



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

**PROPUESTA DE UN SISTEMA DE TRIGENERACIÓN,
BASADO EN EL ANÁLISIS DE KPI'S EN UNA PLANTA
PROCESADORA DE LÁCTEOS**

TESIS

**Para obtener el título de
Ingeniero Químico**

PRESENTA

Cortes Bacilio Luis Enrique

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Rodolfo Alberto Herrera Toledo

Ciudad de México, 2020





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Contenido

Contenido	
Contenido.....	0
Introducción	0
Objetivos	1
General	1
Particulares	1
1 Cogeneración.....	2
1.2 Parámetros técnicos importantes para la cogeneración.	9
1.3 Trigeneración	17
1.4 Indicadores de desempeño “Key Performance Indicator”	25
1.5 Herramienta EnPI	30
2 Análisis de datos de producción y consumos energéticos.....	31
2.1 Producción anual de leche.	32
2.2 Consumos energéticos	34
2.3 KPI’s	42
2.4 Grados día.	47
2.5 KPI (Grados día)	51
3 Reconfiguración energética por indicadores.	¡Error! Marcador no definido.
3.1 Resultados de la herramienta EnPI.	57
3.2 Análisis de la Relación Q/E.	63
3.3 Distribución energética.....	66
3.4 Redistribución energética preliminar.	67
3.5 Selección de tecnología del sistema de cogeneración.	69
3.6 Selección del sistema de absorción.....	73
4 Integración energética de los sistemas convencionales y de trigeneración.....	77
4.1 Integración de Consumos energéticos.	77
4.2 Costo del sistema de Trigeneración.	85
Conclusiones	91
Bibliografía	94

Anexos.....	96
Anexo A Datos de producción.	97
Anexo B Consumo de gas natural.	99
Anexo C Consumo y costo de energía eléctrica.	102
Anexo D Sankey del sistema de Trigeneración y DFP´s.	105
Anexo E Programación en EES	107



Lista de figuras.

Figura 1.1 Balance típico de una Carboeléctrica (100 GJ) (Bhatia, 2014).....	3
Figura 1.2 Diagrama esquemático de cogeneración por turbina de gas (Bhatia, 2014).....	5
Figura 1.3 Tipos de ciclos de cogeneración superior (a) y (d) (Bhatia, 2014).	7
Figura 1.4 Cogeneración de cola o fondo (Bhatia, 2014).	9
Figura 1.5 Diferentes demandas de energía entre dos fábricas vecinas (Bhatia, 2014).....	13
Figura 1.6 Pirámide de indicadores de energía.	27
Figura 1.7 Funcionamiento básico de la herramienta EnPI.....	30
Figura 3.1 Distribución de energía del sistema instalado.....	67
Figura 3.2 Resultados de la simulación en (EES) en condiciones ISO de la "Turbina Kawasaki GPB30D".....	72
Figura 3.3 Resultados de la simulación en (EES) en condiciones de situ de la "Turbina Kawasaki GPB30D".....	72
Figura 4.1 Integración energética de los sistemas	81
Figura 4.2 Comportamiento Eléctrico - Térmico por cambio de tecnología.	83

Lista de gráficas.

Gráfica 2.1 Producción anual de leche en (2014).....	32
Gráfica 2.2 Producción anual de leche en (2015).....	33
Gráfica 2.3 Consumo de gas natural en Mm ³ (2013-2015).	35
Gráfica 2.4 Consumo de Energía Térmica (2013-2015).	38
Gráfica 2.5 Consumo de energía eléctrica (2013-2015).	40
Gráfica 2.6 KPI= CGN/Producción en 2014 y 2015.	43
Gráfica 2.7 KPI (Producción/Consumo de Gas Natural).....	43
Gráfica 2.8 KPI _T (2014 y 2015).....	45
Gráfica 2.9 ICE Eléctrico en 2014.	46
Gráfica 2.10 Degree Days (Grados Día) para los periodos 2013-2015.....	48
Gráfica 2.11 HDD Correspondiente a los años 2013-2015.....	49
Gráfica 2.12 CDD para los periodos de 2013 a 2015.	50
Gráfica 2.13 CET/HDD y CEE/HDD para el periodo de 2013.....	52
Gráfica 2.14 CET/HDD y CEE/HDD para el periodo de 2014.....	52
Gráfica 2.15 CET/HDD y CEE/HDD para el periodo de 2015.....	53
Gráfica 2.16 CET/CDD y CEE/CDD para el periodo de 2013.....	54
Gráfica 2.17 CET/CDD y CEE/CDD para el periodo de 2014.....	55
Gráfica 2.18 CET/CDD y CEE/CDD para el periodo de 2015.....	55
Gráfica 2.19 Comportamiento de la temperatura en 2013.....	61
Gráfica 2.200 Comportamiento de la temperatura en 2014.....	62
Gráfica 2.211 Comportamiento de la temperatura en 2015.....	62
Gráfica 2.22 Comportamiento de la relación Q/E de (2013-2015).....	64
Gráfica 4.3 Comportamiento Q/E por cambio de tecnología.	85

Lista de tablas.

Tabla 1.1 Relaciones de calor a potencia y otros parámetros de los sistemas de cogeneración.....	10
Tabla 1.2 Relaciones típicas de calor de potencia para ciertas industrias intensivas Q/E.....	11
Tabla 1.3 Criterios de selección para el sistema de cogeneración.....	12
Tabla 1.4 Parámetros típicos de rendimiento de la cogeneración.	16
Tabla 1.5 Ventajas y desventajas de distintos sistemas de cogeneración...	17
Tabla 2.1 Correlaciones de producción.....	33
Tabla 2.2 Consumo de gas natural (2013-2015).	36
Tabla 2.3 Comparación de C.G.N para el primer semestre del año.....	36
Tabla 2.4 Consumo de energía térmica.	38
Tabla 2.5 Consumo de energía térmica para los primeros siete meses del año.	39
Tabla 2.6 Consumo de energía eléctrica.....	40
Tabla 2.7 Consumo de Energía Térmica para los primeros siete meses del año.	41
Tabla 2.8 Tabla KPI_T	45
Tabla 2.9 Tabla resumen KPI_E	47
Tabla 2.10 HDD para los periodos de 2013 a 2015.	49
Tabla 2.11 CDD para los periodos de 2013 a 2015.....	50
Tabla 2.12 KPI 's (HDD) Eléctrico-Térmico.....	53
Tabla 2.13 KPI 's (CDD) Eléctrico-Térmico	56
Tabla 2.14 Variables ingresadas para el caso (B) de la herramienta EnPI. ...	59
Tabla 2.15 Variables relevantes consideradas por la herramienta EnPI.	60
Tabla 2.16 Comportamiento de las relaciones (Q/E) para los periodos de (2013-2015).....	64
Tabla 3.1 Demanda de Energía del Sistema Actual en Potencia Neta (2014).	66
Tabla 3.2 Nueva distribución de demanda energética en potencia neta anual por parte de la planta procesadora de lácteos.....	68
Tabla 3.3 Distribución energética preliminar en potencia neta anual.	68
Tabla 3.4 Nuevo valor de Q/E de acuerdo con la nueva distribución energética.....	69
Tabla 3.5 Relaciones Q/E para selección de tecnología.....	69
Tabla 4.1 Energía generada por el sistema de cogeneración.....	78
Tabla 4.2 Consumo de energía por el sistema de absorción al 100%.	78
Tabla 4.3 Demanda de energía por el sistema de absorción al 50%.	79
Tabla 4.4 Energía generada por el sistema de absorción.	79
Tabla 4.5 Integración de los consumos energéticos.....	80
Tabla 4.6 Generación y consumo de energía eléctrica por la planta procesadora de lácteos.	82

Tabla 4.7 Generación y consumo de energía térmica por parte de la planta procesadora de lácteos.....	82
Tabla 4.8 Faltante de energía térmica.....	83
Tabla 4.9 Caso número 1.	86
Tabla 4.10 Caso número 2.	87
Tabla 4.11 Caso número 3.	88
Tabla 4.12 Caso número 4.	89



Introducción

Los indicadores de desempeño son una herramienta que ha sido utilizada ampliamente por los analistas de datos para determinar el comportamiento y relación de múltiples variables, un buen indicador debe ser claro y sin ambigüedad hecho para cumplir un solo objetivo.

Desde hace algunos años se han comenzado a caracterizar distintos tipos de industrias para entender, analizar y comparar su comportamiento energético, relacionado específicamente dos variables las cuales son sus consumos en energía térmica y consumos de energía eléctrica.

La caracterización de estas industrias ha permitido que se creen metodologías a partir de lo replicado, para la caracterización y mejora de los sistemas convencionales.

Los sistemas de cogeneración pueden ser caracterizados por la relación de energía térmica/energía eléctrica (Q/E), tipo de combustible que utilizan y su eficiencia entre algunas otras características, por lo que de acuerdo con el tipo de industria existe más de una alternativa tecnológica.

Los sistemas de cogeneración son diseñados o seleccionados para satisfacer alguna demanda específica ya sea de carácter eléctrico o térmico, dependiendo del tipo de industria; es decir que esta generación de energía podría estar orientada a una industria con grandes consumos térmicos o por el contrario con una alta demanda eléctrica, de ahí tan importante la generación de indicadores que permitan sensibilizar al analista para entender el comportamiento del sistema y pueda tomar decisiones acertadas.

Los sistemas de refrigeración por absorción se limitan a dos tipos de uso el industrial y el residencial, esto es de acuerdo al tipo de fluido de trabajo y al rango de temperaturas con los que operan estos sistemas.

El fluido de trabajo $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$ es el más utilizado para la industria debido a las temperaturas que llega a alcanzar para la producción de líneas de frío, además de que su estructura pasa de ser eléctrica a térmica.

Esta tesis propone un sistema de trigeneración sustentado en la generación de indicadores de desempeño para entender el comportamiento energético de una planta procesadora de lácteos para que una vez definida la potencia requerida se pueda hacer la estimación de un sistema de cogeneración acoplado a un sistema de refrigeración por absorción (Trigeneración).

Los datos de generación por parte del sistema de cogeneración y los consumos por el sistema de refrigeración hacen que la integración energética sea de suma importancia para este estudio, pues si existe algún remanente o faltante de energía por el proceso puede llevar a desechar esta propuesta, sumado a que la estimación de costos de inversión inicial, operación y el retorno de la inversión sean el punto culmine de este trabajo pues aunque son proyectos a largo plazo se espera que puedan ser una opción viable para distintos tipos de industrias.

Objetivos

General

- Proponer un sistema de generación eléctrico - térmico (calor y frío), a través de la determinación de los indicadores claves de desempeño KPI's, y perfiles de carga energética a través del tiempo. Analizando la relación entre energía térmica/energía eléctrica o (Q/E) y su modificación con respecto a la tecnología convencional.

Particulares

- Recabar y analizar las metodologías de análisis de los indicadores de desempeño enfocados a consumos o perfiles energéticos.
- Calcular perfiles de carga y relación Q/E.
- Proponer un sistema de cogeneración adecuado al modelo comercial y con lo sustentado por los KPI's.
- Proponer un sistema de trigeneración sustentado en los valores obtenidos por el sistema de cogeneración.
- Estimar el costo de inversión y tasa de recuperación del sistema de trigeneración.

1 Cogeneración

La cogeneración o el termino en inglés utilizado para este sistema (Combined Heat and Power)¹ se define como la generación secuencial de dos formas diferentes de energía útil a partir de una única fuente de energía primaria (combustible), típicamente energía mecánica y energía térmica. La energía mecánica se puede utilizar para impulsar un alternador para producir electricidad o equipos rotativos como motores, compresores, bombas o ventiladores para brindar diversos servicios. La energía térmica se puede utilizar para aplicaciones de proceso o para producir indirectamente vapor, agua caliente, aire caliente para alguna aplicación de secado.

Las centrales térmicas son una fuente importante de suministro de electricidad, si se habla del método convencional de generación y suministro de energía al cliente es un desperdicio, en el sentido que solo un tercio de la energía primaria suministrada a la planta de energía está disponible para el usuario en forma de electricidad (Fig. 1.1). En las centrales eléctricas convencionales, la eficiencia eléctrica es solo del 35% al 65%, el resto de la energía se pierde en el proceso de transmisión. La principal fuente de pérdida en el proceso de conversión es el calor rechazado al agua o aire circundante debido a las restricciones termodinámicas de la segunda ley en la generación de energía. Además, otras pérdidas de alrededor del 10% al 15% están asociadas con la transmisión y distribución de electricidad en la red. "Referencia"

Existe una amplia gama de tecnologías para la aplicación de la cogeneración en distintas actividades económicas. La eficiencia global de un sistema de cogeneración puede ser hasta 92%. Por ejemplo: en el

¹ Combined Heat and Power Basics. (s. f.). Energy.gov. Recuperado 15 de octubre de 2015, de <https://www.energy.gov/eere/amo/combined-heat-and-power-basics>

esquema que se muestra en la Figura 1.1 una industria requiere 24 unidades de energía eléctrica y 34 unidades de energía térmica.

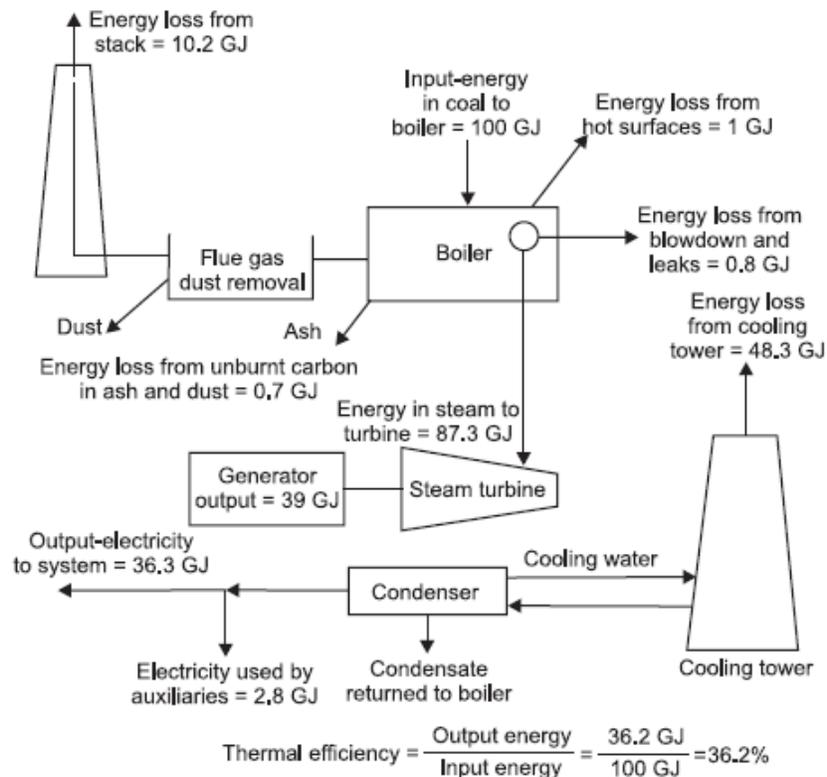


Figura 1.1 Balance típico de una Carboeléctrica (100 GJ) (Bhatia, 2014).

A través de la ruta de calor y energía por separado, la entrada de energía primaria en la planta de energía será de 60 unidades (24 / 0.40). Si se utiliza una caldera para la generación de vapor, la entrada de combustible a la caldera será de 40 unidades (34 / 0.85). Si la planta realiza este suministro con cogeneración, la entrada de combustible será de solo 68 unidades (24 + 34) / 0.85 para cumplir con los requisitos de energía eléctrica y térmica. Se puede observar que las pérdidas, que fueron 42 unidades en el caso del calor y la energía por separado se han reducido a 10 unidades en el modo de cogeneración.

La producción de electricidad en el sitio reduce la carga en la red de servicios públicos y se eliminan las pérdidas por transmisión. La cogeneración

tiene una razón de ser tanto desde el punto de vista macro como micro. En el nivel macro, permite que una parte de la carga financiera de la empresa sea compartida por el sector privado; Además, se conservan las fuentes de energía en sitio. En el nivel micro, la factura energética general de los usuarios puede reducirse, especialmente cuando existe una necesidad simultánea de energía y calor en el sitio.

Antes de poder iniciar cualquier análisis de cogeneración, es necesario poder contemplar el hacer un balance económico, en el cual se calculen los ahorros y los costos de facturación de electricidad y gas, inversión, combustibles, operación, mantenimiento y ahorros del cliente, además de considerar el precio del gas o algunos otros combustibles, de forma estadística teniendo en cuenta la volatilidad de los precios.

1.1.1 Sistemas de cogeneración con Turbina de Gas.

Los sistemas de cogeneración con turbina de gas pueden producir toda la energía o parte de esta para los requerimientos del sitio, la energía liberada a alta temperatura en los gases de escape, puede recuperarse para aplicaciones de calefacción y refrigeración (Figura 1.2). El gas natural es el más comúnmente usado, pero también se pueden emplear otros combustibles como fuel oil o diésel. *La gama típica de turbinas de gas varía desde una fracción de un MW hasta alrededor de 100 MW.*

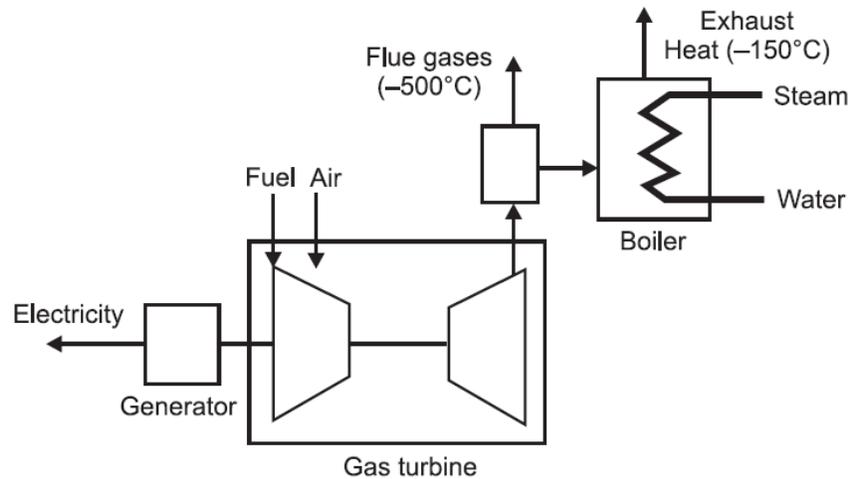


Figura 1.2 Diagrama esquemático de cogeneración por turbina de gas (Bhatia, 2014).

La cogeneración de turbina de gas probablemente ha experimentado el desarrollo más rápido en los últimos años debido a la mayor disponibilidad de gas natural, el rápido progreso en la tecnología, la reducción significativa en los costos de instalación y el mejor desempeño ambiental. Además, el período de gestación para desarrollar un proyecto es más corto y el equipo se puede entregar de manera modular.

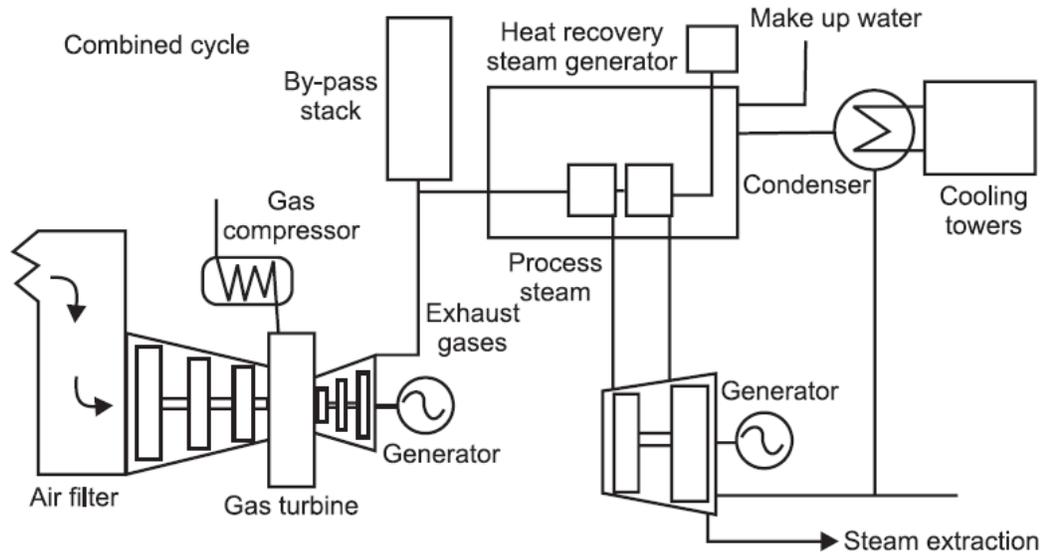
La turbina de gas tiene un tiempo de arranque corto y proporciona la flexibilidad de operación intermitente. Tiene una baja eficiencia eléctrica, "se puede recuperar más calor a temperaturas más altas". Si la salida de calor es menor que la requerida por el usuario, es posible tener una combustión de gas natural suplementaria mezclando combustible adicional al gas de escape rico en oxígeno para aumentar la salida térmica de los gases combustión de manera más eficiente. Por otro lado, si se requiere más energía eléctrica en el sitio, es posible adoptar un ciclo combinado que sea una combinación de turbina de gas y cogeneración de turbina de vapor.

1.1.2 Clasificación de sistemas de cogeneración.

Los sistemas de cogeneración se clasifican normalmente de acuerdo con la secuencia de uso de energía y los esquemas operativos adoptados. Un sistema de cogeneración puede clasificarse como un ciclo de topping (Superior) o de fondo sobre la base de la secuencia de uso de energía. En un ciclo superior, el combustible suministrado se utiliza para producir primero energía eléctrica y luego energía térmica, que es el subproducto del ciclo y se utiliza para satisfacer el calor del proceso u otros requisitos térmicos.

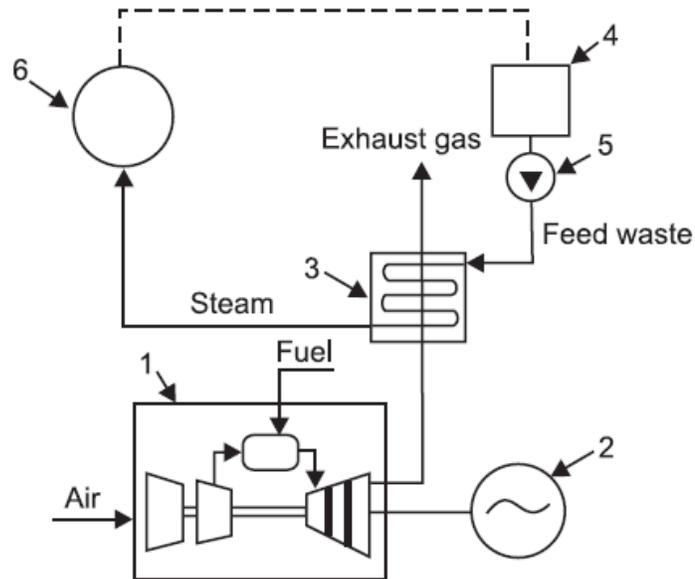
Ciclo superior

Los sistemas de cogeneración de ciclo de cobertura se muestran brevemente en la Figura 1.3.



A gas turbine or diesel engine producing electrical or mechanical power followed by a heat recovery boiler to create steam to drive a secondary steam turbine. This is called a combined-cycle topping system.

(a)



The fourth type is a gas-turbine topping system. A natural gas turbine drives a generator. The exhaust gas goes to a heat recovery boiler that makes process steam and process heat.

(d)

Figura 1.3 Tipos de ciclos de cogeneración superior (a) y (d) (Bhatia, 2014).

Ciclo de fondo o inferior.

En un ciclo inferior, el combustible primario produce energía térmica con alta temperatura y el calor rechazado del proceso se utiliza para generar energía eléctrica a través de una caldera de recuperación y un generador eléctrico. Los ciclos de fondo son adecuados para los procesos de fabricación que requieren calor a alta temperatura en hornos y rechazan el calor a temperaturas significativamente altas. Las áreas de aplicación típicas incluyen las industrias de cemento, acero, cerámica, gas y petroquímica. Las plantas de ciclo de fondo son mucho menos comunes que las de ciclo de cabeza. La Figura 1.4 ilustra el ciclo de fondo donde se quema el combustible en un horno. Los gases residuales que salen del horno se utilizan en una caldera para generar vapor, que impulsa la turbina para producir electricidad.

1.1.3 Factores que influyen en la selección de la cogeneración.

La selección y el esquema operativo de un sistema de cogeneración es muy específico del sitio y depende de varios factores que deben ser tomados en cuenta como se muestra a lo largo de esta sección.

Selección con base en la carga eléctrica.

En esta configuración la planta de cogeneración está dimensionada para satisfacer la demanda eléctrica mínima del sitio en función de la curva de demanda histórica presentada por los equipos y en caso de que planta presente un exceso de energía eléctrica que la turbina no pueda generar será necesario la compra a un proveedor de servicios que tenga una red eléctrica. El requerimiento de energía térmica del sitio podría ser cumplido solo por el sistema de cogeneración o por calderas adicionales, si la energía térmica generada con la carga eléctrica base excede la demanda de la planta y la situación lo permite, el exceso de energía térmica se puede exportar o vender a terceros.

Otro esquema operativo sería que la instalación fuera totalmente independiente de la red eléctrica. Todos los requisitos de energía del sitio, incluidas las reservas necesarias durante el mantenimiento programado y no programado, deben tenerse en cuenta al dimensionar el sistema. Esto también se conoce como un sistema "independiente". Si la demanda de energía térmica del sitio es mayor que la generada por el sistema de cogeneración, se utilizan calderas auxiliares.

Selección con base en la carga térmica.

Aquí, el sistema de cogeneración está enfocado para satisfacer los requisitos mínimos de energía térmica del sitio. Las calderas de reserva o los quemadores funcionan durante los períodos en que la demanda de calor es mayor. La turbina instalada funciona a plena carga en todo momento. Si la demanda de electricidad del sitio supera la que puede proporcionar la máquina motriz, entonces la cantidad restante se puede comprar en la red. Del mismo modo, si las leyes locales lo permiten el exceso de electricidad se puede vender a terceros.

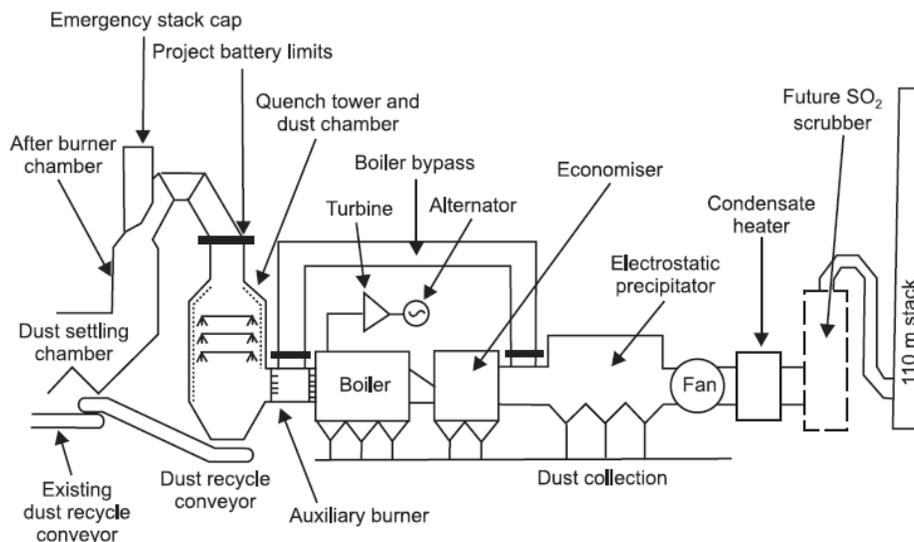


Figura 1.4 Cogeneración de cola o fondo (Bhatia, 2014).

El sistema de cogeneración está diseñado para cumplir con los requisitos de energía térmica del sitio en cualquier momento. La máquina motriz se opera siguiendo la demanda térmica. Durante el período en que la demanda de electricidad excede la capacidad de generación, el déficit se puede compensar con la energía comprada en la red.

1.2 Parámetros técnicos importantes para la cogeneración.

Al seleccionar algún sistema de cogeneración, se deben considerar algunos parámetros técnicos importantes que ayuden a definir el tipo de sistema operativo que sentaran las bases del sistema.

1.2.1 Heat to power ratio “Relación Q/E”.

La relación entre calor y energía es uno de los parámetros más importantes que influyen en la selección del tipo de sistema de cogeneración. Se define como la relación de energía térmica a electricidad requerida por la instalación que consume energía. Aunque puede expresarse en diferentes unidades como Btu / kWh, kcal / kWh, lb / h / kW entre otros, en este trabajo se presenta sobre la base de la misma unidad de energía (kW). Las relaciones básicas de calor a potencia de los diferentes sistemas de cogeneración se muestran en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Relaciones de calor a potencia y otros parámetros de los sistemas de cogeneración.

Cogeneration system	Heat-to-power ratio (kWth/ kWe)	Power output (as per cent of fuel input)	Overall efficiency (per cent)
Back-pressure steam turbine	4.0–14.3	14–28	84–92
Extraction-condensing steam turbine	2.0–10.0	22–40	60–80
Gas turbine	1.3–2.0	24–35	70–85
Combined cycle	1.0–1.7	34–40	69–83
Reciprocating engine	1.1–2.5	33–53	75–85

Fuente: (Bhatia, 2014)

La cogeneración utiliza un solo proceso para generar electricidad, calor. Las proporciones de calor y energía necesarias o la relación (Q/E) varían de un sitio a otro, por lo que el tipo de planta debe seleccionarse con cautela y se deben establecer esquemas operativos adecuados para satisfacer las demandas lo más cerca posible. Por tal motivo, la planta puede ser configurada para suministrar parte o la totalidad de la carga de calor y electricidad del sitio, o bien puede exportar el exceso de cualquiera de

estas energías si hay un cliente adecuado disponible, algunos valores típicos pueden ser observados en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Relaciones típicas de calor de potencia para ciertas industrias intensivas Q/E.

Industry	Minimum	Maximum	Average
Breweries	1.1	4.5	3.1
Pharmaceuticals	1.5	2.5	2.0
Fertilizer	0.8	3.0	2.0
Food	0.8	2.5	1.2
Paper	1.5	2.5	1.9

Fuente: (Bhatia, 2014)

Es probable que la cogeneración sea más viable bajo alguna de las siguientes circunstancias:

1. La demanda de vapor y potencia es equilibrada, es decir; consistente con el rango de vapor: relaciones de potencia de salida que se pueden obtener de una planta de cogeneración adecuada.
2. Una sola planta o grupo de plantas tiene suficiente demanda de vapor y energía para permitir economías de escala.
3. Se pueden gestionar los picos y los canales de demanda y/o en el caso de la electricidad, se pueden obtener suministros de respaldo adecuados de la empresa de servicios públicos.

La relación de calor y energía requerida por un sitio puede variar en diferentes momentos del día y estaciones del año. La importación de energía de la red puede compensar algún déficit presente en la salida eléctrica del sistema de cogeneración, las calderas de reserva pueden satisfacer la demanda adicional de calor. Algunos sistemas de cogeneración utilizan la combustión suplementaria o la energía de los gases de escape para modificar la relación Q/E que coincida con la demanda de sitio.

1.2.2 Criterios de selección del sistema de cogeneración.

Retomando la Tabla 1.2 es de notar que para cada tipo de industria existen diferentes consumos de energía algunos poseen una mayor cantidad de energía térmica que por el contrario otras necesitan energía eléctrica entre otro tipo de cuestiones. Es por eso por lo que en la Tabla 1.3 se presentan algunos criterios básicos de selección para el sistema de cogeneración.

Tabla 1.3 Criterios de selección para el sistema de cogeneración

<p>Calidad de energía térmica necesaria</p>	<p>La calidad de la energía térmica requerida a una temperatura y presión también determinan el tipo de sistema de cogeneración.</p> <p>Por ejemplo: para un ingenio azucarero que necesita energía térmica a aproximadamente 120 ° C, un sistema de cogeneración de ciclo de cabeza puede satisfacer la demanda de calor. Por otro lado, para una planta de cemento que requiere energía térmica a aproximadamente 1450 ° C, un sistema de cogeneración de ciclo de cola puede satisfacer tanto la energía térmica de alta calidad como las demandas de electricidad de la planta.</p>
<p>Patrones de carga</p>	<p>Los patrones de demanda de calor y energía del usuario afectan la selección (tipo y tamaño) del sistema de cogeneración.</p> <p>Por ejemplo, los patrones de carga de dos instalaciones que consumen energía que se muestran en la Figura 1.5 conducirá a la selección de dos tamaños diferentes, posiblemente también dos tipos de sistemas de cogeneración.</p>

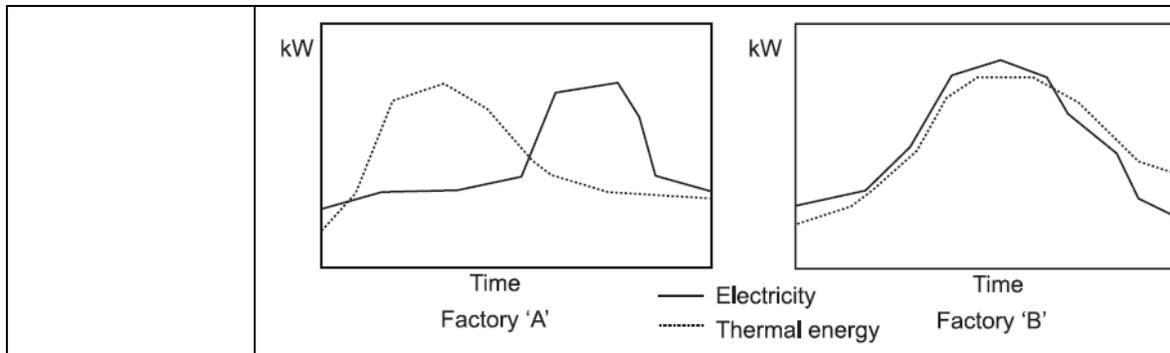


Figura 1.5 Diferentes demandas de energía entre dos fábricas vecinas (Bhatia, 2014).

<p>Disponibilidad de combustibles</p>	<p>La disponibilidad de combustibles puede hacer que algunos sistemas de cogeneración potenciales puedan ser rechazados ya que la disponibilidad de combustibles baratos o productos de desecho que podrían ser utilizados como combustibles no tengan las características necesarias para cumplir con el propósito de la cogeneración. Siendo que es uno de los principales factores en la consideración técnica porque determina la competitividad en el mercado.</p> <p>Ejemplo: Un molino de arroz necesita potencia mecánica para moler y calor para el secado del arroz. Si se considerara un sistema de cogeneración la turbina de vapor sería la primera elección porque podría usar la cáscara de arroz como combustible ya que esta es producto de desecho de la planta.</p>
<p>Fiabilidad del sistema</p>	<p>Algunas instalaciones de cogeneración pueden operar de forma modular, por ejemplo:</p> <p>Una industria papelera no puede operar con un paro prolongado de vapor de proceso. Por este motivo el sistema de cogeneración debe ser modular, para contar con más de una unidad en caso de que alguna de estas</p>

	se encuentre fuera de servicio y pueda continuar el suministro de energía.
Sistema dependiente contra sistema independiente	Un sistema dependiente de la red tiene acceso para compra o venta de electricidad. El sistema independiente de la red satisface todas las demandas de energía en sitio, es obvio que para la misma instalación que consume energía. La configuración técnica de un sistema de cogeneración será diferente de uno dependiente a uno independiente de la red.
Adaptación del sistema contra nueva instalación	Si el sistema de cogeneración se instala como una modernización a la planta, <i>el sistema debe diseñarse de modo que los sistemas de conversión de energía existentes como las calderas puedan seguir utilizándose.</i> En tales circunstancias, las opciones para el sistema de cogeneración dependerán si el sistema es una modificación o una instalación completamente nueva.

1.2.3 Turbina de gas para la cogeneración en ciclo Brayton.

El combustible se quema en una cámara de combustión presurizada utilizando aire para la combustión suministrada por un compresor que está integrado con la turbina de gas. En una turbina de gas convencional, los gases entran en la turbina con un rango de temperatura de 900 °C a 1000 °C y salen a una temperatura de 400 ° a 500 ° C.

Los gases a presión se utilizan para girar los álabes de la turbina, y el eje en el que están montados, para producir energía mecánica.

La energía residual en forma de gases de combustión puede utilizarse para satisfacer parcial o totalmente la demanda térmica del sitio en forma de vapor. Los gases residuales se agotan de la turbina a 450 ° C a 550 ° C, lo

que hace que la turbina de gas sea particularmente adecuada para el suministro de calor de alta calidad.

La energía mecánica disponible se puede aplicar de las siguientes maneras:

1. Para producir electricidad con un generador (la mayoría de las aplicaciones).
2. Para accionar bombas, compresores, sopladores, etc.

Una turbina de gas funciona en condiciones exactas de alta velocidad y temperatura. Por lo tanto, los gases que se le suministran deben estar limpios, es decir (libre de partículas que puedan dañar los alabes). Por lo tanto, los combustibles de alta calidad son los más utilizados, especialmente el gas natural. Los aceites destilados como el gasóleo también son adecuados, algunos sistemas son capaces de usar ambos combustibles y a menudo se instalan para aprovechar las tarifas de gas. Los GLP y la nafta también son adecuados ya que el GLP es un combustible en forma gaseosa o líquida.

Eficiencia de la turbina de gas

La eficiencia de la turbina es la relación entre la producción real de trabajo de la turbina y la energía de entrada neta suministrada en forma de combustible. Para las turbinas de gas independientes sin ningún tipo de sistema de recuperación de calor, la eficiencia será del **35% al 40%**. Referencia.

Esto se atribuye a la eficiencia de la flecha del rotor, la fuga a través de los espacios de paso, la fricción, la turbulencia irreversible, entre otros dado que el gas de escape de la turbina es alto, es posible recuperar energía de los gases calientes mediante un recuperador de calor y utilizar el vapor para el proceso.

Solo el compresor de aire consume alrededor del 50% al 60% de la energía generada por la turbina. Por lo tanto, la eficiencia neta de la turbina que es la producción de energía real disponible, será inferior a la calculada.

1.2.4 Desempeño de sistemas de cogeneración convencionales y nuevas tecnologías.

Los rendimientos de los sistemas de cogeneración dependen de la turbina a utilizar, en la Tabla 1.4 se observan los rangos de valores de rendimiento de las turbinas de cogeneración incluyendo la relación de calor/energía eléctrica (Q/E), la eficiencia general entre otros.

Tabla 1.4 Parámetros típicos de rendimiento de la cogeneración.

Prime mover in cogeneration package	Nominal range (electrical)	Electrical generation heat rate (kCal/kWH)	Efficiencies, %		
			Electrical conversion	Thermal recovery	Overall cogeneration
Smaller reciprocating engines	10–500 kW	2650–6300	20–32	50	74–82
Larger reciprocating engines	500–3000 kW	2400–3275	26–36	50	76–86
Diesel engines	10–3000 kW	2770–3775	23–38	50	73–88
Smaller gas turbines	800–10,000 kW	2770–3525	24–31	50	74–81
Larger gas turbines	10–20 MW	2770–3275	26–31	50	78–81
Steam turbines	10–100 MW	2520–5040	17–34	–	–

Fuente: (Bhatia, 2014)

Tabla 1.5 Ventajas y desventajas de distintos sistemas de cogeneración.

Variant	Advantages	Disadvantages
Back pressure	High fuel efficiency rating	Little flexibility in design and operation
Steam turbine and fuel firing in boiler	Simple plant Well-suited to low quality fuels	More capital investment Low fuel efficiency rating High cooling water demand More impact on environment High civil const. cost due to complicated foundations
Gas turbine with waste heat recovery boiler	Good fuel efficiency Simple plant Low civil const. cost Less delivery period Less impact on environment High flexibility in operation	Moderate part-load efficiency Limited suitability for low quality fuels
Combined gas and steam turbine with waste heat recovery boiler	Optimum fuel efficiency rating Low relative capital cost Less gestation period Quick start up and stoppage Less impact on environment High flexibility in operation	Average to moderate part-load efficiency Limited suitability for low quality fuels
Diesel engine and waste heat recovery Boiler and cooling water heat exchanger	Low civil const. Cost due to block foundations and least number of auxiliaries High power efficiency Better suitability as stand by power source	Low overall efficiency Limited suitability for low quality fuels Availability of low temperature steam Highly maintenance prone

Fuente: (Bhatia, 2014)

1.3 Trigeneración

La trigeneración o cogeneración extendida es un sistema que ofrece un alto rendimiento, debido a que tiene un impacto en costos energéticos de los procesos productivos, sobre todo en los que se requieren importantes cantidades de calor en forma de vapor o agua caliente, frío industrial o energía eléctrica.

Esta tecnología es aplicable en el sector de servicios donde además de calefacción y agua caliente, se requieren importantes cantidades de frío, factor que consume un gran porcentaje de la demanda eléctrica. La estacionalidad de estos consumos se ve reflejada en la cantidad de calefacción en invierno y climatización en verano.

Hay muchas empresas dedicadas a la fabricación de este tipo de sistemas que han desarrollado metodologías sobre el tema, sin embargo, las personas que toman las decisiones en las empresas muchas veces no están sensibilizadas y los que sí conocen este tipo de sistemas a veces no se acercan con las personas adecuadas.²

Si se desea instalar un sistema de trigeneración se tiene que hacer la comparativa costo beneficio entre un sistema convencional y un sistema de trigeneración pues si sucede lo contrario y es más económico el costo de la generación de los tres tipos de energía de forma separada con un sistema convencional, lo ideal es hacerlo de la segunda manera (Reyes, 2016).

1.3.1 Refrigeración por Absorción

Los equipos de absorción que actualmente se fabrican y son comúnmente usados pueden ser clasificados en términos generales por el tipo de absorbente que utiliza, ya sea bromuro de litio (LiBr) o amoníaco (NH₃). Hay

² Reyes, E. (2016). Trigeneración. Mundo HVACR, Evaluación de los sistemas por proyectar el primer paso hacia la trigeneración 38.

tres categorías principales en la utilización de amoníaco como absorbente: refrigeradores domésticos, enfriadores residenciales y unidades de refrigeración industrial.

Un ciclo de absorción es un ciclo térmico que puede ser activado por calor, que intercambia solo energía térmica con su entorno; no se intercambia energía mecánica significativa. Además, no se produce una conversión apreciable de calor a trabajo o trabajo a calor a lo largo del ciclo.

Los ciclos de absorción se usan en aplicaciones donde hay uno o más intercambios de calor con el entorno (por ejemplo, refrigeración, aire acondicionado o bombeo de calor).

Las principales ventajas de la refrigeración por absorción son:

1. Son activados por calor.
2. No se requiere compresión mecánica del vapor, lo que reduce el pico de demanda eléctrica durante el periodo de verano.
3. No utilizan refrigerantes halogenados que dañan la atmósfera.
4. Los lubricantes que pueden degradar el calor y la transferencia de masa no son necesarios.
5. El equipo se puede accionar directamente por combustión y/o calentado por distintos fluidos de desecho o calentado por vapor o agua caliente (ya sea de combustión directa o de fluidos de desecho calientes).

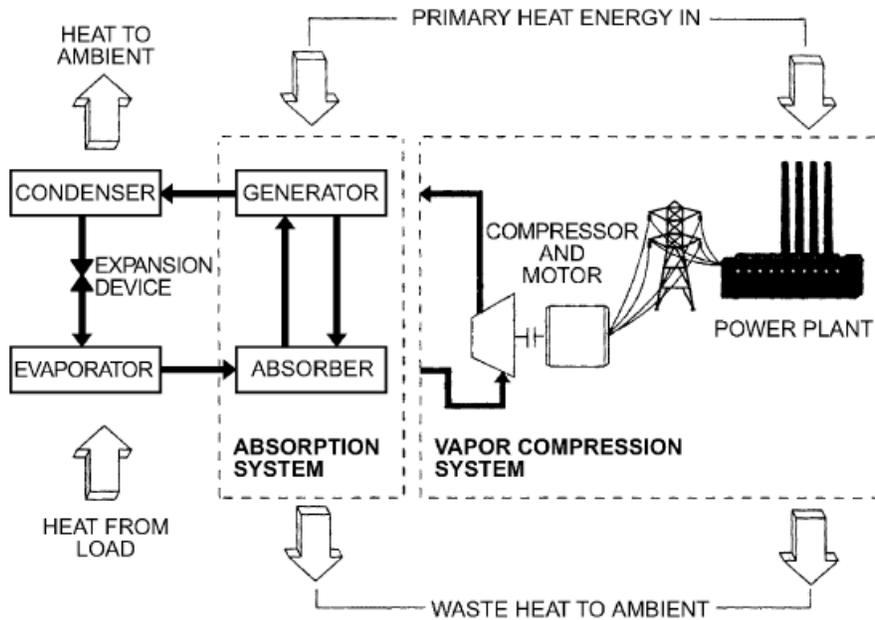


Figura 1.6 Similitudes entre absorción y compresión de vapor (ASHRAE, 2018)

La Figura 1.6 muestra un esquema típico de un sistema de absorción (amoníaco-agua) este tipo de sistemas están disponibles en conjunto con un sistema de cogeneración, es decir un sistema de trigeneración o cogeneración extendida.

1.3.2 Componentes básicos del ciclo de absorción.

- **Generador:** Este dispositivo es en realidad una torre de destilación que genera y purifica los vapores de amoníaco mediante procesos de transferencia de calor y masa.
- **Rectificador.** Este es un intercambiador en espiral a través del cual el absorbente débil de la bomba de solución pasa de camino al absorbedor y al generador. El contraflujo entre el condensado (que fluye hacia el generador) y el vapor (que continúa al condensador). La función del rectificador es concentrar el amoníaco en el vapor del generador y eliminar parte del vapor de agua.

- Condensador: En este componente se realiza el cambio de fase del refrigerante mediante el intercambio de calor al exterior.
- Evaporador: En este componente se realiza el cambio de fase del refrigerante mediante el aporte de energía externa. Esta energía es la capacidad frigorífica del sistema.
- Absorbedor: Este dispositivo permite el proceso de enriquecimiento del refrigerante de la mezcla binaria, dicho enriquecimiento es de carácter exotérmico.
- Válvula: Este componente básicamente reduce la presión del fluido.
- Bomba: Este dispositivo permite llevar la solución binaria líquida de la zona de baja presión a la zona de alta presión. El movimiento alternativo de la bomba de diafragma mueve la solución a través de las válvulas de succión y descarga.
- Evaporador. El líquido a enfriar gotea sobre un serpentín que evapora el amoníaco que absorbe la carga de refrigeración. En el lado del agua enfriada, que está a presión atmosférica una bomba hace circular el líquido enfriado. Un intercambiador de calor le proporciona el máximo efecto de refrigeración por unidad de masa de refrigerante. Se recomienda un diseño de intercambiador de tubo en tubo "tubos concéntricos" debido a que es particularmente efectivo en este ciclo porque el agua presente en el amoníaco produce un residuo líquido que se evapora a medida que aumenta la temperatura y disminuye la cantidad de residuo.
- Control de flujo.
 - ✓ Un termostato generalmente enciende y apaga la máquina.
 - ✓ Un interruptor de agua fría apaga los quemadores si la temperatura del agua se acerca a la de congelación.
 - ✓ Los equipos pueden detenerse si cae 20% de su capacidad.

- Dispositivos protección. Los dispositivos típicos son (1) encendido y monitor de control, (2) un interruptor que verifica el flujo de gases de combustión, (3) una válvula de alivio de presión y (4) un interruptor de alta temperatura del generador.

Rango típico de operación del sistema de absorción.
El punto de ebullición del agua es de 100°C y el del amoníaco es de -33.5 °C por lo que ambos puntos de ebullición se encuentran separados. Esto significa que cuando el amoníaco se separa del agua al calentarse existe la posibilidad de que el agua vaya acompañada de amoníaco.
El amoníaco hace que el ciclo funcione a presiones de condensador de aproximadamente 1930 kPa (absoluto) y a presiones de evaporador de aproximadamente 480 kPa (absoluto) y se utilizan bombas de desplazamiento positivo.
El enfriamiento por aire requiere que se produzca condensación y absorción dentro de los tubos para que en el exterior se pueda aletar el tubo produciendo un mayor contacto con el aire.
Los sistemas de amoniaco-agua se usan para un rango temperaturas de evaporación de -60°C hasta 10 ° C, mientras que los sistemas de bromuro de litio-agua se usa para temperaturas de evaporación superiores a 0 ° C. (KLM Technology, 2014)

1.3.3 Descripción del sistema de absorción.

Un enfriador doméstico por amoníaco difiere significativamente de los sistemas de bromuro de litio por las presiones de operación de cada sistema. La solución rica en amoniaco sale del “absorbedor” y pasa a través del intercambiador de calor, el líquido condensado pasa al fondo del tubo para ser impulsado por la bomba. La fuente de calor (gas o electricidad) eleva la

temperatura de la disolución, lo que hace que el amoníaco y algo de vapor de agua formen burbujas empujando el líquido hacia la bomba. Este líquido cae hacia el rectificador donde aumenta la temperatura, provocando que se libere vapor de amoníaco. El líquido restante (ahora una solución de amoníaco débil) fluye a través de la del intercambiador de calor, donde transfiere su calor residual a la solución rica en amoníaco y entra en la parte superior del absorbedor a una temperatura menor.

El amoníaco y el vapor de agua pasa a través de un separador de agua, la temperatura del separador hace que el vapor de agua se condense y se mezcle con una solución débil en la caldera o generador. El vapor de amoníaco ingresa al condensador, donde este se condensa a amoníaco líquido "caliente". A medida que el gas débil pasa sobre la superficie del evaporador, el amoníaco líquido comienza a evaporarse, creando una temperatura de refrigeración inicial de aproximadamente -29°C . A medida que continúa esta evaporación, la presión parcial de amoníaco continúa aumentando lentamente, lo que también aumenta la temperatura de evaporación en aproximadamente 11°C .

La mezcla de amoníaco e hidrógeno es más densa que el vapor, por lo que la mezcla cae a través del intercambiador de calor, hacia el fondo del absorbedor.

A medida que esta mezcla viaja a través del absorbedor, entra en contacto con la solución débil que ingresa a la parte superior del absorbedor desde el generador. La solución débil cae a través del absorbedor, absorbe el amoníaco de la mezcla de amoníaco e hidrógeno. El hidrógeno relativamente puro pasa a través del circuito de hidrógeno al evaporador, y la solución rica en amoníaco cae al fondo del recipiente del absorbedor, donde el ciclo comienza nuevamente.

El generador está aletado en el exterior para extraer el calor de los gases de combustión. Internamente un intercambiador de calor a contracorriente genera vapor, el cual se eleva mientras que el absorbente desciende.

El intercambio de calor entre absorbentes "concentrados y menos concentrados" tiene lugar principalmente dentro del generador. Un tubo que lleva (agua casi pura) que libera calor al proceso de generación de amoníaco.

El absorbente concentrado absorbe parte del vapor, liberando así el calor de absorción dentro del ciclo para mejorar el COP. El vapor concentrado y no absorbido continúa desde el absorbedor enfriado por solución, donde se completa la absorción y el calor de la absorción es rechazado.

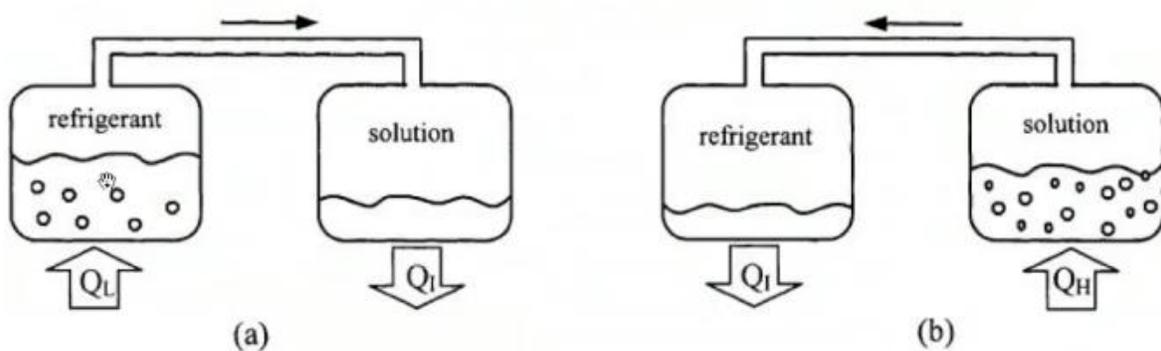


Figura 1.7 Calores de entrada y salida del ciclo absorción.

Donde:

(a) Q_L = Calor del medio, provoca que el refrigerante se evapore y pase a la cámara de la derecha generando una reacción exotérmica la cual libera calor (Q_I).

(b) Q_H = Se suministra calor (Q_H) el cual provoca la evaporación del refrigerante transportándolo a la cámara de refrigerante puro y liberando calor (Q_I).

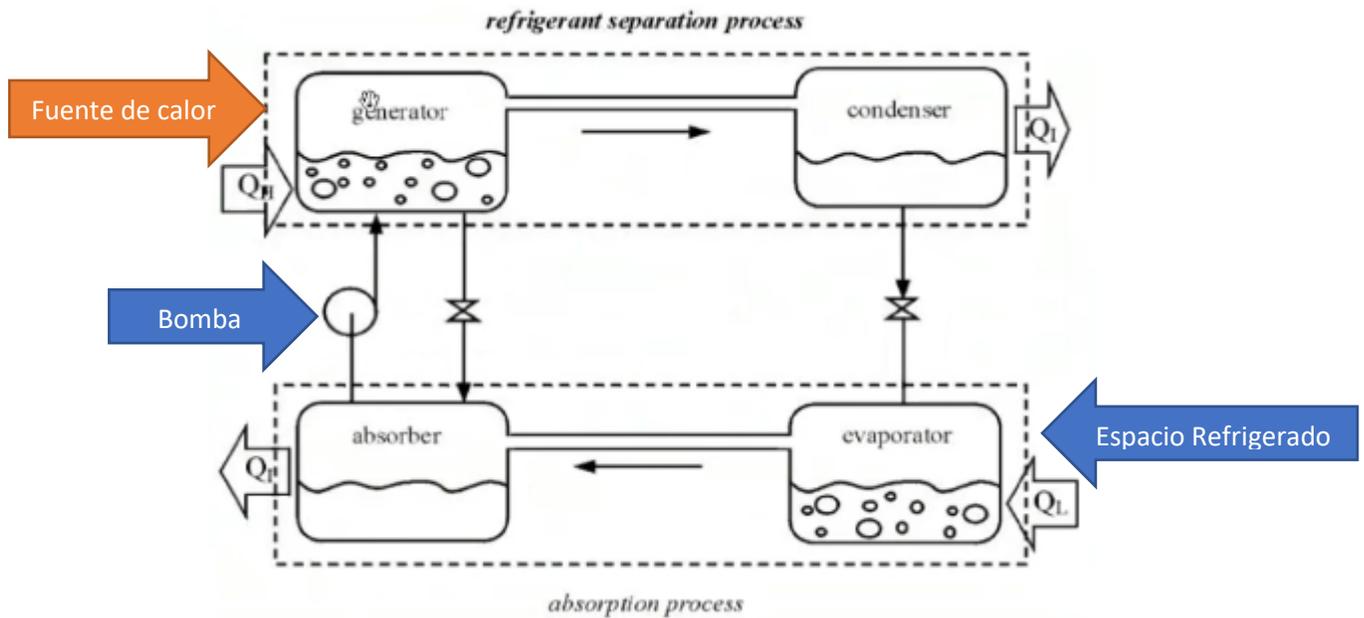


Figura 1.8 Diagrama del ciclo de absorción básico.

La eficiencia del ciclo está determinada por la fórmula del coeficiente de desempeño (COP), la cual puede ser calculada de las siguientes fórmulas:

$$COP = \frac{\text{Espacio Refrigerado}}{\text{Energía de calor} * \text{Trabajo de la bomba (Despreciable)}}$$

$$\text{Coeficiente de desempeño} = \frac{\text{Salida deseada}}{\text{Entrada requerida}} = \frac{Q_L}{W_{\text{entrada}}} = \frac{Q_L}{Q_H - Q_L}$$

$$\text{Coeficiente de desempeño} = \frac{Q_{\text{Evaporador}}}{Q_{\text{Generador}} - W_{\text{Bomba}}}$$

1.4 Indicadores de desempeño “Key Performance Indicator”.

La definición más sencilla para un indicador; es un cociente que muestra la comparación entre dos variables (del sistema, procesos, etc.) el cual es una herramienta que muestra indicios o señales de una situación, actividad o resultado. La información proporcionada por los indicadores debe ser simple, precisa y sin ambigüedad. Ya que con sólo un poco de información estos pueden ser interpretados de manera lógica.

Cada indicador brinda información relevante y única respecto a algo, esta debe ser interpretada de manera única, dado que tiene un solo objetivo. Para entender ese algo, se debe comprender que los indicadores tienen un objetivo concreto, por lo tanto, la información relacionada con el indicador es única.

Los indicadores cumplen la función de mostrar información concerniente a un objetivo único; deben proporcionar información clara y precisa sobre el desempeño y el cumplimiento de los objetivos establecidos. Cada indicador monitorea el objetivo al que se encuentra asociado y sólo ofrece información relativa a éste.

Figura 1.9 Características básicas de un Indicador.



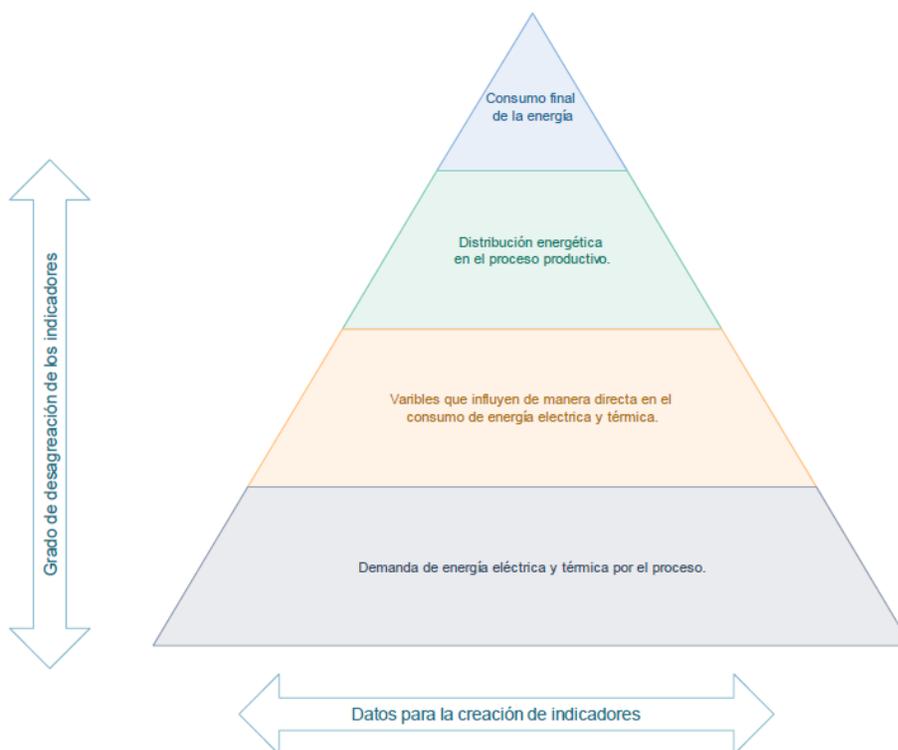
Fuente: Elaboración propia.

1.4.1 Indicadores de consumo de energía

Los indicadores de energía son una herramienta importante para analizar las interacciones entre la actividad económica, el consumo de energía y las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) por decir algunos ejemplos. Este tipo de indicadores muestra dónde existen posibles deficiencias en el sistema y por consiguiente potenciales de ahorro de energía, además de proporcionar información sobre las tendencias en el consumo de energía en el pasado. Los indicadores de energía también pueden usarse para ayudar a modelar y pronosticar la demanda de energía futura.

El enfoque de dichos indicadores se basa en una estructura conceptual de pirámide, que representa una jerarquía de indicadores de energía en forma detallada, en la parte inferior de la pirámide se muestra el consumo general y en la parte superior de forma desagregada su consumo final como se muestra en la Figura 1.6.

Figura 1.6 Pirámide de indicadores de energía.



Fuente: Elaboración propia.

Cada planta de proceso está influenciada por diversos factores por lo que presentan diferentes comportamientos según el área o proceso de especialidad. Para poder analizar el comportamiento de la planta es preferible desagregar la ruta de energía durante su proceso y consumo. Pero para lograr el desarrollo de indicadores de última generación se requiere recursos financieros y humanos para recopilar datos y analizarlos. Es por este motivo que algunas empresas no pueden desarrollar sus propios indicadores o bien los pasan por alto; pero también hay muchas empresas en todo el mundo que son cada vez más conscientes de la necesidad de generar indicadores de energía.

La preocupación por la seguridad energética, los impactos sociales y económicos de los altos precios de la energía y la creciente conciencia del cambio climático han llevado a muchas empresas y países a poner mayor énfasis en el desarrollo de políticas y medidas que promuevan la eficiencia energética.

Grados día

Los grados día son una medida de qué tan frío o cálido es un lugar. Un grado día compara las temperaturas exteriores medias (el promedio de las altas y bajas) registradas para una ubicación con una temperatura estándar, generalmente 15.5°C. Cuanto más extrema es la temperatura del exterior, mayor es el número de grados día. Una gran cantidad de grados por día generalmente da como resultado niveles más altos de uso de energía para calefacción o refrigeración.

Los grados día de cierto período de tiempo (una semana, un mes, etc.) son la suma, de todos los días de ese período y la diferencia entre una temperatura base de los Grados día (15.5°C), también llamada temperatura

o zona de confort y la temperatura media del día. Cuando esa temperatura media diaria sea inferior a la temperatura base obtendremos los grados día de calentamiento (HDD) y si, por el contrario, esa temperatura media diaria es superior a la base obtendremos los grados día de enfriamiento (CDD).

Métricas de los grados día:

HDD: Temperatura que queda por debajo de la temperatura base de (HDD) obligando a encender los equipos de calefacción para mantener una temperatura estable.

CDD: Temperatura que queda por sobre la temperatura base de (CDD) se encienden los equipos de refrigeración para una obtener una temperatura estable.

Uso de los grados día:

Normalizar consumos con la temperatura exterior

Proyecciones de consumos, ahorro y control.

Se pueden consultar estaciones meteorológicas las cuales pueden brindar de forma directa el cálculo de los grados día.

Para una planta procesadora de lácteos la zona de confort de los cuartos fríos está en un rango de temperatura de 0°C a 6°C. Esto está basado principalmente en la disminución del crecimiento de bacterias.

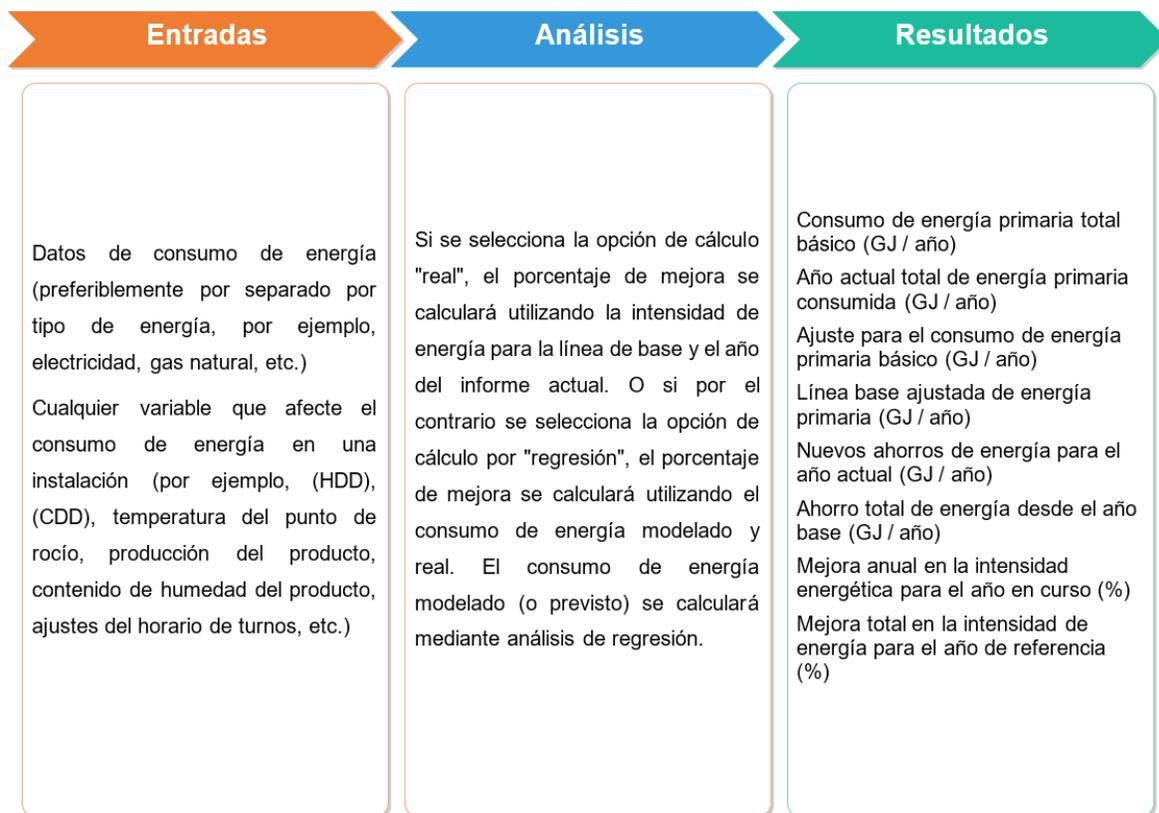
Cálculo de grados día de una localidad:

Para este proceso existen diferentes maneras de poder tener un estimado de grados día, ya sea midiéndolos de manera directa o recopilar la información de los centros de monitoreo del clima los cuales recopilan la información a lo largo del tiempo de diferentes lugares. La principal fuente de consulta se reporta en el siguiente enlace <http://www.degreedays.net/>.

1.5 Herramienta EnPI

EnPI o (**Energy Performance Indicator**) este concepto fue realizado por el departamento de energía de los Estados Unidos para ayudar a los gerentes y/o corporativos a tener un Línea Base Normalizada de consumo de energía, seguimiento de mejoras y ahorro de energía, tomando en cuenta las variaciones que pudieran ser provocadas por el clima, producción y otras variables.

Figura 1.7 Funcionamiento básico de la herramienta EnPI.



Fuente: Elaboración propia.

2 Análisis de datos de producción y consumos energéticos

En este capítulo se realizará un análisis exhaustivo sobre los datos proporcionados por la empresa procesadora de lácteos, cabe aclarar que la falta de algunos datos es debido a problemas en la administración de la empresa, así como el acceso a la información ya que es común encontrar que las empresas no guarden los registros completos de las mediciones que toman; esto sumado a la mala interpretación de las variables y den por sentado que no son significativas o bien entre departamentos no compartan su información para proteger los datos de la empresa proporcionando información muy elemental, otro motivo muy común en la actualidad es el robo de información ya que está practica comienza a ser más común.

Cabe mencionar que la empresa no está bajo la supervisión de algún experto en energía o especialista en área, por lo que ha solicitado al área de procesos realice una propuesta para ser presentada a los directivos de la empresa esto con el fin de ver el potencial de ahorro económico ya que si el ahorro presentado por el analista es significativo la empresa se encargará de lanzar una licitación para el desarrollo del proyecto.

La información proporcionada por la empresa se menciona a continuación y se encontrará de forma detallada en los anexos correspondientes:

1. Producción de 2014 y siete meses de 2015 (Anexo A),
2. Consumo de gas natural de 2013, 2014 y siete meses de 2015 (Anexo B),
3. Consumo de energía térmica de 2013, 2014 y siete meses de 2015 (Anexo B),
4. Consumo de energía eléctrica de 2013, 2014 y siete meses de 2015 (Anexo C),

Como punto de partida y con la información proporcionada por la empresa se desarrollarán los indicadores clave (KPI's), la cual es una herramienta para

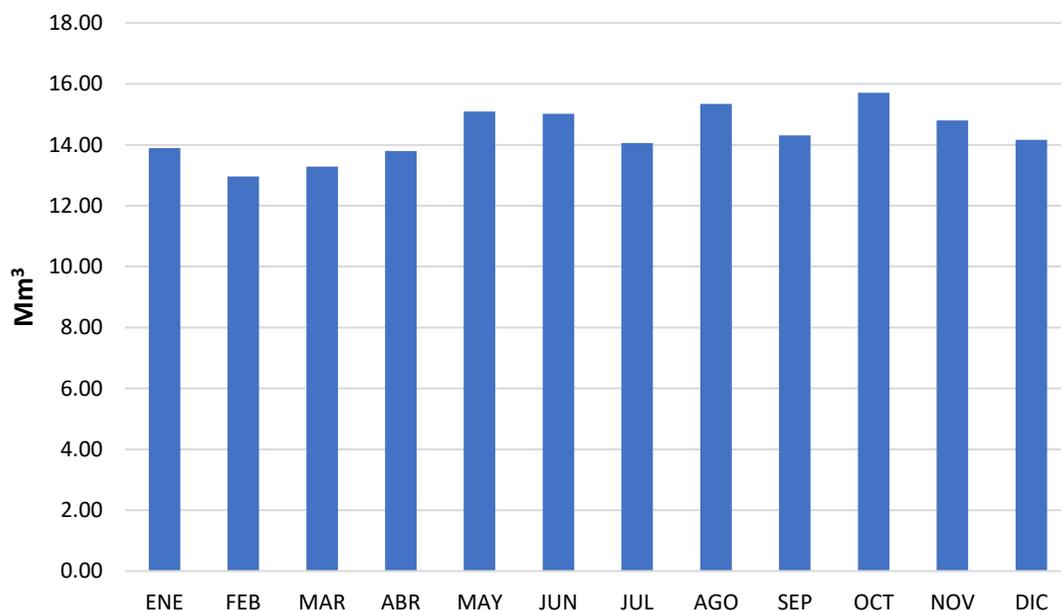
poder ver la relación entre variables, así como su sensibilidad entre estas. Al final de este capítulo se espera poder obtener los datos necesarios para poder sentar los criterios de selección para el sistema de trigeneración con los datos obtenidos a través del análisis de los KPI's y la herramienta EnPI.

2.1 Producción anual de leche.

La primera variable por interpretar es la producción mensual durante un año fiscal, esto con el fin de ver si existe alguna anomalía significativa durante este periodo de tiempo. En las gráficas 2.1 y 2.2 se muestra la producción mensual que corresponden a los periodos de 2014 y 2015 en miles de metros cúbicos de leche (Mm³).

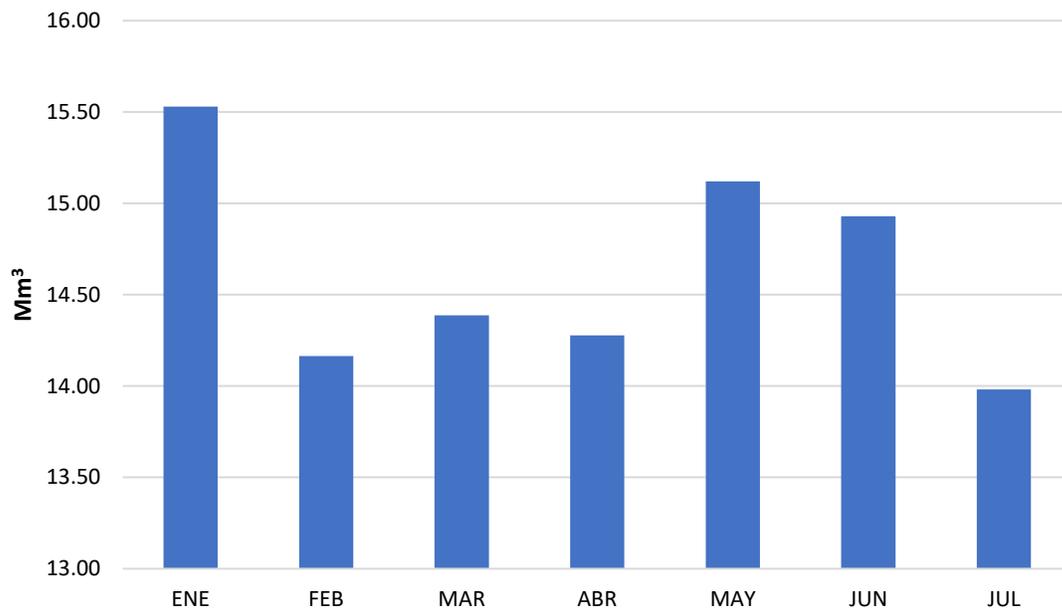
Las tablas completas pueden ser encontradas en el (Anexo A), donde se presentan estos datos en formato de tablas.

Gráfica 2.1 Producción anual de leche en (2014).



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 2.2 Producción anual de leche en (2015).



Fuente: Elaboración propia

Como se ha observado en las gráficas anteriores la producción promedio de la planta ronda los 14,000,000.00 de litros por mes, siendo este nuestro primer indicador a relacionar. También es posible apreciar en la siguiente tabla resumen Tabla 2.1 el periodo, la ecuación de correlación y el factor de correlación para estas gráficas y donde x es la producción de leche.

Tabla 2.1 Correlaciones de producción.

Producción (Mm³)	Ecuación de correlación	Coefficiente de Correlación
2014	$y = 67.524(x)^6 - 3949.3(x)^5 + 83695(x)^4 - 835781(x)^3 + 4E+06(x)^2 - 9E+06(x) + 2E+07$	$R^2 = 0.7409$
2015	$y = -84606(x)^3 + 1E+06(x)^2 - 4E+06(x) + 2E+07$	$R^2 = 0.9148$

Fuente: Elaboración propia.

Es posible apreciar en la tabla 2.1 que las ecuaciones de correlación y el coeficiente de correlación son completamente diferentes entre ambos periodos de facturación. Esto es debido a que en periodo de facturación de 2015 solo se registraron los primeros siete meses del año, pero si se toman

en cuenta solo los primeros siete meses de 2014, se tendría una similitud entre estos periodos por lo que se puede afirmar que, aunque el coeficiente de correlación sea menor a 0.85 estos periodos tienen una similitud en su comportamiento estacional.

Además del cambio significativo en los coeficientes de correlación es posible apreciar un aumento en la producción, esto es debido que para el año 2015 se registró el periodo conocido por los productores de leche como "periodo de vacas gordas" lo que tendría un cambio tanto para el consumo de energía como para la selección del sistema de trigeneración.

2.2 Consumos energéticos

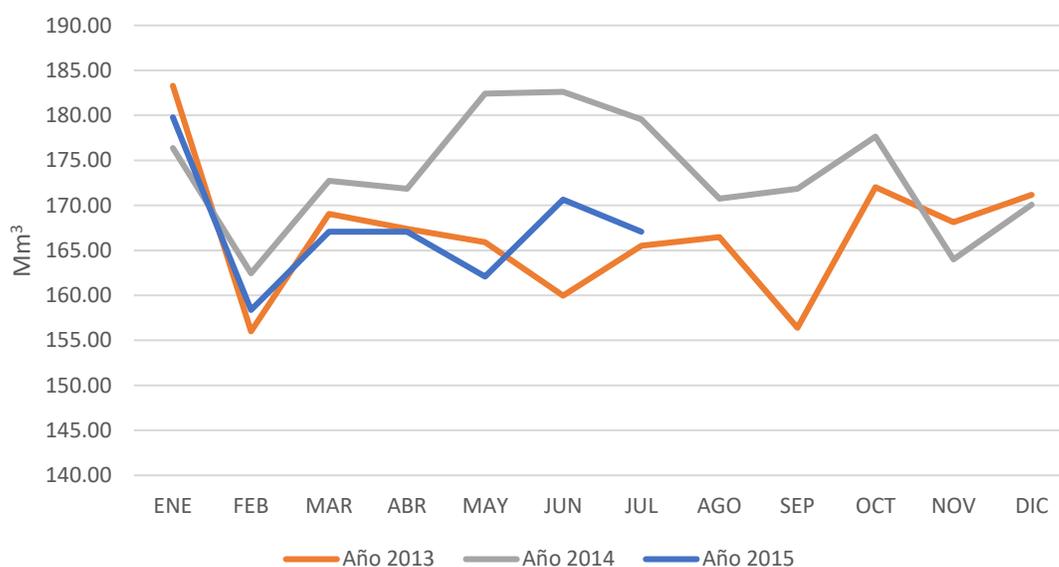
La información de los consumos energéticos es sumamente importante para la generación de los indicadores adecuados y para este tipo de análisis entre más desagregada se encuentre la información y con mayor cantidad de periodos reportados se pueden identificar las variables que tienen alguna dependencia significativa, además del orden de magnitud y sensibilidad de estas; dicho de manera simple es ver las relaciones que existen entre una o más variables y la predominancia entre ellas todo enfocado en las variables que influyen en el comportamiento energético del sistema, algunas de estas variables pueden ser el consumo de gas natural, el consumo de energía eléctrica y los grados día.

2.2.1 Gas Natural.

El gas natural como principal combustible a utilizar por el proceso para la generación térmica es una variable que tiene que ser tomada en cuenta por las diferentes variables que pueden ser atribuidas a esta como lo sería la afectación del clima y el costo del mismo combustible.

Las tablas de consumo de gas natural, así como otros indicadores pueden ser encontrados en el Anexo B, donde se presentan los Consumos de Gas Natural (CGN) en miles de metros cúbicos y los reportes de facturación que corresponden a los periodos de 2013-2015, estos reportes pueden ser vistos de en la Gráfica 2.3. A diferencia de la producción presentada en 2015 el periodo con mayor consumo de combustible fue el de 2014 por lo que se analizaran los coeficientes de correlación para ver si existe alguna relación entre periodos y porqué el aumento en la demanda de combustible.

Gráfica 2.3 Consumo de gas natural en Mm³ (2013-2015).



Fuente: Elaboración propia.

En tabla 2.2 se presenta el periodo de facturación, la ecuación de correlación y el coeficiente de correlación. Para el periodo de 2015 solo se tomará en cuenta los meses reportados y la ecuación de correlación para ese periodo. Es fácil notar a simple vista que la ecuación de correlación para el periodo 2015 es de cuarto orden y se ha decidido mantener de esta manera debido a que con un quinto o un sexto orden el valor del coeficiente de correlación es prácticamente uno, por lo que para dar una mejor representación de este valor se decidió que para todas las ecuaciones que

impliquen al periodo 2015 se tomará como máximo un cuarto orden en la ecuación de correlación donde la variable x representa el CGN para estas ecuaciones.

Tabla 2.2 Consumo de gas natural (2013-2015).

C.G.N en (Mm ³)	Ecuación de correlación	Coefficiente de correlación
2013	$y = 3.5227(x)^6 - 149.99(x)^5 + 2502.9(x)^4 - 20608(x)^3 + 86447(x)^2 - 170570(x) + 284761$	$R^2 = 0.6632$
2014	$y = 2.0817*(x)^6 - 90.377*(x)^5 + 1558.4*(x)^4 - 13427*(x)^3 + 58922*(x)^2 - 116834(x) + 246277$	$R^2 = 0.6998$
2015	$y = 0.2614(x)^4 - 4.7381(x)^3 + 30.192(x)^2 - 77.812(x) + 230.88$	$R^2 = 0.6682$

Fuente: Elaboración propia.

También es posible apreciar que los coeficientes de correlación para los periodos 2013 y 2014 son bastante parecidos, aunque sus coeficientes de correlación se encuentran por debajo de la recomendación que es 0.85 esto no significa que sean malas correlaciones si no que podrían depender de más de una variable.

Más adelante se analizará cada correlación por separado y él porqué es una variable significativa para el proceso en general y cómo afecta energéticamente al proceso.

Para el primer semestre de 2015 de la Tabla 2.2 es posible percatarse que su coeficiente es bajo aun para ser el del primer semestre del año por lo que se hizo otra tabla comparativa de ecuaciones de correlación para el CGN pero solo para los primeros siete meses del año.

Tabla 2.3 Comparación de C.G.N para el primer semestre del año.

C.G.N en m ³	Ecuación de correlación	Coefficiente de correlación
2013	$y = 0.6589(x)^4 - 11.06(x)^3 + 63.98(x)^2 - 147.78(x) + 276.76$	$R^2 = 0.8937$

2014	$y = 0.1463(x)^4 - 3.0822(x)^3 + 21.858(x)^2 - 57.058(x) + 213.97$	$R^2 = 0.8589$
2015	$y = 0.2614(x)^4 - 4.7381(x)^3 + 30.192(x)^2 - 77.812(x) + 230.88$	$R^2 = 0.6682$

Fuente: Elaboración propia.

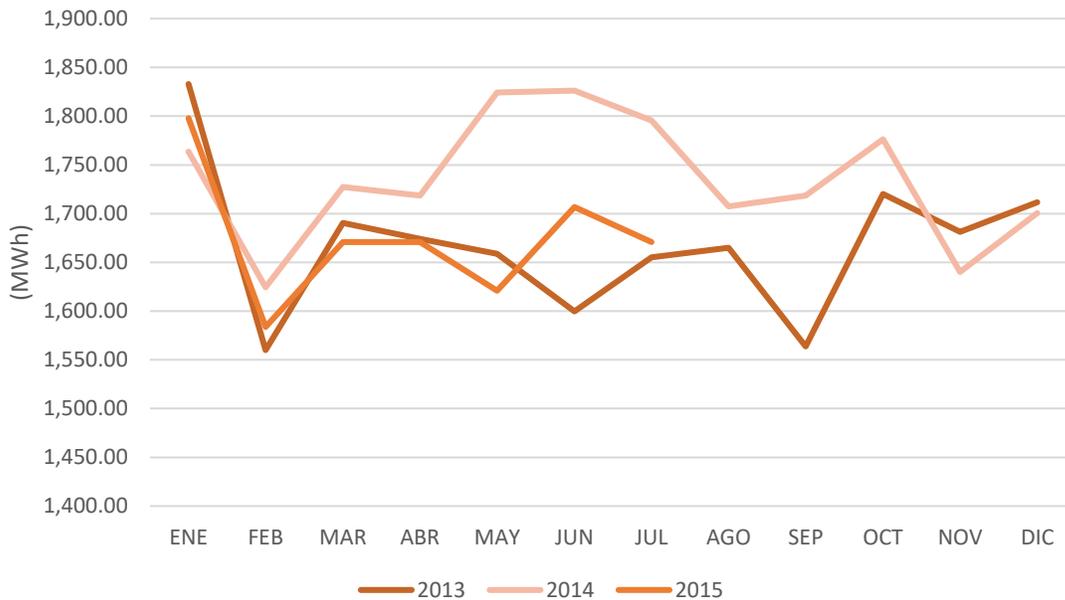
Para la Tabla 2.3 es de apreciar que el coeficiente de correlación disminuyó con respecto a sus predecesores, por lo que se cree que existe algún dato de 2015 que pudiera presentar alguna inconsistencia, ya que es común que las empresas no reporten un incremento en el consumo de energía debido a alguna acción fuera del proceso; es decir no se reporta si algún equipo entro en paro o tuvieron una mayor demanda de producción, por tanto, hubo un mayor consumo de energía durante dicho periodo.

Las gráficas 2.3 y 2.4 presentan el mismo comportamiento estacional, pero en diferentes unidades y magnitudes, una se encuentra en miles de metros cúbicos (Mm³) y la otra en mega watts hora (MWh), estas gráficas son presentadas con el fin de dar una idea de la sensibilidad de estas variables al ser relacionadas con otra como se verá posteriormente y dar una contextualización de las unidades manejadas.

2.2.2 Consumo de Energía Térmica.

Para este apartado se tratará de identificar el comportamiento estacional del consumo de energía térmica útil (CE_T) en MWh_T (donde el sufijo T se refiere a Térmico) por año de facturación con el fin de ver si existe alguna similitud entre estos periodos. La información completa para este análisis puede ser encontrada en el Anexo C Consumo de Energía Eléctrica.

Gráfica 2.4 Consumo de Energía Térmica (2013-2015).



Fuente: Elaboración propia.

La Gráfica 2.4 muestra una relación inicial entre los periodos 2013 y 2015, que por el contrario para el periodo de 2014 hay un claro aumento en la demanda de energía térmica.

Tabla 2.4 Consumo de energía térmica.

Periodo	Ecuación	C.C
CE _T 2013	$y = 35.227(x)^6 - 1499.9(x)^5 + 25029(x)^4 - 206084(x)^3 + 864472(x)^2 - 2E+06(x) + 3E+06$	R ² = 0.6632
CE _T 2014	$y = 20.817(x)^6 - 903.77(x)^5 + 15584(x)^4 - 134270(x)^3 + 589216(x)^2 - 1E+06(x) + 2E+06$	R ² = 0.6998
CE _T 2015	$y = 75022(x)^4 - 584405(x)^3 + 2E+06(x)^2 - 3E+06(x) + 4E+06$	R ² = 0.9961

Fuente: Elaboración propia.

Lo presentado en la Tabla 2.3 para el periodo 2014 es el que se comporta de manera estable, debido a que su coeficiente de correlación es el más elevado. Otro punto que resalta es que durante los tres periodos hay una disminución de consumo de energía térmica en el mes de febrero. Es por este motivo que se analizaron los primeros seis meses del año para ver si

había una similitud entre periodos. Por lo que se muestran en la Tabla 2.5 las correlaciones para los primeros siete meses del año.

Tabla 2.5 Consumo de energía térmica para los primeros siete meses del año.

Periodo	Ecuación	C.C
CE _T 2013	$y = 6.0767(x)^4 - 103.47(x)^3 + 602.33(x)^2 - 1353.9(x) + 2248.9$	R ² = 0.9431
CE _T 2014	$y = 2.1598(x)^4 - 38.768(x)^3 + 234.64(x)^2 - 509.46(x) + 1640.5$	R ² = 0.8331
CE _T 2015	$y = 3.8695(x)^4 - 67.25(x)^3 + 399.62(x)^2 - 897.73(x) + 2014.2$	R ² = 0.8713

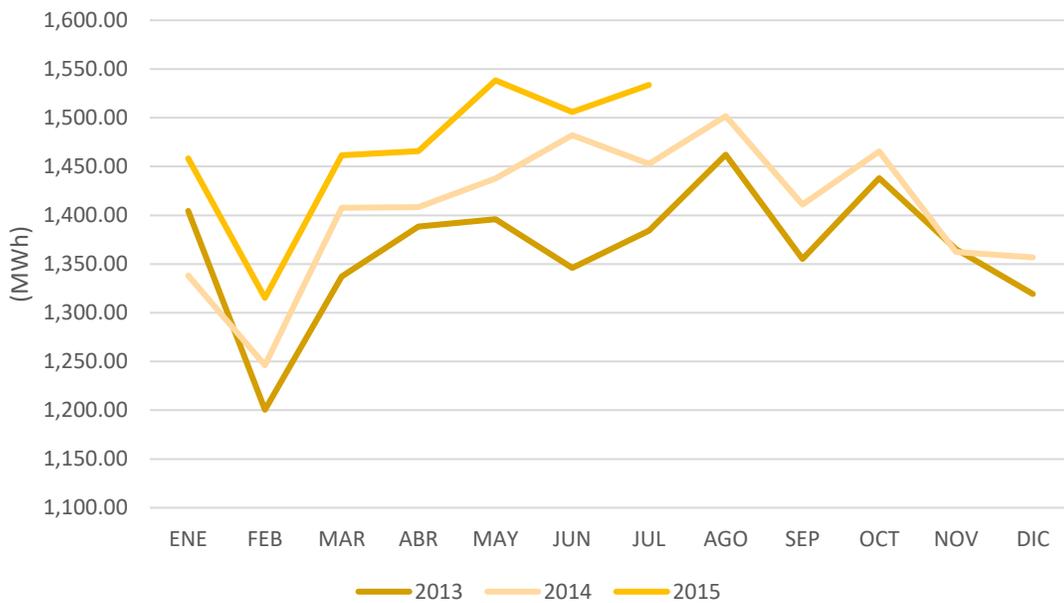
Fuente: Elaboración propia.

Siendo así posible apreciar que en la Tabla 2.5 los coeficientes de correlación son aceptables con una ecuación de cuarto orden, por lo que se presenta un comportamiento similar entre los periodos definidos.

2.2.3 Consumo de Energía Eléctrica.

De manera similar al apartado anterior se analizará el comportamiento estacional del consumo de energía eléctrica útil (CE_e) en MWh para los periodos reportados con anterioridad, nuevamente con el fin de ver si existe alguna similitud entre periodos.

Gráfica 2.5 Consumo de energía eléctrica (2013-2015).



Fuente: Elaboración propia.

Para la Gráfica 2.5 específicamente para el periodo de 2015 concuerda con lo reportado en el apartado de producción ya que para el mismo periodo se tiene un aumento en la producción así también se esperaría un aumento en la demanda de energía eléctrica pero no concretamente con el consumo de energía térmica, esto debe ser analizado con más detalle en el capítulo 4.

Tabla 2.6 Consumo de energía eléctrica.

Periodo	Ecuación	C.C
CE _e 2013	$y = 43.397(x)^6 - 1802(x)^5 + 29232(x)^4 - 233697(x)^3 + 948522(x)^2 - 2E+06(x) + 2E+06$	R ² = 0.7359
CE _e 2014	$y = 26.736(x)^6 - 1089.2(x)^5 + 17400(x)^4 - 137548(x)^3 + 550303(x)^2 - 974059(x) + 2E+06$	R ² = 0.82
CE _e 2015	$y = 3.8695(x)^4 - 67.25(x)^3 + 399.62(x)^2 - 897.73(x) + 2014.2$	R ² = 0.8713

Fuente: Elaboración propia.

Las gráficas de los periodos de facturación para el consumo de energía eléctrica también presentan un comportamiento en común en el mes de

febrero, el cual tiene un decremento en la demanda de energía eléctrica pero los coeficientes de correlación son demasiado bajos para ser tomados en cuenta por lo que se hace la siguiente analogía.

Es posible observar en la Tabla 2.6 que el periodo de mejor comportamiento es el de 2014 con un coeficiente de correlación de 0.82 en comparación con su contraparte térmica de la tabla 2.4, el cual tiene un coeficiente de 0.69. Esto nos llevaría a pensar que la variable que tiene un peso más significativo es la energía eléctrica al tener un mayor coeficiente de correlación, pero es debido a la incertidumbre que existe entre los coeficientes de correlación que se busca sustentar las variables significativas para poder tener certeza al elegir el modelo adecuado de la turbina que funcionara como sistema de cogeneración.

El comportamiento del consumo de energía eléctrica es más estable, esto debido a que los equipos están dimensionados para trabajar de manera continua y de los cuales la temperatura ambiente es una variable representativa para este proceso debido a la desviación de los grados día.

Tabla 2.7 Consumo de Energía Térmica para los primeros siete meses del año.

Periodo	Ecuación	C.C
CE _e 2013	$y = 6.0767(x)^4 - 103.47(x)^3 + 602.33(x)^2 - 1353.9(x) + 2248.9$	R ² = 0.9431
CE _e 2014	$y = 2.1598(x)^4 - 38.768(x)^3 + 234.64(x)^2 - 509.46(x) + 1640.5$	R ² = 0.8331
CE _e 2015	$y = 3.8695(x)^4 - 67.25(x)^3 + 399.62(x)^2 - 897.73(x) + 2014.2$	R ² = 0.8713

Fuente: Elaboración propia.

Es posible observar en la Tabla 2.7 que los coeficientes de correlación son aceptables con una ecuación de orden cuatro esto para los primeros siete meses del año por lo que se presenta un comportamiento similar entre los periodos.

2.3 KPI's

Para este caso de estudio los KPI's servirán como parámetro de relación entre variables energéticas principalmente se busca las que influyen de manera directa en el consumo de energía, aunque también existe la posibilidad de relacionarlo con otras variables como lo es el costo de la energía térmica y eléctrica pero principalmente nos centraremos en el comportamiento estacional.

2.3.1 CGN/Producción

La relación que existe entre el consumo de energía térmica y la producción es un indicador que es comúnmente encontrado en los reportes de producción debido a que nos informa la cantidad de energía térmica que sea utilizado para generar el producto final.

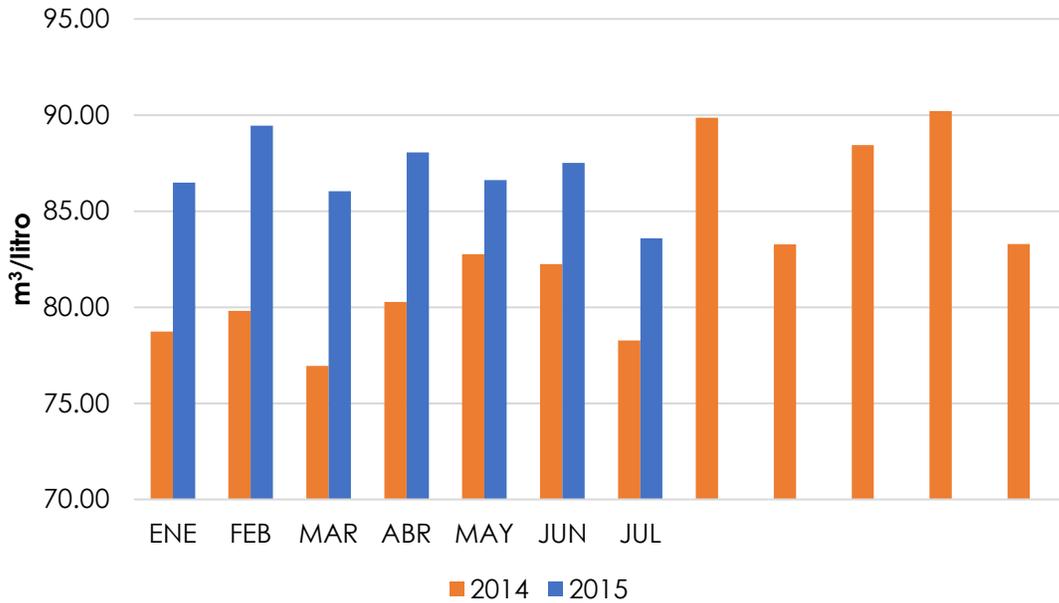
En la Gráfica 2.6 se muestra el primer indicador de desempeño el cual tiene la relación de Litros procesados y metros cúbicos consumidos durante el procesamiento de la leche este indicador debería encontrarse en las mismas unidades, pero debido a orden de magnitud se propuso mostrarlo de esta manera para tener una idea más clara.

Para los KPI_G (GAS) se tomó en cuenta la relación entre producción de leche por cantidad de Gas Natural consumido para su proceso de elaboración.

$$KPI = \frac{\text{Producción (litros)}}{\text{Gas Natural (m}^3\text{)}}$$

Por el orden de magnitud se decidió trabajar con números más pequeños y también porque influye en el coeficiente de correlación para este indicador.

Gráfica 2.6 KPI= CGN/Producción en 2014 y 2015.



Fuente: Elaboración propia.

Para la producción de leche reportada en las gráficas 2.1 y 2.2 se tiene un aumento en el periodo de 2015 por lo que también es visible dicho aumento en el Gráfico 2.6 para el indicador de la temporada 2015, el grafico también nos indica que para producir 14,000,000 de litros mensuales de producto se necesitan 173,000 m³ de gas natural lo que en promedio serian unas 86 veces la unidad de consumo de gas natural para dar la producción mensual. Lo que el indicador da a notar es que hay una clara disminución de consumo de gas natural a pesar del aumento de producción para el periodo de 2015.

Gráfica 2.7 KPI (Producción/Consumo de Gas Natural).

KPI Producción/CGN	Ecuación	Coficiente de R2
2014	$y = -0.0007(x)^6 + 0.0231(x)^5 - 0.2986(x)^4 + 1.8219(x)^3 - 5.2042(x)^2 + 6.4569(x) + 76.141$	R ² = 0.681

2015	$y = -0.1041(x)^4 + 1.6239(x)^3 - 8.7291(x)^2 + 18.413(x) + 75.435$	$R^2 = 0.751$
------	---	---------------

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 2.7 se muestran las ecuaciones de correlación con sus correspondientes coeficientes para cada uno de los periodos facturados; pero debido a que no se tiene reportada la producción de 2013 y para 2015 solo tiene siete meses del año hace difícil trabajar con este indicador.

Las ecuaciones de correlación y sus respectivos coeficientes de correlación son demasiado bajos para poder ser tomados en cuenta y validen la tendencia de relación entre producción y consumo de gas natural. Para el año 2015 los coeficientes de correlación validan el modelo; pero esto solo es para los primeros siete meses del año por lo que no se puede tomar como un modelo válido de tendencia.

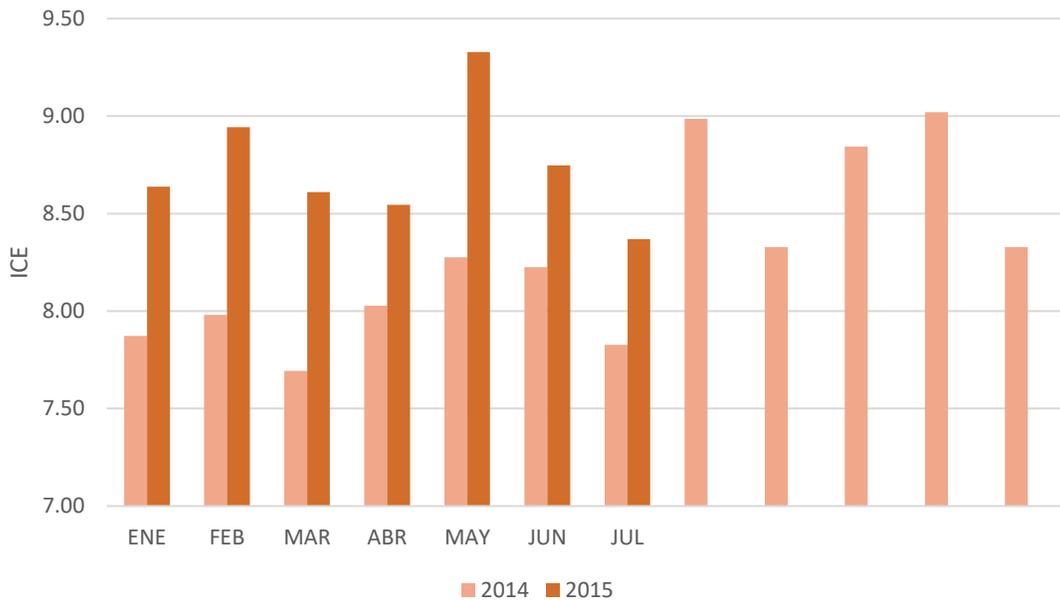
Con este indicador se buscaba determinar la cantidad de gas natural que se necesita para producir un litro de leche. Pero como se muestra en la tabla 2.7, para el año 2014 se esperaba una mejor línea de tendencia lo cual no fue así por lo que se procedió a buscar otros indicadores de desempeño que muestren de mejor manera una tendencia entre los datos o bien justifiquen porqué hay una fluctuación entre los datos de producción y consumo de gas natural.

2.3.2 KPI_T Energía Térmica/Producción

La relación entre este indicador son los MWh_T consumidos para poder procesar un metro cubico de lácteo. La diferencia con el punto anterior son las unidades, recordando que la venta de gas natural es por su poder calorífico y no por los metros cúbicos de producto.

$$KPI_T = \frac{\text{Producción (m}^3\text{)}}{\text{Consumo de energía térmica (MWh)}}$$

Gráfica 2.8 KPI_T (2014 y 2015).



Fuente: Elaboración propia.

La gráfica anterior nos indica que se necesitan 1,700 MWh_T para producir 14,300 metros cúbicos de producto mensual aproximadamente, lo que es diferente en relación anterior en metros cúbicos de gas natural, esta diferencia puede ser atribuida a las pérdidas de transformación de energía en el sistema.

Tabla 2.8 Tabla KPI_T.

Periodo	Ecuación	C.C
ICE _T 2014	$y = -7E-05(x)^6 + 0.0023(x)^5 - 0.0299(x)^4 + 0.1822(x)^3 - 0.5204(x)^2 + 0.6457(x) + 7.6141$	R ² = 0.6818
ICE _T 2015	$y = 0.0171(x)^5 - 0.3557(x)^4 + 2.7332(x)^3 - 9.5032(x)^2 + 14.556(x) + 1.1809$	R ² = 0.8498

Fuente: Elaboración propia.

El coeficiente de correlación para el periodo 2014 es similar al de su comparativo en metros cúbicos lo cual indica una relación directa entre metros cúbicos y MWh_T la diferencia que existe en este indicador es la pérdida de eficiencia de producto al cambiar de unidades.

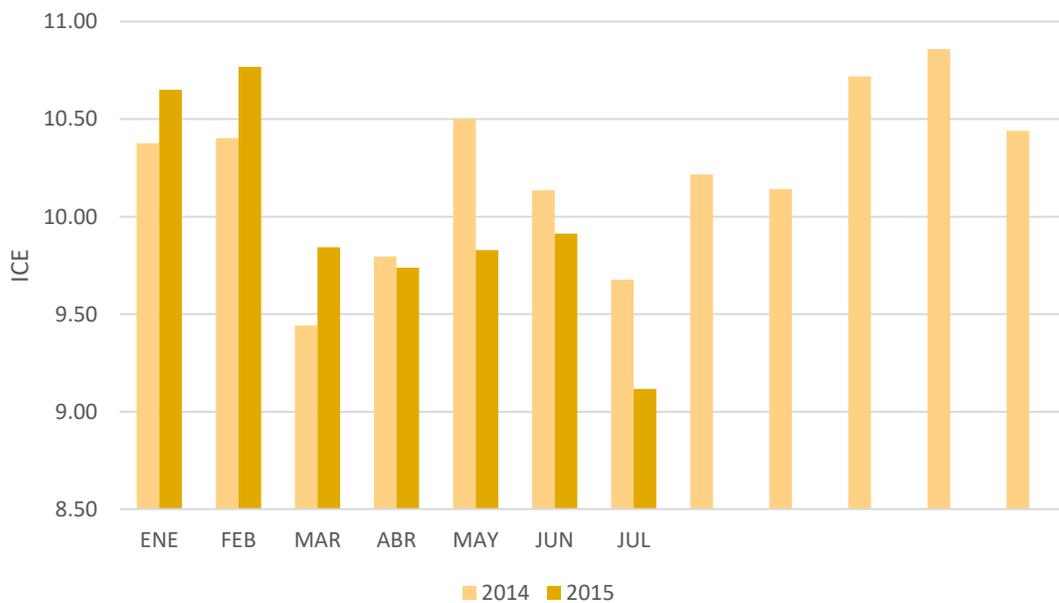
2.3.3 KPI_e Energía Eléctrica / Producción.

La importancia del consumo de energía eléctrica es que tiene una gran importancia en la industria alimenticia especialmente cuando se tratan sistemas de refrigeración ya que gran parte del consumo de energía eléctrica se utiliza para satisfacer este servicio.

La relación entre este indicador son los Metros cúbicos de lácteo procesado por cada MWh.

$$KPI_e = \frac{\text{Producción (m}^3\text{)}}{\text{Consumo de energía eléctrica (MWh)}}$$

Gráfica 2.9 ICE Eléctrico en 2014.



Fuente: Elaboración propia.

El gráfico 2.9 nos da la relación que para producir 14,300 metros cúbicos se necesitan 14,000 MWh lo cual aumenta la relación del indicador, también es posible apreciar en la gráfica el aumento de consumo de energía eléctrica para el periodo de 2015.

Tabla 2.9 Tabla resumen KPIE.

Periodo	Ecuación	C.C
ICE _e 2014	$y = -0.0002(x)^6 + 0.0056(x)^5 - 0.0743(x)^4 + 0.4604(x)^3 - 1.2967(x)^2 + 1.253(x) + 10.102$	$R^2 = 0.6159$
ICE _e 2015	$y = 0.0076(x)^5 - 0.1792(x)^4 + 1.5504(x)^3 - 5.9633(x)^2 + 9.5793(x) + 5.6602$	$R^2 = 0.9908$

Fuente: Elaboración propia.

Es posible observar en la tabla 2.9 que los coeficientes de correlación de los KPI's son demasiado bajos, esto es debido a que el coeficiente de correlación de los KPI's para energía térmica son mayores en comparación a los de energía eléctrica. Pero solo para los KPI's debido a que sí se realiza el análisis estacionario individual el consumo eléctrico tienda a ser más estable es por lo que se buscaron otras variables que fueran relevantes para el proceso.

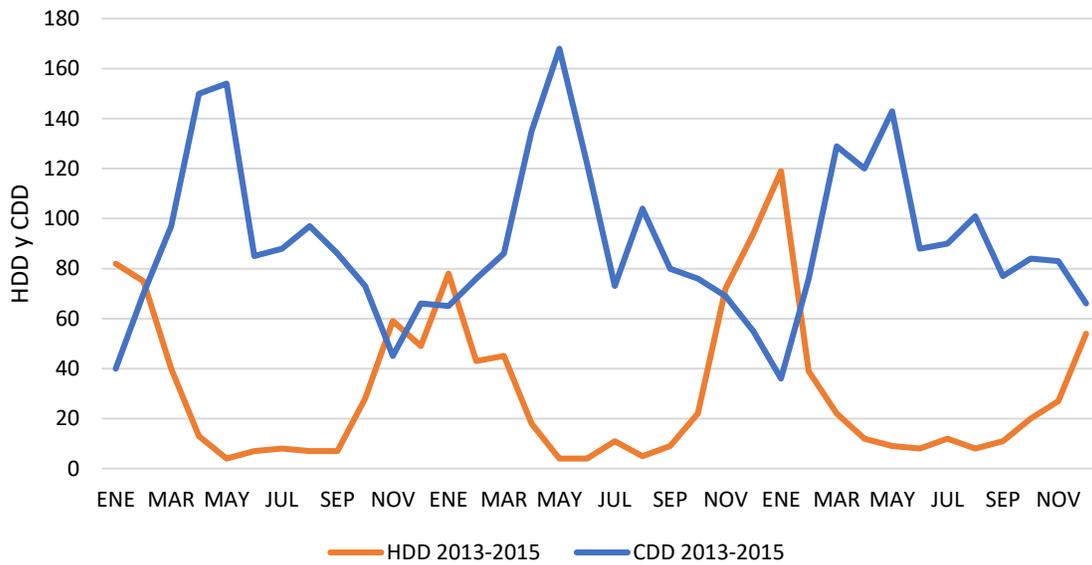
2.4 Grados día.

Los grados día son una variable muy importante para tomar en cuenta cuando se habla de la propuesta de un diseño o en el muestreo de una instalación ya constituida pues son indicativos del tiempo de operación de un sistema de calentamiento o enfriamiento.

Para los grados día es necesario establecer una temperatura de referencia, para observar la variación de la temperatura diaria, semanal o mensual, además de las coordenadas del lugar del cual se desee saber los datos para un periodo en específico.

La gráfica 2.10 muestra el comportamiento periódico de 2013 a 2015 de los grados día de calentamiento y enfriamiento, posteriormente se analizará de forma individual para cada periodo con su respectiva ecuación y coeficiente de correlación.

Gráfica 2.10 Degree Days (Grados Día) para los periodos 2013-2015.



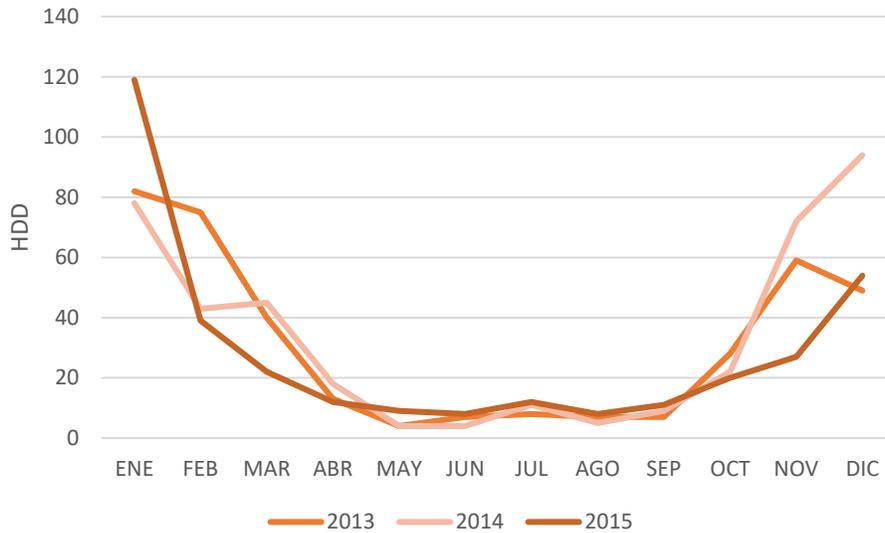
Fuente: Elaboración propia.

A primera vista para la gráfica 2.10 es posible apreciar un comportamiento periódico que si bien no es igual para dos o más periodos poseen características en común para ciertos meses.

2.4.1 HDD Hot Degree Days (Grados Día de Calentamiento).

Hay que recordar que el funcionamiento de los HDD es para encender los equipos de calefacción para obtener una temperatura estable. Para los grados día de calentamiento se presentan dos gráficas las cuales corresponden a dos periodos de facturación y que a pesar de no tener un comportamiento lineal si poseen una tendencia.

Gráfica 2.11 HDD Correspondiente a los años 2013-2015.



Fuente: Elaboración propia.

Es posible encontrar cierta similitud en la gráfica 2.11 que corresponden al comportamiento promedio de los grados día de calentamiento, si bien no son funciones lineales si tiene un comportamiento polinómico de segundo orden en el cual el factor de correlación es lo suficientemente aceptable para decir que se comporta de manera similar en el transcurso del año.

Tabla 2.10 HDD para los periodos de 2013 a 2015.

Periodo	Ecuación	C.C
HDD 2013	$y = 2.3574(x)^2 - 32.782(x) + 116.98$	$R^2 = 0.8926$
HDD 2014	$y = 2.7865(x)^2 - 35.381(x) + 112.8$	$R^2 = 0.9198$
HDD 2015	$y = 2.4033(x)^2 - 34.184(x) + 120.43$	$R^2 = 0.8031$

Fuente: Elaboración propia.

Para la tabla 2.10 se resalta que el mejor periodo para evaluar es el de 2014 al poseer un coeficiente de correlación de 0.91 pero no es lo más importante a resaltar, sino que también a pesar de ser ecuaciones de segundo orden

satisfacen el coeficiente mínimo de correlación para decir que tiene un comportamiento estacional.

2.4.2 CDD Cold Degree Days (Grados Día de Enfriamiento).

Los grados día de enfriamiento están referidos a los días que es necesario encender el sistema de refrigeración por lo que la gráfica 2.12 muestra la similitud que existe para los tres periodos facturados. Se puede afirmar que para el periodo de primavera es necesario encender más veces los equipos de refrigeración.

Gráfica 2.12 CDD para los periodos de 2013 a 2015.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2.11 CDD para los periodos de 2013 a 2015.

Periodo	Ecuación	C.C
CDD 2013	$y = 0.0198(x)^6 - 0.7883(x)^5 + 12.122(x)^4 - 90.052(x)^3 + 324.79(x)^2 - 487.55(x) + 283.95$	$R^2 = 0.8789$
CDD 2014	$y = 0.008(x)^6 - 0.3589(x)^5 + 6.2743(x)^4 - 53.068(x)^3 + 217.81(x)^2 - 372.9(x) + 270.59$	$R^2 = 0.7992$

CDD 2015	$y = 0.006(x)^6 - 0.2472(x)^5 + 3.8825(x)^4 - 28.27(x)^3 + 90.14(x)^2 - 78.16(x) + 47.735$	$R^2 = 0.8578$
-------------	--	----------------

Fuente: Elaboración propia.

A diferencia de los HDD es posible notar un cambio significativo en el análisis de los grados día de enfriamiento principalmente por el aumento del orden de la ecuación pues esta al ser de sexto orden llega a complacer por muy poco la recomendación del coeficiente. Otro punto para destacar es que para 2014 se tiene el coeficiente de correlación más bajo, además de que este no cumple con la recomendación de 0.85. En el siguiente apartado se analizará de forma general el comportamiento para la relación de los grados día.

2.5 KPI (Grados día)

La justificación para el análisis de estas variables es porque los grados día de calentamiento benefician el precalentamiento del combustible por el aumento de la temperatura, pero afectan al sistema de refrigeración debido a que se tiene que encender más veces para mantener la temperatura deseada.

$$KPI = \frac{\text{Consumo de energía (MWh)}}{\text{Grados día}}$$

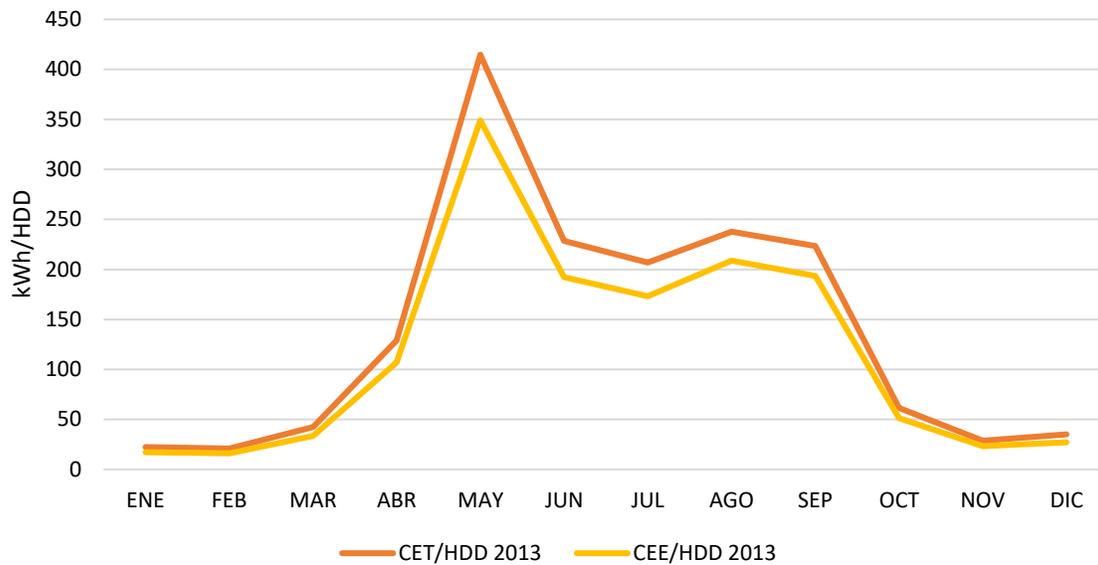
Como primer apartado de este punto se analizará la relación para los grados día de calentamiento y se presentará el consumo térmico y eléctrico en una misma tabla.

2.5.1 KPI (HDD) Térmico y Eléctrico.

En este apartado se busca ver la tendencia que existe entre los grados día de calentamiento y el consumo de energía térmica y eléctrica por separado

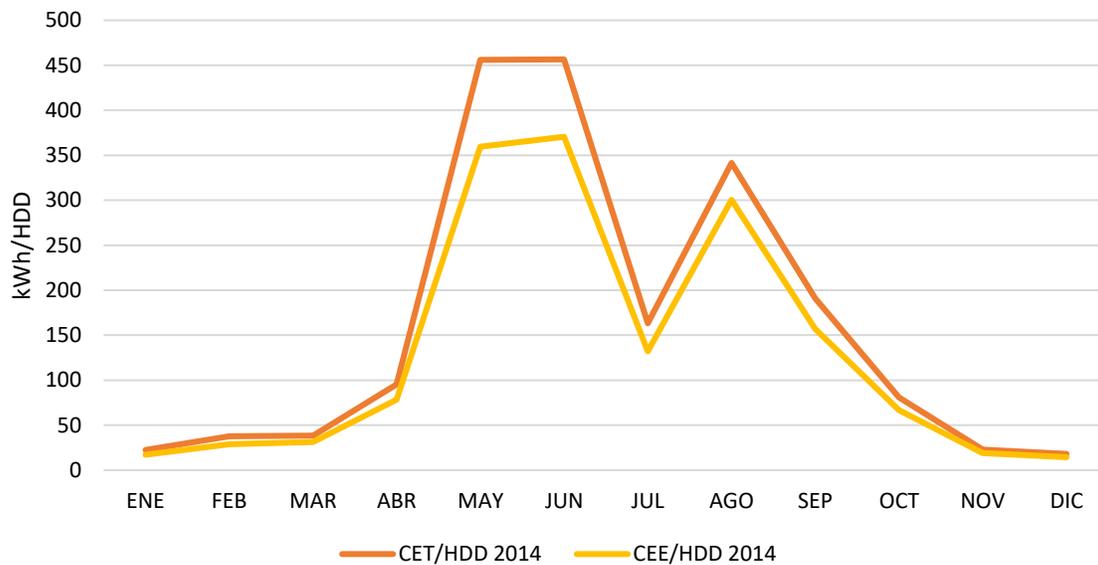
ya que se espera que la afectación por esta variable sea mucho más significativa para el consumo de energía térmica debido a que actuaría como precalentamiento del sistema de vapor.

Gráfica 2.13 CET/HDD y CEE/HDD para el periodo de 2013.



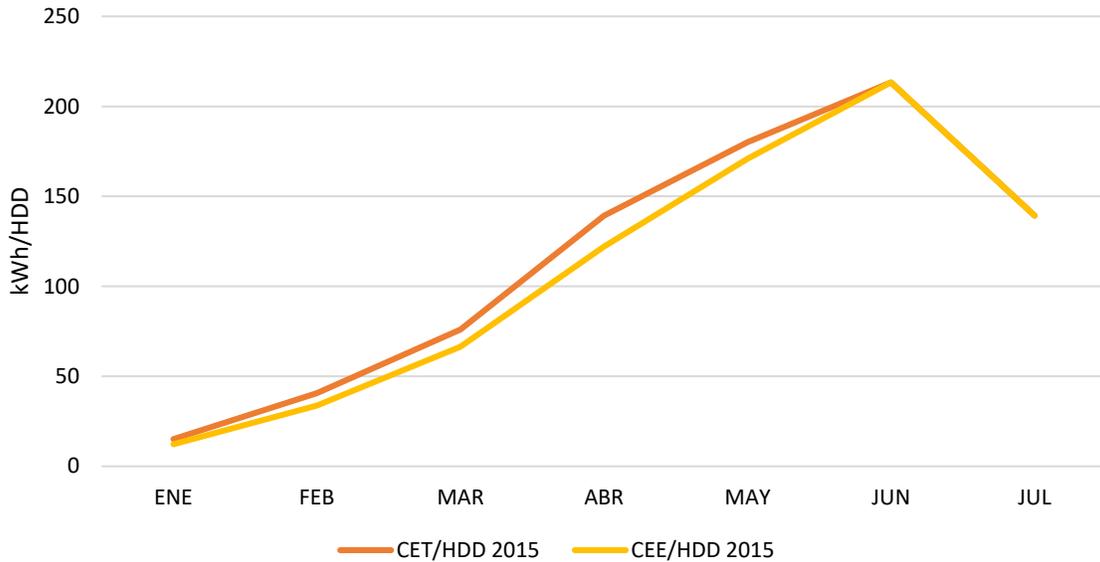
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 2.14 CET/HDD y CEE/HDD para el periodo de 2014.



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 2.15 CET/HDD y CEE/HDD para el periodo de 2015.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2.12 KPI's (HDD) Eléctrico-Térmico.

Periodo	Ecuación	C.C
KPI=CE _T /HDD 2013	$y = 0.0201(x)^6 - 0.8387(x)^5 + 14.075(x)^4 - 119.64(x)^3 + 517.86(x)^2 - 959.8(x) + 581.53$	R ² = 0.7584
KPI=CE _E /HDD 2013	$y = 0.018(x)^6 - 0.7432(x)^5 + 12.333(x)^4 - 103.68(x)^3 + 444.9(x)^2 - 820.43(x) + 493.91$	R ² = 0.7572
KPI=CE _T /HDD 2014	$y = -0.0147(x)^6 + 0.4963(x)^5 - 5.4268(x)^4 + 15.458(x)^3 + 66.446(x)^2 - 289.41(x) + 248.63$	R ² = 0.7326
KPI=CE _E /HDD 2014	$y = -0.0109(x)^6 + 0.3738(x)^5 - 4.1955(x)^4 + 12.833(x)^3 + 46.397(x)^2 - 213.41(x) + 185.38$	R ² = 0.7328
KPI=CE _T /HDD 2015	$y = -6.588(x)^2 + 82.058(x) - 81.682$	R ² = 0.8648
KPI=CE _E /HDD 2015	$y = -5.2781(x)^2 + 72.39(x) - 75.702$	R ² = 0.8522

Fuente: Elaborada el analista.

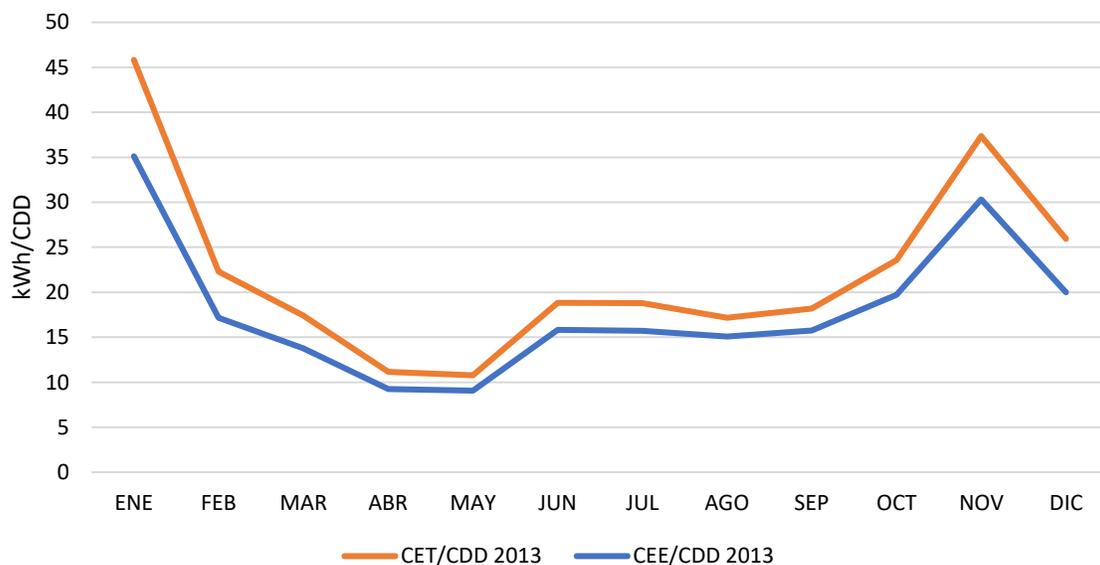
Las Gráficas 2.13, 2.14 y 2.15 muestran una clara similitud con un aumento en los meses de abril a septiembre esto nos aclara que para estos meses los sistemas de calefacción no son encendidos debido a que la temperatura

base se encuentra por debajo de la de los grados día promedio. También es de notar que para la Tabla 2.12 los coeficientes de correlación son muy parecidos, lo cual nos indica que independientemente del consumo de energía ya sea eléctrica o térmica asociada a los grados día de calentamiento esta variable tiene un peso muy importante en dicha relación. Los coeficientes de correlación se encuentran por debajo del recomendado, pero para 2013 y 2014 se comportan de manera similar.

2.5.2 KPI (CDD) Térmico y Eléctrico.

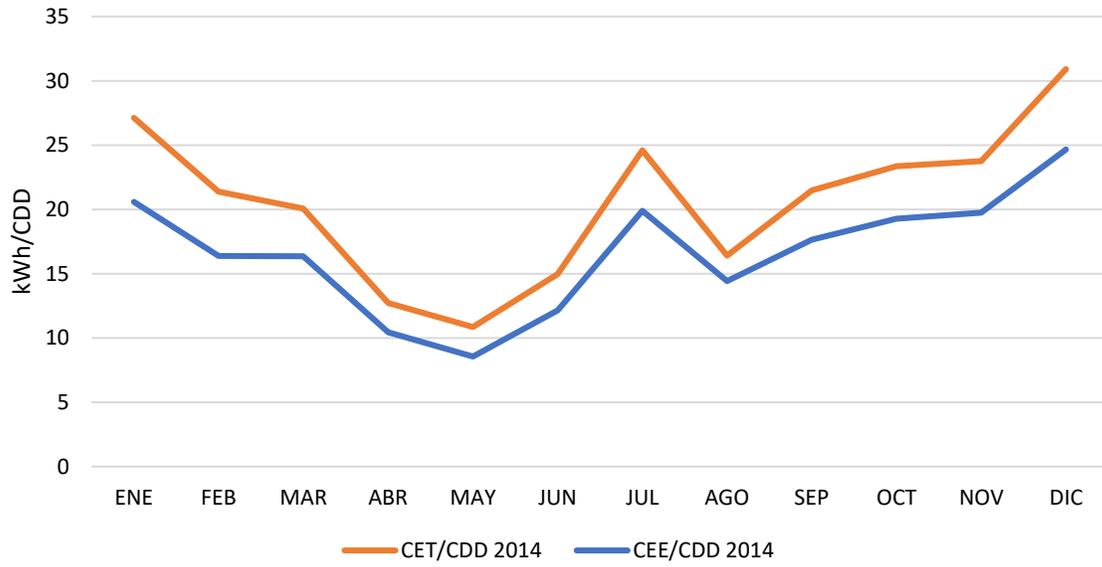
De manera similar al apartado anterior se busca ver la afectación de los grados día de enfriamiento sobre las variables de consumo energético esto con el fin de ver su comportamiento en un periodo de tiempo y si existe alguna tendencia o comportamiento parecido.

Gráfica 2.16 CET/CDD y CEE/CDD para el periodo de 2013.



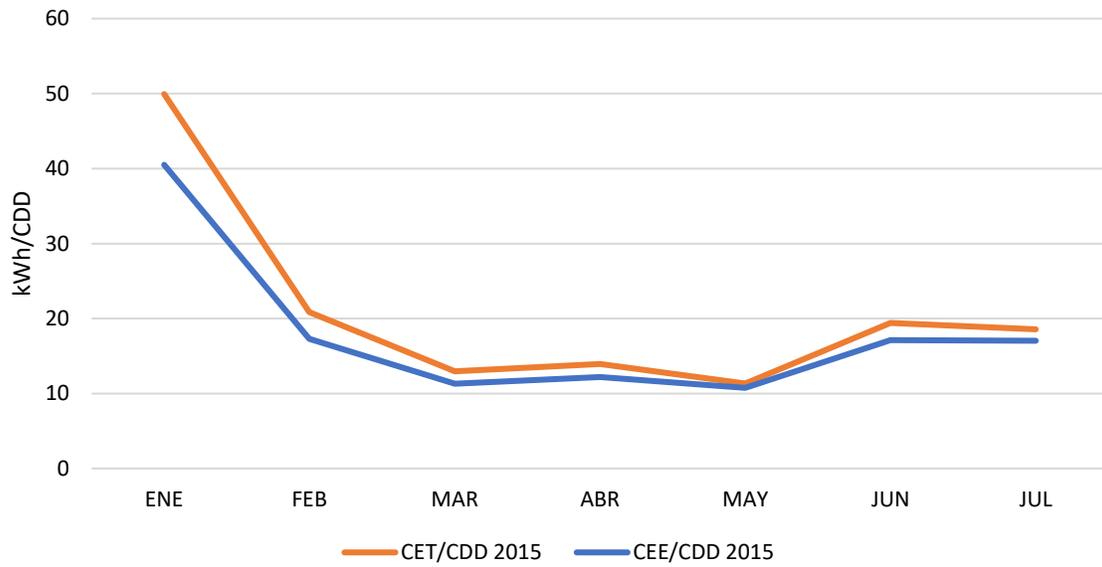
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 2.17 CET/CDD y CEE/CDD para el periodo de 2014.



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 2.18 CET/CDD y CEE/CDD para el periodo de 2015.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2.13 KPI's (CDD) Eléctrico-Térmico

Periodo	Ecuación	C.C
KPI=CE _T /CDD 2013	$y = -0.0035x^6 + 0.1261x^5 - 1.6962x^4 + 10.395x^3 - 26.422x^2 + 8.4752x + 54.256$	R ² = 0.9532
KPI=CE _E /CDD 2013	$y = -0.0028x^6 + 0.0994x^5 - 1.3366x^4 + 8.2018x^3 - 20.967x^2 + 7.6615x + 40.902$	R ² = 0.9462
KPI=CE _T /CDD 2014	$y = -0.0007x^6 + 0.0349x^5 - 0.6177x^4 + 5.1494x^3 - 19.962x^2 + 28.785x + 13.317$	R ² = 0.8061
KPI=CE _E /CDD 2014	$y = -0.0005x^6 + 0.0254x^5 - 0.4605x^4 + 3.9319x^3 - 15.644x^2 + 23.695x + 8.6287$	R ² = 0.806
KPI=CE _T /CDD 2015	$y = 2.5472x^2 - 23.901x + 65.651$	R ² = 0.8465
KPI=CE _E /CDD 2015	$y = 2.0547x^2 - 18.986x + 52.888$	R ² = 0.8395

Fuente: Elaboración propia.

Las Gráficas 2.16, 2.17 y 2.18 tienen un comportamiento similar para los meses de febrero a octubre debido a que se ha tenido que encender el sistema de refrigeración por el incremento de temperatura base.

Es de notar en la Tabla 2.13 que los coeficientes de correlación son altos y aceptables para poder tomarlos como constantes.

Los resultados de los KPI's indican que sí bien los grados día tiene un efecto en el consumo de energía la diferencia es tan pequeña que es mejor analizar cada variable de forma individual indicando cuales son las variables relevantes y para este caso de acuerdo con las ecuaciones y coeficientes de correlación obtenidos son el consumo de energía eléctrica y los grados día de calentamiento.

Para finalizar este capítulo es posible notar que las correlaciones y coeficientes de correlación obtenidos son aceptables debido a que incluso algunos expertos en energía refieren que los coeficientes de correlación para los consumos de energía pueden ser aceptables por arriba de 0.6 pero la toma de decisiones de este valor recae en personas expertas en la

materia por lo que para este caso de estudio validaremos algunos parámetros con ayuda de otra herramienta llamada EnPI.

Los indicadores analizados durante este capítulo nos dan una visión del comportamiento estacional de la empresa con respecto a los valores de producción y consumo de energía, además de la afección de los grados día sobre el consumo energético eléctrico y térmico.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos por la herramienta EnPI, dichos valores nos ayudarán a validar el comportamiento de las variables presentadas y ver su relevancia para el comportamiento energético de la instalación y así como la modificación de este para la propuesta del sistema de trigeneración, además de la interpretación del valor obtenido de Q/E, pues este nos brindará la información de la variación de este parámetro respecto al tiempo y su valor promedio para compararlo con el reportado en la bibliografía.

También se analizará la distribución energética actual y su modificación con respecto a la propuesta del sistema.

2.6 Resultados de la herramienta EnPI.

El análisis que realiza la herramienta EnPI es una técnica estadística que busca la dependencia entre variables (típicamente consumo de energía y seguimiento de intensidad) en una o más variables independientes, como pudiera ser la temperatura ambiente, mientras controla la influencia de otras variables al mismo tiempo. Esta regresión se usa comúnmente para estimar el ahorro de energía a través de la medición, verificación de proyectos y programas de energía la herramienta ha demostrado ser confiable cuando los datos de entrada cubren la variación anual completa en las condiciones de operación. Un análisis de regresión utilizado adecuadamente puede

proporcionar una estimación confiable de los ahorros de energía resultantes de las estrategias y proyectos de mejora de la energía al tener en cuenta los efectos de variables como la producción y el clima.

La herramienta identifica variables clave que afectan el rendimiento energético de las instalaciones y modela un consumo basado en las variables independientes seleccionadas para la regresión. El modelo también ofrece como resultados el ahorro de costos y emisiones de CO₂ evitadas.

La herramienta está diseñada para ver el comportamiento energético de las instalaciones (para mayores detalles se puede revisar la sección 1.5 del capítulo 1), además de presentar las variables relevantes en el consumo de energía, potenciales ahorros de energía.

Para este caso de estudio hay que tener en cuenta que solo se ingresaron 19 meses de los 24 recomendados por el uso de la herramienta, esto con la finalidad de comparar dos periodos de tiempo de los cuales uno servirá como línea base y el otro como caso de estudio.

Una vez comprendida esta limitación se procedió a realizar distintos modelos con los datos obtenidos por la empresa. Es necesario recalcar que los creadores de la herramienta recomiendan hacer un número “n” de validaciones para encontrar el modelo apropiado ya que como se dijo con anterioridad la mayoría de las empresas no reportar los picos de consumo de energía o hacen los ajustes necesarios para compensar dicha anomalía.

Se realizaron cuatro casos de estudio con los datos obtenidos por la empresa, esto con la finalidad de validar la información e identificar las principales variables que afectan el consumo de energía.

Estos escenarios son realizados con la limitación de información de los datos de producción y contemplando las limitaciones de la misma herramienta

esta limitación es que no se reportara ningún ahorro de energía si no se tienen los reportes de facturación completos. A continuación, se muestran los escenarios, las variables ingresadas y el tipo de modelo propuesto por la herramienta para cada uno de los casos.

- A. Variables ingresadas (Producción, CE_T, CE_E, HDD, CDD) con un análisis real de los periodos 2014 y siete meses de 2015.
- B. Variables ingresadas (Producción, CE_T, CE_E, HDD, CDD) con un análisis modelado por la herramienta de los periodos 2014 y siete meses de 2015.
- C. Variables ingresadas (CE_T, CE_E, HDD, CDD) con un análisis real de los periodos 2013, 2014 y siete meses de 2015.
- D. Variables ingresadas (CE_T, CE_E, HDD, CDD) con un análisis modelado por la herramienta de los periodos 2013,2014 y siete meses de 2015.

De los casos mencionados con anterioridad, el caso (B) es el que obtuvo los mejores resultados de acuerdo con los valores ingresados, estos se presentan en la Tabla 2.14. Los resultados completos por parte de la herramienta pueden ser encontrados en el (Anexo D).

Tabla 2.14 Variables ingresadas para el caso (B) de la herramienta EnPI.

Date	Producción (MC)	kWh Eléctrico	kWh Eléctrico (MMBTU)	kWh Térmico	kWh Térmico (MMBTU)	HD D	CD D	Periodo
ene-14	13886.56	1338156	13,697.93	1763686	6,017.95	78	65	FY1
feb-14	12963.96	1246190.75	12,756.54	1624498	5,543.02	43	76	FY1
mar-14	13289.11	1407575.75	14,408.55	1727210	5,893.49	45	86	FY1
abr-14	13796.90	1408387.25	14,416.85	1718558	5,863.96	18	135	FY1
may-14	15097.24	1437778.5	14,717.71	1824276	6,224.69	4	168	FY1
jun-14	15020.57	1482084	15,171.24	1826164	6,231.13	4	122	FY1
jul-14	14056.05	1452657.5	14,870.02	1795686	6,127.14	11	73	FY1
ago-14	15343.83	1501738.25	15,372.43	1707542	5,826.38	5	104	FY1
sep-14	14310.15	1411022.5	14,443.83	1718356	5,863.27	9	80	FY1
oct-14	15709.28	1465494.5	15,001.43	1776322	6,061.06	22	76	FY1

nov-14	14795.20	1362454.75	13,946.67	1640104	5,596.27	72	69	FY1
dic-14	14164.47	1356643.75	13,887.18	1700700	5,803.03	94	55	FY1
ene-15	15530.12	1458166.25	14,926.41	1797886	6,134.64	119	36	FY2
feb-15	14164.17	1315280.25	13,463.77	1583762	5,404.02	39	76	FY2
mar-15	14387.08	1461624.5	14,961.81	1670868	5,701.24	22	129	FY2
abr-15	14276.68	1465922	15,005.80	1670868	5,701.24	12	120	FY2
may-15	15119.80	1538426	15,747.98	1620794	5,530.38	9	143	FY2
jun-15	14928.87	1506046.5	15,416.53	1706602	5,823.17	8	88	FY2
jul-15	13981.72	1533587	15,698.45	1670722	5,700.74	12	90	FY2

Fuente: Herramienta EnPI.

Tabla 2.155 Variables relevantes consideradas por la herramienta EnPI.

Número de modelo	El modelo es apropiado para el SEP (Análisis superior de energía)	Variables
<u>4</u>	VERDADERO CET	Producción (MC) Metros Cúbicos HDD
<u>5</u>	FALSO CEE	Producción (MC) Metros Cúbicos CDD

Fuente: Herramienta EnPI.

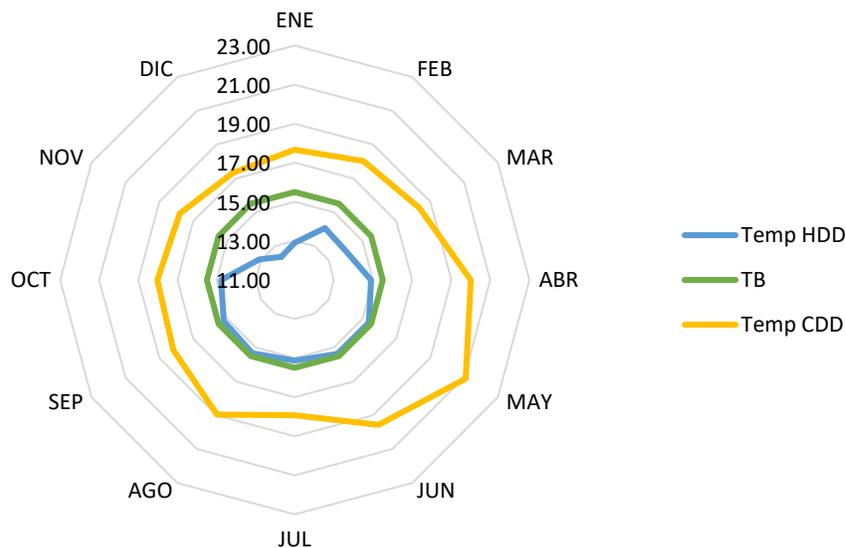
Debido a las limitaciones de la herramienta mencionadas con anterioridad los resultados obtenidos son las variables que tiene una relación entre sí, es decir que de las variables presentadas en la Tabla 2.15 el consumo de energía térmica es dependiente de los HDD y la producción. Los demás resultados obtenido por la herramienta no pueden ser tomados en cuenta debido a que no se cumple con el criterio mínimo para la comparativa.

La relación que existe entre la producción y el CE_T es una relación la cual es comúnmente observable en el análisis de indicadores, bajo el criterio de que si aumenta la producción también el consumo de energía.

Para el caso de los grados día se validan los HDD y se descartan los CDD, esto a pesar de que los KPI's para los CDD sean más estables con sus coeficientes de correlación, pero estos no pueden ser tomados en cuenta bajo el supuesto de que los equipos de refrigeración operan de manera continua sin importar la temperatura ambiente. Por lo que en el análisis del capítulo anterior se puede observar que los consumos térmicos y eléctricos están influenciados por estas variables. Pero para el caso eléctrico se esperaría que si la temperatura exterior fuera tomada en cuenta la fluctuación eléctrica sería mayor pues el consumo de energía eléctrica está influenciado en gran medida por el sistema de refrigeración.

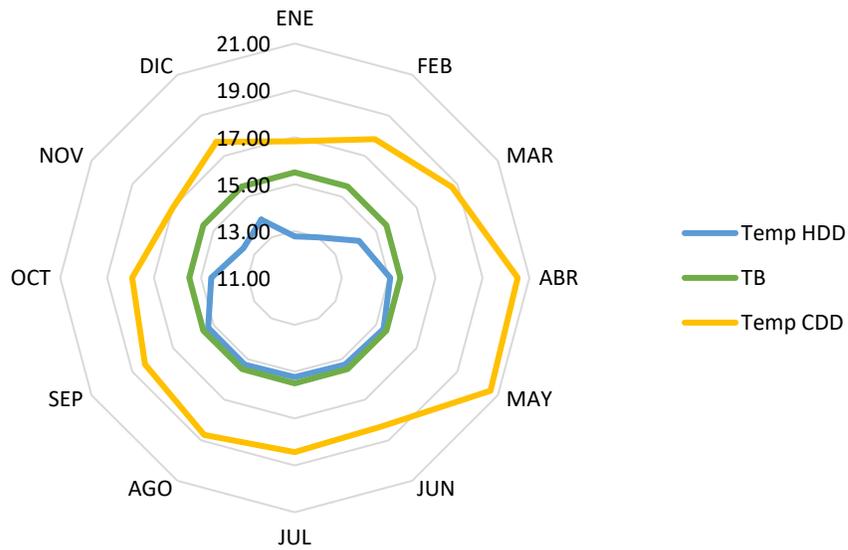
Para tener una idea más clara del comportamiento de los grados día se estimaron las temperaturas promedio por mes de los HDD y CDD además se utilizó la temperatura base (TB) con la que se calcularon los grados día, dicha temperatura es de 15.5°C.

Gráfica 2.19 Comportamiento de la temperatura en 2013.



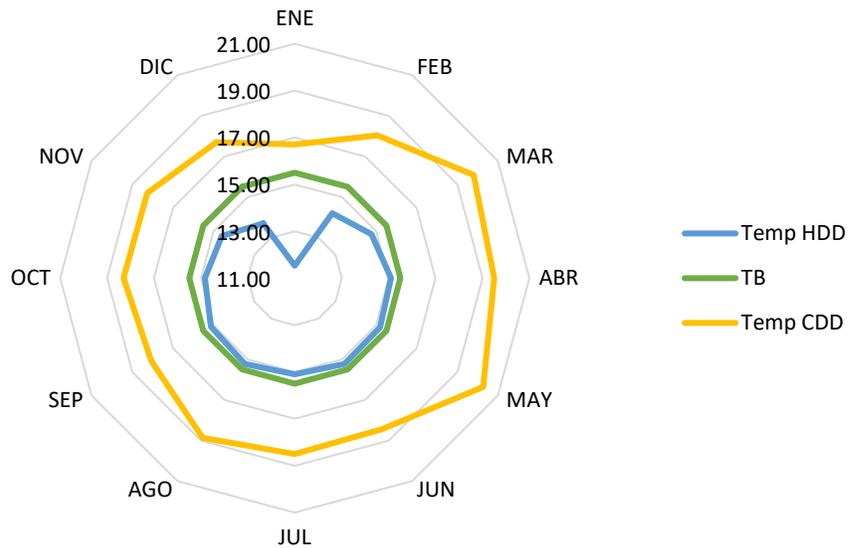
Fuente: elaborada por el analista.

Gráfica 2.200 Comportamiento de la temperatura en 2014.



Fuente: Elaborada por el analista.

Gráfica 2.211 Comportamiento de la temperatura en 2015.



Fuente: Elaborada por el analista.

Es posible apreciar en los gráficos anteriores que la temperatura de los HDD tiene una menor dispersión con respecto a la de los CDD, lo cual es reflejado por sus coeficientes de correlación estos son mostrados en el capítulo anterior analizando los grados día de forma individual.

La temperatura máxima a la que se debe encontrar la línea de frío es de 6°C por lo que la temperatura del exterior afecta en gran medida el set point de los cuartos fríos. Es por ende que si el sistema de refrigeración no toma en cuenta la temperatura exterior esto provoca un gran consumo de energía eléctrica con el sistema convencional de refrigeración (compresión de amoníaco).

Sabemos que hasta este punto del análisis los CDD de forma individual tienen un comportamiento menos estable en comparación con su indicador el cual tiene un coeficiente de correlación mayor, pero es debido a que no se reportan los consumos de energía solo por el sistema de refrigeración lo que nos lleva a pensar que los sistemas de compresión funcionan a tiempo completo para satisfacer la demanda del servicio.

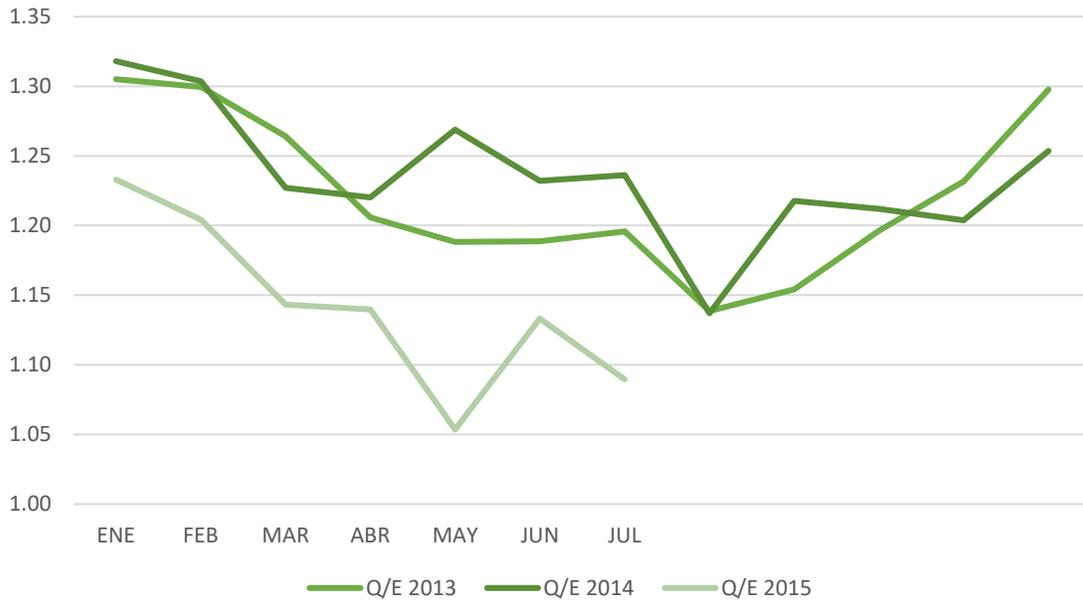
Si bien los resultados anteriores por parte del analista y por parte de la herramienta EnPI nos dan a conocer las variables que influyen directamente en el consumo de energía y deben ser tomadas en cuenta no aportan en gran medida para el diseño del sistema por lo que se analizara otro indicador llamado *Heat to power ratio*.

2.7 Análisis de la Relación Q/E.

En este apartado se hace la relación directa entre energía térmica y eléctrica para generar un nuevo indicador llamado Q/E, este indicador se estima en la las mismas unidades de energía haciendo que sea adimensional para tener una idea clara del comportamiento por magnitud.

$$KPI_{HPR} = \frac{\text{Potencia instantanea térmica}(MW)}{\text{Potencia instantanea eléctrica}(MW)}$$

Gráfica 2.22 Comportamiento de la relación Q/E de (2013-2015).



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2.16 Comportamiento de las relaciones (Q/E) para los periodos de (2013-2015).

Periodo	Ecuación	C.C
Q/E 2013	$y = -1E-05(x)^6 + 0.0006(x)^5 - 0.0091(x)^4 + 0.0688(x)^3 - 0.2608(x)^2 + 0.4207(x) + 1.084$	$R^2 = 0.959$
Q/E 2014	$y = -1E-05(x)^6 + 0.0004(x)^5 - 0.0049(x)^4 + 0.0315(x)^3 - 0.0901(x)^2 + 0.0709(x) + 1.316$	$R^2 = 0.664$
Q/E 2015	$y = -0.0014(x)^4 + 0.0222(x)^3 - 0.1175(x)^2 + 0.1952(x) + 1.1324$	$R^2 = 0.837$

Fuente: Realizada por el analista.

En la Gráfica 2.23 se analizaron las relaciones Q/E desde dos puntos de vista diferentes. El primero es con su coeficiente de correlación el cual se puede apreciar en la Tabla 2.17 y es de notar que el coeficiente de correlación para el año 2013 es prometedor para el análisis, pero no para los periodos siguientes. El siguiente punto es analizar el valor promedio y su variación con el tiempo además de identificar si dicho valor es representativo para lo reportado con la bibliografía.

Un gran fallo en la mayoría de los reportes energéticos es que no expresan porque existió un aumento o disminución de la energía por lo suelen presentarse este tipo de casos donde el comportamiento tiende a tener una relación menor.

El establecer el valor de Q/E promedio es para ver si se encuentra dentro de los valores típicos de Q/E en diferentes industrias como se vio en capítulo 1 en el apartado 1.2.1 ya que esto serviría como parámetro para validar la información proporcionada por la empresa.

La relación de Q/E para los meses facturados es de **1.21** con lo que quedaría validada la información proporcionada por la empresa ya que este valor se encuentra dentro del rango típico el cual va de 0.8 hasta 2.5 con un promedio de 1.2 este valor varía dependiendo del tipo de producto alimenticio que se procese y la eficiencia energética del sistema.

Las relaciones Q/E serán tratadas con mayor profundidad en los siguientes apartados, por lo que de momento solo se hace la mención que de acuerdo con los valores de Q/E se puede hacer sugerencias de cambios de tecnología "sistema de cogeneración" dentro de estos sistemas se encuentran motores de ignición con chispa, motores de ignición por compresión turbinas, turbinas de ciclo combinado entre otros.

3 Integración energética preliminar

La distribución energética es de suma importancia para cualquier tipo de proceso ya que nos da un panorama del comportamiento energético del proceso en general o de los subprocesos que lo comprenden. Para la planta procesadora de lácteos se consideran actualmente la generación de vapor por calderas y el consumo eléctrico por parte del sistema de refrigeración.

La estimación de horas anuales de trabajo promedio de los equipos es de 7,103.48 horas, con este valor es posible calcular la potencia instantánea eléctrica y térmica para los periodos reportados por la empresa.

En la Tabla 3.1 se muestra la distribución energética en potencia instantánea para el sistema convencional sin contar el sistema de refrigeración, es posible apreciar que la energía térmica es mayor, debido a la gran cantidad de vapor utilizado en el proceso de elaboración de productos lácteos.

Tabla 3.1 Demanda de Energía del Sistema Actual en Potencia Neta (2014).

Demanda de Energía del Sistema Actual en Potencia Neta (2014)				
Energía	Magnitud	Unidades	Magnitud	Porcentaje
Térmica (E.T)	2.84	MW	55	%
Eléctrica (E.E)	2.35	MW	45	%
Total	5.20	MW	100	%

Fuente: Elaboración propia.

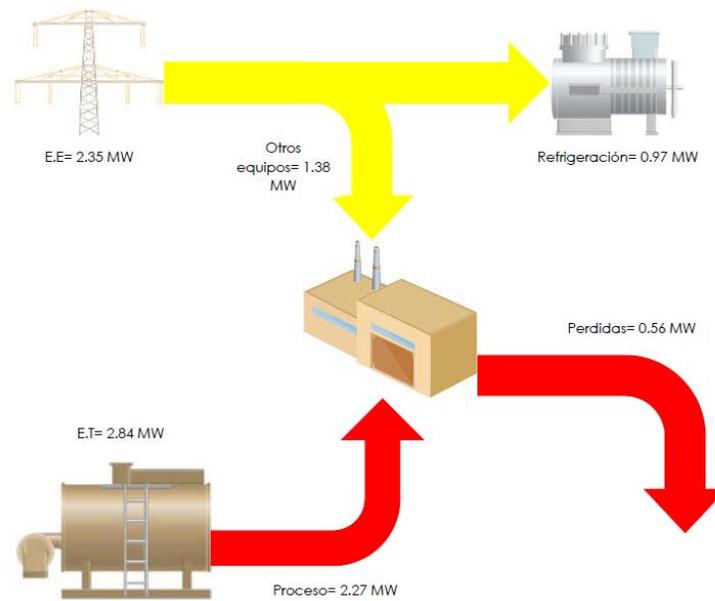
La capacidad total de energía disponible para el proceso es de 5.2 MW considerando las pérdidas por el mismo sistema, es decir que los sistemas seleccionados deberán contemplar esas pérdidas para garantizar la energía útil para el proceso.

De los 2.84 MW_T generados por el sistema de calderas solo 2.27MW_T son directamente entregados a proceso con una pérdida de 0.56MW_T en la transformación y distribución. De los 2.35 MW_e, provenientes de la red (CFE)

0.97MW_e están destinados para el equipo de compresión del sistema de refrigeración y los 1.38MW_e restantes son para otros equipos de proceso.

En la figura 3.1 se muestra la distribución energética del sistema convencional, el cual corresponde a la representación de los valores del párrafo anterior.

Figura 3.1 Distribución de energía del sistema instalado.



Fuente: Elaboración propia.

3.1 Redistribución energética previa a selección de equipos.

Para la redistribución energética hay que tomar en cuenta los sistemas existentes y como se verían afectados por el acoplamiento de un nuevo sistema. Considerando que el sistema de refrigeración ya es un sistema existente y funcional el cual cubre una demanda térmica de 823.64 toneladas de refrigeración (TR) la conversión de dicho valor es de 2.89MW_T y 0.97MW_e .

Al momento de hacer un cambio tecnológico por parte del sistema de refrigeración existe un cambio de energía es decir que el consumo eléctrico

es sustituido por energía térmica disminuyendo significativamente el consumo eléctrico por parte del sistema.

Tabla 3.2 Nueva distribución de demanda energética en potencia neta anual por parte de la planta procesadora de lácteos.

Demanda de energía de la planta				
Energía	Magnitud	Unidades	Magnitud	Porcentaje
Térmica (E.T)	2.84	MW	39.77	%
Eléctrica (E.E)	1.38	MW	19.30	%
Energía de refrigeración (E.R-Térmica)	2.89	MW	40.42	%
Energía de refrigeración (E.R-Eléctrica)	0.036	MW	0.50	%
Total	7.15	MW	100.00	%

Fuente: Elaborada por el analista.

Es posible apreciar que en comparación entre la Tabla 3.1 y 3.2 existen un cambio significativo en cuanto a demanda de energía requerida por el proceso, ya que el sistema de refrigeración tiene un cambio sustancial en la energía demandada por dicho sistema (E.R) dado que el sistema de absorción ayuda a mitigar el consumo eléctrico sustituyendo dicho consumo por energía térmica residual.

Tabla 3.3 Distribución energética preliminar en potencia neta anual.

Distribución preliminar de demanda energética total anual				
Energía requerida	Magnitud	Unidades	Magnitud	Porcentaje
Térmica (E.T)	5.73	MW	80.00	%
Eléctrica (E.E)	1.42	MW	20.00	%
Total	7.15	MW	100.00	%

Fuente: Elaborada por el analista.

En la Tabla 3.3 se presentan la suma de los consumos eléctricos y térmicos presentados en la Tabla 3.2, el consumo total es de suma importancia para

determinar el nuevo valor de Q/E el cual es presentado en la Tabla 3.4 y diferenciándolo del anterior por el subíndice “N”.

Tabla 3.4 Nuevo valor de Q/E de acuerdo con la nueva distribución energética.

Q/E _N	4.04
------------------	------

Fuente: Elaborada por el analista.

Retomando el primer valor de Q/E para el sistema convencional el cual tiene un valor de 1.2 y para el nuevo un valor de 4.04 se muestra una clara diferencia entre ambos, pero esto simplemente nos amplía el panorama de tecnologías disponibles para satisfacer las necesidades del proceso.

3.2 Selección de tecnología del sistema de cogeneración.

El punto de partida para este apartado es el valor de 4.04 el cual nos permitirá conocer los tipos de tecnologías disponibles para sustituir o complementar al sistema convencional.

De acuerdo con lo presentado por la tabla 3.5 a primera vista podríamos seleccionar cualquiera de las tecnologías presentadas, pero es la turbina de ciclo combinado (Brayton) la que mejor se adapta a las necesidades del proceso. A continuación, se menciona las características que justifican a la turbina de gas en ciclo combinado como la mejor opción.

Tabla 3.5 Relaciones Q/E para selección de tecnología.

Combustible	Accionamiento	Rango de Potencia [MWe]	Ratio Calor/Energía	Eficiencia Eléctrica	Eficiencia Total	Calidad del Calor
Cualquier combustible	Turbina de Vapor con extracción (condensación)	1 a 600+	3.1 hasta 8.1	20 a 35%	Hasta 90%	Vapor a múltiples niveles de presión
Cualquier combustible	Turbina de Vapor con extracción (contrapresión)	0,5 a 500+	3.1 hasta 10.1	20 a 35%	Hasta 90%	Vapor a múltiples niveles de presión

Gas Natural Biogás Gasoil Nafta Combustible aceite ligero Gas Licuado de Petróleo	Turbina de gas en ciclo combinado	3 a 300+	1.1 hasta 3.1	35 a 55%	70 a 90%	Vapor de media presión Agua caliente de alta temperatura
Gas Natural Biogás Gasoil Nafta Combustible aceite ligero Combustible aceite pesado Gas Licuado de Petróleo	Turbina de gas en ciclo abierto	0,25 a 80	1-5.1 hasta 5.1 las relaciones más altas son consideradas fuego adicional	25 a 42%	65 a 90%	Vapor de alta presión Agua caliente de alta temperatura
Gas Natural Biogás GasOil Combustible aceite ligero Combustible aceite pesado Nafta	Motores con ignición por compresión	0,2 a 20	0.5-1 hasta 3.1 las relaciones más altas son consideradas fuego adicional	35 a 45%	65 a 90%	Vapor de baja presión Agua caliente de temperatura media
Gas Natural Biogas LHO (Light Heat Oil) Nafta	Motores con ignición por chispa	0,003 a 6	1.1 a 3.1	25 a 43%	70 a 90%	Agua caliente de temperatura media

Referencia: Curso EUREM: Modulo Cogeneración. CAMEXA.

3.2.1 Criterios de selección del sistema de cogeneración.

Los criterios de selección para la turbina de gas se mencionan a continuación:

1. Este tipo de turbina tiene una gran flexibilidad en cuanto a uso de combustibles, al tener el gas natural como combustible es ideal debido a que el proceso ya utiliza gas natural como principal fuente de energía para calentamiento.
2. El rango de potencia debe ser adecuado para satisfacer las necesidades del proceso.

3. La eficiencia en cogeneración mejora sustancialmente en comparación del sistema convencional.
4. Debido a que el proceso no requiere vapor de alta presión ni altas temperaturas, las condiciones que ofrece son ideales para los servicios del proceso.
5. No puede ser una turbina de extracción de vapor debido a que solo se permite la extracción de un 70% del flujo de vapor con lo que no se puede aprovechar la carga térmica generada por la turbina.
6. En caso de algún mantenimiento programado o una alta demanda del proceso se puede seguir utilizando el sistema convencional.

Estos son algunos de los criterios por los que se ha optado por la selección de este tipo de tecnología. Pero uno de los principales es que se desea cubrir el servicio de demanda eléctrica del proceso pues es menor en comparación de la demanda térmica, como se muestra en la Tabla 3.3. Ya que, si por el contrario se hace la consideración de cubrir la demanda térmica, el equipo de cogeneración sería de mayores dimensiones y por tanto más costoso, además de que se tendría que encontrar a algún consumidor para el exceso de energía eléctrica.

Al buscar proveedores de turbinas se encontró que la empresa KAWASAKI que fabrica microturbinas tiene un modelo GPB30D la cual ofrece un rendimiento de 2.9 (MW eléctricos) en condiciones International Standards Organization (ISO).

Pero debido a que la planta de proceso se encuentra en la CDMX, es necesario determinar las condiciones operacionales en sitio de la turbina.

El cálculo de la turbina en condiciones ISO fue realizada en el programa EES (Engineer Equation Solver). Esto para corroborar la información presentada en la ficha técnica, además de tener una memoria de cálculo con la cual comparar el modelo propuesto.

Los balances de masa y energía se encuentran en los diagramas de flujo de proceso los cuales pueden encontrarse en los anexos correspondientes, algunas otras variables son presentadas en las Figuras 3.2 y 3.3 las cuales son las ventanas de resultados del programa EES. Estas variables nos proporcionaron los parámetros que cambian con respecto a la altitud y presión atmosférica.

Figura 3.2 Resultados de la simulación en (EES) en condiciones ISO de la "Turbina Kawasaki GPB30D".

Bwr = 0.6236	$\eta_c = 0.792$ [s/kg]	$\eta_{reg} = 0.00001$ [kJ/kg]	$\eta_t = 0.834$ [kg/s]
$\eta_{th,noreg} = 0.2325$ [kg/kJ]	$\eta_{th,withreg} = 0.2325$	$E_{heatrecovery} = 7073$ [kJ/s]	$m_{comb} = 0.2469$ [kg/s]
$\dot{m} = 18.03$ [kg/s]	$\dot{m}_{gases} = 18.28$ [kg/s]	PCI = 50494	Pratio = 6.8
$\dot{Q}_{in,noreg} = 12468$ [kJ/s]	$\dot{Q}_{in,withreg} = 12468$ [kg/s]	$q_{in,noreg} = 691.5$ [kJ/kg]	$q_{in,withreg} = 691.5$
$\dot{W}_{comp} = 4804$ [kg/s]	$\dot{W}_{compisen} = 3805$ [kg/s]	$\dot{W}_{elect} = 2849.7$ [kW]	$\dot{W}_{net} = 2899$ [kg/s]
$\dot{W}_{turb} = 7703$ [kg/s]	$\dot{W}_{turbisen} = 9236$ [kJ/s]		

Figura 3.3 Resultados de la simulación en (EES) en condiciones de situ de la "Turbina Kawasaki GPB30D".

Bwr = 0.6451 [kJ/kg]	$\eta_c = 0.792$	$\eta_{cog} = 0.805$ [kW-s/kg]
$\eta_{reg} = 0.00001$ [kJ/kg]	$\eta_t = 0.834$	$\eta_{th,noreg} = 0.2255$ [s/kJ]
$\eta_{th,withreg} = 0.2255$ [s/kg]	$E_{heatrecovery} = 5235$ [kW]	$m_{comb} = 0.1777$ [kg/s]
$\dot{m} = 13.35$ [kg/s]	$\dot{m}_{gases} = 13.53$ [kg/s]	$\dot{m}_{insitu} = 9.805$ [m ³ -kg/s-m ³]
PCI = 50494	Pratio = 6.8	$\dot{Q}_{in,noreg} = 8975$ [kJ/s]
$\dot{Q}_{in,withreg} = 8975$ [kg/s]	$q_{in,noreg} = 672.3$ [kJ/kg]	$q_{in,withreg} = 672.3$
$v_{insitu} = 1.111$ [m ³ /kg]	$v_n = 0.8163$	$V_T = 10.9$ [m ³ /s]
$\dot{W}_{comp} = 3679$ [kJ/s]	$\dot{W}_{compisen} = 2914$ [kg/s]	$\dot{W}_{elect} = 1989.5$ [kW]
$\dot{W}_{net} = 2024$	$\dot{W}_{turb} = 5703$ [kg/s]	$\dot{W}_{turbisen} = 6839$ [kg/s]

Comparando las Figuras 3.2 y 3.3 se puede apreciar que hay una clara disminución entre las variables principales (\dot{W}_{Net} , \dot{W}_{Elec} , \dot{m}_{comb} y \dot{m}) estas variables son primordiales para la selección del sistema de cogeneración.

Otro aspecto para tener en cuenta es la pérdida de eficiencia por altitud ya que dicha pérdida es del 30.19% respecto a la turbina en condiciones ISO y las condiciones en situ, lo que nos llevaría a plantearnos si es necesario la selección de una turbina de mayor capacidad.

De acuerdo con la distribución energética de la Tabla 3.2 es necesario cubrir una potencia neta eléctrica de 1.42 MW, la turbina Kawasaki GPB30D instalada en situ puede ofrecer una potencia neta eléctrica 1.98 MW por lo que es suficiente para cubrir la demanda eléctrica requerida por el proceso, el sobrante de 0.56 MW será más detallado a lo largo de este capítulo.

Para finalizar este apartado es posible apreciar en la Figura 3.3 que la cantidad de calor recuperado por los gases de combustión es de 5.2 MW. Esta energía recuperada puede ser aprovechada para el sistema de absorción o para necesidades mismas del proceso.

Nuevamente hay que recalcar que si se desea cubrir el 100% de la energía térmica implicaría el sobredimensionamiento del sistema de cogeneración por lo que es recomendable cubrir la energía térmica faltante por la turbina 0.53 MW térmicos. El DFP puede ser encontrado en el Anexo D.

3.3 Selección del sistema de absorción

Las consideraciones para la selección del sistema de absorción se basarán en algunos criterios presentados en la bibliografía y debido a que es una propuesta, el plantear un sistema básico hará que los menos expertos en la materia se familiaricen con estos criterios de diseño y selección del sistema de absorción.

3.3.1 Criterios de selección del sistema de absorción.

1. El sistema de refrigeración completo necesita 824 toneladas de refrigeración.
2. El hecho de cubrir el 100% del sistema de refrigeración implica que el sistema sea más grande y por tanto también el costo del equipo.

Además de que el sistema de refrigeración actual quedaría obsoleto; los equipos del sistema convencional dejarían de tener uso, siendo un desperdicio para la empresa pues aún tienen una vida útil. Por lo que el nuevo sistema estará diseñado para cubrir 425 TR o 1494.6 kW térmicos.

3. Se recomienda el diseño de un sistema de absorción por simple efecto, esto debido a que tiene un buen COP y su costo de inversión inicial es menor en comparación a los de doble efecto, el sistema GAX y Branched GAX que ofrecen rendimientos aceptables sin embargo sus altos costos de fabricación hacen que no sean una primera alternativa de selección, ya que tan solo el sistema de absorción básico cuesta al menos el doble que un sistema de refrigeración por compresión de vapor y aumenta progresivamente con cada una las modificaciones realizadas sobre el sistema (Cortés, 2014).
4. La empresa posee equipos para satisfacer la demanda de los servicios; por parte de la energía térmica la empresa cuenta con calderas que funcionan con G.N, además de compresores de NH_3 para el sistema de refrigeración.
5. Al seleccionar una turbina, esta puede satisfacer la demanda térmica o eléctrica del proceso o en algunos casos ambas; también es necesario señalar que esto podría provocar que las dimensiones y costos del sistema de cogeneración aumenten en gran medida.
6. El sistema de absorción no posee ningún equipo de compresión por lo que se reduce el consumo eléctrico en comparación del sistema convencional.
7. El fluido de trabajo es una mezcla de $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$, debido a que este fluido es comúnmente utilizado en sistemas de refrigeración industrial, mientras que para la mezcla $\text{BrLi - H}_2\text{O}$, se utiliza para climatización y bombas de calor.

8. El COP típico de las máquinas comerciales es de:
 - Para la mezcla LiBr-H₂O, es de 0.7
 - Para la mezcla NH₃-H₂O es de 0.5
9. El carácter ecológico, bajo consumo eléctrico y el hecho de que la principal fuente de energía de activación es energía térmica residual (proveniente de la turbina de gas) hace que sea un proyecto cautivador para las empresas.
10. Las temperaturas y presiones de trabajo cambian considerablemente el COP. La temperatura menor quedara en 0°C para ser enviado a la línea de frio y la máxima de 110°C (temperatura de activación del sistema de absorción).
11. En caso de algún mantenimiento programado o una alta demanda del proceso se puede seguir utilizando el sistema convencional.
12. No hay cambios de presión excepto a través de los limitadores de flujo y la bomba.
13. Los limitadores de flujo son adiabáticos.
14. La bomba es isoentrópica.
15. Es sistema adiabático.

Para el caso de la turbina y el sistema de absorción se encontraron a distintos proveedores de este tipo de tecnología, y sin embargo en los sistemas de refrigeración en su mayoría manejan la mezcla BrLi-H₂O. Se encontraron pocos equipos disponibles (en catálogos) de sistemas de absorción por simple efecto y con la mezcla NH₃-H₂O. Los catálogos brindan poca información, normalmente solo especifican el rango de operación en TR. Razón por la cual al no encontrar una ficha técnica en específico se decidió establecer las bases de selección del sistema del sistema.

Con la decisión antes mencionada, cabe aclarar que en la bibliografía no se expresa ninguna presión en específico, pero si se expresa un rango de presiones las cuales van desde los 300kPa la mínima hasta los 1500kPa la

máxima. Una vez determinadas las presiones que se utilizaron en este trabajo, estas son tomadas para realizar distintas corridas realizando entonces un análisis paramétrico.

En el caso de las temperaturas como se mencionó anteriormente, están definidas por el proceso, por lo cual las incógnitas en el sistema serían la presión mínima, presión máxima y el flujo másico. Existen algunas otras variables que hacen variar en forma significativa el coeficiente de desempeño, pero éstas pueden ser manipuladas sin afectar en forma considerable el sistema.

El COP obtenido en por el sistema de absorción de simple efecto es de 0.506, este valor se ubica dentro de lo reportado en la bibliografía y por consiguiente daría validez al sistema propuesto. El DFP puede ser encontrado en el Anexo D.

Las nuevas distribuciones energéticas se presentan en el cuarto capítulo donde se podrá observar de forma gráfica la propuesta de la nueva distribución energética, acoplando el sistema de absorción y el de cogeneración dando así lugar a la trigeneración.

4 Propuesta del sistema de trigeneración.

Con el fin de observar de mejor manera el nuevo comportamiento energético de la planta se establecerá una integración energética para determinar los consumos, excedentes finales, pros y contras de los sistemas, así como también los costos inversión.

Lo presentado en el capítulo anterior nos da un nuevo panorama para demostrar que existen distintos escenarios para la integración energética por lo que de primera manera se presentan todas las fuentes de energía disponibles contemplando las generadas por el sistema de trigeneración, para posteriormente hacer un desglose de las mismas y tener una idea más clara de la generación y consumos de los sistemas integrados.

4.1 Integración de los consumos energéticos.

Se hace nuevamente la mención que este análisis no se hace con respecto a la temporada llamada "De vacas gordas"; si no con la relación del indicador Q/E que como bien se pudo observar en la gráfica 2.23 se mantiene dentro del mismo rango de tecnologías en comparación de sus registros anteriores, por lo que no es significativo llevar a la máxima producción de la planta, ya que como se mencionó en los puntos anteriores existen equipos in situ capaces de cubrir la demanda excedente que pueda presentarse en dicha temporada, además de disminuir los costos de inversión inicial para la compra de los equipos.

En la Tabla 4.1 se presenta la energía total disponible de ambos sistemas tanto por el convencional como el del sistema de cogeneración; el valor presentado para la energía térmica considera las pérdidas dentro del mismo sistema de cogeneración, es decir que aún no se contemplan las pérdidas de la red.

Tabla 4.1 Energía generada por el sistema de cogeneración.

Energía Total Disponible				
Energía	Magnitud	Unidades	Magnitud	Porcentaje
Térmica "Calderas"	2.84	MW	23.0	%
Eléctrica "Red"	2.35	MW	19.0	%
Térmica "Turbina"	5.23	MW	42.0	%
Eléctrica "Turbina"	1.98	MW	16.0	%
Total	12.4	MW	100.00	%

Fuente: Elaboración propia.

Para esta nueva generación de energía también se tiene un nuevo valor de $Q/E_{(C)}$, el subíndice "C" corresponde al sistema de cogeneración el valor de $Q/E_{(C)}$ tiene un valor de 2.64, el cual estaría presentado un aumento en cuanto a su antecesor del sistema convencional el cual tiene un valor de 1.2 lo que nos estaría hablando de una mejora en la generación de energía. Esto puede ser interpretado de esta manera debido a que con un aumento en la demanda térmica y una disminución en la parte eléctrica "la cual es más costosa" puede ser referenciado a una mejor distribución o potencial de ahorro.

También hay que recordar que la demanda por parte del sistema de refrigeración disminuyó en la parte eléctrica, pero aumentó en la térmica por el cambio de tecnología; esta demanda energética considera el sistema de refrigeración por absorción al 100% cuyos consumos energéticos son apreciables en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Consumo de energía por el sistema de absorción al 100%.

Energía demandada por el sistema de absorción al 100%				
Energía	Magnitud	Unidades	Magnitud	Porcentaje
Térmica (E.T)	5.72	MW	99.37	%
Eléctrica (E.E)	0.036	MW	0.63	%
Total	5.76	MW	100.00	%

Fuente: Elaboración propia.

Para la tabla 4.3 es necesario recordar que gran parte del consumo energía en el sistema convencional era por parte de los compresores de NH₃ por lo que al hacer el cambio de tecnología la demanda de energía eléctrica pasaría a ser energía térmica como se muestra en la tabla antes mencionada.

La información proporcionada en la tabla 4.2 corresponde a la energía demandada por el sistema de absorción si este fuera diseñado al 100% pero debido a que solo se desea cubrir el 50% de la demanda con este servicio la demanda energética de este se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 4.3 Demanda de energía por el sistema de absorción al 50%.

Energía demandada del sistema de absorción al 50%				
Energía	Magnitud	Unidades	Magnitud	Porcentaje
Térmica (E.T)	2.95	MW	99.39	%
Eléctrica (E.E)	0.018	MW	0.61	%
Total	2.97	MW	100.00	%

Fuente: Elaboración propia.

Esta energía demandada corresponde a las características de selección presentadas en el punto 3.3, es decir que estos consumos son los necesarios para generar 425 TR.

Tabla 4.4 Energía generada por el sistema de absorción.

Energía generada por el sistema de absorción				
Energía	Magnitud	Unidades	Magnitud	Porcentaje
E.T (Refri)	1.490	MW	100.00	%
Total	1.490	MW	100.00	%

Fuente: Elaboración propia.

La demanda de energía del sistema de absorción es mayormente térmica, dicha demanda será cubierta por el sistema de cogeneración en combinación con el sistema convencional "calderas".

Una vez tomadas estas consideraciones podemos obtener la energía sobrante o faltante por parte de los sistemas convencionales y de

trigeneración para la generación del Sankey global, aunque de momento se ejemplificará de forma general con la generación y consumos energéticos totales correspondientes a la tabla 4.1 y 4.5.

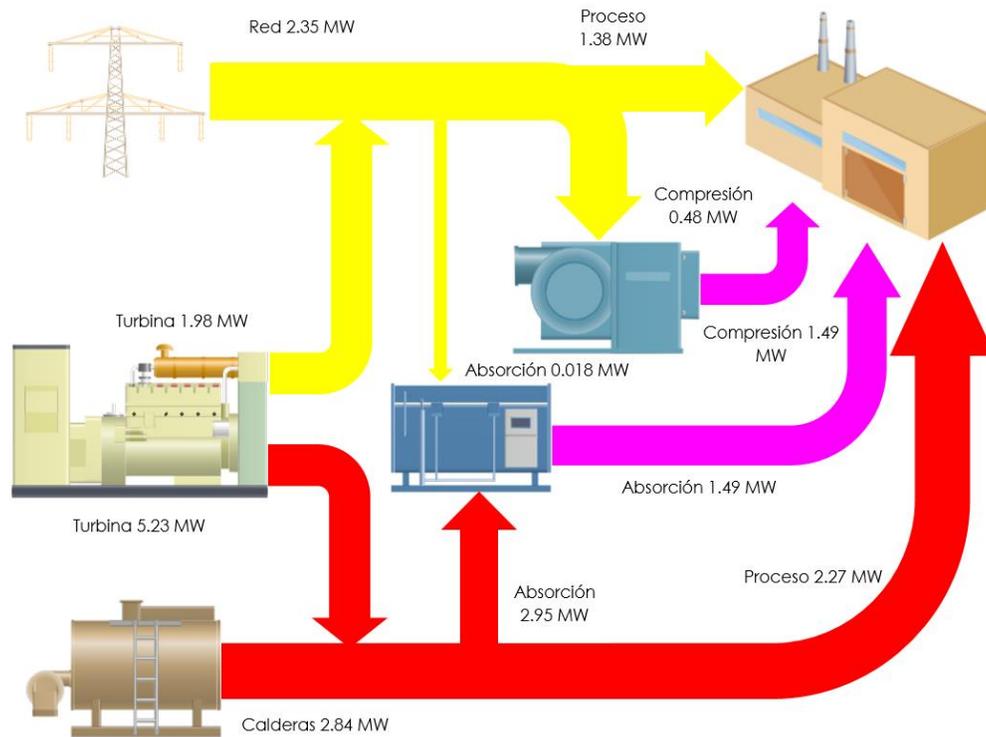
Tabla 4.5 Integración de los consumos energéticos.

Consumos Energéticos Totales				
Energía	Magnitud	Unidades	Magnitud	Porcentaje
E.T "Calderas"	2.843	MW	37.063	%
E.E "Red"	1.380	MW	17.990	%
E.E "Compresión"	0.48	MW	6.257	%
E.T. "Absorción"	2.950	MW	38.456	%
E.E "Absorción"	0.018	MW	0.235	%
Total	7.671	MW	100.000	%

Fuente: Elaboración propia.

Debido a que el sistema de absorción fue diseñado al 50% de la demanda del sistema de refrigeración se tiene que considerar un consumo de energía eléctrica por compresión, el cual representaría el otro 50% del sistema de refrigeración. Este consumo si es representativo para la integración energética, pero no es lo suficientemente grande para necesitar un suministro por parte de la red.

Figura 4.1 Integración energética de los sistemas



Fuente: Elaboración propia.

La figura anterior muestra la energía generada y suministrada por los sistemas instalados (calderas y red eléctrica adicionando el sistema de cogeneración y refrigeración por absorción).

En la tabla 4.5 se presentan los consumos energéticos totales ajustados a la demanda del sistema de trigeneración, es decir que presentan los consumos energéticos de los sistemas combinados convencional, cogeneración y refrigeración combinado.

En la tabla 4.6 se presenta la energía eléctrica generada por la turbina y los consumos energéticos del sistema, se determinó que existe un pequeño remanente de energía el cual servirá en caso de exista alguna demanda energética por el sistema.

Tabla 4.6 Generación y consumo de energía eléctrica por la planta procesadora de lácteos.

Remanentes de energía por el sistema de trigeneración		
(+) Generación		
E.E "Turbina"	1.98	MW
(-) Insumos		
E.E "Proceso"	1.380	MW
E.E "Compresión"	0.48	MW
E.E "Absorción"	0.018	MW
(= Remanente		
E.E "Disponible"	0.102	MW

Fuente: Elaboración propia.

Debido a que la turbina es capaz de brindar el servicio de energía eléctrica se asume que se dejará de pagar ese servicio y solo se necesitará de la red para su mantenimiento.

Para el caso de la demanda térmica se dividirá en dos propuestas la primera es la energía que puede satisfacer el sistema de cogeneración y la segunda por el sistema de calderas.

Tabla 4.7 Generación y consumo de energía térmica por parte de la planta procesadora de lácteos.

Energía faltante por el sistema de Trigeneración		
(+) Generación		
E.T "Turbina"	5.23	MW
(-) Insumos		
E.T "Proceso"	2.270	MW
E.T. "Absorción"	2.950	MW
E.T "Pérdidas por generación Calderas"	0.002	MW
E.T "Pérdidas por distribución Calderas"	0.1148	MW
(= Faltante		
E.T faltante	-0.107	MW

Fuente: Elaboración propia.

El faltante de la energía térmica será cubierto el por sistema de calderas actual y por lo que se sabe se cuenta con cuatro equipos, es decir que con una cadera sería más que suficiente para dar el servicio faltante.

Tabla 4.8 Faltante de energía térmica.

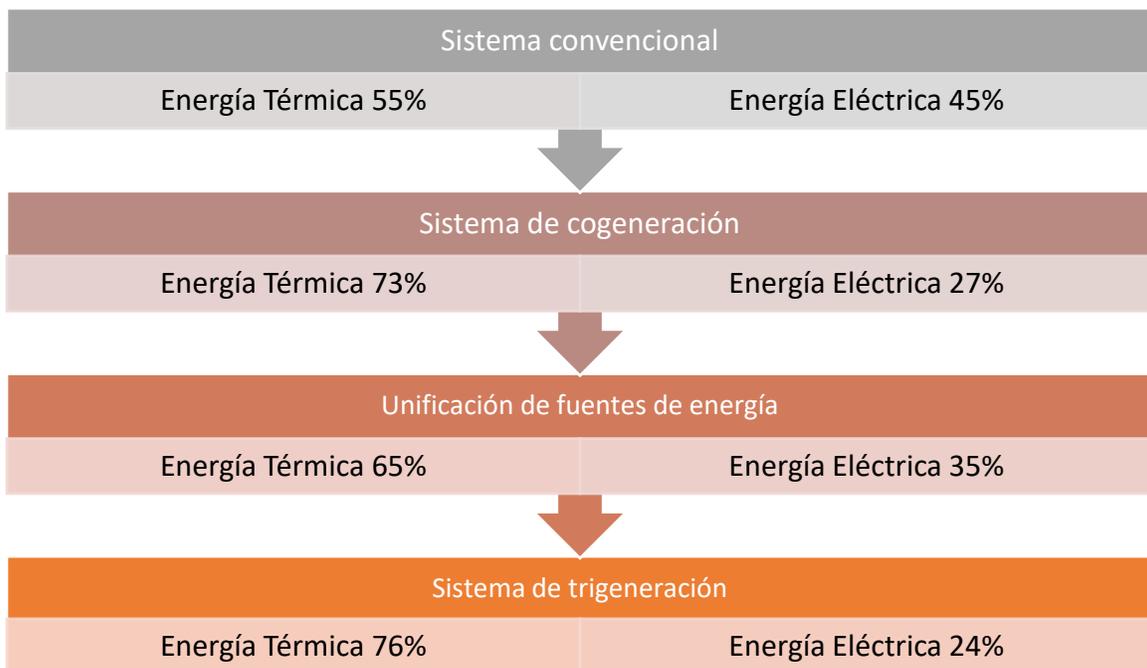
Faltante de energía térmica cubierto por calderas		
E.T "Calderas"	0.710	MW
E.T faltante	-0.107	MW
Remanente	0.603	MW

Fuente: Elaboración propia.

Este remanente estará asociado única y exclusivamente para satisfacer las pérdidas de energía del sistema de distribución de vapor, en otras palabras, el remanente equivale al valor en energía de las pérdidas del sistema de generación de vapor. Pero en caso de presentarse algún pico de demanda de habrá 3 calderas de respaldo para brindar el servicio y debido a que se utiliza el mismo combustible para estas no representará ningún inconveniente.

Para poder ver de una forma más clara el cambio energético se presenta la gráfica 4.1 donde se presentan los porcentajes de consumo por tipo de energía asociado al cambio tecnológico de esta propuesta.

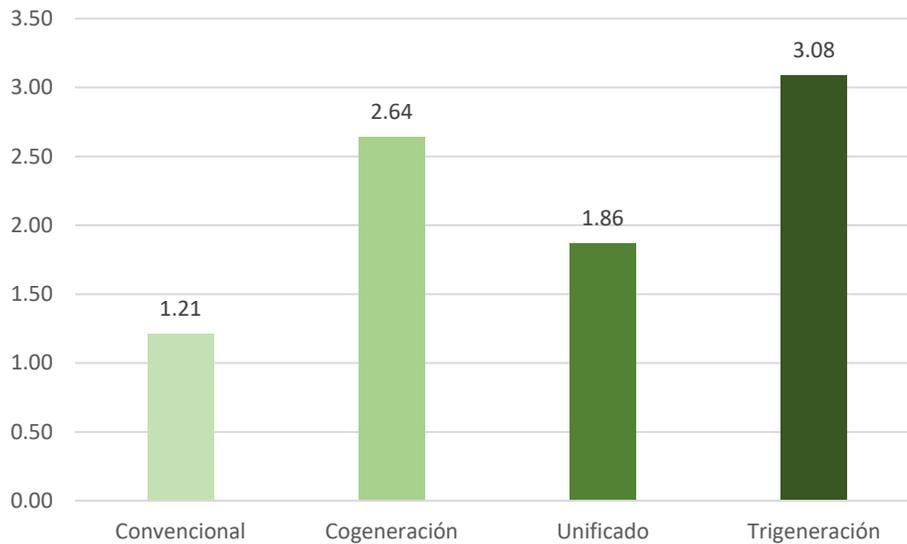
Figura 4.2 Comportamiento Eléctrico - Térmico por cambio de tecnología.



Fuente: Elaboración propia.

En el primer nivel de la Figura 4.2 se muestra la distribución de energía del sistema convencional siendo la energía térmica la de mayor aporte para procesos, en el nivel dos se muestra la energía generada por el sistema de cogeneración donde nuevamente se observa una mayor producción de energía térmica, para el tercer nivel se hace la observación de que “todas las fuentes de energía estarían disponibles para satisfacer las necesidades de la planta esto incluye a las calderas, red eléctrica y sistema de cogeneración”, finalmente para el cuarto y último nivel se hace la integración del sistema de trigeneración acoplado al sistema convencional, cabe aclarar que la turbina cubre la demanda eléctrica en su totalidad y solo un pequeño faltante de 0.107 MW_T los cuales serán cubiertos por una de las calderas de vapor.

Para la gráfica 4.2 podemos encontrar el comportamiento de la relación Q/E el cual presenta un aumento con respecto a su primera estimación, este aumento nos informa que estamos desplazándonos hacia un mayor consumo térmico con lo que planta se vería mayormente beneficiada si existe una mayor demanda de este servicio, además de que este valor también puede ser utilizado como un indicador para monitorear el comportamiento energético de planta.

Gráfica 4.1 Comportamiento Q/E por cambio de tecnología.

Fuente: Elaboración propia.

Para la primera barra de izquierda a derecha representa el sistema convencional, el segundo representa la energía generada por el sistema de cogeneración, la tercera presenta la energía total disponible por calderas, red eléctrica y sistema de cogeneración; por último, se presenta la integración del sistema de trigeneración al sistema convencional.

La comparativa principal incide entre la primer y ultima barra, las cuales representan el estado inicial y final del sistema, mientras que las barras centrales solo funcionan como transición entre estos estados y destacando el hecho de que la transición energética es sumamente importante para referenciar un estado de comportamiento.

4.2 Costo del sistema de Trigeneración.

Una vez establecidas las demandas térmicas y eléctricas, es posible estimar el costo de los sistemas con el fin de determinar su impacto económico a futuro pero para comenzar con esta sección es necesario establecer algunas consideraciones, la primera y más importante es que la facturación

de la red eléctrica se dejará de pagar totalmente (no se consideran los costos de energía eléctrica por estar conectado a la red en caso de alguna eventualidad ni tampoco se consideran los costos por mantenimientos programados).

Para el cálculo del costo del sistema se plantean cuatro escenarios en los cuales podría encontrarse nuestra propuesta, estos serán numerados mostrando caso por caso y dando una opinión breve.

Tabla 4.9 Caso número 1.

Caso 1: Precio de dólar mínimo y costo mínimo por kW Instalado con 7200 horas de producción.		
Horas de operación	7200	h/año
Flujo de combustible	0.18	kg/s
Poder calorífico del G.N	49,000	kJ/kg
Potencia generada	8,820	kW
Consumo energético por año	63,504,000.00	kWh/año
Consumo energético por año	228,614.4	GJ/año
Costo del gas natural / GJ	100.48	\$/GJ
Costo de combustible G.N	\$22,971,174.91	MXN/año
Costo unitario de Instalación (Cogeneración)	\$1,250.00	USD/kW
Cambio de moneda	18.95	MXN/USD
Costo por kW insta MXN/kW	\$23,687.50	\$/kW
Inversión TG	\$68,693,750.00	MXN
Costo de Mantenimiento	\$0.003000	USD/kWh
Costo de Mantenimiento	\$0.06	MXN/kWh
Costo de Mantenimiento Anual	\$3,610,202.40	MXN/año
Costo de Instalación (Abs) kW/USD	\$209,244.00	kW/USD
Costo de Instalación (Abs) kW/MXN	\$3,965,173.80	kW/MXN
Costo de mantenimiento anual USD/kW	\$6,725.70	USD/kW
Costo de mantenimiento anual MXN/kW	\$127,452.02	MXN/kW
Costo de combustible por pérdidas	\$278,675.25	MXN
Consto de combustible	\$26,860,052.56	MXN/año
% Costo de mantenimiento	5.26%	%

Costo del sistema convencional	\$35,000,000.00	MXN/año
Ahorro por facturación eléctrica	\$14,654,710.08	MXN/año
ROI	4.68	años

Fuente: Elaboración propia.

Para el caso número uno es muy importante aclarar que el sistema de refrigeración también presenta el menor costo por kW instalado y menor costo de mantenimiento con una tasa interna de retorno de 4.68 años.

Tabla 4.10 Caso número 2.

Caso 2: Precio de dólar máximo y costo máximo por kW Instalado con 7200 horas de producción.		
Horas de operación	7200	h/año
Flujo de combustible	0.18	kg/s
Poder calorífico del G.N	49,000	kJ/kg
Potencia generada	8820	kW
Consumo energético por año	63,504,000.00	kWh/año
Consumo energético por año	228614.4	GJ/año
Costo del gas natural / GJ	100.48	\$/GJ
Costo de combustible G.N	\$22,971,174.91	MXN/año
Costo unitario de Instalación (Cogeneración)	\$3,300.00	USD/kW
Cambio de moneda	19.81	MXN/USD
Costo por kW insta MXN/kW	\$65,373.00	\$/kW
Inversión TG	\$189,581,700.00	MXN
Costo de Mantenimiento	\$0.008000	USD/kWh
Costo de Mantenimiento	\$0.16	MXN/kWh
Costo de Mantenimiento Anual	\$10,064,113.92	MXN/año
Costo de Instalación (Abs) kW/USD	\$433,434.00	kW/USD
Costo de Instalación (Abs) kW/MXN	\$8,586,327.54	kW/MXN
Costo de mantenimiento anual USD/kW	\$13,451.40	USD/kW
Costo de mantenimiento anual MXN/kW	\$266,472.23	MXN/kW

Costo por pérdidas de energía	\$278,675.25	MXN
Consto de combustible	\$33,313,964.08	MXN/año
% Costo de mantenimiento	5.31%	%
Costo del sistema actual	\$35,000,000.00	MXN/año
Ahorro	\$14,654,710.08	MXN/año
ROI	12.93	años

Fuente: Elaboración propia.

Para este caso número dos se decidió conservar las mismas horas de trabajo, pero aumentado los costos de instalación de la turbina y el sistema de absorción lo que por consecuencia nos da un aumento en la variable ROI que va de 4.68 años a 12.93 años.

Tabla 4.11 Caso número 3.

Caso 3: Precio de dólar mínimo y costo máximo por kW Instalado con 8000 horas de producción.		
Horas de operación	8000	h/año
Flujo de combustible	0.18	kg/s
Poder calorífico del G.N	49,000	kJ/kg
Potencia generada	8820	kW
Consumo energético por año	70,560,000.00	kWh/año
Consumo energético por año	254,016,000,000.00	KJ/año
Consumo energético por año	254016	GJ/año
Costo del gas natural / GJ	100.48	\$/GJ
Costo de combustible G.N	\$25,523,527.68	MXN/año
Costo unitario de Instalación (Cogeneración)	\$1,250.00	USD/kW
Cambio de moneda	18.95	MXN/USD
Costo por kW insta MXN/kW	\$23,687.50	\$/kW
Inversión TG	\$68,693,750.00	MXN
Costo de Mantenimiento	\$0.003000	USD/kWh
Costo de Mantenimiento	\$0.06	MXN/kWh

Costo de Mantenimiento Anual	\$4,011,336.00	MXN/año
Costo de Instalación (Abs) kW/USD	\$209,244.00	kW/USD
Costo de Instalación (Abs) kW/MXN	\$3,965,173.80	kW/MXN
Costo de mantenimiento anual USD/kW	\$6,725.70	USD/kW
Costo de mantenimiento anual MXN/kW	\$127,452.02	MXN/kW
Costo por pérdidas de energía	\$309,639.17	MXN
Costo de combustible	\$29,844,502.85	MXN/año
% costo de mantenimiento	5.84%	%
Costo del sistema actual	\$34,000,000.00	MXN/año
Ahorro	\$16,283,011.20	MXN/año
ROI	4.21	años

Fuente: Elaboración propia.

Para el caso número tres en comparación con el caso número uno se decidió aumentar las horas de operación a 8000 horas anuales lo que conllevaría a tener también un ahorro en consumo eléctrico lo cual se ve reflejado en la tasa interna de retorno.

Tabla 4.12 Caso número 4.

Caso 4: Precio de dólar máximo y costo máximo por kW Instalado con 8000 horas de producción.		
Horas de operación	8000	h/año
Flujo de combustible	0.18	kg/s
Poder calorífico del G.N	49,000	kJ/kg
Potencia generada	8820	kW
Consumo energético por año	70,560,000.00	kWh/año
Consumo energético por año	254,016,000,000.00	KJ/año
Consumo energético por año	254016	GJ/año
Costo del gas natural / GJ	100.48	\$/GJ
Costo de combustible G.N	\$25,523,527.68	MXN/año
Costo unitario CINT	\$3,300.00	USD/kW

Cambio de moneda	19.81	MXN/USD
Costo por kW insta MXN/kW	\$65,373.00	\$/kW
Inversión TG	\$189,581,700.00	MXN
Costo de Mantenimiento	\$0.008000	USD/kWh
Costo de Mantenimiento	\$0.16	MXN/kWh
Costo de Mantenimiento Anual	\$11,182,348.80	MXN/año
Costo de Instalación (Abs) kW/USD	\$209,244.00	kW/USD
Costo de Instalación (Abs) kW/MXN	\$4,145,123.64	kW/MXN
Costo de mantenimiento anual USD/kW	\$6,725.70	USD/kW
Costo de mantenimiento anual MXN/kW	\$133,236.12	MXN/kW
Costo por pérdidas de energía	\$309,639.17	MXN
Consto de combustible	\$37,015,515.65	MXN/año
% costo de mantenimiento	5.90%	%
Costo del sistema actual	\$34,000,000.00	MXN/año
Ahorro	\$16,283,011.20	MXN/año
ROI	11.64	años

Fuente: Elaboración propia.

Para este último escenario también se ha decidido aumentar las horas de operación y los costos al máximo por kW instalado del sistema de cogeneración y absorción. Si bien el mantenimiento puede aumentar de precio entre más grande sea el sistema más económico será el mantenimiento. Pero debido a que, si bien tiene un costo, no es representativo en comparación con la inversión o el costo del combustible por lo que al aumentar las horas de producción se asume que se tendría también un mayor ahorro.

En comparación del caso dos la tasa interna de retorno pasa de 12.93 años a 11.64 años lo cual tendría una disminución de tiempo por lo que sería favorable para la empresa aumentar las horas de producción, pero en caso de no ser aceptable esa propuesta aún queda el escenario en el que con 7200 horas anuales en el mejor escenario ambos sistemas podrían pagarse en un lapso de 4.68 años y en un escenario pesimista tardarían 12.93 años.

Conclusiones

En esta tesis se propuso un sistema de trigeneración (generación eléctrico - térmico) a través de la determinación de los indicadores claves de desempeño (KPI's) relacionando las variables de producción, consumos eléctricos y térmicos, grados día, así pudiendo determinar las principales variables que afectan el consumo de energía; la validación de dichas variables se hizo a través del comportamiento de correlación entre periodos y por parte de la herramienta EnPI, donde si bien la herramienta EnPI nos da las variables que son importantes para el proceso no determinan con exactitud el modelo a seguir por las limitaciones de la información obtenida (cuestiones burocráticas y falta de gestión en la recopilación de la información por parte de la empresa) esto puede ser visto como la primera oportunidad de mejora por parte de la empresa de lácteos.

Fue el KPI (Q/E) el que nos proporcionó la relación energética que existe en los diferentes tipos de industrias, para poder verificar el comportamiento energético de la planta procesadora de lácteos y así comenzar a profundizar en los tipos de tecnología capaces de satisfacer la demanda de energía del proceso. También fue el KPI de (Q/E) el que determino a la turbina de gas como una de las tecnologías disponibles para satisfacer la demanda del proceso por sus características y prestaciones de la misma.

Se selecciono una turbina Kawasaki GPB30D como sistema de cogeneración por los rendimientos energéticos que ofrecía en condiciones ISO pues cumplía con la demanda eléctrica de la planta procesadora de lácteos, pero debido a que la planta se encuentra en la CDMX se realizaron los balances de masa y energía en condiciones ISO para tener una memoria de cálculo con la cual comparar las modificaciones por condiciones de sitio

debido a que es un equipo mecánico-volumétrico por lo que pierde eficiencia y potencia por la diferencia de presiones atmosféricas.

Una vez determinada la cantidad de energía térmica y eléctrica generada por el sistema de cogeneración se determinó que la energía era suficiente para cubrir la demanda eléctrica del sistema, ratificando la primicia que se hizo anteriormente, la cual nos dice que el sistema de refrigeración estaría compuesto en un 50% por compresión y el otro 50% por el sistema de absorción, debido a que la primera estimación del sistema de refrigeración por absorción necesitaba demasiada energía térmica para su funcionamiento sumado a que el costo de inversión sería mayor y dejando obsoleto al sistema por compresión.

Al estimar el sistema de refrigeración por absorción no se pudo encontrar un catálogo con el cual validar la información del balance de masa y energía por lo para este sistema solo se sentaron las bases de selección del mismo.

La integración energética es fundamental para el cumplimiento de los objetivos mencionados en este trabajo pues nos permitió tener una idea más clara de cuál será el nuevo comportamiento en el caso de implementar el sistema de trigeneración, además de garantizar el uso de la energía de manera más eficiente y garantizando disminuir la facturación energética de la empresa.

Este trabajo no contempla la generación de documentos para la interconexión de los sistemas como pueden ser DFP's, DTI's, unifilares, entre otros, debido a que es solo una propuesta para ver el potencial de ahorro que se tendría en caso de considerar el cambio tecnológico.

La determinación de los costos de inversión del sistema de cogeneración y refrigeración por absorción fueron estimados por un rango de precios por kW instalado y por el precio del combustible para el momento en que se realizó este estudio.

En la integración del sistema de trigeneración al sistema convencional es posible notar un potencial de ahorro de energía en la parte eléctrica pues se dejaría de pagar la factura de la misma y teniendo un pequeño remanente por el sistema cogeneración, aunque aún hay que considerar afinar los costos generados por la instalación de los mismos.

En los escenarios planteados el retorno de la inversión (ROI) va de 4 a 12 años lo que para la vida de un proyecto de 30 años puede resultar bastante atractivo si se considera el hecho de la independencia energética.

Para finalizar este trabajo es necesario mencionar que por el comportamiento energético, fiabilidad de los sistemas y costos de inversión este tipo de sistema resulta atractivo para este caso de estudio pues brinda una solución alternativa sin necesidad de sustituir completamente los equipos adquiridos por la empresa y por el contrario la integración energética entre los sistemas podría ser aún más estudiada para diseñar o proponer alternativas tecnológicas ante las necesidades crecientes de energía por parte de las industrias.

Como recomendación personal los flujos energéticos deben ser monitoreados y actualizados si existe algún cambio tecnológico dentro del proceso productivo pues la información generada tendrá la suficiente sensibilidad para ser interpretada de forma adecuada por un analista.

Algunos indicadores que podrían ser considerados en futuros estudios y que se recomiendan para una mejor interpretación de los sistemas energéticos podrían ser los siguientes:

TR vs Producción: Esto serviría para interpretar la relación de consumo de energía térmica de refrigeración y producción respecto al tiempo.

TR vs CDD: Este indicador nos daría a conocer la producción de frío (TR) y su variación con respecto a los grados día de enfriamiento (CDD), respecto al tiempo.

Bibliografía

- [1] Yunes A. Cengel y Michael A. Boles. (2012). Termodinámica. México D.F: Mc. Graw Hill.
- [2] Norma ISO 50001 (2011).
- [3] SENER. (2016). Manual Para la Implementación de un Sistema de Gestión de la Energía. CDMX: CONUUE/GIZ.
- [4] John R. Howell y Richard O. Buckius. (1990). Principios de Termodinámica para Ingenieros. México D.F: Mc. Graw Hill.
- [5] Shan K. Wang. (2001). HANDBOOK OF AIR CONDITIONING AND REFRIGERATION. USA: McGraw-Hill.
- [6] KLM Technology. (02 de Mayo de 2014). REFRIGERATION SYSTEMS. Johor Bahru, Malaysia: KLM.
- [7] Arteaga, J. R. (15 de octubre de 2014). ¿Viene la época de 'vacas gordas' para las empresas lecheras? Obtenido de FORBES México : <https://www.forbes.com.mx/se-avecina-la-epoca-de-vacas-gordas-para-las-empresas-lecheras/>
- [8] ASHRAE. (2018). HandBook. ASHRAE, Refrigeration (pág. 783). Atlanta: ASHRAE.
- [9] Bhatia, S. C. (2014). Advanced renewable. Daryaganj, New Delhi, India: Woodhead Publishing India Pvt. Ltd.
- [10] Cortés, I. G. (2014). Análisis Exergético Del Sistema de Refrigeración por Absorción Regenerativo H₂O-NH₃. Ciudad de México: Tesis UNAM.
- [11] Reyes, E. (2016). Trigeneración. Mundo Hvacr, 68.
- [12] ASHRAE. (2017). Fundamentals. ASHRAE, Absorption Refrigeration Cycles (2.13-2.21). Atlanta: ASHRAE.
- [13] Iniciativa para el Desarrollo Ambiental y Sustentable. (2010). Cogeneración. IDEAS, 7.
- [14] Mireles J. Damián U., H. S. (2010). Simulación y Comparación Energética de un. REVISTA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y COMPUTACIÓN, 9-16.
- [15] K.A.B.Pathirathna. (2013). GAS TURBINE THERMODYNAMIC AND PERFORMANCE ANALYSIS METHODS USING AVAILABLE CATALOG DATA. Stockholm, Suecia: Kungliga Tekniska Högskolan.
- [16] Johnson Controls. (2017). YHAP-C ABSORPTION HEAT PUMPS. YORK, 1-8.
- [17] General Electric. (2019). GE Gas Turbine. GE Power Systems, 1-20.
- [18] TESTO. (2018). Turbinas de gas y sus áreas de aplicación. TESTO, 1-10.

- [19] CONEVAL. (2014). Manual para el diseño y la construcción de indicadores. Distrito Federal: CONEVAL.
- [20] International Energy Agency. (2014). Energy Efficiency Indicators: Essentials for Policy Making . Paris : IEA.
- [21] Consejería de Economía, organización Dirección General de Industria, Energía y Minas. (2010). Guía de la cogeneración. Madrid: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
- [22] OUC . (7 de Agust de 2019). Obtenido de OUC Business Service Center: <https://ouc.bizenergyadvisor.com/article/natural-gas-chillers>
- [23] Energy Solution Center. (20 de December de 2010). Obtenido de Food Processing Technologies: http://foodtechinfo.com/foodpro/index_gas_technologies/absorption_chillers/
- [24] Ebrahimi, M., & Keshavarz, A. (2015). CCHP Technology. Combined Cooling, Heating and Power, 35–91.

Anexos

Anexo A Datos de producción.

Producción y KPI's (2014)												
Año 2014	Producción Planta [litros]	m3	Producción en (Mm³)	Consumo de GN en (m³)	Indicador CGN/P en m3	CGN en M³ * 100	Indicador Gas Natural (litro/m³)	Consumo de Agua en (m³)	Indicador Agua (litro/m³)	Energía eléctrica (kWh)	Energía eléctrica (kWh)*10	Indicador E.E (Litro/kWh)
ENE	13,886,558.99	13,886.56	13.89	176,368.60	0.013	17,636,860.00	78.74	27,642,840.00	0.50	1,338,156.00	13,381,560.00	10.38
FEB	12,963,956.49	12,963.96	12.96	162,449.80	0.013	16,244,980.00	79.80	23,870,200.00	0.54	1,246,190.75	12,461,907.50	10.40
MAR	13,289,107.18	13,289.11	13.29	172,721.00	0.013	17,272,100.00	76.94	27,435,200.00	0.48	1,407,575.75	14,075,757.50	9.44
ABR	13,796,900.06	13,796.90	13.80	171,855.80	0.012	17,185,580.00	80.28	28,191,500.00	0.49	1,408,387.25	14,083,872.50	9.80
MAY	15,097,237.34	15,097.24	15.10	182,427.60	0.012	18,242,760.00	82.76	29,327,540.00	0.51	1,437,778.50	14,377,785.00	10.50
JUN	15,020,574.23	15,020.57	15.02	182,616.40	0.012	18,261,640.00	82.25	28,841,580.00	0.52	1,482,084.00	14,820,840.00	10.13
JUL	14,056,047.76	14,056.05	14.06	179,568.60	0.013	17,956,860.00	78.28	28,390,500.00	0.50	1,452,657.50	14,526,575.00	9.68
AGO	15,343,827.86	15,343.83	15.34	170,754.20	0.011	17,075,420.00	89.86	30,065,060.00	0.51	1,501,738.25	15,017,382.50	10.22
SEP	14,310,151.79	14,310.15	14.31	171,835.60	0.012	17,183,560.00	83.28	28,197,280.00	0.51	1,411,022.50	14,110,225.00	10.14
OCT	15,709,279.11	15,709.28	15.71	177,632.20	0.011	17,763,220.00	88.44	28,868,320.00	0.54	1,465,494.50	14,654,945.00	10.72
NOV	14,795,200.29	14,795.20	14.80	164,010.40	0.011	16,401,040.00	90.21	28,417,580.00	0.52	1,362,454.75	13,624,547.50	10.86
DIC	14,164,474.04	14,164.47	14.16	170,070.00	0.012	17,007,000.00	83.29	26,912,780.00	0.53	1,356,643.75	13,566,437.50	10.44

Indicador Promedio	14,369,442.93	14,369.44	12.08	173,525.85	0.01	17,352,585.00	82.84	28,013,365.00	0.51	1,405,848.63	14,058,486.25	10.23
Total Acumulado	172433315.1	186802.7581	184.51	2082310.2				336,160,380.00		16,870,183.50		
				KPI (Gas)				KPI (Agua)		KPI (E.E)		

Producción y KPI's (2015)												
Año 2015	Producción Planta [litros]	m3	Producción en (Mm³)	Consumo de GN en (m³)	Indicador CGN/P en m3	CGN en M³ * 100	Indicador Gas Natural (litro/m³)	Consumo de Agua en (m³)	Indicador Agua (litro/m³)	Energía eléctrica (kWh)	Energía eléctrica (kWh)*10	Indicador E.E (Litro/kWh)
ENE	15,530,116.77	15,530.12	15.53	179,582.60	86.479	17,958,260.00	86.48	28,532,200.00	0.54	1,458,166.25	1,458,166.25	10.65
FEB	14,164,172.20	14,164.17	14.16	158,350.60	89.448	15,835,060.00	89.45	26,867,280.00	0.53	1,315,280.25	1,315,280.25	10.77
MAR	14,387,083.24	14,387.08	14.39	167,217.40	86.038	16,721,740.00	86.04	29,590,900.00	0.49	1,461,624.50	1,461,624.50	9.84
ABR	14,276,682.98	14,276.68	14.28	162,125.20	88.060	16,212,520.00	88.06	29,637,400.00	0.48	1,465,922.00	1,465,922.00	9.74
MAY	15,119,796.79	15,119.80	15.12	174,578.20	86.608	17,457,820.00	86.61	29,835,260.00	0.51	1,538,426.00	1,538,426.00	9.83
JUN	14,928,870.89	14,928.87	14.93	170,606.40	87.505	17,060,640.00	87.50	28,428,400.00	0.53	1,506,046.50	1,506,046.50	9.91
JUL	13,981,721.01	13,981.72	13.98	167,288.20	83.579	16,728,820.00	83.58	27,852,600.00	0.50	1,533,587.00	1,533,587.00	9.12
AGO												
SEP												
OCT												
NOV												
DIC												

Indicador Promedio	14,476,387.85	14,626.92	11.52	168,535.51	86.82	16,853,551.43	86.82	28,677,720.00	0.51	1,468,436.07	1,468,436.07	9.98
Total Acumulado	102,388,443.87	102,388.44	102.39	1,179,748.60				200,744,040.00		10,279,052.50		
				KPI (Gas)				KPI (Agua)		KPI (E.E)		

Anexo B Consumo de gas natural.

Año 2013								
	Consumo	Consumo	COSTO	IVA	TOTAL	ENERGIA	ENERGÍA	ENERGÍA
Mes	m ³	Mm ³	\$ MNX	\$ MNX	\$ MNX	MJ	kWh	MWh
ENE	183,291.40	183.29	393,777.72	63,004.43	456,782.15	6,598,490.40	1,832,914.00	1,832.91
FEB	155,999.40	156.00	324,877.22	51,980.36	376,857.58	5,615,978.40	1,559,994.00	1,559.99
MAR	169,046.40	169.05	367,590.15	58,814.42	426,404.57	6,085,670.40	1,690,464.00	1,690.46
ABR	167,406.00	167.41	444,309.78	71,089.56	515,399.34	6,026,616.00	1,674,060.00	1,674.06
MAY	165,893.40	165.89	430,478.27	68,876.52	499,354.80	5,972,162.40	1,658,934.00	1,658.93
JUN	159,974.80	159.97	417,040.53	66,726.48	483,767.01	5,759,092.80	1,599,748.00	1,599.75
JUL	165,508.60	165.51	430,959.09	68,953.45	499,912.55	5,958,309.60	1,655,086.00	1,655.09
AGO	166,484.00	166.48	407,450.12	65,192.02	472,642.14	5,993,424.00	1,664,840.00	1,664.84
SEP	156,390.60	156.39	399,938.95	63,990.23	463,929.18	5,630,061.60	1,563,906.00	1,563.91
OCT	172,028.20	172.03	432,068.58	69,130.97	501,199.55	6,193,015.20	1,720,282.00	1,720.28
NOV	168,140.40	168.14	421,018.42	67,362.95	488,381.37	6,053,054.40	1,681,404.00	1,681.40
DIC	171,179.00	171.18	455,931.95	72,949.11	528,881.06	6,162,444.00	1,711,790.00	1,711.79
TOTAL	2,001,342.20	2,001.34	4,925,440.77	788,070.52	5,713,511.30	72,048,319.20	20,013,422.00	20,013.42

Año 2014								
	Consumo	Consumo	COSTO	IVA	TOTAL	ENERGIA	ENERGÍA	ENERGÍA
Mes	m³	Mm³	\$ MNX		\$ MNX	MJ	kWh	MWh
ENE	176,368.60	176.37	496,683.46	79,469.35	576,152.82	6,349,269.60	1,763,686.00	1,763.69
FEB	162,449.80	162.45	545,157.89	87,225.26	632,383.16	5,848,192.80	1,624,498.00	1,624.50
MAR	172,721.00	172.72	525,564.58	84,090.33	609,654.91	6,217,956.00	1,727,210.00	1,727.21
ABR	171,855.80	171.86	491,587.13	78,653.94	570,241.08	6,186,808.80	1,718,558.00	1,718.56
MAY	182,427.60	182.43	536,265.38	85,802.46	622,067.84	6,567,393.60	1,824,276.00	1,824.28
JUN	182,616.40	182.62	517,369.86	82,779.18	600,149.04	6,574,190.40	1,826,164.00	1,826.16
JUL	179,568.60	179.57	456,250.69	73,000.11	529,250.81	6,464,469.60	1,795,686.00	1,795.69
AGO	170,754.20	170.75	388,698.90	62,191.82	450,890.73	6,147,151.20	1,707,542.00	1,707.54
SEP	171,835.60	171.84	407,952.63	65,272.42	473,225.06	6,186,081.60	1,718,356.00	1,718.36
OCT	177,632.20	177.63	448,218.52	71,714.96	519,933.48	6,394,759.20	1,776,322.00	1,776.32
NOV	164,010.40	164.01	396,331.93	63,413.11	459,745.04	5,904,374.40	1,640,104.00	1,640.10
DIC	170,070.00	170.07	450,627.78	72,100.44	522,728.22	6,122,520.00	1,700,700.00	1,700.70
TOTAL	2,082,310.20	2,082.31	5,660,708.76	905,713.40	6,566,422.16	74,963,167.20	20,823,102.00	20,823.10

Año 2015								
	Consumo	Consumo	COSTO	IVA	TOTAL	ENERGIA	ENERGÍA	ENERGÍA
Mes	m³	Mm³	\$ MNX		\$ MNX	MJ	kWh	MWh
ENE	179,788.60	179.79	428,986.54	68,637.85	497,624.38	6,472,389.60	1,797,886.00	1,797.89
FEB	158,376.20	158.38	354,553.85	56,728.62	411,282.47	5,701,543.20	1,583,762.00	1,583.76
MAR	167,086.80	167.09	384,110.14	61,457.62	445,567.76	6,015,124.80	1,670,868.00	1,670.87
ABR	167,086.80	167.09	384,110.14	61,457.62	445,567.76	6,015,124.80	1,670,868.00	1,670.87
MAY	162,079.40	162.08	318,762.42	51,001.99	369,764.40	5,834,858.40	1,620,794.00	1,620.79
JUN	170,660.20	170.66	349,415.85	55,906.54	405,322.39	6,143,767.20	1,706,602.00	1,706.60
JUL	167,072.20	167.07	342,756.64	54,841.06	397,597.71	6,014,599.20	1,670,722.00	1,670.72
AGO								
SEP								
OCT								
NOV								
DIC								
TOTAL	1,172,150.20	1,172.15	2,562,695.58	410,031.29	2,972,726.87	42,197,407.20	11,721,502.00	11,721.50

Anexo C Consumo y costo de energía eléctrica.

Consumo de y costo de la energía eléctrica del año (2013)										
MES	kWh Base	kWh Intermedio	kWh Punta	2013 kWh	2013 MWh	Demanda Facturable 2013	Demanda Max Inter	Demanda Max Punta	Demanda Max Base	Costo Mensual
ENE	449,464.00	759,790.00	195,172.25	1,404,426.25	1,404.43	2,357.50	2,291.25	2,357.50	2,236.00	\$2,401,729.97
FEB	393,467.75	692,818.50	114,210.50	1,200,496.75	1,200.50	2,190.75	2,245.00	2,177.00	2,179.25	\$1,947,245.07
MAR	470,004.25	749,558.25	117,634.50	1,337,197.00	1,337.20	2,232.25	2,264.50	2,224.00	2,234.75	\$2,077,187.58
ABR	395,766.75	893,766.00	98,840.50	1,388,373.25	1,388.37	2,279.00	2,320.00	2,268.75	2,257.50	\$2,174,498.74
MAY	406,495.75	901,758.75	87,813.00	1,396,067.50	1,396.07	2,258.00	2,288.00	2,250.25	2,236.75	\$2,308,389.76
JUN	396,273.75	868,814.75	80,813.00	1,345,901.50	1,345.90	2,242.00	2,298.50	2,222.50	2,341.50	\$2,323,319.63
JUL	362,105.25	927,421.00	94,557.25	1,384,083.50	1,384.08	2,302.25	2,364.75	2,286.50	2,256.00	\$2,237,331.43
AGO	459,447.25	862,970.50	139,722.00	1,462,139.75	1,462.14	2,347.50	2,350.75	2,343.50	2,376.25	\$2,399,758.24
SEP	470,413.00	761,054.25	123,635.25	1,355,102.50	1,355.10	2,312.50	2,323.50	2,309.75	2,321.25	\$2,175,175.82
OCT	442,394.50	846,357.75	149,452.75	1,438,205.00	1,438.21	2,208.25	2,259.25	2,195.25	2,145.25	\$2,426,468.13
NOV	443,583.50	737,181.25	184,382.75	1,365,147.50	1,365.15	2,384.25	2,642.75	2,319.50	2,319.50	\$2,443,153.39
DIC	452,346.75	695,756.50	171,075.50	1,319,178.75	1,319.18	2,259.25	2,318.50	2,244.25	2,244.25	\$2,372,493.04

Total	16,396,319.25	16396.32	kWh
-------	---------------	----------	-----

Total	59026749.3	59026.75	MJ
-------	------------	----------	----

Consumo de y costo de la energía eléctrica del año (2014)										
MES	kWh Base	kWh Intermedio	kWh Punta	2014 kWh	2014 MWH	Demanda Facturable 2014	Demanda Max Inter	Demanda Max Punta	Demanda Max Base	Costo Mensual
ENE	413,987.75	735,432.50	188,735.75	1,338,156.00	1,338.16	2,282.00	2,291.25	2,279.50	2,204.25	\$2,446,085.85
FEB	412,476.75	719,123.75	114,590.25	1,246,190.75	1,246.19	2,318.25	2,356.25	2,308.50	2,307.00	\$2,265,327.46
MAR	490,190.50	794,170.00	123,215.25	1,407,575.75	1,407.58	2,293.00	2,369.00	2,273.75	2,288.25	\$2,392,926.48
ABR	395,134.50	912,648.25	100,604.50	1,408,387.25	1,408.39	2,370.50	2,407.25	2,361.25	2,282.00	\$2,406,513.30
MAY	408,922.25	939,749.75	89,106.50	1,437,778.50	1,437.78	2,479.00	2,519.75	2,468.75	2,514.00	\$2,393,452.44
JUN	434,891.25	954,197.50	92,995.25	1,482,084.00	1,482.08	2,443.25	2,516.25	2,425.00	2,425.75	\$2,473,494.31
JUL	403,405.50	953,896.50	95,355.50	1,452,657.50	1,452.66	2,374.50	2,395.25	2,369.25	2,313.25	\$2,457,086.10
AGO	502,835.50	864,468.25	134,434.50	1,501,738.25	1,501.74	2,395.25	2,467.00	2,377.25	2,353.25	\$2,617,672.00
SEP	465,071.00	815,198.00	130,753.50	1,411,022.50	1,411.02	2,411.25	2,415.00	2,404.75	2,459.25	\$2,447,182.22
OCT	458,648.50	853,500.00	153,346.00	1,465,494.50	1,465.49	2,370.75	2,330.00	2,370.75	2,216.00	\$2,477,080.78
NOV	462,807.50	724,150.75	175,496.50	1,362,454.75	1,362.45	2,415.25	2,431.25	2,411.00	2,411.00	\$2,335,761.87
DIC	446,241.25	730,469.50	179,933.00	1,356,643.75	1,356.64	2,344.00	2,362.75	2,339.25	2,339.25	\$2,301,629.14

16870183.5	16870.18	WWh
------------	----------	-----

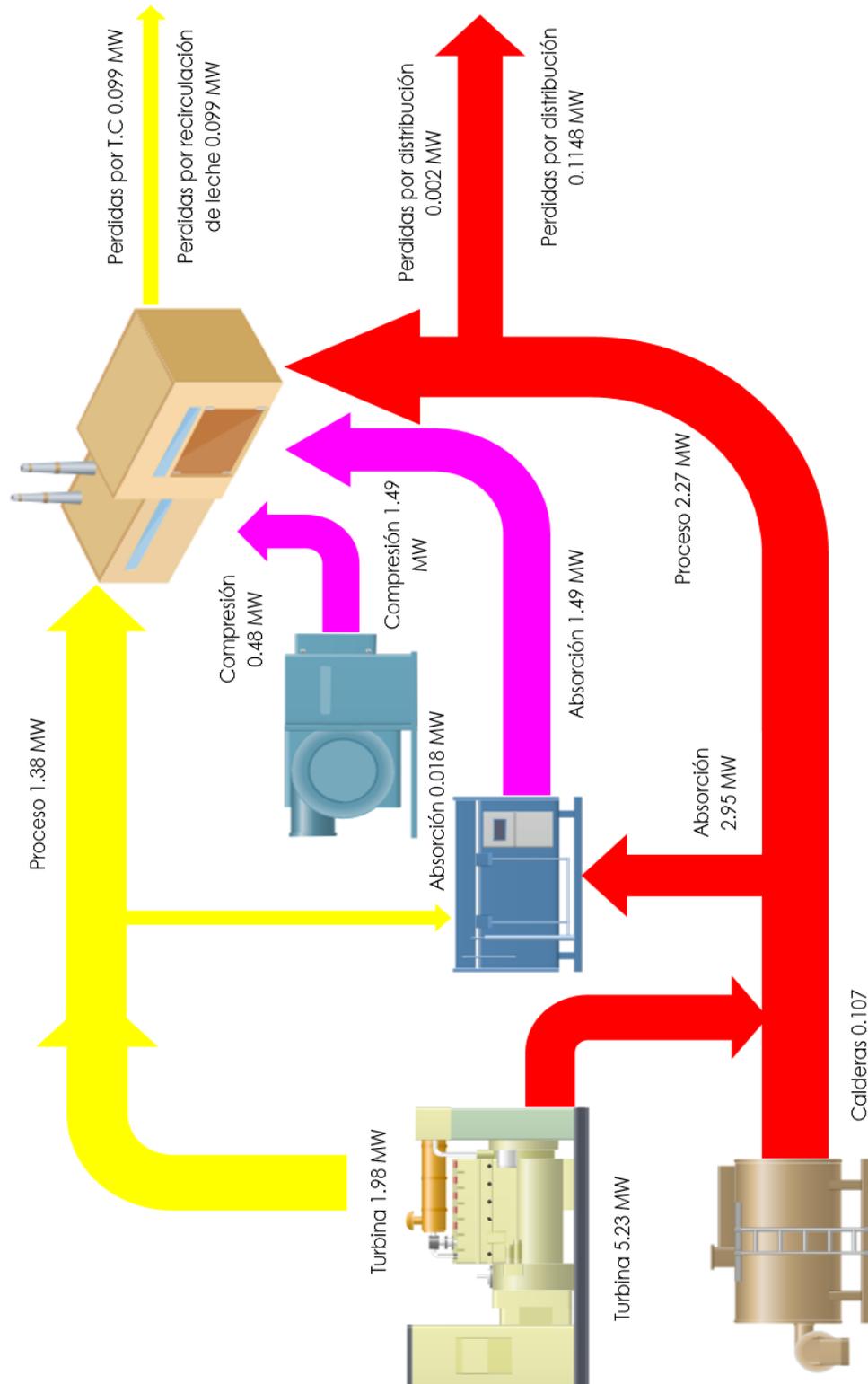
60732660.6	60732.66	MJ
------------	----------	----

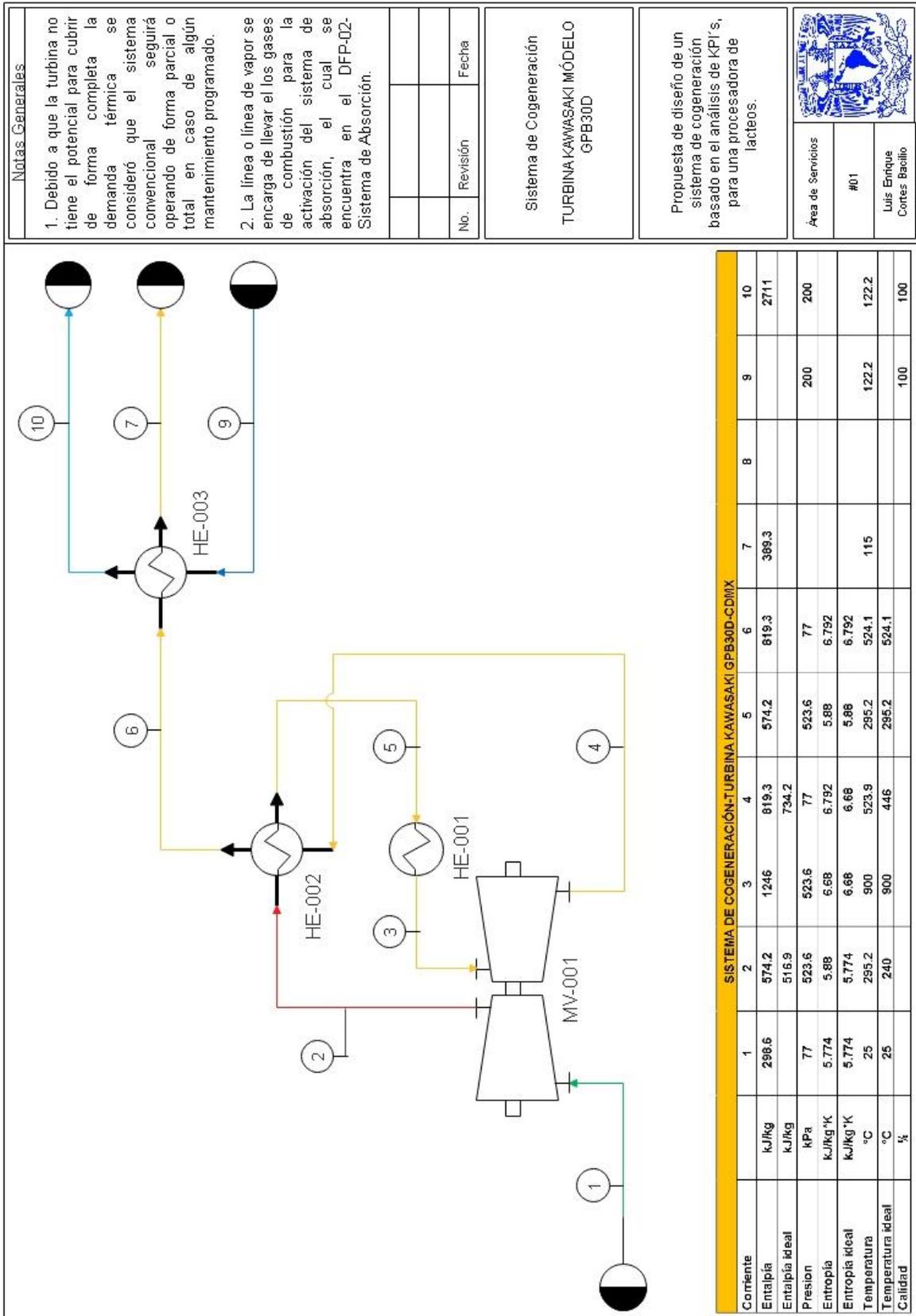
Consumo de y costo de la energía eléctrica del año (2014)										
MES	kWh Base	kWh Intermedio	kWh Punta	2015 kWh	2015 MWh	Demanda Facturable 2015	Demanda Max Inter	Demanda Max Punta	Demanda Max Base	Costo Mensual
ENE	468,861.25	790,679.50	198,625.50	1,458,166.25	1,458.17	2,418.25	2,500.75	2,397.50	2,304.00	\$2,342,406.99
FEB	447,080.75	748,530.25	119,669.25	1,315,280.25	1,315.28	2,438.00	2,410.25	2,438.00	2,267.75	\$1,977,239.76
MAR	507,847.25	819,634.25	134,143.00	1,461,624.50	1,461.62	2,380.75	2,431.75	2,368.00	2,298.00	\$2,020,707.60
ABR	412,057.50	951,988.75	101,875.75	1,465,922.00	1,465.92	2,388.50	2,464.50	2,369.50	2,381.25	\$1,877,719.11
MAY	469,534.50	978,765.75	90,125.75	1,538,426.00	1,538.43	2,483.00	2,575.50	2,459.75	2,485.75	\$1,902,112.98
JUN	418,151.25	990,222.75	97,672.50	1,506,046.50	1,506.05	2,501.25	2,527.25	2,494.50	2,521.25	\$1,847,364.23
JUL	422,974.00	1,010,157.00	100,456.00	1,533,587.00	1,533.59	2,453.75	2,520.25	2,437.00	2,453.50	\$1,851,765.33
AGO										
SEP										
OCT										
NOV										
DIC										

10279052.5	10,279.05	kWh
------------	-----------	-----

37004589	37004.59	MJ
----------	----------	----

Anexo D Sankey del sistema de Trigeneración y DFP's.





Notas Generales

- Debido a que la turbina no tiene el potencial para cubrir de forma completa la demanda térmica se consideró que el sistema convencional seguirá operando de forma parcial o total en caso de algún mantenimiento programado.
- La línea o línea de vapor se encarga de llevar los gases de combustión para la activación del sistema de absorción, el cual se encuentra en el DFP-02-Sistema de Absorción.

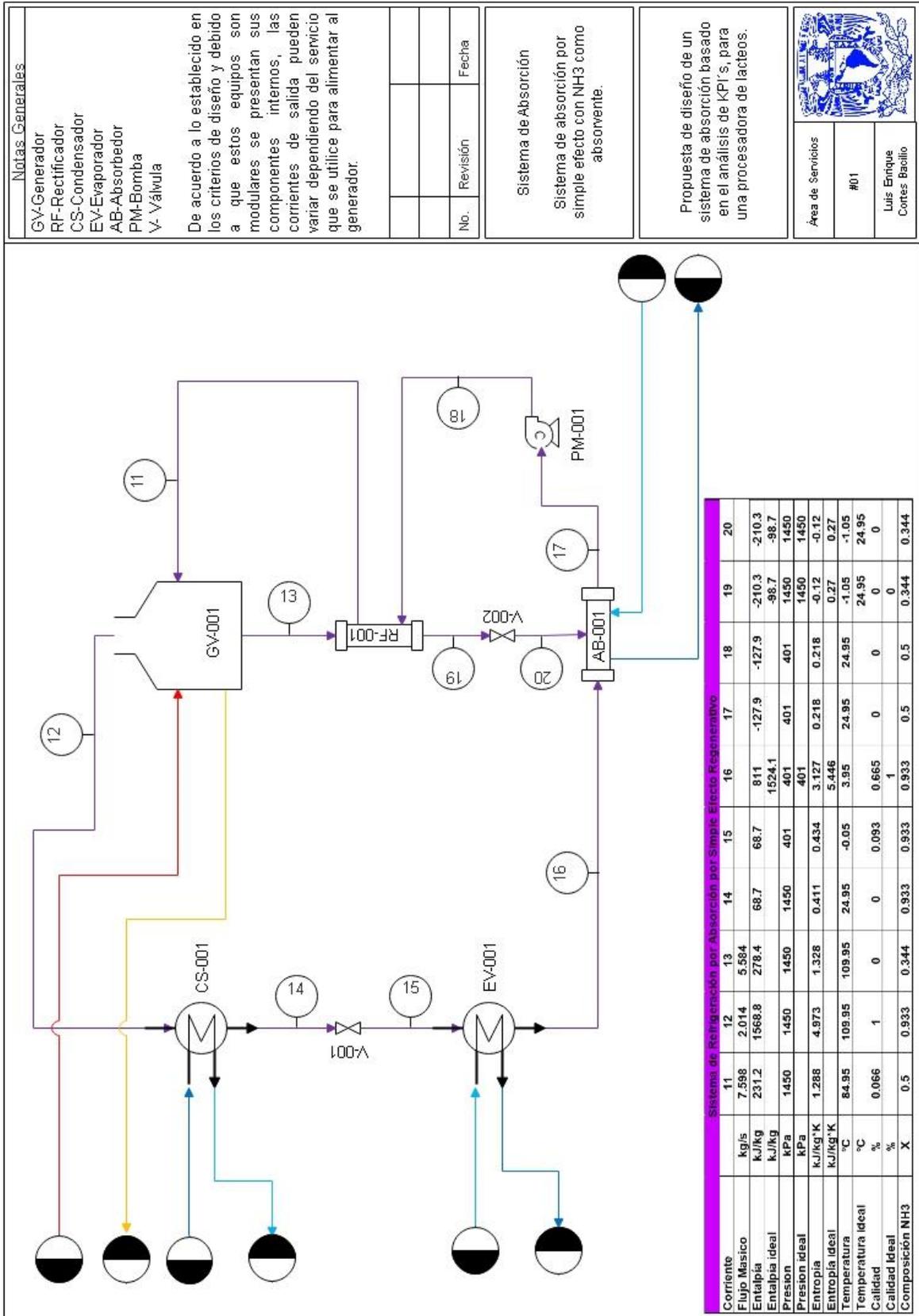
No.	Revisión	Fecha

Sistema de Cogeneración
TURBINA KAWASAKI MÓDELO
GPB300

Propuesta de diseño de un sistema de cogeneración basado en el análisis de KPI's, para una procesadora de lacteos.



Área de Servicios
#01
Luis Enrique Cortes Bacillo



Anexo E Programación en EES

"CASO TURBINA KAWASAKY GDPB30D EN CONDICIONES ISO"

"Datos de entrada"

$$T[1] = 15 \text{ [C]}$$

$$P[1] = 101.325 \text{ [kPa]}$$

"Eficiencia"

$$\text{Eta_reg} = 0.00001$$

"Análisis del compresor isoentrópico"

$$s[1] = \text{ENTROPY}(\text{Air}, T=T[1], P=P[1])$$

$s_s[2] = s[1]$ "Para el caso ideal las entropías son constantes a través del compresor"

$$P[2] = \text{Pratio} * P[1]$$

$$T_s[2] = \text{TEMPERATURE}(\text{Air}, s=s_s[2], P=P[2])$$

$$\text{Eta_c} = \text{W_dot_compisen} / \text{W_dot_comp}$$

"Eficiencia del compresor adiabático, $\text{W_dot_comp} > \text{W_dot_compisen}$ "

"Conservación de la energía por el compresor isoentrópico:

$$E_dot_in - E_dot_out = \text{DELTA}E_dot = 0 \text{ para flujo constante}$$

$$m_dot * h[1] + \text{W_dot_compisen} = m_dot * h_s[2]$$

$$h[1] = \text{ENTHALPY}(\text{Air}, T=T[1])$$

$$h_s[2] = \text{ENTHALPY}(\text{Air}, T=T_s[2])$$

"Análisis del compresor actual"

$$m_dot * h[1] + \text{W_dot_comp} = m_dot * h[2]$$

$$h[2] = \text{ENTHALPY}(\text{Air}, T=T[2])$$

$$s[2] = \text{ENTROPY}(\text{Air}, T=T[2], P=P[2])$$

"Análisis del intercambiador de calor externo"

"SSSF Primera ley para el intercambiador de calor, asumiendo $W=0$, $k_e = p_e = 0$, $E_dot_in - E_dot_out = \text{DELTA}E_dot_{cv} = 0$ para flujo constante"

$$m_{\dot{}}h[2] + Q_{\dot{}}_{in_noreg} = m_{\dot{}}h[3]$$

$$q_{in_noreg} = Q_{\dot{}}_{in_noreg} / m_{\dot{}}$$

$$h[3] = \text{ENTHALPY}(\text{Air}, T=T[3])$$

$$P[3] = P[2] \text{ "proceso 2-3 es presión constante SSSF"}$$

"Análisis de la turbina"

$$s[3] = \text{ENTROPY}(\text{Air}, T=T[3], P=P[3])$$

$s_s[4] = s[3]$ "Para el caso ideal, las entropías son constantes a través de la turbina"

$$P[4] = P[3] / Pratio$$

$s_s[4] = \text{ENTROPY}(\text{Air}, T=T_s[4], P=P[4])$ "T_s[4] es el valor isentrópico de T [4] a la salida de la turbina"

$\eta_{t} = W_{\dot{}}_{turb} / W_{\dot{}}_{turbisen}$ "eficiencia adiabática de la turbina, $W_{\dot{}}_{turbisen} > W_{\dot{}}_{turb}$ "

"SSSF Turbina isoentropica por primera ley, asumiendo: adiabático, $ke=pe=0$

$$E_{\dot{}}_{in} - E_{\dot{}}_{out} = \Delta E_{\dot{}}_{cv} = 0 \text{ for steady-flow"}$$

$$m_{\dot{}}h[3] = W_{\dot{}}_{turbisen} + m_{\dot{}}h_s[4]$$

$$h_s[4] = \text{ENTHALPY}(\text{Air}, T=T_s[4])$$

"Análisis de la turbina actual"

$$m_{\dot{}}h[3] = W_{\dot{}}_{turb} + m_{\dot{}}h[4]$$

$$T[4] = \text{TEMPERATURE}(\text{Air}_{ha}, h=h[4], P=P[4])$$

$$h[4] = \text{ENTHALPY}(\text{Air}, T=T[4])$$

$$s[4] = \text{ENTROPY}(\text{Air}, T=T[4], P=P[4])$$

"Análisis del ciclo"

"Usando la definición del ciclo de trabajo neto y 1 MW = 1000 kW:"

$$W_{\dot{}}_{net} = W_{\dot{}}_{turb} - W_{\dot{}}_{comp} \text{ "kJ/s"}$$

$$\eta_{th_noreg} = W_{\dot{}}_{net} / Q_{\dot{}}_{in_noreg} \text{ "Eficiencia del ciclo térmico"}$$

$$Bwr = W_{\dot{}}_{comp} / W_{\dot{}}_{turb} \text{ "Ratio de trabajo atrasado"}$$

$$W_{\dot{}}_{elect} = W_{\dot{}}_{net} * .983$$

"Con el regenerador, el calor agregado en el intercambiador de calor externo es"

$$m_{\text{dot}}*h[5] + Q_{\text{dot_in_withreg}} = m_{\text{dot}}*h[3]$$

$$q_{\text{in_withreg}} = Q_{\text{dot_in_withreg}}/m_{\text{dot}}$$

$$h[5] = \text{ENTHALPY}(\text{Air}, T=T[5])$$

$$s[5] = \text{ENTROPY}(\text{Air}, T=T[5], P=P[5])$$

$$P[5] = P[2]$$

"La efectividad del regenerador da h[5] y por tanto T[5]:"

$$\text{Eta}_{\text{reg}} = (h[5]-h[2])/(h[4]-h[2])$$

"Balance de energía en el generador da h[6] y por tanto T[6]:"

$$m_{\text{dot}}*h[2] + m_{\text{dot}}*h[4] = m_{\text{dot}}*h[5] + m_{\text{dot}}*h[6]$$

$$h[6] = \text{ENTHALPY}(\text{Air}, T=T[6])$$

$$s[6] = \text{ENTROPY}(\text{Air}, T=T[6], P=P[6])$$

$$P[6] = P[4]$$

"Eficiencia del ciclo termico con el generador"

$$\text{Eta}_{\text{th_withreg}} = W_{\text{dot_net}}/Q_{\text{dot_in_withreg}}$$

"Los siguientes datos se utilizan para completar la tabla de matriz con fines de trazado."

$$s_s[1] = s[1]$$

$$T_s[1] = T[1]$$

$$s_s[3] = s[3]$$

$$T_s[3] = T[3]$$

$$s_s[5] = \text{ENTROPY}(\text{Air}, T=T[5], P=P[5])$$

$$T_s[5] = T[5]$$

$$s_s[6] = s[6]$$

$$T_s[6] = T[6]$$

$$T[7] = 115$$

$$h[7] = \text{ENTHALPY}(\text{Air}, T=T[7])$$

$$\text{PCI} = 50494 \text{ "kJ/kg"}$$

"Cálculo de la masa de combustible"

$$m_{\text{comb}} = Q_{\text{dot_in_withreg}}/\text{PCI}$$

"m_dot+m_comb=m_dot_gases, E_heatrecovery=(m_dot_gases)*(h[6]-h[7])*0.90"

"Eta_cog=(E_heatrecovery+W_dot_elect)/Q_dot_in_withreg"

"Balance de energía IC-01 H2O- AIRE EVAPORADOR"

P[9]=200

T[9]=TEMPERATURE(Water,x=x[9],P=P[9])

x[9]=100

P[9]=P[10]

T[10]=TEMPERATURE(Steam,x=1,P=P[10])+2

x[10]=QUALITY(Steam,h=h[10],P=P[10])

h[10]=ENTHALPY(Steam,T=T[10],P=P[10])

"REFRIGERACIÓN POR ABSORCIÓN"

"!Generador"

"P_high=13.5 [bar]"

"m_dot_1=1" "Referencia de flujo"

CALL NH3H2O(123,TK(85 [C]), P_high, 0.5: T_1, P_1, x_1, h_1, s_1, u_1, v_1, Qu1)

CALL NH3H2O(128,TK(110 [C]), P_high, 1: T_2, P_2, x_2, h_2, s_2, u_2, v_2, Qu2)

CALL NH3H2O(128,TK(110 [C]),P_high, 0: T_3, P_3, x_3, h_3, s_3, u_3, v_3, Qu3)

m_dot_1=m_dot_2+m_dot_3 "balance de masa general"

m_dot_1*x_1=m_dot_2*x_2+m_dot_3*x_3 "balance de amoniaco"

h_1*m_dot_1-h_2*m_dot_2-h_3*m_dot_3+Q_gen=0 "balance de energía"

"!Condensador"

CALL NH3H2O(123, TK(25 [C]) , P_high, x_2: T_4, P_4, x_4, h_4, s_4, u_4, v_4, Qu4)

Q_cond=(h_2-h_4)*m_dot_2

"!Valvula de expansion"

"P_low=1.7 [bar]"

CALL NH3H2O(234,P_low,x_2, h_4: T_5, P_5, x_5, h_5, s_5, u_5, v_5, Qu5)

"isoentalpica"

"!Evaporador"

CALL NH3H2O(123,TK(4 [C]), P_low, x_2: T_6, P_6, x_6, h_6, s_6, u_6, v_6, Qu6)

m_dot_2=Q_evap/(h_6-h_5)

CALL NH3H2O(238,P_low, x_2,1: T_min, P_m_6, x_m_6, h_m_6, s_m_6, u_m_6, v_m_6, Qu6m)

"T6m es la temperatura a la cual todo el refrigerante es vapor"

"!Absorbedor"

CALL NH3H2O(123,TK(25 [C]),P_low,x_1: T_7, P_7, x_7, h_7, s_7, u_7, v_7, Qu7)

h_9=h_10 "isoentálpico"

$$h_6 \cdot \dot{m}_2 + h_{10} \cdot \dot{m}_3 - Q_{\text{abs}} = h_7 \cdot \dot{m}_1 \text{ "balance de energía"}$$

"!Generator - Intercambiador de calor"

$$h_7 = h_8 \quad \text{"Trabajo de la bomba"}$$

$$\dot{m}_1 (h_1 - h_8) = \dot{m}_3 (h_3 - h_e)$$

CALL NH3H2O(234,P_high,x_3,h_e: T_9, P_9, x_9, h_9, s_9, u_9, v_9, Qu9)

CALL NH3H2O(123,T_7,P_high,x_3: T_m_9, P_m_9, x_m_9, h_m_9, s_m_9, u_m_9, v_m_9, Qu9m)

"T_7 = T_8 es la temperatura más baja posible en el estado 9"

$$\epsilon = (h_3 - h_e) / (h_3 - h_{m_9})$$

"!Balance"

$$\text{COP} = Q_{\text{evap}} / Q_{\text{gen}}$$

$$\text{CheckQ} = Q_{\text{gen}} + Q_{\text{evap}} - Q_{\text{abs}} - Q_{\text{cond}}$$