)}}{\text{hora}} \quad (1)$$

$$\text{TPH(T)} = \sum \text{TPH(CE)} \quad (2)$$

- **Gases Salida del enfriador de Clinker (Aire de Escape).** Para el caso del enfriador, y ya que se conoce la composición de aire atmosférico y su densidad, solo debemos conocer el flujo de aire que pasa a través de la descarga y así saber las TPH de aire con las que contamos en el proceso. Para esto utilizamos un Anemómetro marca TESTO 435-4 con el cual cuenta la planta para este tipo de mediciones y cuyas principales características son la capacidad de medir velocidades entre 0-60 m/s y capacidad de operación de temperatura entre -20 y 50°C con una capacidad de almacenamiento hasta de 10000 valores y margen de error de $\pm 0.3\%$ [79] (Ver Imagen 3).



Imagen 3. Anemómetro TESTO 435-4 [79]

3.2.1.2 Medición y tratamiento estadístico Temperatura de salida

La medición de temperatura es el segundo parámetro indispensable para la cuantificación de flujo de energía térmica disponible para cogeneración. Esta se mide desde el centro de control de la planta diariamente en tiempo real por medio de una termocupla tipo K la cual se encuentra instalada a la salida de la chimenea de la Torre Precalentadora y de la salida del aire del enfriador de Clinker. Para la adquisición de la temperatura promedio, se realizó una visita a la planta, donde se recopiló la información de los últimos 11 meses. También se verificó la temperatura realizando un mínimo de 10 mediciones separadas cada una por 1 minuto, donde el sistema este estable y operando en condiciones normales. Para esto se utilizó un lector de termocupla tipo K marca Hanna serie HI935005 con capacidad de medir entre -50 y 1350 °C y un margen de precisión de $\pm 0.2\%$ [80] (Ver Imagen 4) y el cual se conectará a la termocupla existente en campo y que mide constantemente. Vale aclarar que esta termocupla es calibrada una vez al año bajo la norma NTC 4494 [81].



Imagen 4. Lector de Termocupla y Termocupla tipo K [82]

A partir de los procedimientos establecidos por la compañía cementera para la realización de Auditorías Internas en cada una de sus plantas (no se pueden citar ni anexar en este trabajo con el fin de conservar los acuerdos de confidencialidad establecidos) las mediciones en campo se les sacará un promedio simple, con el fin de identificar la temperatura promedio medida y se comparará con la temperatura promedio extraída a partir de los datos entregada por el operario de planta.

La información referente a la temperatura entregada por la planta de los últimos 11 meses por medio del sistema de análisis en línea con el que cuentan en su cuarto de operación,

se realizó un análisis y un ajuste de la información de tal manera que su desviación estándar no sea superior a 50°C (esto también se indica en los procedimientos internos para la realización de auditorías internas). Para esto se tomó como base la temperatura promedio medida en campo y a partir de esta información se analizó cada dato entregado por la planta, de tal manera que si estos, están por fuera del promedio en un rango +/- 100°C, se deberá ajustar al valor numérico al de la temperatura promedio medida. Si haciendo esto la desviación estándar aun es mayor a 50°C, se reduce el rango con el que se ajusta los datos de entrada y con respecto a la temperatura promedio medida en +/- 70°C o +/- 50°C hasta que dicha desviación estándar sea inferior a 50°C.

A partir de este análisis, se encontró una temperatura promedio de la información entregada por la planta ajustada, la cual será comparada con la temperatura promedio medida en campo y según su similitud con la temperatura teórica que debería tener el sistema según el reporte de "Paro Mayor" (Paro que se realiza anualmente para realización de manteniendo Preventivo) realizado en el mes de Febrero de 2017 se escogerá la temperatura con la que se realizará el balance de masa y energía, tanto para el caso de la torre, como del enfriador.

3.2.1.3 Parámetros complementarios

Adicionalmente se cuenta con parámetros en cada uno de estos sistemas, con el fin de realizar el Balance de masa y energía y así, conocer la cantidad de energía residual con que se dispone en el proceso. Estos parámetros son los siguientes:

- **Hornos y Torre Precalentadora:**

- **Aire Primario ingreso con Combustible.**

- Como se mencionó en el numeral 3.2.1.1 "Medición de los Flujos máxicos de salida" se cuenta con equipo diferencial de presión para flujo de aire, o Anemómetro marca TESTO 435-4 (Ver Imagen 3), con el cual miden en la planta 2 veces al día el aire que ingresa con el combustible, y el cual según esta medida se ajusta con un dámper para que siempre ingresa el aire que se requiere por estequiometría. Debido a que se conoce la densidad y

características del aire, el sistema de control de la planta calcula las TPH de aire que está ingresando.

- **Aire Transporte Carbón**

Se conoce a partir del sistema de bombeo de carbón triturado, el cual cuenta con un sistema de control que indica el flujo de aire que está ingresando al sistema para poder transportar el carbón hasta el horno. Debido a que se conoce la densidad y características del aire, el sistema de control de la planta calcula las TPH de aire que está ingresando.

- **Infiltraciones de aire (Aire falso)**

Este valor se conoce debido al balance de flujo que arroja el sistema de control con base en los flujos de aire que ingresa y que sale a través de la chimenea. Debido a que se conoce la densidad y características del aire, el sistema de control de la planta calcula las TPH de aire que está ingresando.

- **Agua en la Harina y el carbón**

A partir de los análisis elementales de laboratorio que se le realiza 1 vez al día al carbón que se tiene en planta y a la Harina (Materia prima) que ingresa al proceso, se conoce la cantidad de agua que ingresa al sistema, lo que se convierte completamente en vapor de agua que sale del sistema.

- **Vapor de Agua en la harina y el carbón**

Conociendo la cantidad de agua que ingresa al horno, puedo conocer lo que se convierte en vapor de agua que sale del sistema.

- **Radiación y convección**

Este valor es teórico. Sin embargo, una vez al año durante el paro mayor del sistema y cuando vuelve y se arranca el horno se mide por medio de un equipo de imagen térmica marca FLIR serie E6 el perfil de temperatura sobre las paredes del horno con una resolución de 160x120 píxeles y un rango espectral de 7.5 - 13 μm [83], el cual es calculado como radiación.

- **Polvo por la torre**

El sistema cuenta con un electrofiltro de despolvamiento el cual deposita el polvo de Clinker que sale por la torre en un silo para reingresarlo a la operación durante la molienda de Clinker. A través de una válvula rotativa se conoce el polvo en TPH que se extrae del sistema.

- **Enfriador:**

- **Aire Ingreso enfriador de Clinker**

Para medir el flujo másico de aire de ingreso proveniente de los ventiladores encargados de entregar el aire al enfriador, se utiliza la metodología descrita en el “Industrial Ventilation” [84].

El cálculo del Caudal se realiza a partir de la obtención de un promedio de la velocidad del fluido en el conducto con respecto a las mediciones de presión de velocidad (VP), hechas en varios puntos del área transversal del conducto. Para medir la presión de velocidad y determinar la velocidad de aire se usa un tubo “pitot” y un manómetro inclinado.

El valor de presión de velocidad medida (VP), y la densidad del aire sirven para determinar la velocidad del aire, utilizando la siguiente ecuación:

$$V = 1096 \cdot \sqrt{\frac{VP}{\rho_{std} \cdot d}} \quad (3) \quad [84]$$

Donde:

- V = Velocidad del aire [fpm]
- VP = Presión de velocidad [“wg]
- ρ_{std} = Densidad del aire estándar [0.075 lbm/ft³]
- d = Factor de densidad

La función del factor “d” es corregir la densidad en los casos donde el aire no se encuentra a condiciones estándar, es decir en la gran mayoría.

Encontrar un factor de corrección para la densidad teniendo como referencia la temperatura del aire y la altura del sitio donde se realizó la medición se calcula a partir de la ecuación $d = df_e \cdot df_p \cdot df_t$ (4):

$$d = df_e \cdot df_p \cdot df_t \quad (4) \quad [84]$$

Donde:

- d = Factor de densidad
- df_e = Factor de corrección por altura
- df_p = Factor de corrección por presión [SP = ± 20 "wg.]
- df_t = Factor de corrección por temperatura

- Además:

$$df_e = [1 - (6.73 \times 10^{-6}) \cdot z]^{5.258} \quad (5) \quad [84]$$

- Dónde: z = altura sobre el nivel del mar [ft].

$$df_p = \frac{407+SP}{407} \quad (6) \quad [84]$$

- Dónde: SP = Presión estática ["wg] (Se debe tener en cuenta el signo).

$$df_t = \frac{70+t}{70} \quad (7) \quad [84]$$

- Dónde t = Temperatura de bulbo seco [°F].

Se utiliza una velocidad promedio debido a que el flujo de aire en un ducto no es uniforme [84]. Para el cálculo de la velocidad promedio, se calcula la velocidad para cada una de las presiones de velocidad medidas y luego se promedian las velocidades.

Luego de haber calculado la velocidad promedio, se determina entonces el caudal de aire, aplicando la ecuación $Q = V.A$ (8):

$$Q = V.A \quad (8) \quad [84]$$

Donde:

- Q = Caudal [cfm]
- V = Promedio velocidad lineal [fpm]
- A = Área transversal en el punto de medición [ft^2].

De ser posible, las mediciones de presión de velocidad se deben hacer a una distancia de 7.5 veces el diámetro del ducto [84], de los accesorios de la tubería que alteren la corriente de aire. Cuando alguna medición se hace cercana a un accesorio, el resultado puede ser errado y se recomienda realizar una segunda medición en un punto cercano. Si las dos mediciones obtenidas no tienen una diferencia mayor de 10%, entonces se asume una precisión aceptable y se promedian. Si la diferencia está por encima del 10%, entonces se debe realizar una tercera medición y luego promediar las dos mediciones más cercanas [84].

La cantidad de puntos de medición ubicados en el área transversal del ducto depende del tamaño de este, y se recomiendan las cantidades siguientes [84]:

- Al menos 6 puntos sobre el área transversal, para ductos de $\text{Ø}6''$ y menores.
- Al menos 10 puntos sobre el área transversal, para ductos de diámetro mayor a $\text{Ø}6''$ y menor a $\text{Ø}50''$.
- Al menos 20 puntos sobre el área transversal, para ductos de diámetro mayor a $\text{Ø}50''$.
- Al menos 16 puntos sobre el área transversal, cuando el ducto es rectangular y entre los puntos una distancia mínima de $6''$.

3.2.2 Calculo de la Energía Térmica disponible para cogeneración

Conociendo los parámetros medidos directamente, entregados por la planta y calculados indirectamente a partir de información de entrada, se puede identificar los flujos másicos y la temperatura de los distintos compuestos que ingresan y salen del sistema. Esta información es la que se utilizara, para conocer la energía térmica disponible al momento de instalar un sistema de cogeneración para energía eléctrica

3.2.2.1 Balance de Masa y Energía. Energía Disponible

Como se explicó al comienzo del Capítulo 3.2, se cuenta con la información de flujos másicos y temperatura de cada uno de los elementos que ingresan al sistema de control, tanto del horno y la torre, como del Enfriador. Se deberá encontrar la energía en kilocalorías/kilogramo de Clinker (kcal/kg clk) que ingresa o sale con cada uno de los elementos que compone el balance. Estas unidades de flujo energético son las más utilizadas en la industria del cemento según lo referencia el CSI [85], y por eso para mayor claridad se presentará de esta manera dicho balance.

Para el balance de masa, se sumarán los flujos másicos de entrada y los de salida, lo que en teoría se espera sean iguales.

Para el balance de energía, primero se debe multiplicar el flujo másico (kilogramo Por Hora), por la temperatura (K) y las capacidades Caloríficas (kCal/kg.K) de cada elemento que contenga energía y que ingresa o salga del sistema. Posteriormente esto se debe dividir por los kg de Clinker producidos, con lo que tendremos la energía en kCal/kg clk.

$$\dot{E} = \frac{\dot{M}.t'.CP}{CLK} (9) [74]$$

Donde:

- \dot{E} = Flujo de Energía [kCal/kg clk.]
- \dot{M} = Flujo Másico [kg/h]
- t' = Temperatura [K].
- CP = Poder Calorífico [kCal/kg.K]
- CLK = Clinker Producido [kg Clinker]

En teoría, el flujo másico y energético que entra al sistema debería ser igual al que sale , pero normalmente esto no siempre pasa y en algunas oportunidades quedaran algunos parámetros sin contabilizar que son de difícil cuantificación como información de entrada. Esta masa o energía sin contabilizar no deberá ser superior al 5% de lo que ingresa según [74]. Con este ejercicio se demostrará que se han considerado todos los parámetros que intervienen en el proceso y que debe ser tenidos en cuenta a la hora de realizar un análisis de optimización, auditoria o como es este el caso de identificación de residuos energéticos.

Una vez corroborada y validada la información de balance de masa y energía se debe cuantificar la energía disponible en resolución temporal, la cual es la requerida para poder saber cuánta energía eléctrica se podrá generar y esto cuanto representa en ahorros económicos a la planta.

Para esto es importante considerar que la planta tiene un factor de marcha (FM) en un año del 80%, entendiéndose como factor de marcha el tiempo en que opera durante un periodo determinado, con lo que solo se podría considerar, para este caso, operación continua y disponibilidad energética para 292 días del año.

También para la cuantificación energética disponible, es importante aclarar que no toda la temperatura con la que salen los gases residuales es aprovechable, ya que debido a normativas ambientales y de seguridad industrial, tantos los gases de la Torre como los del enfriador no podrán descender por debajo de una temperatura donde comience a presentarse condesado, ya sea de vapor de agua o de elementos tóxicos como el dióxido de azufre, óxido nitroso, entre otros [2], [51]. Para el caso de la Torre se recomienda que esta no descienda de 240°C y para el caso del Enfriador que no se encuentre por debajo de los 80°C

El flujo de energía térmica en un año disponible a la salida la torre precalentadora y del enfriador se calculará según la siguiente ecuación:

$$\dot{Q} = Q' \cdot \rho \cdot CP \cdot \Delta T \cdot FM \cdot 3.968 \quad (10) \quad [78]$$

Donde:

- \dot{Q} = Flujo de Calor [Billón btu/año]
- Q' = Caudal [Nm^3/h]
- ρ = Densidad [kg/m^3].
- CP = Poder Calorífico [$\text{kCal}/\text{kg} \cdot \text{K}$]
- ΔT = Diferencia de Temperatura disponible [$^{\circ}\text{C}$]
- FM = Factor de Marcha [%]

Posteriormente se deberá sumar todos los flujos de calor disponibles para obtener el flujo de energía disponible en el proceso de cogeneración.

3.2.2.2 Diagrama Sankey

Para ilustrar el comportamiento energético del sistema evaluado, se realizará un diagrama de Sankey. Este es un diagrama que se realiza a partir de la información extraída del balance de masa y energía [86] y el cual servirá como control inmediato y registro permanente de los consumos y pérdidas típicas de energía en el proceso de Clinkerización. Este diagrama se construye de una manera sencilla donde se desarrolla a partir de una gran flecha de entrada donde se observa la cantidad de energía que ingresa con el Combustible al proceso y de allí se desprenderán flechas de menor tamaño en la misma dirección que representa la energía que sale del sistema. La principal flecha que sale y la que tiene un mayor tamaño ya que representa la mayor cantidad de energía que sale, es la que indica la cantidad de energía que se consume la formación de Clinker. Adicional a esta, también observamos otras 2 flechas que representan un consumo de energía más bajo que el anterior, pero igualmente importante como es la energía que se va al enfriador con el Clinker y la que sale con los gases de combustión. Estas flechas se dividen más adelante, ya que la energía que se transporta en estos procesos se utiliza o se desperdicia de distintas maneras y es aquí donde se identifica la cantidad de energía aprovechable para generación eléctrica a partir de la cogeneración.

3.2.2.3 Cuantificación económica

La cuantificación económica del ahorro asociado al aprovechamiento de la energía térmica residual se compone de dos momentos. Un primer momento en el que se calcula el costo de la energía térmica que se enviaría al ambiente y que se tendría que comprar en caso que se quisiera utilizar para generación de energía eléctrica en una termoeléctrica, y un segundo momento donde esta energía que se aprovecha se convierte en energía eléctrica y obtengo unos ahorros importantes con respecto a la diferencia de comprar esta energía eléctrica desde la Red. El segundo cálculo es descrito con mayor detalle en el capítulo 3.4 “Evaluación Financiera y Método de Financiación”.

Para cuantificar el ahorro asociado a la energía térmica que se aprovecha, se debe conocer el costo del energético. Para la planta estudiada el energético utilizado (carbón) tiene un costo según sus reportes trimestrales presentados por la empresa (para este caso se toma el reporte a Julio/2018) de 2.0 USD/MBtu puesto en punta de quemador. Esto quiere decir que este es el costo final del energético, después de su compra, transporte y preparación al interior de la planta.

El ahorro se cuantifica, multiplicando el costo por el flujo de calor a recuperar.

$$\$Calor = \dot{Q} \cdot \$Energ. \quad (11)$$

Donde:

- $\$Calor$ = Ahorro por aprovechamiento Calórico [USD/año]
- \dot{Q} = Flujo de Calor [MBtu/año]
- $\$Energ$ = Costo Combustible [USD/MBtu].

3.3 Selección de la mejor tecnología de Cogeneración

Para la selección de la tecnología de cogeneración a utilizar, deberemos partir de un conocimiento más detallado de los equipos y las características que componen cada sistema de cogeneración.

Como se presentó en el Capítulo 2.2. “Estado del Arte”, existen 3 tecnologías típicas y comerciales para el aprovechamiento de calor residual en la industria del cemento (Convencional Rankine Vapor, ORC y Kalina®). Estas, aunque comparten varios equipos en común, tiene sistemas auxiliares o complementarios que hacen la diferencia entre una y la otra, lo que lo hace un primer criterio de decisión, ya que ante todo debemos pensar en el costo de la tecnología, espacio que ocupa sus equipos, protocolos de mantenimiento y cantidad de personas que requiere operar estos sistemas.

De igual manera, cada tecnología tiene limitaciones técnicas que la convierte en una opción más o menos viable técnica y financieramente según la cantidad de flujo y la temperatura que sean capaces de procesar de manera eficiente a la hora de obtener energía eléctrica.

Por todo lo anterior, una primera evaluación para la selección de la tecnología se realiza a partir del conocimiento de disponibilidad energética y de las condiciones técnicas de operación de cada tecnología, con lo cual se definirá si las 3 o solo alguna(s) cumple(n) con dichos requisitos y pueden ser utilizadas en el proceso.

3.3.1 Método Kepner – Tregoe para selección de la tecnología

Una vez identificada las tecnologías que técnicamente cumplen, se procederá a realizar la selección de la tecnología a utilizar a partir del proceso de selección conocido como método Kepner – Tregoe, el cual se describe a continuación [87][88]:

Es un método muy utilizado en la gestión empresarial como modelo racional para la toma de decisiones. La idea de este método es que se tome decisiones de forma imparcial, a partir de distintos puntos de vistas y tratando siempre de ajustarse a las necesidades de cada observador que participe en el proceso de selección.

En el proceso de selección las personas priorizarán cada uno de los criterios de evaluación por encima de los demás según la relevancia que cada uno de ellos considere se debe tener.

Para la toma de decisiones bajo este modelo se recomienda seguir los siguientes pasos:

- Se debe seleccionar un grupo de personas, que de una u otra manera se involucren con el sistema y la tecnología a evaluar, de tal manera que tengan suficientes juicios a la hora de cuantificar los criterios de evaluación. Para esto se utiliza como criterio de selección una reunión con el Gerente de planta, el Director de procesos y el Director de energía para Regional Colombia. En dicha reunión se analiza los perfiles de las personas que podrían hacer parte del equipo evaluador, con base en su conocimiento en el proceso de cemento y en Autogeneración. Una vez realizado un listado de personas que cumplen con este conocimiento, se seleccionan 2 personas, que a parte de su conocimiento tengan poder de decisión en la organización y principalmente en la planta. Adicional a estas dos personas, se decide escoger para este proceso evaluativo, 3 personas más, quienes son el autor de este trabajo, director y codirector, debido a su conocimiento en el tema de la tesis.
- Seleccionar los criterios de evaluación a partir de las necesidades de la planta y la empresa interesada en el proyecto y desarrollar una descripción al igual que su resultado esperado, de esta manera se le dará el enfoque esperado y cada persona a evaluar tendrá claridad de lo que está evaluando.
- Clasificación de los criterios de evaluación: Cada persona que participe en la selección de la alternativa, deberá darle un peso porcentual a cada criterio de evaluación de tal manera que la sumatoria de todos los pesos porcentuales de un total de 100%.

Este método de selección para alternativas también especifica como evaluar los riesgos a la hora de realizar la selección. Para esto se debe evaluar cada riesgo en cada alternativa según la probabilidad de que ocurra y su Impacto en caso de que suceda. Esto se evalúa cualitativamente según la experiencia de los evaluadores. Para nuestro trabajo, se evaluarán la probabilidad y el impacto en una escala de 1 a 5 y luego se multiplicará Impacto x Probabilidad. De esta manera se indicará que tan relevante o no es el riesgo para cada alternativa.

Tal y como se especifica en el método de Kepner [87] las personas involucradas en la evaluación darán también su opinión acerca de los principales criterios de evaluación a considerar los cuales para este estudio se han seleccionado los siguientes:

- Precio estimado
- Eficiencia del sistema
- Impacto sobre el medio ambiente
- Condiciones de seguridad durante la operación
- Experiencia tecnológica en Colombia
- Mantenimiento
- Riesgos
 - Demoras en el suministro de los equipos, fabricaciones y componentes.
 - Falta de soporte técnico por parte del proveedor y/o fabricante para el montaje y comisionamiento.
 - Mala Calidad en los equipos suministrados.
 - Daños en los equipos y/o fabricaciones durante los procesos de transporte hasta la planta o durante el montaje de estos.
 - Afectaciones negativas sobre el proceso de producción de cemento durante la operación de la planta de cogeneración.

Una vez dado el peso porcentual a cada criterio (X) se realizará la calificación de la tecnología para cada Criterio de evaluación entre 1-100 siendo 100 el valor más alto y 1 el más bajo. La calificación es asignada automáticamente según el valor del criterio para cada tecnología, es por esto que por ejemplo para el criterio “precio” el que tenga el menor precio tendrá una calificación de 100 y sobre ese valor de precio como referencia se evaluarán los otros precios.

Para el caso que Prime el Valor menor del criterio:

$$\text{Si } X_1 = X_{menor} \rightarrow \text{Valor de } X_1=100; \text{ Valor de } X_n = \frac{X_{menor} \cdot 100}{X_n}$$

Para el caso que Prime el Valor mayor del criterio:

$$\text{Si } X_1 = X_{mayor} \rightarrow \text{Valor de } X_1=100; \text{ Valor de } X_n = \frac{X_{mayor} \cdot 100}{X_n}$$

Por último, se realizó un promedio ponderado entre los distintos valores de cada criterio con el peso dado a cada criterio por los distintos evaluadores, obteniendo así el resultado final de la evaluación y la tecnología seleccionada. Ver Tabla 8

Tabla 8. Plantilla Evaluación de Criterios

ID	Criterio de Evaluación	Requisito	Promedio	Calificación	Datos Según La Tecnología		
				Tecnología (0 - 100)	Unidad	Tecno. 1	Tecno. 2

3.3.2 Descripción detalla de la tecnología seleccionada

Una vez seleccionada la tecnología, se procede a detallarla dicha tecnología con el fin de entender su operación dentro del entorno de la planta, al igual que se deberá describir los servicios complementarios tales como:

- Proceso Auxiliares.
- Proceso de Control y Mantenimiento.
- Personal Requerido.

Esta información es relevante para la evaluación financiera, ya que de aquí podremos identificar el OPEX (*Operating Expense*) que en español se traduce como Gastos de Funcionamiento y el CAPEX (*Capital Expenditure*) que en español se interpreta como Gastos a Capital y el cual se desea invertir y a considerar en los cálculos de rentabilidad.

Esta descripción se realiza a partir de las entrevistas realizadas con el personal de la planta cementera, en especial con las personas que hacen parte de la central de Autogeneración Térmica con la que cuenta la planta cementera hoy en día, ya que ambos sistemas (cogeneración y autogeneración térmica) tienen múltiples similitudes. De igual manera se apoyará en la información que suministre la empresa Mitsubishi, empresa especializada en el sector de la cogeneración y quienes serán los encargados de entregar una Cotización

según las características presentadas en este trabajo para la planta que se desea estudiar. Para establecer un caso de negocio, la empresa cementera utiliza normalmente una cotización. Sin embargo, durante el desarrollo de las ingenierías posteriores a este trabajo, se deberá solicitar mínimo 3 cotizaciones de proveedores de sistemas de cogeneración.

3.4 Evaluación Financiera y Método de Financiación

El desarrollo de la evaluación financiera se compone principalmente de tres elementos: inversión, gasto y ahorro.

Para el capital que se requiere invertir y el cual se conoce como CAPEX, se contará con una oferta entregada por la empresa Mitsubishi. El detalle de las obras no es objeto de este trabajo y deberá desarrollarse en una etapa posterior durante la ingeniería de detalle. De igual manera, y ya que la cotización se ha solicitado a nombre de la empresa interesada en implementar el sistema de cogeneración, solo se dará el valor global del CAPEX para efectos de la evaluación financiera y dicha cotización no será adjuntada a este trabajo.

Adicional al CAPEX del proyecto se contará con el Gastos operativos conocidos como OPEX. Estos se indicarán, con el acompañamiento de los operarios de planta, principalmente los de autogeneración y el acompañamiento de la empresa Mitsubishi. El valor del OPEX se deberá dar en USD/kWh generado. Los principales rubros OPEX a considerar son.

- Salarios y factor prestacional.
- Inversiones en equipo de oficina.
- Gastos administrativos.
- Consumibles.
- Tratamiento de Agua.
- Mantenimiento

Por último, el ahorro que obtendrá la planta por este proyecto se verá reflejado principalmente en la energía eléctrica que dejar de comprar a la red interconectada

colombiana, la cual se calcula a partir de la energía calórica recuperada por la eficiencia que tenga la tecnología seleccionada a la hora de convertir la energía calórica en eléctrica:

$$\text{Energía Eléctrica a Generar} = \text{Flujo de Calor} \cdot \% \text{ Conversion} \frac{\text{Electricidad}}{\text{Calor}} \quad (12)$$

Conociendo la energía eléctrica que se puede generar, se multiplicara por el valor del kWh en la planta, que para el 2018 se estima en promedio en 7.6 cUSD/kWh.

Teniendo el ahorro, CAPEX y OPEX se procede a realizar una evaluación a partir del cálculo del VPN (Valor Presente Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno) para un periodo de 20 años ya que este es el valor máximo que permite la empresa para evaluación de proyectos energéticos. Para este cálculo es necesario contar con la siguiente información adicional:

- WACC o tasa de descuento: 12%. Este valor es el que se debe utilizar según la literatura para proyectos de generación térmica [70] [89].
- TRM 2018: Se toma la TRM proyectada al término del 2018 según las proyecciones económicas de mediano plazo realizadas por el Grupo Bancolombia a Octubre 30 de 2018 [90]. Valor 2930 COP/USD
- IPC. Se extrae del informe de proyecciones económicas de mediano plazo realizadas por el Grupo Bancolombia a Octubre 30 de 2018 [90].
- % de Impuestos al EBIT: 33%. Esto según reglamentación tributaria para la compañía según la tasa impositiva que se maneja.

El cálculo del VPN se realiza de la siguiente manera:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+W)^t} \quad [91] \quad (13)$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial. Esta siempre se ingresa en negativo

t = número de año para el que se desea evaluar el VPN

n = número total de años para evaluar el VPN (en este caso es 20 años)

F_t = Flujo neto de Efectivo, que representa la diferencia entre los ingresos, los gastos y los impuestos anuales.

W = WACC o tasa de descuento

La TIR se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$TIR = \frac{-I_0 + \sum_{t=0}^n F_t}{\sum_{t=0}^n t * F_t} [92] \quad (14)$$

Donde:

t = número de año para el que se desea evaluar el VPN

n = número total de años para evaluar el VPN (en este caso es 20 años)

F_t = Flujo neto de Efectivo, que representa la diferencia entre los ingresos, los gastos y los impuestos anuales.

También se deberá considerar la Depreciación y Amortización asociadas al proyecto. Una de las finalidades del proceso de depreciación, es la de recuperar el capital invertido en activos depreciables. Con respecto a la amortización esta se considera para los elementos del proyecto que no se capitalizan o que van al gasto [37]. Para la elaboración de flujo de caja la depreciación de las inversiones se evalúa al mismo plazo de proyección; mientras que para la amortización se recomienda la mitad del tiempo en el que se evaluara financieramente el proyecto [69].

La inversión inicial del proyecto se estima que se distribuya con un 90% a ser capitalizable y el 10% restante no. Esto significa que del 100% del capital invertido, 90% de Deprecia a 20 años y 10% se amortiza a 10 años. En el capítulo 4.3 se detallará estos valores.

Para la evaluación financiera, se analizarán 2 escenarios. El primero se analizará con financiación 100% por parte del inversionista sin tener que solicitar ninguna otra fuente de financiación. En el segundo escenario se espera que el proyecto sea financiado en un 80% con fondos de la organización, mientras que el 20% restante será financiado a través de un crédito con la banca nacional por ser un monto pequeño para la organización y que no afecte su nivel de endeudamiento interno.

Para la empresa cementera, dada su solidez y el tamaño de los activos el crédito será tomado con una tasa de interés del 7.65% efectivo anual (información extraída de la tasa de colocación otorgada para créditos comerciales por el banco de la república) [93], por un plazo de 5 años, las cuotas del crédito se pagarán mensualmente con montos iguales.

El método de financiamiento lo escogerá la compañía. Sin embargo, en distintas conversaciones que se han realizado con las directivas de dicha compañía, han mostrado gran interés en realizar esta inversión bajo el modelo ESCO según la descripción presentada en el capítulo 2.1.5 “Evaluación financiera proyectos energéticos”, el cual se describirá en el capítulo de Resultados.

Capítulo 4. RESULTADOS

4.1 Análisis energético de la planta cementera

La planta objeto de estudio, es una planta con más de 30 años de operación en Colombia. Se compone principalmente de dos líneas de producción de Clinker con su respectivo sistema de almacenamiento y transporte. Adicionalmente cuenta con tres (3) molinos de cementos que hoy en día son los encargados de la producción total de la planta, lo que la convierte en una planta completa de producción de cemento, como se conoce en el medio.

A continuación, se realiza la caracterización de la planta de cemento seleccionada para el estudio en cuestión. Dicha caracterización se realiza con base en las características de la ubicación de la planta, sus condiciones operacionales y energéticas que la hacen factible de implementación de un sistema de cogeneración.

4.1.1 Caracterización del entorno geográfico y operacional

4.1.1.1 Característica Geográfica

La planta cementera se encuentra en una zona rural, en el centro del país y a unos 7 km de distancia de una vía principal. Está rodeada en la actualidad de un municipio, de donde proviene aproximadamente el 40% de los empleados que trabajan en la planta. Otro 30% provienen de municipios cercanos y el 30% restante proviene de ciudades capitales cercanas a la planta. Dicha planta se encuentra en una zona con amenaza sísmica intermedia según el servicio Geológico Colombiano [94] lo que lo hace geológicamente una planta estable para cualquier proyecto de cogeneración o aumento de capacidad de producción. Las condiciones Geográficas y Meteorológicas de la planta a estudiar se presentan en la Tabla 9:

Tabla 9. Datos Geográficos y Meteorológicos planta de estudio [Autor: Planta].

Datos Geográficos y Meteorológicos		
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DATO
Altitud	m	390
Temperatura (Bulbo seco)		
Máximo	°C	37.6
Mínimo	°C	22.6
Promedio mensual de Mayor temperatura	°C	32.6
Promedio mensual de Menor temperatura	°C	25.3
Humedad		
Promedio Anual	%	79.9
Máximo	%	99
Mínimo	%	30
Promedio mensual Mayor	%	83
Promedio mensual Menor	%	74.5
Presión Atmosférica	Bar	0.7265
Promedio anual de lluvias	mm	3200
Velocidad máxima del viento	km/h	10.8

El suministro de agua proviene de 6 fuentes superficiales de agua, entre ellas grandes ríos y lagos. La captación se realiza principalmente por gravedad en 4 de las 6 fuentes, mientras que en los 2 restantes se capta por medio de bombeo. El agua es luego almacenada donde se distribuye para uso doméstico y Autogeneración (a través de una PTAR-*Planta de Tratamiento de Aguas Residuales*) e industrial (sin tratar).

4.1.1.2 Condiciones Operacionales

La línea de producción de Clinker, objetivo de estudio de este trabajo, se compone una primera línea de producción la de mayor antigüedad, con más de 30 años de operación. Se compone principalmente por sistema de horno rotatorio y una torre precalentadora de 4 etapas con un molino de bolas sin aire de barrido a través del cual se alimenta la materia prima (crudo). Además, cuenta con una segunda línea de producción con más de 20 años

de operación, la cual, al igual que la primera se compone de un horno rotatorio, pero al ser más moderna, cuenta con una torre precalcinadora de 5 etapas con un molino vertical encargado de alimentar la materia prima que ingresa.

Las materias primas que componen el proceso consisten principalmente en piedra caliza que se extrae de una mina al interior del predio de la planta al igual que arcilla. Ambos materiales se alimentan juntos a través de un sistema de trituración, almacenamiento cubierto y reclamador rotatorio encargado de entrega a distintas bandas transportadoras. La materia prima se ingresa de manera homogénea a ambas líneas de producción junto a otros elementos como Hierro, Sílice, Alúmina entre otros.

La descripción de todo el proceso de conformación del cemento, a nivel operacional y químico no es objetivo de este trabajo. Sin embargo, nos centraremos en entender el proceso de producción del Clinker (Ver Figura 8), desde que ingresa a la torre precalentadora hasta el enfriador, de donde se piensa extraer la energía necesaria para el proceso de cogeneración.

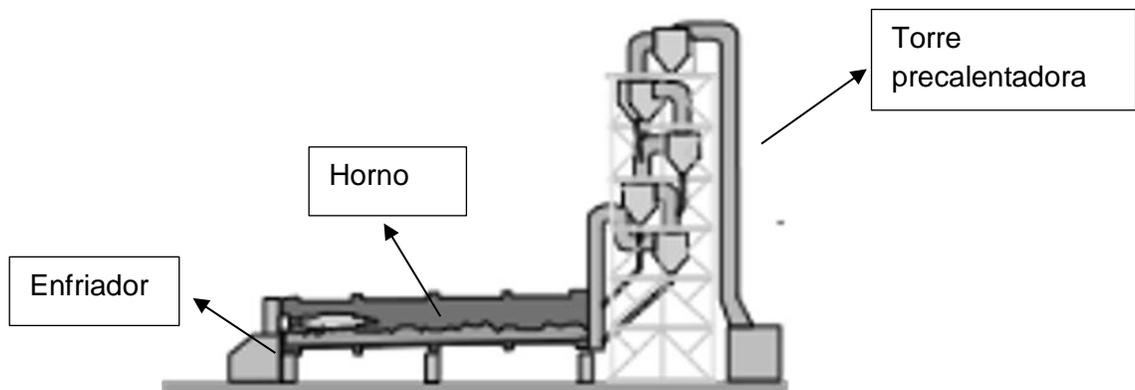


Figura 8. Proceso de Clinkerización [44]

- **Torre Precalentadora**

Como se ha mencionado anteriormente, esta será nuestra primera etapa dentro del análisis energético y de producción objetivo de este estudio. De éste se espera extraer parte de la energía a ser cogenerada. La línea 1 de producción de Clinker cuya torre precalentadora es de 4 etapas, fue modernizada, agregándole una modificación en su etapa inferior con el fin de realizar una precalcincación. La precalcincación se realiza cuando comienza la transformación química de la caliza para convertirse en Clinker. Este proceso se realiza por

encima de 1,000°C. Antes de alcanzar esta temperatura, el proceso es denominado como Precalentar y para este momento las transformaciones químicas no alcanzan a considerarse Clinker. Para la línea 2, la torre es de 5 etapas, lo que la hace más eficiente, consumiendo menos energía el proceso. La materia prima ingresa a la torre por la parte superior, donde los gases se encuentran a menor temperatura (aproximadamente a 300°C) y a medida que va descendiendo, acercándose al horno, su temperatura va aumentando hasta superar los 1000 °C. La recuperación de gases y energía residual se presenta en la parte superior, allí salen los gases hacia el medio ambiente.

- **Horno Rotatorio**

El horno es el corazón del proceso. Es aquí donde ocurre la transformación química completa y conformación del Clinker. A él, ingresa la materia prima precalcinada por el lado de la torre precalcinadora descendiendo por gravedad hasta el enfriador. Los combustibles usados para proporcionar la energía necesaria pueden ser carbón, gas natural, residuos orgánicos o industriales, llantas, petcoke, entre otros.

- **Enfriador**

Aquí es donde se termina el proceso de conformación del Clinker, ya que se enfría desde los 1,300°C hasta los 300°C aproximadamente. El fluido para realizar el proceso de enfriamiento puede variar normalmente entre agua o aire. Sin embargo, por el tipo de cemento que se está produciendo en la planta, el enfriamiento se realiza con aire que debe llegar a la cama de Clinker a presión atmosférica, ya que se desea que se levante la menor cantidad de polvo. El sistema de enfriamiento está compuesto por 10 ventiladores centrífugos ubicados en grupo de a 5 a cada lado del enfriador.

A continuación, la Tabla 10 presenta un resumen con los principales parámetros operativos que compone la planta y que fueron entregados durante la visita.

Tabla 10. Parámetros operativos para cada Línea de Producción

Descripción del Proceso			
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	LINEA 1	LINEA 2
Producción de Clinker (diseño)	Ton/día	2,000	2,000

Producción de Clinker (teórico)	Ton/día	2,000	2,000
Producción de Clinker (actual)	Ton/día	1,978	2,011
Relación Materia Prima/Clinker	%	169	167
Fuente de Energía		Carbón	Carbón
Poder calorífico Carbón	kCal/kg	6,780	6,630
Consumo de Carbón	g/kg	125	121
	Clinker		
Consumo Calórico	kCal/kg	849	830
	Clinker		
Consumo Eléctrico	GWh/año	98.4	81.6
Número de etapas Torre	Un	4	5
Temperatura de salida del Clinker en el enfriador	°C	160	160

Adicionalmente, la planta cuenta con una central de autogeneración térmica a carbón, que suministra alrededor del 68% de la energía eléctrica de la planta. El 32% restante, la cual se suministra desde la red, donde se observa una oportunidad de remplazo en una parte de esta, a partir del sistema de cogeneración a analizar en esta tesis de maestría

4.1.2 Balance de Masa y Energía planta cementera

El balance de masa y energía se realiza para identificar las cantidades de energía con la que se cuenta en cada una de las líneas de producción e identificar el calor y la masa de gases residuales y aprovechables objetivo de este análisis. Por lo anterior, se presenta para cada línea de producción un resumen del análisis másico y energético realizado a partir de la información recogida a través del monitoreo continuo de la planta (tal y como se presentó en el capítulo 3.2 “Análisis Energético a Partir del Balance de Masa y Energía” y una visita realizada durante el mes de noviembre de 2017 con el fin de realizar las medidas correspondientes a cada etapa del proceso donde se requería de información base y la información presentada en los parámetros operativos de cada línea de producción (Ver Tabla 10).

Para desarrollar el objetivo general del estudio, y como se ha mencionado anteriormente, se centrará la recolección de datos en dos puntos específicos del proceso: 1. Torre Precalentadora. 2. Enfriador de Clinker.

Adicional a los parámetros másico y energéticos de entrada, tal y como se presentó en el capítulo 3.2 “Análisis Energético a partir del Balance de Masa y Energía”, es necesario conocer los Poderes Caloríficos de los gases y producto que ingresa al horno.

Durante la visita a la planta en el mes de noviembre de 2017, se adquirió información del cuarto de control, la cual se monitorea diariamente con resolución horaria y diaria. Para efectos de este estudio y debido a la preponderancia que tiene, se decidió solicitar la información de la temperatura de los gases de salida con resolución diaria para un periodo de once (11) meses que es el periodo temporal en el cual se almacena la información en la planta. Por lo tanto, se cuenta con esta información para ambas líneas de producción desde el 08 de Diciembre de 2016 hasta el 08 de Noviembre de 2017.

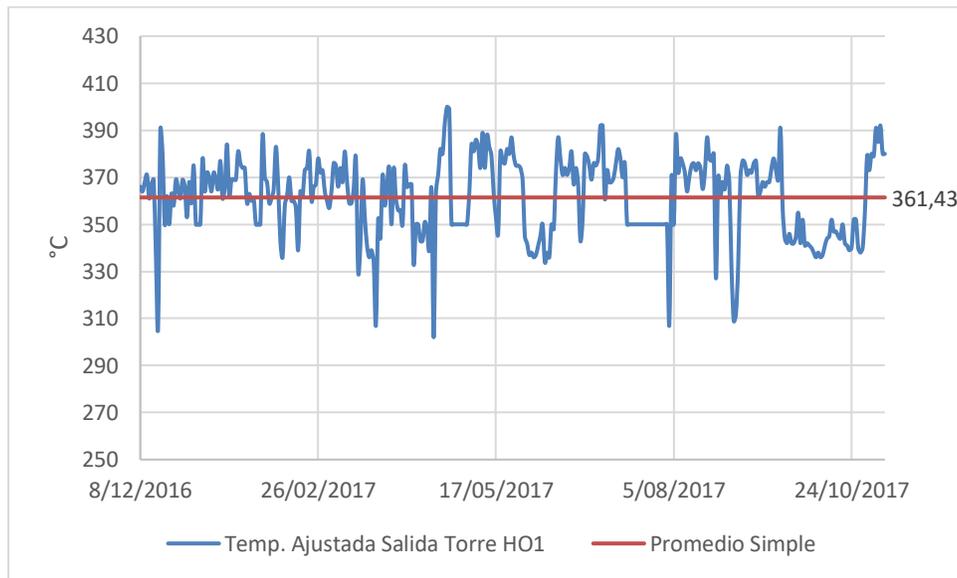
Los parámetros tales como flujo másico y volumétrico de gases, los cuales son necesarios para la evaluación energética, se midieron durante la visita a la planta, con los equipos y bajo la metodología descrita en el numeral 3.2.1. “Selección de parámetros sistema de estudio”.

A continuación, se presenta para cada línea de producción los parámetros de temperatura de salida de gases de la torre y de salida del enfriador de Clinker entregados en la base de datos del cuarto de control y se comparan con los valores medidos en campo. Para los datos entregados se calcula su desviación estándar temporal y se ajustan hasta que esta sea menor a 50°C, lo que nos entregara una gráfica ajustada con los valores que se encuentren dentro del rango definido.

4.1.2.1 Evaluación de las Temperaturas en el Proceso

- **Línea 1 de Producción**
 - **Temperatura gases de salida Torre Precalentadora**

Se presentan la Gráfica 1 la temperatura de gases ajustada, donde se observa las temperaturas de gases en la torre precalentadora medidas por la planta y las cuales se encuentran dentro del rango normal de operación. Se observa una temperatura promedio de 361.4 °C y una desviación estándar de 17°C.

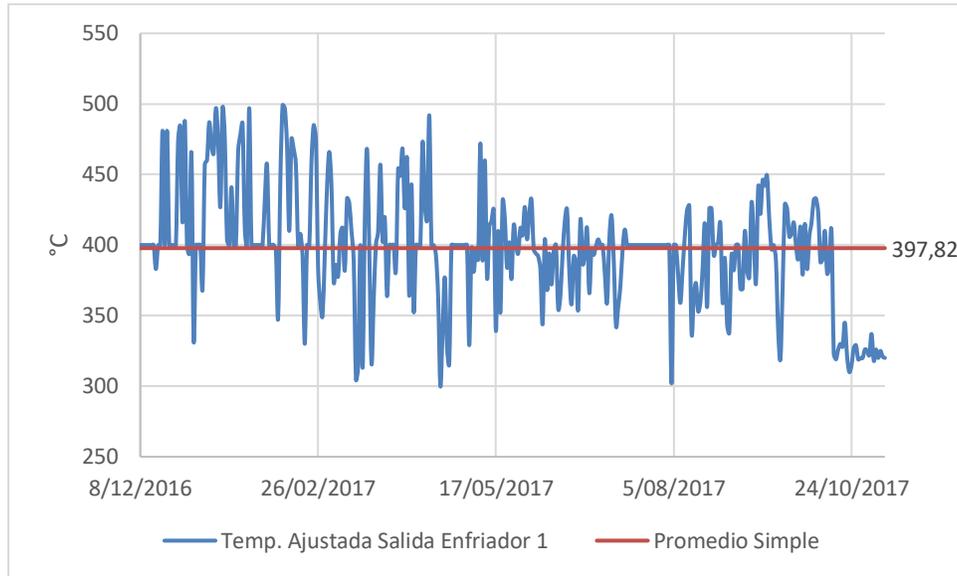


Gráfica 1. Temperatura Gases Ajustada Salida Torre L1.
Desviación Estándar 17°C

La temperatura promedio medida durante la visita fue de 360.2 °C, lo que muestra que es muy parecida a la temperatura promedio.

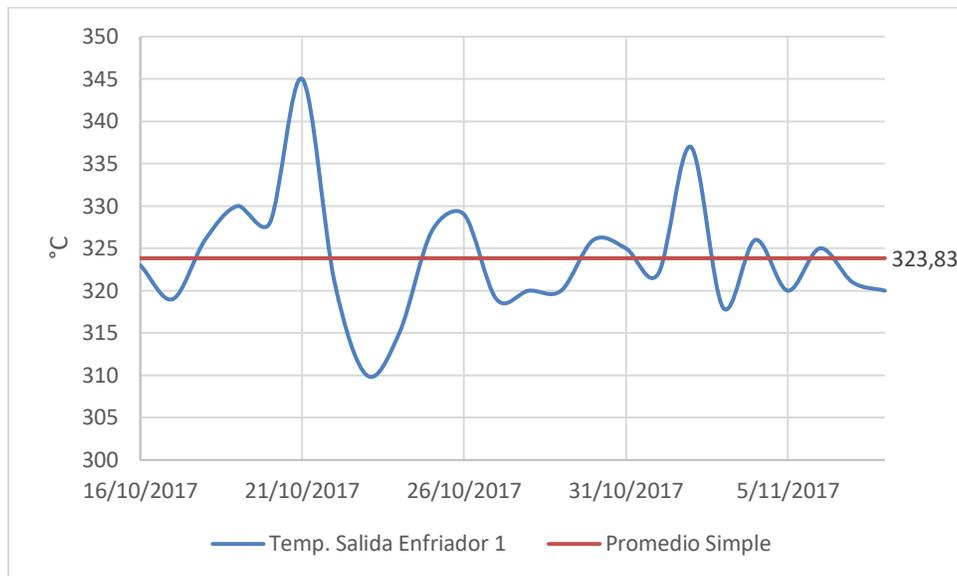
- **Temperatura aire de salida Enfriador de Clinker**

Se presentan la Gráfica 2, donde se observa las temperaturas del aire de enfriamiento medidas por la planta, las cuales se encuentran dentro del rango normal de operación. Se observa una temperatura promedio de 397.8 °C y una desviación estándar de 42°C.



Gráfica 2. Temperatura Ajustada Aire de Salida Enfriador L1.
Desviación Estándar 42°C

Para el caso del enfriador de Clinker de la Línea 1, se hicieron mejoras en su eficiencia operacional en el último mes, lo que produjo una disminución considerable de la temperatura del aire de salida. Por consiguiente, se presenta la Gráfica 3 donde se observa los últimos 24 días de operación, después de las mejoras. Se observa una temperatura promedio de 323.8°C y una desviación estándar de 8°C.



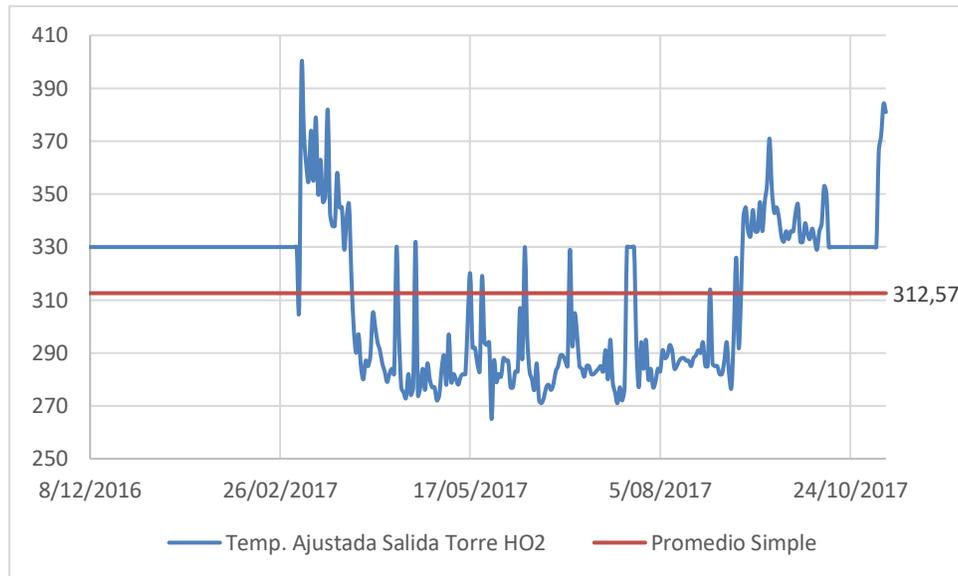
Gráfica 3. Temperatura Aire de Salida Enfriador L1 Optimizado.
Desviación Estándar 8°C

La temperatura promedio medida durante la visita fue de 325 °C, con lo que se observa que esta es muy parecida a la temperatura promedio. Estas mediciones se dan después de la optimización del enfriador y en los últimos 24 días de operación.

- **Línea 2 de Producción**

- **Temperatura gases de salida Torre Precalentadora**

En la Gráfica 4 se observa las temperaturas de gases en la torre precalentadora medidas por la planta dentro del rango normal de operación. Se observa una temperatura promedio de 312.6 °C y una desviación estándar de 27°C.

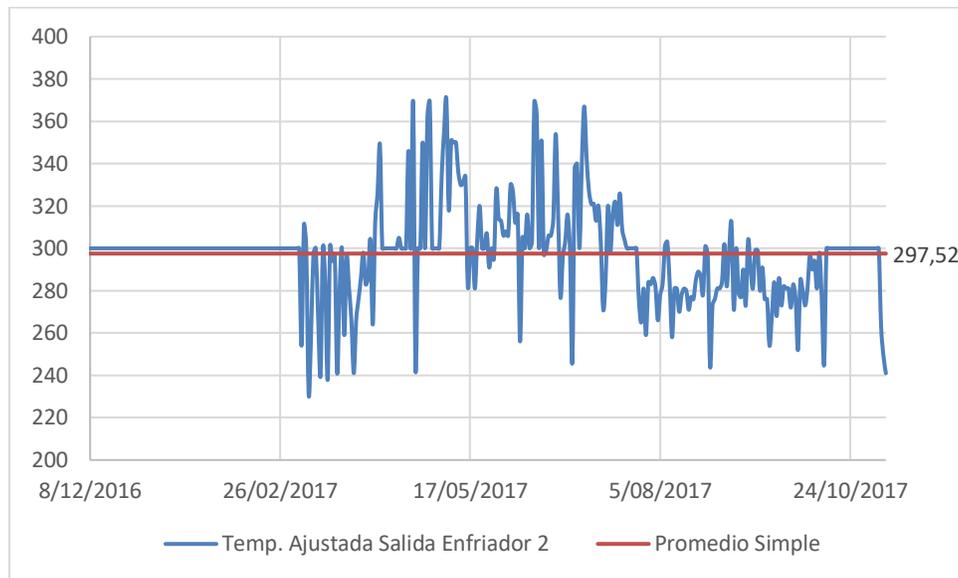


Gráfica 4 Temperatura Gases Ajustada Salida Torre L2.
Desviación Estándar 27°C

La temperatura promedio medida durante la visita fue de 330.3°C. Dicha temperatura estaba un poco por encima de la temperatura promedio anual.

- **Temperatura aire de salida Enfriador de Clinker**

La Gráfica5 presenta las temperaturas del aire de enfriamiento medidas por la planta dentro del rango normal de operación. Se observa una temperatura promedio de 297.5 °C y una desviación estándar de 23°C.



Gráfica5. Temperatura Ajustada Aire de Salida Enfriador L2.
Desviación Estándar 23°C

La temperatura promedio medida durante la visita fue de 299.7 °C. Esta es muy parecida a la temperatura promedio ajustada anual.

A continuación, se presenta la Tabla 11 donde se observan todas las temperaturas promedio extraídas del cuarto de control (ajustadas y sin ajustar) con su respectiva desviación estándar y las medidas en campo . El objetivo de esta tabla es presentar la temperatura seleccionada con la que se realiza el balance de masas y energía en cada caso.

Tabla 11. Comparación y selección de temperaturas

Punto de Medición		Temperatura promedio Anual	Temperatura promedio Anual Ajustada	Temperatura Promedio Durante Medición	Temperatura Seleccionada Análisis	Comentario
Línea 1 Torre Precalentadora	Temperatura [°C]	331.9	361.4	360.2	360	Se selecciona la temperatura medida, ya que es muy parecida a la ajustada y a la temperatura esperada.
	Desviación Estándar [°C]	94.7	16.8	6.9		
Línea 1 Enfriador Sin y Con Optimización	Temperatura [°C]	346.2	397.8		325	Para este caso la temperatura medida es muy parecida a la registrada después de la optimización del enfriador y por consiguiente se escoge esta.
	Sin Desviación Estándar [°C]	142.5	41.5			
Con Temperatura [°C]	323.8	323.8	325.0			
Con Desviación Estándar [°C]	7.1	7.1	6.1			
Línea 2 Torre Precalentadora	Temperatura [°C]	206.4	312.6	330.3	330	Con una diferencia de 6% entre la temperatura promedio medida y la ajustada anual, se decide escoger la medida ya que se acerca más a lo esperado.
	Desviación Estándar [°C]	142.4	27.5	6.0		

Línea 2 Enfriador	Temperatura [°C]	202.9	297.5	299.7	300	Se selecciona la temperatura medida, ya que es muy parecida a la ajustada y a la esperada
	Desviación Estándar [°C]	139.3	22.3	5.9		

Con la información analizada de temperaturas, y los demás parámetros medidos en campo, se presenta un resumen con los resultados de la evaluación. A estos resultados se llegan a partir de las ecuaciones que se presentaron en el capítulo 3.2.2 “Calculo de la Energía disponible para cogeneración”.

4.1.2.2 Resultados Balance de Masa y Energía

Conociendo la información suministrada por la planta y medida en campo para el producto que entra y sale del proceso en cada línea de producción, se presentan las tablas resumen Tabla 12 y Tabla 13

Tabla 12. Resumen Balance de Masa y Energía Torre Precalentadora y Enfriador Línea 1

BALANCE DE MASA Y ENERGIA LINEA 1				
ENTRADAS	Ton/h	°C	kCal/kg clk	%
Horno y Torre Precalentadora				
Harina base seca	140.0	70.0	28.62	3.27
Carbón base seca	9.9	54.4	1.91	0.22
Aire primario	8.6	43.0	1.04	0.12
Aire transporte carbón	6.4	54.4	0.99	0.11
Agua de harina y carbón	0.4	69.0	0.31	0.04
Aire falso	27.0	28.0	2.14	0.24
Energía del combustible			824.80	94.28
Enfriador Clinker				
Aire enfriador Clinker	190.1	28.0	15.02	1.72
TOTAL ENTRADA	382.4		874.82	100.00
PROCESO HORNO	Ton/h	°C	kCal/kg clk	%
Formación de Clinker	0.0	1200	420.81	49.45
Vapor Agua Harina/carbón	0.0	360	2.42	0.28
SALIDAS	Ton/h	°C	kCal/kg clk	%
Horno y Torre Precalentadora				
Gases salida torre	182.2	360	198.37	23.31

Radiación y convección	0.0	-	78.73	9.25
Polvo Torre (<i>Dowcomer</i>)	9.0	360	10.74	1.26
Enfriador Clinker				
Clinker	82.4	160	31.16	3.66
Aire escape enfriador	112.6	325	108.77	12.78
TOTAL PROCESO + SALIDA	386.2		851.00	100.00
SIN CONTABILIZAR	-3.8		23.82	

Tabla 13. Resumen Balance de Masa y Energía Torre Precaentadora y Enfriador Línea 2

BALANCE DE MASA Y ENERGIA LINEA 2				
ENTRADAS	Ton/h	°C	kCal/kg clk	%
Horno y Torre Precaentadora				
Harina base seca	140.0	70.0	17.01	2.05
Carbón base seca	9.9	56.0	0.97	0.12
Aire primario	8.7	43.0	0.37	0.04
Aire transporte carbón	6.5	56.0	0.51	0.06
Agua de harina y carbón	0.4	69.1	0.18	0.02
Aire falso	26.0	28.0	0.00	0.00
Energía del combustible			811.06	97.71
Enfriador Clinker				
Aire enfriador Clinker	191.7	28.0	0.00	0.00
TOTAL ENTRADA	383.2		830.10	100.00
PROCESO HORNO	Ton/h	°C	kCal/kg clk	%
Formación de Clinker	0.0	1200	420.81	53.05
Vapor Agua Harina/carbón	0.0	330	3.57	0.45
SALIDAS	Ton/h	°C	kCal/kg clk	%
Horno y Torre Precaentadora				
Gases salida torre	176.7	330	167.19	21.08
Radiación y convección	0.0	-	74.71	9.42
Polvo Torre (<i>Dowcomer</i>)	9.0	330	8.76	1.10
Enfriador Clinker				
Clinker	83.8	160	25.71	3.24
Aire escape enfriador	112.6	300	92.51	11.66

TOTAL PROCESO + SALIDA	382.1	793.26	100.00
SIN CONTABILIZAR	1.1	36.84	

El balance de masa y energía para cada línea de producción nos presenta como resultado relevante, la energía que ingresa se consume en el proceso y sale de este en unidades de Kilocalorías por unidad de Clinker producido (kCal/kg Clinker) se observa que:

- Línea 1:
 - Ingresa 875 kCal/kg Clinker
 - Se consume en el proceso y se desperdician 851 kCal/kg Clinker
 - Nos quedan sin contabilizar 24 kCal/kg Clinker. Esto se presenta ya que, en las mediciones de sistemas tan complejos, con múltiples entradas y salidas de material y energía, en donde se manejan flujos tan altos, es normal que se den estas desviaciones según la misma experiencia de operación de la planta.
 - Se cuenta con 307 kCal/kg Clinker disponibles para su aprovechamiento en el sistema de cogeneración. Este será ajustado según el diferencial de temperatura aprovechable según se explica a continuación.

- Línea 2:
 - Ingresa 830 kCal/kg Clinker
 - Se consume en el proceso y se desperdician 793 kCal/kg Clinker
 - Nos quedan sin contabilizar 37 kCal/kg Clinker. Esto se presenta ya que, en las mediciones de sistemas tan complejos, con múltiples entradas y salidas de material y energía, en donde se manejan flujos tan altos, es normal que se den estas desviaciones según la misma experiencia de operación de la planta.
 - Se cuenta con 260 kCal/kg Clinker disponibles para su aprovechamiento en el sistema de cogeneración. Este será ajustado según el diferencial de temperatura aprovechable según se explica a continuación.

Luego de realizar el análisis al balance de masa y energía, nos centraremos en el análisis energético para conocer el real potencial de cogeneración. Para esto es fundamental conocer el delta de temperatura disponible para la energía residual a recuperar en el sistema. En la Tabla 11 se observa la temperatura promedio con la que se liberan los gases residuales y a la temperatura mínima a la que podría descender después de pasar por el sistema de cogeneración. Estas temperaturas son limitadas por el mismo proceso, ya que los gases residuales de combustión provenientes de la torre precalentadora, por los elementos que manejan, no deben descender por debajo de los 240°C, ya que se podrían condensar elementos como dióxido de azufre, óxido nitroso, entre otros y afectar el proceso aguas abajo, como en el caso del electro filtro y la propia chimenea. Por el lado de los gases provenientes del enfriador, aunque son más limpios, contienen polvillo de Clinker, el cual es recirculado al proceso y por lo tanto no deben reingresar con una temperatura inferior a 80°C. Debido a la distancia desde el sistema de cogeneración hasta los molinos de cemento que es donde se reingresa el polvillo de Clinker proveniente del enfriador, se calcula por parte de la operación que los gases pierden alrededor de 6°C en su transporte, por lo que la temperatura mínima a la que se pueden llegar, luego de proceso de cogeneración, es de 86°C. Las diferencias de temperaturas que son aprovechables en el proceso de recuperación de calor se presentan en la Tabla 14.

Con base en lo anterior, podemos observar en la Tabla 15 el flujo de energía térmica disponible y el cual será la base para la conversión de energía térmica a electricidad. En la Tabla 15 se presenta el caudal de gas residual, el cual se ha calculado con base en su máxima capacidad de operación. Es por esto que, para tener un caudal anual aproximado a la realidad, se utilizara un factor de marcha (FM) para ambas líneas de producción del 80% año lo cual es lo que la planta utiliza como FM normalmente para todos sus cálculos. Es importante tener en cuenta que el factor de marcha del horno obedece a dos variables básicas: la primera es la condición del mercado del cemento que obligue a apagar algún horno dependiendo de la demanda, y la segunda obedece a las paradas de mantenimiento, ya sea programado o por averías de alguno de los componentes que constituyen la línea de producción. Para este trabajo se considerará el factor de marcha del horno como el promedio de los últimos 7 años (2011-2017) en los que se han presentado fluctuaciones tanto en el mercado como en la operación del horno. El modelo financiero de una etapa de factibilidad deberá contar con la sensibilidad de la variable factor de marcha para determinar las fluctuaciones que pueda tener la VPN del proyecto.

Tabla 14. Diferencias de Temperatura Gases Residuales

Línea	Temperatura Salida [°C]	Temperatura mínima gases residuales [°C]	Diferencia de Temperatura [°C]	
L1	Horno	360	240	120
	Enfriador	320	86	234
L2	Horno	330	240	90
	Enfriador	300	86	214

Tabla 15. Energía Térmica Disponible para el sistema de cogeneración (**Energía Térmica Total 3.8 Billon Btu/Año**).

Línea	Caudal [Nm3/h]	Densidad [kg/m3]	Cp [kcal/kg K]	Δ Temp. [°C]	Flujo Q [Gcal/h]	Factor Marcha	Flujo Q [Billón Btu/año]	
L1	Horno	124,000	1.45	0.25	120	5.4	80%	0.15
	Enfriador	88,000	1.29	0.237	234	6.3	80%	0.18
L2	Horno	125,000	1.45	0.248	90	4	85%	0.12
	Enfriador	88,750	1.29	0.249	214	6.1	85%	0.18
Total								0.63
								16.7%

La información presentada en la Tabla 15 nos sirve para construir los Diagrama de Sankey para cada línea de producción. En la Figura 9 y Figura 10, se observa la distribución energética en el proceso y la energía disponible para Cogenerar.

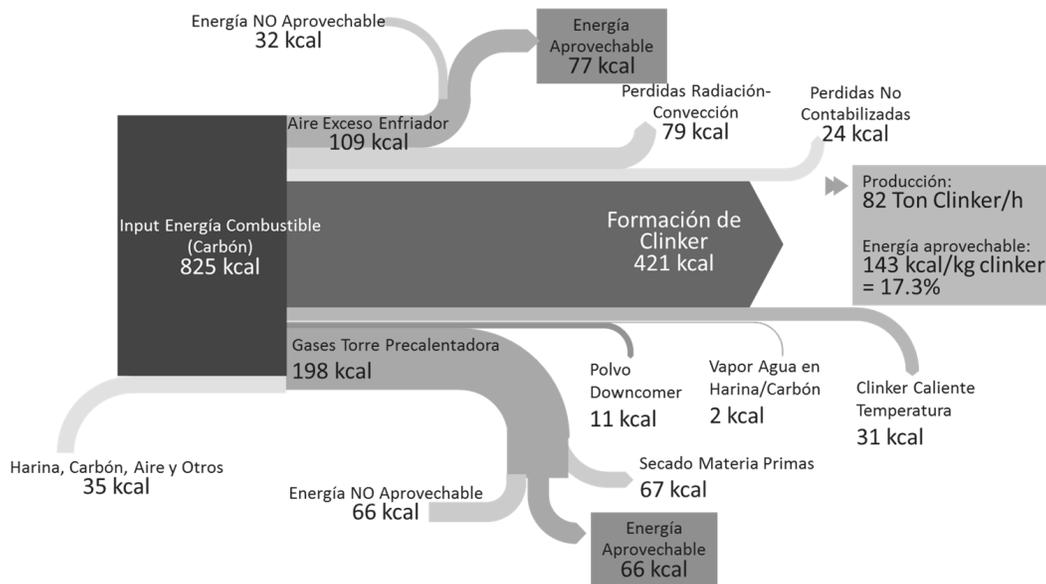


Figura 9. Diagrama Sankey Distribución Energética Línea 1.

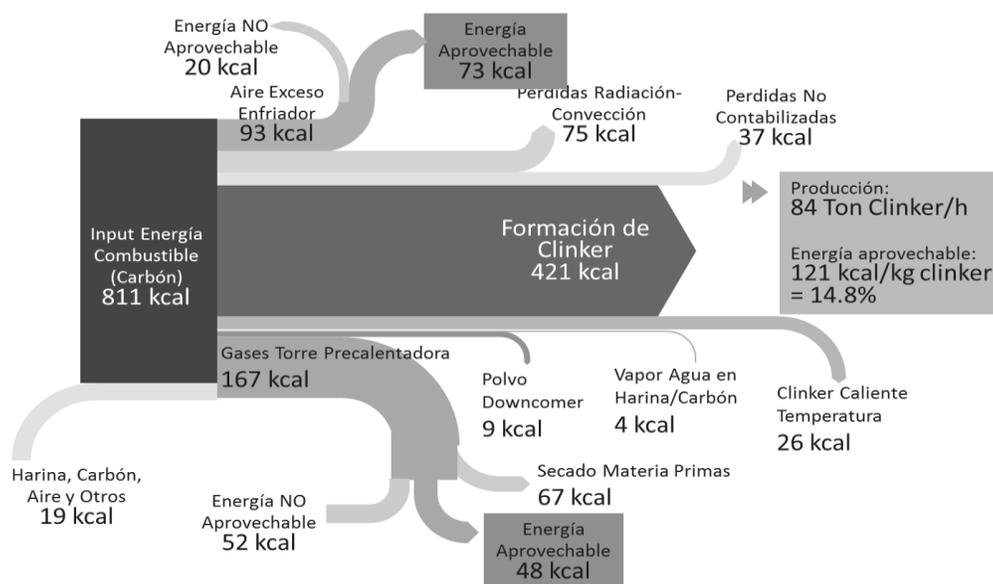


Figura 10. Diagrama Sankey Distribución Energética Línea 2.

Se puede observar que, para cogenerar, en la Línea 1 la recuperación alcanza valores alrededor de 17%, mientras que para la Línea 2, la cual es más eficiente operacionalmente, se alcanza una recuperación alrededor de 15%. Estos porcentajes de recuperaciones son pequeños si los comparamos con lo presentado en el diagrama de Sankey de Khurana [3] y el cual se observa en el estado del arte de este trabajo. Para Khurana, se podría recuperar

normalmente alrededor de un 36%. Sin embargo, si consideramos que para nuestro caso, parte de la energía de los gases de la torre Precalentadora se utilizan para precalentar la materia prima y disminuir su humedad, al igual que por limitaciones operacionales no se puede recuperar el 100% de la energía disponible debido al mínimo de temperatura que debemos mantener en los gases residuales, podemos deducir que la cantidad de energía para recuperar, considerando la cogeneración y el secado de materias primas, se acerca al 26 y 24% para la Línea 1 y 2 respectivamente.

Trasladando la cantidad de energía térmica disponible para cogenerar a un ahorro económico ya que estaríamos dejando de eliminar dicha energía al ambiente y no la tendríamos que adquirir en caso que quisiéramos autogenerar, y considerando que el costo del MBTU en la planta analizada está en promedio 2.9 USD/MBtu en la Tabla 16 se tiene que la energía sin eliminar como calor residual al ambiente equivale aproximadamente a \$1'818.000 USD/Año

Tabla 16. Ahorro Económico Energía Térmica Recuperable.

Línea	Flujo de calor [MBtu/año]	Costo de la Energía Calórica [USD/MBtu]	Calor recuperado. [USD/año]
L1	Horno	2.9	434,730
	Enfriador	2.9	510,748
L2	Horno	2.9	346,190
	Enfriador	2.9	525,655
Total			USD 1,817,323

4.2 Selección de la tecnología de cogeneración aplicada a una planta de cemento

4.2.1 Principales características tecnologías de los sistemas de cogeneración

En esta sección se pretende realizar una descripción puntualizada para el caso de estudio de las tecnologías para cogenerar en la industria del cemento. Debido a la iniciativa planteada de recuperar el calor residual de dos puntos distintos del proceso, se recomienda por parte de los proveedores de estas tecnologías y tal como lo expresa Yin en su análisis de diseño óptimo de un sistema de recuperación de calor en la industria del cemento [95], que lo ideal es que se utilicen dos sistemas de intercambio de calor que lleven el refrigerante escogido a un estado de vapor sobrecalentado y de ahí ingresar el fluido a una turbina para la generación de energía eléctrica. A continuación, se realiza una descripción más detallada de los equipos que intervienen en el proceso y se presenta la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** con el fin de dar un mayor entendimiento.

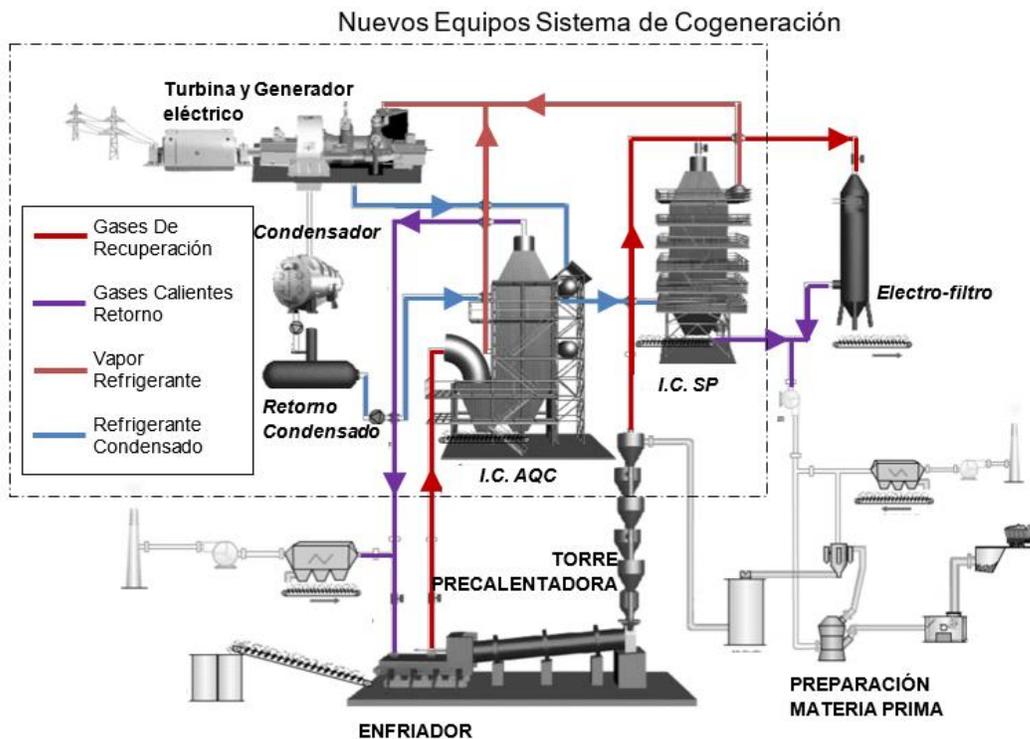


Figura 11. Diagrama de equipos sistema de cogeneración en cada línea de producción [Fuente Elaboración Propia].

Como se ha explicado anteriormente, se ha optado por recuperar el calor residual desde la torre precalentadora y del sistema de enfriamiento de Clinker. Para cada uno de estos subsistemas se asignará un intercambiador de calor en donde se llevarán los gases calientes y el refrigerante seleccionado según la tecnología que dé una mayor eficiencia y que por la condición operacional y ambientales, se ajuste más al proceso. Esta recuperación se realiza de manera similar para las tres tecnologías en estudio.

El primer intercambiador de calor con el que cuenta el proceso para cada línea de producción; es un intercambiador conocido como *Suspension Preheater Boiler* (I.C. SP en la Figura 11. Diagrama de equipos sistema de cogeneración en cada línea de producción [Fuente Elaboración Propia].) **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) o en español, Intercambiador suspensión torre precalentador y un segundo intercambiador *Air Quench Cooler Boiler* (I.C. AQC en la Figura 11. Diagrama de equipos sistema de cogeneración en cada línea de producción [Fuente Elaboración Propia].) en español, Intercambiador aire exceso de enfriador. A través de estos intercambiadores fluyen los gases calientes de recuperación, como se ha explicado anteriormente. La tecnología más utilizada para estos intercambiados son del tipo coraza y tubo, ya que por su tamaño y cantidad de flujo que permiten es la tecnología ideal.

Posterior al ingreso de los gases de combustión y al intercambio de calor con lo que se llevará el refrigerante a estado de vapor sobrecalentado, este se transportará a través de tubería aislada a un nuevo edificio. En el interior de este edificio se contará con el sistema de generación eléctrica compuesto por turbina impulsada de cilindro único. Acoplado a la turbina se encuentra un generador con un sistema de excitación “*Brushless*” con rotación en sentido horario y refrigerado por aire. Es aquí donde se produce la energía eléctrica, que deberá ser llevada a la subestación eléctrica de la planta para su posterior transformación e ingreso a la Red de 6,600 V que distribuye la energía a la planta. Adicional a estos equipos, en el edificio se cuenta con una bomba centrífuga de condensados, un desaireador de vacío, un condensador y bomba centrífuga para retornar el refrigerante al intercambiador.

Como se mencionó previamente las tres tecnologías a ser analizadas usan las mismas disposiciones de equipos principales, contando para todos los casos con los

intercambiadores de calor, turbina de generación eléctrica, y sistema de condensación del refrigerante. Sin embargo, para cada una de las tecnologías se deben contar con algunos sistemas auxiliares, que apoyan el proceso, principalmente, para la recolección, almacenamiento y manejo del refrigerante.

- **Ciclo de Vapor Rankine**

- Se debe incluir en el sistema todo lo relacionado al bombeo del agua, y transporte desde la fuente de suministro hídrico más cercana.
- Se debe acondicionar piscina de almacenamiento de agua.
- Adicionalmente, se debe incluir torre de enfriamiento (ver Figura 12) para el manejo del agua condensada y su posterior refrigeración.

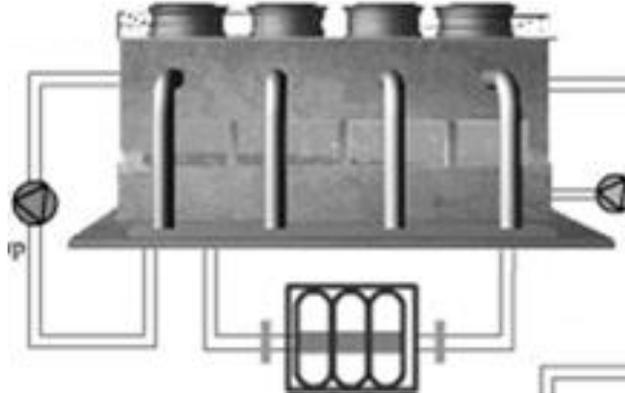


Figura 12. Torre de Enfriamiento

- **Ciclo ORC**

- Este ciclo no requiere suministro de agua, lo que arroja un ahorro de inversión asociado a la no necesidad de utilizar el sistema de extracción de agua descrito para el ciclo Rankine de Vapor.
- Sin embargo, requiere de un sistema de almacenamiento y control especializado para el manejo del refrigerante. Por otro lado, se debe contar con el suministro del refrigerante desde la ciudad de Bogotá cada vez que se requiera su renovación.

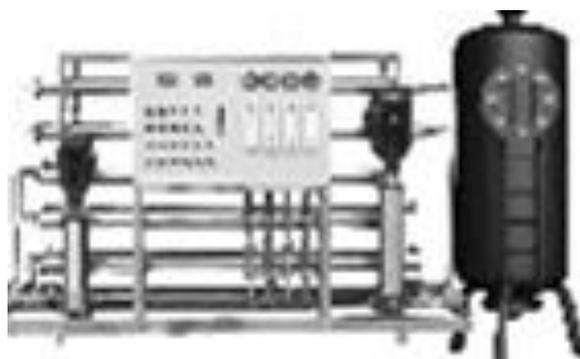
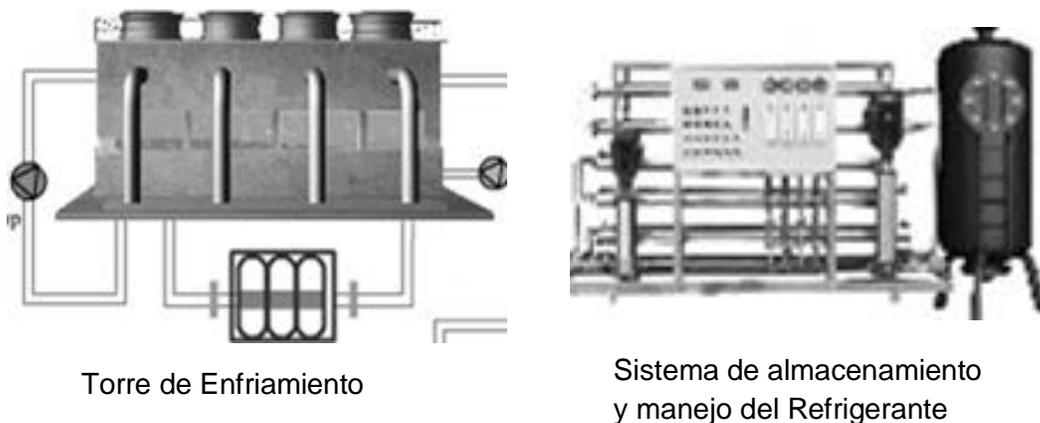


Figura 13. Sistema de almacenamiento y manejo del Refrigerante

- **Ciclo Kalina®**
 - Como se ha explicado, este ciclo tiene una alta eficiencia, pero para su operación se requiere de dos sistemas auxiliares adicionales, asociados al manejo de aguas y control del refrigerante (Amonio).
 - Por lo tanto, y adicional al sistema de captación y suministro de agua, se requiere una torre enfriadora que refrigere el agua que se reingresará al proceso y un sistema de control de refrigerante muy similar al utilizado para el Ciclo ORC (Ver Figura 14).

**Figura 14.** Torre de Enfriamiento y sistema de almacenamiento de refrigerante

4.2.2 Análisis y Selección del sistema de cogeneración

Para la selección de la tecnología se tuvieron en cuenta criterios relacionados con eficiencia, riesgo ambiental, riesgo de SISO (seguridad industrial y salud ocupacional), costos estimados de inversión y disponibilidad y conocimiento de las tecnologías en Colombia y en la industria del cemento.

4.2.2.1 Análisis de la Tecnología ORC

Finalizado el balance de masa y energía e identificada la capacidad de recuperación de energía real que tiene el sistema estudiado, se ha identificado que las temperaturas de salida de los gases que hace parte del proceso y a ser recuperadas, se encuentran entre los 300-400°C, lo que se consideran como una fuente de calor entre media y alta temperatura [96]. Estas temperaturas nos empiezan a dar una idea de la inviabilidad de la utilización de un ciclo ORC ya que los fluidos orgánicos que se pueden utilizar se empiezan a degradar a temperaturas por encima de 250 °C[66].

Sin embargo, en estudios realizados por otros autores como Ahmed [97] para ciclos ORC en la recuperación de calor de la industria cementera, se observa que usando un refrigerante R134a la eficiencia del ciclo cae de 20 a 17% cuando se aumenta la temperatura de los gases de recuperación entre 147 y 227 °C (ver

a) Relación Eficiencia Temperatura de Gas para R134

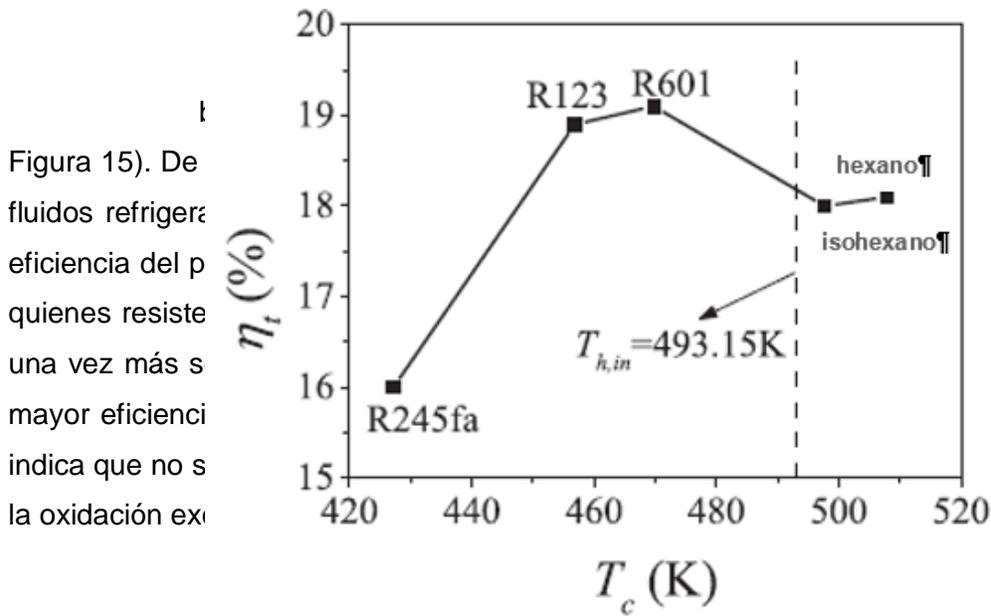
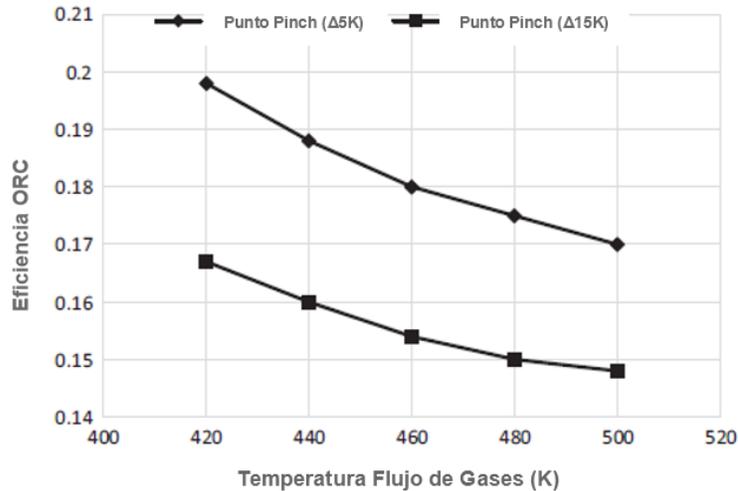


Figura 15). De fluidos refrigeradores, la eficiencia del ciclo de Rankine es la que quienes resisten una vez más se indica que no se la oxidación ex...

ite bajando con 5 } y R245fa la el Isohexano eptable, pero 27°C y que la usive el autor el desgaste y

c) Relación Eficiencia Temperatura de Gas para R134



d) Relación Eficiencia Temperatura para 5 tipos de Refrigerante

Figura 15. Resultados en la literatura de uso de tecnología ORC [Fuente Elaboración Propia] Adaptado de [97]

Es por lo anterior y con base en el análisis realizado después de conocer la temperatura de los gases, la cual se encuentra por encima de 300°C y cuya energía se desea recuperar, que se ha tomado la decisión de descartar la tecnología ORC puntualmente para el estudio objetivo de este trabajo. Esta decisión plantea el análisis a profundidad, según sus principales características, de las tecnologías de Rankine Vapor y Kalina®.

4.2.2.2 Análisis de las Tecnologías Rankine de Vapor y Kalina®

De acuerdo con los cálculos previos de temperatura de salida de los gases de recuperación que se encuentran por encima de 300°C se puede concluir que las condiciones son óptimas para la instalación de un sistema convencional de generación a partir de vapor de agua o un sistema Kalina® a partir de la mezcla agua-amonio...

Para resolver la pregunta acerca de cuál es la mejor tecnología para utilizar, si convencional o Kalina®, se ha utilizado según se ha descrito en el numeral 3.3.1 “Método Kepner – Tregoe para selección de la tecnología”, un proceso de evaluación cuantitativa por peso ponderado basándonos en el Método Kepner-Tregoe para cada criterio considerado como relevante y que serviría de herramienta para la selección de la mejor tecnología. En esta evaluación, participaron 2 personas relacionadas con el proceso productivo de la planta de cemento y que directa o indirectamente se verán impactados por el ingreso de un sistema de cogeneración al proceso. Adicional a estas 2 personas, se ha incluido al asesor y co-asesor de este trabajo de grado como evaluadores en este proceso. Por último, quien completará el grupo de 5 evaluadores, será el investigador de este trabajo, quien lidera este estudio y que también hará parte del equipo que evaluará la selección de la mejor alternativa. Los evaluadores seleccionados para el desarrollo de esta actividad son:

- **Gerente Planta Cementera (GPC).** Más de 20 años en la compañía, 6 años como Gerente de Planta. Profesional en Ingeniería Civil con un MBA.

- **Líder Operación Cementera (LOC).** 12 años de experiencia en la compañía, 4 años como líder de operación. Profesional en Ingeniería Mecánica con especialización en Gestión de Proyectos.
- **Asesor Trabajo de Investigación (ATI).** Profesor Asesor de este trabajo de investigación con Maestría y quien actualmente se desempeña como profesor de planta en el ITM.
- **Co-asesor Investigativo (CAI).** Profesor Co-asesor de este trabajo de investigación con Maestría y quien actualmente se desempeña como profesor de planta en el ITM
- **Investigador principal Tesis (IPT).** Investigador principal de esta tesis. Actualmente se desempeña como Líder en proyecto Energéticos en una empresa Cementera y está optando por el título de Magister en Gestión Energética Industrial.

Para tal proceso de evaluación se escogieron los siguientes criterios (Ver Tabla 17) los cuales son los más predominantes durante la evaluación de un sistema de cogeneración [95].

Tabla 17. Criterios para evaluar y su descripción

Criterio	Descripción
PRECIO ESTIMADO	Se evalúan los costos estimados encontrados en la literatura, basados principalmente en lo presentado por autores tales como CSI [85], Campos [67], o en el libro " <i>Designing Green Cement Plants</i> " [96]

EFICIENCIA DEL SISTEMA

Se evalúa la eficiencia estimada para cada sistema encontrada en la literatura, la cual para distintos autores tales como Liu [99], Zhang [63], CSI [85] o en el libro "*Designing Green Cement Plants*" [96], son similares.

IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

Se evalúa el impacto negativo en una escala de 1 a 5, siendo 1 de menor impacto y 5 de mayor. Esta evaluación se realizará para cada tecnología sobre su impacto el medio ambiente, ya sea desde el suministro del refrigerante su operación y/o disposición final. El valor final del impacto se ponderará a partir de la calificación que cada uno de los evaluadores establezcan en este ítem.

CONDICIONES DE SEGURIDAD DURANTE LA OPERACIÓN

Se evalúa en una escala de 1 a 5, siendo 1 de menor riesgo y 5 de mayor con respecto al riesgo en la seguridad de los empleados o activos que se puede ocasionar durante la operación. De igual manera, la afectación a la seguridad que se pueda tener antes durante y después de su uso de los refrigerantes seleccionados para cada tecnología. El valor final del riesgo sobre la seguridad se ponderará a partir de la calificación que cada uno de los evaluadores le den a este ítem.

EXPERIENCIA TECNOLÓGICA EN COLOMBIA

Se evalúa para una escala de 1 a 5, siendo 1 de menor experiencia y 5 de mayor, con respecto al conocimiento que existe en Colombia de estas tecnologías aplicadas en sistemas de cogeneración para la Industria en general. El valor final sobre la experiencia en esta tecnología se ponderará a partir

de la calificación que cada uno de los evaluadores le den a este ítem.

MANTENIMIENTO

Se evalúa para una escala de 1 a 5, siendo 1 el que se considera puede tener menos complicaciones sobre el mantenimiento y 5 de mayor. Para este caso, se tendrá en cuenta la cantidad, nivel de dificultad que requiera el mantenimiento de cada una de las tecnologías analizadas, costos de repuestos, costos de mano de obra, stock de repuestos y cualquier otro criterio que se considere necesario. El valor final del mantenimiento se ponderará a partir de la calificación que cada uno de los evaluadores entreguen a este ítem.

RIESGOS

Se evalúan para cada tecnología los posibles riesgos que pueden presentarse durante el montaje y operación del sistema de cogeneración. La calificación será la obtenida en la Tabla 22 "RIESGOS"

Tal y como se describió en el capítulo 3, la metodología de evaluación se compone inicialmente de una calificación porcentual que cada evaluador ha dado a los distintos criterios y con base en esta evaluación se pondera dándole el mismo peso a cada evaluador, con lo que se identificará el peso final de cada criterio sobre la evaluación final.

En la Tabla 18 se observa el resultado del peso que se ha dado a cada criterio según cada evaluador. Se anexa correos de evaluación del asesor y co-asesor y formato para el personal de planta.

Como se explicó anteriormente los criterios 1 y 2 serán evaluados a partir de la información recopilada de la referencia bibliográfica [63], [67], [85], [96], [99], de los criterios 3 al 5 se evaluarán a partir de la cuantificación promediada de la percepción de cada uno de los evaluadores según su experiencia y el criterio 7 se evalúa los riesgos a partir del resultado de la Tabla 19.

Para la construcción de la tabla de Riesgos, primero se evalúa el Impacto del Riesgo y se asigna un valor según la Tabla 19:

Tabla 19. Impacto de cada riesgo al proyecto y su valor de calificación

Significativo	5
Mayor	4
Importante	3
Bajo	2
Menor	1

De la misma manera se evalúa para cada tecnología el valor de la importancia riesgo y se le asigna un valor según la Tabla 20.

Tabla 20. Importancia del Riesgo para cada tecnología según su probabilidad de ocurrencia

Muy Alta	5
Alta	4
Moderada	3
Baja	2
Muy Baja	1

Partiendo del valor numérico para el impacto del riesgo y su importancia se multiplican ambos números para darle un valor a cada riesgo según la tecnología (ver Tabla 22).

Tabla 21. Valor del Riesgo

Muy Alta > 20
$16 \leq \text{Alta} \leq 20$
$9 \leq \text{Moderada} < 16$
$4 \leq \text{Baja} < 9$
$1 \leq \text{Muy Baja} < 4$

Tabla 22. Cuantificación de los Riesgos para cada tecnología

ID	Riesgo	Impacto al Proyecto		VALOR DEL RIESGO			
		Calificación	Argumento	Ciclo de Vapor		Kalina	
01	Retrasos en el suministro de los equipos, fabricaciones y componentes.	Importante	Retrasos en el cronograma y la ejecución de las actividades y la entrega final del proyecto.	Moderada	9.0	Moderada	9.0
02	Falta de soporte técnico por parte del proveedor y/o fabricante para el montaje y comisionamiento	Mayor	Retrasos e inconvenientes durante las pruebas de arranque y en la operatividad del sistema.	Baja	8.0	Alta	16.0
03	Mala Calidad en los equipos suministrados (No cumplen certificaciones y especificaciones establecidas).	Significativo	Reprocesos del montaje por no aceptación del cliente o reclamos durante la operación	Moderada	15.0	Alta	20.0

04	Daños en los equipos y/o fabricaciones durante los procesos de transporte hasta la planta o durante el montaje de estos	Mayor	Retrasos por las reparaciones correspondientes impactando el cronograma.	Moderada	12.0	Moderada	12.0
05	Afectaciones negativas sobre el proceso de producción de cemento durante la operación de la planta de cogeneración.	Significativo	Utilizar más gases de los que se debería, afectando la entrega de gases para el secado de materia prima.	Alta	20.0	Alta	20.0
TOTALES					64.0		77.0

Teniendo la información necesaria para la evaluación de ambas tecnologías, a continuación, se presenta la Tabla 23, donde se puede observar cada criterio de evaluación, su valor numérico y el resultado para la selección de la mejor alternativa.

Tabla 23. Evaluación Tecnología Rankine de Vapor Vs Kalina®

ID	Criterio	Requisito	Promedio	Calificación Tecnología (0 - 100)		Datos Según La Tecnología		
				Ciclo de Vapor	Kalina®	Unidad	Ciclo de Vapor	Kalina®
01	PRECIO ESTIMADO	Se evalúan los costos estimados encontrados en la literatura, basados principalmente en lo presentado por autores tales como CSI (31), Campos (49), o en el libro " <i>Designing Green Cement Plants</i> " (4)	23%	100.0	75.0	\$ USD	15,000,000	20,000,000
02	EFICIENCIA DEL SISTEMA	Se evalúa la eficiencia estimada para cada sistema encontrada en la literatura, la cual para distintos autores tales como Wang (28), Zhang (45), CSI (31) o en el libro " <i>Designing Green Cement Plants</i> " (4), son similares.	21%	77.4	100.0	%	24%	31%
03	IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE	Se evalúa el impacto Negativo en una escala de 1 a 5, siendo 1 de menor impacto y 5 de mayor. Esta evaluación se realizará para cada tecnología sobre su impacto el medio ambiente, ya sea desde el suministro del refrigerante su operación y/o disposición final. El valor final del impacto se ponderará a partir de la calificación	12%	100.0	50.0	UN	2	4

04	<p>CONSIONES DE SEGURIDAD DURANTE LA OPERACIÓN</p>	<p>que cada uno de los evaluadores le den a este item.</p> <p>Se evalúa en una escala de 1 a 5, siendo 1 de menor riesgo y 5 de mayor con respecto al riesgo en la seguridad de los empleados o activos que se puede ocasionar durante la operación. De igual manera, la afectación a la seguridad que se pueda tener antes durante y después de su uso de los refrigerantes seleccionados para cada tecnología. El valor final del riesgo sobre la seguridad se ponderará a partir de la calificación que cada uno de los evaluadores le den a este item.</p>	15%	100.0	66.7	UN	2	3
05	<p>EXPERIENCIA TECNOLOGICA EN COLOMBIA</p>	<p>Se evalúa para una escala de 1 a 5, siendo 1 de menor experiencia y 5 de mayor, con respecto al conocimiento que existe en Colombia de estas tecnologías aplicadas en sistemas de cogeneración para la Industria en general. El valor final sobre la experiencia en esta tecnología se ponderará a partir de la calificación</p>	9%	100.0	50.0	UN	4	2

		que cada uno de los evaluadores le den a este item.						
		Se evalúa para una escala de 1 a 5, siendo 1 el que se considera puede tener menos complicaciones sobre el mantenimiento y 5 de mayor. Para este caso, se tendrá en cuenta la cantidad, nivel de dificultad que requiera el						
06	MANTENIMIENT O	mantenimiento de cada una de las tecnologías analizadas costos de repuestos, costos de mano de obra, Stock de respuestas y cualquier otro criterio que se considere necesario. El valor final del mantenimiento se ponderará a partir de la calificación que cada uno de los evaluadores le den a este item.	11%	100.0	75.0	UN	3	4
		Se evalúan para cada tecnología los posibles riesgos que pueden presentarse durante el						
07	RIESGOS	montaje y operación del sistema de cogeneración. La calificación será la obtenida en la Tabla 22"RIESGOS"	10%	100.0	83.1	UN	64	77
TOTAL			100%	95.2	74.6			

Según la evaluación realizada, la tecnología que cumple con las necesidades de la planta de cemento, que se ajusta a los criterios evaluados y que a excepción de la eficiencia es la más adecuada para ser instalada como fuente de suministro de energía eléctrica a partir de un sistema de cogeneración térmica, es la **Tecnología de Vapor Rankine Convencional**.

4.2.3 Descripción de la Tecnología Seleccionada

Tal y como se definió en la sección anterior, la tecnología seleccionada para el sistema de cogeneración será una tecnología basada en un ciclo convencional de Vapor Rankine.

Anteriormente se había descrito los equipos generales que debían tener cada tecnología y que deberá ser acondicionado en cada línea de producción. En esta sección se describirá en más detalle los equipos, sistemas y personal adicional que tendrán en común ambas líneas de cogeneración.

4.2.3.1 Procesos auxiliares

Para una generación de energía con un ciclo de vapor convencional, independiente de si se trata de cogeneración, se debe tener especial cuidado con el tratamiento de agua que entra en la caldera, así como la que se utiliza para la condensación del vapor a la salida de la turbina. Mantener controlado este proceso implica el montaje de una planta de tratamiento de aguas. A continuación, se presentan fotografías de componentes importantes del sistema típico a montar y los cuales se encuentran en plantas de Generación Térmica y de la empresa cementera.



Imagen 5. Bocatoma central de autogeneración planta de cemento. Captación de fondo en espina de pescado.



Imagen 6. Tanque de agua clarificada para proceso de autogeneración planta de cemento. Al fondo se observan las torres de enfriamiento de la autogeneración.

La salida de vapor de la turbina ocurre en condiciones de vapor saturado lo que debe ser tenido en cuenta durante el diseño de detalle. Se debe tener en cuenta que el agua para condensación se toma aproximadamente a 20°C y se deberá entregar nuevamente al proceso aproximadamente 30°C que servirá para cuantificar la cantidad estimada de agua

a reponer en este proceso. Se debe considerar que el agua es recirculada a través de la torre de enfriamiento una vez sale el vapor de la turbina lo que genera que las pérdidas de agua por evaporación deben ser mínimas.

Para las condiciones del proceso y considerando el agua de reposición calculada, se deberá diseñar la planta de tratamiento de agua con una autonomía no inferior a la necesaria para garantizar que siempre se cuente con agua apta para el proceso (la autonomía debe ser definida durante el diseño de detalle). Se estiman que las pérdidas no deben superar del 5%, según la experiencia que se tiene en la central de autogeneración.

Otra importante pieza de la cogeneración es la entrega de energía eléctrica al proceso, para lo cual se debe contar con transformadores de energía que funcionan en paralelo con los transformadores de la auto generación y con los transformadores de recepción de energía de la red. La potencia de trabajo del generador puede ser a 13.2 KV ya que se espera que esté ubicado muy cerca de la subestación eléctrica y así las pérdidas serian mínimas. De esta forma podrá sincronizarse con los voltajes de las demás fuentes de alimentación de la planta.

4.2.3.2 Proceso de control y mantenimiento

La cogeneración de la planta debe tener un empalme preciso con la operación del horno de Clinker por lo tanto se requiere un sistema de control y monitoreo que sea compatible con la sala de control de la planta de cemento, de esta manera el personal que controla y monitorea los hornos estará haciendo el monitoreo y control de la cogeneración. Así mismo se debe contar con un personal interno de la planta para mantenimientos predictivos y preventivos de la central y la subestación.

4.2.3.3 Personal requerido

La tabla 24 muestra el requerimiento de personal para la operación de la planta de cogeneración.

Tabla 24. Cantidad de personal adicional para la operación de la planta de cogeneración

Cargo	Perfil	Cantidad
Líder de planta	Ingeniero mecánico o electricista	1
Líder de mantenimiento	Tecnólogo electricista o mecánico	1
Líder planta de agua	Tecnólogo sanitario	1
Operarios de mantenimiento	Técnicos mecánicos	6

La operación de la cogeneración requiere una oficina con tres módulos de trabajo para los líderes de cada área, con su respectivo computador. Además de esto se requiere una camioneta a tiempo parcial para hacer seguimiento a la bocatoma.

4.3 Evaluación financiera alternativa seleccionadas

Para realizar la evaluación del proyecto en cuestión, es necesario analizar los principales factores que impactan el costo de Operación (OPEX), al igual que la inversión que se requiere hacer (CAPEX) según oferta solicitada a la empresa Mitsubishi, empresa especializada en el sector de la cogeneración para distintas industrias, especialmente en países de Oriente como China, India y Japón, ronda en aproximadamente los **14 Millones de Dólares (USD \$14'000.000)**. Como se explicó en el numeral 3.4, la inversión inicial se divide en 90% (USD \$12'600.000) para compra, montaje y puesta en marcha de los equipos, mientras que el 10% restante (USD \$1'400.000) se invertirá en estudios, ingeniería y licencias de operación.

Las inversiones principales del proyecto están dadas por la compra e instalación de los equipos principales, vaporizador, turbina, generador y condensador, según se observa en la oferta presentada por Mitsubishi. Estos cuatro equipos equivalen al 75% de los costos totales de la cogeneración, mientras que los costos asociados con la obra civil, la adecuación de la planta de aguas y la adecuación de la subestación se estiman en el 25% de la inversión restante.

Otros gastos de inversión asociados a la instalación de la cogeneración tienen relación con la solicitud del permiso de concesión de aguas, la ingeniería de detalle que se requiere, así

como del equipo de gerencia de proyecto que se encargará de la contratación de las firmas, de la interventoría y del comisionamiento del sistema.

Los ingresos generados se pueden estimar calculando la diferencia entre el precio del kWh que actualmente se paga por compra de energía en la red y el costo del kWh generado en la planta de cogeneración.

La planta actualmente paga la energía de la red a un valor promedio de 223 \$/kWh, que con una tasa de cambio de \$2,930 COP/USD equivale a 7.6 cUSD. Este será en valor de referencia para obtener el ahorro para el año cero (0). La generación real neta efectiva que la planta de cogeneración puede entregar al proceso por año se observa en la Tabla 25, donde también se observa el ahorro anual con el que se evaluará la viabilidad del proyecto. La generación total, debe ser afectada por un factor de 93%, ya que el 7% restante, se estima será consumido por el propio proceso de Cogeneración según la experiencia en la central de autogeneración. Estos serán los números bases para el análisis financiero.

Tabla 25. Ahorro Anual por Concepto de Energía Eléctrica Generada

Línea	Flujo Q Recuperable [MMBtu/año]	Eficiencia Recup. Calor- Electricidad (%)	Cogen. Eléctrica [kWh/año]	USDc/kWh	Equivalente Eléctrico [USD/Año]
L1	Horno	24	10,545,051	7.6	801,424
	Enfriador	24	12,388,985	7.6	941,563
L2	Horno	24	8,397,376	7.6	638,201
	Enfriador	24	12,750,578	7.6	969,044
Total					3,350,231
				93	3,115,721

Se observa que la generación total de energía eléctrica que se estima con este sistema de cogeneración equivale a 41 GWh/año contra de los 180 GWh/año que requiere la planta.

- **Variables Macroeconómicas**

En general los indicadores macroeconómicos que afectan el proyecto de cogeneración son la TRM para el año de la inversión y compra de equipo. Para las demás variables importantes como costos de mantenimiento y costos de mano de obra y costos administrativos la principal variable macroeconómica se constituye en el IPC o índice de precios al consumidor, la cual se tasa según se indica en el capítulo 3.4 "Evaluación Financiera y Método de Financiación".

- **Análisis de OPEX**

- **Organigrama**

La estructura de operación (ver Figura 16) de la cogeneración estará enmarcada dentro de la estructura organizacional de la planta de cemento, dependiendo directamente de la jefatura de la planta de autogeneración ya que este proceso de generación de energía se debe convertir en un proceso único que entregue a la planta de cemento la energía necesaria para los procesos.

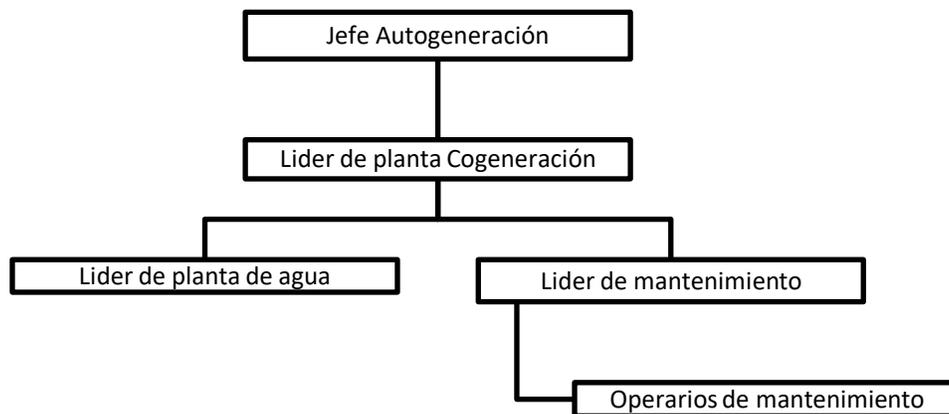


Figura 16. Estructura Organizacional Planta de Cogeneración

Dentro de la estructura de la planta de cemento el jefe de autogeneración tiene nivel 3, el líder de la planta de cogeneración estará en el nivel 4 similar a nivel profesional, los líderes de planta de agua y de mantenimiento se encuentran en el nivel 5 organizacional es decir nivel de auxiliares, y los operarios se encuentran en el nivel 6 de la organización.

Dentro de la operación de la cogeneración, por tratarse de un proceso estrictamente ligado al proceso de producción de energía de la planta se está contando con que el control de la operación se haga desde la sala de control de la planta de autogeneración. Este control será realizado por los técnicos de sala de control, que para el caso de este proyecto y con el fin de no tener costos subsidiados se pagaran proporcionalmente a la energía generada por cada instalación.

- **Funciones de cargo**

- **Líder de Planta de cogeneración:** Planificar y coordinar todas las actividades de cogeneración en contacto permanente con el área de producción que permitan garantizar la operación adecuada de la misma y así cumplir los planes de producción de energía. Planificar los costos y gastos de la unidad operativa y ejecutar los presupuestos. Dirigir el equipo asignado propendiendo por el desarrollo profesional de las personas a cargo.
- **Líder de planta de agua:** Tiene a cargo todo el abastecimiento de agua a la cogeneración desde la boca toma, hasta los tanques de purificación, tiene también a cargo la neutralización de las aguas de la torre de enfriamiento antes de ser vertidas a la cuenca. Está en constante interacción con el líder de mantenimiento que presta soporte a todos los equipos auxiliares.
- **Líder de mantenimiento:** Tiene a cargo la planeación de todos los mantenimientos, así como la ejecución de todos los mantenimientos preventivos asociados a todos los equipos de la planta, incluyendo los equipos principales y los auxiliares. El líder de mantenimiento debe tener constante comunicación con el personal de mantenimiento del horno para aprovechar todas las sinergias necesarias entre los dos equipos.
- **Operarios de Mantenimiento:** Encargados de la ejecución de los programas de mantenimiento preventivo y predictivo de los equipos principales y auxiliares de la planta, así como de la participación activa en los mantenimientos y reparaciones mayores de los equipos principales de la planta.

- **Salarios y factor prestacional**

Teniendo en cuenta que el factor salarial anual para la compañía de cemento es de 17.12 y no de 14.12 como es de común uso en la ley colombiana. La seguridad social y parafiscales corresponden al 36.46% para empedados que devenguen más de 10 smmlv y 22.96% para los demás trabajadores. El líder de planta de cogeneración está incluido en el sistema de remuneración variable (SRV) que en el mejor de los casos entregaría hasta un 30% del ingreso laboral anual (ILA) del empleado. Además, la compañía cuenta con un fondo de empleados donde se hace un aporte de hasta 60,000 \$/mes para cada empleado por parte de la compañía, así como de un seguro de vida para todos los empleados, por un valor de 600,000 \$/año que cubre hasta dos ILAs en caso de accidente incapacitante o muerte. También se cuenta dentro del plan de beneficios con un aporte para póliza de medicina prepagada para cada empleado por un valor de 160,000 \$/mes.

Para el personal de rotación que trabaja en tres turnos 7x3 y 7x4 (7 días diurnos tres de descanso por 7 días nocturnos y cuatro de descanso) el factor de recargo de horas extras anuales se estima en 29%.

Otros gastos asociados al personal son los que tienen relación con la dotación y los elementos de protección personal. Se estima que para cada empleado de la planta la dotación tiene un costo de 420,000 \$/año y los elementos de protección personal tienen un costo de 720,000 \$/año.

Se debe tener en cuenta en los costos de inversión del personal la adquisición de herramienta especializada y equipos de medición necesarios para el área de mantenimiento. Este equipo se estima aproximadamente en 25'000,000 y se debe hacer reposición cada dos años de algunas herramientas por el 10% del valor de la inversión inicial.

- **Inversiones en equipo de oficina**

Se requieren oficinas modulares pequeñas con escritorio de 2 cuerpos y computador de escritorio para el líder de la planta de cogeneración y los líderes de planta de agua y de mantenimiento. Todos los encargados de la planta deben tener radios de comunicación es decir que se requieren 3 radios para los líderes, 2 radios para el personal de mantenimiento

que está en el turno y un radio para la sala de control, además el líder de la planta de cogeneración tendrá un teléfono celular pagado por la compañía.

- **Relación de gastos administrativos**

El personal que labore en la planta tiene derecho a una comida al día independiente del turno en el cual labore. Sin embargo, el líder de la planta de cogeneración pernoctará en el campamento de la planta, lo que quiere decir que tendrá derecho a las tres comidas en el día, así como al servicio de lavandería dentro del campamento. Estos servicios se cargarán a la unidad de negocio.

Todo el personal tendrá derecho a transporte desde su lugar de residencia hasta la planta al inicio del turno y posteriormente hacia sus viviendas al terminar el turno.

Además, los servicios de cafetería se prestarán en el edificio común de operación que cuenta con cafetín dotado con gaseosas, café, agua y máquina de dulces. Los costos de cada persona serán asumidos por la unidad de negocio y se estiman en 20,000 \$/mes por persona.

El área de cogeneración además requiere de un vehículo 4x4 con platón para desplazarse hasta la boca toma y mover algunos insumos necesarios desde el almacén de la planta de cemento. Se estima que la camioneta consuma aproximadamente 50 galones de ACPM por mes.

El plan de telefonía celular del líder de planta de cogeneración será del plan corporativo con un costo mensual de 45,000 \$/mes y no incluye plan de datos.

Adicional a estos gastos asociados al personal que opera la planta de cogeneración, debemos considerar otros gastos como son los lubricantes y lo correspondiente al tratamiento de agua. Para esto, nos basaremos en los gastos que hoy en día manejan la central de autogeneración térmica con la que cuenta la planta. A continuación, se presenta la Tabla 26 con el resumen de los principales gastos y el OPEX por kWh generado en la planta

Tabla 26. Resumen de los principales gastos y el OPEX por kWh generado en la planta.

Item	Valor	Unidad	Valor	Unidad	COP(\$)	USD (\$)
1 Consumibles					388,081,491	132,451
1.1 Lubricante	3.03	ton/año	19,284,569	COP/ton	58,394,986	19,930
2 Tratamiento de agua					164,843,253	56,260.50
2.1 Clarificación de agua	304000	m3/año	153.8	COP/m3	46,755,200	15,957
2.2 Tratamiento del agua de torre	293143	m3/año	255.8	COP/m3	74,985,943	25,592
2.3 Osmosis inversa	12951	m3/año	354.9	COP/m3	4,596,317	1,569
2.4 Tratamiento agua de caldera	12951	m3/año	110.4	COP/m3	1,429,793	488
2.5 Limpieza torre de Enfriamiento	46	limpieza	806,000	COP/limpieza/semana	37,076,000	12,654
3 Otros					697,255,991	237,971
3.1 Salario de Personal	9	Persona	63,267,333	COP/año/persona	569,405,997	194,337
3.2 Salud y Fondo de Ahorro	9	Persona	3,542,400	COP/año/persona	31,881,600	10,881
3.3 Dotación y EPP	9	Persona	1,246,400	COP/año/persona	11,217,600	3,829
3.4 Equipos y Oficina	1	Objeto	46,250,000	COP/año/persona	46,250,000	15,785
3.5 Alimentación	9	Persona	4,277,866	COP/año/persona	38,500,794	13,140
4 Mantenimiento	1		\$ 600,000,000	COP/año	600,000,000	204,778
Total OPEX					1,850,180,735	631,461
Costo/kWh					50.1	0.017

4.4 Evaluación y método de financiación

A partir de la información recogida y detallada anteriormente, se presenta a continuación 2 escenarios para la evaluación financiera con base en el WACC, VPN y la TIR para un periodo de 20 años. En el primer escenario se entiende que la empresa inversionista ejecuta el 100% del financiamiento del proyecto mientras que en el segundo escenario la inversión es mixta entre la banca y la empresa inversionista.

Escenario 1:

- kWh/año: 40´996,251
- TRM: 2,930
- WACC: 12.00%
- OPEX COG USD: 0.017
- Inv USD: \$14,000,000
 - 90% Capex de inversión: USD \$12´600.000
 - 10% Opex de Inversión: USD \$1´400.000
- Depreciación a 20 años
- Amortización a 10 años
- % Impuesto sobre el EBIT: 33%
- Costo de la energía en Red USDc: \$7.6

Ver Tabla 27, Tabla 28 y Tabla 29

Tabla 27. Escenario 1. Evaluación Financiera VPN y TIR proyectos de Cogeneración 100% Inversión Empresa.

Año	2018 0	2019 0	2020 1	2021 2	2022 3	2023 4	2024 5	2025 6	2026 7	2027 8	2028 9
IPC	3,40%	3,40%	3,20%	3,10%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Precio Red	\$ 223	\$ 230	\$ 238	\$ 245	\$ 252	\$ 260	\$ 268	\$ 276	\$ 284	\$ 293	\$ 301
OPEX	\$ 50	\$ 52	\$ 53	\$ 55	\$ 57	\$ 58	\$ 60	\$ 62	\$ 64	\$ 66	\$ 68
Ahorro/kWh				\$ 190	\$ 196	\$ 201	\$ 207	\$ 214	\$ 220	\$ 227	\$ 234
Ahorros MMCOP				\$ 7.784	\$ 8.017	\$ 8.258	\$ 8.506	\$ 8.761	\$ 9.024	\$ 9.294	\$ 9.573
Ahorros MMUSD				\$ 2,7	\$ 2,7	\$ 2,8	\$ 2,9	\$ 3,0	\$ 3,1	\$ 3,2	\$ 3,3
Depreciación MMUSD				\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7
Amortización MMUSD				\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2
EBIT MMUSD				\$ 1,8	\$ 1,9	\$ 2,0	\$ 2,1	\$ 2,2	\$ 2,3	\$ 2,4	\$ 2,4
Impuestos/ EBIT MMUSD				\$ 0,6	\$ 0,6	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,8	\$ 0,8
NOPAT MMUSD				\$ 1,2	\$ 1,3	\$ 1,3	\$ 1,4	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,6	\$ 1,6
Flujo de Caja Libre MMUSD				\$ 2,1	\$ 2,1	\$ 2,2	\$ 2,2	\$ 2,3	\$ 2,3	\$ 2,4	\$ 2,5
Ahorro acum. MMUSD				\$ 2,1	\$ 4,2	\$ 6,3	\$ 8,5	\$ 10,8	\$ 13,1	\$ 15,5	\$ 18,0

VPN Ahorros MMUSD					\$ 1,6	\$ 1,5	\$ 1,4	\$ 1,3	\$ 1,2	\$ 1,1	\$ 1,0	\$ 0,9
Inv USD	\$	7.000.000	\$	7.000.000								
VPN Inv	\$	7.000.000	\$	6.250.000								
	VPN	\$	2.589.783									
	TIR		14,61%									

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Año	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
IPC	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Precio Red	\$ 310	\$ 320	\$ 329	\$ 339	\$ 349	\$ 360	\$ 371	\$ 382	\$ 393	\$ 405	\$ 417
OPEX	\$ 70	\$ 72	\$ 74	\$ 76	\$ 79	\$ 81	\$ 83	\$ 86	\$ 88	\$ 91	\$ 94
Ahorro/kWh	\$ 241	\$ 248	\$ 255	\$ 263	\$ 271	\$ 279	\$ 287	\$ 296	\$ 305	\$ 314	\$ 323
Ahorros MMCOP	\$ 9.860	\$ 10.156	\$ 10.461	\$ 10.775	\$ 11.098	\$ 11.431	\$ 11.774	\$ 12.127	\$ 12.491	\$ 12.866	\$ 13.252
Ahorros MMUSD	\$ 3,4	\$ 3,5	\$ 3,6	\$ 3,7	\$ 3,8	\$ 3,9	\$ 4,0	\$ 4,1	\$ 4,3	\$ 4,4	\$ 4,5
Depreciación MMUSD	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7
Amortización MMUSD	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2
EBIT MMUSD	\$ 2,5	\$ 2,6	\$ 2,8	\$ 2,9	\$ 3,0	\$ 3,1	\$ 3,2	\$ 3,3	\$ 3,4	\$ 3,6	\$ 3,7

Impuestos/ EBIT MMUSD	\$ 0,8	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 1,0	\$ 1,0	\$ 1,1	\$ 1,1	\$ 1,1	\$ 1,2	\$ 1,2
NOPAT MMUSD	\$ 1,7	\$ 1,8	\$ 1,8	\$ 1,9	\$ 2,0	\$ 2,1	\$ 2,1	\$ 2,2	\$ 2,3	\$ 2,4	\$ 2,5
Flujo de Caja Libre MMUSD	\$ 2,5	\$ 2,6	\$ 2,7	\$ 2,7	\$ 2,8	\$ 2,9	\$ 3,0	\$ 3,0	\$ 3,1	\$ 3,2	\$ 3,3
Ahorro acum. MMUSD	\$ 20,5	\$ 23,1	\$ 25,8	\$ 28,5	\$ 31,3	\$ 34,2	\$ 37,2	\$ 40,2	\$ 43,3	\$ 46,5	\$ 49,8
VPN Ahorros MMUSD	\$ 0,8	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,6	\$ 0,6	\$ 0,5	\$ 0,5	\$ 0,4	\$ 0,4	\$ 0,4	\$ 0,3

A continuación, vemos el análisis de VPN y TIR para distintos valores de Inversión y Opex. Esto se realiza debido a la volatilidad que pueden presentar los proyectos de Generación térmica.

Tabla 28. Escenario 1. Análisis VPN Inversión Vs Opex

VPN KUSD		OPEX USD/kWh										
		\$ 2.590	0,010	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02	0,021	0,022	0,023	0,024
Inversión KUSD	\$ 7.000	\$ 10.021	\$ 8.589	\$ 8.350	\$ 8.111	\$ 7.872	\$ 7.634	\$ 7.395	\$ 7.156	\$ 6.917	\$ 6.679	\$ 6.440
	\$ 8.000	\$ 9.202	\$ 7.769	\$ 7.530	\$ 7.292	\$ 7.053	\$ 6.814	\$ 6.575	\$ 6.337	\$ 6.098	\$ 5.859	\$ 5.620
	\$ 9.000	\$ 8.382	\$ 6.950	\$ 6.711	\$ 6.472	\$ 6.233	\$ 5.995	\$ 5.756	\$ 5.517	\$ 5.278	\$ 5.040	\$ 4.801
	\$ 10.000	\$ 7.563	\$ 6.130	\$ 5.891	\$ 5.653	\$ 5.414	\$ 5.175	\$ 4.936	\$ 4.698	\$ 4.459	\$ 4.220	\$ 3.981
	\$ 11.000	\$ 6.743	\$ 5.311	\$ 5.072	\$ 4.833	\$ 4.594	\$ 4.356	\$ 4.117	\$ 3.878	\$ 3.639	\$ 3.401	\$ 3.162
	\$ 12.000	\$ 5.924	\$ 4.491	\$ 4.252	\$ 4.014	\$ 3.775	\$ 3.536	\$ 3.297	\$ 3.059	\$ 2.820	\$ 2.581	\$ 2.342
	\$ 13.000	\$ 5.104	\$ 3.672	\$ 3.433	\$ 3.194	\$ 2.955	\$ 2.717	\$ 2.478	\$ 2.239	\$ 2.000	\$ 1.762	\$ 1.523
	\$ 14.000	\$ 4.285	\$ 2.852	\$ 2.590	\$ 2.375	\$ 2.136	\$ 1.897	\$ 1.658	\$ 1.420	\$ 1.181	\$ 942	\$ 703

\$ 15.000	\$ 3.465	\$ 2.033	\$ 1.794	\$ 1.555	\$ 1.316	\$ 1.078	\$ 839	\$ 600	\$ 361	\$ 123	-\$ 116
\$ 16.000	\$ 2.646	\$ 1.213	\$ 974	\$ 736	\$ 497	\$ 258	\$ 19	-\$ 219	-\$ 458	-\$ 697	-\$ 936
\$ 17.000	\$ 1.826	\$ 394	\$ 155	-\$ 84	-\$ 323	-\$ 561	-\$ 800	-\$ 1.039	-\$ 1.278	-\$ 1.516	-\$ 1.755
\$ 18.000	\$ 1.007	-\$ 426	-\$ 665	-\$ 903	-\$ 1.142	-\$ 1.381	-\$ 1.620	-\$ 1.858	-\$ 2.097	-\$ 2.336	-\$ 2.575
\$ 19.000	\$ 187	-\$ 1.245	-\$ 1.484	-\$ 1.723	-\$ 1.962	-\$ 2.200	-\$ 2.439	-\$ 2.678	-\$ 2.917	-\$ 3.155	-\$ 3.394
\$ 20.000	-\$ 632	-\$ 2.065	-\$ 2.304	-\$ 2.542	-\$ 2.781	-\$ 3.020	-\$ 3.259	-\$ 3.497	-\$ 3.736	-\$ 3.975	-\$ 4.214
\$ 21.000	-\$ 1.452	-\$ 2.884	-\$ 3.123	-\$ 3.362	-\$ 3.601	-\$ 3.839	-\$ 4.078	-\$ 4.317	-\$ 4.556	-\$ 4.795	-\$ 5.033
\$ 22.000	-\$ 2.271	-\$ 3.704	-\$ 3.943	-\$ 4.181	-\$ 4.420	-\$ 4.659	-\$ 4.898	-\$ 5.137	-\$ 5.375	-\$ 5.614	-\$ 5.853
\$ 23.000	-\$ 3.091	-\$ 4.523	-\$ 4.762	-\$ 5.001	-\$ 5.240	-\$ 5.479	-\$ 5.717	-\$ 5.956	-\$ 6.195	-\$ 6.434	-\$ 6.672
\$ 24.000	-\$ 3.910	-\$ 5.343	-\$ 5.582	-\$ 5.821	-\$ 6.059	-\$ 6.298	-\$ 6.537	-\$ 6.776	-\$ 7.014	-\$ 7.253	-\$ 7.492

Tabla 29. Escenario 1. Análisis TIR Inversión Vs Opex

TIR	OPEX USD/kWh											
	14,61%	0,010	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025
\$ 7.000	29,04%	26,89%	26,53%	26,17%	25,80%	25,43%	25,06%	24,69%	24,31%	23,93%	23,56%	
\$ 8.000	26,07%	24,12%	23,79%	23,46%	23,13%	22,79%	22,45%	22,11%	21,77%	21,43%	21,08%	
\$ 9.000	23,68%	21,88%	21,58%	21,27%	20,96%	20,65%	20,34%	20,03%	19,71%	19,39%	19,07%	
\$ 10.000	21,70%	20,03%	19,74%	19,45%	19,17%	18,88%	18,58%	18,29%	17,99%	17,70%	17,40%	
\$ 11.000	20,03%	18,45%	18,18%	17,91%	17,64%	17,37%	17,10%	16,82%	16,54%	16,26%	15,98%	
\$ 12.000	18,58%	17,10%	16,84%	16,59%	16,33%	16,07%	15,81%	15,55%	15,29%	15,02%	14,75%	
\$ 13.000	17,33%	15,91%	15,67%	15,43%	15,18%	14,94%	14,69%	14,44%	14,19%	13,94%	13,68%	
\$ 14.000	16,22%	14,87%	14,61%	14,40%	14,17%	13,94%	13,70%	13,46%	13,22%	12,98%	12,73%	
\$ 15.000	15,23%	13,94%	13,71%	13,49%	13,27%	13,04%	12,81%	12,58%	12,35%	12,12%	11,89%	
\$ 16.000	14,35%	13,10%	12,89%	12,67%	12,45%	12,24%	12,02%	11,80%	11,57%	11,35%	11,12%	
\$ 17.000	13,54%	12,34%	12,13%	11,93%	11,72%	11,51%	11,30%	11,08%	10,87%	10,65%	10,43%	
\$ 18.000	12,81%	11,65%	11,45%	11,25%	11,05%	10,84%	10,64%	10,43%	10,22%	10,01%	9,80%	
\$ 19.000	12,15%	11,01%	10,82%	10,63%	10,43%	10,23%	10,03%	9,83%	9,63%	9,43%	9,22%	
\$ 20.000	11,53%	10,43%	10,24%	10,05%	9,86%	9,67%	9,48%	9,28%	9,09%	8,89%	8,69%	

\$ 21.000	10,96%	9,89%	9,71%	9,52%	9,34%	9,15%	8,96%	8,77%	8,58%	8,39%	8,19%
\$ 22.000	10,43%	9,39%	9,21%	9,03%	8,85%	8,67%	8,49%	8,30%	8,11%	7,92%	7,73%
\$ 23.000	9,94%	8,92%	8,75%	8,57%	8,40%	8,22%	8,04%	7,86%	7,68%	7,49%	7,30%
\$ 24.000	9,48%	8,49%	8,32%	8,14%	7,97%	7,80%	7,62%	7,44%	7,27%	7,09%	6,90%

Según se observa, para el escenario 1 la evaluación financiera entrega que esta inversión es rentable con un excelente VPN (USD \$2'589.783) y una TIR (14.61%), lo cual hace que este negocio sea atractivo para la empresa cementera que desea implementar el proyecto gracias al VPN positivo y la TIR que es superior a la tasa de retorno.

Escenario 2:

- kWh/año: 40'996,251
- TRM: 2,930
- WACC: 12.00%
- OPEX COG USD: 0.017
- Inv USD: \$14,000,000
 - 90% Capex de inversión: USD \$12'600.000
 - 10% Opex de Inversión: USD \$1'400.000
- Depreciación a 20 años
- Amortización a 10 años
- % Impuesto sobre el EBIT: 33%
- Deuda del 20% del valor total de la inversión: USD \$2'800.000
- Tasa del préstamo efectiva anual 7,65% [93]
- Costo de la energía en Red USDc: \$7.6

Tabla 30. Deuda Entidad Bancaria

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Saldo	\$ 2.800.000					
Intereses		\$ 190.966	\$ 154.198	\$ 114.618	\$ 72.010	\$ 26.142
Abono capital		\$ 480.621	\$ 517.389	\$ 556.969	\$ 599.577	\$ 645.445
Cuota o serv deuda		\$ 671.587	\$ 671.587	\$ 671.587	\$ 671.587	\$ 671.587

Ver Tabla 31, Tabla 32 y Tabla 33

Tabla 31. Escenario 2. Evaluación Financiera VPN y TIR proyectos de Cogeneración. 80% Inversión Empresa - 20% Banca.

Año	2018 0	2019 0	2020 1	2021 2	2022 3	2023 4	2024 5	2025 6	2026 7	2027 8	2028 9
IPC	3,40%	3,40%	3,20%	3,10%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Precio Red	\$ 223	\$ 230	\$ 238	\$ 245	\$ 252	\$ 260	\$ 268	\$ 276	\$ 284	\$ 293	\$ 301
OPEX	\$ 50	\$ 52	\$ 53	\$ 55	\$ 57	\$ 58	\$ 60	\$ 62	\$ 64	\$ 66	\$ 68
Ahorro/kWh				\$ 190	\$ 196	\$ 201	\$ 207	\$ 214	\$ 220	\$ 227	\$ 234
Ahorros MMCOP				\$ 7.784	\$ 8.017	\$ 8.258	\$ 8.506	\$ 8.761	\$ 9.024	\$ 9.294	\$ 9.573
Ahorros MMUSD				\$ 2,7	\$ 2,7	\$ 2,8	\$ 2,9	\$ 3,0	\$ 3,1	\$ 3,2	\$ 3,3
Depreciación MMUSD				\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7
Amortización MMUSD				\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2
EBIT MMUSD				\$ 1,8	\$ 1,9	\$ 2,0	\$ 2,1	\$ 2,2	\$ 2,3	\$ 2,4	\$ 2,4
Impuestos/ EBIT MMUSD				\$ 0,6	\$ 0,6	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,8	\$ 0,8
NOPAT MMUSD				\$ 1,2	\$ 1,3	\$ 1,3	\$ 1,4	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,6	\$ 1,6
Deuda Banco				\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7			
Flujo de Caja Libre MMUSD				\$ 1,4	\$ 1,4	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,6	\$ 2,3	\$ 2,4	\$ 2,5
Ahorro acum. MMUSD				\$ 1,4	\$ 2,8	\$ 4,3	\$ 5,8	\$ 7,4	\$ 9,8	\$ 12,2	\$ 14,6

VPN Ahorros MMUSD			\$ 1,1	\$ 1,0	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,8	\$ 1,1	\$ 1,0	\$ 0,9
Prestamo Banco	\$1.400.000	\$1.400.000								
Inv USD	\$5.600.000	\$5.600.000								
VPN Inv	\$5.600.000	\$5.000.000								
VPN TIR	\$ 5.878.247	19,92%								

Año	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
IPC	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Precio Red	\$ 310	\$ 320	\$ 329	\$ 339	\$ 349	\$ 360	\$ 371	\$ 382	\$ 393	\$ 405	\$ 417
OPEX	\$ 70	\$ 72	\$ 74	\$ 76	\$ 79	\$ 81	\$ 83	\$ 86	\$ 88	\$ 91	\$ 94
Ahorro/kWh	\$ 241	\$ 248	\$ 255	\$ 263	\$ 271	\$ 279	\$ 287	\$ 296	\$ 305	\$ 314	\$ 323
Ahorros MMCOP	\$ 9.860	\$ 10.156	\$ 10.461	\$ 10.775	\$ 11.098	\$ 11.431	\$ 11.774	\$ 12.127	\$ 12.491	\$ 12.866	\$ 13.252
Ahorros MMUSD	\$ 3,4	\$ 3,5	\$ 3,6	\$ 3,7	\$ 3,8	\$ 3,9	\$ 4,0	\$ 4,1	\$ 4,3	\$ 4,4	\$ 4,5
Depreciación MMUSD	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7
Amortización MMUSD	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2	\$ 0,2
EBIT MMUSD	\$ 2,5	\$ 2,6	\$ 2,8	\$ 2,9	\$ 3,0	\$ 3,1	\$ 3,2	\$ 3,3	\$ 3,4	\$ 3,6	\$ 3,7
Impuestos/EBIT MMUSD	\$ 0,8	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 1,0	\$ 1,0	\$ 1,1	\$ 1,1	\$ 1,1	\$ 1,2	\$ 1,2
NOPAT MMUSD	\$ 1,7	\$ 1,8	\$ 1,8	\$ 1,9	\$ 2,0	\$ 2,1	\$ 2,1	\$ 2,2	\$ 2,3	\$ 2,4	\$ 2,5

Deuda Banco												
Flujo de Caja Libre MMUSD	\$ 2,5	\$ 2,6	\$ 2,7	\$ 2,7	\$ 2,8	\$ 2,9	\$ 3,0	\$ 3,0	\$ 3,1	\$ 3,2	\$ 3,3	
Ahorro acum. MMUSD	\$ 17,2	\$ 19,7	\$ 22,4	\$ 25,1	\$ 28,0	\$ 30,8	\$ 33,8	\$ 36,8	\$ 40,0	\$ 43,2	\$ 46,5	
VPN Ahorros MMUSD	\$ 0,8	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,6	\$ 0,6	\$ 0,5	\$ 0,5	\$ 0,4	\$ 0,4	\$ 0,4	\$ 0,3	

A continuación, vemos el análisis de VPN y TIR para distintos valores de Inversión y Opex. Esto se realiza debido a la volatilidad que pueden presentar los proyectos de Generación térmica.

Tabla 32. Escenario 2. Análisis VPN Inversión Vs Opex

VPN KUSD	OPEX USD/kWh											
	\$ 5.878	0,010	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025
Inversión KUSD	\$ 7.000	\$ 6.685	\$ 5.252	\$ 5.013	\$ 4.775	\$ 4.536	\$ 4.297	\$ 4.058	\$ 3.820	\$ 3.581	\$ 3.342	\$ 3.103
	\$ 8.000	\$ 6.812	\$ 5.379	\$ 5.140	\$ 4.902	\$ 4.663	\$ 4.424	\$ 4.185	\$ 3.947	\$ 3.708	\$ 3.469	\$ 3.230
	\$ 9.000	\$ 6.939	\$ 5.506	\$ 5.267	\$ 5.028	\$ 4.790	\$ 4.551	\$ 4.312	\$ 4.073	\$ 3.835	\$ 3.596	\$ 3.357
	\$ 10.000	\$ 7.065	\$ 5.633	\$ 5.394	\$ 5.155	\$ 4.917	\$ 4.678	\$ 4.439	\$ 4.200	\$ 3.962	\$ 3.723	\$ 3.484
	\$ 11.000	\$ 7.192	\$ 5.760	\$ 5.521	\$ 5.282	\$ 5.044	\$ 4.805	\$ 4.566	\$ 4.327	\$ 4.089	\$ 3.850	\$ 3.611
	\$ 12.000	\$ 7.319	\$ 5.887	\$ 5.648	\$ 5.409	\$ 5.170	\$ 4.932	\$ 4.693	\$ 4.454	\$ 4.215	\$ 3.977	\$ 3.738
	\$ 13.000	\$ 7.446	\$ 6.014	\$ 5.775	\$ 5.536	\$ 5.297	\$ 5.059	\$ 4.820	\$ 4.581	\$ 4.342	\$ 4.104	\$ 3.865
	\$ 14.000	\$ 7.573	\$ 6.141	\$ 5.878	\$ 5.663	\$ 5.424	\$ 5.186	\$ 4.947	\$ 4.708	\$ 4.469	\$ 4.231	\$ 3.992
	\$ 15.000	\$ 7.700	\$ 6.267	\$ 6.029	\$ 5.790	\$ 5.551	\$ 5.312	\$ 5.074	\$ 4.835	\$ 4.596	\$ 4.357	\$ 4.119
	\$ 16.000	\$ 7.827	\$ 6.394	\$ 6.156	\$ 5.917	\$ 5.678	\$ 5.439	\$ 5.201	\$ 4.962	\$ 4.723	\$ 4.484	\$ 4.246
	\$ 17.000	\$ 7.954	\$ 6.521	\$ 6.283	\$ 6.044	\$ 5.805	\$ 5.566	\$ 5.328	\$ 5.089	\$ 4.850	\$ 4.611	\$ 4.373

\$ 18.000	\$ 8.081	\$ 6.648	\$ 6.409	\$ 6.171	\$ 5.932	\$ 5.693	\$ 5.454	\$ 5.216	\$ 4.977	\$ 4.738	\$ 4.499
\$ 19.000	\$ 8.208	\$ 6.775	\$ 6.536	\$ 6.298	\$ 6.059	\$ 5.820	\$ 5.581	\$ 5.343	\$ 5.104	\$ 4.865	\$ 4.626
\$ 20.000	\$ 8.335	\$ 6.902	\$ 6.663	\$ 6.425	\$ 6.186	\$ 5.947	\$ 5.708	\$ 5.470	\$ 5.231	\$ 4.992	\$ 4.753
\$ 21.000	\$ 8.462	\$ 7.029	\$ 6.790	\$ 6.551	\$ 6.313	\$ 6.074	\$ 5.835	\$ 5.596	\$ 5.358	\$ 5.119	\$ 4.880
\$ 22.000	\$ 8.588	\$ 7.156	\$ 6.917	\$ 6.678	\$ 6.440	\$ 6.201	\$ 5.962	\$ 5.723	\$ 5.485	\$ 5.246	\$ 5.007
\$ 23.000	\$ 8.715	\$ 7.283	\$ 7.044	\$ 6.805	\$ 6.567	\$ 6.328	\$ 6.089	\$ 5.850	\$ 5.612	\$ 5.373	\$ 5.134
\$ 24.000	\$ 8.842	\$ 7.410	\$ 7.171	\$ 6.932	\$ 6.693	\$ 6.455	\$ 6.216	\$ 5.977	\$ 5.738	\$ 5.500	\$ 5.261

Tabla 33. Escenario 2. Análisis TIR Inversión Vs Opex

TIR	OPEX USD/kWh											
	19,92%	0,010	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025
\$ 7.000	20,89%	19,06%	18,75%	18,44%	18,13%	17,82%	17,50%	17,18%	16,86%	16,54%	16,22%	
\$ 8.000	21,05%	19,23%	18,93%	18,62%	18,30%	17,99%	17,67%	17,36%	17,04%	16,72%	16,39%	
\$ 9.000	21,22%	19,40%	19,10%	18,79%	18,48%	18,16%	17,85%	17,53%	17,21%	16,89%	16,57%	
\$ 10.000	21,39%	19,57%	19,27%	18,96%	18,65%	18,34%	18,02%	17,71%	17,39%	17,07%	16,75%	
\$ 11.000	21,56%	19,75%	19,44%	19,13%	18,82%	18,51%	18,20%	17,88%	17,56%	17,24%	16,92%	
\$ 12.000	21,72%	19,92%	19,61%	19,30%	18,99%	18,68%	18,37%	18,05%	17,74%	17,42%	17,10%	
\$ 13.000	21,89%	20,08%	19,78%	19,47%	19,16%	18,85%	18,54%	18,23%	17,91%	17,60%	17,28%	
\$ 14.000	22,06%	20,25%	19,95%	19,64%	19,33%	19,03%	18,71%	18,40%	18,09%	17,77%	17,45%	
\$ 15.000	22,22%	20,42%	20,12%	19,81%	19,51%	19,20%	18,89%	18,57%	18,26%	17,94%	17,63%	
\$ 16.000	22,39%	20,59%	20,29%	19,98%	19,68%	19,37%	19,06%	18,75%	18,43%	18,12%	17,80%	
\$ 17.000	22,56%	20,76%	20,46%	20,15%	19,85%	19,54%	19,23%	18,92%	18,61%	18,29%	17,98%	
\$ 18.000	22,72%	20,93%	20,63%	20,32%	20,02%	19,71%	19,40%	19,09%	18,78%	18,47%	18,15%	
\$ 19.000	22,89%	21,10%	20,80%	20,49%	20,19%	19,88%	19,57%	19,26%	18,95%	18,64%	18,33%	
\$ 20.000	23,05%	21,27%	20,97%	20,66%	20,36%	20,05%	19,75%	19,44%	19,13%	18,81%	18,50%	
\$ 21.000	23,22%	21,44%	21,14%	20,83%	20,53%	20,22%	19,92%	19,61%	19,30%	18,99%	18,67%	
\$ 22.000	23,38%	21,61%	21,30%	21,00%	20,70%	20,39%	20,09%	19,78%	19,47%	19,16%	18,85%	
\$ 23.000	23,55%	21,77%	21,47%	21,17%	20,87%	20,56%	20,26%	19,95%	19,64%	19,33%	19,02%	
\$ 24.000	23,71%	21,94%	21,64%	21,34%	21,04%	20,73%	20,43%	20,12%	19,81%	19,50%	19,19%	

Se puede observar que el escenario 2, donde se financia el 20% del valor de proyecto a través de un préstamo con la Banca, es la mejor opción para el proyecto, ya que la evaluación financiera nos arroja:

- **VPN: \$ 5.878.247** (127% más que el Escenario 1)
- **TIR: 19,92%** (5.3% más que el Escenario 1)

Esto se debe principalmente al corto tiempo de pago que está dispuesto a asumir la empresa para pagar la deuda y a la tasa de interés tan competitiva presentada por el banco de la república.

Como se explicó anteriormente en el capítulo 3, la empresa ve como una posible alternativa ejecutar este proyecto a partir del modelo de financiación ESCO. Puntualmente interesa realizar un modelo ESCO con **Contrato Tipo Descuento**, que significa que un tercero es el inversionista y dueño de los activos durante toda su vida productiva. Con esto, se debería realizar un contrato PPA, es decir, el tercero es quien administra, realiza mantenimiento y será el dueño de los activos de generación y a través de este contrato la empresa cementera se compromete durante un periodo de tiempo determinado a comprar la energía eléctrica que el tercero genere.

Actualmente la Ley 1715 de 2014 promueve la generación de energía eléctrica a través de fuentes no convencionales de energía con beneficios tributarios tales como:

- Descuento del 50% de la inversión en la declaración de renta durante los siguientes 5 años a la fecha de haberse ejecutado el proyecto.
- Exclusión del Pago del IVA para los equipos nacionales e internacionales destinados a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales.
- No deberán pagar los Derechos Arancelarios asociados a equipos de importación.
- Depreciación acelerada de los activos no mayor al 20% como tasa global anual.

Sin embargo, y aunque los beneficios tributarios aquí presentados son muy atractivos para cualquier proyecto de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales, el Artículo 1 de esta ley estipula textualmente: “La presente ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico...” Esto se convierte en un problema de

interpretación de la Ley, lo cual no es alcance de este proyecto, ya que este proyecto no se realiza con fines de comercialización o interconexión a la Red eléctrica del país. Por lo anterior, no se realiza un análisis con beneficios tributarios para la evaluación económica del proyecto.

4.5 Características esperadas con el sistema de cogeneración seleccionado

El Montaje de la planta de cogeneración requiere de un tiempo estimado de entre 8 y 12 meses, este montaje debe realizarse mientras que la planta de cemento se encuentre operativa y el empalme entre ambas plantas debe hacerse durante el tiempo de un mantenimiento mayor programado del horno, que se estiman entre 20 y 30 días y se realizan 1 vez por año.

Para el montaje se requiere un espacio en la zona lateral del horno de aproximadamente 100 x 70 m para la ubicación de los intercambiadores de calor, turbina, condensador y Torre de enfriamiento. Además de un espacio aproximado de una hectárea para ubicar los componentes y las partes durante el montaje.

Las obras civiles deben ser realizadas de acuerdo a los estudios de suelos y diseños de cimentaciones necesarios para garantizar la estabilidad estructural de la cogeneración. Las estructuras en su mayoría deberán ser de acero carbono aprovechando la rapidez en la construcción por sobre el concreto. Además de los procesos constructivos en los laterales de la planta para la cogeneración propiamente dicha se deben realizar la captación de agua en el Río, la construcción de la planta de tratamiento de agua que se pueden hacer retirada de la zona de hornos para optimizar espacios, y se debe también adelantar el montaje de transformadores en la subestación de la planta.

Dentro de los tiempos de montaje se deben contemplar unos 4 meses de comisionamiento mientras la cogeneración se estabiliza y se logran estabilizar los equipos.

Capítulo 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Se concluye que se cumplieron los objetivos de este trabajo, ya que se obtuvo la viabilidad técnica y económica de un sistema de cogeneración en una planta cementera en Colombia, a partir de la evaluación de su estado energético y operacional, la caracterización de las distintas tecnologías para cogenerar en la industria del cemento y la selección de la tecnología más acorde a partir de su análisis técnico y financiero.
- Las dos líneas de producción de la planta de cemento tienen el potencial de cogeneración, a partir de la torre precalentadora y del enfriador de Clinker de alrededor del 16.7 % de la energía calórica total consumida en el proceso de producción de cemento, lo que equivale 630.000 MBtu/Año. Este valor es inferior al 30% presentado en la Hipótesis de este trabajo. Sin embargo, para la empresa cementera y como conclusión a este trabajo, es un valor aceptable e interesante para la implementación de las siguientes etapas.
- Para la línea 1 de producción, el aprovechamiento energético de calor residual equivale a 143 de las 825 kCal/Kg Clinker producido que se consume el proceso y para la línea 2, corresponde a 121 de las 811 kCal/kg Clinker producido. En total y luego de realizado el balance de masa y energía se dejan de emitir el 68% para Línea 1 y el 73% para línea 2 de la energía térmica residual al proceso, con lo que se cumple lo esperado en la Hipótesis.
- Debido al costo del energético de la planta (\$2.9 USD/MBtu), se cuenta con una ganancia de \$1.8 Millones de Dólares Americanos (USD) al año asociado a lo que se ahorra la empresa por no comprar algún energético con esta capacidad calórica para la generación a partir de un proceso térmica la energía eléctrica.

- Durante la caracterización de las tecnologías de cogeneración se identificó que la tecnología ORC no es la más apropiada ya que el calor de la fuente generaría deterioro de los fluidos orgánicos. Esto se da ya que la temperatura de los gases a aprovechar está entre 300-400 °C y los fluidos orgánicos con los que opera este proceso se empiezan a degradar por encima de los 250°C.
- La mejor tecnología para la cogeneración de energía eléctrica para la planta de cemento es la de cogeneración con ciclo convencional de vapor. La tecnología de cogeneración con ciclo Kalina® requiere mayores niveles de inversión asociado a mayor cantidad de equipos, manejo de sustancias tóxicas y una operación más compleja para los mismos niveles de generación. Por lo anterior se recomienda instalar tecnología de vapor convencional.
- La energía eléctrica generada por medio del ciclo de vapor convencional con eficiencia de generación de 24% y la cual no tendría que comprar a la red equivale a 41 GWh/año, que equivale al 22% del total de la energía eléctrica requerida por la planta, muy por encima del 10% esperado en la hipótesis. Esta generación a partir del sistema de cogeneración determina que para esta planta de cemento con un costo de \$7.6 USDc/kWh comprado en la red, el ahorro equivalente es de \$3.1 Millones USD al Año.
- Los gastos operacionales (OPEX) para la generación de energía eléctrica con la tecnología de cogeneración seleccionada y según la información suministrada por la planta equivalen a \$1.7 USDc/kWh lo que representa el 22% del costo de la energía comprada en la red.
- Con una inversión de \$14 MMUSD de los cuales \$2.8 MMUSD serán prestados a través de una entidad Bancaria y los restantes \$11.2 MMUSD serán asumidos por la empresa inversionista para un sistema de cogeneración, una tasa de retorno del 12% y los gastos operacionales mencionados en el punto anterior, la evaluación del VPN y la TIR a 20 años (tiempo mayor al esperado en la hipótesis, pero típico para evaluar los proyectos energéticos al interior de la compañía) da que el proyecto es rentable financieramente con un VPN de \$5.8 MMUSD y una TIR de 19.9% (superior a la esperada en la hipótesis del 15%) y que sigue siendo rentable para una inversión de \$24 millones USD con un OPEX de generación \$2.5

USDc/kWh, tal y como se puede observar en la matriz comparativa de CAPEX Vs OPEX.

- Durante el desarrollo de la presente tesis, se observa el cumplimiento parcial de la hipótesis según lo siguiente:
 - Se recupera 16,7% de la energía térmica consumida en el proceso con respecto al 30% que se esperaba recuperar según la hipótesis. No se cumple.
 - En promedio entre las dos líneas de producción, se recupera el 71% de los gases emitidos al ambiente, cumpliendo la hipótesis que esperaba recuperar entre 70 y 80%. Se cumple.
 - Con el sistema de cogeneración seleccionado, se puede generar 22% de la energía eléctrica consumida por la planta, lo cual está por encima del 10% esperado según el planteamiento de la hipótesis. Se cumple.
 - El tiempo de retorno a la inversión se calcula para 20 años, superior a lo esperado en la hipótesis de 10 años. Sin embargo, la TIR que se esperaba de 15% se calcula en 19.9%. Cumplimiento parcial.
- Existe la posibilidad de subir excedentes de energía eléctrica a la red a través de venta de energía debido a la nueva ley de eficiencia energética (ley 1715 de 2014) cada vez que la demanda de la planta sea inferior a la capacidad de generación, esto sucederá cuando la línea de producción 2 se encuentre en mantenimiento y los molinos de cemento no estén operando. Este panorama es complejo y deberá ser analizado a mayor profundidad en una etapa posterior del proyecto, ya que de esto depende acceder o no a beneficios tributarios que haría mucho más rentable la inversión en este proyecto.

5.2 Recomendaciones

Como principal recomendación, se invita a la empresa a preparar un caso de negocio estructurado con base en el actual trabajo y presentarlo a la junta directiva, con lo cual se podría dar vía libre para adelantar una Ingeniería Básica y Detalle, donde se afinaría más los costos de inversión, la energía eléctrica a generar y así mismo identificar el valor agregado más ajustado a la realidad que este proyecto le podría dar a la compañía, comenzando con una planta y a mediano plazo estudiar la viabilidad y posibilidad de

implementación de generación eléctrica a partir de sistemas de recuperación de calor en alguna de otras plantas cementeras que hacen parte de la compañía.

Bibliografía

- [1] N. a. Madloul, R. Saidur, N. a. Rahim, M. R. Islam, and M. S. Hossian, "An exergy analysis for cement industries: An overview," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 1, pp. 921–932, 2012.
- [2] B. Hokfors, *Phase Chemistry in Process Models for Cement Clinker and Lime Production*, vol. 87, no. 9. 2014.
- [3] S. Khurana, R. Banerjee, and U. Gaitonde, "Energy balance and cogeneration for a cement plant," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 22, no. 5, pp. 485–494, 2002.
- [4] S. Karellas, a. D. Leontaritis, G. Panousis, E. Bellos, and E. Kakaras, "Energetic and exergetic analysis of waste heat recovery systems in the cement industry," *Energy*, vol. 58, pp. 147–156, 2013.
- [5] F. Vélez, J. J. Segovia, M. C. Martín, G. Antolín, F. Chejne, and A. Quijano, "A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 4175–4189, 2012.
- [6] A. Kalina, "Generation of energy by means of a working fluid, and regeneration of a working fluid.," Patent 4346561, 1982.
- [7] G. V. P. Varma and T. Srinivas, "Parametric Analysis of Steam Flashing in a Power Plant Using Waste Heat of Cement Factory," *Energy Procedia*, vol. 90, no. December 2015, pp. 99–106, 2016.
- [8] G. V. Pradeep Varma and T. Srinivas, "Design and analysis of a cogeneration plant using heat recovery of a cement factory," *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 5, pp. 24–31, 2015.
- [9] Resite S.I., "Generadores De Ciclo Rankine Orgánico," 2011.
- [10] Y. Tan, X. Li, L. Zhao, H. Li, J. Yan, and Z. Yu, "Study on utilization of waste heat in cement plant," *Energy Procedia*, vol. 61, pp. 455–458, 2014.
- [11] A. Rahman, M. G. Rasul, M. M. K. Khan, and S. Sharma, "Aspen plus based simulation for energy recovery from waste to utilize in cement plant preheater

- tower," *Energy Procedia*, vol. 61, pp. 922–927, 2014.
- [12] I. Estad, "Informe Estadístico 2013 - FICEM," *Fed. Interam. Del Cem.*, p. 41, 2013.
- [13] G. Cement, "GLOBAL CEMENT REPORT," 2016.
- [14] M. Stanley, "Overview of LatAm & US Cement and Construction Trends," 2017.
- [15] M. Stanley, "Sustainable and Responsible Cement industry : From grey to green," 2016.
- [16] M. Kutz, "Environmentally conscious alternative energy production," vol. 1, pp. 129–164, 2007.
- [17] C. M. FARID CHEJNE JANNACeballos, R. Quijano, D. E. L. Área, M. En, and E. L. Valle, *RECUPERACIÓN DE ENERGÍA : Convencionales y nuevas tendencias*. 2007.
- [18] S. A. Rolls Royce Marine España, "Motores de combustión interna de cogeneración.," *Guía la Cogeneración*, pp. 57–66, 2010.
- [19] "Las Plantas de Cogeneración." [Online]. Available: <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>. [Accessed: 16-Feb-2017].
- [20] G. Ramos, F. Hungler, F. M. Mendoza, and F. Carrasco Ernesto Feilbogen, "Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México," 2009.
- [21] International Energy Agency, "Combined Heat and Power-Evaluating the benefits of greater global investment.," *Paris, Fr.*, 2008.
- [22] T. E. A. for the P. of C. COGEN, "European Potencial for Cogeneration," in *CODE.- Cogeneration Observatory and Dissemination Europe*, 2009, pp. 1–38.
- [23] N. Report and E. Commission, "SPANISH ENERGY REGULATOR'S NATIONAL REPORT TO THE EURO PEAN COMMISSION 2015," 2015.
- [24] S. de E. y la U. industrial A. TECH4CDM, "La Cogeneración en Argentina," 2010.
- [25] Energiza, "Cogeneración en América Latina." [Online]. Available: <http://www.energiza.org/peritajes/27-cogeneracion/778-cogeneracion-en-america-latina>. [Accessed: 25-Feb-2017].
- [26] C. C. N. para el U. E. de la E. en M. TECH4CDM, "La Cogeneración En MÉXICO," 2010.
- [27] International Energy Agency (EIA), "Cogeneration and District Energy," *IEA Rep.*, p. 60, 2009.
- [28] UPME, "INFORME DE GESTIÓN UPME 2009 DIRECCIONAMIENTO

- ESTRATÉGICO,” 2010.
- [29] C. UPME, Hart-re, F. Morales, and M. Torres, “Capacidad Instalada De Autogeneración Y Cogeneración En Sector De Industria, Petróleo, Comercio Y Público Del País Informe Final Presentado A: Unidad De Planeación Minero Energética-UPME,” 2014.
- [30] EVO, “Protocolo Internacional de Medición y Verificación del Desempeño,” 1997.
- [31] S. Chatterjee, R. M. Wiseman, A. Fiegenbaum, and C. E. Devers, “Integrating behavioural and economic concepts of risk into strategic management: The twain shall meet,” *Long Range Plann.*, vol. 36, no. 1, pp. 61–79, 2003.
- [32] M. L. Saavedra, “La valuación de empresas cotizadas en México, mediante la metodología del modelo de Flujo de Efectivo Disponible,” *Contaduría y Adm.*, no. 223, pp. 91–112, 2007.
- [33] A. Duku-Kaakyire and D. M. Nanang, “Application of real options theory to forestry investment analysis,” *For. Policy Econ.*, vol. 6, no. 6, pp. 539–552, 2004.
- [34] K. D. Miller and H. G. Waller, “Scenarios, real options and integrated risk management,” *Long Range Plann.*, vol. 36, no. 1, pp. 93–107, 2003.
- [35] D. M. Lander and G. E. Pinches, “Challenges to the practical implementation of modelling and valuing real options,” *Q. Rev. Econ. Financ.*, vol. 38, no. Special Issue, pp. 537–567, 1998.
- [36] Empresa Actual, “Qué es y para qué sirve el WACC.” [Online]. Available: <https://www.empresaactual.com/el-wacc/>. [Accessed: 08-Apr-2019].
- [37] J. Jose and M. Miranda, *GESTIÓN DE PROYECTOS*, Octava. Bogota: Bogota Colombia, 2017.
- [38] Pymes y Autonomos, “¿Qué mide la relación entre ROA y ROE?” [Online]. Available: <https://www.pymesyautonomos.com/administracion-finanzas/que-mide-la-relacion-entre-roa-y-roe>. [Accessed: 08-Apr-2019].
- [39] F. Álvarez Echeverría, P. López Sarabia, and F. Venegas-Martínez, “Valuación económica de proyectos energéticos mediante opciones reales: el caso de energía nuclear en México. (Spanish).,” *Ensayos - Rev. Econ.*, vol. 31, no. 1, pp. 75–98, 2012.
- [40] B. I. de D. BID, “El Modelo De Negocio Esco Y Los Contratos De Servicios Energéticos Por Desempeño,” *Bid*, p. 61, 2017.
- [41] IEA, “Co-generation and renewables. Solutions for a low-carbon energy future,” *Int.*

- Energy Agency*, vol. 1, pp. 1–35, 2011.
- [42] Cembureau, “Best Available Techniques” For The Cement Industri, no. December. 1999.
- [43] “Cement | Industrial Efficiency Technology & Measures.” [Online]. Available: <http://ietd.iipnetwork.org/content/cement>. [Accessed: 06-Mar-2017].
- [44] I. C. R. (ICR), *Cement Plant Operations Handbook – Sixth Edition*. 2016.
- [45] N. a. Madloul, R. Saidur, M. S. Hossain, and N. a. Rahim, “A critical review on energy use and savings in the cement industries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 4, pp. 2042–2060, 2011.
- [46] U. S. D. of Energy, *Waste Heat Recovery: Technology and Opportunities in U.S. Industry*. 2008.
- [47] IFC, “Waste Heat Recovery for the Cement Sector: Marketing and supplier analysis,” no. June, 2014.
- [48] J. Wang, Y. Dai, and L. Gao, “Exergy analyses and parametric optimizations for different cogeneration power plants in cement industry,” *Appl. Energy*, vol. 86, no. 6, pp. 941–948, 2009.
- [49] EIPPCB, “BAT reference document for the cement, lime and magnesium oxide manufacturing industries,” 2010.
- [50] T. Engin and V. Ari, “Energy auditing and recovery for dry type cement rotary kiln systems—A case study,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 46, no. 4, pp. 551–562, 2005.
- [51] CSI, “Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing : Trying to Look Ahead, Revision 2017,” *ECRA - Eur. Cem. Res. Acad.*, no. March, 2017.
- [52] T. R. Biyanto, H. E. G. Prasetya, R. Bayuaji, G. Nugroho, and T. Soehartanto, “Design Plant-wide Control to Waste Heat Recovery Generation on Cement Industry Based HYSYS,” *Procedia Comput. Sci.*, vol. 72, pp. 170–177, 2015.
- [53] E. Worrell, “Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for cement making. An Energy Star Guide for Energy and Plant Managers,” *Lawrence Berkeley Natl. Lab.*, 2013.
- [54] H. C. Jung, S. Krumdieck, and T. Vranjes, “Feasibility assessment of refinery waste heat-to-power conversion using an organic Rankine cycle,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 77, pp. 396–407, 2014.

- [55] F. Campana *et al.*, "ORC waste heat recovery in European energy intensive industries: Energy and GHG savings," *Energy Convers. Manag.*, vol. 76, pp. 244–252, 2013.
- [56] S. Quoilin, M. Van Den Broek, S. Declaye, P. Dewallef, and V. Lemort, "Techno-economic survey of organic rankine cycle (ORC) systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 168–186, 2013.
- [57] L. Branchini, A. De Pascale, and A. Peretto, "Systematic comparison of ORC configurations by means of comprehensive performance indexes," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 61, pp. 129–140, 2013.
- [58] G. K. Nguyen T, Slawnwhite J, "Power generation from residual industrial heat.," *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, pp. 20–29, 2010.
- [59] W. C. Liu BT, Chien KH, "Effect of working fluids on organic Rankine cycle for waste heat recovery," *Energy*, vol. 29, pp. 07-17, 2004.
- [60] M. F. David G, "Small scale biomass power plant using organic Rankine cycle technology.," *SAS Enertime*, 2008.
- [61] P. Bombarda, C. M. Invernizzi, and C. Pietra, "Heat recovery from Diesel engines: A thermodynamic comparison between Kalina and ORC cycles," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 30, no. 2–3, pp. 212–219, 2010.
- [62] H. Mıcak, "Kalina cycle concepts for low temperature geothermal.," *Geotherm. Resour. Counc. Trans.*, vol. 26, pp. 22–25, 2002.
- [63] X. Zhang, M. He, and Y. Zhang, "A review of research on the Kalina cycle," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 5309–5318, 2012.
- [64] I. Y. Hettiarachchi MHD, Golubovic M, Worek WM, "The performance of the Kalina Cycle System 11 (KCS-11) with low-temperature heat sources.," *Trans. ASME-Journal Energy Resour. Technol.*, 2007.
- [65] M. Mirolli, "Cementing Kalina cycle effectiveness, The Kalina cycle for cement klin waste-heat-recovery power plants," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, 2006.
- [66] B. F. Tchanche, G. Lambrinos, a. Frangoudakis, and G. Papadakis, "Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles - A review of various applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 8, pp. 3963–3979, 2011.
- [67] C. E. Campos Rodríguez *et al.*, "Exergetic and economic comparison of ORC and Kalina cycle for low temperature enhanced geothermal system in Brazil," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 52, no. 1, pp. 109–119, 2013.

- [68] J. Gerardo and C. Álvarez, "Un modelo de productividad y competitividad para la gestión de operaciones," *Año*, vol. 14, 2006.
- [69] M. A. Arango Arango, E. T. Arroyave Cataño, and J. D. Hernández, "Valoración de proyectos de energía térmica bajo condiciones de incertidumbre a través de opciones reales," *Rev. Ing. Univ. Medellín*, vol. 12, no. 23, pp. 83–100, 2017.
- [70] C. A. Núñez Viveros, G. J. Gallego Hidalgo, and G. B. Vera, "Diseño metodológico de la evaluación de proyectos energéticos bajo incertidumbre en precios: caso de cogeneración de energía en una empresa en Cali1," *Estud. Gerenciales*, vol. 29, no. 126, pp. 58–71, 2013.
- [71] J. González, C. Roldán, D. Arias, J. C. Valverde, and D. Camacho, "Evaluación financiera de generación eléctrica de 2 MW a partir de biomasa forestal en Costa Rica," *Rev. For. Mesoam. Kurú*, vol. 15, pp. 35–42, 2018.
- [72] MINAMBIENTE, "IDEAM," 2018. [Online]. Available: <http://www.ideam.gov.co/>.
- [73] FinalTest, "Milwaukee 2266-20," 2018. [Online]. Available: <https://www.finaltest.com.mx/Milwaukee-2266-20-p/2266-20.htm>. [Accessed: 25-Oct-2018].
- [74] Enrique Posada Restrepo, *Hacia una cultura de la gestión energética empresarial*, 1 Edición. Medellín, Antioquia: INDISA S.A., 2014.
- [75] Instituto colombiano de normas técnicas y certificación, "Ntc 4983," 2001.
- [76] N. Técnica, C. D. E. L. Aire, T. Con, and G. A. S. O. Gasolina, "Ntc5365," no. 571, 2012.
- [77] S. & Solutions, "testo 350 – Caja de análisis para sistemas de análisis de gases de escape – SCIENCE & SOLUTIONS." [Online]. Available: <https://scienceandsolutions.net/store/product/testo-350-analysis-box-for-exhaust-gas-analysis-systems/>. [Accessed: 25-Oct-2018].
- [78] S. E. N. L. R.B., BIRD; W.E., *FENOMENOS DE TRANSPORTE*, 2nd ed. BARCELONA, 1992.
- [79] ArchiExpo, "Anemómetro termo - 435-4 - TESTO," 2018. [Online]. Available: <http://www.archiexpo.es/prod/testo/product-767-1765733.html>. [Accessed: 25-Oct-2018].
- [80] HANNA INSTRUMENTS, "HI 935005 Termómetro Termopar Tipo K | Hanna Instruments Chile." [Online]. Available: <https://www.hannachile.com/productos/producto/hi-935005-termometro-termopar->

- tipo-k. [Accessed: 04-Jan-2019].
- [81] I. colombiano de normas tecnicas y Certificacion, "NTC 4494," 1998.
- [82] ForLab, "Precyzyjny termometr - Termopara - Hanna Instruments - HI 935005," 2018. [Online]. Available: <https://forlab.pl/pomiar-temperatury/80-hi-935005-precyzyjny-termometr-typu-k-.html>. [Accessed: 26-Oct-2018].
- [83] FLIR, "FLIR E6 WiFi | FLIR Systems." [Online]. Available: <https://www.flir.com.mx/products/e6-wifi/>. [Accessed: 04-Jan-2019].
- [84] T. Dalglish *et al.*, *Industrial Ventilation - Design Handbook*, HowardGood., vol. 136, no. 1. 2001.
- [85] Cement Sustainability Initiative, "The Cement Sustainability Initiative (CSI) - Global Cement Database on CO₂ and Energy Information," 2018. [Online]. Available: <http://www.wbcscement.org/index.php/key-issues/climate-protection/gnr-database>. [Accessed: 12-Oct-2018].
- [86] C. I. Castrillo Neira, Percy, S.A., "Balance Practico y Diagrama de Sankey," *Combust. y Clinkerización*, vol. 1, p. V Novedades, 1995.
- [87] J. D. Moseley, D. Brown, C. R. Firkin, S. L. Jenkin, B. Patel, and E. W. Snape, "Kepner-Tregoe decision analysis as a tool to aid route selection. Part 2. Application to AZD7545, a PDK inhibitor," *Org. Process Res. Dev.*, vol. 12, no. 6, pp. 1044–1059, 2008.
- [88] J. S. Parker, J. F. Bower, P. M. Murray, B. Patel, and P. Talavera, "Kepner-Tregoe Decision Analysis as a Tool To Aid Route Selection . Part 3 . Application to a Back-Up Series of Compounds in the PDK Project Kepner-Tregoe Decision Analysis as a Tool To Aid Route Selection . Part 3 . Application to a Back-Up Series of Comp," *Org. Process Res. Dev.*, vol. 12, no. 6, pp. 1044–1059, 2008.
- [89] O. A. del O. y B. H. Alfredo Torres Fernández, "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, A PARTIR DE LA GASIFICACIÓN DE BAGAZO EN UN CENTRAL AZUCARERO CUBANO," *Cent. Azucar*, vol. 42, pp. 1–8, 2014.
- [90] Grupo Bancolombia, "Proyecciones Económicas de Mediano Plazo," *Investig. Econ.*, pp. 1–3, 2017.
- [91] Rankia, "¿Cómo calcular el valor presente neto? Ejemplos." [Online]. Available: <https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valor-presente-neto-ejemplos>. [Accessed: 08-Apr-2019].

- [92] Rankia, “Tasa Interna de Retorno (TIR): definición, cálculo y ejemplos.” [Online]. Available: <https://www.rankia.cl/blog/mejores-opiniones-chile/3391122-tasa-interna-retorno-tir-definicion-calculo-ejemplos>. [Accessed: 08-Apr-2019].
- [93] Banco de la República (banco central de Colombia), “Tasas de colocación.” [Online]. Available: <http://www.banrep.gov.co/es/tasas-colocacion>. [Accessed: 08-Apr-2019].
- [94] Servicio Geológico Colombiano, “Inicio.” [Online]. Available: <https://www.sgc.gov.co/>. [Accessed: 04-Jan-2019].
- [95] Q. Yin, W. J. Du, and L. Cheng, “Optimization design of waste heat power generation systems for cement plants based on the thermal resistances analyses,” *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 118, pp. 1190–1204, 2018.
- [96] S. P. Deolalkar, *Designing Green Cement Plants*. 2016.
- [97] A. Ahmed, K. K. Esmail, M. A. Irfan, and F. A. Al-Mufadi, “Design methodology of organic Rankine cycle for waste heat recovery in cement plants,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 129, pp. 421–430, 2018.
- [98] H. Wang, J. Xu, X. Yang, Z. Miao, and C. Yu, “Organic Rankine cycle saves energy and reduces gas emissions for cement production,” *Energy*, vol. 86, pp. 59–73, 2015.
- [99] Z. Liu, Z. Wang, M. Z. Yuan, and H. B. Yu, “Thermal efficiency modelling of the cement clinker manufacturing process,” *J. Energy Inst.*, vol. 88, no. 1, pp. 76–86, 2015.