



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**MODELO DE CÁLCULO DE EFICIENCIA TÉRMICA DE UNA
CENTRAL DE LECHO FLUIDIZADO EN FUNCIÓN DE LA
COMPOSICIÓN DEL CARBÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA

MARIÓN ANDREA DÍAZ GONZÁLEZ

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JORGE CASTILLO GUZMÁN
JUAN TRUJILLO HERNÁNDEZ

Este trabajo ha sido auspiciado por E-CL S.A.

SANTIAGO DE CHILE

2016

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL MECÁNICA
POR: MARIÓN ANDREA DIAZ G.
FECHA: 13/ENERO/2016
PROF. GUÍA: SR. RAMÓN FREDERICK G.

MODELO DE CÁLCULO DE EFICIENCIA TÉRMICA DE UNA CENTRAL DE LECHO FLUIDIZADO EN FUNCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL CARBÓN

El año 2011 se publicó la norma de emisiones para centrales termoeléctricas, que regula las emisiones de SO_2 , NO_x y material particulado 2,5. Esta norma debe empezar a cumplirse entre junio 2015 y abril 2016, razón por la cual se hace necesario establecer un mecanismo para controlar tales emisiones.

Dentro de las centrales que deben dar cumplimiento a dicha norma en los plazos ya señalados se encuentran las Centrales Andina y Hornitos (CTA y CTH, respectivamente) ambas operadas por la empresa E-CL S.A., empresa para la cual se realizó este trabajo. CTA y CTH son centrales del tipo lecho fluidizado circulantes, que deben utilizar caliza para mitigar sus emisiones de SO_2 .

En el presente trabajo se construyó y validó un modelo para el cálculo de eficiencia térmica de una central termoeléctrica de tipo lecho fluidizado circulante, específicamente para CTA y CTH. Junto con el cálculo de eficiencia, se calcula el consumo de combustible y caliza, en donde se tiene como principales entradas la composición de combustible y nivel de dióxido de azufre que se emite a la atmósfera.

El primer paso de modelo consiste en obtener el flujo másico de caliza en función de un flujo másico de carbón dado. El siguiente paso corresponde al cálculo de la eficiencia térmica según la Norma ASME PTC 4.0. Con esta eficiencia térmica es posible encontrar el flujo másico real de carbón y así, el de caliza.

El modelo se validó con el Informe de Prueba de CTA, donde se obtuvo un error de 1% en la eficiencia térmica; -1,28% en el consumo de carbón y -0,19% como mínimo y 1,08% como máximo en consumo de caliza. Los errores mencionados equivalen a 4 días menos de funcionamiento de la central, es decir, el modelo calcula consumos menores al del informe de prueba. Además de validar el modelo, se compararon los datos medidos el día 2 de noviembre con los resultados del modelo para el mismo día, obteniéndose una curva similar de flujo másico de caliza.

Finalmente se analizaron distintos carbones, primero se comparó las distintas minas, luego los 14 embarques de carbón provenientes de estas minas y para un mismo carbón se varió el nivel de emisión de SO_2 . Los resultados más importantes fueron que la eficiencia térmica y los consumos de carbón y caliza dependen de la mina de carbón, los carbones de mina Invierno presentan menor eficiencia térmica y menor consumo de caliza y los carbones Cerrejón son los con mayor eficiencia térmica. Además se pudo ver que la eficiencia térmica depende inversamente de $\%S/HHV$, $\%H_2/HHV$ y $\%H_2O/HHV$ y directamente de HHV.

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi madre, por todo su amor, su apoyo incondicional y todo su esfuerzo durante estos casi 25 años, sin duda sin ella nada de esto sería posible. A mi hermana por acompañarme durante toda la vida y estar a mi lado en los momentos más importantes. Decirles a las dos que ya queda menos para poder hacer todas esas cosas planeadas. A mis abuelos, Hilda y Rosamel, a mis tíos Rodolfo, Natalia y Claudio por todo su cariño y constante preocupación y a mi tía Anita, que a pesar que ya no esté con nosotros sé que me está acompañando.

A Nicolás por su amor y compañía estos últimos años y por todo apoyo que me brindó en el transcurso de este trabajo, sin duda un pilar fundamental. Y, tal como lo dijiste en tu memoria, ahora se nos viene el comienzo de muchas cosas (y mejores que las que vivimos el año pasado).

A mis amigas del Carmela, Natalie y Rayen y a mis amigos de la u, Dana, Pau, Carlos, Daniel, Felipe, Ivan, Pancho, Mati y Roberto quienes me acompañaron durante toda la vida universitaria y con los que compartí lindos momentos. Mención honrosa a la Dana por estar conmigo desde la inducción, en las buenas y en las malas, por esas largas horas de “estudio”, por ser mi compañera de pequeñas locuras, por hacer más amenas las cátedras (cuando ibas a clases) y aguantarme durante 7 años en la U.

Agradecer a mi profesor guía, Sr. Ramón Frederick por toda su ayuda, sus consejos y darme siempre su disponibilidad cuando lo necesité. También agradezco a Jorge Castillo, quien en los últimos períodos de esta memoria fue un gran aporte para la validación del modelo.

Agradecer a la empresa E-CL por haberme dado la posibilidad de realizar mi memoria. A Nikole, Isa, Luis, Jaime, Josefina, Francisco y muchos otros por todos esos almuerzos compartidos y hacer mi paso por la empresa una grata experiencia y en especial, a Juan Trujillo por haberme apoyado y quien siempre tuvo la mejor voluntad para ayudarme.

Tabla de Contenido

Agradecimientos	ii
Tabla de Contenido	iii
Índice de Figuras	v
Índice de Tablas	vi
1 Introducción.....	1
1.1 Motivación.	1
1.2 Objetivos.	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos Específicos.....	2
1.3 Alcances.	2
2 Marco teórico.....	3
2.1 Norma de emisiones para centrales termoeléctricas.	3
2.2 Carbón.	5
2.2.1 Formación del carbón.	5
2.2.2 Clasificación de carbones.	6
2.2.3 Análisis.	6
2.2.4 Poder calorífico.....	10
2.2.5 Temperaturas de fusión de ceniza.....	10
2.3 Combustión.	11
2.3.1 Combustión estequiométrica (teórica).	11
2.3.2 Exceso de aire (ϵ).....	11
2.3.3 Relación aire combustible (A/F).....	12
2.3.4 Reacción de combustión.	12
2.4 Centrales termoeléctricas carboneras.	15
2.5 Lecho Fluidizado.....	16
2.5.1 Fundamentos de fluidización.	16
2.5.2 Lecho Fluidizado en generación eléctrica.....	17
2.5.3 Ventajas de Lecho Fluidizado.....	19
2.5.4 Desulfurización.....	19

2.6	Emisiones atmosféricas.....	21
2.7	Norma ASME PTC 4.0 (Fired Steam Generators).....	24
2.7.1	Definiciones importantes.....	25
2.7.2	Pérdidas.....	27
2.7.3	Créditos.....	29
2.7.4	Eficiencia.....	30
2.7.5	ASME PTC 4.1.....	31
3	Metodología.....	32
3.1	Combustión y retención de azufre.....	33
3.2	Eficiencia térmica.....	34
3.3	Flujo másico combustible.....	34
3.4	Análisis de los resultados.....	34
3.5	Estructura del modelo.....	35
4	Presentación y análisis de resultados.....	37
4.1	Relación entre eficiencia de retención y relación calcio azufre.....	37
4.2	Validación del modelo.....	43
4.3	Comparación del modelo con día de prueba.....	47
4.4	Resultados para carbones con distinta composición.....	50
4.4.1	Pérdidas.....	57
4.4.2	Créditos.....	61
4.5	Emisiones.....	63
5	Conclusiones y trabajos futuros.....	65
5.1	Conclusiones.....	65
5.2	Trabajos futuros.....	67
6	Bibliografía.....	68
Anexos.....		70
Anexo A: Carbones “como recibido”.....		70
Anexo B: Carbones en base seca.....		71
Anexo C: Composición típica de cada mina.....		72
Anexo D: Condiciones caldera informe de prueba promedio.....		73
Anexo E: Pérdidas.....		73

Índice de Figuras

Figura 2-1 Exigencias de emisiones a generadoras termoeléctricas.....	4
Figura 2-2 Proceso de Carbonización.....	5
Figura 2-3 Puntos críticos.....	11
Figura 2-4 Diagrama de funcionamiento de una central termoeléctrica convencional.....	15
Figura 2-5 Proceso de Fluidización.....	17
Figura 2-6 Diagrama central lecho fluidizado.....	18
Figura 3-1 Combustión operacional.....	33
Figura 3-2 Flujo másico caliza.....	34
Figura 3-3 Entradas y salidas modelo de cálculo de eficiencia térmica.....	35
Figura 3-4 Diagrama metodología.....	36
Figura 4-1 Relación calcio azufre y eficiencia de retención.....	39
Figura 4-2 Zonas relación calcio azufre y eficiencia de retención.....	40
Figura 4-3 Línea de tendencia zona 1.....	40
Figura 4-4 Línea de tendencia zona 2.....	41
Figura 4-5 Eficiencia de retención y relación calcio azufre según tendencia.....	42
Figura 4-6 Flujo másico caliza medido y modelo.....	48
Figura 4-7 Caliza medida y emisiones SO₂ para zona incongruente.....	48
Figura 4-8 Caliza medida y emisiones SO₂ para zona incongruente.....	49
Figura 4-9 Flujos másicos caliza medida y modelo son zona incongruente.....	49
Figura 4-10 Flujo másico caliza modelo y emisiones de SO₂	50
Figura 4-11 Eficiencia y % de Carbono para cada mina de carbón.....	52
Figura 4-12 Flujo másico de caliza y % de azufre para cada mina.....	53
Figura 4-13 Eficiencia térmica y % de Carbono.....	55
Figura 4-14 Flujo másico y carbono en el combustible.....	56
Figura 4-15 Flujo másico caliza y porcentaje de azufre.....	57
Figura 4-16 Porcentaje de cada pérdida con respecto al total de pérdidas (por carbón).....	59
Figura 4-17 Porcentaje de cada pérdida promedio con respecto al total.....	60
Figura 4-18 Porcentaje de cada crédito con respecto al total de los créditos.....	62
Figura 4-19 Eficiencia térmica y flujo de carbón según el nivel de emisión.....	63
Figura 4-20 Eficiencia de retención y flujo de caliza según el nivel de emisión.....	64

Índice de Tablas

Tabla 2-1 Límites de emisión para fuentes emisoras existentes mg/Nm³	3
Tabla 2-2 Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas mg/Nm³	3
Tabla 2-3 Componentes del carbón según su rango	6
Tabla 2-4 Conversiones entre bases.....	8
Tabla 2-5 Análisis carbón, como recibido	8
Tabla 2-6 Como recibido y base secada al aire.....	9
Tabla 2-7 Resultados conversión entre bases	9
Tabla 2-8 Diferencias entre PTC 4.1 y PTC 4.0.....	31
Tabla 4-1 Datos informe de prueba promedio	37
Tabla 4-2 Datos informe de prueba 1	38
Tabla 4-3 Datos informe de prueba 2	38
Tabla 4-4 Puntos relación calcio azufre y eficiencia de retención.....	39
Tabla 4-5 Resultados informe de prueba CTA	43
Tabla 4-6 Análisis carbón informe de prueba.....	43
Tabla 4-7 Análisis caliza informe de prueba	44
Tabla 4-8 Resultados modelo para datos informe de prueba.....	44
Tabla 4-9 Comparación primera medición	45
Tabla 4-10 Comparación segunda medición.....	45
Tabla 4-11 Consumos carbón y caliza informe de prueba 1	45
Tabla 4-12 Consumos carbón y caliza informe de prueba 2.....	46
Tabla 4-13 Costos caliza informe de prueba y modelo.....	46
Tabla 4-14 Costos carbón informe de prueba y modelo	47
Tabla 4-15 Condiciones ambientales	51
Tabla 4-16 Composición caliza	51
Tabla 4-17 Resultados modelo para las distintas minas.	51
Tabla 4-18 Flujo másico carbón y caliza y eficiencias térmica y de retención	53
Tabla 4-19 Pérdidas en % y kW por carbón	58
Tabla 4-20 Porcentaje de pérdidas	58
Tabla 4-21 Créditos en % y kW.....	61
Tabla 4-22 Factores y pérdidas, créditos y eficiencia térmica.....	63
Tabla 7-1 Análisis carbones como recibido parte I	70
Tabla 7-2 Análisis carbones como recibido parte II	70
Tabla 7-3 Análisis carbones base seca parte I	71
Tabla 7-4 Análisis carbones base seca parte II	72
Tabla 7-5 Composición típica de cada mina de carbón	72
Tabla 7-6 Condiciones de la caldera.....	73
Tabla 7-7 Potencia total por carbón	74

Tabla 7-8 Pérdidas en kW	74
Tabla 7-9 Pérdidas en %	75
Tabla 7-10 Pérdidas en %	75
Tabla 7-11 Potencia de cada carbón	76
Tabla 7-12 Créditos en potencia	76
Tabla 7-13 Créditos en porcentaje	77

1 Introducción

1.1 Motivación.

En una central termoeléctrica el combustible es el principal consumo y costo de operación, por lo tanto se necesita que esté caracterizado. En el caso de las centrales termoeléctricas de carbón, si se conoce la composición del combustible y el proceso de combustión se pueden conocer también las emisiones y eficiencia que éste trae a la central. En Chile, el 19% de la capacidad instalada del Sistema interconectado central (SIC) y Sistema interconectado del norte grande (SING) corresponde a centrales termoeléctricas a carbón, mientras que si se toma sólo el SING (sistema donde se encuentran las centrales en estudio) la capacidad instalada corresponde a un 50,6%.

Uno de los problemas que tienen las centrales termoeléctricas que utilizan carbón es la cantidad de contaminantes que emiten a la atmósfera. Para controlarlas, fue publicada, el 23 de junio del 2011, la nueva norma de Emisiones para Centrales Termoeléctricas (Decreto N°13). Esta norma da el límite de emisiones máximas de SO_2 , NO_x , CO_2 y material particulado (MP 2,5) con que deben cumplir las centrales termoeléctricas. Con el fin de mitigar estas emisiones, y así dar cumplimiento a la norma, se utiliza la tecnología de lecho fluidizado.

Una central de lecho fluidizado se basa en el proceso de fluidización y además de carbón, utiliza caliza y arena. También tiene la característica que en un mismo lecho de combustión se mezcla el carbón, el aire y la caliza. Esta última reacciona con el dióxido de azufre, produciendo yeso y reduciendo las emisiones de SO_2 . Otra característica de estas centrales es que la combustión ocurre a $850^\circ C$ aproximadamente provocando una reducción de las emisiones de NO_x dado que la temperatura de formación de este compuesto es mayor.

A pesar de tratarse de un método que puede cumplir con el objetivo planteado con la nueva regulación, hoy en día sólo se cuenta con dos centrales de este tipo en Chile, Central térmica Andina (CTA) y Central térmica Hornitos (CTH), las que se encuentran en el SING. Por esta razón es que se propone una investigación profundizada con el fin de poder implementarla en nuestras centrales de carbón.

El primer paso es determinar la eficiencia de una central. Su importancia radica en que, para un mismo consumo de combustible, una mayor eficiencia trae consigo una mayor generación. Además, tener un cálculo de eficiencia permite conocer el consumo específico de la central y, por lo tanto del costo variable de combustible lo que se puede traducir en una ventaja con respecto a otras centrales carboneras del SING en el orden de mérito.

Para el cálculo de esta eficiencia se utilizará la norma ASME PTC 4.0, la cual se basa en pérdidas y créditos que hay en una caldera, en otras palabras, en las pérdidas y ganancias de

calor que se producen dentro de ella. Por último, para validar el modelo se consideran los resultados del informe de prueba (*test report*) de CTA, que es un informe donde el proveedor certifica que ha realizado las pruebas de eficiencia térmica para diferentes puntos de potencia de generación (realizadas bajo normas internacionales).

Así, lo que pretende este trabajo es realizar un modelo que permita calcular la eficiencia de las centrales de lecho fluidizado, CTA y CTH (central térmica Andina y Hornitos, respectivamente) junto con el consumo de carbón y de la caliza de acuerdo a la norma de emisiones y ver su dependencia con el carbón, es decir, cómo afectan los componentes de este en la eficiencia.

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo general.

El objetivo general de este trabajo es realizar y validar un modelo de cálculo de eficiencia térmica, consumos de carbón y caliza de las centrales de lecho fluidizado Andina y Hornitos, en función de la composición del carbón y del nivel de emisiones de SO_2 , basándose en la norma ASME PTC 4.0.

1.2.2 Objetivos Específicos.

El método para encontrar la eficiencia térmica y los consumos de caliza y carbón es iterativo. Se basa en una estimación del flujo másico de carbón, el cual es modificado en la segunda iteración.

En virtud del objetivo general se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Encontrar el flujo másico de caliza [kg/s] en función de un flujo másico del combustible dado y de las emisiones de SO_2 .
- Calcular las pérdidas, créditos y eficiencia térmica basándose en la Norma ASME PTC 4.0.
- En una segunda iteración, encontrar el flujo másico real de carbón [kg/s] y así, el de caliza.
- Validar el modelo mediante el *test report* de CTA, en términos de eficiencia térmica y flujo másico de carbón y caliza.

1.3 Alcances.

Los alcances del trabajo son:

- El cálculo de eficiencia se basa en la configuración de las centrales Andina y Hornitos (CTA y CTH, respectivamente).

- El cálculo de la eficiencia térmica (o de caldera) se realiza basándose en la Norma ASME PTC 4.0.
- Los cálculos se realizan para carga máxima.
- Los carbones a utilizar y su análisis se puede ver en el Anexo A: Carbones “como recibido”
- Se realiza el estudio de las emisiones de SO_2 .
- El exceso de aire para el proceso de combustión se fija en 20%.
- La base de los cálculos es la estequiometría de las reacciones de combustión.

2 Marco teórico

2.1 Norma de emisiones para centrales termoeléctricas.

El 23 de Junio del año 2011 se publicó la Norma de Emisión para centrales termoeléctricas (ID 1026808) que tiene por objetivo prevenir y controlar las emisiones al aire de material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y mercurio a fin de proteger y prevenir la salud de las personas y el medio ambiente. [1]

La norma se aplica a unidades generadoras que estén conformadas por calderas o turbinas y que generen al menos $50 MW_t$ (megavatios térmicos). Los límites de emisión establecidos son los siguientes:

- Para las fuentes emisoras existentes (ver Tabla 2-1):

Tabla 2-1 Límites de emisión para fuentes emisoras existentes mg/Nm^3

Combustible	Material particulado MP 2.5 [mg/Nm^3]	Dióxido de azufre SO_2 [mg/Nm^3]	Óxidos de Nitrógeno NO_x [mg/Nm^3]
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	No aplica	No aplica	50

Fuente: Norma de emisiones para centrales termoeléctricas, Ministerio del medio ambiente. [1]

- Para las fuentes emisoras nuevas (Tabla 2-2):

Tabla 2-2 Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas mg/Nm^3

Combustible	Material particulado MP 2.5 [mg/Nm^3]	Dióxido de azufre SO_2 [mg/Nm^3]	Óxidos de Nitrógeno NO_x [mg/Nm^3]
Sólido	30	200	200
Líquido	30	30	200
Gas	No aplica	No aplica	50

Se considera fuente emisora existente a las unidades de generación que se encuentren operando o declarada en construcción (con anterioridad al 30 de noviembre de 2010).

Además, para el mercurio se tiene que el límite para carbón y/o petcoke es de $0,1 \text{ mg/Nm}^3$.

Las emisiones señaladas se evalúan sobre la base de promedios horarios, es decir, el promedio de las emisiones que se tienen en una hora, y se encuentran en condiciones normales, que corresponden a 25°C y 1 atmósfera y deben ser corregidas por oxígeno (oxígeno de referencia) en base seca, de acuerdo a lo siguiente:

- Calderas: 6% para combustibles sólidos y 3% para combustibles líquidos y gaseosos.
- Turbinas: 15% para combustibles líquidos o gaseosos.
- Ciclos combinados (turbina y caldera): la corrección es igual a un 15%.

Las fuentes emisoras deben cumplir con los requerimientos pedidos en un plazo de 2 años y 6 meses para el caso de material particulado y de 4 años para los otros parámetros en zonas declaradas saturadas de SO_2 y NO_x y de 5 años en aquellas zonas que no se encuentren declaradas saturadas. Todos estos plazos son a contar desde la publicación de la norma.

Chile cumple con creces los estándares recomendados por el Banco Mundial, situándose incluso dentro de los estándares europeos y estando en todos los casos bajo el promedio. [18]

Lo anterior se puede ver en la Figura 2-1, donde se presenta un gráfico comparativo que muestra la regulación de emisiones tanto para dióxido de azufre, óxido de nitrógeno y material particulado de diversos países. El color rojo corresponde a la regulación chilena actual.

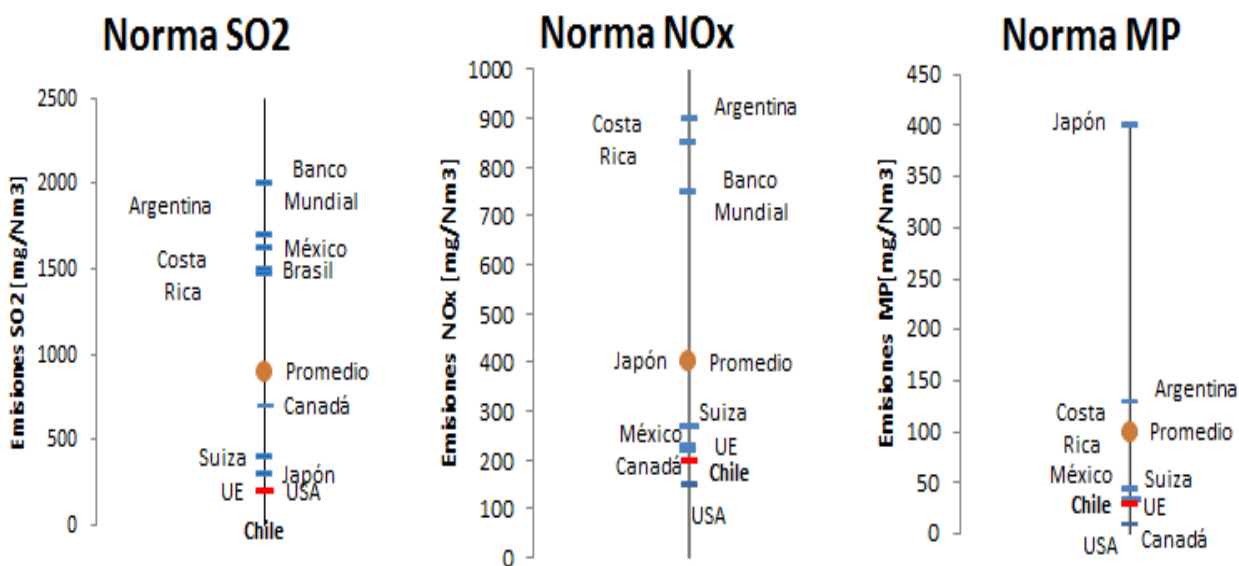


Figura 2-1 Exigencias de emisiones a generadoras termoeléctricas.

Fuente: Elaboración propia

2.2 Carbón.

El carbón es una roca sedimentaria y frágil que se utiliza como combustible fósil. Se forma por la descomposición de la vegetación por compactación, temperatura y presión. Contiene distintas cantidades de carbono, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno y azufre, así como también distintas trazas de otros elementos como materia mineral [2].

2.2.1 Formación del carbón.

Se formó a partir de la materia vegetal hace millones de años gracias a los procesos químicos y geológicos, siendo la mayor parte formada en el período carbonífero, el cual abarca desde el final del período devónico (hace 359 millones de años atrás) hasta el principio del pérmico (hace 300 millones de años). La materia fue acumulada en regiones pantanosas o húmedas, en condiciones donde no existía oxígeno, provocando su descomposición y transformación por la acción de bacterias anaeróbicas. Esta acción, sumada a la temperatura y presión, terminaron por transformar los residuos en carbón (carbonización).

En la Figura 2-2 se observa el proceso de carbonización. El primer producto que se obtiene de este proceso se denomina Turba. Gracias a la acción de la temperatura y la presión durante millones de años, la turba se transforma en lignito, luego en subbituminoso, después en bituminoso para terminar finalmente en antracita, observándose un aumento de la cantidad de carbono contenida. [3]

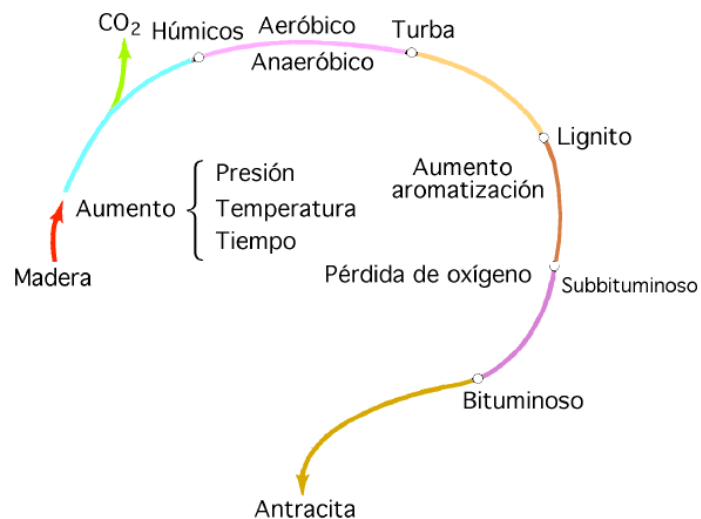


Figura 2-2 Proceso de Carbonización

Fuente: Steam, its Generation and Use, The Babcock & Wilcox Company [3]

2.2.2 Clasificación de carbones.

El carbón se puede clasificar según sus propiedades físicas y químicas, lo que se conoce como rango. Mientras más bajo sea el rango menor será la cantidad de carbono y su edad y mayor cantidad de humedad tendrá.

Los carbones se pueden clasificar de menor a mayor rango en: [3]

- Lignito: carbón blando de bajo rango. Su poder calorífico es inferior a 19300 kJ/kg (4610 kcal/kg). Son geológicamente jóvenes y su contenido de humedad puede llegar al 30%. El contenido de materia volátil es alto por lo que arden con facilidad.
- Subbituminoso: Su poder calorífico puede llegar a 27000 kJ/kg (6448 kcal/kg). El contenido de humedad va desde 15% a 30% y tiene un alto contenido de materia volátil por lo que, al igual que el carbón lignito, combustiona con facilidad.
- Bituminoso: Su poder calorífico puede ser 36050 kJ/kg (8610 kcal/kg). Cuanto este carbón se pulveriza arde fácilmente. Es el más usado en centrales termoeléctricas.
- Antracita: Carbón de mayor rango. El poder calorífico puede llegar a ser 34890 kJ/kg (8330 kcal/kg). Posee bajo contenido de materia volátil por lo que tiene una combustión lenta.

En la Tabla 2-3 se puede observar los componentes y porcentajes típicos de los distintos tipos de carbón.

Tabla 2-3 Componentes del carbón según su rango

	Antracita	Bituminoso	Subbituminoso	Lignito
Humedad %	3 – 6	2 – 15	10 – 25	25 – 45
Materia Volátil %	2 – 12	15 – 45	28 – 45	24 – 32
Carbono Fijo %	75 – 85	50 – 70	30 – 57	25 – 30
Ceniza %	4 – 15	4 – 15	3 – 10	3 – 15
Azufre %	0,5 – 2,5	0,5 – 6	0,3 – 1,5	0,3 – 2,5
Hidrógeno %	1,5 – 3,5	4,5 – 6	5,5 – 6,5	6 – 7,5
Carbono %	75 – 85	65 – 80	55 – 70	35 – 45
Nitrógeno %	0,5 – 1	0,5 – 2,5	0,8 – 1,5	0,6 – 1,0
Oxígeno %	5,5 – 9	4,5 – 10	15 – 30	38 – 48

Fuente: Handbook of Coal Analysis, James G. Speight [2]

2.2.3 Análisis.

Para conocer la composición de carbón es necesario realizar dos análisis discutidos a continuación. Se trata del análisis inmediato y el elemental. [2]

2.2.3.1 *Análisis inmediato.*

El análisis inmediato es aquel que mide los componentes existentes en el carbón a partir de métodos de medición estandarizados. Los cuatro tipos de productos a medir son:

- **Humedad.**

La humedad en el carbón se puede encontrar en cinco formas distintas:

- **Humedad inherente:** Es la humedad que pierde un carbón cuando se somete a una temperatura de 106°C.
- **Humedad superficial:** Humedad que pierde cuando el carbón se seca a temperatura ambiente.
- **Humedad total:** Suma de la humedad superficial y de la inherente o de la pérdida en peso al aire y la humedad residual.
- **Humedad de equilibrio:** Humedad determinada a 96-97% humedad relativa y 30°C.
- **Pérdida de peso al aire:** peso que pierde después de un secado parcial del carbón.
- **Humedad residual:** Lo que queda en la muestra después de la pérdida de peso al aire.

- **Materia volátil.**

Esta materia consiste en una mezcla de hidrógeno, óxidos de carbono, metano y otros hidrocarburos. Son desprendimientos gaseosos del carbón a una temperatura aproximada de 950 °C durante 7 minutos.

El contenido de materia volátil indica la facilidad de ignición y reactividad del carbón, así como también la estabilidad de llama. Un carbón con un bajo contenido de materia volátil, esto es, un carbón de alto rango, arde muy lentamente por lo que la estabilidad de llama es crítica.

- **Cenizas.**

Son los residuos de la combustión bajo condiciones específicas (ASTM D-3174; ISO 1171).

El contenido de ceniza afecta los costos de operación y la disponibilidad de los equipos ya que se depositan en las paredes de los hornos. Otro aspecto importante es que a mayor cantidad de ceniza menor poder calorífico presentará el carbón.

- **Carbono Fijo:**

Es una medición del material sólido combustible que queda después de que la materia volátil ha sido eliminada. Los carbones se clasifican de acuerdo al contenido de carbono fijo, mientras menos carbono fijo tenga, menor es el rango.

El análisis se realiza calentando y combustionando una muestra de carbón a una temperatura dada, durante un tiempo dado por las normas que existen para los distintos análisis. Las pérdidas de peso se producen a una temperatura baja son provocadas por la humedad, mientras que a una

temperatura alta por la materia volátil. El residuo de la combustión es la ceniza. Finalmente, para obtener el carbono fijo a 100% se le resta la suma de los otros componentes.

Los resultados del análisis siempre deben darse en una base de carbón secada al aire (Ad), pero por propósitos de comparación se convierte a otras bases, como son:

- Base seca (Dry basis, db): Carbón sin contenido de humedad.
- Base seca sin ceniza (Dry ash free, daf): Componentes del carbón sin humedad ni ceniza.
- Como recibido (As received, ar): Considera todos los componentes del carbón.

Para la conversión entre estas bases se tienen las relaciones de la Tabla 2-4.

Tabla 2-4 Conversiones entre bases

Para obtener	Secado al aire (Ad)	Base seca (Db)	Como recibido (Ar)
Ar por:	$\frac{100 - IM\%}{100 - TM\%}$	$\frac{100}{100 - TM\%}$	-
Ad por:	-	$\frac{100}{100 - IM\%}$	$\frac{100 - TM\%}{100 - IM\%}$
Db por:	$\frac{100 - IM\%}{100}$	-	$\frac{100 - TM\%}{100}$

Fuente: Word Coal Institute, Coal Conversion Facts [4]

Donde,

IM : Humedad inherente.

TM : Humedad total.

Para convertir a base seca sin ceniza, multiplicar la base seca por $100/(100 - \% \text{ ceniza})$.

Por ejemplo, se tiene un carbón con la composición de la Tabla 2-5. Se quiere convertir a base seca, secada al aire y base seca sin ceniza.

Tabla 2-5 Análisis carbón, como recibido

	Como recibido (ar), %
Humedad total (TM)	11
Humedad inherente (IM)	2
Ceniza	12
Materia volátil	30
Carbono fijo	47
Azufre	1

Fuente: Word Coal Institute, Coal Conversion Facts [4]

Según la Tabla 2-4, para convertir como recibido a secado al aire, se debe multiplicar la base como recibida por $(100 - IM)/(100 - TM)$. Este factor es igual a 1,1 para el ejemplo, por lo que se tiene la Tabla 2-6.

Tabla 2-6 Como recibido y base secada al aire

	Como recibido (ar), %	Secado al aire (ad), %
Humedad total (TM)	11	-
Humedad inherente (IM)	2	2,0
Ceniza	12	13,2
Materia volátil	30	33,0
Carbono fijo	47	51,8
Azufre	1	1,1

Fuente: Word Coal Institute, Coal Conversion Facts [4]

Para convertir a base seca y a base seca sin ceniza se hace algo similar, obteniéndose los resultados de la Tabla 2-7.

Tabla 2-7 Resultados conversión entre bases

	Como recibido (ar), %	Secado al aire (ad), %	Base seca (db), %	Base seca sin ceniza (daf), %
Humedad total (TM)	11	-	-	-
Humedad inherente (IM)	2	2,0	-	-
Ceniza	12	13,2	13,50	-
Materia volátil	30	33,0	33,70	39
Carbono fijo	47	51,8	52,80	61
Azufre	1	1,1	1,12	-

Fuente: Word Coal Institute, Coal Conversion Facts [4]

2.2.3.2 *Análisis elemental.*

Para este análisis los componentes del carbón se determinan por oxidación, descomposición y/o reducción. Determina:

- Carbono: Es el carbono que hay en el carbono fijo y en la materia volátil. Para determinarlo, una muestra de carbón es calentada para ver cuánto CO_2 se va a formar. La cantidad de dióxido de carbono es igual a la cantidad de carbono en el carbón.
- Hidrógeno: para determinarlo se considera que todo el hidrógeno del carbón será convertido en agua.
- Nitrógeno: Es sumamente pequeño y no reacciona en el proceso de combustión.
- Oxígeno: No existe método para determinarlo, por lo que se determina de la diferencia entre la suma de los otros componentes y 100.
- Azufre: El azufre se puede encontrar de tres formas en el carbón: ión sulfato (sulfato inorgánico), sulfuro orgánico e ión sulfuro (sulfuro inorgánico). Se determina por la combustión del total, para lo cual se utiliza una mezcla de magnesio calcinado y

carbonato de calcioanhídrico en la razón 2:1. El azufre se oxida y precipita como sulfato.

2.2.4 Poder calorífico.

El poder calorífico es la energía liberada en el proceso de combustión por unidad de combustible. Se trata de un indicador directo del contenido de calor en el carbón.

El poder calorífico se suele expresar en Poder calorífico superior (HHV, GCV o PCS) y en Poder calorífico inferior (LHV, NCV o PCI). La diferencia entre ambos está en el calor latente de la condensación del agua. El HHV asume que todo el vapor producido en la combustión es condensado y el LHV asume que el agua es eliminada con los productos de la combustión sin ocurrir condensación.

Para convertir entre el poder calorífico inferior y el superior se usa la ecuación (2.1): [4]

$$LHV = HHV - 50,6 \cdot H - 5,85 \cdot M - 0,191 \cdot O \quad (2.1)$$

- LHV : Poder calorífico inferior $\left[\frac{kcal}{kg}\right]$.
HHV : Poder calorífico superior $\left[\frac{kcal}{kg}\right]$.
H : Hidrógeno en el combustible [%].
M : Humedad en el combustible [%].
O : Oxígeno en el combustible [%].

2.2.5 Temperaturas de fusión de ceniza.

Es una medida de la fusión y reblandecimiento de las cenizas de carbón. Se observa la temperatura a la que se producen cambios en la forma de la ceniza al calentarlas de temperatura ambiente hasta 1600°C a una razón de 5 °C/min.

Las temperaturas están relacionadas con al encostramiento o *slagging* (formación de depósitos fundidos en las paredes del horno) y el ensuciamiento o *fouling* (depósito que se forma en las zonas de convección como recalentadores y sobrecalentadores). Los puntos críticos se pueden observar en la Figura 2-3 y son:

- Temperatura de deformación inicial IT.
- Temperatura de reblandecimiento ST.
- Temperatura hemisférica HT.
- Temperatura de fluidez FT.

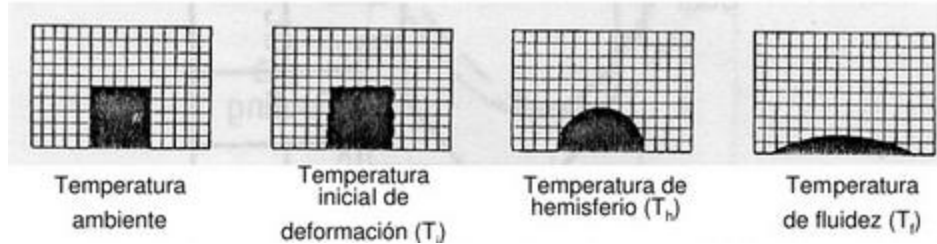


Figura 2-3 Puntos críticos

Fuente: Ensayo de caracterización de carbón mineral, Alejandro Requena [5]

2.3 Combustión.

La combustión se define como una reacción de oxidación exotérmica que ocurre a una alta temperatura. Para que ocurra se requieren tres elementos: tiempo de residencia; turbulencia (contacto sólido aire) y temperatura de combustión. La reacción se da entre el combustible y el comburente (oxígeno) y da origen a dos tipos de productos: gaseosos (gases de combustión) y sólidos (cenizas). [6]

2.3.1 Combustión estequiométrica (teórica).

Es la combustión que ocurre con la cantidad de oxígeno necesaria para producir la oxidación de todos los componentes del carbón, es decir para que se produzca combustión completa.

2.3.2 Exceso de aire (ϵ).

Es la cantidad de aire en exceso que hay en el proceso de combustión. Se calcula respecto al aire estequiométrico y debe ser mayor para asegurar una combustión completa. [7]

El exceso de aire se calcula con la ecuación (2.2)

$$\epsilon = \frac{O_{2\text{entrante}} - O_{2\text{estequiométrico}}}{O_{2\text{estequiométrico}}} \quad (2.2)$$

Donde,

- ϵ : Exceso de aire.
- $O_{2\text{entrante}}$: Cantidad de oxígeno en la combustión real.
- $O_{2\text{estequiométrico}}$: Cantidad de oxígeno en la combustión estequiométrica.

2.3.3 Relación aire combustible (A/F)

Es la relación que existe entre la masa de aire y la masa de combustible. Para su cálculo se utiliza la ecuación (2.3) y se deben conocer los pesos moleculares de los componentes del combustible y del aire, junto con el número de moles que está reaccionando. [8]

$$A/F = \frac{\text{Masa aire}}{\text{Masa combustible}} = \frac{\sum(n_a \cdot PM_a)}{\sum(n_c \cdot PM_c)} \quad (2.3)$$

Donde,

- A/F : Relación aire combustible.
- n_a : Moles compuesto a del aire [mol] con $a = \{O_2, N_2\}$.
- PM_a : Peso molecular del compuesto a del aire [g/mol], con $a = \{O_2, N_2\}$.
- n_c : Moles compuesto c del combustible [mol], con $c = \{C, O_2, H_2, N_2, S\}$.
- PM_c : Peso molecular compuesto c del combustible [g/mol] $c = \{C, O_2, H_2, N_2, S\}$.

Con esta definición, el exceso de aire se calcula con la ecuación (2.4).

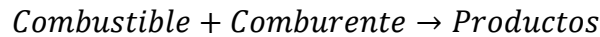
$$\varepsilon = \frac{(A/F)_{op} - (A/F)_{st}}{(A/F)_{st}} \quad (2.4)$$

Donde,

- ε : Exceso de aire.
- $(A/F)_{op}$: Relación aire combustible operacional.
- $(A/F)_{st}$: Relación aire combustible estequiométrico.

2.3.4 Reacción de combustión.

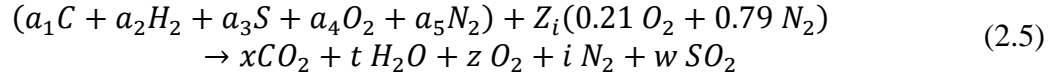
La reacción de combustión en su forma simplificada se puede escribir como [8]



Donde, para el caso de este trabajo,

- Combustible: Carbón. La composición será conocida gracias al análisis elemental, en donde los elementos que se tienen en la reacción son C, H_2, S, N_2, O_2 . La combustión ocurre en presencia de carbón sin humedad, es decir, en base seca.
- Comburente: Aire. La composición del aire se considera constante e igual a 21% O_2 y 79% N_2 .
- Productos: Se toma un modelo simplificado de la combustión por lo que se consideran los siguientes productos $CO_2, H_2O, O_2, N_2, SO_2$.

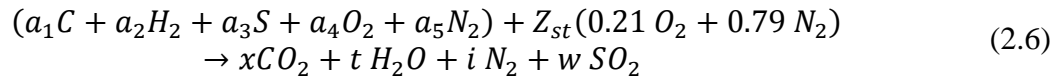
La reacción (2.5) es la reacción de combustión del carbón.



Siendo,

- a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 : % de los componentes del carbón.
 Z_i : Cantidad de moles de aire.
 x, t, z, i, w : Productos de la combustión.

Cuando se tiene una reacción estequiométrica (reacción (2.6)) los productos son CO_2 , H_2O , N_2 y SO_2 por lo tanto la reacción es



Donde,

- a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 : % de los componentes del carbón.
 Z_{st} : Cantidad de moles del aire (estequiométricos).
 x, t, i, w : Productos de la combustión.

Y dado que el porcentaje de los componentes del carbón (C , H_2 , S , O_2 y N_2) son conocidos se puede encontrar los parámetros desconocidos con el balance másico. Las ecuaciones (2.7), (2.8), (2.9), (2.10) y (2.11) se obtienen de los balances másicos del carbono, hidrógeno, azufre, oxígeno y nitrógeno, respectivamente.

- Carbono.

$$a_1 = x \quad (2.7)$$

- Hidrógeno.

$$a_2 = t \quad (2.8)$$

- Azufre.

$$a_3 = w \quad (2.9)$$

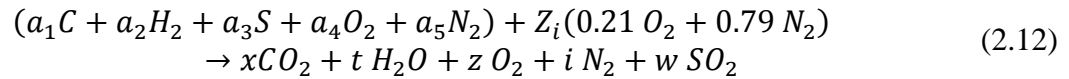
- Oxígeno.

$$Z_{st} = \frac{x + \frac{t}{2} + w - a_4}{0,21} \quad (2.10)$$

- Nitrógeno.

$$a_5 + Z_i \cdot 0,79 = i \quad (2.11)$$

Cuando la combustión no es estequiométrica, debido al exceso de aire, (reacción (2.12)) se tiene la relación (2.13)



$$\frac{Z_{st}}{Z_i} = \frac{1}{1 + \varepsilon} \quad (2.13)$$

Para este caso no se considera formación de NO_x dado que se trabaja con lecho fluidizado, en donde la formación de este compuesto se ve limitada por la temperatura de combustión, la que es menor a la temperatura de formación. Además, dado que no se tiene la relación entre el dióxido de carbono y el monóxido de carbono, se asume que todo el carbono se convierte en dióxido de carbono.

Con el balance másico de las reacción (2.12) y ocupando la relación (2.13) se obtienen las ecuaciones (2.14), (2.15), (2.16), (2.17), (2.18) y (2.19).

- Cantidad de aire.

$$Z_i = Z_{st} \cdot (1 + \varepsilon) \quad (2.14)$$

- Carbono.

$$a_1 = x \quad (2.15)$$

- Hidrógeno.

$$a_2 = t \quad (2.16)$$

- Azufre.

$$a_3 = w \quad (2.17)$$

- Nitrógeno.

$$a_5 + 0,79 \cdot Z_i = i \quad (2.18)$$

- Oxígeno.

$$z = a_4 + 0,21 \cdot Z_i - x - \frac{t}{2} - w \quad (2.19)$$

2.4 Centrales termoeléctricas carboneras.

Una central termoeléctrica genera energía eléctrica a partir de combustibles fósiles: Carbón, petróleo y gas natural. Las centrales convierten la energía de la combustión de los combustibles nombrados anteriormente en energía mecánica, la que luego es convertida en energía eléctrica.

Cuando se utiliza carbón como combustible se tiene una central termoeléctrica de tipo convencional, la que se compone de: caldera, turbina, generador y transformador [9]. Estas centrales constan de un ciclo, el ciclo de vapor. En el proceso se pueden distinguir cinco componentes principales: [10]

- Subsistema de calentamiento: preparación del combustible y quemador.
- Subsistema de vapor: Caldera y sistema que entrega vapor.
- Turbina a vapor.
- Condensador: condensa el vapor generado.
- Generador de electricidad.

La combustión tiene lugar en la caldera y es gracias al calor de los gases formados que el agua que pasa por los tubos de la caldera se transforma en vapor. Este vapor, de alta presión, es enviado a la turbina provocando el movimiento de los álabes (gracias a la expansión del vapor), que a su vez mueven el eje generador para poder producir la transformación de energía (de energía mecánica a energía eléctrica). El vapor que sale de la turbina es enviado al condensador para transformarlo en agua y poder reutilizarla, enviándola a la caldera para comenzar el ciclo nuevamente (Figura 2-4). [9]

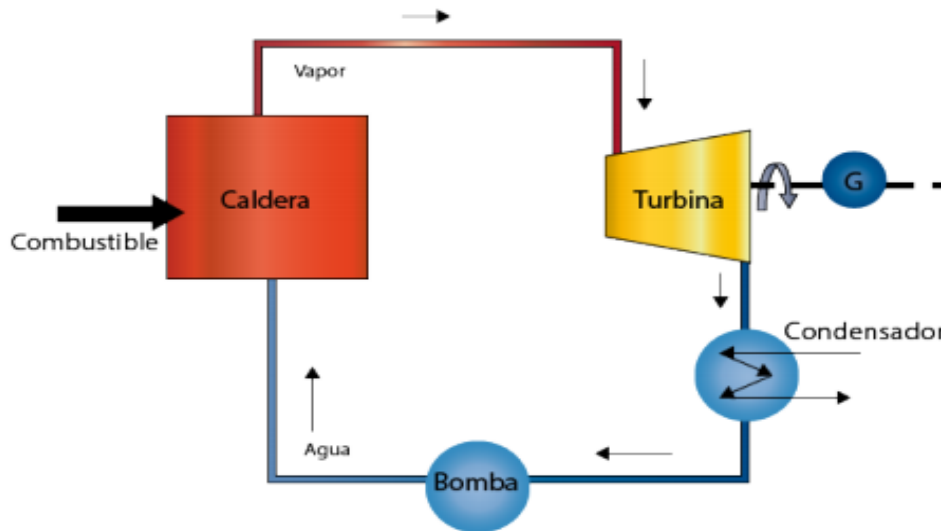


Figura 2-4 Diagrama de funcionamiento de una central termoeléctrica convencional.

Fuente: Guía de aspectos ambientales relevantes para centrales termoeléctricas Superintendencia del medio ambiente. [9]

La tecnología de carbón pulverizado es la más utilizada no sólo en Chile sino que en el resto del mundo. Aquí, el carbón se pulveriza hasta tamaños menores a $100 \mu m$ y luego se introduce a la caldera para seguir el ciclo explicado anteriormente.

Las centrales a carbón pulverizado se han modificado para crear nuevas tecnologías a fin de eliminar las emisiones de los gases invernaderos y aumentar la eficiencia. Dos de estas modificaciones son las centrales de lecho fluidizado y gasificación integrada en ciclo combinado (IGCC).

La tecnología de IGCC transforma el carbón en gas (conocido como gas de síntesis) mediante la gasificación y luego elimina las impurezas para disminuir las emisiones de dióxido de azufre, material particulado y mercurio. [11]

Por otro lado, las centrales de lecho fluidizado, además de utilizar carbón, utilizan caliza para mitigar las emisiones de dióxido de azufre. En el apartado siguiente se profundiza sobre esta tecnología.

2.5 Lecho Fluidizado.

2.5.1 Fundamentos de fluidización.

El fenómeno de fluidización se produce cuando una partícula sólida toma contacto con un fluido, de modo que las partículas sólidas se encuentran suspendidas en él. El nombre de fluidización o lecho fluidizado se debe a que el conjunto sólido/fluido se ve como un fluido. [3]

2.5.1.1 Proceso de Fluidización y curva.

El siguiente ejemplo ayuda a entender el proceso de fluidización. [3]

En la Figura 2-5 (a) se observa un cilindro que contiene una cámara con un material inerte, en este caso arena, un espacio lleno de aire y un distribuidor de aire.

Si se introduce una pequeña cantidad de aire por el distribuidor, éste pasará a través de los espacios que existen en la masa de arena, por lo que ésta se queda en su lugar. A esto se le denomina lecho fijo (Figura 2-5 b).

Si se sigue aumentando la velocidad o el flujo másico del aire, una fuerza mayor actuará sobre la masa de arena, provocando la separación y suspensión de las partículas de arena. Es en este momento cuando comienza la fluidización, por lo que la velocidad se denomina velocidad mínima de fluidización (Figura 2-5 c).

Continuando con el aumento de velocidad, el lecho se vuelve cada vez menos uniforme y se forman burbujas de aire, lo que se conoce como fluidización burbujeante (Figura 2-5 d).

Finalmente, a mayor velocidad, mayor cantidad de partículas son arrastradas fuera del lecho. Si los sólidos son atrapados, separados del aire, y devueltos al lecho, circularán en torno a un bucle. Esto se conoce como fluidización circulante (Figura 2-5 e).

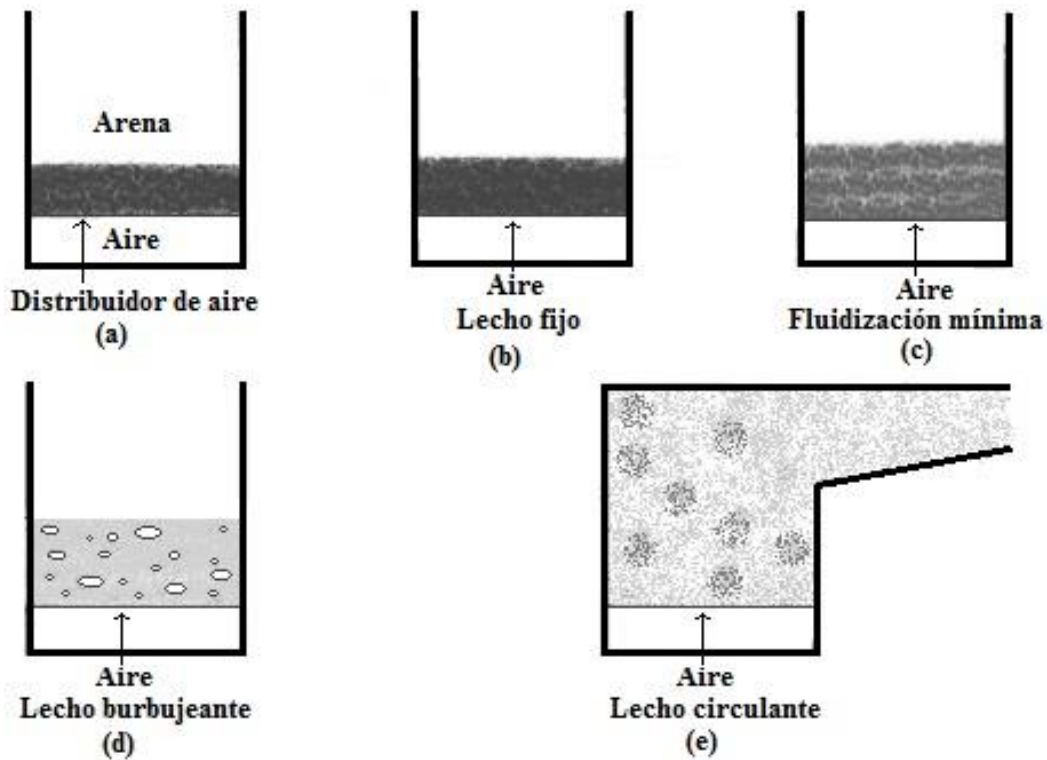


Figura 2-5 Proceso de Fluidización.

Fuente: Steam, its Generation and Use, The Babcock & Wilcox Company [3]

2.5.2 Lecho Fluidizado en generación eléctrica.

Las centrales de lecho fluidizado se basan en el principio de fluidización del numeral 2.5.1. El proceso de combustión dentro de las calderas de este tipo centrales se produce de forma controlada y se trata además de un proceso que cumple con los requisitos de toda combustión, esto es: tiempo de residencia de las partículas, comparativamente mayor en relación a una caldera a carbón pulverizado; temperatura del lecho, en promedio 850°C y; turbulencia, dada la fluidización.

Otro aspecto importante es que la formación de NO_x se ve limitada dado que la temperatura de formación de este compuesto es mayor que la temperatura de combustión. Además, este tipo de tecnología permite la eliminación directa de SO_2 dentro del proceso de combustión porque, junto con carbón y aire, ingresa caliza a la caldera, que reacciona con el SO_2 , formando yeso, el que es eliminado junto con las cenizas.

Dentro de las tecnologías de lecho fluidizado se encuentran: Lecho fluidizado burbujeante; Lecho fluidizado circulante y; Lecho fluidizado a presión o presurizado, las que se diferencian según la presión y la velocidad. Lecho fluidizado burbujeante y circulante ocurren a presión atmosférica pero a distinta velocidad (burbujeante ocurre a una velocidad menor) y lecho fluidizado a presión ocurre a una presión distinta a la atmosférica.

El funcionamiento de la central es similar a una central a carbón pulverizado, pero se diferencia en el proceso que ocurre en la caldera. A la caldera entra carbón y caliza, además del aire primario y secundario (Figura 2-6, 1). En forma paralela ocurre el proceso de combustión y el de sulfatación, es decir, la combustión del carbón produce dióxido de azufre e inmediatamente actúa la caliza sobre este último compuesto, produciendo yeso y así, impidiendo que se libere a la atmósfera (Figura 2-6, 2). Luego, los productos sólidos son separados de los gases de escape a través de un ciclón para ser reutilizados (Figura 2-6, 3), mientras que los gases de escape son enviados a la zona de los economizadores, sobrecalentadores y recalentadores para convertir el agua que circula por los tubos en vapor (Figura 2-6, 4). Finalmente, al igual que en una central de carbón pulverizado, el vapor es enviado a la turbina y luego al condensador.

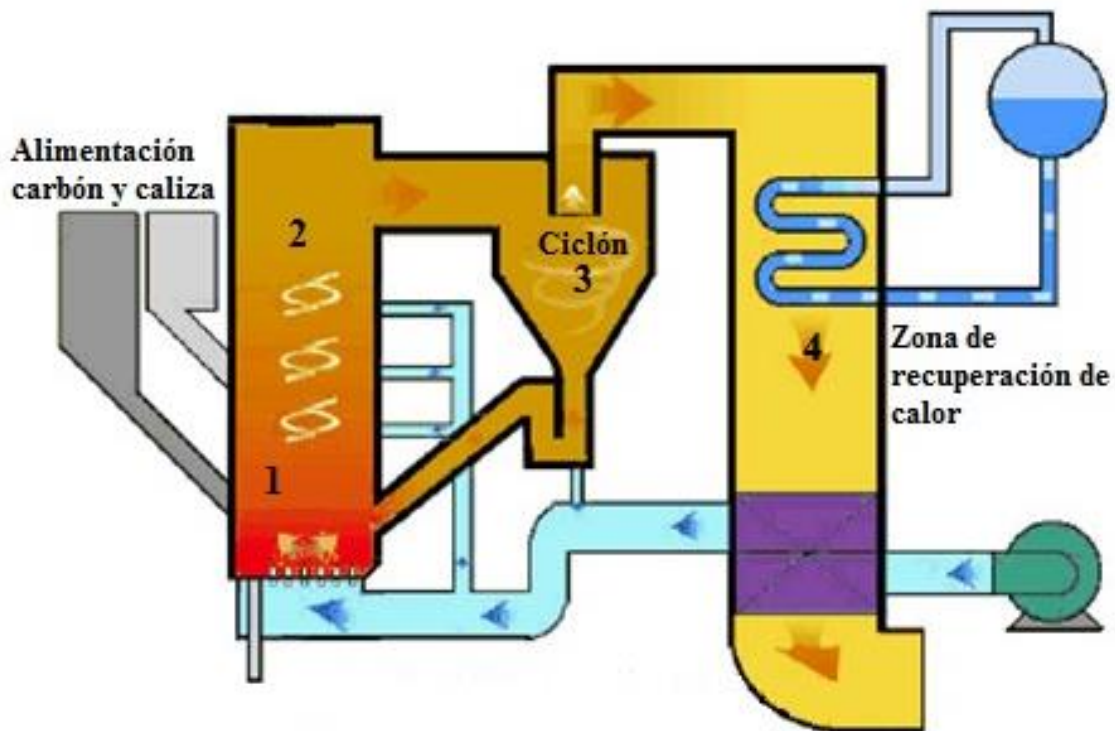


Figura 2-6 Diagrama central lecho fluidizado.

Fuente: <http://www.circulatingfluidizedbedboiler.com/CFB-boiler-working-principle.html> [12]

2.5.3 Ventajas de Lecho Fluidizado.

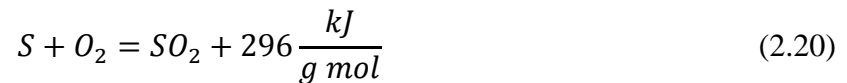
Se puede mencionar como ventajas de lecho fluidizado lo siguiente:

1. Permite utilizar combustibles de baja calidad. Puede llegar a quemar combustibles con alto contenido de ceniza y bajo poder calorífico. [13]
2. Control de emisión de contaminantes. Con la adición de caliza se reducen las emisiones de dióxido de azufre y gracias a la baja temperatura de combustión, las de óxidos de nitrógeno.
3. Baja temperatura de combustión. Reduce el efecto sobre los materiales.
4. Flexibilidad de combustible. Se pueden utilizar diversos combustibles: carbón, biomasa, petróleo, entre otros.
5. No se produce *slagging* ni *fouling*. Las cenizas no logran alcanzar su temperatura de fusión, pues aquella es mayor a la temperatura de combustión.

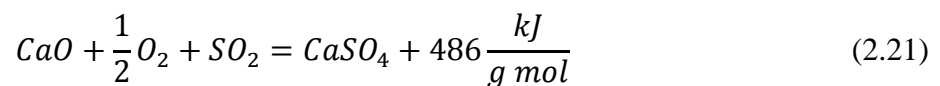
2.5.4 Desulfurización.

2.5.4.1 Formación del dióxido de azufre.

Cuando se produce la combustión del carbón, el azufre se oxida, formando dióxido de azufre. La reacción (2.20) es una reacción exotérmica [6].



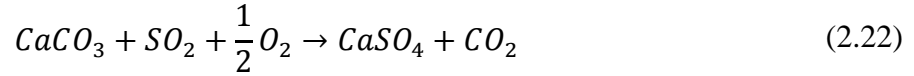
En el carbón existe material mineral, como el óxido de calcio, CaO. Este óxido puede absorber parte de SO_2 producido durante la combustión, formando sulfato de calcio, mediante la reacción (2.21).



El dióxido de azufre que no es capturado es liberado a la atmósfera. La reacción (2.21) es relativamente lenta, a una partícula calcinada de 0,5 mm le tomaría alrededor de 1200 segundos en completar la reacción, por lo que gran parte del SO_2 no es absorbido.

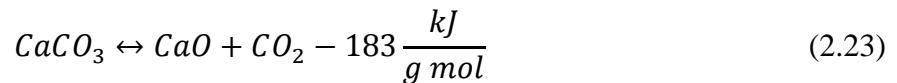
2.5.4.2 Retención del dióxido de azufre.

Para la retención de dióxido de azufre en lecho fluidizado se utiliza, principalmente, caliza ($CaCO_3$) y dolomita ($CaCO_3 \cdot MgCO_3$). La reacción completa que ocurre, para el caso de la caliza, es



2.5.4.3 Calcinación.

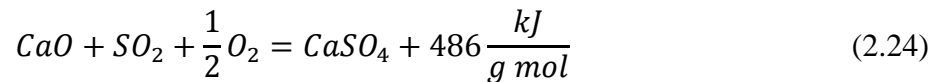
La reacción (2.22) ocurre en dos pasos dado que en lecho fluidizado la temperatura de combustión (800-900 °C) es baja por lo que la absorción directa de dióxido de azufre con carbonato de calcio es insignificante. El primero de los pasos se denomina calcinación, que es una reacción endotérmica en donde la caliza se descompone en CaO y CO_2 , (reacción (2.23)) y el segundo sulfatación (reacción (2.24)).



La reacción (2.23) ocurre sólo si la presión parcial del dióxido de carbono es menor que la presión parcial de equilibrio del dióxido de carbono, a la temperatura de calcinación.

2.5.4.4 Sulfatación.

El segundo paso para la captura de SO_2 es la sulfatación. En esta reacción el óxido de calcio absorbe el dióxido de azufre formando sulfato de calcio ($CaSO_4$)



La reacción de sulfatación trae consigo un aumento en el volumen del sólido que se produce. Un mol de $CaCO_3$ produce un mol de $CaSO_4$ y, bajo condiciones normales, un mol de caliza ocupa 36.9 cm^3 mientras que un mol de sulfato de calcio ocupa un volumen de 52.2 cm^3 . Esto provoca que no toda la caliza sea utilizada por lo que es necesario tener más de la requerida para atrapar el azufre.

2.5.4.5 Relación calcio azufre.

Como se mencionó en 2.5.4.4 la caliza que se debe utilizar es más que la caliza teórica dado que la reacción de retención del azufre no es 100% efectiva.

Es en este contexto, donde se usa el término Relación molar Calcio Azufre, la cual corresponde a la cantidad de calcio necesaria para reaccionar con azufre (o SO_2). Esta relación está además vinculada con la eficiencia de retención de azufre: mientras más grande sea la relación calcio azufre, más grande será la eficiencia de retención.

La norma ASME PTC 4.0 define la relación calcio azufre con la reacción (2.25). [14]

$$R_{Ca/S} = \frac{mol_{caliza}}{mol_{azufre}} = \frac{\dot{m}_{caliza}}{\dot{m}_{carbón}} \cdot \frac{PM_S}{\%S} \cdot \frac{\%CaCO_3}{PM_{CaCO_3}} \quad (2.25)$$

Donde,

- \dot{m}_{caliza} : Flujo másico caliza.
- $\dot{m}_{carbón}$: Flujo másico carbón.
- PM_S : Peso molecular azufre.
- PM_{CaCO_3} : Peso molecular Carbonato de Calcio.
- $\%CaCO_3$: Porcentaje de Carbonato de calcio en la caliza.
- $\%S$: Porcentaje de Azufre en el carbón

Mientras que la eficiencia de retención de azufre se calcula con la ecuación (2.26).

$$E_{retención} = \frac{Emisiones_{teóricas} - Emisiones_{permitidas}}{Emisiones_{teóricas}} \quad (2.26)$$

Con,

- $E_{retención}$: Eficiencia de retención.
- $Emisiones_{teóricas}$: Emisiones sin caliza.
- $Emisiones_{requeridas}$: Emisiones permitidas ($400 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ en el caso de cumplir con la norma)

2.6 Emisiones atmosféricas.

Uno de los problemas de las centrales termoeléctricas son los contaminantes que se producen en el proceso y que luego son emitidos a la atmósfera. Las principales emisiones son dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x), material particulado (MP), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). Junto con estas emisiones y, dependiendo del tipo de combustible, también se pueden tener emisiones de metales pesados, tales como mercurio, cadmio, vanadio, arsénico y níquel, halógenos, hidrocarburos no quemados y algunos volátiles.

Los compuestos que se emiten, además de formarse en el proceso de combustión pueden tener otras fuentes como las condiciones de almacenamiento y disposición. Para el caso del carbón, este se almacena en canchas abiertas lo que puede significar, dependiendo de las condiciones de viento, una fuente de polvo. [15]

El método encontrado para estimar las emisiones corresponde a la combustión del petróleo pero el procedimiento es similar, sólo cambian la composición de combustible. [16]

Para determinar las emisiones se tienen los siguientes pasos:

- Sea $\%C$, $\%H_2$, $\%S$, $\%O_2$ y $\%N_2$ la composición del carbono, $\%Exceso$ el exceso de aire, $\%O_{2ref}$ el oxígeno de referencia y $\%O_{2medido}$ el oxígeno medido en los gases de escape.

- Cálculo del aire estequiométrico necesario: Para esto se calcula el volumen de oxígeno que se necesita para quemar el carbono, hidrógeno y azufre (ecuaciones (2.27), (2.28), (2.29) y (2.30)). Como se necesita aire, y el aire está compuesto por 79% N_2 y 21% O_2 , el resultado obtenido anteriormente se divide por 0,21 (ecuación (2.31)). Es importante mencionar que todo esto se calcula por metro cúbico normal.

a. Oxígeno para el carbono.

$$a = \frac{\%C}{100} \cdot \frac{22,4}{12} \quad m^3 \quad (2.27)$$

b. Oxígeno para el hidrógeno.

$$b = \frac{\%H_2}{100} \cdot \frac{22,4}{4} \quad m^3 \quad (2.28)$$

c. Oxígeno para el azufre.

$$c = \frac{(\%S)}{100} \cdot \frac{22,4}{32} \quad m^3 \quad (2.29)$$

d. Oxígeno total.

$$d = a + b + c - \frac{\%O_2}{100} \cdot \frac{22,4}{32} \quad m^3 \quad (2.30)$$

e. Aire estequiométrico.

$$Aire_{st} = \frac{d}{0,21} \quad Nm^3/kg_{combustible} \quad (2.31)$$

- Cálculo del volumen de los gases formados en la combustión estequiométrica (en metro cúbico normal).

f. Para encontrar los productos se utiliza la combustión estequiométrica (2.3.4) y, al igual que en el punto anterior, los resultados se expresan por unidad de volumen (ecuaciones (2.32), (2.33), (2.34) y (2.35)).

i. Dióxido de carbono.

$$a' = \frac{\%C}{100} \cdot \frac{22,4}{12} \quad Nm^3 \quad (2.32)$$

ii. Agua.

$$b' = \frac{\%H_2}{100} \cdot \frac{22,4}{2} \text{ Nm}^3 \quad (2.33)$$

iii. Dióxido de azufre.

$$c' = \frac{\%S}{100} \cdot \frac{22,4}{32} \text{ Nm}^3 \quad (2.34)$$

iv. Nitrógeno.

$$d' = Aire_{st} \cdot 0,79 \text{ Nm}^3 \quad (2.35)$$

g. Se calculan los gases húmedos y los gases secos estequiométricos sumando los productos obtenidos en 3.a (ecuación (2.36) y ecuación (2.37), respectivamente). La diferencia entre estos dos términos es que los gases secos no incluyen al agua como producto y los húmedos sí.

i. Gases húmedos estequiométricos (GHE).

$$GHE = a' + b' + c' + d' \frac{\text{Nm}^3}{\text{kg}_{combustible}} \quad (2.36)$$

ii. Gases secos estequiométricos (GSE).

$$GSE = a' + c' + d' \frac{\text{Nm}^3}{\text{kg}_{combustible}} \quad (2.37)$$

h. De acuerdo al porcentaje de aire en exceso se calcula la cantidad de aire extra (ecuación (2.38)).

$$Aire_{exceso} = Aire_{st} \cdot \frac{Exceso}{100} \quad (2.38)$$

i. Gases húmedos y secos totales de la combustión (ecuaciones (2.39) y (2.40)).

i. Gases totales húmedos (GHT).

$$GHT = Aire_{exceso} + GHE \quad (2.39)$$

ii. Gases totales secos (GST).

$$GST = Aire_{exceso} + GSE \quad (2.40)$$

- Emisión teórica óxido de azufre con los gases de escape.
 - j. El SO_2 máximo emitido (ST) se calcula con la ecuación (2.41).

$$ST = \%S \cdot \frac{64}{32} \cdot 10000 \frac{mg}{kg_{combustible}} \quad (2.41)$$

- k. Concentración de SO_2 máxima teórica referida al $O_2\%$ medido: Esto se hace tanto para gases secos como húmedos (ecuación (2.42) y (2.43), respectivamente).
 - i. Sobre gases húmedos.

$$[SO_2]_H = \frac{ST}{GHT}, \frac{mg}{Nm^3} \quad (2.42)$$

- ii. Sobre gases secos.

$$[SO_2]_S = \frac{ST}{GST}, \frac{mg}{Nm^3} \quad (2.43)$$

- Concentración de SO_2 máxima teórica en gases, referida al $O_2\%$ de referencia: Se realiza para gases secos y húmedos (ecuación (2.44) y (2.45), respectivamente).
 - iii. Sobre gases húmedos.

$$[SO_2] = [SO_2]_H \cdot \frac{21 - \%O_{2ref}}{21 - \%O_{2medido}} \frac{mg}{Nm^3} \quad (2.44)$$

- iv. Sobre gases secos.

$$[SO_2] = [SO_2]_S \cdot \frac{21 - \%O_{2ref}}{21 - \%O_{2medido}} \frac{mg}{Nm^3} \quad (2.45)$$

Según la norma chilena, la concentración de emisiones se debe medir en base seca sobre un oxígeno de referencia de 6% para combustibles sólidos, por lo que la ecuación (2.45) es la que calcula las emisiones de SO_2 .

2.7 Norma ASME PTC 4.0 (Fired Steam Generators).

La norma ASME PTC 4.0 fue publicada en el año 1998. Indica los procedimientos para la prueba de rendimiento de la caldera (o generador de vapor) de una central termoelectrica. Es un procedimiento general para todo tipo de calderas pero las variaciones de diseño tales como circulación natural, circulación forzada, pulverizado y lecho fluidizado están consideradas.

Se aplica a calderas de carbón, diésel y gas así como también a hidrocarburos. Además, se incluyen calderas que poseen un sistema de captura de azufre mediante algún sorbente (lecho fluidizado).

Además de la eficiencia, determina otras características tales como el exceso de aire, flujo de aire, gas de combustión y combustible, capacidad, etc.

La nomenclatura que se utilizará en los apartados siguientes será la nomenclatura de la norma.

2.7.1 Definiciones importantes.

- Capacidad: Máximo flujo másico del vapor principal que el generador de vapor es capaz de producir en un estado continuo.
- Output (QrO): Es la energía absorbida por el fluido de trabajo que no es recuperada dentro del generador de vapor.
- Input (QrI): Es la energía potencial de combustión. La cantidad máxima de energía disponible cuando el combustible se quema completamente.

La norma agrupa los cálculos en cuatro secciones: sorbente, residuo, aire de combustión y gas de escape. A continuación se detallarán cada uno de ellos.

2.7.1.1 Propiedades del sorbente.

Esta sección aborda las propiedades del sorbente que se utiliza en la caldera. El sorbente se define como un compuesto que reacciona y captura a otro componente. Para un lecho fluidizado se puede decir que un sorbente es un compuesto que reacciona con un contaminante y lo captura.

A continuación se tienen las propiedades del sorbente:

- Fracción de masa de sorbente, MFrSb (kg/kg de combustible).
- Masa de los componentes del sorbente, MFrSbk (kg/kg de combustible).
- Gas (CO_2) de la calcinación del sorbente, MqCO2Sb (kg/J).
- Agua del sorbente, MqWSb (kg/J).
- Razón de retención de azufre, MFrSc (kg/kg de combustible).
- Razón molar calcio azufre, MoFrCaS (mol/mol).
- Fracción de sorbente gastado, MFrSsb (kg/kg de combustible).

2.7.1.2 Propiedades del residuo.

La norma define residuo como el material que queda después de la combustión. Consiste en ceniza de combustible, aditivos inertes, materia no quemada y sorbente gastado. Las propiedades del residuo que calcula la norma son:

- Masa de residuo, MFrRs (kg/kg de combustible).
- Masa de residuo, MqRsz (kg/J).
- Carbono no quemado en el residuo, MpCRs (%).
- Carbono no quemado en el combustible, MpUbC (%).
- Carbono quemado, MpCb (%).
- Fracción de calcinación del carbonato de calcio, MoFrClhCc (Mol_{CO_2}/Mol_{CaCO_3}).

2.7.1.3 Propiedades del aire de combustión.

Los cálculos de la norma se basan en que el aire está compuesto de oxígeno (20.946%), nitrógeno (78.102%), dióxido de carbono (0.033%), argón (0.916%) y otros elementos y tiene un peso molecular de 28.9625 [g/mol]. Pero para simplificar los cálculos, el nitrógeno incluye el argón y otras trazas de elementos, lo que se conoce como nitrógeno atmosférico por lo que ahora el peso molecular utilizado es 28.158 [g/mol].

Además se usa que la composición del aire puede ser:

- Composición volumétrica: 20,95% Oxígeno y 79,05% Nitrógeno.
- Composición gravimétrica: 23,14% Oxígeno y 76,86% Nitrógeno.

Las propiedades del aire son:

- Humedad en el aire, MFrWDA (kg/kg de combustible).
- Aire teórico corregido, MqThACr, (kg/J).
- Exceso de aire, XpA (%).
- Aire seco, MqDAz (kg/J).

2.7.1.4 Productos de gases de escape.

La cantidad de gas de escape es calculado a partir del análisis del combustible y del exceso de aire. Los productos son:

- Gas húmedo del combustible, MqFgF, (kg/J).
- Humedad a partir de H_2O en el combustible, MqWF (kg/J).
- Humedad de la combustión del hidrógeno en el combustible, MqWH2F (kg/J).
- Gas del sorbente, MqCO2Sb (kg/J).
- Agua del sorbente, MqWSb (kg/J).
- Humedad en el aire, MqWAz (kg/J).
- Humedad total en los gases de escape, MqWFgz (kg/J).
- Peso total de gases de escape húmedos, MqGgz (kg/J).
- Peso de gases de escape secos, MqDFgz (kg/J).

2.7.2 Pérdidas.

Se refiere a las pérdidas de energía que existen dentro de la caldera. La norma reconoce las siguientes pérdidas:

- **QpLDFg, pérdida por gases secos, ecuación (2.46) %.**

$$QpLDFg = 100 \cdot MqDFg \cdot HDFqLvCr \quad (2.46)$$

MqDFg : Masa de aire seco, kg/J.
HDFqLvCr : Entalpía del gas seco, J/kg.

- **QpLH2F, pérdida por agua formada en la combustión de H_2 en el combustible, ecuación (2.47) %.**

$$QpLH2F = 100 \cdot MqWH2F \cdot (HStLvCr - HWRe) \quad (2.47)$$

MqWH2F : Agua de la combustión del hidrógeno en el combustible, kg/J.
HStLvCr : Entalpía del gas a temperatura de la salida de los gases corregida, J/kg.
HWRe : Entalpía del agua a la temperatura de referencia, J/kg.

- **QpLWF, pérdida por H_2O en un combustible sólido o líquido, ecuación (2.48) %.**

$$QpLWF = 100 \cdot MqWF \cdot (HStLvCr - HWRe) \quad (2.48)$$

MqWF : Agua del H_2O en el combustible, kg/J.
HStLvCr : Entalpía del gas a temperatura de salida de los gases corregida, J/kg.
HWRe : Entalpía del agua a la temperatura de referencia, J/kg.

- **QpLWA, pérdida por humedad en el aire, ecuación (2.49) %.**

$$QpLWA = 100 \cdot MFrWA \cdot MqDA \cdot HWvLvCr \quad (2.49)$$

MFrWA : Fracción de masa de humedad en el aire, $kg/kg_{combustible}$.
MqDA : Masa de aire seco, kg/J.
HWvLvCr : Entalpía del vapor de agua, temperatura corregida, J/kg.

- **QpLubC, pérdida por carbono no quemado, ecuación (2.50) %.**

$$QpLubC = MpUbc \cdot \frac{HHVCRs}{HHVF} \quad (2.50)$$

MpUbc : Porcentaje de carbono no quemado, % masa.
 HHVCRs : Poder calorífico del carbono en el residuo, J/kg.
 HHVF : Poder calorífico del combustible, J/kg.

- **QpLRs, pérdida por calor sensible en el residuo, ecuación (2.51) %.**

$$QpLRs = 100 \cdot \sum (MqRsz \cdot HRsz) \quad (2.51)$$

MqRsz : Masa del residuo, kg/J.
 HRsz : Entalpía del residuo, J/kg.

- **QrLClh, pérdida por calcinación y deshidratación del sorbente, ecuación (2.52) W.**

$$QrLClh = \sum (MrSbk \cdot MFrClhk \cdot Hrk) \quad (2.52)$$

MrSbk : Flujo másico del componente activo (hidróxidos o carbonatos), kg/s.
 MFrClhk : Fracción de calcinación o deshidratación.
 Hrk : Calor de reacción para la calcinación del carbonato de calcio o de magnesio y para la deshidratación del hidróxido de calcio o magnesio, kJ/kg.

- **QrLWSb, pérdida por humedad en el sorbente, ecuación (2.53) W**

$$QrLWSb = MrWSb \cdot (HStLvCr - HWRe) \quad (2.53)$$

MrWSb : Flujo másico del agua en el sorbente, kg/s.
 HStLvCr : Entalpía del vapor a la temperatura de salida del gas, J/kg.
 HWRe : Entalpía del agua a la temperatura de referencia, J/kg.

2.7.3 Créditos.

Los créditos son ganancias de energía, son un aporte a la caldera. Los créditos que se reconocen en la norma son:

- **QpBDA, Gas seco entrando, ecuación (2.54) %**

$$QpBDA = 100 \cdot MqDA \cdot HDAEn \quad (2.54)$$

MqDA : Masa de aire seco entrando a la caldera, kg/J.

HDAEn : Entalpía del aire seco, J/kg.

- **QpBWA, Humedad en el aire entrando, ecuación (2.55) %**

$$QpBWA = 100 \cdot MFrWA \cdot MqDA \cdot HWvEn \quad (2.55)$$

MFrWA : Fracción de masa de humedad en el aire, masa/masa_fuel.

MqDA : Masa de aire seco entrando a la caldera, kg/J.

HWvEn : Entalpía del vapor de agua entrando a la caldera, J/kg.

- **QpBF, Calor sensible en el combustible, ecuación (2.56) %.**

$$QpBF = \frac{100}{HHVF} \cdot HFEn \quad (2.56)$$

HFEn : Entalpía a la temperatura del combustible, J/kg

HHVF : Poder calorífico superior, J/kg

- **QpBSlf, Sulfatación, ecuación (2.57) %.**

$$QpBSlf = MFrSc \cdot \frac{MpSF}{HHVF} \cdot HrSlf \quad (2.57)$$

MFrSc : Fracción de azufre capturada, $kg/kg_{combustible}$.

MpSF : Azufre en el combustible, %

HrSlf : Calor generado en la reacción del dióxido de carbono, oxígeno y óxido de calcio para formar sulfato de calcio, kJ/kg.

- **QrBSb, Calor sensible en el sorbente, ecuación (2.58) W.**

$$QrBSb = MrSb \cdot HSbEn \quad (2.58)$$

MrSb : Flujo másico del sorbente, kg/s.

HSbEn : Entalpía del sorbente entrando a la caldera, J/kg.

2.7.4 Eficiencia.

La eficiencia es la razón entre la energía que sale y la energía que entra, expresada como porcentaje (ecuación (2.59)).

$$EF = 100 \cdot \frac{QrO}{QrI} \quad (2.59)$$

La norma posee dos definiciones de eficiencia. Una se basa en las pérdidas y créditos de la caldera (método indirecto) y la otra en el flujo másico de combustible y el poder calorífico.

2.7.4.1 Método de balance de energía.

En el balance de energía, las pérdidas y los créditos de energía son usados para calcular la eficiencia.

Muchos de los créditos y de las pérdidas se calculan en porcentaje con respecto al combustible, pero otros se realizan en función de la potencia perdida o ganada, es decir, en watt. Es por esto que se deben separar las pérdidas/créditos en porcentaje y en watt. La expresión para calcular la eficiencia es la (2.60)

$$EF = (100 - SmQpL + SmQpB) \cdot \left(\frac{QrO}{QrO + SmQrL - SmQrB} \right) \quad (2.60)$$

Donde,

SmQpL : Suma de las pérdidas calculadas en porcentaje.

SmQpB : Suma de los créditos calculados en porcentaje.

QrO : Output.

SmQrL : Suma de las pérdidas calculadas en watt.

SmQrB : Suma de los créditos calculados en watt.

2.7.4.2 Método Input-Output.

Este método se basa en la medida del flujo másico del combustible (2.61).

$$EF = 100 \cdot \frac{Q_{rO}}{MrF \cdot HHV} \quad (2.61)$$

Con,

MrF : Flujo másico del combustible.

HHV : Poder calorífico superior.

Como se puede ver, el error que se pueda tener en el cálculo depende principalmente del error en la medición del flujo másico del combustible.

De los dos métodos vistos, el método de balance de energía es el preferido dado que los errores de medición afectan directamente a las pérdidas y créditos y no la eficiencia. Por ejemplo si las pérdidas son el 10% y existe un error de medición del 1% la eficiencia sólo tendrá un error de un 0.1% en cambio si ese mismo error es en el flujo másico, el error de la eficiencia será de un 1%.

Una vez calculada la eficiencia por el método de balance de energía se utiliza la expresión (2.61) para calcular el flujo másico del combustible.

2.7.5 ASME PTC 4.1.

En 1964 fue publicada la norma ASME PTC 4.1, la que fue reafirmada por ASME en 1991. Sin embargo, en 1998 fue reemplazada por la norma ASME PTC 4.0, que llegó a corregir falencias de la anterior norma y a hacer las pruebas más precisas.

Las principales diferencias entre ambas, esquematizada en la Tabla 2-8, son: la forma en que se define la eficiencia térmica y la temperatura de referencia. [17]

Tabla 2-8 Diferencias entre PTC 4.1 y PTC 4.0

Parámetro	ASME PTC 4.1	ASME PTC 4.0	Observaciones
Eficiencia bruta versus eficiencia de combustible.	100 (pérdidas/Energía combustible créditos) %	– 100 – (pérdidas – créditos/energía combustible)%	La eficiencia de combustible reemplaza la eficiencia bruta definida en la ASME PTC 4.1. El flujo de combustible se calcula directamente.
Pérdida por radiación	Utiliza la curva de radiación ABMA	Las pérdidas son evaluadas.	
Temperatura referencia	Usualmente la temperatura ambiente.	25°C	Con una temperatura fija, los resultados en la misma base son comparables.

Fuente: Boilers for Power and Process, Kumar Rayaprolu [17]

Tabla 2-8 Diferencias entre PTC 4.1 y PTC 4.0 (continuación)

Parámetro	ASME PTC 4.1	ASME PTC 4.0	Observaciones
Salida	Energía absorbida por el fluido de trabajo.	Energía absorbida por el fluido de trabajo que no es recuperada en la caldera.	
Cálculos de pérdidas y créditos	Calor específico.	Entalpía.	

Fuente: Boilers for Power and Process, Kumar Rayaprolu [17]

3 Metodología.

En este capítulo se muestra la metodología necesaria para cumplir con los objetivos establecidos. Ésta se puede dividir en cuatro grupos:

- Combustión y retención de azufre.
- Eficiencia térmica (basándose en la norma ASME PTC 4.0)
- Cálculo de flujo másico de combustible.
- Validación y análisis de resultados.

Los datos necesarios son los análisis de combustibles, exceso de aire, nivel de emisiones y temperatura, presión y flujo másico de algunos puntos. Para estos últimos tres se utiliza un programa de la empresa E-CL, Aspen IP 21.

Las entradas del modelo son las siguientes:

- Análisis de carbón y de caliza como recibido y en base seca. Es posible tenerlo en una base y con las fórmulas de la Tabla 2-4 convertirlo a otra. Además del análisis de carbón se debe seleccionar qué carbón se va a utilizar, el que puede ser uno sólo o una mezcla. El modelo está implementado para una mezcla máxima de cuatro carbones.
- Emisiones: Se debe ingresar que concentración de dióxido de azufre se fija como objetivo. El modelo está configurado para cumplir con la norma de emisiones para centrales termoeléctricas, es decir, no debe superar los 400 mg/Nm^3 .
- Condiciones ambientales, presiones y temperaturas y flujo másico de fluido de trabajo: En caso de querer analizar cuál será la eficiencia de un determinado carbón, estos datos son los del informe de prueba promedio. Si se quiere calcular la eficiencia térmica de un día se ocupan los datos de Aspen IP 21. Estas condiciones operacionales permiten calcular el calor disponible en la caldera.

Como salidas se tienen:

- La eficiencia térmica del carbón en función de su composición.

- Flujo másico de carbón que se requiere para alcanzar la eficiencia térmica calculada.
- Flujo másico de caliza necesario para cumplir con las emisiones de SO_2 que fueron ingresadas al modelo.

3.1 Combustión y retención de azufre.

En esta etapa se realiza un modelo de la combustión del carbón con un exceso de aire dado. Lo primero que se debe tener son los cálculos de la combustión estequiométrica (2.3.4), para luego, con el exceso de aire, determinar la cantidad de moles de aire que están en juego en la reacción (ver Figura 3-1).



Figura 3-1 Combustión operacional.

Los datos que se tienen para empezar con el modelo son el exceso de aire y la composición del carbón (en base seca). Los resultados de esta reacción son los productos de la combustión, con mayor interés en el dióxido de azufre, en función del combustible.

Una vez realizada la reacción de combustión se procede con la retención de azufre. El primer paso es el cálculo de las emisiones sin caliza, basándose en los productos (en volumen) obtenidos en la combustión. En otras palabras, se calcula la concentración volumétrica de los productos. Luego, con las reacciones de calcinación y sulfatación y la relación calcio azufre se tiene una estimación de la cantidad de caliza (en mol) en función del azufre. Ahora, para poder determinar la cantidad de caliza en función del carbón, se debe usar la herramienta solver de Excel, en donde el objetivo será alcanzar un nivel de emisiones dado (Figura 3-2).



Figura 3-2 Flujo másico caliza

En resumen, el objetivo de esta etapa es calcular la cantidad de caliza en función de la cantidad de carbón, teniendo como entradas la composición del combustible, el exceso de aire y el nivel de emisiones que se quiere alcanzar.

3.2 Eficiencia térmica.

Para poder calcular la eficiencia térmica se deben seguir los pasos que se establecen en la Norma ASME PTC 4.0. La norma incluye cálculos previos a las pérdidas y créditos y, por consiguiente, a la eficiencia, los que se pueden dividir en cuatro grandes grupos: Sorbente, Residuos, Propiedades del aire de combustión y Productos gases de escape.

Una vez realizados estos cálculos se procede a calcular las pérdidas y créditos y finalmente la eficiencia térmica. Además del cálculo de eficiencia térmica también se realiza el cálculo del calor disponible en la caldera.

3.3 Flujo másico combustible.

Para calcular el flujo másico de combustible se necesita la eficiencia térmica, el calor disponible en el combustible y el poder calorífico superior del carbón. Es importante notar que en la primera etapa no se tenía un flujo de combustible, por lo que una vez calculado en esta etapa será necesario actualizar las otras.

3.4 Análisis de los resultados.

El análisis de resultados se puede dividir en tres partes:

- Validación del modelo con el *Informe de prueba*¹ de CTA en función de la eficiencia térmica y los consumos de carbón y caliza. Una vez validado se puede tomar el modelo como herramienta para analizar distintos carbones.
- Resultados para minas de carbón y carbones con distinta composición: calcular el flujo de carbón y caliza y la eficiencia térmica para la lista de carbones a analizar a un determinado nivel de emisiones de dióxido de azufre (el que exige la norma de emisiones para termoeléctricas).
- Resultados para un mismo carbón, variando el nivel de emisiones: ver qué pasa con el consumo de caliza y carbón y la eficiencia térmica al cambiar las emisiones para un mismo carbón.

3.5 Estructura del modelo.

Las entradas y salidas del modelo se pueden esquematizar en la Figura 3-3, mientras que el diagrama de flujo del modelo se puede observar en la Figura 3-4. Se puede ver que se trata de un modelo iterativo en donde se ingresa un flujo másico de carbón el que luego es calculado en función de la eficiencia térmica.

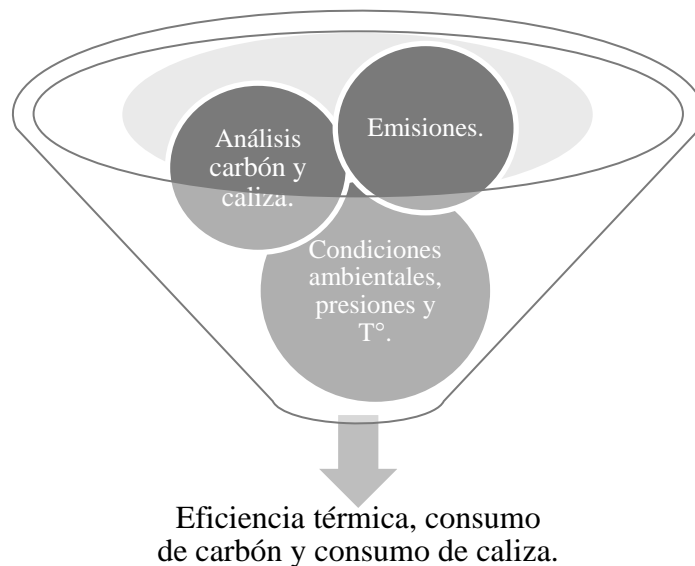


Figura 3-3 Entradas y salidas modelo de cálculo de eficiencia térmica.

¹ Se define como un documento que registra los datos obtenidos de un experimento. Describe las condiciones de operación y ambientales. Para el caso de la central térmica Andina, está enfocado en determinar el rendimiento global de la planta de acuerdo a la Norma ASME PTC 46 y fue llevado a cabo por la empresa ThermoGen Power Services en Octubre 2011.

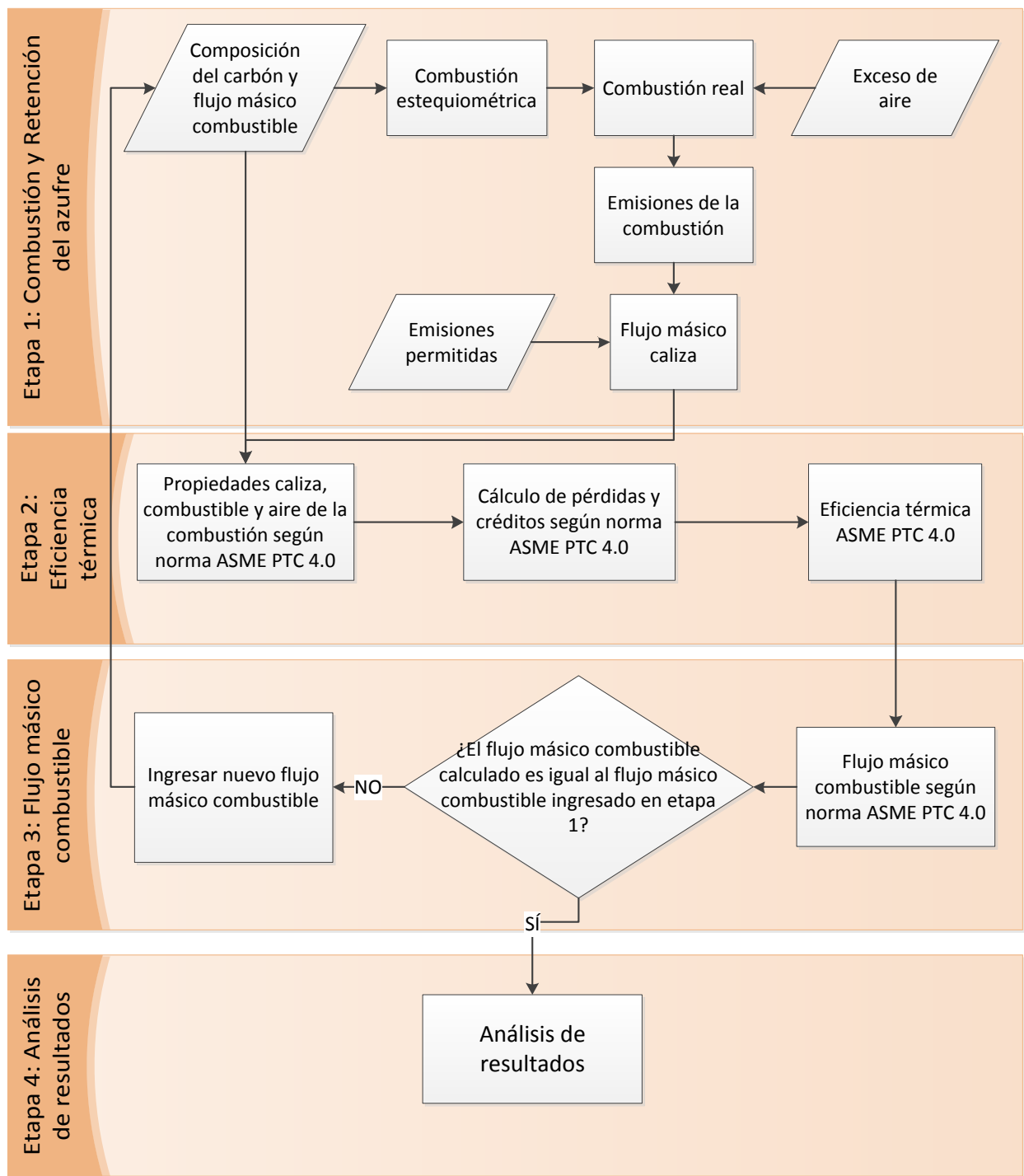


Figura 3-4 Diagrama metodología.

4 Presentación y análisis de resultados.

4.1 Relación entre eficiencia de retención y relación calcio azufre.

En el numeral 2.5.4.5, se mencionó que la relación calcio azufre está relacionada con la eficiencia de retención. Esta relación es necesaria para determinar la relación calcio azufre, dada una eficiencia de retención, y así, encontrar el flujo másico de caliza.

Para encontrar la función que modela esta relación, se tomaron tres puntos importantes:

- La relación calcio azufre y la eficiencia de retención del informe de prueba de CTA.
- Relación calcio azufre y eficiencia de retención de la prueba de consumo para cumplir con la norma realizada entre los días 27 y 28 de junio del 2015.
- Relación calcio azufre y eficiencia de retención de la prueba de consumo para cumplir con la norma realizada entre los días 2 y 6 de agosto del 2015.

El Informe de prueba o Test Report cuenta con dos mediciones y el promedio de las dos: TR_1 (Informe de prueba 1), TR_2 (Informe de prueba 2) y TR_{AVG} (Informe de prueba promedio). Los datos y relación calcio azufre son:

- Informe de prueba promedio:

Tabla 4-1 Datos informe de prueba promedio

Flujo másico carbón	16,252	<i>kg/s</i>
Flujo másico caliza	0,253	<i>kg/s</i>
Peso molecular azufre	32,070	<i>kg/kmol</i>
Peso molecular carbonato de calcio	100,090	<i>kg/kmol</i>
Azufre en el combustible	0,690	%
Carbonato de calcio en caliza	99,300	%
Emisiones SO_2	801,330	<i>mg/Nm³</i>

Las emisiones de SO_2 sin utilizar caliza, es decir, las emisiones teóricas, son de 1587,32 mg/Nm^3 , por lo que, utilizando la ecuación (2.26), se obtiene una eficiencia de retención de azufre de 49,52%.

Ahora, con la ecuación (2.25) y los datos de la Tabla 4-1 es posible calcular la relación calcio azufre, siendo esta de 0,634.

- Informe de prueba 1:

Tabla 4-2 Datos informe de prueba 1

Flujo másico carbón	16,310	<i>kg/s</i>
Flujo másico caliza	0,245	<i>kg/s</i>
Peso molecular azufre	32,070	<i>kg/kmol</i>
Peso molecular carbonato de calcio	100,090	<i>kg/kmol</i>
Azufre en el combustible	0,690	%
Carbonato de calcio en caliza	99,300	%
Emisiones SO_2	808,950	<i>mg/Nm³</i>

Las emisiones de SO_2 sin utilizar caliza, es decir, las emisiones teóricas son de 1587,32 *mg/Nm³*, por lo que utilizando la ecuación (2.26) se obtiene una eficiencia de retención de azufre de 49,02%.

Ahora, con la ecuación (2.25) y los datos de la Tabla 4-2 es posible calcular la relación calcio azufre, siendo esta de 0,611.

- Informe de prueba 2:

Tabla 4-3 Datos informe de prueba 2

Flujo másico carbón	16,195	<i>kg/s</i>
Flujo másico caliza	0,262	<i>kg/s</i>
Peso molecular azufre	32,070	<i>kg/kmol</i>
Peso molecular carbonato de calcio	100,090	<i>kg/kmol</i>
Azufre en el combustible	0,690	%
Carbonato de calcio en caliza	99,300	%
Emisiones SO_2	793,700	<i>mg/Nm³</i>

Las emisiones de SO_2 sin utilizar caliza, es decir, las emisiones teóricas son de 1587,32 *mg/Nm³*, por lo que, utilizando la ecuación (2.26), se obtiene una eficiencia de retención de azufre de 50.01 %.

Ahora, con la ecuación (2.25) y los datos de la Tabla 4-3 es posible calcular la relación calcio azufre, siendo esta de 0,658.

Con las pruebas realizadas se obtuvieron dos puntos, uno por cada prueba. Se tomaron los datos promedio por día de emisiones, consumo de caliza y consumo de carbón para poder calcular la eficiencia de retención y la relación calcio azufre.

Los puntos obtenidos en las pruebas de consumo fueron: eficiencia de retención 66,8% y relación calcio azufre 2,45 y eficiencia de retención 83,3% y relación calcio azufre 5,16.

Así, en resumen se tienen los siguientes puntos de partida

Tabla 4-4 Puntos relación calcio azufre y eficiencia de retención

Relación calcio azufre	Eficiencia de retención
0,611	49,02%
0,634	49,52%
0,658	50,01%
2,450	66,80%
5,160	83,30%

Con estos puntos se obtiene la Figura 4-1.

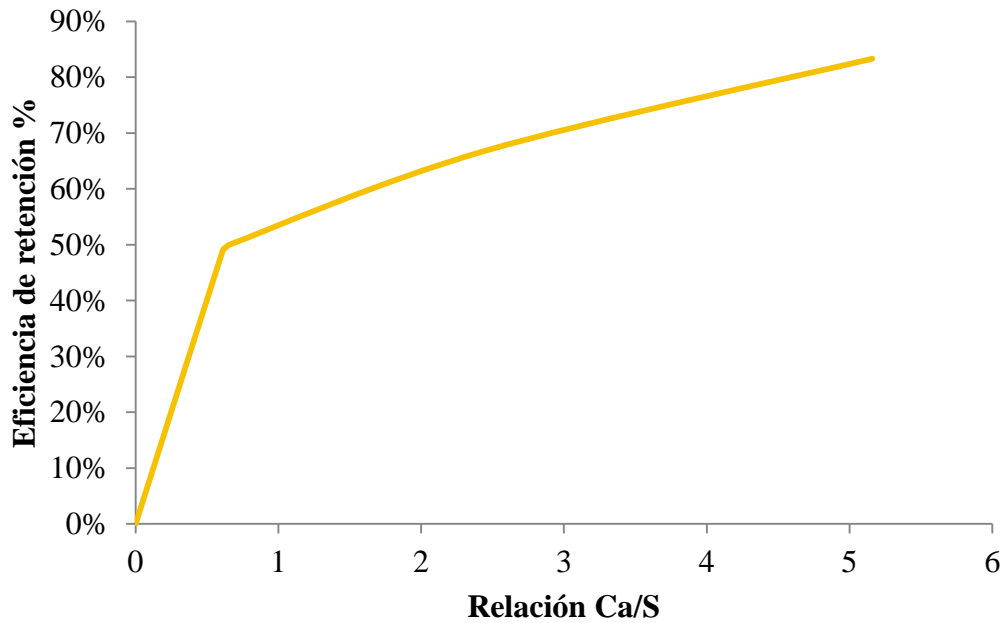


Figura 4-1 Relación calcio azufre y eficiencia de retención

Como se puede observar en el Figura 4-1 se tienen dos zonas que siguen distintas tendencias, y que se encuentran marcadas en el Figura 4-2 (diferenciadas por color).

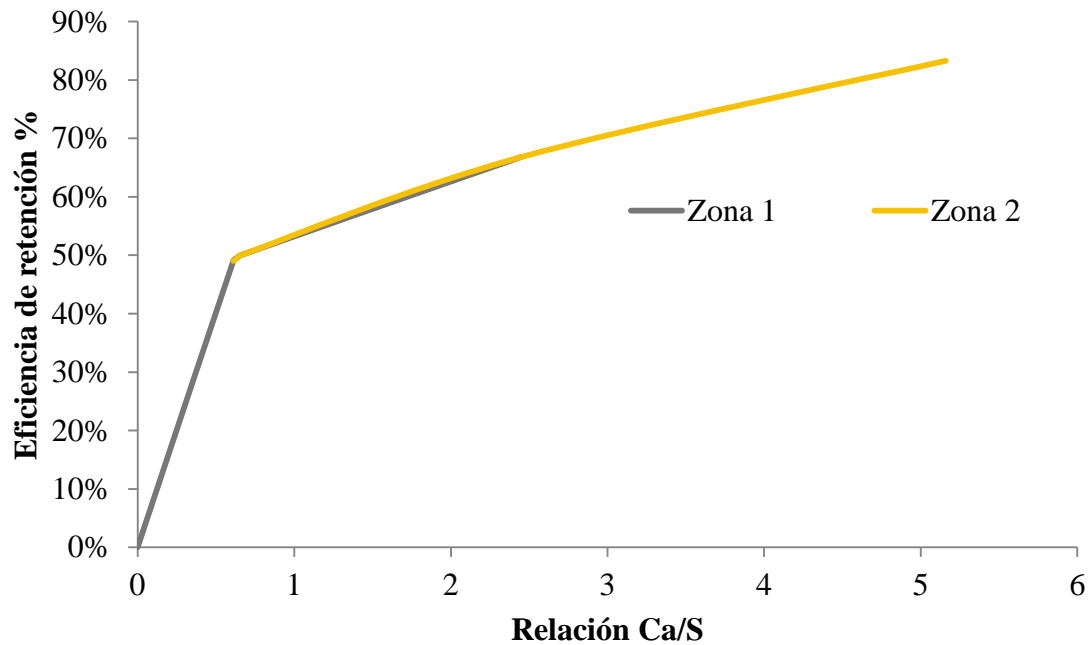


Figura 4-2 Zonas relación calcio azufre y eficiencia de retención

La zona 1 (gris) del Figura 4-2 sigue una tendencia polinomial de grado dos (ecuación (4.1)) y tiene un coeficiente de correlación de 0,9993 como se puede ver en el Figura 4-3.

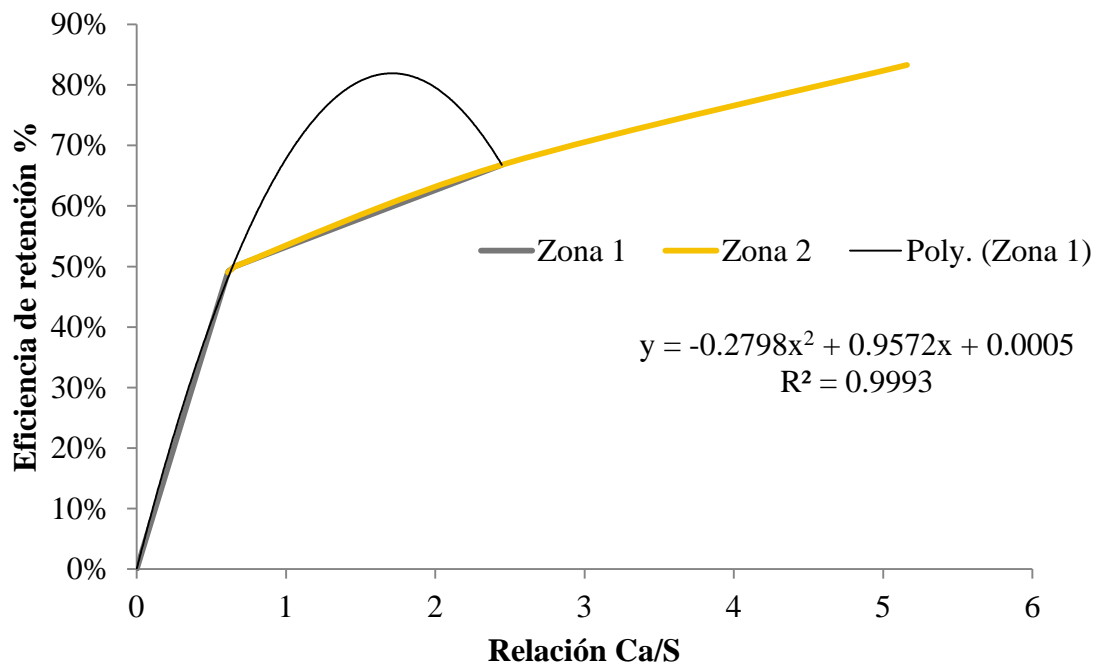


Figura 4-3 Línea de tendencia zona 1

La ecuación (4.1) muestra la función que modela tendencia polinomial que se observa en la Figura 4-3.

$$y = -0,2798 \cdot x^2 + 0,9572 \cdot x + 0,0005 \quad (4.1)$$

Donde,

- y : Eficiencia de retención de azufre, %.
- x : Relación calcio azufre.

$$Ef_{ret} = -0,2798 \cdot (Ca/S)^2 + 0,9572 \cdot (Ca/S) + 0,0005 \quad (4.2)$$

Por otro lado, la zona 2 (amarillo) sigue una tendencia logarítmica de ecuación (4.3) y de coeficiente de correlación 0,9994, tal como se observa en el Figura 4-4.

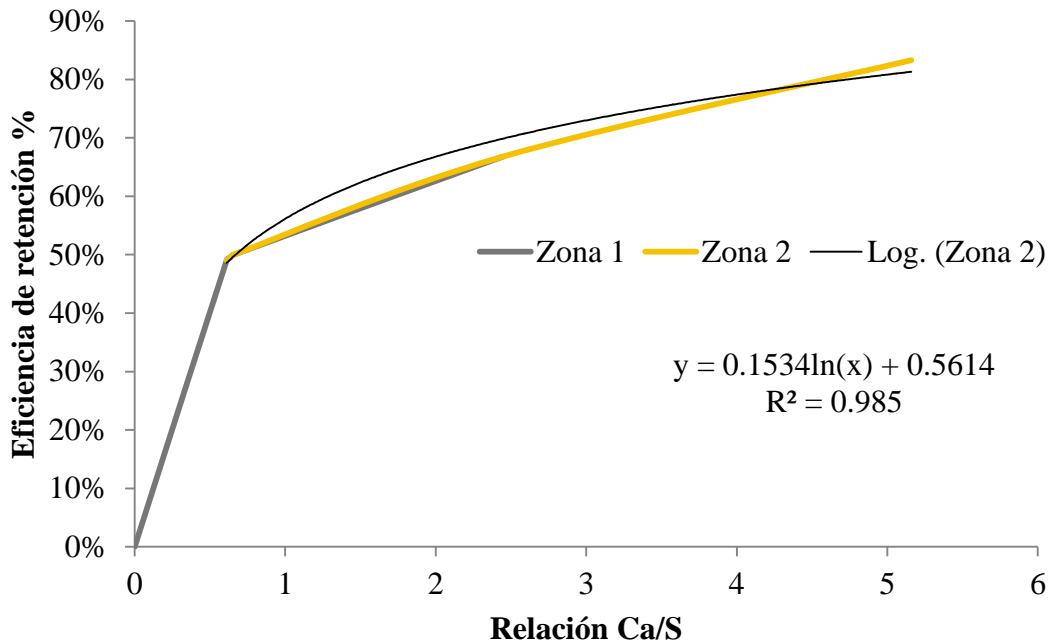


Figura 4-4 Línea de tendencia zona 2

La función que modela la tendencia logarítmica de la Figura 4-4 está representada por la ecuación (4.3).

$$y = 0,1534 \cdot \ln(x) + 0,5614 \quad (4.3)$$

Donde,

- y : Eficiencia de retención de azufre, %
- x : Relación calcio azufre

$$Ef_{ret} = 0,1534 \cdot \ln(Ca/S) + 0,5614 \quad (4.4)$$

Así, la relación que existe entre la eficiencia de retención de azufre y la relación calcio azufre se muestra en la Figura 4-5.

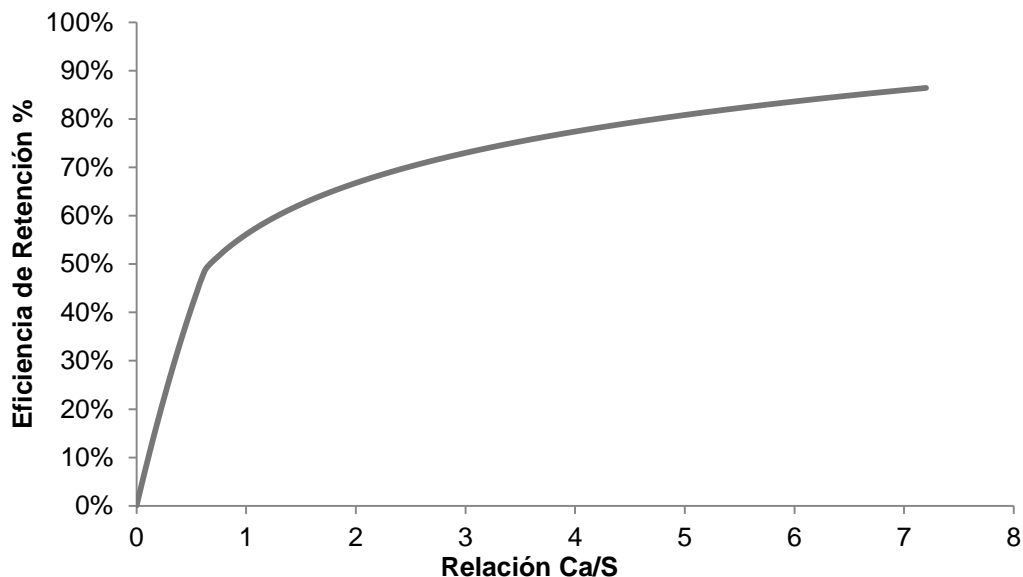


Figura 4-5 Eficiencia de retención y relación calcio azufre según tendencia

Es importante mencionar que bajo el 49% de retención sólo se cuenta con la tendencia polinomial asumiendo que para un 0% de retención de azufre la relación calcio azufre es 0.

En resumen, las funciones que definen la relación que existe entre la relación calcio azufre (Ca/S) y la eficiencia de retención de azufre ($Ef_{retención}$) están representadas en la ecuación (4.5).

$$Ef_{ret} = \begin{cases} -0,2798 \cdot (Ca/S)^2 + 0,9572 \cdot Ca/S + 0,0005 & \text{si } 0 \leq Ca/S < 0,624 \\ 0,1534 \cdot \ln(Ca/S) + 0,5614 & \text{si } 0,624 \leq Ca/S \end{cases} \quad (4.5)$$

El modelo determina la relación calcio azufre en función de la eficiencia de retención, por lo que es necesario encontrar las soluciones de la ecuación (4.5), es decir, expresar la relación calcio azufre en función de la eficiencia de retención. Esta última es calculada con las emisiones reales (que son determinadas por el modelo) y las emisiones permitidas.

Las ecuaciones (4.6) y (4.7) muestran la solución de la ecuación (4.5) y, por lo tanto la relación calcio azufre en función de la eficiencia de retención de azufre.

$$Ca/S = 1,7105 - \sqrt{2,9276 - 3,5739 \cdot Ef_{ret}} \quad \text{si } 0 \leq Ef_{ret} < 0,49 \quad (4.6)$$

$$Ca/S = \exp\left(\frac{Ef_{ret} - 0,5614}{0,1534}\right) \text{ si } 0,49 \leq Ef_{ret} \quad (4.7)$$

Lo anterior es lo que toma el modelo, es decir, dada una eficiencia de retención de azufre se calcula la relación calcio azufre necesaria.

4.2 Validación del modelo.

Para la validar el modelo se utiliza el informe de prueba de CTA. A continuación se presentan los resultados.

El informe de prueba de CTA se realizó basándose en la Norma ASME PTC 4.1 mientras que el modelo se basa en la Norma ASME PTC 4.0, por lo que puede que existan diferencias en la eficiencia térmica y, por lo tanto en los consumos de carbón y caliza.

Como se mencionó anteriormente, el informe de prueba de CTA, cuenta con dos mediciones: TR_1 y TR_2 , las cuales se utilizarán para validar el modelo de cálculo de eficiencia térmica en términos flujo másico de caliza medido, flujo másico de carbón y eficiencia térmica (ver Tabla 4-5). [18]

Tabla 4-5 Resultados informe de prueba CTA

	TR_1	TR_2
Flujo másico carbón kg/s	16,310	16,195
Flujo másico caliza kg/s	0,245	0,262
Eficiencia térmica %	90,070	90,180

Una de las entradas del modelo es el análisis del carbón y el de caliza. El análisis de carbón, tanto en “como recibido” y en base seca se puede ver en la Tabla 4-6.

Tabla 4-6 Análisis carbón informe de prueba

	TR_1	TR_2	
Como recibido (%peso)	Humedad	11,82	11,52
	Carbono	62,07	62,22
	Hidrógeno	4,24	4,19
	Nitrógeno	1,31	1,31
	Azufre	0,69	0,69
	Ceniza	11,08	11,02
	Oxígeno	8,78	9,05

Tabla 4-6 Análisis carbón informe de prueba (continuación)

		TR_1	TR_2
Base seca (% peso)	Humedad	0,00	0,00
	Carbono	70,39	70,32
	Hidrógeno	4,81	4,73
	Nitrógeno	1,48	1,49
	Azufre	0,78	0,78
	Ceniza	12,57	12,57
	Oxígeno	9,96	10,23

La caliza utilizada es la misma para las dos mediciones, lo que cambia es cuánto SO_2 se está emitiendo. Tanto el análisis de caliza y las emisiones de SO_2 están en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7 Análisis caliza informe de prueba

	TR_1	TR_2
Carbonato de calcio %	99,30	99,30
Humedad %	0,10	0,10
Emisiones mg/Nm ³	808,95	793,70

Con los datos anteriores, los resultados del modelo se pueden ver en la Tabla 4-8.

Tabla 4-8 Resultados modelo para datos informe de prueba

	$TR_{1_{modelo}}$	$TR_{2_{modelo}}$
Flujo másico carbón kg/s	16,100	15,989
Flujo másico caliza kg/s	0,248	0,262
Eficiencia térmica %	90,968	91,067

La comparación entre los datos del informe de prueba y los resultados del modelo, tanto para la eficiencia como para los flujos másicos de caliza y carbón y sus respectivos errores (relativos) se pueden ver en Tabla 4-9 y Tabla 4-10. Se define el error relativo en la ecuación (4.8).

$$Error\ relativo = \frac{Dato_{modelo} - Dato_{informe}}{Dato_{informe}} \quad (4.8)$$

Donde,

$Dato_{modelo}$: Dato calculado por el modelo.
 $Dato_{informe}$: Dato del informe de prueba de CTA

La eficiencia térmica presenta un error de 1% aproximadamente, lo que significa que la eficiencia calculada por el modelo es mayor a la del informe de prueba por lo que podría estar sobreestimada. El error del flujo másico es de -1,28% por lo tanto se está subestimando este parámetro. Ahora, para el flujo másico de caliza se puede ver un error mayor (valor absoluto del error), donde el mayor de 1,08% y el menor de -0,19%.

Para la primera medición del informe de prueba, se tiene

Tabla 4-9 Comparación primera medición

	TR_1	$TR_{1_{modelo}}$	<i>Error relativo %</i>
Eficiencia Térmica %	90,070	90,969	1,00%
Flujo másico carbón kg/s	16,310	16,099	-1,29%
Flujo másico caliza kg/s	0,245	0,247	1,08%

Para la segunda medición

Tabla 4-10 Comparación segunda medición

	TR_2	$TR_{2_{modelo}}$	<i>Error relativo %</i>
Eficiencia Térmica %	90,180	91,070	0,98%
Flujo másico carbón kg/s	16,195	15,988	-1,27%
Flujo másico caliza kg/s	0,262	0,259	- 0,19%

Los errores mencionados anteriormente se pueden cuantificar con los consumos de caliza y de carbón y los costos que estos consumos traen a la central. Los consumos que se calcularon fueron horario, diario, mensual y anual, los que se pueden ver en Tabla 4-11 y Tabla 4-12 (informe de prueba 1 e informe de prueba 2, respectivamente). El consumo anual fue calculado en base al factor de planta de una central termoeléctrica típica que funciona, dentro de un año, 11 de los 12 meses de éste, puesto que uno se ocupa en mantenimiento mayor.

En el informe de prueba 1 (Tabla 4-11) es donde se observa las mayor diferencia de consumo tanto para carbón como caliza, siendo cerca de 6.000 toneladas anuales para el carbón y 76 toneladas anuales para la caliza. Se puede ver que en un día se ocupan, en promedio, 1.400 toneladas de carbón y 21 toneladas de caliza. La diferencia que se produce en el carbón equivale a cuatro días de funcionamiento de la central, al igual que para la caliza.

Tabla 4-11 Consumos carbón y caliza informe de prueba 1

	<i>Hora</i>	<i>Día</i>	<i>Mes</i>	<i>Año</i>
Consumo carbón [ton]	58,72	1.409	42.276	471.489
Consumo carbón modelo [ton]	57,96	1.391	41.730	465.407
Δ Consumo carbón [ton]	0,76	18	545	-6.082

Tabla 4-11 Consumos carbón y caliza informe de prueba 1 (continuación)

	<i>Hora</i>	<i>Día</i>	<i>Mes</i>	<i>Año</i>
Consumo caliza [ton]	0,88	21	635	7.082
Consumo caliza modelo [ton]	0,89	21	642	7.159
Δ Consumo caliza modelo [ton]	-0,01	0	-7	76

Para el informe de prueba 2 (Tabla 4-12) se tiene un consumo diario aproximado de 1.400 toneladas de carbón y 23 toneladas de caliza y la diferencia anual corresponde a 6.000 y 14 toneladas, para el carbón y la caliza, respectivamente. Esto se traduce en el consumo de carbón de cuatro días y en el consumo de caliza de un día.

Tabla 4-12 Consumos carbón y caliza informe de prueba 2

	<i>Hora</i>	<i>Día</i>	<i>Mes</i>	<i>Año</i>
Consumo carbón [ton]	58,30	1.399	41.977	468.165
Consumo carbón modelo [ton]	57,56	1.381	41.443	462.205
Δ Consumo carbón [ton]	0,74	18	534	-5.960
Consumo caliza [ton]	0,94	23	679	7.574
Consumo caliza modelo [ton]	0,94	23	678	7.488
Δ Consumo caliza modelo [ton]	0,00	0	1	-14

Otro punto importante es ver los costos de la caliza y del carbón. Para la caliza se asume que el precio es de 63 USD por tonelada. Los costos se encuentran en la Tabla 4-13.

Tabla 4-13 Costos caliza informe de prueba y modelo

	<i>Hora</i>	<i>Día</i>	<i>Mes</i>	<i>Año</i>	
Test report 1	Consumo caliza [USD]	56	1.334	40.008	446.195
	Consumo caliza modelo [USD]	56	1.348	40.438	451.001
	Δ USD	0	-14	-430	4.806
Test report 2	Consumo caliza [USD]	59	1.426	42.784	477.155
	Consumo caliza modelo [USD]	59	1.423	42.703	476.253
	Δ USD	0	3	81	-902

Como se puede ver la diferencia en dólares más grande corresponde a 4.806, lo que equivale al 1,1% de los costos totales anuales por concepto de caliza mientras que la menor corresponde a 902 USD, correspondiente a 0,2%.

Con respecto al carbón, la Tabla 4-14 muestra un resumen de los costos horarios, diarios, mensuales y anuales. Se asume un precio de carbón de 60 USD/ton.

Tabla 4-14 Costos carbón informe de prueba y modelo

		<i>Hora</i>	<i>Día</i>	<i>Mes</i>	<i>Año</i>
<i>Test report 1</i>	Consumo carbón [USD]	3.523	84.551	2.536.531	28.289.369
	Consumo carbón modelo [USD]	3.478	83.460	2.503.810	27.924.433
	Δ USD	45	1.091	32.721	-365.936
<i>Test report 2</i>	Consumo carbón [USD]	3.498	83.955	2.518.646	28.089.904
	Consumo carbón modelo [USD]	3.454	82.886	2.486.582	27.731.294
	Δ USD	44	1.069	32.064	-357.610

El error relativo de los dos casos es 1,3% del total del costo del informe de prueba. Ahora bien, si se ven los costos totales, es decir, el costo de carbón más el costo de caliza, el carbón representa el 98% y la caliza el 2% por lo tanto el error más significativo es el error del carbón.

4.3 Comparación del modelo con día de prueba.

Además de las pruebas de consumo mencionadas anteriormente, se realizó una adicional el 2 de noviembre, la cual no se consideró para encontrar los puntos de la eficiencia de retención y la relación calcio azufre.

Los datos medidos se tomaron de la base de datos de la empresa, mediante el programa ASPEN IP 21, el cual contiene los datos históricos de los puntos medidos en las centrales (temperaturas, flujos másicos, presiones, entre otros). El modelo toma automáticamente los datos necesarios de acuerdo a la fecha y hora seleccionada.

Los datos se tomaron cada 10 minutos, obteniéndose un total de 134 datos. Se utilizó una mezcla de carbón, 60% Mina Invierno y 40% Descanso, el porcentaje de azufre es 0,49% y el poder calorífico superior es de 4933 *kcal/kg*. La Figura 4-6 muestra los 134 puntos tanto de los datos medidos (caliza medida) como de los resultados del modelo (caliza modelo). Como se puede ver, existen dos tramos donde el modelo sigue la tendencia de los datos medidos.

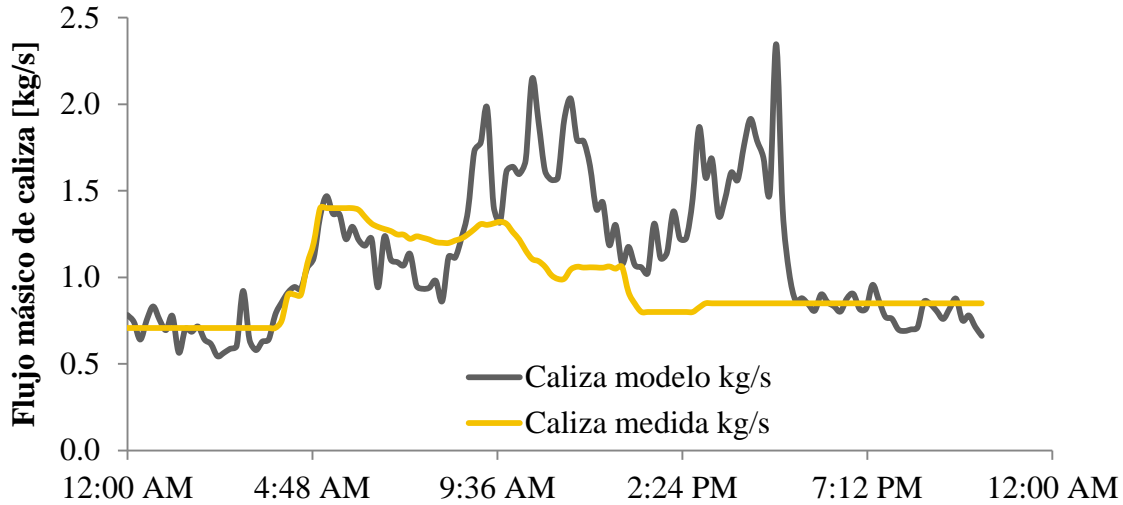


Figura 4-6 Flujo másico caliza medido y modelo.

Al graficar la zona incongruente (caliza medida) con las emisiones de SO_2 , se obtiene la Figura 4-7. Se puede ver que no existe patrón entre los dos parámetros lo que puede deberse a un problema operacional o problema de medición de flujo másico de caliza, por lo que para efectos de comparación este tramo no se considerará.

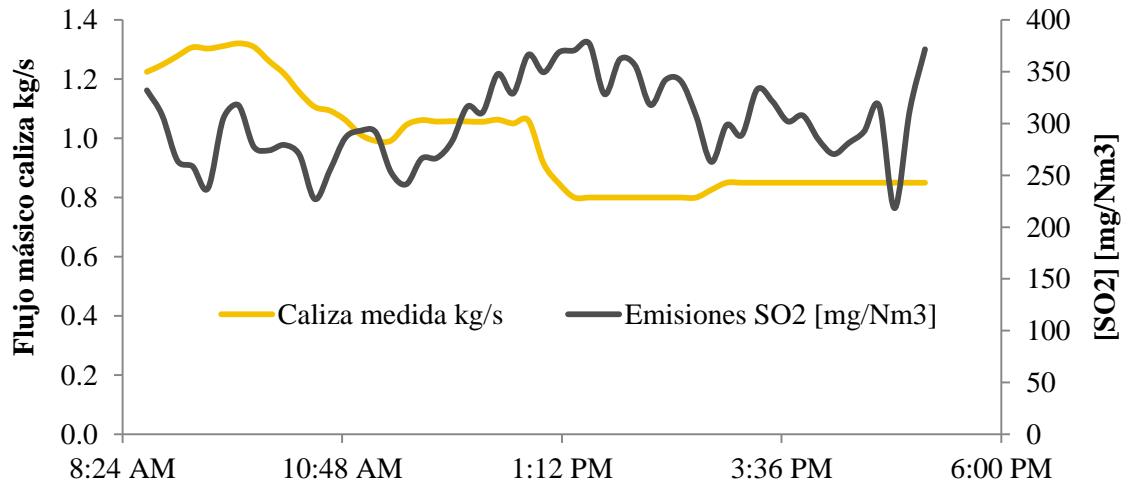


Figura 4-7 Caliza medida y emisiones SO_2 para zona incongruente

El tramo donde no existe congruencia entre el flujo másico de caliza medida y no sigue la ecuación (4.5) sino que la ecuación (4.9)

$$E_{f_{ret}} = \begin{cases} 0,3386 \cdot \exp(0,2984 \cdot Ca/S) & Ca/S < 3 \\ 0,3203 \cdot \ln(Ca/S) + 0,4032 & Ca/S > 3 \end{cases} \quad (4.9)$$

Al usar las ecuaciones anteriores en el modelo se obtiene la gráfica de la Figura 4-8, observándose que la tendencia de ambas curvas es similar.

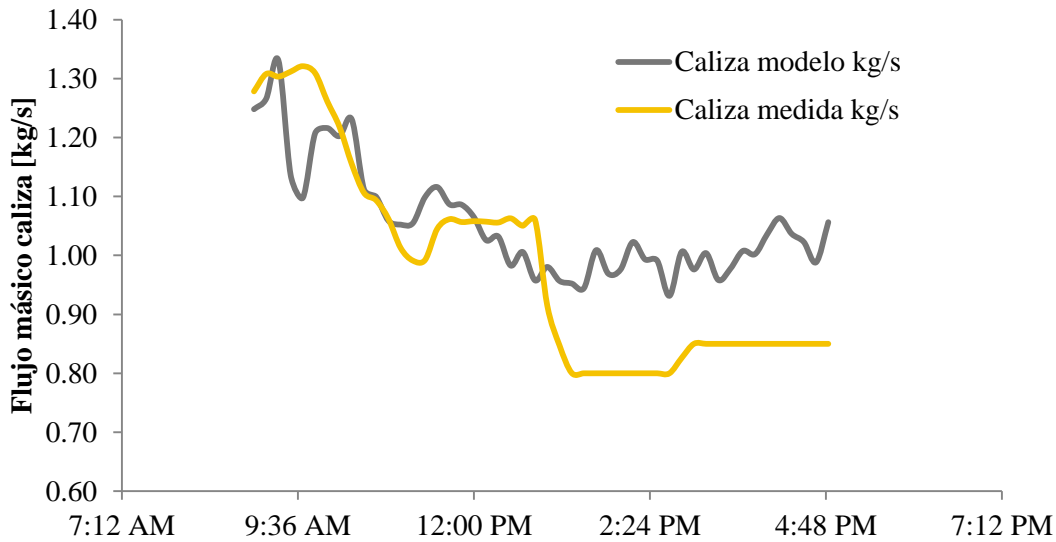


Figura 4-8 Caliza medida y emisiones SO_2 para zona incongruente

La gráfica de los flujos másicos de caliza medida y modelo se observa en la Figura 4-9, siguiendo los dos una curva similar.

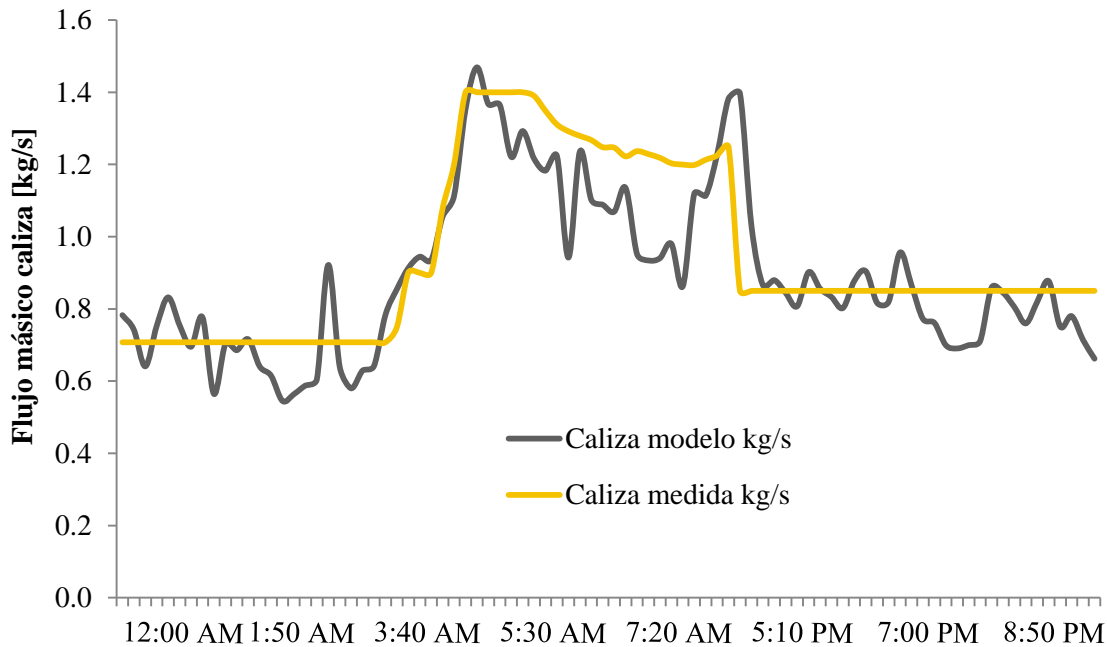


Figura 4-9 Flujos másicos caliza medida y modelo son zona incongruente

Por otro lado, en la Figura 4-10 se observa un gráfico en el tiempo del flujo másico de caliza calculada con el modelo y las emisiones de dióxido de azufre. Como se puede ver, el flujo másico de caliza es el complemento de las emisiones, lo que indica que el modelo está bien

planteado dado que un aumento de las emisiones produce una disminución de la cantidad de caliza (todo esto para un mismo carbón).

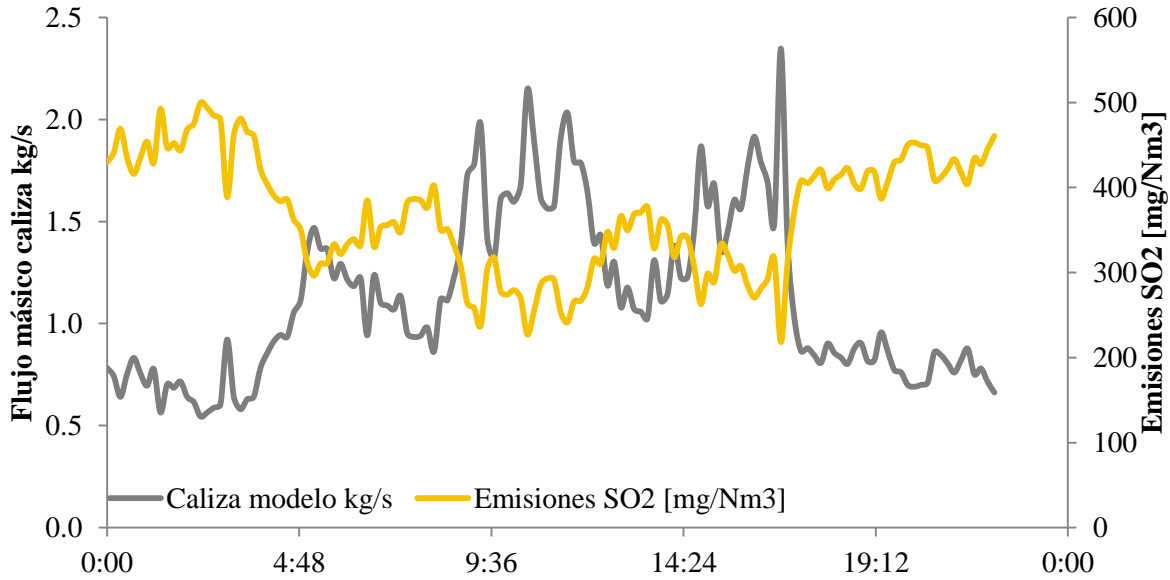


Figura 4-10 Flujo másico caliza modelo y emisiones de SO_2

4.4 Resultados para carbones con distinta composición.

Los carbones que fueron analizados se pueden ver en el Anexo A: Carbones “como recibido” y en el Anexo B: Carbones en base seca. Estos fueron ocupados en la central Andina entre agosto 2014 y agosto 2015. Se cuenta con 14 carbones distintos, de 4 tipos o minas distintas (Cerrejón, César, Descanso y Mina Invierno). Los carbones de la misma mina tienen características similares, es decir, una composición similar. En el

Anexo C: Composición típica de cada mina se puede ver la composición típica de los carbones de cada mina. La Mina Invierno se ubica en Chile, en la Isla Riesco (Región de Magallanes y Antártica chilena) y las minas Cerejón, Descanso y César se encuentran en Colombia.

Las condiciones ambientales y las de la caldera se asumen iguales para todos los carbones e iguales a las del informe de prueba promedio. Se puede ver en el

Anexo D: Condiciones caldera informe de prueba promedio.

Las condiciones ambientales que se tienen son las de la Tabla 4-15, la generación bruta es de 161,68 [MW] y los consumos auxiliares de 16,26 [MW].

Tabla 4-15 Condiciones ambientales

Condiciones ambientales	Unidad
Temperatura	18,37 °C
Presión	1011,00 mbar
Humedad relativa	65,00 %

La caliza que se utiliza para el análisis corresponde a la que se está utilizando actualmente en las centrales Andina y Hornitos y tiene por nombre Saga Tucano. Su análisis se puede ver en la Tabla 4-16.

Tabla 4-16 Composición caliza

Componente	
CaCO₃	98,11 %
MgCO₃	0,50 %
H₂O	4,74 %
Ca(OH)₂	0,00 %
Mg(OH)₂	0,00 %

Antes de analizar los 14 carbones se muestran los resultados del modelo (ver Tabla 4-17) para cada mina de carbón, con el fin de poder predecir cuál será el comportamiento de los distintos carbones.

Tabla 4-17 Resultados modelo para las distintas minas.

Mina	Flujo carbón kg/s	Flujo Caliza kg/s	Eficiencia térmica %	Eficiencia de retención
Mina Invierno	24,61	0,97	87,55	70%
Cesar	16,74	1,40	89,44	75%
Descanso	16,20	1,97	89,42	79%
Cerrejón	15,88	1,19	89,79	73%

Como se puede ver en la Tabla 4-17, existe una gran diferencia entre las distintas minas de carbón para el flujo de caliza y para la eficiencia de retención, mientras que para el flujo de carbón y la eficiencia térmica se observan mayores diferencia entre mina Invierno y las otra tres minas de carbón.

En la Figura 4-11 se observa un gráfico de la eficiencia térmica y el porcentaje de carbono en el carbón para cada mina. Se puede ver una relación directa entre estos dos parámetros, a medida que el porcentaje de carbono aumenta la eficiencia térmica también lo hace, siendo mina

Invierno la mina con menor eficiencia térmica debido a su bajo contenido de carbono y mina Cerrejón la que tiene una mayor eficiencia.

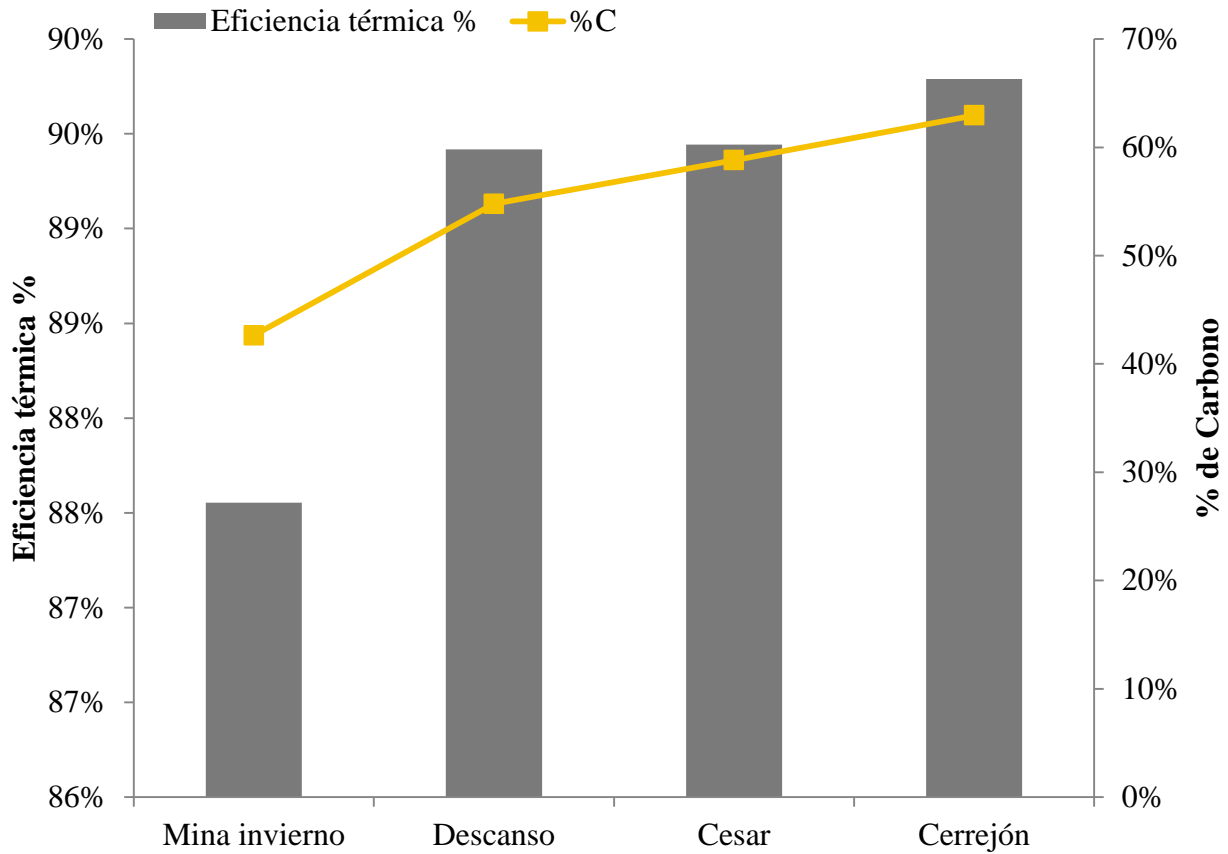


Figura 4-11 Eficiencia y % de Carbono para cada mina de carbón.

La Figura 4-12 muestra el flujo másico de caliza y el porcentaje de azufre en el carbón para las cuatro minas. Se puede ver que a mayor porcentaje de azufre mayor es el flujo másico de caliza, por lo que existe una relación directa entre estos dos parámetros. La mina que tiene menor cantidad de consumo de caliza es mina Invierno y la que más es mina Descanso.

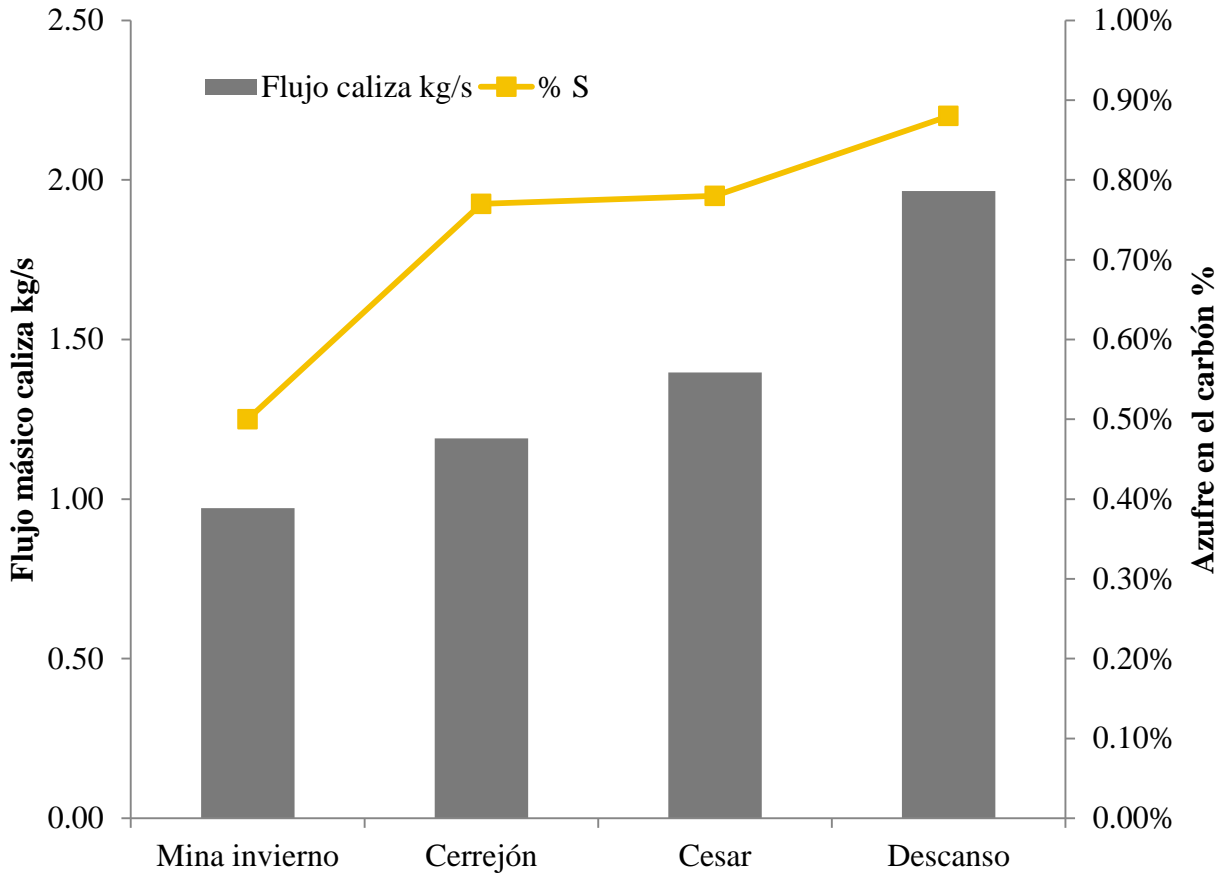


Figura 4-12 Flujo másico de caliza y % de azufre para cada mina.

Con lo anterior, se espera que los carbones de mina Invierno sean los de menor flujo másico de caliza y de menor eficiencia térmica, que los carbones de mina Cerrejón sean los de mayor eficiencia térmica y los de mina descanso, los de mayor consumo de caliza. A continuación se presentan los resultados del modelo de flujo másico de carbón y caliza y de eficiencia térmica y de retención, para los 14 carbones analizados (ver Tabla 4-18).

Tabla 4-18 Flujo másico carbón y caliza y eficiencias térmica y de retención

Carbón	Tipo	Flujo carbón kg/s	Flujo Caliza kg/s	Eficiencia térmica %	Eficiencia de retención %
Izmir	Cerrejón	15,48	1,38	89,90	75%
Florinda I	Cerrejón	16,28	1,01	90,02	72%
Rize	Cerrejón	15,72	0,88	90,29	71%
Maritime Emerald	Cesar	16,83	1,92	88,59	77%
King Fraser	Cesar	16,59	1,42	89,23	75%

Tabla 4-18 Flujo másico carbón y caliza y eficiencia térmica y de retención

Carbón	Tipo	Flujo carbón kg/s	Flujo Caliza kg/s	Eficiencia térmica %	Eficiencia de retención %
Genco Knight (Ces)	Cesar	16,82	1,53	88,98	75%
Kenan	Descanso	18,28	2,05	87,86	77%
Genco Knight (Des)	Descanso	17,58	1,90	88,31	77%
Kirribilli	Descanso	16,68	0,84	89,71	69%
RM Power	Descanso	16,50	1,29	89,21	73%
Elena	Mina invierno	24,22	0,46	85,12	61%
Loreto	Mina invierno	24,43	0,53	85,39	62%
Ocean Bright	Mina invierno	24,03	0,39	85,78	59%
Ultra Regina	Mina invierno	23,74	0,62	85,77	64%

Como se puede observar en la Tabla 4-18, la eficiencia térmica y el flujo másico de carbón se comportan de manera similar. En la Figura 4-13 se puede ver la eficiencia térmica y el porcentaje de carbono para los 14 carbones analizados. Existe una relación directa entre estos dos parámetros, donde el coeficiente de correlación es 0,96. Además, como se ve en el análisis anterior (análisis por mina), los carbones de mina Invierno son los con menor eficiencia y los de mina Cerrejón los con mayor.

La eficiencia térmica se calcula en base a pérdidas y créditos, los que depende de la composición del carbón, por lo que es de gran ayuda estudiarlos para determinar qué otros factores, además del porcentaje de carbono, afectan a esta eficiencia (ver numerales 4.4.1 y 4.4.2).

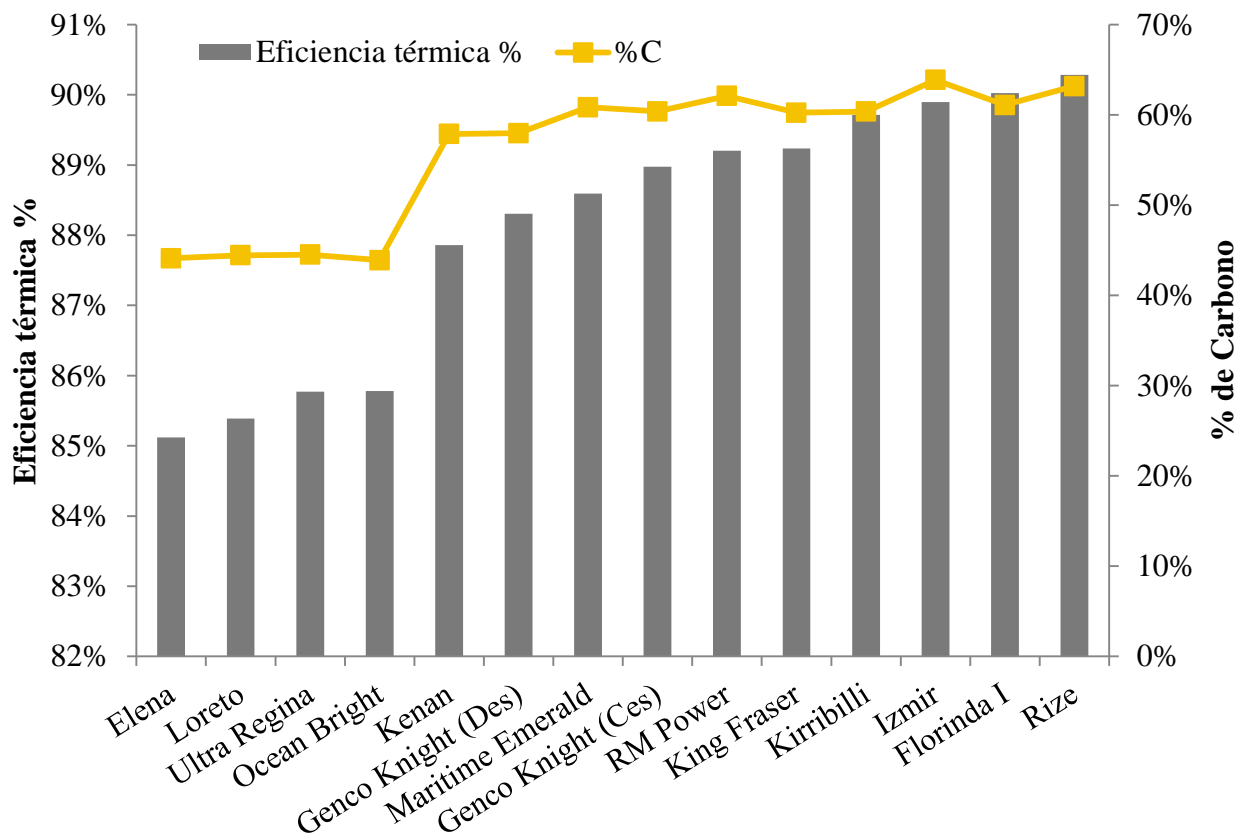


Figura 4-13 Eficiencia térmica y % de Carbono

A su vez, el flujo másico de carbón depende del porcentaje de carbono que tenga el carbón. En la Figura 4-14 se puede ver dicha relación. A medida que el porcentaje de carbono es mayor, menor es el flujo de combustible necesario. Con esto, se puede decir que un carbón con un alto porcentaje de carbono otorga una mayor eficiencia térmica a la central.

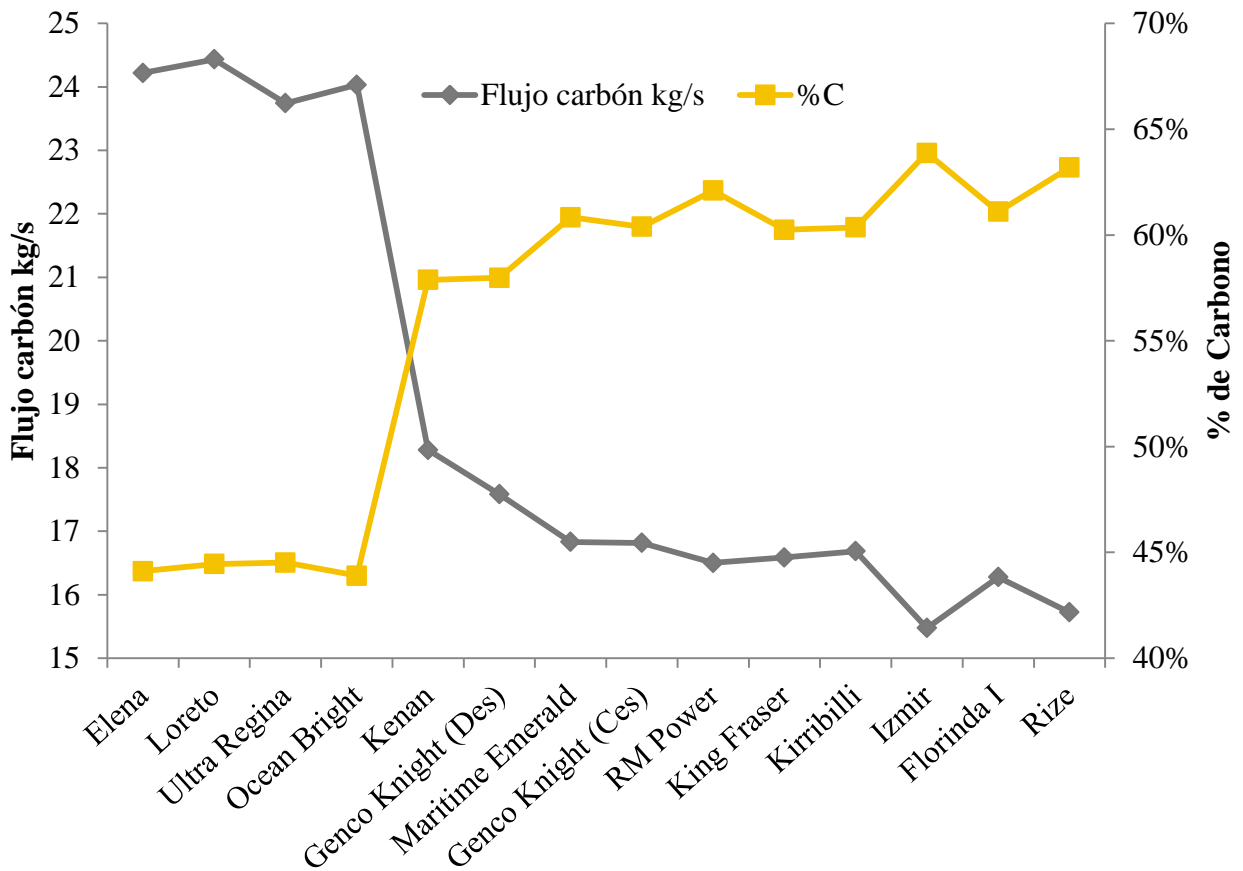


Figura 4-14 Flujo másico y carbono en el combustible

Otro factor que se puede analizar es flujo másico de caliza. En la Figura 4-15 se observa la relación entre el porcentaje de azufre y el flujo de caliza, la que tiene un coeficiente de correlación de 0,95 que indica que están fuertemente relacionadas y su relación es directa.

Según los resultados del análisis de las minas de carbón, los carbones de mina Invierno son los que ocupan menor cantidad de caliza, lo que se cumple dado que Ocean Bright, Loreto, Elena y Ultra Regina ocupan los consumos más bajos en la Figura 4-15. Los mayores consumos debiesen ser de la mina Descanso, pero se observa que sólo el mayor consumo es de un carbón de esta mina pero los otros lugares están ocupados por distintas minas sin orden. Esto se debe a que las minas Cerrejón y César tienen un porcentaje de azufre típico similar, el que varía dependiendo del carbón. Al igual con mina Descanso, su porcentaje típico varía, pudiendo ser similar al uno de mina Cerrejón o César. Por esta razón es que sólo se puede decir que los carbones que ocupan menos caliza son los mina Invierno.

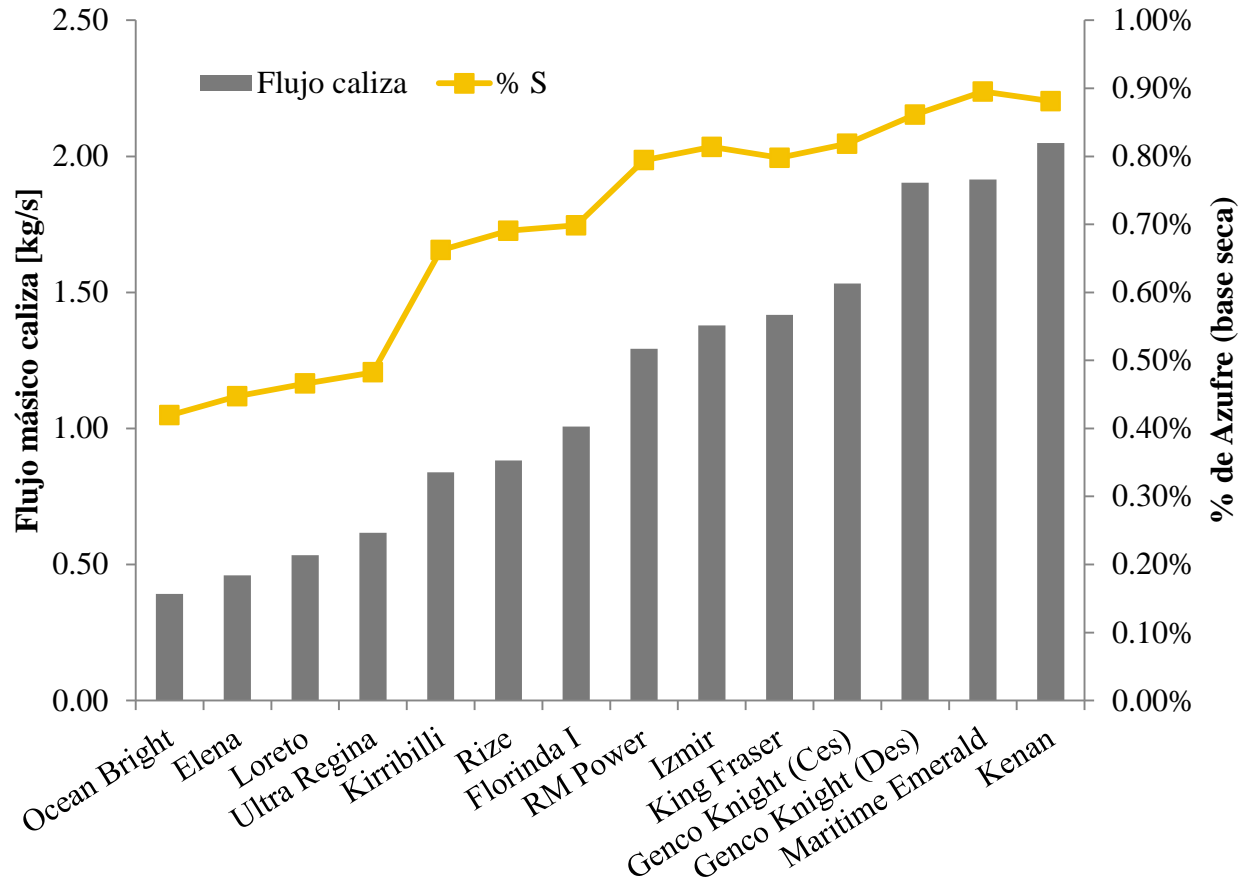


Figura 4-15 Flujo másico caliza y porcentaje de azufre

4.4.1 Pérdidas.

En la Tabla 4-19 se encuentra un resumen de las pérdidas, tanto en porcentaje como en kW, siendo

- L_1 : Pérdida por gas seco.
- L_2 : Pérdida por agua formada en la combustión del hidrógeno.
- L_3 : Pérdida por agua en el carbón.
- L_4 : Vapor de agua en el combustible gaseoso. Esta pérdida no se considera dado que el combustible es sólido.
- L_5 : Pérdida por humedad en el aire.
- L_6 : Pérdida por carbono no quemado en el residuo.
- L_7 : Pérdida por calor sensible en el residuo.
- L_8 : Pérdida por calcinación y deshidratación del sorbente.
- L_9 : Pérdida por agua en el sorbente.

Como se observa, las mayores pérdidas son L_1 , L_2 y L_3 en porcentaje y L_8 en kW pero como no están en la misma unidad no se pueden comparar directamente. Para convertir las pérdidas en

porcentaje a kW se debe conocer el poder calorífico superior y el flujo másico de carbón, datos que son conocidos, para así determinar la potencia que se encuentra en el combustible. Con la potencia de cada carbón y el porcentaje de la pérdida se calcula a cuántos kW corresponde cada una.

Tabla 4-19 Pérdidas en % y kW por carbón

Carbón	L1 %	L2 %	L3 %	L5 %	L6 %	L7 %	L8 kW	L9 kW
Izmir	5.00%	3.94%	1.02%	0.08%	0.0001%	0.002%	2,421	3.6
Florinda I	4.75%	4.06%	1.17%	0.08%	0.0001%	0.002%	1,768	2.6
Rize	4.64%	3.94%	1.18%	0.07%	0.0001%	0.001%	1,549	2.3
Maritime Emerald	5.47%	4.03%	1.60%	0.09%	0.0001%	0.002%	3,363	5.0
King Fraser	4.99%	3.94%	1.69%	0.08%	0.0001%	0.001%	2,489	3.7
Genco Knight (Ces)	5.14%	4.03%	1.67%	0.08%	0.0001%	0.001%	2,692	4.0
Kenan	5.70%	4.14%	1.96%	0.09%	0.0002%	0.002%	3,598	5.4
Genco Knight (Des)	5.42%	4.15%	1.81%	0.09%	0.0001%	0.002%	3,342	5.0
Kirribilli	4.61%	4.10%	1.64%	0.07%	0.0001%	0.001%	1,474	2.2
RM Power	5.00%	3.93%	1.77%	0.08%	0.0001%	0.001%	2,271	3.4
Elena	4.25%	8.02%	2.86%	0.07%	0.0002%	0.003%	808	1.2
Loreto	4.29%	7.49%	3.05%	0.07%	0.0002%	0.003%	937	1.4
Ocean Bright	4.12%	7.58%	2.77%	0.07%	0.0002%	0.003%	689	1.0
Ultra Regina	4.27%	7.36%	2.77%	0.07%	0.0002%	0.003%	1,082	1.6

La Tabla 4-20 muestra el porcentaje que representa cada una de las pérdidas con respecto al total de ellas y la Figura 4-16 presenta la tabla gráficamente. Las pérdidas más significativas para los carbones Cerrejón, César y Descanso, en orden descendente, son L_1 , L_2 , L_3 y L_8 , mientras que para mina Invierno, la más significativa es L_2 y como segunda L_1 . Las pérdidas promedios están representadas en la Figura 4-17, en donde “otros” agrupa a las pérdidas L_5 , L_6 , L_7 y L_9 . El detalle del cálculo se encuentra en el Anexo E: Pérdidas

Tabla 4-20 Porcentaje de pérdidas

Carbón	L1 %	L2 %	L3 %	L5 %	L6 %	L7 %	L8 %	L9 %
Izmir	47.05%	37.07%	9.58%	0.74%	0.00%	0.01%	5.53%	0.01%
Florinda I	45.27%	38.71%	11.18%	0.72%	0.00%	0.02%	4.10%	0.01%
Rize	45.45%	38.59%	11.52%	0.72%	0.00%	0.01%	3.70%	0.01%
Maritime Emerald	45.61%	33.58%	13.34%	0.72%	0.00%	0.01%	6.72%	0.01%
King Fraser	44.16%	34.87%	14.93%	0.70%	0.00%	0.01%	5.32%	0.01%
Genco Knight (Ces)	44.42%	34.83%	14.42%	0.70%	0.00%	0.01%	5.60%	0.01%
Kenan	44.70%	32.50%	15.35%	0.71%	0.00%	0.02%	6.71%	0.01%

Tabla 4-20 Porcentajes de pérdidas (continuación)

Carbón	L1 %	L2 %	L3 %	L5 %	L6 %	L7 %	L8 %	L9 %
Genco Knight (Des)	44.20%	33.82%	14.75%	0.70%	0.00%	0.01%	6.50%	0.01%
Kirribilli	42.76%	38.01%	15.23%	0.67%	0.00%	0.01%	3.32%	0.00%
RM Power	44.16%	34.67%	15.61%	0.70%	0.00%	0.01%	4.84%	0.01%
Elena	27.63%	52.10%	18.60%	0.45%	0.00%	0.02%	1.21%	0.00%
Loreto	28.35%	49.54%	20.20%	0.46%	0.00%	0.02%	1.43%	0.00%
Ocean Bright	28.01%	51.56%	18.86%	0.45%	0.00%	0.02%	1.09%	0.00%
Ultra Regina	29.01%	49.98%	18.81%	0.47%	0.00%	0.02%	1.70%	0.00%
Promedio	40.00%	40.00%	15.00%	1.00%	0.00%	0.00%	4.00%	0.00%

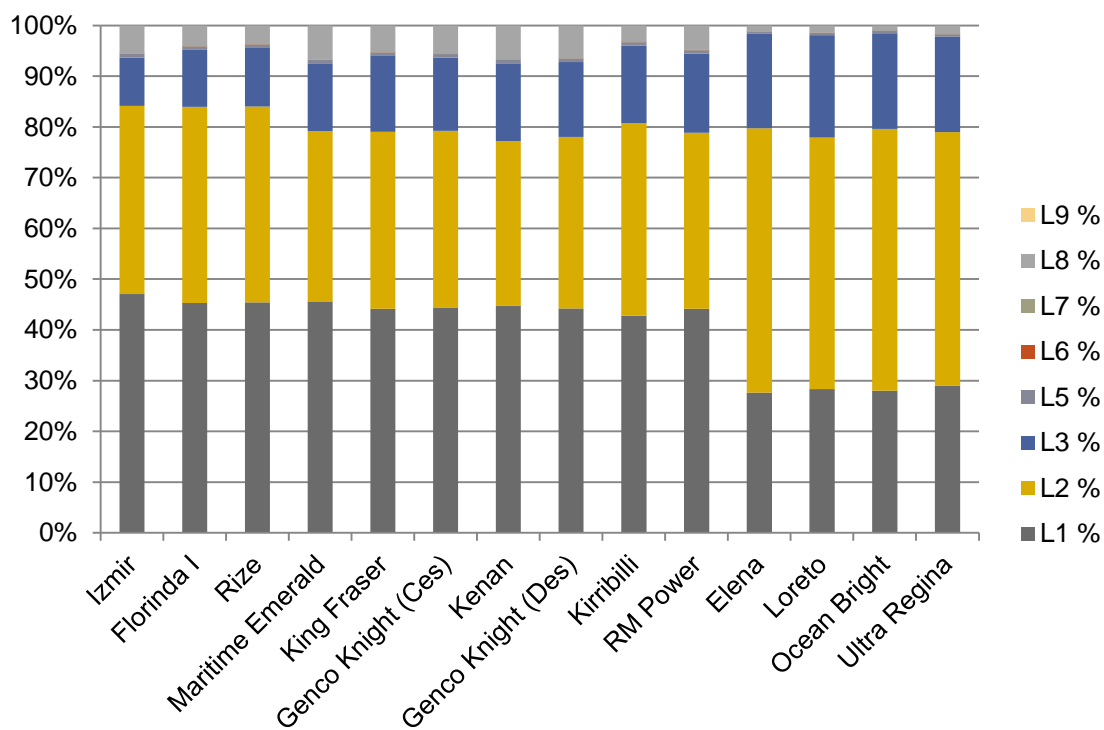


Figura 4-16 Porcentaje de cada pérdida con respecto al total de pérdidas (por carbón)

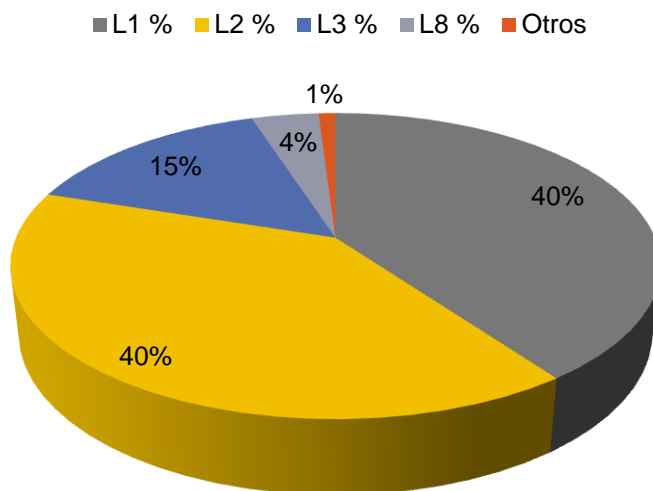


Figura 4-17 Porcentaje de cada pérdida promedio con respecto al total.

Teniendo en consideración que, tal como se señaló, las pérdidas más importantes son L_1 , L_2 , L_3 y L_8 resulta de gran utilidad conocer qué factores afectan a cada una de ellas.

4.4.1.1 L_1 : Pérdida por gas seco.

La pérdida L_1 es una de las pérdidas más complejas debido a que posee muchos cálculos y depende de casi todos los componentes del carbón. Por esta razón no es posible determinar qué elementos influyen en ella de manera directa (tal como se realiza en los numerales 4.4.1.2 y 4.4.1.3). Ocupando los coeficientes de correlación para los componentes del carbón, para la razón que existente entre ellos y el poder calorífico superior será posible determinar una relación. Así, el componente que está relacionado con la pérdida L_1 es la razón $\%S/HHV$ y lo hace de manera directa, es decir, a mayor $\%S/HHV$ mayor será la pérdida por gas seco.

4.4.1.2 L_2 : Pérdida por agua formada en la combustión del hidrógeno.

Se calcula con la ecuación (2.47), la que tiene como entrada la temperatura de referencia (25°C según la norma), la temperatura de los gases a la salida del precalentador (128°C según informe de prueba, constante para todos los carbones) y el agua formada en la combustión del hidrógeno.

El agua formada por la combustión del hidrógeno (M_{qWH2F}) se calcula con la ecuación (4.10).

$$M_{qWH2F} = 8,937 \cdot \frac{\%H_{carbón}}{HHV} \quad (4.10)$$

Así, la pérdida L_2 depende de la relación $\%H_{carbón}/HHV$. El coeficiente de correlación es 1, lo que indica que mientras mayor sea la relación mayor será la pérdida.

4.4.1.3 L_3 : Pérdida por agua en el carbón.

Tal como su nombre lo dice, es la pérdida que produce el agua presente en el carbón. Al igual que la pérdida L_2 , depende de las temperaturas de referencia y la de los gases a la salida del precalentador. La diferencia radica en que esta está en función del agua existente en el combustible (M_{qWF}). Para este último cálculo se utiliza la ecuación(4.11).

$$M_{qWF} = \frac{\%H_2O}{HHV} \quad (4.11)$$

La pérdida L_3 depende de la razón $\%H_2O/HHV$. Mientras más grande sea mayor será la pérdida.

4.4.1.4 L_8 : Pérdida por calcinación y deshidratación del sorbente.

Al igual que la pérdida L_1 , L_8 depende de muchos factores, pero en su caso se observa que el coeficiente de relación entre esta pérdida y la razón entre el porcentaje de azufre en el combustible y el poder calorífico superior es de 1, es decir, se trata de una relación directa.

4.4.2 Créditos.

En la Tabla 4-21 se muestra un resumen de los créditos en % y en kW. Se observa que en conjunto, los créditos no superan el 1%. Esto versus 13% aproximado de las pérdidas. Algo similar ocurre con la potencia.

- Q_1 : Crédito gas seco entrando.
- Q_2 : Crédito por humedad en el aire.
- Q_3 : Crédito por calor sensible en el combustible.
- Q_4 : Crédito por sulfatación.
- Q_5 : Crédito por calor sensible en el sorbente.

Tabla 4-21 Créditos en % y kW.

Carbón	Q1 %	Q2 %	Q3 %	Q4 %	Q5 kW
Izmir	0.450%	0.007%	0.067%	0.004%	11.05
Florinda I	0.427%	0.007%	0.071%	0.004%	8.06
Rize	0.417%	0.007%	0.069%	0.004%	7.06
Maritime Emerald	0.492%	0.008%	0.072%	0.005%	15.38
King Fraser	0.447%	0.007%	0.072%	0.004%	11.37
Genco Knight (Ces)	0.461%	0.007%	0.072%	0.004%	12.29
Kenan	0.513%	0.008%	0.078%	0.005%	16.45
Genco Knight (Des)	0.488%	0.008%	0.075%	0.005%	15.28
Kirribilli	0.413%	0.007%	0.073%	0.004%	6.72

Tabla 4-21 Créditos en % y en kW (continuación)

Carbón	Q1 %	Q2 %	Q3 %	Q4 %	Q5 kW
RM Power	0.449%	0.007%	0.071%	0.004%	10.36
Elena	0.392%	0.006%	0.100%	0.003%	3.67
Loreto	0.393%	0.006%	0.101%	0.003%	4.26
Ocean Bright	0.378%	0.006%	0.100%	0.003%	3.13
Ultra Regina	0.391%	0.006%	0.099%	0.003%	4.92

El procedimiento para determinar qué porcentaje del total de los créditos representa cada uno es similar al de las pérdidas y se puede ver en el Anexo F: Créditos La Figura 4-18 muestra un gráfico que representa el porcentaje de cada créditos con respecto al total de los créditos, para cada carbón. Como se puede ver el crédito más importante es el Q_1 , seguido del Q_3 .

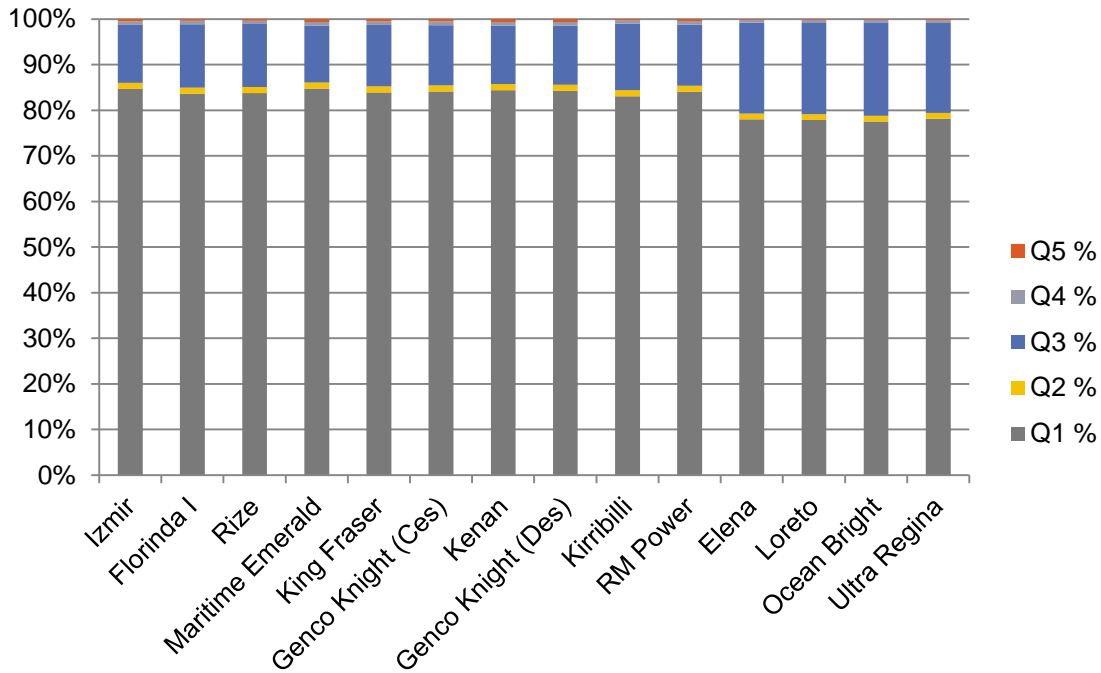


Figura 4-18 Porcentaje de cada crédito con respecto al total de los créditos.

El crédito Q_3 está inversamente relacionado con el poder calorífico superior, es decir, mientras mayor sea este, menor será el crédito y el crédito Q_1 se relaciona directamente con la razón $\%S_{carbón}/HHV$.

Otro factor que afecta a algunas pérdidas y créditos es la razón entre el flujo másico de caliza y el flujo másico de carbón, pero en este caso no fueron considerados puesto que el flujo másico de carbón y, por lo tanto, el de caliza depende directamente de la eficiencia térmica.

El resumen de los factores que afectan las pérdidas y créditos y, por lo tanto la eficiencia térmica se puede ver en la Tabla 4-22, en donde, además se observa cómo son afectados las pérdidas, créditos y eficiencia por estos factores.

Tabla 4-22 Factores y pérdidas, créditos y eficiencia térmica

	Pérdida	Créditos	Eficiencia térmica
$\%H_2O/HHV$	Directa	-	Inversa
$\%H_2/HHV$	Directa	-	Inversa
$\%S/HHV$	Directa	Directa	Inversa
HHV	-	Inversa	Inversa

4.5 Emisiones

En este numeral se va a ver qué pasa con la eficiencia térmica, con el flujo de carbón y con el flujo de caliza para un mismo carbón al variar el nivel de emisión. El carbón analizado corresponde Izmir del tipo Cerrejón. El nivel de emisiones de SO_2 varía entre 250 y 650 mg/Nm^3 .

La Figura 4-19 muestra cómo van cambiando la eficiencia térmica y el flujo de carbón a medida que aumentan las emisiones de SO_2 . Al igual que en el apartado anterior, se observa una relación inversa entre ambos términos, es decir, a mayor flujo de carbón, menor eficiencia térmica.

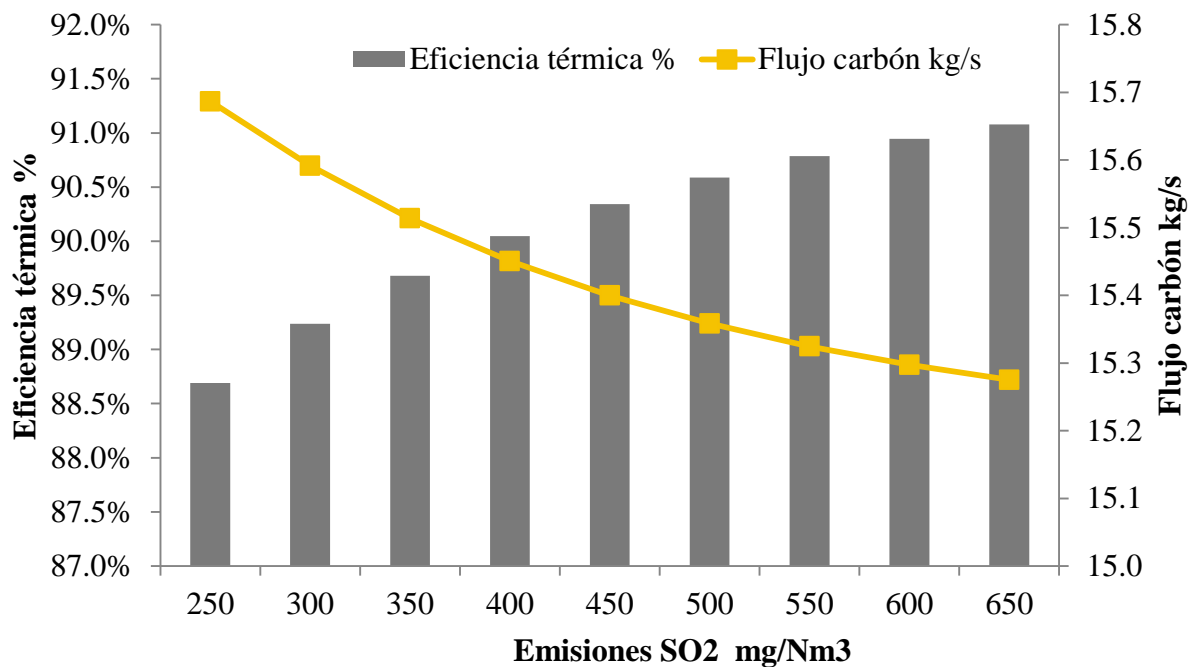


Figura 4-19 Eficiencia térmica y flujo de carbón según el nivel de emisión.

El cambio del nivel de emisiones también afecta la eficiencia térmica, lo que se puede ver en la Figura 4-19. Cuando la concentración de dióxido de azufre aumenta, la eficiencia térmica también aumenta.

Por otro lado, la Figura 4-20 muestra qué ocurre con el flujo de caliza a medida que aumenta el nivel de emisión de dióxido de azufre. Cuando disminuye la emisión de SO_2 aumenta la eficiencia de retención (esto porque se necesita retener una mayor cantidad de dióxido de azufre) y, por lo tanto, la cantidad de caliza.

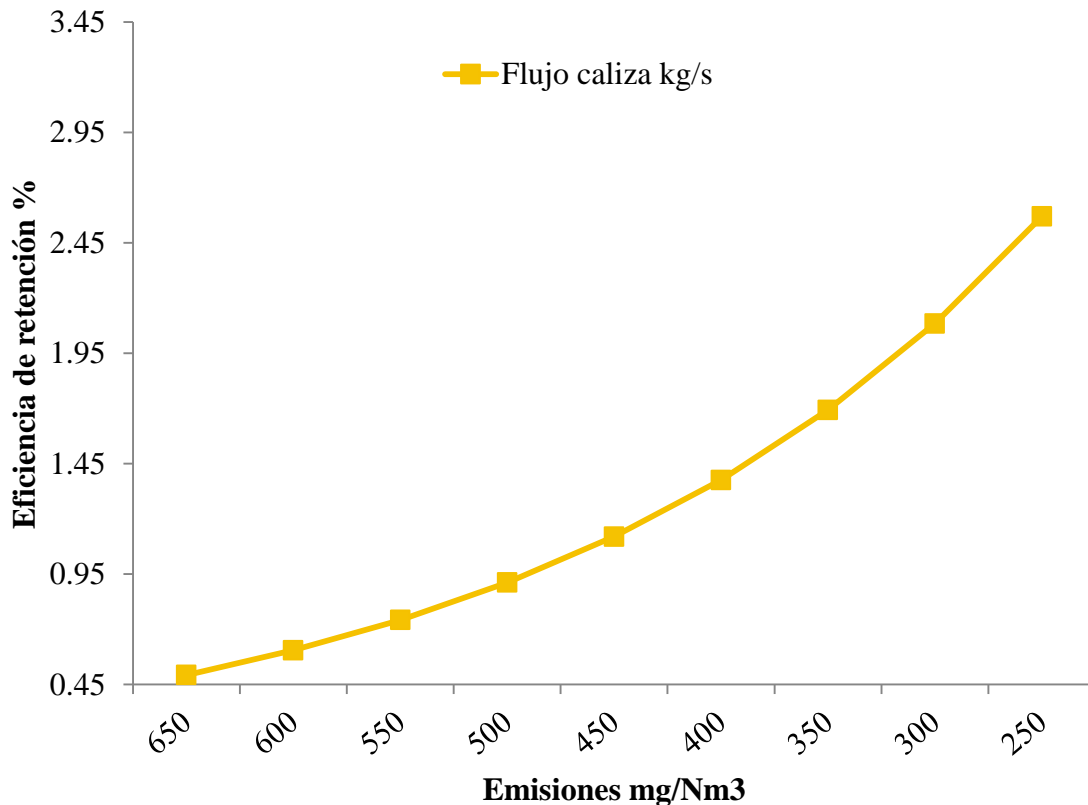


Figura 4-20 Eficiencia de retención y flujo de caliza según el nivel de emisión.

El hecho que el flujo de caliza disminuya se debe a que la cantidad de caliza está directamente relacionada con el porcentaje de azufre que se quiere retener. Pero para saber por qué se ve afectada la eficiencia térmica es necesario analizar las pérdidas y créditos.

De las pérdidas y créditos más importantes, L_2 , L_3 y Q_3 no son afectados puesto que dependen únicamente de la composición del combustible mientras que L_1 , L_8 y Q_1 cambian a medida que varía la concentración de dióxido de azufre. La única relación directa que se encuentra es la razón entre el flujo másico de caliza y el flujo másico del carbón. Se observa que, comparando los resultados de la emisión mayor con la emisión menor, se tiene una variación del 81% en la

caliza y de 3% para el carbón por lo tanto, la eficiencia térmica se ve directamente afectada por el flujo másico de caliza.

5 Conclusiones y trabajos futuros.

5.1 Conclusiones.

A partir de la publicación de la Norma de emisiones para centrales termoeléctricas nace la necesidad de buscar mecanismos para controlar las emisiones de MP , SO_2 , NO_x y mercurio. Para las centrales estudiadas, que son del tipo lecho fluidizado circulante, es necesario estimar la cantidad de caliza que se debe utilizar para poder cumplir con los límites de emisión con respecto al dióxido de azufre desde el año 2016.

En el capítulo 2 se estudió la combustión del carbón y la retención de azufre a fin de poder implementar estas dos reacciones en un modelo en donde se relacione la cantidad de carbón con la cantidad de caliza y esta, a su vez, con la concentración de dióxido de azufre.

En este mismo capítulo se estudia la norma ASME PTC 4.0, dando a conocer las dos definiciones de eficiencia térmica y cómo se relacionan entre ellas, además de las ventajas que tiene una sobre la otra.

En el capítulo 3 se muestra la metodología que consiste básicamente en un modelo de combustión del carbón y en la aplicación de la norma ASME PTC 4.0. Además se presenta un diagrama resumen de la metodología, con sus entradas y salidas.

En el capítulo 4, se obtuvo la relación que existe entre la relación calcio azufre y la eficiencia de retención. Para esto se obtuvo una línea de tendencia de la eficiencia de retención en función de la relación calcio azufre con los puntos del informe de prueba de CTA y de los días de prueba de consumo (27 y 28 de junio y 28 y 20 de octubre). Es fundamental conocer esta relación, dado que al hacerlo es posible encontrar el flujo másico de caliza (porque se conoce cuántos moles de calcio reaccionan con un mol de azufre o dióxido de azufre).

Luego se procedió con la validación del modelo, a partir del informe de prueba de CTA. Se obtuvieron resultados similares de eficiencia, de flujo másico de carbón y de flujo másico de caliza. En las dos medidas del informe de prueba, se obtuvo un 1% de error en la eficiencia térmica, siendo mayor la eficiencia del modelo. El error se puede deber a la versión de la norma ASME que se utiliza, el informe de prueba calcula la eficiencia térmica con la norma ASME PTC 4.1, mientras que el modelo lo hace con la nueva versión, ASME PTC 4.0. Este error trae como consecuencia un error de 1,28% en el flujo másico de carbón. Con respecto al flujo másico de caliza no existe una tendencia clara, pudiendo ir desde 0,19% hasta 1,08%.

Ahora bien, además del error en el parámetro es importante analizar las consecuencias que tienen estos errores en los costos totales. El precio de la caliza es aproximadamente de 63 usd/ton mientras que el carbón tiene un costo de 60 usd/ton . Al comparar los consumos anuales de carbón y caliza, para el informe de prueba 1 se obtiene una diferencia de 6.000 toneladas en el carbón y 70 toneladas en la caliza mientras que para el informe de prueba 2 las diferencias para carbón y caliza son 6.000 y 14 toneladas, respectivamente. Las 6.000 toneladas al año se traducen en 360.000 dólares. Para la caliza se tiene que la diferencia mínima es de 900 dólares y la máxima de 5.000 dólares. El error máximo de los costos de caliza corresponde a un 1,1% y el mínimo a un 0,2% con respecto al costo total del informe de prueba y el del carbón a 1,3 %. Sin embargo, el costo de la caliza corresponde al 2% de los costos totales y el de carbón al 98%, en consecuencia, el error total entre caliza y carbón es el 1,3% de los costos totales.

Además de la validación del modelo mediante el test report, se compararon los datos medidos el día 2 de noviembre con los resultados obtenidos por el modelo. Se observó que el modelo sigue una curva similar a la de los datos medidos, salvo en un tramo. Este error se puede deber a un error o bien a un error operacional de la central, caso que el modelo no tiene considerado. También se comparan las emisiones de SO_2 con la caliza calculada por el modelo, siendo las dos gráficas complementarias, lo que indica que el modelo está planteado correctamente.

En este mismo capítulo, se analizó cómo afecta la composición del carbón a la eficiencia térmica, el consumo de carbón y el de caliza. Los carbones analizados provienen de 4 minas distintas, una de ellas es chilena y las otras tres son colombianas. Esta parte se divide en dos, en la primera se analizó las minas de carbones y en la segunda los 14 carbones. Para las minas de carbón se observa que la eficiencia térmica y el consumo de caliza están directamente relacionados con la mina, los carbones de mina invierno tiene un bajo contenido de carbono por lo que su eficiencia térmica es menor y poseen un bajo contenido de azufre, consumiendo menos caliza. Para el caso de la mayor eficiencia térmica y el mayor consumo de caliza se tiene mina cerrejón y mina descaso, respectivamente.

Ahora, al comparar los resultados de los 14 carbones, se observa que a mayor porcentaje de carbono mayor es la eficiencia térmica y menor es el consumo de carbón y a mayor porcentaje de azufre, mayor es el consumo de caliza. Con respecto a la mina se puede ver que se cumple lo de la eficiencia térmica, mencionado en el párrafo anterior, los carbones con mayor eficiencia son los de mina cerrejón y los con menor los de mina invierno, mientras que para el consumo de caliza sólo se tiene que los carbones de mina invierno son los con menor consumo pero no se tiene claro cuáles consumen más, dado que el porcentaje de azufre de las minas colombianas es similar.

Del análisis anterior, se pueden relacionar las pérdidas y créditos con la eficiencia térmica. El impacto de las pérdidas es mayor que el de los créditos porque, en promedio, las pérdidas corresponden al 13% de la energía total disponible en el carbón y los créditos al 1%. Los factores importantes de la composición del carbón son: HHV , $\%S/HHV$, $\%H_2/HHV$ y $\%H_2O/HHV$. Se

tiene que entre las pérdidas y los tres últimos parámetros existe una relación directa y, por lo tanto, una relación inversa con la eficiencia térmica, es decir, mientras mayor sean estos parámetros menor será la eficiencia térmica. Ahora bien, los créditos y la eficiencia térmica se relacionan directamente con $\%S/HHV$ e inversamente con HHV pero al tener un mayor crédito aumentando el parámetro $\%S/HHV$ se tendría una mayor pérdida y, como las pérdidas representan más que los créditos, la eficiencia disminuiría. Por lo tanto los parámetros que más efecto tienen en la eficiencia térmica son los que afectan a las pérdidas.

Finalmente se analizó cómo cambia la eficiencia térmica y, por consiguiente, los consumos de caliza y carbón al variar la concentración de dióxido de azufre que se emite a la atmósfera. A medida que la concentración de SO_2 aumenta, es decir, que se emite más a la atmósfera, aumenta la eficiencia térmica y disminuye el consumo de caliza. Otro efecto es la disminución de la eficiencia de retención porque se necesita eliminar una cantidad menor de azufre, que provoca, a su vez, una disminución en el consumo de caliza. Al estudiar el cambio de eficiencia térmica, analizando las pérdidas y créditos se observa que dos de las tres pérdidas más importantes no cambian porque depende sólo de la composición del carbón y que este cambio se debe a los distintos flujos másicos de caliza y carbón (en específico a $\dot{m}_{caliza}/\dot{m}_{carbón}$).

5.2 Trabajos futuros.

A fin de mejorar el modelo realizado o para ver de mejor manera el efecto de la composición del carbón sobre la eficiencia, se propone:

- Estudiar la pérdida L_1 (pérdida por gas seco) a fin de ver qué elementos influyen en ella y cómo lo hacen.
- Mejorar la función que modela la relación que existe entre la relación calcio azufre y la eficiencia de retención.

6 Bibliografía

- [1] Ministerio del Medioambiente, "Norma de emisiones para centrales termoeléctricas," 2011.
- [2] James G. Speight, *Handbook of Coal Analysis.*: Wiley Interscience, 2005, vol. 166.
- [3] The Babcock & Wilcox Company , *Steam, its Generation and Use.* Estados Unidos, 2005.
- [4] World Coal Institute, "Coal Conversion Facts," 2007.
- [5] Alejandro Requena, "Ensayo de caracterización de carbón mineral," Universidad Simón Bolívar, Presentación 2012.
- [6] Prabir Basu, *Combustion and gasification in fluidized beds.*: Taylor & Francis Group, 2006.
- [7] Fernando Sebastián Nogués, *Energía de la biomasa, volumen I.*: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2010.
- [8] "Apunte de Curso Máquinas, ME5300," Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Santiago, Apuntes personales 2014.
- [9] Superintendencia del Medio Ambiente, "Guía de aspectos ambientales relevantes para centrales termoeléctricas.," 2014.
- [10] Comisión Nacional del Medio Ambiente, "Guía metodológica para la estimación de emisiones atmosféricas de fuentes fijas y móviles en el registro de emisiones y transferencia de contaminantes.," 2009.
- [11] World Coal Association. IGCC, supercritical. [Online]. <http://www.worldcoal.org/coal-the-environment/coal-use-the-environment/improving-efficiencies/>
- [12] ZG Boiler. Circulating Fluidized Bed. [Online]. <http://www.circulatingfluidizedbedboiler.com/CFB-boiler-working-principle.html>
- [13] Bureau of Energy Efficiency, "FBC Boilers," India, Curso para certificación de gestores y auditores de energía 2005.
- [14] "ASME PTC 4.0," ASME, Norma 1998.
- [15] Superintendencia del Medio Ambiente. Superintendencia del Medio Ambiente. [Online]. <http://www.sma.gob.cl/>

- [16] rb bertomeu S.L. (2000, Marzo) Calculo SO2 fuel oil. [Online].
<http://www.rbbertomeu.es/html/docs/ap-e-4%20calculo%20so2%20fueloil.pdf>
- [17] Kumar Rayaprolu, *Boilers for Power and Process*. Estados Unidos: Taylor & Francis Group, 2009.
- [18] McHale and Associates, "CTA Performance Test Report," Informe de prueba 2011.

Anexos.

Anexo A: Carbones “como recibido”

Tabla 7-1 Análisis carbones como recibido parte I

Carbón	Tipo	Ceniza %	Materia volátil %	Carbono Fijo %	Humedad %	Azufre %
Izmir	Cerrejón	10,41	33,61	45,67	10,30	0,73
Florinda I	Cerrejón	13,19	32,76	42,79	11,25	0,62
Rize	Cerrejón	10,43	32,87	45,04	11,66	0,61
Maritime Emerald	Cesar	7,40	34,24	43,27	15,09	0,76
King Fraser	Cesar	6,20	33,90	43,87	16,03	0,67
Genco Knight (Ces)	Cesar	6,55	33,64	44,12	15,69	0,69
Kenan	Descanso	10,89	34,44	37,53	17,14	0,73
Genco Knight (Des)	Descanso	8,66	34,08	40,85	16,41	0,72
Kirribilli	Descanso	7,68	34,01	42,88	15,43	0,56
RM Power	Descanso	4,90	34,10	44,10	16,90	0,66
Elena	Mina invierno	19,37	33,39	27,72	19,52	0,36
Loreto	Mina invierno	19,05	33,23	27,13	20,59	0,37
Ocean Bright	Mina invierno	19,71	34,08	27,28	18,93	0,34
Ultra Regina	Mina invierno	18,85	34,46	27,55	19,14	0,39

Tabla 7-2 Análisis carbones como recibido parte II

Carbón	Tipo	Carbono %	Hidrógeno %	Nitrógeno %	Oxígeno %	HHV [kcal/kg]
Izmir	Cerrejón	63,88	4,46	1,31	8,88	6.351
Florinda I	Cerrejón	61,10	4,36	1,19	8,26	6.030
Rize	Cerrejón	63,19	4,37	1,32	8,39	6.226
Maritime Emerald	Cesar	60,84	4,25	1,28	10,38	5.926
King Fraser	Cesar	60,25	4,19	1,20	11,46	5.970
Genco Knight (Ces)	Cesar	60,39	4,24	1,26	11,18	5.905
Kenan	Descanso	57,88	4,06	1,27	8,03	5.501

Tabla 7-2 Análisis carbones como recibido parte II (continuación)

Carbón	Tipo	Carbono %	Hidrógeno %	Nitrógeno %	Oxígeno %	HHV [kcal/kg]
Genco Knight (Des)	Descanso	57,98	4,21	1,19	10,83	5.693
Kirribilli	Descanso	60,36	4,31	1,27	10,36	5.903
RM Power	Descanso	62,10	4,20	1,28	10,00	6.003
Elena	Mina invierno	44,11	6,12	0,59	29,44	4.286
Loreto	Mina invierno	44,45	5,65	0,60	29,87	4.235
Ocean Bright	Mina invierno	43,90	5,79	0,48	29,78	4.286
Ultra Regina	Mina invierno	44,52	5,69	0,59	29,96	4.339

Anexo B: Carbones en base seca

Tabla 7-3 Análisis carbones base seca parte I

Carbón	Tipo	Cenizas %	Materia Volátil %	Carbono Fijo %	Azufre %
Izmir	Cerrejón	11,61	37,47	50,91	0,81
Florinda I	Cerrejón	14,86	36,91	48,21	0,70
Rize	Cerrejón	11,81	37,21	50,98	0,69
Maritime Emerald	Cesar	8,72	40,33	50,96	0,90
King Fraser	Cesar	7,38	40,37	52,24	0,80
Genco Knight (Ces)	Cesar	7,77	39,90	52,33	0,82
Kenan	Descanso	13,14	41,56	45,29	0,88
Genco Knight (Des)	Descanso	10,36	40,77	48,87	0,86
Kirribilli	Descanso	9,08	40,22	50,70	0,66
RM Power	Descanso	5,90	41,03	53,07	0,79
Elena	Mina invierno	24,07	41,49	34,44	0,45
Loreto	Mina invierno	23,99	41,85	34,16	0,47
Ocean Bright	Mina invierno	24,31	42,04	33,65	0,42
Ultra Regina	Mina invierno	23,31	42,62	34,07	0,48

Tabla 7-4 Análisis carbones base seca parte II

Carbón	Tipo	HHV [kcal/kg]	Carbono %	Hidrógeno %	Nitrógeno %	Oxígeno %
Izmir	Cerrejón	7.080,27	71,22	4,97	1,46	9,93
Florinda I	Cerrejón	6.794,37	68,85	4,91	1,34	9,34
Rize	Cerrejón	7.047,77	71,53	4,95	1,49	9,53
Maritime Emerald	Cesar	6.979,15	71,65	5,01	1,51	12,22
King Fraser	Cesar	7.109,68	71,75	4,99	1,43	13,65
Genco Knight (Ces)	Cesar	7.003,91	71,63	5,03	1,49	13,26
Kenan	Descanso	6.638,91	69,85	4,90	1,53	9,69
Genco Knight (Des)	Descanso	6.810,62	69,36	5,04	1,42	12,96
Kirribilli	Descanso	6.980,02	71,37	5,10	1,50	12,29
RM Power	Descanso	7.223,83	74,73	5,05	1,54	11,99
Elena	Mina invierno	5.325,55	54,81	7,60	0,73	12,34
Loreto	Mina invierno	5.333,08	55,98	7,11	0,76	11,70
Ocean Bright	Mina invierno	5.286,79	54,15	7,14	0,59	13,38
Ultra Regina	Mina invierno	5.366,06	55,06	7,04	0,73	13,38

Anexo C: Composición típica de cada mina

Tabla 7-5 Composición típica de cada mina de carbón

	Mina Invierno	Cerrejón	Cesar	Descanso
Como Recibido				
Poder calorífico superior [kcal/kg]	4.100,00	6.195,00	5.900,00	5.389,00
Poder calorífico inferior [kcal/kg]	3.810,00	5.890,00	5.602,00	5.079,00
Humedad %	20,00	12,80	16,80	19,00
Materia volátil %	30,90	32,60	34,50	32,00
Carbono fijo %	28,30	45,00	40,20	38,00
Ceniza %	20,80	9,60	8,50	11,00
Azufre %	0,40	0,67	0,65	0,70

Tabla 7-5 Composición típica de cada mina de carbón (continuación)

	Mina Invierno	Cerrejón	Cesar	Descanso	
Análisis elemental (base seca)	Carbono %	53,30	72,20	70,70	67,64
	Hidrógeno %	4,30	5,00	4,69	4,37
	Nitrógeno %	0,80	1,50	1,49	1,31
	Ceniza %	26,00	11,00	9,01	13,35
	Azufre %	0,50	0,77	0,78	0,88
	Oxígeno %	15,10	9,45	13,33	12,47

Anexo D: Condiciones caldera informe de prueba promedio

Tabla 7-6 Condiciones de la caldera

Condición	Medida	Unidad
Flujo másico del agua de alimentación	127,6	kg/s
Presión agua de alimentación entrada caldera	192,8	bar
Temperatura agua de alimentación entrada caldera	244,5	°C
Presión vapor dejando la caldera	166,7	bar
Temperatura vapor dejando la caldera	563,7	°C
Presión Recalentado (frío) entrando la caldera	33,7	bar
Temperatura Recalentado (frío) entrando la caldera	347,6	°C
Presión Recalentado (caliente) dejando la caldera	32,4	bar
Temperatura Recalentado (caliente) dejando la caldera	563,7	°C
Flujo sobrecalentador 1	3,2	kg/s
Flujo sobrecalentador 2	8,6	kg/s
Flujo másico atemperación	1,6	kg/s
Presión atemperación	49,0	bar
Temperatura atemperación	148,7	°C

Anexo E: Pérdidas

Las pérdidas que se tienen son, en porcentaje y kW, se puede ver en Tabla 4-19.

Según los resultados del modelo, y ocupando que

$$Potencia = HHV \cdot \dot{m}_{carbón}$$

Se obtienen los siguientes resultados

Tabla 7-7 Potencia total por carbón

Carbón	Tipo	HHV [kcal/kg]	Flujo carbón kg/s	Potencia total kW
Izmir	Cerrejón	6.351	15,51	412.267
Florinda I	Cerrejón	6.030	16,30	411.177
Rize	Cerrejón	6.226	15,74	410.036
Maritime Emerald	Cesar	5.926	16,90	418.904
King Fraser	Cesar	5.970	16,63	415.381
Genco Knight (Ces)	Cesar	5.905	16,86	416.610
Kenan	Descanso	5.501	18,36	422.508
Genco Knight (Des)	Descanso	5.693	17,64	420.242
Kirribilli	Descanso	5.903	16,70	412.530
RM Power	Descanso	6.003	16,54	415.342
Elena	Mina invierno	4.286	24,23	434.436
Loreto	Mina invierno	4.235	24,44	433.098
Ocean Bright	Mina invierno	4.286	24,04	431.059
Ultra Regina	Mina invierno	4.339	23,75	431.250

Al ver el equivalente en kW de las pérdidas en porcentajes se tiene

Tabla 7-8 Pérdidas en kW

Carbón	Tipo	L1 kW	L2 kW	L3 kW	L5 kW	L6 kW	L7 kW	L8 kW	L9 kW
Izmir	Cerrejón	21,26	16,25	4,20	336	1	7	2.762	4
Florinda I	Cerrejón	19,91	16,69	4,81	315	1	7	1.975	3
Rize	Cerrejón	19,34	16,15	4,82	305	0	6	1.717	3
Maritime Emerald	Cesar	23,88	16,86	6,70	378	1	7	3.897	6
King Fraser	Cesar	21,36	16,36	7,00	337	0	6	2.835	4
Genco Knight	Cesar	22,13	16,79	6,95	349	1	6	3.078	5
Kenan	Descanso	25,13	17,50	8,26	398	1	9	4.171	6
Genco Knight	Descanso	23,76	17,44	7,60	376	1	8	3.866	6
Kirribilli	Descanso	19,30	16,90	6,77	304	0	5	1.623	2
RM Power	Descanso	21,32	16,31	7,34	336	0	5	2.565	4
Elena	Mina invierno	18,52	34,82	12,42	300	1	11	842	1
Loreto	Mina invierno	18,64	32,43	13,22	301	1	11	985	1
Ocean Bright	Mina invierno	17,80	32,69	11,95	287	1	11	712	1
Ultra Regina	Mina invierno	18,55	31,74	11,99	299	1	11	1.153	2

Ahora, calculando el porcentaje que representa cada pérdida con respecto al total (suma)

Tabla 7-9 Pérdidas en %

Carbón	Tipo	L1 %	L2 %	L3 %	L5 %	L6 %	L7 %	L8 %	L9 %
Izmir	Cerrejón	47,44	36,25	9,37	0,75	0,00	0,02	6,16	0,01
Florinda I	Cerrejón	45,54	38,17	11,02	0,72	0,00	0,02	4,52	0,01
Rize	Cerrejón	45,67	38,14	11,39	0,72	0,00	0,01	4,05	0,01
Maritime Emerald	Cesar	46,17	32,60	12,95	0,73	0,00	0,01	7,53	0,01
King Fraser	Cesar	44,59	34,15	14,62	0,70	0,00	0,01	5,92	0,01
Genco Knight (Ces)	Cesar	44,88	34,05	14,10	0,71	0,00	0,01	6,24	0,01
Kenan	Descanso	45,29	31,54	14,90	0,72	0,00	0,02	7,52	0,01
Genco Knight (Des)	Descanso	44,78	32,87	14,34	0,71	0,00	0,02	7,28	0,01
Kirribilli	Descanso	42,97	37,64	15,08	0,68	0,00	0,01	3,61	0,01
RM Power	Descanso	44,53	34,06	15,33	0,70	0,00	0,01	5,36	0,01
Elena	Mina invierno	27,68	52,03	18,57	0,45	0,00	0,02	1,26	0,00
Loreto	Mina invierno	28,42	49,44	20,16	0,46	0,00	0,02	1,50	0,00
Ocean Bright	Mina invierno	28,05	51,51	18,84	0,45	0,00	0,02	1,12	0,00
Ultra Regina	Mina invierno	29,12	49,82	18,75	0,47	0,00	0,02	1,81	0,00
Promedio		40,00	39,00	15,00	1,00	0,00	0,00	5,00	0,00

Anexo F: Créditos

Los créditos que se tienen son, en porcentaje y kW

Tabla 7-10 Pérdidas en %

Carbón	Tipo	Q1 %	Q2 %	Q3 %	Q4 %	Q5 kW
Izmir	Cerrejón	0,464%	0,007%	0,067%	0,004%	12,62
Florinda I	Cerrejón	0,436%	0,007%	0,071%	0,004%	9,01
Rize	Cerrejón	0,424%	0,007%	0,069%	0,004%	7,83
Maritime Emerald	Cesar	0,513%	0,008%	0,072%	0,005%	17,84
King Fraser	Cesar	0,462%	0,007%	0,072%	0,004%	12,95
Genco Knight (Ces)	Cesar	0,477%	0,008%	0,072%	0,004%	14,07
Kenan	Descanso	0,536%	0,009%	0,078%	0,005%	19,09
Genco Knight (Des)	Descanso	0,509%	0,008%	0,075%	0,005%	17,69
Kirribilli	Descanso	0,420%	0,007%	0,073%	0,004%	7,40
RM Power	Descanso	0,461%	0,007%	0,071%	0,004%	11,71

Tabla 7-10 Pérdidas en % (continuación)

Carbón	Tipo	Q1 %	Q2 %	Q3 %	Q4 %	Q5 kW
Elena	Mina invierno	0,393%	0,006%	0,100%	0,003%	3,83
Loreto	Mina invierno	0,395%	0,006%	0,101%	0,003%	4,48
Ocean Bright	Mina invierno	0,379%	0,006%	0,100%	0,003%	3,24
Ultra Regina	Mina invierno	0,394%	0,006%	0,099%	0,003%	5,25

Según los resultados del modelo, y ocupando que

$$Potencia = HHV \cdot \dot{m}_{carbón}$$

Se obtienen los siguientes resultados

Tabla 7-11 Potencia de cada carbón

Carbón	Tipo	HHV [kcal/kg]	Flujo carbón kg/s	Potencia total kW
Izmir	Cerrejón	6.351	15,51	412.267
Florinda I	Cerrejón	6.030	16,30	411.177
Rize	Cerrejón	6.226	15,74	410.036
Maritime Emerald	Cesar	5.926	16,90	418.904
King Fraser	Cesar	5.970	16,63	415.381
Genco Knight (Ces)	Cesar	5.905	16,86	416.610
Kenan	Descanso	5.501	18,36	422.508
Genco Knight (Des)	Descanso	5.693	17,64	420.242
Kirribilli	Descanso	5.903	16,70	412.530
RM Power	Descanso	6.003	16,54	415.342
Elena	Mina invierno	4.286	24,23	434.436
Loreto	Mina invierno	4.235	24,44	433.098
Ocean Bright	Mina invierno	4.286	24,04	431.059
Ultra Regina	Mina invierno	4.339	23,75	431.250

Al ver el equivalente en kW de los créditos en porcentajes se tiene

Tabla 7-12 Créditos en potencia

Carbón	Tipo	Q1 kW	Q2 kW	Q3 kW	Q4 kW	Q5 kW	Suma kW
Izmir	Cerrejón	1.913,58	30,78	277,85	17,49	12,62	2.252,321
Florinda I	Cerrejón	1.790,71	28,80	291,87	15,66	9,01	2.136,044
Rize	Cerrejón	1.737,20	27,94	281,89	14,89	7,83	2.069,751
Maritime Emerald	Cesar	2.149,40	34,57	302,57	19,77	17,84	2.524,152
King Fraser	Cesar	1.917,28	30,84	297,81	17,22	12,95	2.276,099

Tabla 7-12 Créditos en potencia (continuación)

Carbón	Tipo	Q1 kW	Q2 kW	Q3 kW	Q4 kW	Q5 kW	Suma kW
Genco Knight (Ces)	Cesar	1.987,56	31,97	301,98	17,97	14,07	2.353,542
Kenan	Descanso	2.265,92	36,45	328,75	20,64	19,09	2.670,848
Genco Knight (Des)	Descanso	2.139,12	34,41	315,96	19,58	17,69	2.526,757
Kirribilli	Descanso	1.730,73	27,84	299,13	14,51	7,40	2.079,607
RM Power	Descanso	1.913,90	30,78	296,15	16,88	11,71	2.269,428
Elena	Mina invierno	1.707,13	27,46	433,86	13,59	3,83	2.185,865
Loreto	Mina invierno	1.709,90	27,50	437,73	14,09	4,48	2.193,701
Ocean Bright	Mina invierno	1.632,71	26,26	430,48	12,74	3,24	2.105,426
Ultra Regina	Mina invierno	1.698,68	27,32	425,41	14,42	5,25	2.171,091

Ahora, calculando el porcentaje que representa cada crédito con respecto al total (suma)

Tabla 7-13 Créditos en porcentaje

Carbón	Tipo	Q1 %	Q2 %	Q3 %	Q4 %	Q5 %
Izmir	Cerrejón	84,96%	1,37%	12,34%	0,78%	0,56%
Florinda I	Cerrejón	83,83%	1,35%	13,66%	0,73%	0,42%
Rize	Cerrejón	83,93%	1,35%	13,62%	0,72%	0,38%
Maritime Emerald	Cesar	85,15%	1,37%	11,99%	0,78%	0,71%
King Fraser	Cesar	84,24%	1,35%	13,08%	0,76%	0,57%
Genco Knight (Ces)	Cesar	84,45%	1,36%	12,83%	0,76%	0,60%
Kenan	Descanso	84,84%	1,36%	12,31%	0,77%	0,71%
Genco Knight (Des)	Descanso	84,66%	1,36%	12,50%	0,77%	0,70%
Kirribilli	Descanso	83,22%	1,34%	14,38%	0,70%	0,36%
RM Power	Descanso	84,33%	1,36%	13,05%	0,74%	0,52%
Elena	Mina invierno	78,10%	1,26%	19,85%	0,62%	0,18%
Loreto	Mina invierno	77,95%	1,25%	19,95%	0,64%	0,20%
Ocean Bright	Mina invierno	77,55%	1,25%	20,45%	0,61%	0,15%
Ultra Regina	Mina invierno	78,24%	1,26%	19,59%	0,66%	0,24%