



Institución Universitaria
Acreditada en Alta Calidad

Innovación Tecnológica con
Sentido Humano

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN PARA LA RECUPERACIÓN DE CALOR EN UNA PLANTA CEMENTERA EN COLOMBIA

Por:

Andrés Felipe Robledo Gómez

DIRECTOR: Msc. ADRIAN FELIPE MARTINEZ PEREZ

CO-DIRECTOR: Msc. CARLOS ALBERTO ACEVEDO

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

ENERGÍA TÉRMICA

GRUPO DE INVESTIGACIÓN:

**GRUPO DE INVESTIGACIÓN: MATERIALES AVANZADOS Y ENERGÍA
MATYER**

**INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO - ITM
2019**



CONTENIDO

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN**
- 3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**
- 4. ESTADO DEL ARTE**
- 5. HIPÓTESIS**
- 6. OBJETIVOS**
 - General
 - Específicos
- 7. METODOLOGÍA**
- 8. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**
- 9. CONCLUSIONES**
- 10. RECOMENDACIONES**
- 11. BIBLIOGRAFIA**

1. INTRODUCCIÓN



Consumo intensivo de energía calórica y eléctrica hasta el **15%** de la energía total consumida en la **industria a nivel mundial**[1]



Principal fuente de consumo de energía calórica
Horno de Clinker. Consume aproximadamente **90%**
de toda la **energía del proceso**[2]



Aproximadamente el **50%** de la energía consumida
no se aprovecha y está disponible para ser
utilizada en algún otro proceso. [2]



Energía no aprovechable se reutiliza principalmente con el precalentamiento de la
materia prima y del aire de combustión. Sin embargo, 50% (**25% del total**)
se **elimina al medio ambiente** [3]

1. INTRODUCCIÓN

Para Montar un sistema de Cogeneración, este trabajo se centra en



Seleccionar la **tecnología más adecuada** según las condiciones operacionales de la planta y evaluación de prefactibilidad.



Evaluación financiera de la Tecnología seleccionada.

Para realizar este análisis, se hace necesario



Selección de la Planta, conociendo su operación, energía disponible en los gases residuales y entender las limitaciones de su uso.



Conocer parámetros operacionales de una **central de cogeneración**. Insumos operacionales, recursos humanos, frecuencia de mantenimiento, entre otros.



Calcular el **VPN** (Valor presente Neto), **TIR** (Tasa interna de Retorno) y método para la adquisición de capital y **ejecución de dicho proyecto**

2. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

**Antecedentes:
Industria del
Cemento, Una
Industria de
Alto Consumo
Energético**

**Alta
Producción
de CO₂**

La descarbonatación + combustión del
Carbón, Gas y/o Petcoke, **↑ 500 kg**
CO₂/Ton cemento [4]



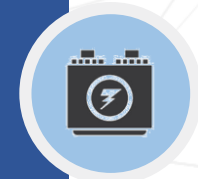
**Generación
Calor
Residual**

Aprovecha el Calor Residual
Secado de Materias primas y
Precalentamiento del Aire



**Tendencia
Aprovechamiento
Calor Residual**

Es Considerable la cantidad de energía
que se desperdicia en el proceso.
Cogenerar Energía Eléctrica



**Tecnologías
Cogeneración
Eléctrica**

Ciclo de Vapor Rankine altas
temperaturas, **Ciclo Orgánico Rankine**
para bajas temperaturas y **Kalina[®]**
temperatura variable.

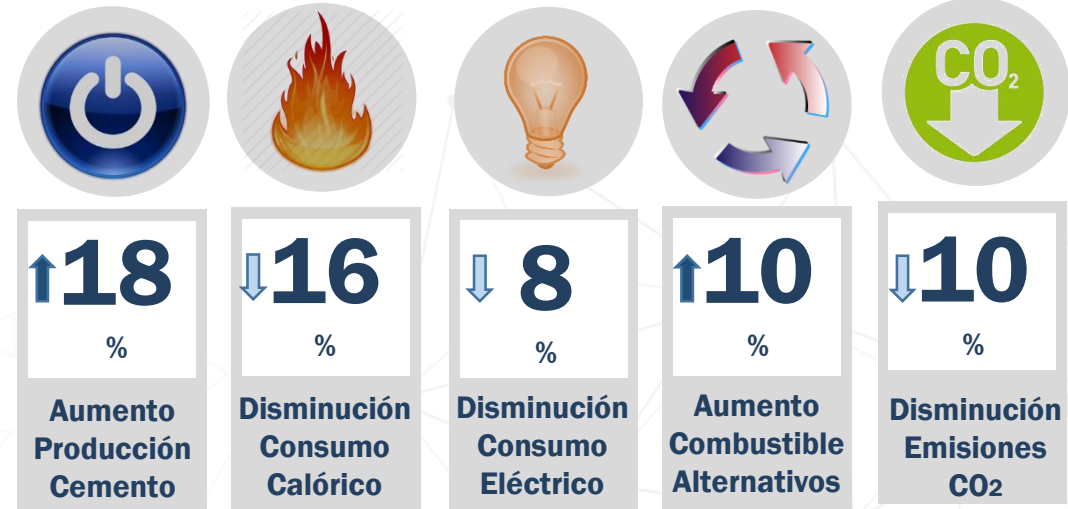


2. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

Justificación

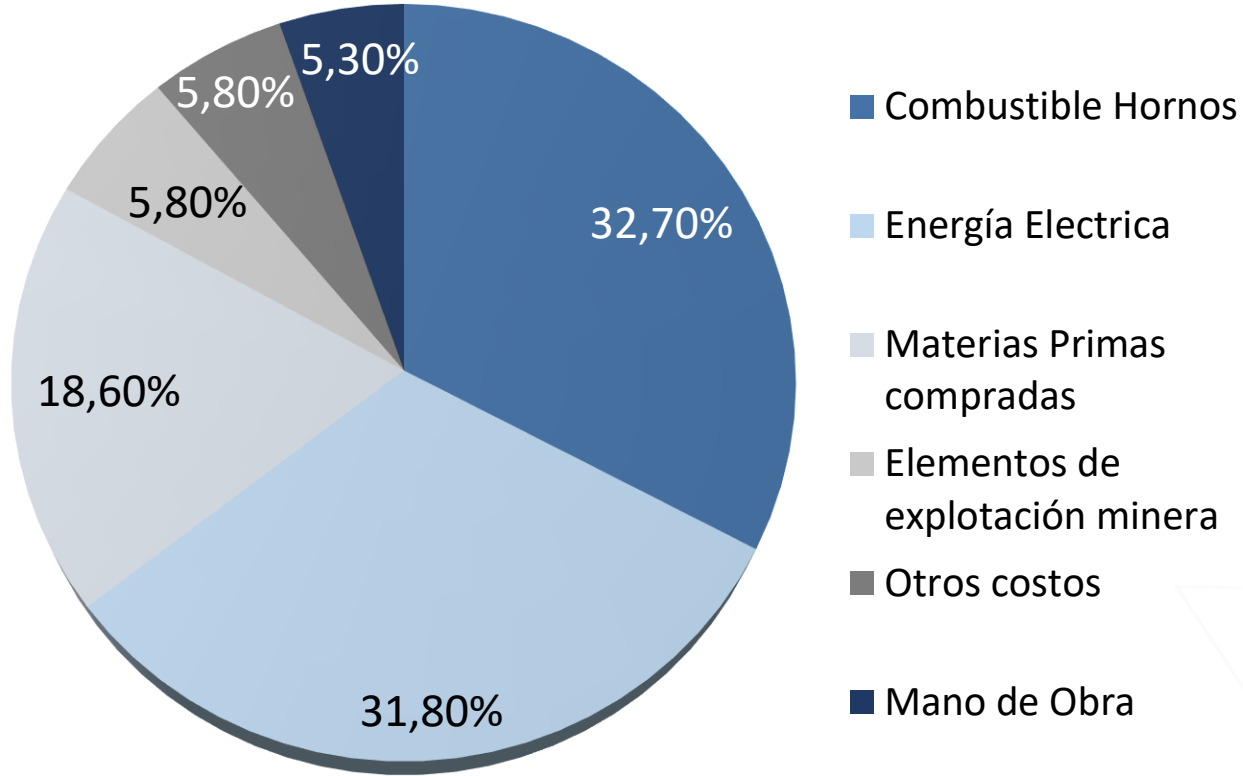
Evolución de la Industria del Cemento en el mundo y proyecciones en los próximos años [5]

		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%
Emissiones de CO ₂	T CO ₂ /t Cemento	0.6	0.56	0.54



Uno de los grandes retos es la **Disminución de la Intensidad Energética y a las Emisiones de CO₂**, por lo que un proyecto de cogeneración podría contribuir no solo a esto, sino también a reducir los costos asociados a la producción de cemento.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

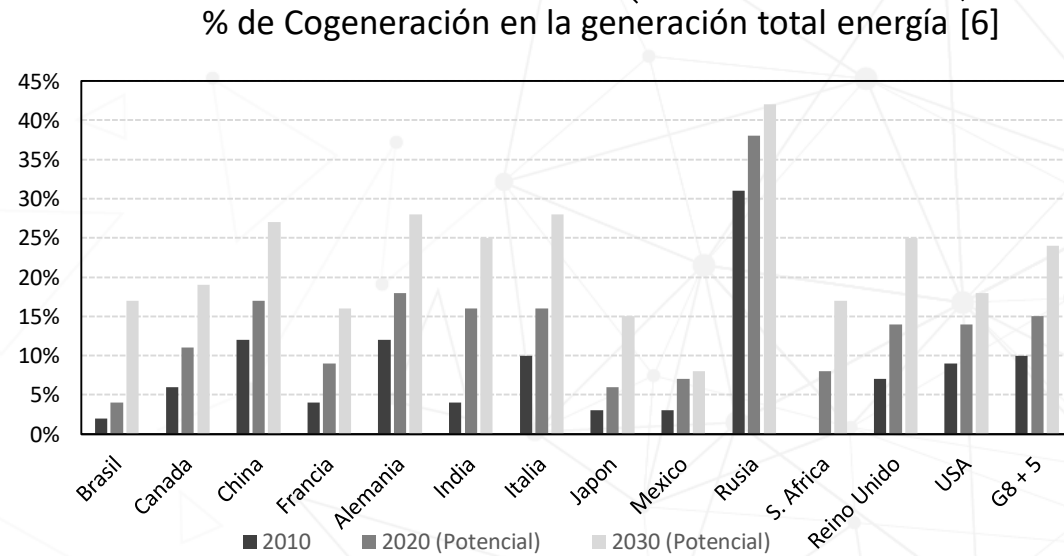
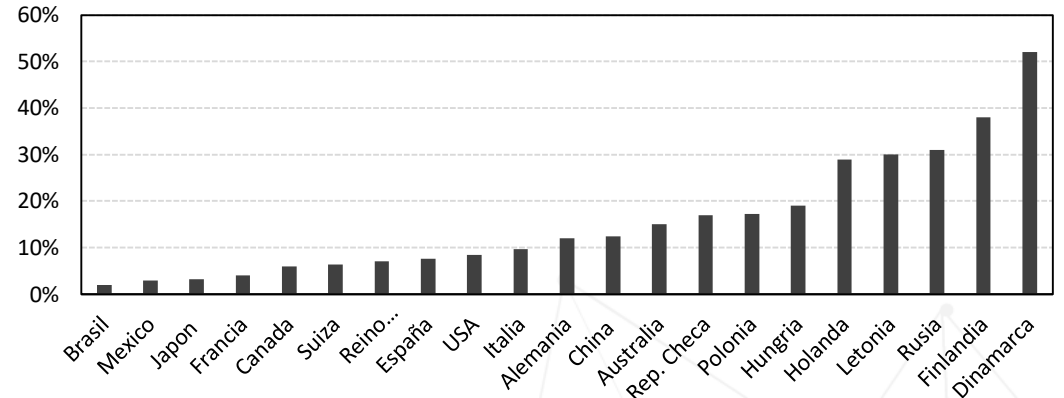
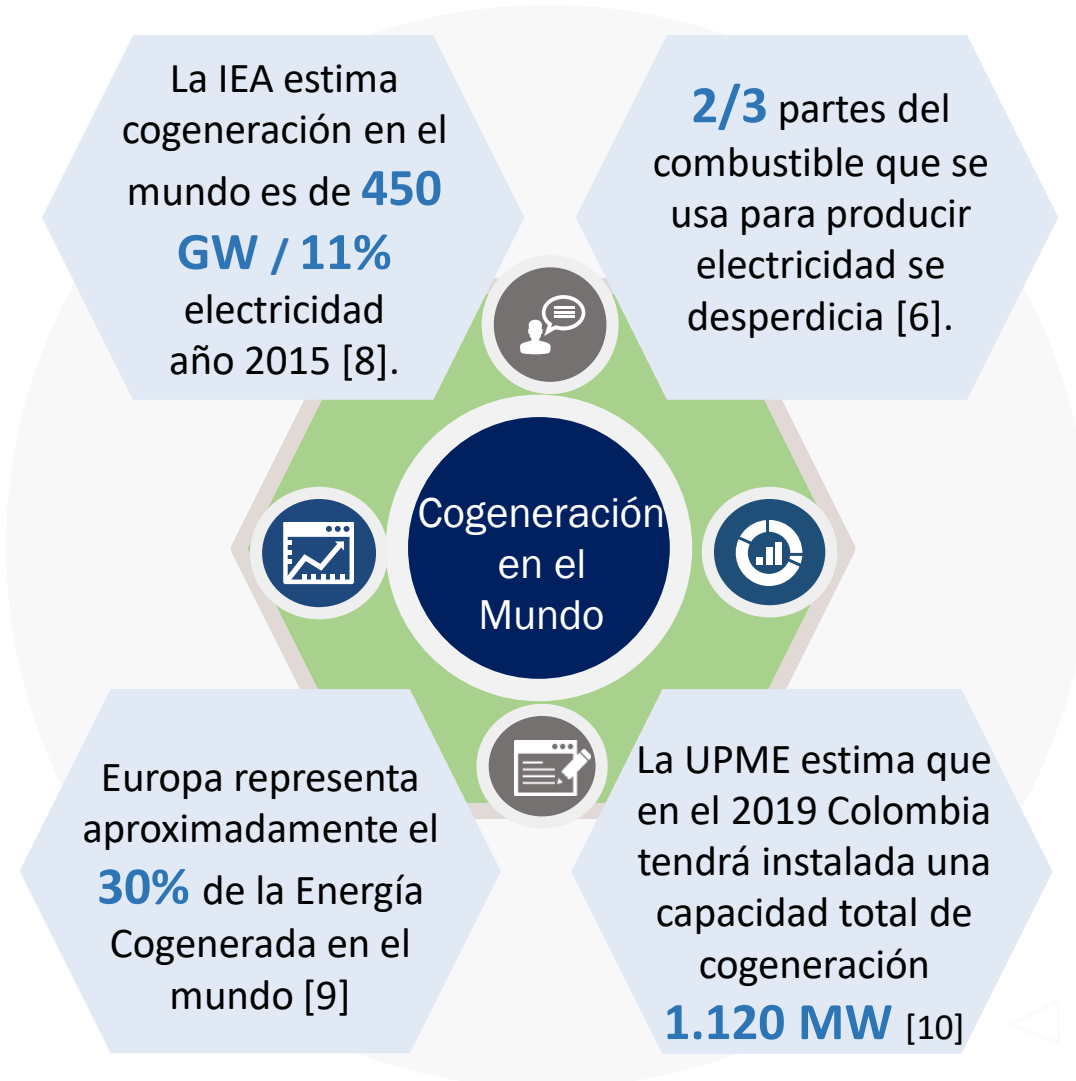


Distribución de costos producción de cemento Planta Seleccionada
[Fuente: Elaboración Propia - Datos de Planta]

Para el 2017, la producción de cemento fue de **1.4 millones de toneladas**. Consumo de energía de **120 kWh/ton** cemento. La planta adquiere del SIN el **32.1%** del total de la Energía

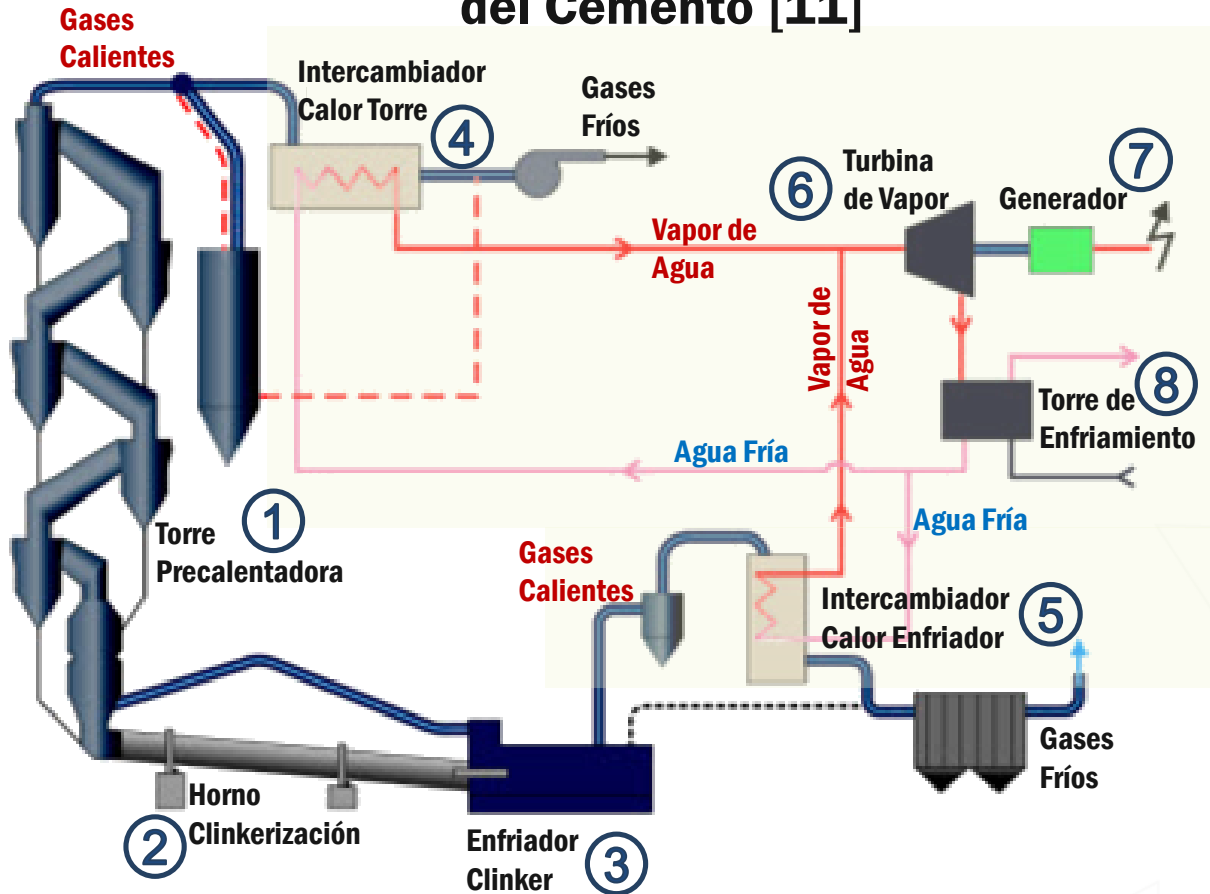
El Problema que se identifica, es el **alto peso de los costos de los energéticos en la producción de cemento** lo que lleva a buscar mecanismos de ahorros efectivos que entre otros, impacte positivamente el ambiente. La Cogeneración puede ser una muy buena alternativa.

4. ESTADO DEL ARTE



4. ESTADO DEL ARTE

Diagrama Ciclo de Cogeneración Industria del Cemento [11]



1. Los Gases Residuales de la combustión se expulsan a través de la Torre Precalentadora.
2. En el Horno se genera la Combustión encargada de suministrar la Energía Residual.
3. Sale Aire Caliente debido al enfriamiento del Clinker.
4. Ingresan Gases Residuales que intercambian calor con el Refrigerante, formando Vapor.
5. Ingresan Aire Caliente que intercambia calor con el Refrigerante, formando Vapor.
6. Ingresan Vapor, Condensándose y convirtiendo su energía en energía Mecánica.
7. La Energía Mecánica transmitida por la Turbina se convierte en Energía Eléctrica.
8. Enfría el Refrigerante comenzando un nuevo ciclo.

4. ESTADO DEL ARTE

- Aproximadamente el **90%** del consumo energético se refleja en calor, mientras que el otro **10%** en energía eléctrica [2]
- El costo del consumo calórico equivale aproximadamente al **50%** del costo total de la energía, mientras que el otro **50%** se ve reflejado en la electricidad [12]

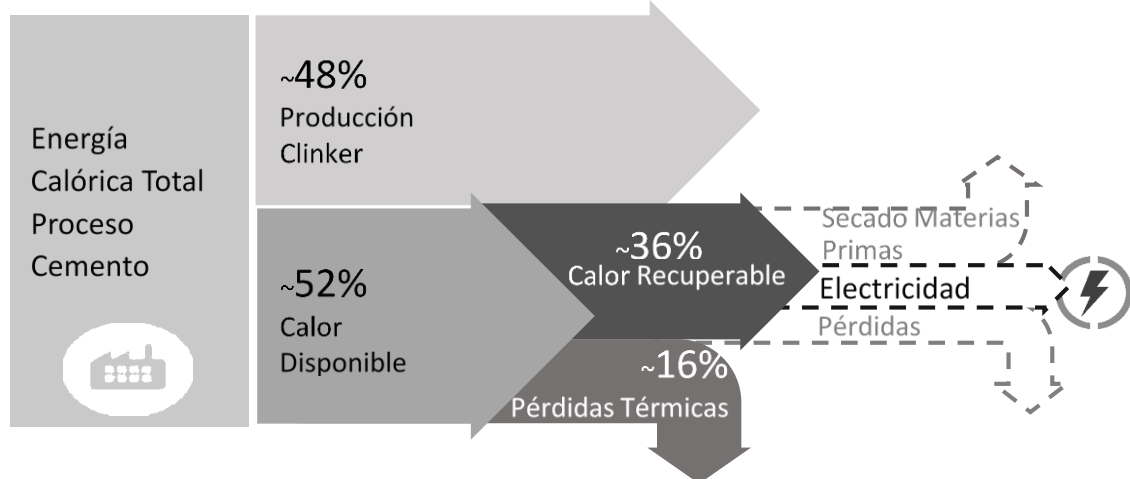


Diagrama Sankey Flujo de Energía Proceso Clinker [3]

- Entre el **50-60%** de los costo total de producción de Clinker son energía [13]
- Aproximadamente el **16%** de la entrada de calor al sistema se pierde debido al polvo, la radiación y las pérdidas por convección del horno [14]
- Una torre precalentadora descarga los gases de escape entre **200 y 380°C** [4]

4. ESTADO DEL ARTE

Ciclo de Vapor Rankine

- Idealmente, opera con una temperatura entre **250 a 400°C** y se estima que la eficiencia puede alcanzar entre un máximo del **20 al 25%** [15].
- Se pueden producir entre 8 y 22 kWh/Ton Clinker o hasta un 16% del consumo total de electricidad [16].
- Disminución Indirecta de emisiones de CO₂ entre 4 y 11 kg CO₂/Ton de Clinker [17].

Ciclo Orgánico Rankine (ORC)

- ORC utilizan fluidos orgánicos tales como n-Pentano o Tolueno en lugar de agua y vapor [18].
- Temperaturas aproximadas entre **150 y 300°C** [54]. Por encima ocurre corrosión.
- **17%** de eficiencia operacional. [15]
- Disminución Indirecta de emisiones de CO₂ entre 5 y 10 kg CO₂/Ton de Clinker [17]

Kalina[®]

- El agua y el amoníaco son la combinación de fluidos más utilizada hirviendo sobre una gama de temperatura más amplia. [19]
- Eficiencia entre **20 y 40%**. Comienza a generar desde el momento de calentamiento[20]
- Disminución Indirecta de emisiones de CO₂ entre 5 y 11 kg CO₂ /Ton de Clinker [17]

4. ESTADO DEL ARTE

VPN → incremento o la pérdida en la riqueza que generaría la ejecución del proyecto.

TIR → mide la rentabilidad de los fondos que permanecen dentro del proyecto

WACC → representa la rentabilidad mínima exigida al proyecto [22].

Proyectos de generación térmica pensado a mediano o largo plazo **10 y 20 años** [21]

Inversión Inicial + Estimación detallada de los **ingresos y los egresos** que involucra la operación del proyecto [22]



Evaluación Financiera Proyectos Energéticos

ESCO (*Energy Service Companies*), Tercero desarrolla, ejecuta, monta y en muchos casos administra [24]

“Evaluación de proyectos con Opciones reales”

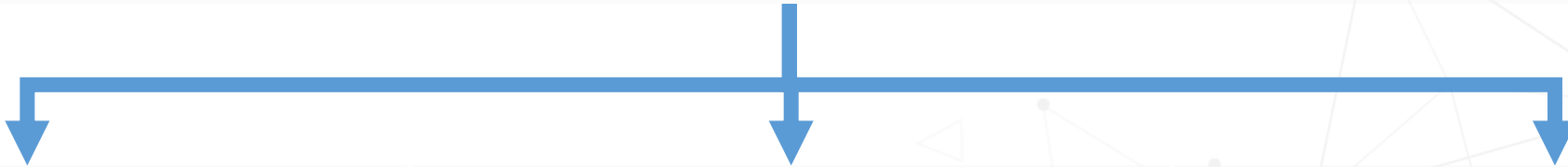
Futuro - Continuación/Abandono
Desconocimiento de la empresa [23]

4. ESTADO DEL ARTE

ESCO [24]



Normalmente viene acompañado de un contrato tipo **ESPC** (contratos de servicios energéticos por desempeño). Estos se ofrecen para compartir el riesgo de la inversión, entre el cliente final y la empresa contratista.



Contrato por Ahorro Compartido.

Contratista financia 100% el proyecto y recibe por un periodo de tiempo un porcentaje de los ahorros.

Contrato por Ahorros Garantizados.

Contratista desarrollo llave en mano (Turnkey). Inversión de un tercero. Reembolso ahorro que no se haya logrado

Contrato tipo descuento.

Contratista es el inversionista y dueño de los activos durante toda su vida productiva.
El contratista administra y suministra el servicio
Contrato de servicio o PPA.

5. HIPÓTESIS



- Sistema de **Cogeneración** en una planta cementera en **Colombia**.
- Recuperar **30% del calor utilizado** y emitido y entre el **70 y 80% del calor residual** emitido al ambiente.
- Generar **Energía Eléctrica - 10%** del total de la energía eléctrica consumida.
- Retorno a la inversión **inferior a 10 años**, con una **TIR de 15%**. Proyectos de inversión que hoy en día se evalúan al interior de la compañía.

6. OBJETIVOS

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.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- **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**.

7. METODOLOGÍA

Caracterización de la planta de Cemento Selección Planta

Planta **Alta Producción**
de Clinker (mayor a 3000
Toneladas por día - TPD) [2]

Zona con **alta capacidad
hidrológica** o suministro
de agua a partir de fuentes
naturales.

Que el suministro de
Energía Eléctrica a
partir del Sistema
Interconectado Nacional sea
difícil o de **alto costo** por
su ubicación geográfica.

Fácil acceso desde
alguna ciudad capital (Bogotá,
Medellín, Cali o Barranquilla) y
así facilitar el acceso a
refrigerantes orgánicos

**Condiciones
geográficas** tales
como temperatura,
altitud, humedad y
ubicación de la planta,
se extraen de los
registros de la planta

7. METODOLOGÍA

Caracterización de la planta de Cemento

Condiciones Operacionales

Caracterización Operacional a partir del **Conocimiento** y experiencia **del Investigador**

6 operarios del cuarto de control, especializados en el Horno, Enfriador y Torre Precalentadora velando por que los parámetros operacionales sean los óptimos.

Parámetros Operativos que se adquieren del cuarto de control a partir del **almacenamiento** realizado en el **ultimo año**.



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

Termómetro Infrarrojo marca MILWAUKEE 2266-20 [25]

7. METODOLOGÍA

Análisis Energético – Balance de Masa y Energía

Parámetros de Ingreso



- Energía del Combustible (carbón)
- Harina Base Seca (Caliza con hierro, alúmina y sílice)
- Aire Primario - Combustible
- Aire Transporte Carbón
- Infiltraciones de aire (Aire falso)
- Carbón base seca. Temperatura externa del carbón
- Vapor de agua Harina y carbón

Aire ingresa al enfriador de Clinker

Parámetros de Proceso



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

Parámetros de Salida



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

7. METODOLOGÍA

Análisis Energético – Balance de Masa y Energía

Medición de los Flujos máxicos de salida (Salida de Gases Chimenea de la Torre)

Medición Molar de Gases

Analizador de Gases Marca TESTO 350 [26]



Identifica la composición de Gases y se Presenta las Moles/Hora

Calculo Masico de Gases

+
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

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

$$TPH(T) = \sum TPH(CE)$$

7. METODOLOGÍA

Análisis Energético – Balance de Masa y Energía

Medición de los Flujos máxicos de salida (Salida de Aire Caliente Enfriador de Clinker)

Ingreso de Aire a Enfriador

Se conocen condiciones del Aire Atmosférico.

Se conoce Geometría de Conductos de Ingreso Aire

$$Q = V \cdot A$$

Aire que Ingresa Prácticamente Igual al que Sale.



Se mide velocidad de Aire de ingreso y salida al enfriador

Anemómetro TESTO 435-4 [27]

Salida de Aire del Enfriador

Se conoce Geometría de la Chimenea de descarga Aire Caliente

$$TPH = Q \cdot \rho_{std}$$

7. METODOLOGÍA

Análisis Energético – Balance de Masa y Energía

Medición Temperatura Salida de Gases y Aire Caliente

Medición de Temperatura

Medición en tiempo real desde el cuarto de control. Se entrega reporte de los Últimos 11 Meses

10 Mediciones – 1/Minuto Durante visita a Campo. Sistema Estable.

Datos entregados por la planta. Valores +/- 100° C por encima de promedio se remplazan por Promedio. Desviación Estándar no superior a 50°C

Mediciones en campo con un promedio simple. Se comparará con la temperatura promedio datos entregada por planta.

Encontrar la Temperatura Promedio de Gases y Aire Caliente.



Medidor con Capacidad entre -50 y 1350 °C y Termocupla Tipo K

Lector de Termocupla Hanna y Termocupla tipo K [28]

Análisis Medición de Temperatura

7. METODOLOGÍA

Análisis Energético – Balance de Masa y Energía

Parámetros Complementarios Entregados por la Planta

Aire Primario ingreso con Combustible

TPH calculadas y entregadas por la planta mediciones con TESTO 435-4

Infiltraciones de aire (Aire falso)

Valor conocido según programa de Balance que maneja la planta

Agua y Vapor en la Harina y el carbón

Análisis elementales de laboratorio al carbón 1 vez al día.

Aire Transporte Carbón

TPH según el control Volumétrico de entrega de carbón Vs el Masico

Radiación y convección

Valor Teórico. Si mide con Imagen Térmica 1 Vez al año.

Polvo por la torre

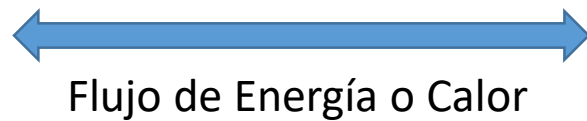
A través del sistema de control de Polvo.

7. METODOLOGÍA

Análisis Energético – Balance de Masa y Energía

Calculo de la Energía disponible para cogenerar

$$\dot{E} = \frac{\dot{M}t'.CP}{CLK} \quad [29]$$



$$\dot{Q} = Q' \cdot \rho \cdot CP \cdot \Delta T \cdot 365 \cdot 24 \cdot FM \cdot 3.968 \quad [30]$$

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]

Importante considerar que la planta tiene un factor de marcha (FM) en un año del 80% (292 días del año.)

Donde:

\dot{Q} = Flujo de Calor [Billón btu/año]

Q' = Caudal [Nm³/h]

ρ = Densidad [kg/m³].

CP = Poder Calorífico [kCal/kg.K]

ΔT = Diferencia de Temperatura [°C]

FM = Factor de Marcha [%]

En teoría, el flujo másico y energético que entra al sistema debería ser igual al que sale , pero normalmente quedan algunos parámetros sin contabilizar. Esta masa o energía sin contabilizar no deberá ser superior al 5% de lo que ingresa según [29]

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 [31].

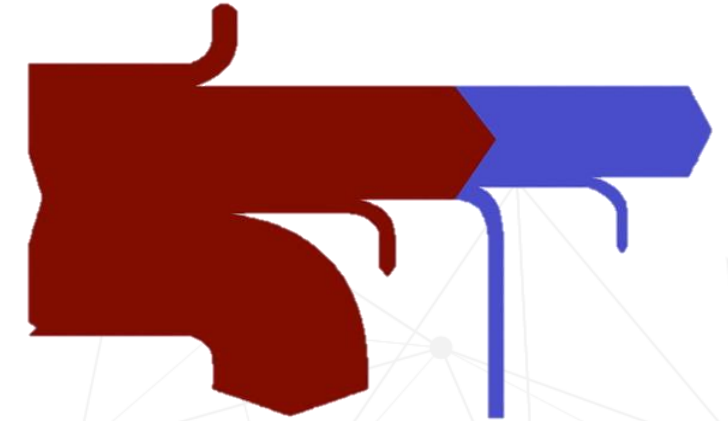
7. METODOLOGÍA

Análisis Energético – Balance de Masa y Energía

Calculo de la Energía disponible para cogenerar

Diagrama Sankey

Servirá como control inmediato y registro permanente de los consumos y perdidas típicas de energía en el proceso de Clinkerización



Cuantificación
Económica Energía
Térmica Recuperable

Según reportes trimestrales el energético utilizado (carbón) tiene un costo de **2.0 USD/MBtu** puesto en punta de quemador.

$$\$Calor = \dot{Q} \cdot \$Energ.$$

Donde:

$\$Calor$ = Ahorro Calórico [USD/año]

\dot{Q} = Flujo de Calor [MBtu/año]

$\$Energ.$ = Costo Combustible [USD/MBtu]

7. METODOLOGÍA

Selección y Evaluación Mejor Tecnología Cogeneración.

Método Kepner – Tregoe Selección de la Tecnología

Primera evaluación

Se realiza a partir del conocimiento de disponibilidad energética y condiciones técnicas de operación de cada tecnología

Método Kepner – Tregoe [32][33]

Modelo racional para la toma de decisiones. Tomar decisiones de forma imparcial

Las personas **priorizarán** cada uno de los criterios de evaluación según la relevancia que cada uno de ellos considere se debe tener.

Distintos puntos de vistas - Ajustándose a las necesidades de cada Evaluador.

Evalúa los riesgos. Escala de 1 a 5 y luego se multiplicará **Impacto x Probabilidad**.

7. METODOLOGÍA

Selección y Evaluación Mejor Tecnología Cogeneración.

Método Kepner – Tregoe Selección de la Tecnología

Pasos a Seguir en la Metodología [32][33]

1. Selección de los Evaluadores. Poder De decisión Y conocimiento Técnico/Económico

3. Peso de cada criterios de evaluación, según valor porcentual que cada evaluador le de a los Criterio la sumatoria total de 100%.

2. Selección de los criterios de evaluación a partir de las necesidades de la planta y de este trabajo

Criterios Escogidos: Precio estimado, Eficiencia del sistema, Impacto sobre el medio ambiente, Condiciones de seguridad durante la operación, Experiencia tecnológica en Colombia, Mantenimiento, Riesgos

Para el caso que Prime el Valor menor del criterio:

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

Para el caso que Prime el Valor mayor del criterio:

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

7. METODOLOGÍA

Evaluación Financiera y Método de Financiación

Evaluación Financiera

CAPEX

OPEX

Seleccionada La tecnología y su capacidad de generación.



Empresa Mitsubishi, líder en sistemas de Cogeneración.

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

CAPEX + OPEX + Ahorros
VPN (Valor Presente Neto)
TIR (Tasa Interna de Retorno)
periodo de 20 años permite la empresa para evaluación de proyectos energéticos.

Ahorros

$$= \text{Flujo de Calor} \cdot \% \text{ Conversion} \frac{\text{Electricidad}}{\text{Calor}}$$

\$E.E Promedio 2018:
\$ 7.6 cUSD/kWh.



Energia Electrica Gerada x Costo Electricidad = Ahorro \$

7. METODOLOGÍA

Evaluación Financiera y Método de Financiación

Evaluación Financiera

Información Adicional Evaluación Proyecto

WACC o tasa de descuento: 12%. para proyectos de generación térmica [34].

TRM 2018: TRM proyectada 2018 según Grupo Bancolombia a Octubre 30 de 2018 [35]. Valor 2930 COP/USD

IPC. Se extrae del Grupo Bancolombia a Octubre 30 de 2018 [35].

% de Impuestos al EBIT: 33%. Esto según reglamentación tributaria para la compañía.

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+W)^t} \quad [36]$$

I_0 = Inversión inicial.

t = número de año

n = número total de años (20 años)

F_t = Flujo neto de Efectivo, Ingresos – Gastos - Impuestos

W = WACC

$$TIR = \frac{-I_0 + \sum_{t=0}^n F_t}{\sum_{t=0}^n t * F_t} \quad [37]$$

I_0 = Inversión inicial.

t = número de año.

n = número total de años (20 años)

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

7. METODOLOGÍA

Evaluación Financiera y Método de Financiación

Evaluación Financiera

Variables Adicionales a Considerar

Depreciación y Amortización. Para la elaboración de flujo de caja **Depreciación al mismo plazo** de proyección; **Amortización** se recomienda la **mitad del tiempo** [38].

La inversión inicial del proyecto se distribuye con un 90% a ser capitalizable y el 10% restante no. **90% se Deprecia a 20 años y 10% se amortiza a 10 años**

Método de financiamiento lo escogerá la compañía. Sin embargo, han mostrado gran interés en realizar esta inversión bajo el modelo ESCO.

Se analizarán 2 escenarios:

1. Financiación 100% por parte del inversionista.
2. Financiado en un 80% con fondos de la organización, 20% restante será financiado a través de un crédito. Monto pequeño. NO afectar endeudamiento interno.

Dada su solidez y el tamaño de los activos, **tasa de interés del 7.65%** efectivo anual (tasa de colocación otorgada para créditos comerciales por el banco de la república) [39], por un **plazo de 5 años**

8. RESULTADOS

Análisis energético de la planta cementera

Características de la Planta

Datos Geográficos y Meteorológicos [Fuente Planta]		
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

Parámetros operativos para cada Línea de Producción			
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	LÍNEA 1	LÍNEA 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 Clinker	125	121
Consumo Calórico	kCal/kg Clinker	849	830
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

8. RESULTADOS

Análisis energético de la planta cementera

Balance de Masa y Energía –Evaluación Temperatura

Visita a planta mes de **Noviembre de 2017**. Se recopilan **11 Meses de datos** Resolución Horaria. **Se Ajustan y se Promedia** Temperatura **Medida durante la Visita** y con el sistema en **condiciones estables** y máximas de operación.

Punto de Medición		Temperatura Promedio Anual	Temperatura Promedio Anual Ajustada	Temperatura Promedio Durante Medición	Temperatura Seleccionada	Comentario
Torre Precalentadora	Línea 1 Temperatura [°C]	331.9	361.4	360.2	360	Se selecciona temperatura Medida. Muy parecida a la ajustada.
	Desviación Estándar [°C]	94.7	16.8	6.9		
Enfriador Sin y Con Optimización	Línea 1 Sin Temperatura [°C]	346.2	397.8	325.0	325	La temperatura Medida es muy parecida a la registrada después de la optimización del enfriador.
	Desviación Estándar [°C]	142.5	41.5			
	Línea 1 Con Temperatura [°C]	323.8	323.8			
	Desviación Estándar [°C]	7.1	7.1			
Torre Precalentadora	Línea 2 Temperatura [°C]	206.4	312.6	330.3	330	Diferencia de 6% entre la temperatura promedio Medida y la ajustada anual. La temperatura Medida mas Cercana a la esperada
	Desviación Estándar [°C]	142.4	27.5	6.0		
Enfriador	Línea 2 Temperatura [°C]	202.9	297.5	299.7	300	Se selecciona temperatura Medida. Muy parecida a la ajustada.
	Desviación Estándar [°C]	139.3	22.3	5.9		

8. RESULTADOS

Análisis energético de la planta cementera

Balance de Masa y Energía – Diagrama Sankey

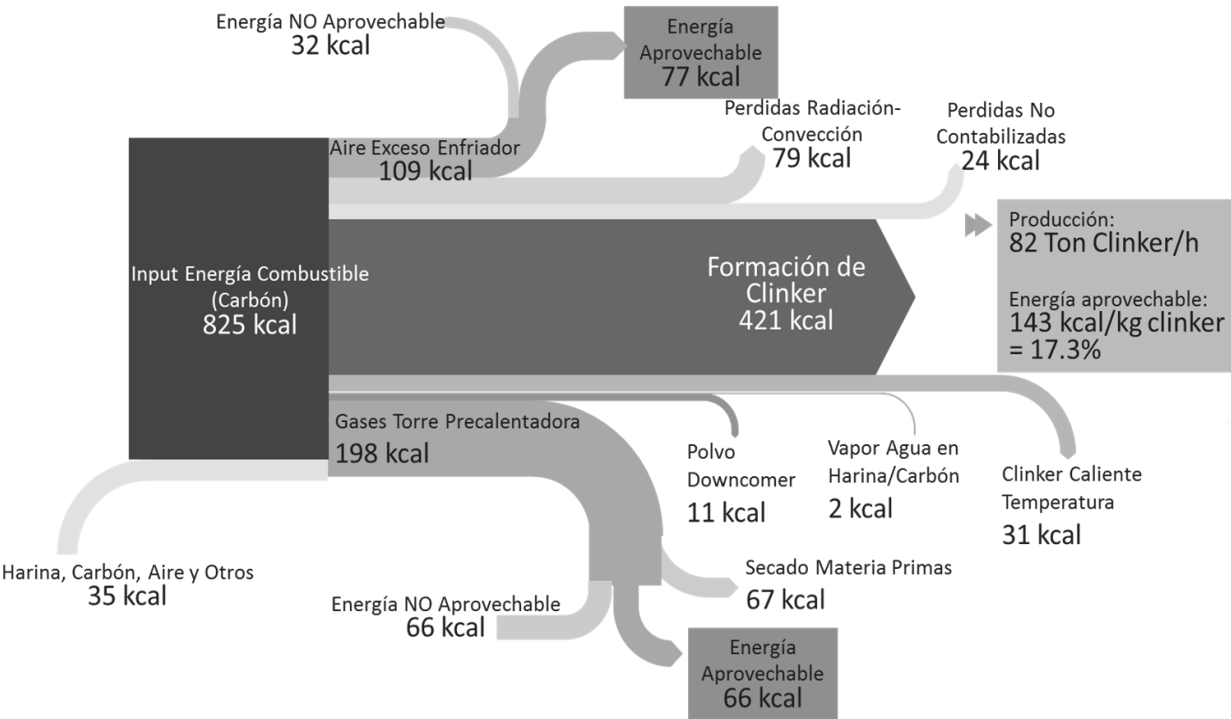


Diagrama Sankey Distribución Energética Línea 1

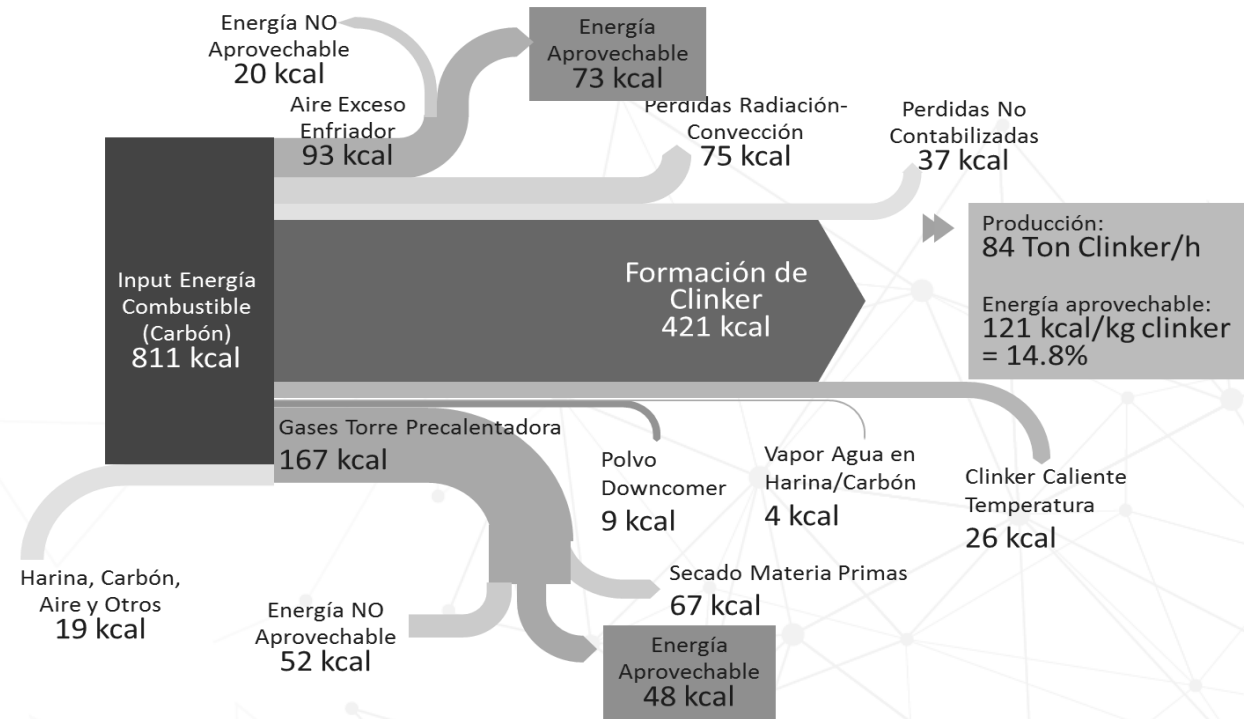


Diagrama Sankey Distribución Energética Línea 2.

8. RESULTADOS

Análisis energético de la planta cementera

Balance de Masa y Energía – Resultados Energía disponible

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

Ahorro Económico Energía Térmica Recuperable.

Línea		Flujo de calor [MBtu/año]	Costo de la Energía Calórica [USD/MBtu]	Calor recuperado. [USD/año]
L1	Horno	149,907	2.9	434,730
	Enfriador	176,120	2.9	510,748
L2	Horno	119,376	2.9	346,190
	Enfriador	181,260	2.9	525,655
Total				USD 1,817,323

Línea 1: 143 kCal/kg Clinker
82.4 Ton/h Clinker

Línea 2: 121 kCal/kg Clinker
83.8 Ton/h Clinker

Energía Térmica Disponible para el sistema de cogeneración (Energía Térmica Total 3.8 Billion 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%

8. RESULTADOS

Selección de la Tecnología de Cogeneración

Análisis Selección Tecnología

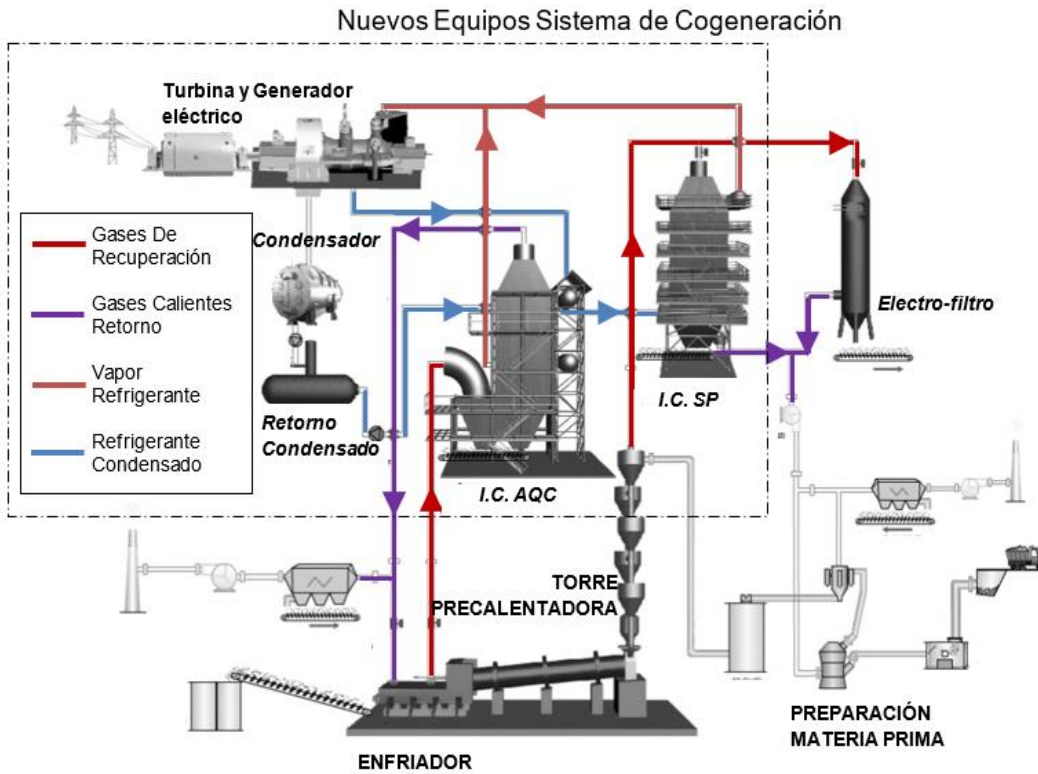
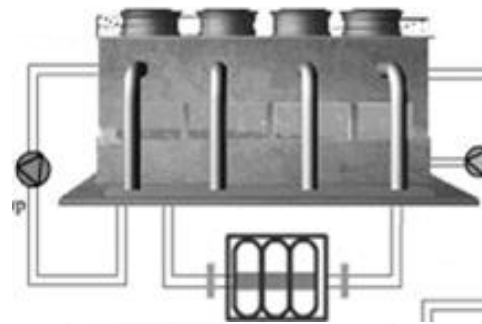


Diagrama de equipos sistema de cogeneración en cada línea de producción.

Ciclo Vapor Rankine



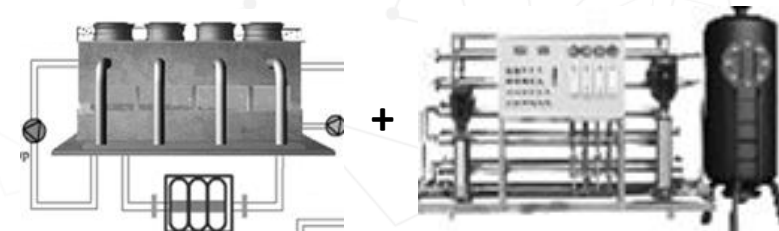
Torre de Enfriamiento

ORC



Sistema de almacenamiento y manejo del Refrigerante

Ciclo Kalina®

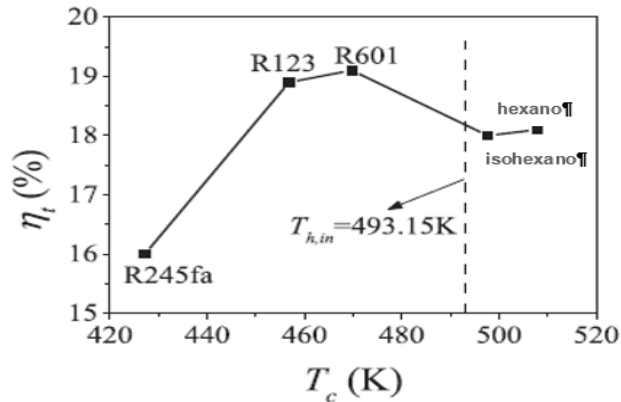


Torre de Enfriamiento y sistema de almacenamiento de refrigerante www.itm.edu.co

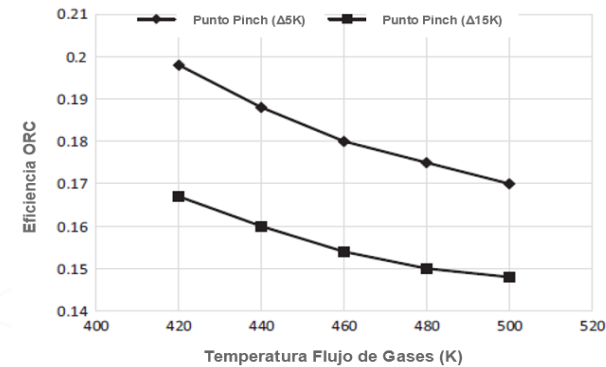
8. RESULTADOS

Selección de la Tecnología de Cogeneración

Análisis Selección Tecnología – Ciclo ORC



Relación Eficiencia Temperatura para 5 tipos de Refrigerante [40]



Relación Eficiencia Temperatura de Gas para R134 [40]

las temperaturas de salida de los gases se encuentran entre los 300-400°C.

Los fluidos orgánicos se empiezan a degradar (desgaste y oxidación excesiva) a temperaturas por encima de 220- 250°C (493- 523 K) [41]. La eficiencia descende hasta en un 12% con el incremento de temperatura.

No es Viable el Uso de ORC

8. RESULTADOS

Selección de la Tecnología de Cogeneración

Análisis Selección Tecnología – Rankine a Vapor Vs Kalina®

Se Evalúan ambas Tecnologías a partir del modelo Kepner-Tregoe

Evaluadores seleccionados

Gerente Planta Cementera

Líder Operación Cementera

Asesor Trabajo de Investigación

Co-asesor Investigativo

Investigador principal Tesis

Criterio de Evaluación	Peso Promediado Según Evaluadores
PRECIO ESTIMADO	23
EFICIENCIA DEL SISTEMA	23
IMPACTO MEDIO AMBIENTE	13
CONDICIONES DE SEGURIDAD	15
EXPERIENCIA TECNOLOGICA	7
MANTENIMIENTO	9
RIESGOS	11
TOTAL	100

8. RESULTADOS

Selección de la Tecnología de Cogeneración

Análisis Selección Tecnología – Rankine a Vapor Vs Kalina®

Se Evalúan ambas Tecnologías a partir del modelo Kepner-Tregoe

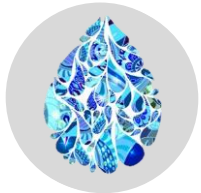
Criterio de Evaluación	Calificación Tecnología (0 - 100)	
	Ciclo de Vapor Rankine	Kalina®
PRECIO ESTIMADO	100	75
EFICIENCIA DEL SISTEMA	77.4	100
IMPACTO MEDIO AMBIENTE	100	50
CONDICIONES DE SEGURIDAD	100	66.7
EXPERIENCIA TECNOLOGICA	100	50
MANTENIMIENTO	100	75
RIESGOS	100	83.1
TOTAL	95.2	74.6

Según la Evaluación Realizada, se continua el análisis con la **Tecnología de Ciclo de Vapor Rankine.**
Eficiencia. 24%

8. RESULTADOS

Selección de la Tecnología de Cogeneración

Descripción Tecnología Seleccionada



Procesos Auxiliares

Planta de tratamiento de **Agua** y fuente de suministro para su Reposición



Control y Mantenimiento

Sistema de control y monitoreo que sea compatible con la sala de control. Plan de Mantenimiento.



Personal Requerido

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

8. RESULTADOS

Parámetros Financieros Alternativa Seleccionada



Evaluación Financiera

8. RESULTADOS

Evaluación Financiera Alternativa Seleccionada

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 KUSD \$12,600
 - ✓ 10% Opex KUSD \$1,400
- Depreciación a 20 años
- Amortización a 10 años
- % Impuesto sobre el EBIT: 33%
- Costo en Red USDc: \$7.6

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	0,025
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	

TIR: 14,61%

8. RESULTADOS

Evaluación Financiera Alternativa Seleccionada

TIR: 14,61%

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: KUSD \$12,600
 - ✓ 10% Opex: KUSD \$1,400
- Depreciación a 20 años
- Amortización a 10 años
- % Impuesto sobre el EBIT: 33%
- Deuda del 20% del valor inversión: KUSD \$2,800 a 5 Años
- Tasa préstamo E.A. 7,65%
- Costo en Red USDc: \$7.6

	VPN	OPEX USD/kWh										
	KUSD	\$ 5.878	0,010	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02	0,021	0,022	0,023	0,024
	\$ 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
Inversión	\$ 15.000	\$ 7.700	\$ 6.267	\$ 6.029	\$ 5.790	\$ 5.551	\$ 5.312	\$ 5.074	\$ 4.835	\$ 4.596	\$ 4.357	\$ 4.119
KUSD	\$ 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

TIR: 19,92%

	Deuda Entidad Bancaria					
	AÑO 0 2020	AÑO 1 2021	AÑO 2 2022	AÑO 3 2023	AÑO 4 2024	AÑO 5 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		\$ 671.587	\$ 671.587	\$ 671.587	\$ 671.587	\$ 671.587

8. RESULTADOS

Método de Financiación y Ley 1715

La empresa ve con buenos ojos ejecutar este proyecto a partir del **Modelo de Financiación ESCO**. Le interesa un **Contrato Tipo Descuento**, en donde el tercero es el inversionista y dueño de los activos durante toda su vida productiva, es decir, el tercero es quien administra, realiza mantenimiento y a través de un **Contrato** la empresa cementera se compromete durante un periodo de tiempo (**20 años**) **comprar la energía** eléctrica que el tercero genere.

LEY 1715 DE 2014

- 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
- 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, el Artículo 1 de esta ley estipula que el incentivo es para promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía y su integración al mercado eléctrico. Esto es un problema, ya que este proyecto no se realiza con fines de comercialización o interconexión a la Red eléctrica del país.

9. 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.

9. CONCLUSIONES

- 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.

9. CONCLUSIONES

- 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.

9. CONCLUSIONES

- 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.**

9. CONCLUSIONES

- 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.

9. CONCLUSIONES

- 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.**

10. 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.

GRACIAS!

11. BIBLIOGRAFIA

Fondo Introducción y Bibliografía. Rockwell International Corporation. *Basic concept Cement Process*. pp8/98. 1998

- [1] N. a. Madlool, 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] M. Stanley, “Sustainable and Responsible Cement industry : From grey to green,” 2016.
- [6] International Energy Agency, “Combined Heat and Power-Evaluating the benefits of greater global investment.,” *Paris, Fr.*, 2008.
- [7] International Energy Agency (IEA), “Cogeneration and District Energy,” *IEA Rep.*, p. 60, 2009.
- [8] S. A. Rolls Royce Marine España, “Motores de combustión interna de cogeneración.,” *Guía la Cogeneración*, 2010. [9] T. E. A. for the P. of C. COGEN, “European Potencial for Cogeneration,” in *CODE.- Cogeneration Observatory and Dissemination Europe*, 2009, pp. 1–38.
- [10] 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.
- [11] http://www.flsmidth.com/~media/eHighlights/Corporate/2010/April/Waste%20heat%20recovery%20systems%20now%20an%20integral%20part%20of%20FLSmidths%20offerings/waste_heat_recovery_system.ashx

11. BIBLIOGRAFIA

- [12] IEA, “Co-generation and renewables. Solutions for a low-carbon energy future,” *Int. Energy Agency*, vol. 1, pp. 1–35, 2011.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 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.

11. BIBLIOGRAFIA

- [21] 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.
- [22] 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.
- [23] 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.
- [24] B. I. de D. BID, “El Modelo De Negocio Esco Y Los Contratos De Servicios Energéticos Por Desempeño,” *Bid*, p. 61, 2017.
- [25] FinalTest, “Milwaukee 2266-20,” 2018. [Online]. Available: <https://www.finaltest.com.mx/Milwaukee-2266-20-p/2266-20.htm>. [Accessed: 25-Oct-2018].
- [26] 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].
- [27] ArchiExpo, “Anemómetro termo - 435-4 - TESTO,” 2018. [Online]. Available: <http://www.archiexpo.es/prod/testo/product-767-1765733.html>. [Accessed: 25-Oct-2018].
- [28] 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].
- [29] Enrique Posada Restrepo, *Hacia una cultura de la gestión energética empresarial*, 1 Edición. Medellin, Antioquia: INDISA S.A., 2014.
- [30] S. E. N. L. R.B., BIRD; W.E., *FENOMENOS DE TRANSPORTE*, 2nd ed. BARCELONA, 1992.

11. BIBLIOGRAFIA

- [31] 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.
- [32] 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.
- [33] 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.
- [34] 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.
- [35] Grupo Bancolombia, “Proyecciones Económicas de Mediano Plazo,” *Investig. Econ.*, pp. 1–3, 2017.
- [36] 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].
- [37] 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].
- [38] 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.
- [39] Banco de la República, “Tasas de colocación.” [Online]. Available: <http://www.banrep.gov.co/es/tasas-colocacion>. [Accessed: 08-Apr-2019].

