

Eficiencia Energética en el Sistema de Vapor de una Empresa Alimenticia

TRABAJO FINAL INTEGRADOR – ESP. EN GESTIÓN DE LA ENERGÍA

UNL - Facultad de Ingeniería Química



Autor: Ing. Andrés Andretich
Directora: Dra. Mariel Ottone

2025

RESUMEN

El proyecto analizado será implementado en la empresa Manfrey Cooperativa de Tamberos de Industrialización y Comercialización Limitada, ubicada en la localidad de Freyre, Córdoba.

En una primera instancia se realizó un relevamiento general de la instalación de vapor, desde la generación hasta la etapa de consumidores. Además, desde el punto de vista costos se demostró la significancia que representa el servicio de vapor.

Con ello, se pudo determinar un indicador energético que sea representativo del sistema de vapor como lo es la relación entre el volumen de gas natural consumido y la cantidad de vapor generado. Con el objetivo de crear una línea de base energética, se elaboró un gráfico con el valor mensual del indicador utilizando como modelo el año 2023.

Al haber logrado definir un indicador del desempeño energético con su correspondiente línea de base, se desarrollaron una serie de propuestas de mejora de dicho indicador con el objetivo de ahorrar combustible. Entre ellas se destacan las recuperaciones de calor desde la purga de superficie y desde los gases de combustión, ambos para precalentar el agua de alimentación de las calderas.

Luego de la evaluación económica del proyecto, se determinaron ciertos indicadores financieros, en donde, a partir de una inversión de U\$S 122.100, se tiene un $VAN = U\$S 797.860$, $TIR = 88,5 \%$ y un $Pb_d = 2$ años.

Debido a la gran inestabilidad económica del país, se realizaron una serie de análisis de sensibilidad en parámetros clave en la evaluación del proyecto de inversión, dando como resultado que si la tasa de descuento aumenta hasta 4 veces la considerada, el VAN sigue siendo positivo, además al aumentar el costo unitario del gas natural, el proyecto de inversión se ve notablemente favorecido y por último si la inversión y el tipo de cambio deben duplicarse, el proyecto presenta una muy buena consistencia debido a que el VAN se mantiene positivo aún si, a su vez, se triplica la tasa de descuento.

Se identificó el tipo de usuario al que pertenece la empresa tanto para la compra de energía eléctrica como de gas natural. En ambos casos, es un cliente denominado “gran usuario”, el cual se enmarca dentro de un cuadro tarifario establecido por el ERSEP (distribución y consumo de energía eléctrica) y ECOGAS (distribución de gas natural), para la compra propiamente dicha de gas natural se tiene un contrato directo con un proveedor en boca de pozo en donde el precio se lo establece entre ambas partes durante un período de tiempo definido acordado en el contrato.

Desde el punto de vista del cuidado del medio ambiente y la mitigación del cambio climático, con la ejecución del proyecto propuesto, se obtiene un ahorro estimado de 2.680 toneladas de dióxido de carbono equivalente producto de disminuir el consumo de gas natural, en donde, considerando un costo de la tonelada de CO_2 de 10 U\$\$, se genera un ahorro adicional anual de U\$\$ 26.800.

A nivel social, el proyecto de eficiencia energética contribuye a incorporar un mayor compromiso con el buen uso de la energía, se favorece la capacitación del personal afectado con el fin de optimizar la operación y mantenimiento del equipamiento utilizado y además colabora para difundir y comunicar el proyecto a modo de ejemplo con el objetivo de incentivar a otras industrias y organizaciones en la ejecución de proyectos de eficiencia energética.

Luego de todo el análisis realizado, se tienen dadas las condiciones para que la dirección de la empresa evalúe y tome las decisiones correspondientes de acuerdo a los objetivos estratégicos establecidos para el año 2030.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1 Objetivos	6
2. RELEVAMIENTO ENERGÉTICO Y DE LA INSTALACIÓN DE VAPOR .7	7
2.1 Generación de vapor	7
2.2 Distribución de vapor.....	9
2.3 Consumo de vapor	11
2.4 Mapa de proceso	13
2.5 Relevamiento energético	14
3. DESARROLLO DE INDICADOR ENERGÉTICO Y LÍNEA DE BASE	16
3.1 Indicador de desempeño energético - IDEn	16
3.2 Línea de base energética - LBEn	17
3.3 Modelo matemático	18
4. PLAN DE AHORRO ENERGÉTICO	20
4.1 Descripción de las mejoras.....	20
4.2 Priorización de las propuestas de mejora.....	27
4.3 Ahorros obtenidos	27
5. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA	29
5.1 Flujo de fondos	29
5.2 Cálculo del VAN, TIR y Pay Back	31
5.3 Análisis de sensibilidad	33
5.4 Conclusiones	38

6. COMERCIALIZACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS NATURAL.....	39
6.1 Comercialización de la energía eléctrica.....	39
6.2 Comercialización del gas natural.....	41
7. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL Y SOCIAL	45
7.1 Impacto medioambiental	45
7.2 Impacto social.....	47
8. CONCLUSIONES GENERALES	48
9. BIBLIOGRAFÍA	50
10. ANEXO 1. DISTRIBUCIÓN GENERAL DE VAPOR	51

1. INTRODUCCIÓN

El trabajo final integrador (TFI) se basa en la aplicación de eficiencia energética dentro de una empresa láctea estableciendo el foco en el sistema de vapor, desde la generación hasta los consumos. La empresa en estudio es Manfrey Cooperativa De Tamberos de Industrialización y Comercialización Limitada, radicada en la localidad de Freyre, provincia de Córdoba, en donde se elaboran distintos productos lácteos entre ellos se encuentran principalmente: yogures bebibles, postres, flanes, dulce de leche, quesos, leche en polvo, leche fluida de media y larga vida. Para la producción de los mismos se requieren procesos de calefacción los cuales por motivos sanitarios se realizan por intercambio de calor indirecto con vapor.

1.1 Objetivos

Los objetivos a lograr en el trabajo final integrador se enumeran a continuación:

- Identificar los usos significativos de la energía.
- Releva la instalación de vapor (calderas, distribución, consumos principales).
- Presentar el perfil de consumo de energía y generación de vapor con el fin de utilizarlo como línea de base para verificar los ahorros potenciales.
- Elaborar un plan de ahorro mediante una serie de mejoras propuestas detallando los beneficios y condiciones para adquirirlas.
- Realizar una evaluación económica y financiera del proyecto propuesto.
- Exponer las condiciones de comercialización correspondientes a la compra de gas natural y energía eléctrica particulares de la empresa en estudio.
- Analizar el impacto social y medioambiental del proyecto.
- Presentar las conclusiones generales del proyecto.

2. RELEVAMIENTO ENERGÉTICO Y DE LA INSTALACIÓN DE VAPOR

A continuación, se realizará un relevamiento de las tres etapas principales del sistema de vapor: generación, distribución y consumos.

2.1 Generación de Vapor

La generación de vapor consta de todo el equipamiento necesario para transformar agua en vapor saturado seco en las condiciones de presión y temperatura que exige la industria en estudio, para ello se tiene una sala de calderas que contiene lo siguiente:

Silos de almacenamiento de agua

Se tienen tres silos de 60 m^3 cada uno, los cuales, contienen principalmente agua de ósmosis inversa, condensados de vapor vivo y agua de leche extraída del proceso de secado para la elaboración de leche en polvo. Son silos aislados térmicamente con lana mineral rigidizada, en promedio la temperatura se mantiene en unos $60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Tanque de alimentación de agua

Es un tanque atmosférico, el cual, recibe agua de los silos de almacenamiento para abastecer a las calderas. Se encuentra a una altura suficiente como para alimentar por gravedad a las mismas. Contiene 5 m^3 de volumen, esto permite abastecer como mínimo 30 minutos a las calderas sin reposición de agua en caso de fallas.

Calderas

Estos equipos son los encargados de generar el vapor mediante la transferencia de calor desde un combustible hacia el agua almacenada en su interior. Las partes más importantes se enuncian a continuación:

- Quemador
- Hogar
- Haz de tubos de primer y segundo paso
- Cuerpo cilíndrico
- Chimenea
- Sistema automático para control de combustión
- Sistema automático para control nivel de agua
- Sistema automático para control de purgas
- Aparatos de seguridad, medición y control

En estos equipos, la combustión se controla mediante un sistema de modulación automática que comanda los caudales de combustible y aire en función de la demanda de vapor de la planta. De la misma forma, la alimentación de agua se controla por medio de una válvula reguladora de caudal, la cual, mantiene un nivel de trabajo dentro de la caldera de forma tal que las variaciones sean las menores posibles, para evitar grandes ingresos de agua a una temperatura menor de la que se encuentra dentro y provocar picos y valles de consumo de combustible. El nivel de agua es el principal punto de control desde el punto de vista de la seguridad para evitar posibles fallas que puedan ocasionar roturas, deformaciones y hasta explosiones en la caldera. Es por ello que se tiene que respetar un nivel mínimo de trabajo por encima de la primera hilera superior de tubos. Luego, desde el punto de vista de calidad de vapor, se tiene un nivel máximo de agua con el fin de evitar arrastre de gotas con el vapor, lo cual genera vapor húmedo no deseado en los puntos de consumo que provocan presiones inestables y pérdidas de calor en la distribución.

Otro aspecto importante es el sistema de purgas que presentan las calderas para controlar el contenido de sales en el interior de las mismas, con el fin de evitar incrustaciones con la consiguiente pérdida de transferencia de calor desde la llama y gases de combustión hacia el agua. Es por ello que se tiene:

- Purga de superficie: Es una purga que se ubica a una altura similar a la que tiene el nivel de agua de trabajo con el objeto de extraer las sales en suspensión y con ello poder controlar el total de sólidos disueltos en el agua de caldera.
- Purga de fondo: Este tipo de purga es fundamental para lograr que los lodos y barros depositados en el fondo de la caldera sean extraídos de manera violenta hacia el exterior de la misma, mediante la apertura periódica de una o dos válvulas que conectan el interior del cuerpo a presión con el ambiente.

En la Figura 1, se muestra un diagrama de una caldera humotubular, de 3 pasos:

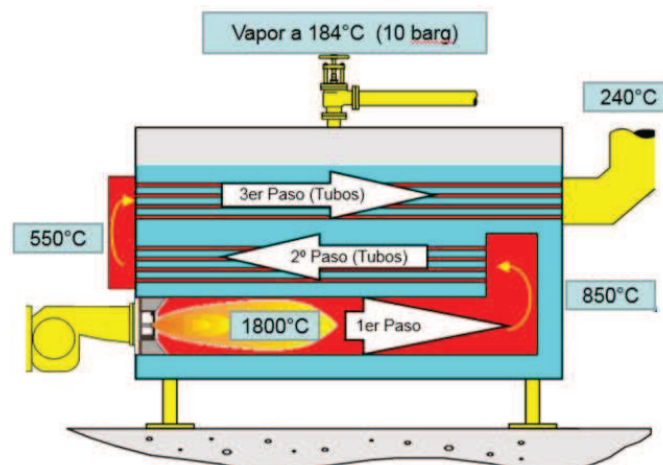


Figura 1. Caldera humotubular

En la planta se tienen dos calderas para la generación de vapor con las siguientes características:

Caldera n° 1	
Marca	Gonella
Modelo	HD 180/12
Superficie de calefacción [m^2]	391
Combustibles	Gas Natural / Fuel Oil
Presión de trabajo [kg/cm^2]	12
Caudal de vapor máximo [kg/h]	18000
Presión de prueba [kg/cm^2]	19,5
Año de fabricación	2018

Tabla 1. Características caldera n° 1

Caldera n° 2	
Marca	Gonella
Modelo	HD 150/12
Superficie de calefacción [m^2]	360
Combustible	Gas Natural
Presión de trabajo [kg/cm^2]	12
Caudal de vapor máximo [kg/h]	15000
Presión de prueba [kg/cm^2]	18
Año de fabricación	2004

Tabla 2. Características caldera n° 2

2.2 Distribución de Vapor

La distribución de vapor consta de toda la instalación de tuberías, distribuidores y demás elementos auxiliares como lo son purgadores de condensado, aislación, juntas de expansión y soportes, con el objetivo principal de transportar el vapor a una presión de 11 bar, con la menor pérdida de presión y calor posible desde la generación hasta cada sector de consumo. En el Anexo 1, se encuentra un esquema de la distribución general. Para ello, se tiene un tendido de tuberías que contiene lo siguiente:

Distribuidor de Vapor

Se tienen tres distribuidores de vapor generales que cumplen la función de recibir el fluido y distribuirlo a distintos sectores, con el fin de poder seccionar el circuito mediante válvulas de cierre para realizar intervenciones (mantenimiento, reformas, ampliaciones, etc.) sin afectar la instalación en su totalidad.

Tuberías de Vapor

La instalación se conforma mediante una red de tuberías, con el fin de conectar la etapa de generación con la de los consumos. Estas en general son construidas con caños de acero al carbono ASTM A53 con costura SCH 80 (extra fuerte) ya que deben soportar:

- Presión de vapor de 11 bar.
- Erosión interna debido a la formación y transporte de pequeñas gotitas de condensado.
- Posibles golpes de ariete, en caso que se tenga una cañería con un contenido considerable de condensado y se lo transporte a la velocidad del vapor (30 m/s), ocasionando fuertes golpes mayormente en zonas donde cambia la dirección del flujo (curvas, tes, accesorios, etc.).

Accesorios

La instalación de vapor contiene ciertos accesorios con el fin de evitar cambios que alteren las condiciones de transporte, ellos son:

- Trampas de vapor: Son elementos cuya función principal es la de evacuar posibles condensados de vapor generados en las tuberías, debido a la pérdida de calor con el exterior sin permitir que el vapor se escape. Existen diversos tipos en donde su uso depende de los objetivos que se desean cumplir, para tuberías de distribución de vapor normalmente se utilizan trampas termodinámicas y en los puntos de consumo trampas de boya cerrada ya que favorecen el control de temperatura.
- Soportes y juntas de expansión (fuelles): Debido a que las tuberías de vapor están sometidas a una alta temperatura, sufren dilataciones y contracciones frecuentes, las cuales deben ser absorbidas, para ello se instalan cada cierta distancia recomendada juntas de expansión o fuelles de vapor y soportes (patines) para permitir el movimiento de dilatación y contracción sin generar esfuerzos mayores en las uniones evitando de esa forma roturas.
- Válvulas de cierre: A lo largo de la distribución de vapor se utilizan válvulas de cierre con el fin de poder aislar ciertos tramos de la instalación para realizar tareas de mantenimiento, ampliaciones, reformas, etc. sin afectar toda la planta. En general se utilizan válvulas del tipo globo con un volante circular para realizar varias vueltas en las maniobras de apertura y cierre evitando así movimientos bruscos.
- Aislación: Es una parte energéticamente crucial para la distribución de vapor ya que su objetivo es minimizar de manera óptima la transferencia de calor desde el vapor hacia el exterior de la tubería, permitiendo que el vapor se mantenga con un contenido de condensados relativamente bajo. Para tuberías de vapor se utiliza lana mineral o de vidrio en forma de medias cañas de 1 metro de longitud, con un diámetro interior de acuerdo a la tubería a aislar y un diámetro exterior dependiendo del espesor seleccionado.

2.3 Consumidores de Vapor

Los consumidores de vapor son todos los sectores productivos que requieren de este fluido para sus procesos industriales, generalmente para procesos de cocción y secado. El vapor se lo utiliza para transferir calor de manera indirecta por medio de un intercambiador de calor (paila, intercambiador de calor a placas, de casco y tubos, tinas, tanques con camisa interior, etc.). Resulta interesante mencionar que para tener un mejor aprovechamiento energético del vapor, normalmente se lo utiliza a una presión menor que la de distribución debido a que la entalpía de vaporización es mayor, por ejemplo:

- Presión de distribución: 11 bar
- Presión de utilización: Entre 5 y 3 bar

Es por ello que cada sector de consumo posee una estación de adecuación y regulación, con el fin de que el vapor ingrese al equipamiento de consumo limpio, seco y a la presión requerida. Dichas estaciones se componen de lo siguiente (ver Figura 2):

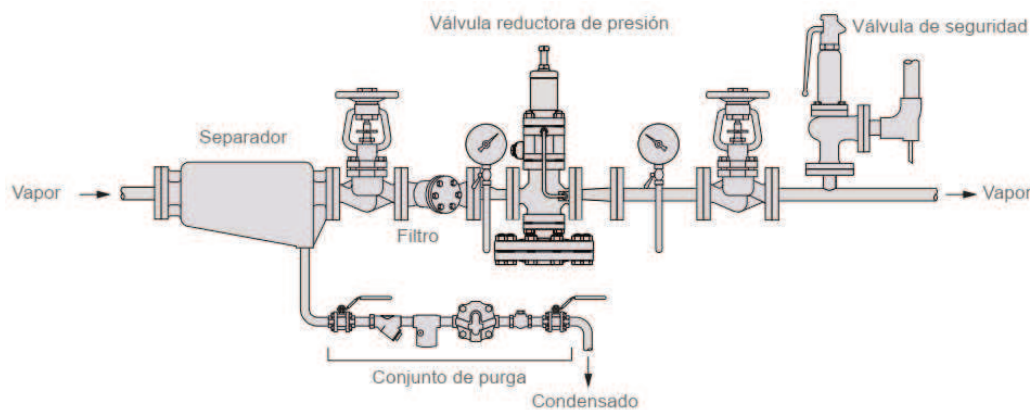


Figura 2. Estación reguladora de vapor

- Separador de gotas: Es un elemento el cual, mediante deflectores internos, separa las gotas arrastradas con el vapor para evitar su ingreso al equipamiento de consumo.
- Filtro: Se recomienda colocar un filtro previo a las válvulas reguladoras para evitar su ensuciamiento y mal funcionamiento. Se utilizan filtros de partículas.
- Válvula reguladora de presión: Es una válvula automática que mantiene una presión de salida de vapor constante y menor a la presión de entrada independientemente de su variación.
- Válvulas de cierre: Se colocan para realizar tareas de mantenimiento en los componentes mencionados.
- Válvula de seguridad: Se instalan aguas abajo de la válvula reguladora de presión con el objetivo de liberar presión de vapor en caso que la misma falle.
- Estación de purga y trampeo: Se instalan en el separador de gotas para colectar y evacuar el condensado separado.

En la planta industrial en estudio, se tienen los siguientes consumidores de vapor ordenados de mayor a menor demanda:

Sector Productivo	Demanda de Vapor [kg/h]	Presión de Trabajo [bar]
Planta de leche en polvo n° 2	Entre 6.500 y 7.500	6,5
Planta de leche en polvo n° 1	Entre 4.500 y 5.500	6,5
Dulcería	Entre 3.000 y 4.000	4,0
UHT	Entre 1.500 y 2.500	8,0
Yogur	Entre 1.000 y 1.800	3,5
Quesería	Entre 1.000 y 1.600	3,5
Leche media vida	Entre 1.000 y 1.500	3,5
Pretratamiento	Entre 1.000 y 1.200	3,0

Tabla 3. Consumidores de vapor

Perfil de Consumo de Vapor

En la Figura 3, se muestra el perfil de consumo de vapor del año 2023, el cual oscila entre 4000 tn y 7000 tn por mes dependiendo principalmente del ingreso de leche a la planta. El ingreso máximo se da entre los meses de septiembre y diciembre, debido a que las condiciones climáticas de esos meses favorecen el desempeño productivo de las vacas en los tambos.

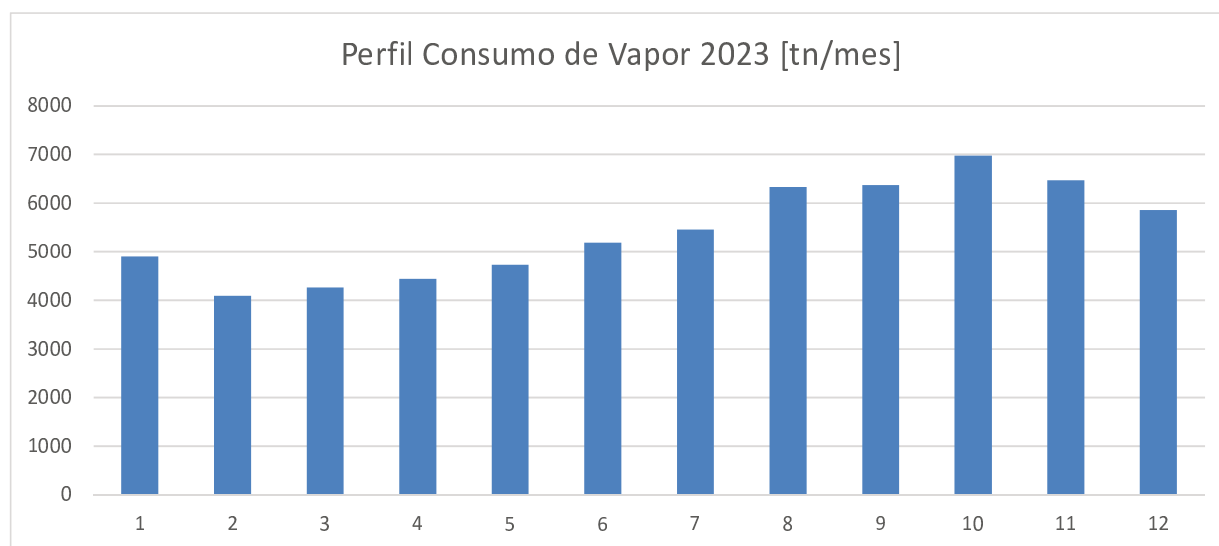


Figura 3. Perfil consumo de vapor [tn/mes]

2.4 Mapa de Proceso

A continuación, en la Figura 4, se muestra el mapa de proceso de generación de vapor a fin de establecer las entradas y salidas de energías e insumos necesarios. Es una herramienta complementaria para ayudar a determinar los puntos críticos que deben ser medidos, así como identificar dónde se encuentran los usos significativos de la energía (USE).

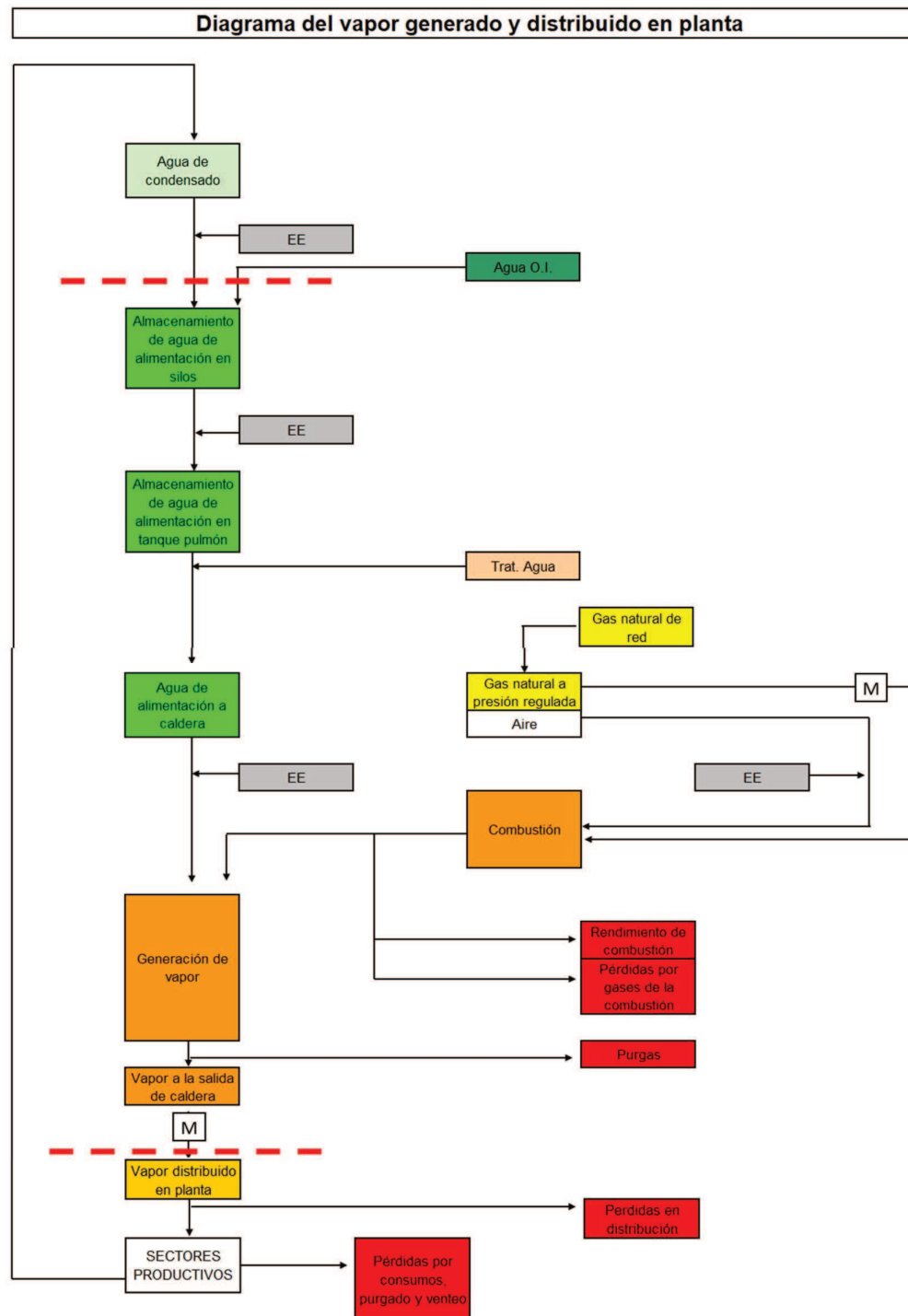


Figura 4. Mapa de proceso generación de vapor

2.5 Relevamiento Energético

Con el fin de realizar un relevamiento energético en la instalación de vapor, en la Figura 5 se muestra la distribución de costos para la generación de todos los servicios centrales en donde el mayor porcentaje del dinero se destina a la generación de vapor. Es importante aclarar, que en el costo de electricidad se considera solamente la utilizada para generar el resto de los servicios (refrigeración, aire comprimido, vapor, etc.) y no se incluye el consumo eléctrico de los sectores productivos, debido a que el perímetro en estudio es el sector de servicios. Es por ello, que resulta de interés aplicar eficiencia energética y buenas prácticas en el servicio de vapor para generar ahorros energéticos significativos con su consecuente beneficio económico.

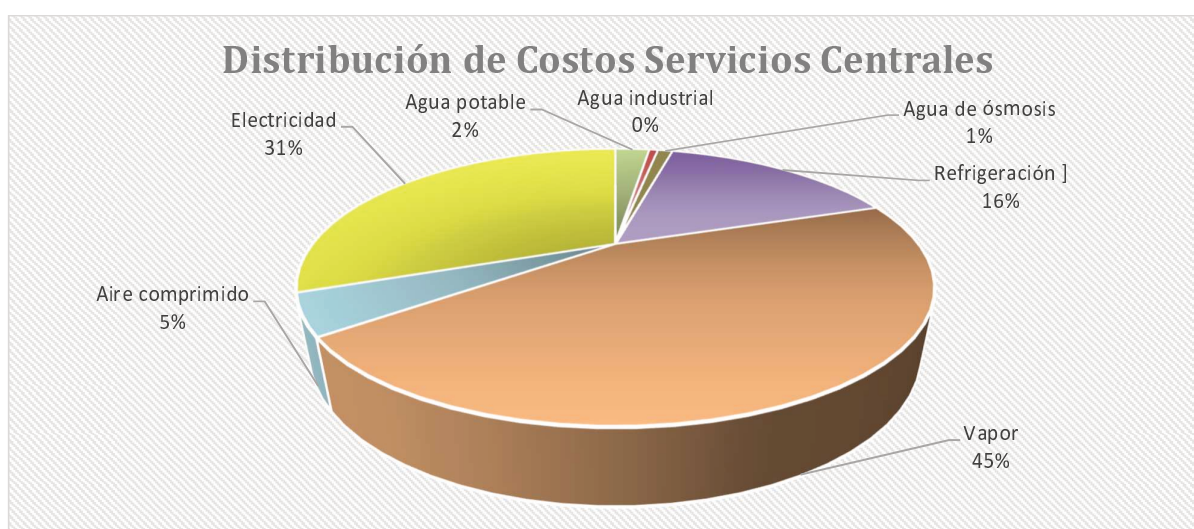


Figura 5. Distribución costos servicios centrales. Fuente: Elaboración propia en base a datos de la empresa.

Para analizar en detalle los costos internos que se tienen en el proceso de generación de vapor, debido a su alto impacto en la matriz de costos de los servicios, a continuación en la Figura 6 se muestra la distribución de costos compuesta por determinados ítems como lo son: energía eléctrica, agua de ósmosis inversa, productos químicos, costos fijos y combustibles.

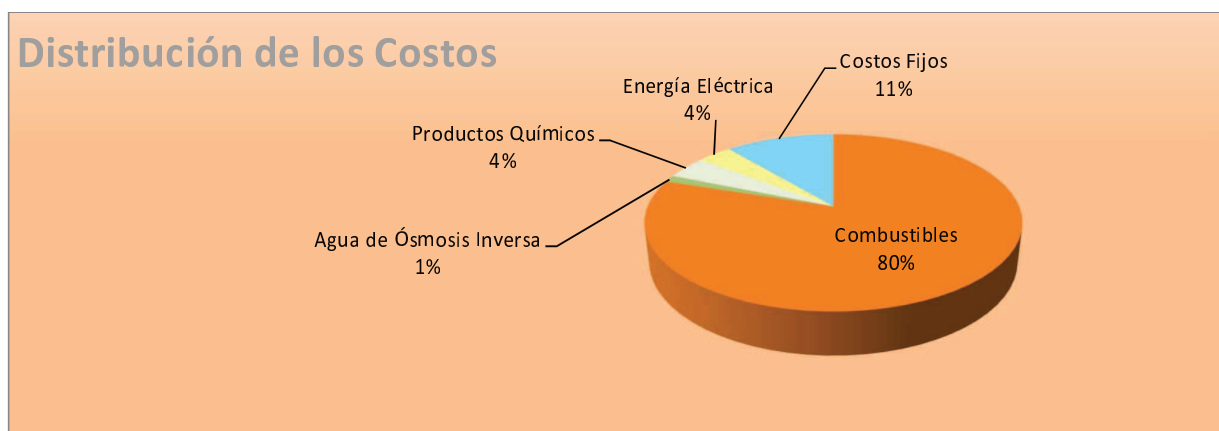


Figura 6. Distribución costos generación de vapor. Fuente: Elaboración propia en base a datos de la empresa.

De aquí se observa con claridad que el punto de interés para aplicar planes de eficiencia energética y ahorros económicos son los combustibles (principalmente gas natural), debido a que ellos representan el 80 % del costo total para generar vapor. En este sentido, las propuestas de mejoras serán enfocadas en el ahorro de combustible.

Perfil Consumo de Combustible

A continuación, en la Figura 7 se muestra el perfil de consumo de combustible de las calderas a lo largo del año 2023. Como se puede observar y comparar con la Figura 3, se tiene una muy buena correlación con la demanda de vapor.

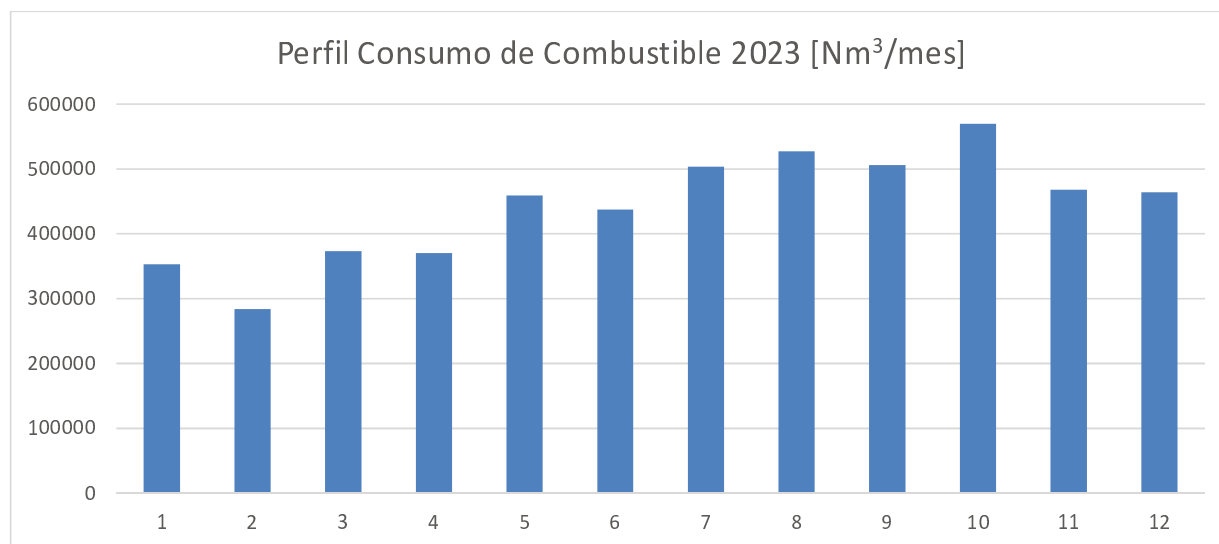


Figura 7. Perfil consumo de combustible [Nm³/mes]

Vale aclarar que, de acuerdo al perfil de consumo, se realizan acuerdos con el proveedor de gas natural para garantizar un determinado volumen firme (no se aplican restricciones) y volumen interrumpible (sujeto a posibles restricciones), con el fin de evitar el consumo de combustibles alternativos que son más costosos e impactan en el perfil de costos del servicio de vapor. A modo indicativo, en la Tabla 4 se muestra el costo de la mega caloría generada con gas natural (combustible principal) y fuel oil (combustible alternativo) para tomar magnitud de lo mencionado anteriormente.

Combustible	Costo Unitario	Costo Energético [\$/Mcal]
Gas Natural	155 [\$/Nm³]	21,25
Fuel Oil	355 [\$/kg]	76,71

Tabla 4. Costo unitario combustibles. Fuente: Base de datos de la empresa

3. DESARROLLO DE INDICADOR ENERGÉTICO Y LINEA DE BASE

3.1 Indicador de Desempeño Energético - IDEn

Definición

De acuerdo al relevamiento expresado y considerando despreciable el consumo de fuel oil en caldera debido a que solo se utiliza en caso de restricción de gas natural, se establece como indicador de desempeño energético IDEn a la relación entre el volumen de gas natural consumido y el volumen de vapor generado por la caldera.

Determinación y normalización

El indicador elegido representa fehacientemente el desempeño energético de la caldera debido a que relaciona directamente la cantidad de gas natural consumido V_{GN} (principal energía de entrada) y la cantidad de vapor generado M_{VAP} (vector energético de salida) con lo cual cada cambio, acción correctiva y mejora aplicada se verá correctamente reflejado sobre dicho IDEn. Esta relación estrecha entre el vapor y el combustible se puede demostrar con la siguiente expresión:

$$M_{VAP} [tn] = V_{GN} [Nm^3] \cdot \frac{PCI [kcal/Nm^3] \cdot \eta}{(h_V - h_L) [kcal/kg] \cdot 1000} \quad (1)$$

En donde, PCI (poder calorífico inferior del gas natural), η (rendimiento de la caldera), h_L y h_V (entalpía del agua de alimentación y del vapor saturado respectivamente) son valores relativamente constantes siempre y cuando el sistema no se modifique, por lo que al cambiar el volumen de gas natural consumido, cambia el vapor generado.

La expresión matemática del IDEn es:

$$IDEn = \frac{V_{GN}}{M_{VAP}} \quad (2)$$

En donde:

- V_{GN} = Es el volumen de gas natural consumido, medido con un caudalímetro montado en la tubería que suministra gas natural al quemador de la caldera. La medición está normalizada en función a la temperatura y presión del gas natural referido a las condiciones normales (0 °C, 1 atm), por lo que su unidad física es el normal metro cúbico - Nm^3 .

- M_{VAP} = Es la masa de vapor generado, medido con un caudalímetro montado en la tubería de salida de vapor de la caldera. La medición está ajustada en función de la presión del vapor, su unidad física es la tonelada - *tn*.

3.2 Línea de Base Energética – LBEn

La línea de base energética representa el promedio mensual del IDEn definido en el punto anterior durante los 12 meses del año 2023, ya que ese año se lo puede considerar sin variaciones y/o alteraciones significativas en los procesos. En la Tabla 5 se la define:

Línea de Base Energética - 2023			
Mes	Vapor Generado [tn]	Gas Natural Consumido [Nm ³]	Indicador [Nm ³ /tn]
Enero	4901	353344	72,10
Febrero	4091	284226	69,47
Marzo	4269	373050	87,39
Abril	4443	370279	83,34
Mayo	4733	459129	97,01
Junio	5187	437047	84,26
Julio	5457	523747	95,98
Agosto	6332	527502	83,30
Septiembre	6370	505898	79,42
Octubre	6976	569354	81,62
Noviembre	6467	467717	72,33
Diciembre	5857	464369	79,29

Tabla 5. Línea de Base

Teniendo en cuenta los valores promedio del IDEn, a continuación se presenta gráficamente su evolución mensual (Figura 8).

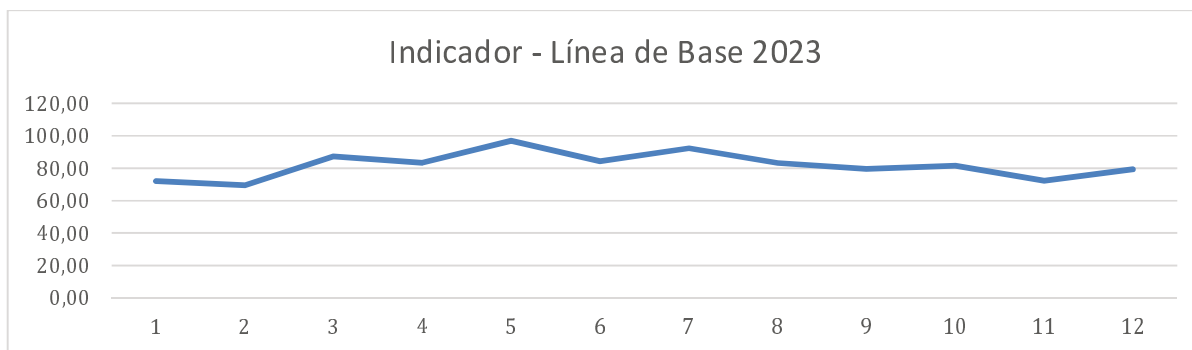


Figura 8. Línea de base 2023

Se puede concluir que el valor promedio del IDEn ronda los 80 Nm³/tn con picos cercanos a 100 Nm³/tn y valles de 70 Nm³/tn aproximadamente.

3.3 Modelo matemático

Teniendo en cuenta la información presentada en los dos puntos anteriores, se puede determinar una expresión matemática lineal del volumen de gas consumido en función del vapor generado. Con dicha expresión se puede:

- Proyectar a futuro cuánto gas se consumirá para la cantidad de vapor generado proyectado, en función de la leche procesada.
- Determinar la carga base (ordenada al origen) que se tiene y relacionarla con el volumen total de gas consumido mensual, a fin de identificar cuánto representa sobre el total de gas natural consumido mensual y con ello generar acciones correctivas al respecto. Vale aclarar que la carga base representa una determinada cantidad de gas natural consumido que no genera vapor (pérdidas, fallas en el funcionamiento, etc.).

Para determinar la expresión matemática en cuestión, se traza una recta de regresión lineal (Figura 9) dentro de la gráfica de V_{GN} vs. M_{VAP} , luego se expresa la función lineal que representa dicha recta con su correspondiente coeficiente de regresión lineal. Por lo tanto, se establece que:

- Si la carga base representa menos de un 30 % al promedio mensual de gas natural consumido, no es necesario aplicar acciones correctivas.
- Si el coeficiente de regresión lineal R^2 es menor a 0,75, el conjunto de datos no es representativo y se debe recalcular o tomar otro año base hasta lograr dicho valor en el coeficiente.

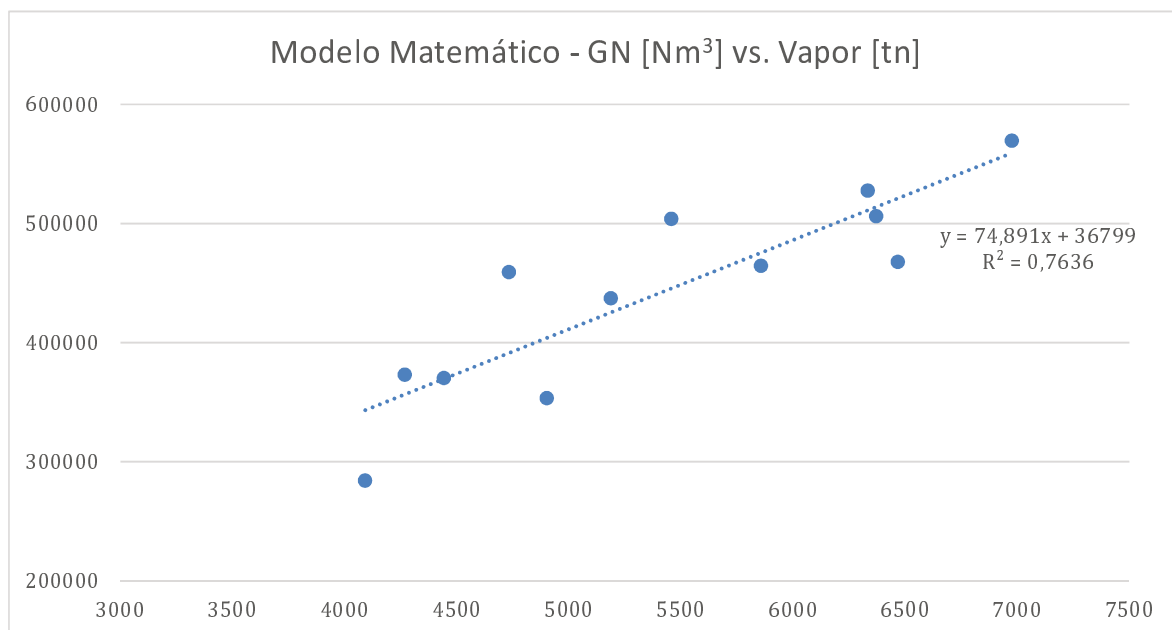


Figura 9. Modelo Matemático

Teniendo en cuenta las condiciones de validez, se puede decir que existe una buena relación entre el gas natural consumido y el vapor generado por la caldera ya que la carga base (ordenada al origen) representa menos del 30 % del consumo mensual promedio y el coeficiente de regresión lineal es mayor a 0,75 ($R^2 = 0,7636$). A continuación, se muestra la expresión matemática que mejor refleja el consumo de gas natural en función de las toneladas de vapor generado:

$$y = 74,891 \cdot x + 36799 \quad (3)$$

4. PLAN DE AHORRO ENERGÉTICO

Considerando el indicador energético definido en el capítulo anterior, a continuación, se definen una serie de oportunidades de mejora con el objetivo final y único de reducir el consumo de gas natural produciendo la misma cantidad de vapor. Para ello, se presentan en la Tabla 6:

Uso Significativo de la Energía: Consumo Gas Natural		
Aspectos Relevantes	Oportunidad de Mejora	Estimación de Ahorro
Temperatura agua de alimentación	Instalar un tanque flash para recuperar el calor de la purga de superficie y precalentar el agua de alimentación.	4,3 %
Temperatura gases de escape y temperatura agua de alimentación	Instalar un economizador para aprovechar el calor de los gases de escape y precalentar el agua de alimentación.	6,1 %
Control trampas de vapor	Control y reemplazo de trampas de vapor en líneas de distribución.	1,7 %
Exceso de oxígeno	Control de gases y ajuste de la curva de combustión.	1,0 %

Tabla 6. Oportunidades de mejora para disminuir el consumo de gas natural

4.1 Descripción de las mejoras

A continuación, se dan detalles técnicos y específicos para la ejecución de cada oportunidad de mejora encontrada.

Recuperación de calor en purga de superficie

En la actualidad, la purga de superficie (o continua) de la caldera se expulsa a la atmósfera, parte como vapor (vapor flash) y parte como agua concentrada en sales. Ello representa una pérdida de calor significativa dado que se la puede aprovechar para calentar el agua de alimentación de la caldera y así aumentar la eficiencia global. El sistema de recuperación de calor consiste en (ver Figura 10):

- Instalar un tanque flash o de revaporizado, al cual ingresa todo el caudal de la purga de superficie a 11 bar de presión. Como dicho tanque se encuentra a presión atmosférica, una porción de la purga se revaporiza y el resto se descarga como agua concentrada en sales con aporte calórico.

- Por la salida superior del tanque de revaporizado, circula el vapor flash, el cual se inyecta en el tanque de alimentación de agua de la caldera con el fin de aportarle calor y elevar su temperatura.
- Por la salida inferior del tanque de revaporizado, circula el agua concentrada a alta temperatura, el cual se lo hace pasar por un intercambiador a placas con el objetivo de calentar el agua fría de ósmosis inversa utilizada para reponer el nivel restante en el tanque de alimentación de la caldera, luego dicha agua concentrada se la evacúa con menor temperatura hacia el sistema de efluentes.

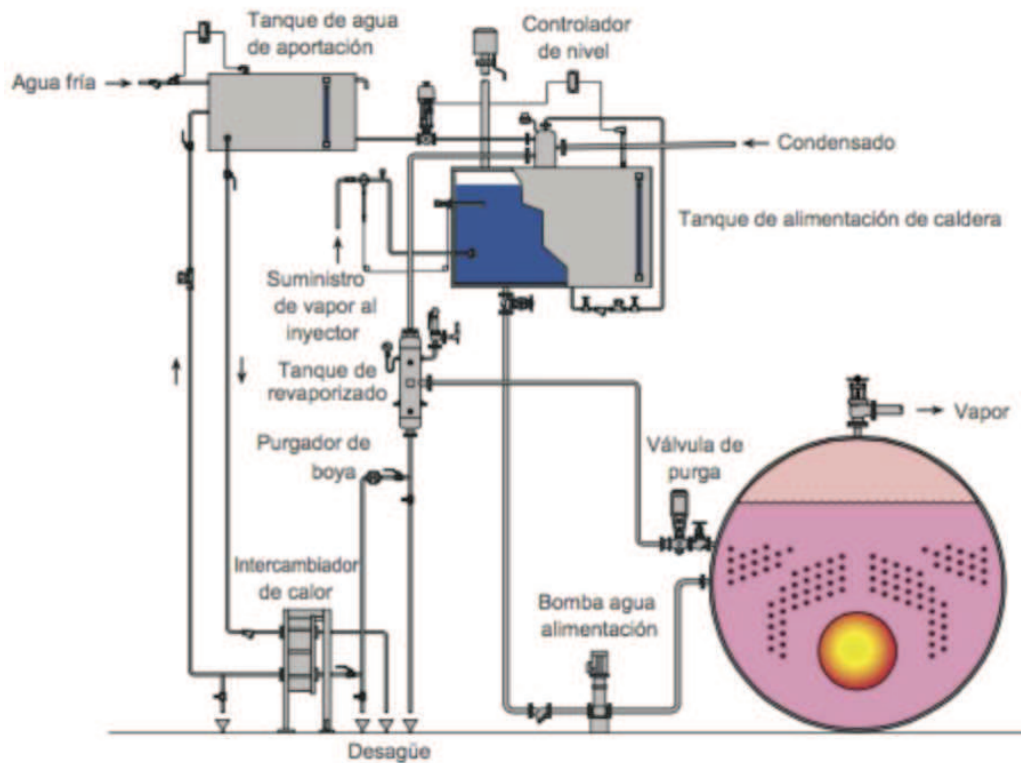


Figura 10. Recuperación de calor en purga de superficie

Cálculo del ahorro de consumo de gas natural

Para el cálculo de la cantidad de gas natural ahorrado, en primer lugar, se debe calcular el caudal de purga de superficie promedio utilizando la siguiente expresión:

$$Q_{PURGA} = \frac{C_{eAA} \cdot Q_{VAPOR}}{C_{eCA} - C_{eAA}} \quad (4)$$

En donde:

- $C_{eAA} = 250 [\mu S/cm]$, es la conductividad agua de alimentación.
- $Q_{VAPOR} = 12000 [kg/h]$, es el caudal de vapor generado promedio.
- $C_{eCA} = 2200 [\mu S/cm]$, es la conductividad agua de caldera.

Entonces, el caudal de purga promedio es:

$$Q_{PURGA} = 1538,5 \text{ [kg/h]}$$

Luego, con este caudal se puede calcular la proporción de vapor flash generado y de agua concentrada, a partir del siguiente balance de energía:

$$\text{Revaporizado [\%]} = \frac{h_p - h_p}{\lambda_v} \quad (5)$$

En donde:

- $h_p = 789,43 \text{ [kcal/kg]}$, es la entalpía del líquido a 11 barg.
- $h_p = 417,51 \text{ [kcal/kg]}$, es la entalpía del líquido a presión atmosférica.
- $\lambda_v = 2275,89 \text{ [kcal/kg]}$, es el calor de vaporización a presión atmosférica.

$$\text{Revaporizado [\%]} = 16 \%$$

En la Tabla 7, se observa que para una purga a 11 barg de presión, se obtiene una proporción de revaporizado del 16 %.

Presión [barg]	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Revaporizado [%]	10,3	11,4	12,5	13,5	14,4	15,1	16,0	16,7	17,4

Tabla 7. Porción de vapor de purga revaporizado para distintos valores de presión

Por lo tanto, la porción que se vaporiza es:

$$Q_{PURGA.V} = 1538,5 \cdot 0.16 = 246,16 \text{ [kg/h]}$$

Este caudal es el que se puede aprovechar para calentar el agua del tanque de alimentación, por lo que (sabiendo que la energía de vaporización es 600 kcal/kg), el calor que entrega dicho vapor y se ahorra en gas natural es:

$$\text{Calor}_{PURGA.V} = 246,16 \text{ kg/h} \cdot 600 \text{ kcal/kg} = 147700 \text{ [kcal/h]}$$

Por otro lado, el calor contenido en el agua residual concentrada de la purga se lo puede aprovechar mediante un intercambiador de calor a fin de calentar el agua de ingreso al tanque de alimentación, dicha recuperación de calor es en promedio:

$$Calor_{PURGA.L} = (Q_{PURGA} - Q_{PURGA.V}) \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (6)$$

$$Calor_{PURGA.L} = (1538,5 - 246,16) \left[\frac{kg}{h} \right] * 1 \left[\frac{kcal}{kg \cdot ^\circ C} \right] \cdot (80 - 40) ^\circ C$$

$$Calor_{PURGA.L} = 51693,6 \text{ kcal/h}$$

Por lo que, considerando un rendimiento en la caldera del 90 %, el caudal de gas natural que se ahorra es:

$$Q_{GN} = \frac{(147700 + 51693,6) \text{ kcal/h}}{8300 \text{ kcal/Nm}^3 \cdot 0,9} = 26,7 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Tomando como referencia un caudal de gas natural consumido promedio de $615 \text{ Nm}^3/\text{h}$, este caudal representa en promedio un ahorro en gas natural de:

$$\text{Ahorro GN} = 4,3 \%$$

Recuperación de calor en los gases de escape

La evacuación de los gases de la combustión se realiza por medio de una chimenea de tiro forzado expulsándolos hacia la atmósfera. Una oportunidad significativa de ahorro energético es la de aprovechar el calor de dichos gases para precalentar el agua de alimentación de la caldera. Para ello, se debe colocar un intercambiador de calor (economizador) en la chimenea, con el fin de transmitir la energía contenida en los gases de combustión hacia el agua que está por ingresar a la caldera (Figura 11).

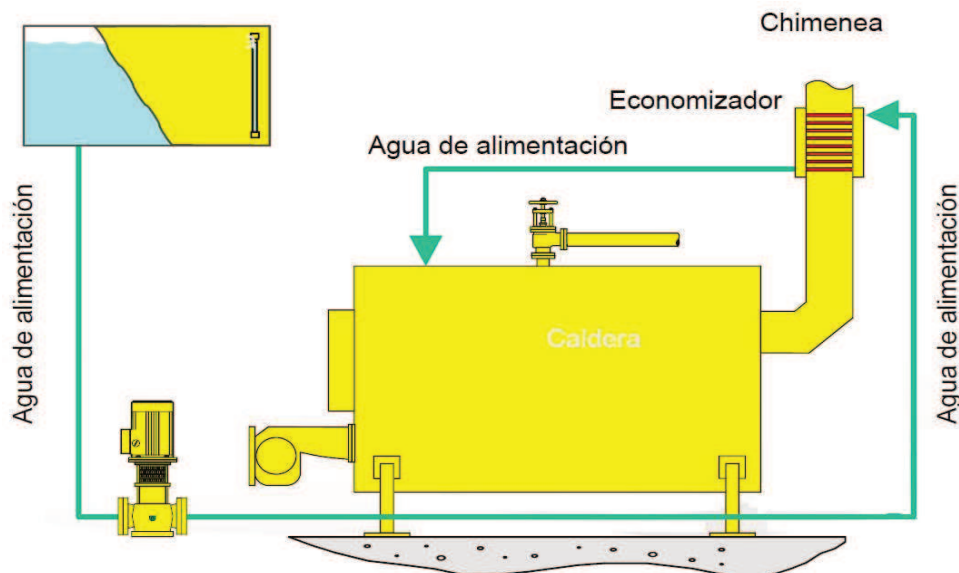


Figura 11. Recuperación de calor en los gases de combustión

Para el cálculo del ahorro, primero se determina el calor disponible en los gases de escape, el cual se puede calcular mediante la ecuación de Siegert:

$$q_A = (T_s - T_a) \cdot \left(\frac{A_2}{21 - O_2} + B \right) \quad (7)$$

En donde:

- q_A = Calor disponible en los gases de escape [%]
- T_s = Temperatura de gases [°C] = 220 °C
- T_a = Temperatura de referencia del aire [°C] = 20 °C
- A_2 = Factor específico del combustible (ver Tabla 8) = 0,66
- B = Factor específico del combustible (ver Tabla 8) = 0,009
- O_2 = Exceso de oxígeno medido en los gases [%] = 2 %

Factores recuperación calor gases de escape		
Tipo de Combustible	A_2	B
Gas Natural	0,66	0,009
Fuel Oil	0,68	0,007
Carbón	0,60	0,011
GLP	0,63	0,008

Tabla 8. Valores de los factores de la ecuación de Siegert para distintos combustibles

Reemplazando los valores en la Ecuación (7), se obtiene el siguiente resultado:

$$q_A = (220 - 20) \cdot \left(\frac{0,66}{21 - 2} + 0,009 \right)$$

$$q_A = 8,75 \%$$

De acuerdo a la información provista por un fabricante de economizadores, el rendimiento promedio durante toda su vida útil para la transferencia de calor es de un 70 %, por lo que el calor aportado en el agua genera un ahorro en combustible de:

$$Ahorro = 8,75 \% \cdot 0,7$$

$$Ahorro = 6,1 \%$$

Control del exceso de oxígeno

La relación combustible/aire puede variar de acuerdo a:

- Las condiciones climáticas: la densidad del aire varía con la temperatura, presión y humedad relativa ambiente, con lo cual el caudal másico de aire no es siempre el mismo en relación al caudal másico de gas natural. Ello provoca que el exceso de oxígeno tenga desvíos en cierta época del año.
- El estado de los servomotores y controladores de combustión: ello puede provocar que la relación combustible/aire cambie con el paso del tiempo.
- El poder calorífico del combustible: el gas natural que se recibe desde el gasoducto presenta variaciones en su composición, ello provoca una variación en el poder calorífico con lo cual cambian las condiciones de combustión.

Dicho esto, la propuesta de mejora es realizar un análisis mensual de los gases de la combustión a lo largo de todos los puntos de la curva de combustión para asegurar que la caldera se encuentre funcionando en condiciones eficientes y en caso de tener desviaciones, se debe realizar el ajuste correspondiente en la curva de combustión.

De acuerdo a las variaciones de temperatura a lo largo de un año y según datos suministrados por la empresa encargada de regular la combustión en calderas, se puede estimar un ahorro promedio en el consumo de combustible de:

$$\text{Ahorro} = 1,0 \%$$

Control trampas de vapor

Otra oportunidad de mejora es el control de funcionamiento en las trampas de vapor correspondientes a la distribución de vapor. Estos componentes actúan como una válvula automática en donde abren con la presencia de condensado de vapor y cierran cuando éste se evacúa por completo. Con el paso del tiempo de funcionamiento, existe la posibilidad de que comiencen a fallar quedando más tiempo abiertas o cerradas, esto provoca un mayor consumo de vapor. En la distribución de vapor troncal, desde el distribuidor general n° 1 hasta cada punto de consumo, se tienen 11 trampas de vapor termodinámicas de las cuales, a los efectos del cálculo, se estiman que 3 de ellas se encuentran en estado abiertas de falla, con lo que se tiene una pérdida de vapor por un orificio correspondiente a las trampas termodinámicas en estudio. Es base a ello, a continuación, se realiza el cálculo del porcentaje de ahorro en gas natural por el reemplazo de las trampas de vapor que se encuentran dañadas.

Cálculo del caudal de fuga de vapor

La siguiente expresión (Fuente: TLV), se utiliza para calcular el caudal de fuga de un orificio:

$$m_v = 0,66 \cdot 2,73 \cdot C \cdot \left(\frac{d_o}{4,654} \right)^2 \cdot \sqrt{F_y \cdot x_T \cdot p_1 \cdot \rho} \quad (8)$$

En donde:

- m_v = Caudal fuga de vapor [kg/h]
- $C = 0,7$, es el coeficiente de descarga
- $d_o = 3,175$ [mm], es el diámetro de orificio
- $F_y = 34,338/33,918 = 1,012$, es la relación de calores específicos
- $x_T = 0,72$, es la relación de presiones diferenciales
- $p_1 = 1100$ [kPa], es la presión de la trampa de vapor
- $\rho = 6,1321$ [kg/m^3], es la densidad del vapor

Reemplazando los valores expresados, se tiene un caudal de fuga por cada trampa de vapor de:

$$m_v = 43,5 \text{ [kg/h]}$$

De acuerdo a la estimación inicial, 3 trampas de vapor se encuentran en posición abiertas de falla, por lo tanto, se tiene un caudal de fuga total de:

$$m_{Tv} = 3 \cdot 43,5 \text{ [kg/h]} = 130,6 \text{ [kg/h]}$$

Considerando el reemplazo de las mismas, se tiene un ahorro en el consumo de vapor de $130,6 \text{ kg/h}$, con lo cual se consigue un ahorro de gas natural el cual se lo determina de la siguiente forma:

$$Q_{GN} = \frac{m_{Tv} \cdot L_v}{PCI \cdot \eta} \quad (9)$$

En donde:

- $L_v = 600$ [$kcal/kg$], es el calor latente de vaporización del agua en caldera
- $PCI = 8300$ [$kcal/Nm^3$], es el poder calorífico inferior del gas natural
- $\eta = 90$ [%], es el rendimiento de la caldera

Por lo tanto, reemplazando los valores, se tiene:

$$Q_{GN} = \frac{130,6 \cdot 600}{8300 \cdot 0,9} = 10,5 \text{ [Nm}^3\text{/h]}$$

Teniendo en cuenta un consumo de gas natural promedio de $615 [Nm^3/h]$, se tiene el siguiente ahorro:

$$Ahorro = 1,7 \%$$

4.2 Priorización de las propuestas de mejora

Analizando las cuatro propuestas, se puede observar que el control de exceso de oxígeno, es una gestión que no se requiere ningún tipo de inversión en equipamiento como las propuestas restantes debido a que es monitoreado en forma continua por el calderista en su turno normal de trabajo. En este sentido, considerando el nivel de inversiones y relacionándolo con el potencial de ahorro, la priorización de las mejoras queda de la siguiente manera:

- 1) Recuperación de calor en purga de superficie
- 2) Control del exceso de oxígeno
- 3) Control trampas de vapor
- 4) Recuperación de calor en los gases de escape

4.3 Ahorros obtenidos

Teniendo en cuenta la línea de base, el costo unitario del gas natural ($155 \$/Nm^3$), el costo del dólar (972 S/U\$S) y los ahorros correspondientes en cada propuesta de mejora, a continuación, en la Tabla 9 se resumen los beneficios económicos obtenidos:

Mes	Ahorro Gas Natural [Nm^3]	Ahorro [\$]	Ahorro [U\$S]
Enero	44875	6955584	7156
Febrero	36097	5594994	5756
Marzo	47377	7343498	7555
Abril	47025	7288933	7499
Mayo	58309	9037948	9298
Junio	55505	8603272	8851
Julio	66516	10309963	10607
Agosto	66993	10383885	10683
Septiembre	64249	9958602	10245
Octubre	72308	11207738	11531
Noviembre	59400	9207007	9472
Diciembre	58975	9141110	9404
Promedio	56469	8752711	9005
Total	677629	105032533	108058

Tabla 9. Ahorros mensuales obtenidos con las propuestas de mejora

A continuación, en la Figura 12 se muestra una gráfica en la que se puede observar la línea de base correspondiente al consumo de gas natural en caldera y el ahorro mensual obtenido a lo largo de un año completo en donde se ejecutan las cuatro mejoras planteadas:

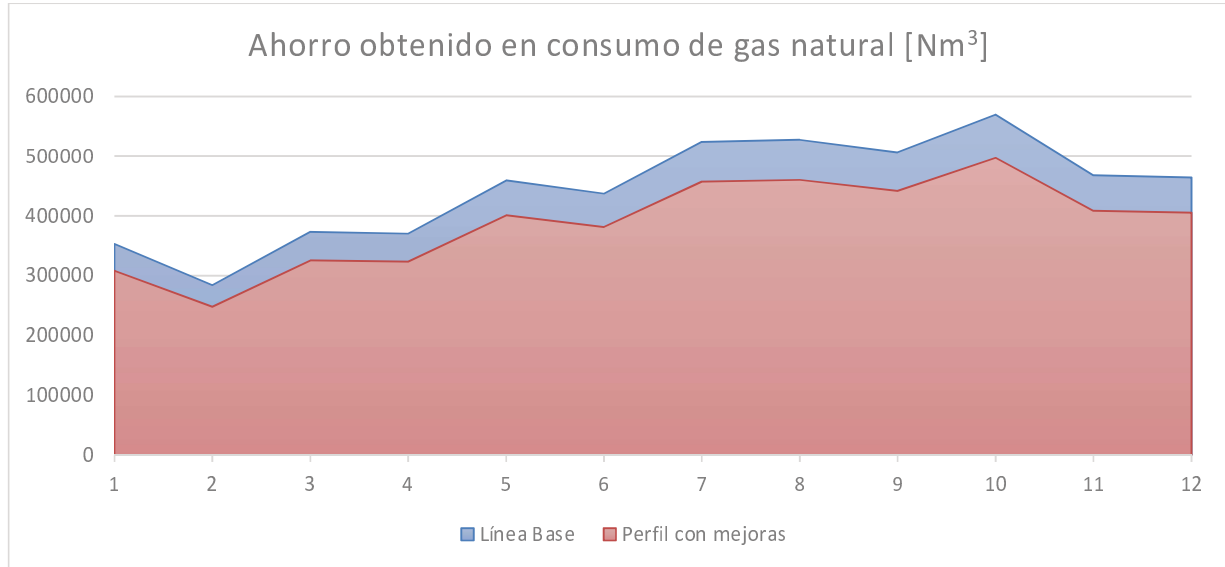


Figura 12. Ahorros obtenidos

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

La factibilidad económica y financiera del proyecto se determinará utilizando los siguientes métodos de evaluación: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Período de Recuperación del Capital (PRC). Para este fin, se considerarán los siguientes aspectos:

- Los ahorros obtenidos con cada propuesta de mejora.
- La tasa de descuento.
- El horizonte temporal del proyecto.
- La inversión necesaria para ejecutar cada propuesta.
- El costo de los principales parámetros económicos particulares del proyecto, principalmente el costo unitario del gas natural y el valor del dólar oficial referido a pesos argentinos.
- El nivel de sensibilidad del proyecto ante variaciones de los parámetros que más injerencia tienen en el mismo.

5.1 Flujo de fondos

Para la determinación del flujo de fondos del proyecto, se deben definir parámetros para su cálculo:

- Horizonte temporal de la inversión: Se fija mediante el equipamiento a incorporar con menor vida útil. En el proyecto en estudio lo tiene el economizador para caldera, con una vida útil de 20 años.
- Inversión: Para la determinación de la inversión se solicitaron cotizaciones estimadas a proveedores de la empresa y se consideraron los costos de instalación del equipamiento, resultando:

Equipamiento	Cantidad	Costo [U\$S]
Economizador	1	82.300
Tanque recuperador de purgas	1	35.300
Trampas de vapor	3	4.500
Total		122.100

Tabla 10. Inversiones

- Tasa de descuento: Para su definición, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:
 - ❖ Pérdida del poder adquisitivo (inflación).
 - ❖ Riesgo de perder parte o la totalidad de la inversión.
 - ❖ Pérdida o “sacrificio” por no utilizar el dinero en este momento.

Dicho esto, se define una tasa de descuento anual en dólares estimada del 10 %.

- Costo del gas natural: El costo del gas natural consta de lo siguiente:
- ❖ Costo del gas natural en boca de pozo: El precio se lo establece en función al contrato acordado entre la empresa (usuario) y el proveedor de dicho combustible. Se tiene un precio de “verano” (enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre) y otro de “invierno” (abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre).
 - ❖ Costo de distribución del gas natural: Lo establece la distribuidora correspondiente a la provincia de Córdoba (Distribuidora de Gas del Centro).

Por lo tanto, el costo promedio del gas natural sin IVA durante el año corriente, es 155 [\$/Nm³].

- Costo del tipo de cambio: Se considera el tipo de cambio oficial para la venta según el Banco de la Nación Argentina a la fecha correspondiente de la elaboración del proyecto (30/08/2024), el cual es de: 972 [\$/U\$S].

A continuación, en la Tabla 11 se consideran los parámetros definidos anteriormente para calcular y presentar el flujo de fondos del proyecto a 20 años:

Concepto	Flujo de Fondos [\$]	Flujo de Fondos [U\$S]	Flujo descontado al momento 0 [U\$S]	Flujo descontados acumulados [U\$S]
Inversion	-118.681.200	-122.100	-122.100	-122.100
Ahorro Año 1	105.032.533	108.058	98.235	98.235
Ahorro Año 2	105.032.533	108.058	89.304	187.539
Ahorro Año 3	105.032.533	108.058	81.186	268.725
Ahorro Año 4	105.032.533	108.058	73.805	342.530
Ahorro Año 5	105.032.533	108.058	67.096	409.625
Ahorro Año 6	105.032.533	108.058	60.996	470.621
Ahorro Año 7	105.032.533	108.058	55.451	526.072
Ahorro Año 8	105.032.533	108.058	50.410	576.482
Ahorro Año 9	105.032.533	108.058	45.827	622.310
Ahorro Año 10	105.032.533	108.058	41.661	663.971
Ahorro Año 11	105.032.533	108.058	37.874	701.844
Ahorro Año 12	105.032.533	108.058	34.431	736.275
Ahorro Año 13	105.032.533	108.058	31.301	767.576
Ahorro Año 14	105.032.533	108.058	28.455	796.031
Ahorro Año 15	105.032.533	108.058	25.868	821.899
Ahorro Año 16	105.032.533	108.058	23.517	845.416
Ahorro Año 17	105.032.533	108.058	21.379	866.794
Ahorro Año 18	105.032.533	108.058	19.435	886.230
Ahorro Año 19	105.032.533	108.058	17.668	903.898
Ahorro Año 20	105.032.533	108.058	16.062	919.960

Tabla 11. Flujo de fondos del proyecto a 20 años

A continuación, en las Figuras 13 y 14 se muestran los gráficos de flujo de fondos:

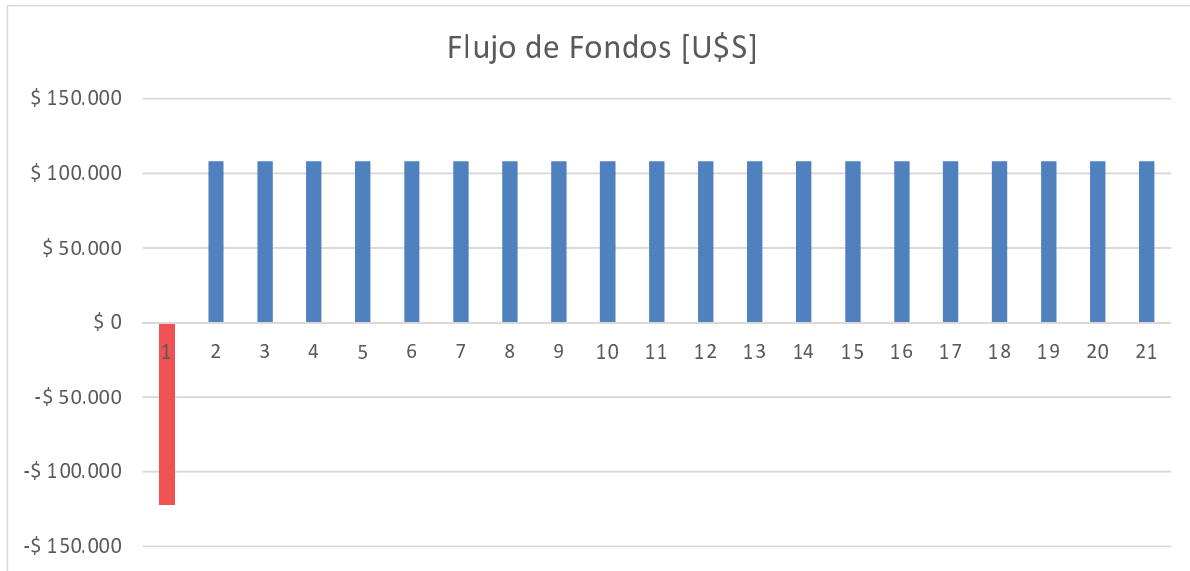


Figura 13. Flujo de fondos [U\$S] en función de los años

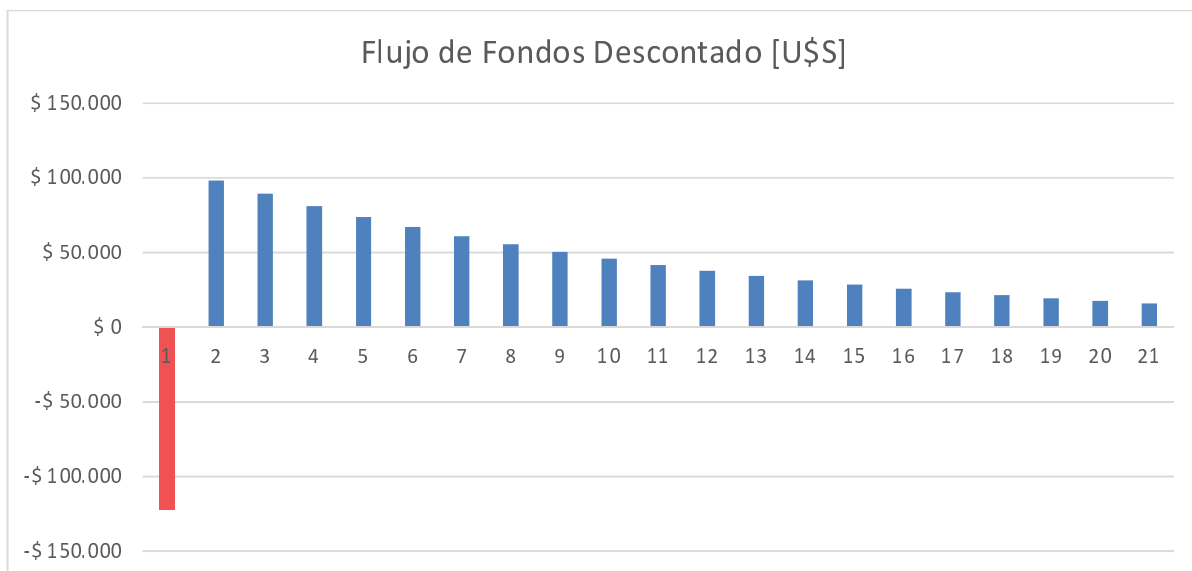


Figura 14. Flujo de fondos descontado [U\$S] en función de los años

5.2 Cálculo del VAN, TIR y Pay Back

Con el objeto de determinar la viabilidad económica del proyecto, se calcularán los principales parámetros que lo representan:

Cálculo del VAN

Se calcula el Valor Actual Neto de acuerdo al flujo de fondos desarrollado, el cual representa el valor que tiene el proyecto ajustado al momento cero. Su expresión matemática es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1+i)^j} \quad (10)$$

En donde:

- VAN = Valor Actual Neto
- $I_0 = -U\$S 117.600$, es la inversión Inicial
- $n = 20$ años, es el tiempo de evaluación
- FF_j = Flujo de fondos neto en el período j
- $i = 10 \%$, es la tasa de descuento

Como resultado, se tiene:

$$VAN = U\$S 797.860$$

Cálculo de la TIR

La Tasa Interna de Retorno representa el valor de la tasa de descuento correspondiente con un VAN igual a cero. Se expresa de la siguiente forma:

$$0 = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1+TIR)^j} \quad (11)$$

Para el proyecto en estudio, se obtiene el siguiente resultado:

$$TIR = 88,5 \%$$

Cálculo del Pay Back simple y descontado

El Pay Back simple representa el período necesario en el cual se recupera la inversión realizada. Su expresión es:

$$PB_s = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Ahorro Anual}} \quad (12)$$

Dicho esto, se tiene un período de retorno simple igual a:

$$PB_s = \frac{\$ 122.100}{\$ 108.058}$$

$$PB_s = 1,1 \text{ [años]}$$

El Pay Back descontado presenta el mismo concepto que el simple ajustando el ahorro obtenido al momento 0. Se utiliza la siguiente expresión:

$$\sum_{j=1}^{PB_d} \frac{FF_j}{(1+i)^j} = 0 \quad (13)$$

En donde, resulta:

$$PB_d = 2 \text{ [años]}$$

Conclusiones

En base a los resultados obtenidos, se puede decir que, a pesar del nivel de inversión que se requiere, el proyecto presenta una muy buena viabilidad económica y financiera ya que el ahorro propuesto es alto.

5.3 Análisis de sensibilidad

A pesar de la excelente viabilidad económica y financiera del proyecto, debido a la gran inestabilidad económica del país, se justifica realizar un análisis de sensibilidad de ciertos parámetros clave en la evaluación del proyecto como lo son:

- Tasa de descuento
- Costo unitario del gas natural
- Inversión inicial
- Tipo de cambio (dólar)

Variación del VAN en función de la tasa de descuento

En la Tabla 12 y la Figura 15, se presentan la variación del VAN en función de la tasa de descuento.

Tasa de descuento	VAN [U\$S]
2,50%	1.562.436
5,00%	1.224.544
7,50%	979.498
10,00%	797.860
12,50%	660.387
15,00%	554.272
17,50%	470.836
20,00%	404.098
22,50%	349.865
25,00%	305.149
27,50%	267.790
30,00%	236.199
32,50%	209.191
35,00%	185.874
37,50%	165.561
40,00%	147.723
42,50%	131.941
45,00%	117.887
47,50%	105.295
50,00%	93.951

Tabla 12. VAN en función de tasa de descuento

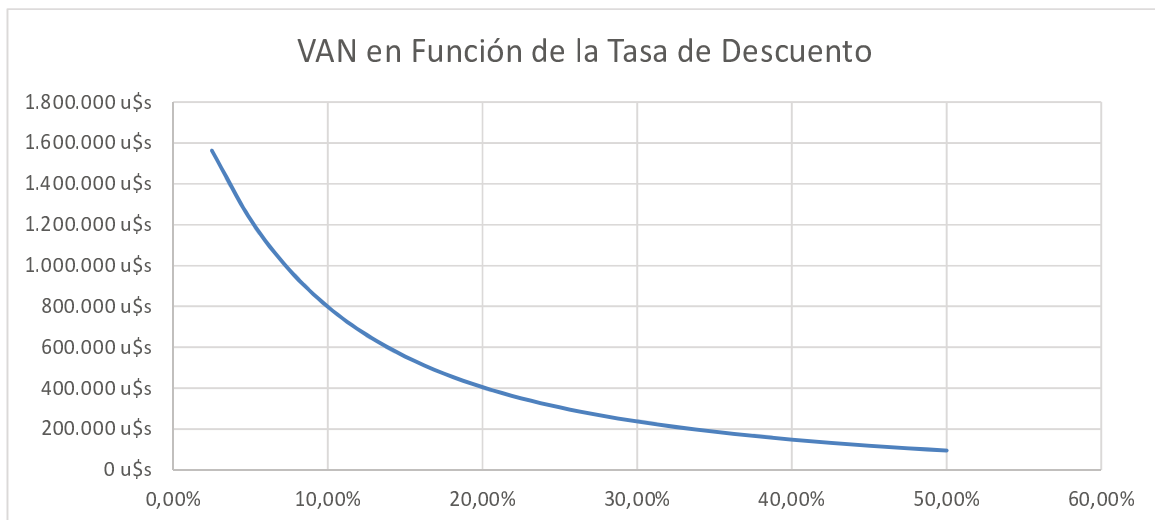


Figura 15. Variación del VAN en función de tasa de descuento

Conclusión

A partir de los resultados obtenidos, se puede concluir que el proyecto ofrece consistencia con la variación de la tasa de descuento debido a que, si se quintuplica, todavía sigue siendo rentable (VAN mayor a 0).

Variación del VAN en función de la tasa de descuento y del costo unitario del gas natural

En la Tabla 13 y Figura 16, se presentan las variaciones del VAN en función del costo unitario del gas natural.

Tasa	Variación del VAN [U\$S] en función del costo unitario del gas natural [\$]						
	75	90	115	130	140	150	155
2,5%	692.998	856.018	1.127.717	1.290.737	1.399.417	1.508.096	1.562.436
5,0%	529.502	659.822	877.023	1.007.343	1.094.223	1.181.103	1.224.544
7,5%	410.931	517.538	695.215	801.821	872.892	943.963	979.498
10%	323.042	412.070	560.451	649.479	708.832	768.184	797.860
13%	256.523	332.247	458.455	534.180	584.663	635.146	660.387
15%	205.177	270.632	379.724	445.180	488.817	532.453	554.272
18%	164.804	222.185	317.820	375.201	413.455	451.709	470.836
20%	132.512	183.434	268.305	319.227	353.175	387.124	404.098
23%	106.270	151.944	228.067	273.741	304.191	334.640	349.865
25%	84.634	125.980	194.891	236.238	263.803	291.367	305.149
28%	66.556	104.288	167.173	204.905	230.059	255.213	267.790
30%	51.270	85.944	143.734	178.409	201.525	224.641	236.199
33%	38.202	70.263	123.697	155.757	177.131	198.505	209.191
35%	26.920	56.724	106.397	136.201	156.070	175.939	185.874
38%	17.091	44.929	91.326	119.164	137.723	156.282	165.561
40%	8.459	34.571	78.091	104.203	121.611	139.019	147.723
43%	823	25.408	66.382	90.967	107.357	123.746	131.941
45%	-5.977	17.247	55.955	79.179	94.662	110.145	117.887
48%	-12.070	9.936	46.613	68.618	83.289	97.960	105.295
50%	-17.559	3.349	38.196	59.104	73.043	86.982	93.951

Tabla 13. Variación del VAN en función del costo gas natural

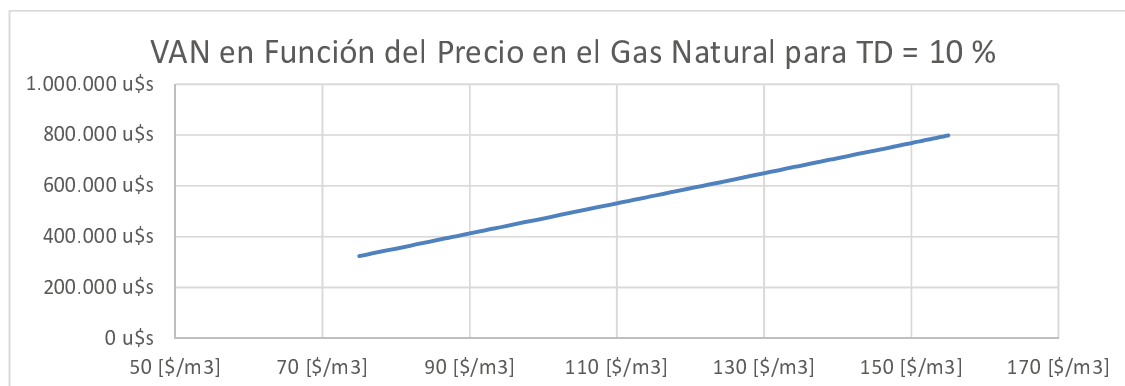


Figura 16. Variación del VAN en función del costo gas natural

Conclusión

El proyecto sigue teniendo un VAN positivo a pesar de suponer una baja notoria en el costo unitario del gas natural.

Variación del VAN en función de la tasa de descuento y de la inversión

En la Tabla 14 y Figura 17 se presentan la variación del VAN en función de la inversión.

Tasa	Variación del VAN [U\$S] en función de la inversión [U\$S]						
	-122.100	-130.000	-150.000	170.000	-190.000	-210.000	-230.000
2,5%	1.562.436	1.554.536	1.534.536	1.514.536	1.494.536	1.474.536	1.454.536
5,0%	1.224.544	1.216.644	1.196.644	1.176.644	1.156.644	1.136.644	1.116.644
7,5%	979.498	971.598	951.598	931.598	911.598	891.598	871.598
10%	797.860	789.960	769.960	749.960	729.960	709.960	689.960
13%	660.387	652.487	632.487	612.487	592.487	572.487	552.487
15%	554.272	546.372	526.372	506.372	486.372	466.372	446.372
18%	470.836	462.936	442.936	422.936	402.936	382.936	362.936
20%	404.098	396.198	376.198	356.198	336.198	316.198	296.198
23%	349.865	341.965	321.965	301.965	281.965	261.965	241.965
25%	305.149	297.249	277.249	257.249	237.249	217.249	197.249
28%	267.790	259.890	239.890	219.890	199.890	179.890	159.890
30%	236.199	228.299	208.299	188.299	168.299	148.299	128.299
33%	209.191	201.291	181.291	161.291	141.291	121.291	101.291
35%	185.874	177.974	157.974	137.974	117.974	97.974	77.974
38%	165.561	157.661	137.661	117.661	97.661	77.661	57.661
40%	147.723	139.823	119.823	99.823	79.823	59.823	39.823
43%	131.941	124.041	104.041	84.041	64.041	44.041	24.041
45%	117.887	109.987	89.987	69.987	49.987	29.987	9.987
48%	105.295	97.395	77.395	57.395	37.395	17.395	-2.605
50%	93.951	86.051	66.051	46.051	26.051	6.051	-13.949

Tabla 14. Variación del VAN en función de inversión

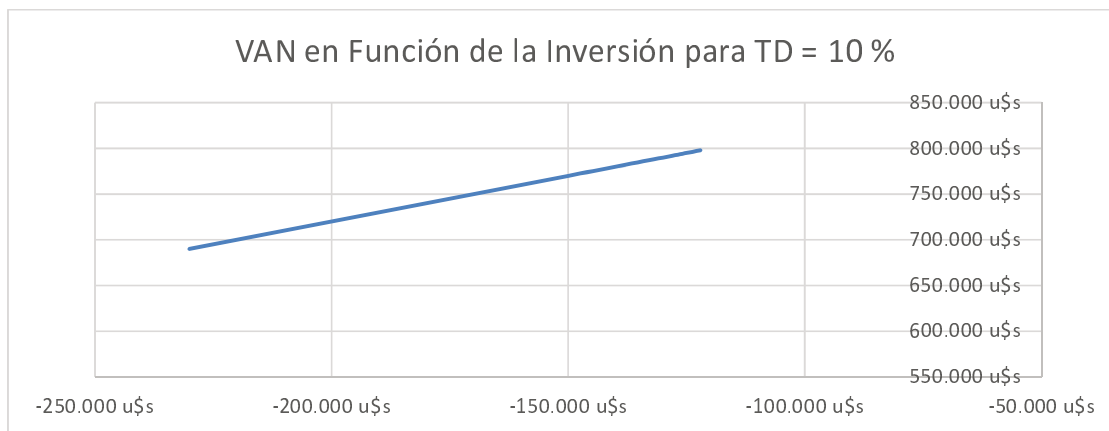


Figura 17. Variación del VAN en función de inversión

Conclusión

El proyecto ofrece consistencia con la variación de la inversión, aun duplicando su valor, se tiene un VAN positivo considerando la tasa de descuento del proyecto (10 %).

Variación del VAN en función de la tasa de descuento y del tipo de cambio

En la Tabla 15 y Figura 18 se presentan la variación del VAN en función del tipo de cambio.

Tasa	Variación del VAN [U\$S] en función del tipo de cambio [\$/U\$S]						
	972	1000	1200	1400	1600	1800	2000
2,5%	1.562.436	1.515.269	1.242.374	1.047.449	901.256	787.550	696.585
5,0%	1.224.544	1.186.838	968.681	812.855	695.986	605.088	532.369
7,5%	979.498	948.653	770.194	642.724	547.121	472.763	413.277
10%	797.860	772.101	623.068	516.615	436.776	374.678	325.001
13%	660.387	638.478	511.715	421.170	353.261	300.443	258.189
15%	554.272	535.333	425.761	347.495	288.796	243.141	206.617
18%	470.836	454.234	358.178	289.567	238.109	198.085	166.067
20%	404.098	389.364	304.120	243.232	197.565	162.047	133.632
23%	349.865	336.650	260.191	205.578	164.619	132.761	107.275
25%	305.149	293.186	223.972	174.533	137.454	108.615	85.543
28%	267.790	256.873	193.711	148.595	114.758	88.441	67.387
30%	236.199	226.166	168.122	126.662	95.566	71.381	52.033
33%	209.191	199.915	146.246	107.911	79.160	56.797	38.908
35%	185.874	177.251	127.359	91.722	64.994	44.206	27.575
38%	165.561	157.507	110.906	77.619	52.654	33.237	17.703
40%	147.723	140.167	96.456	65.234	41.817	23.604	9.034
43%	131.941	124.828	83.673	54.277	32.230	15.082	1.364
45%	117.887	111.167	72.289	44.520	23.692	7.493	-5.466
48%	105.295	98.928	62.090	35.777	16.043	693	-11.586
50%	93.951	87.902	52.902	27.901	9.151	-5.432	-17.099

Tabla 15. Variación del VAN en función de tipo de cambio

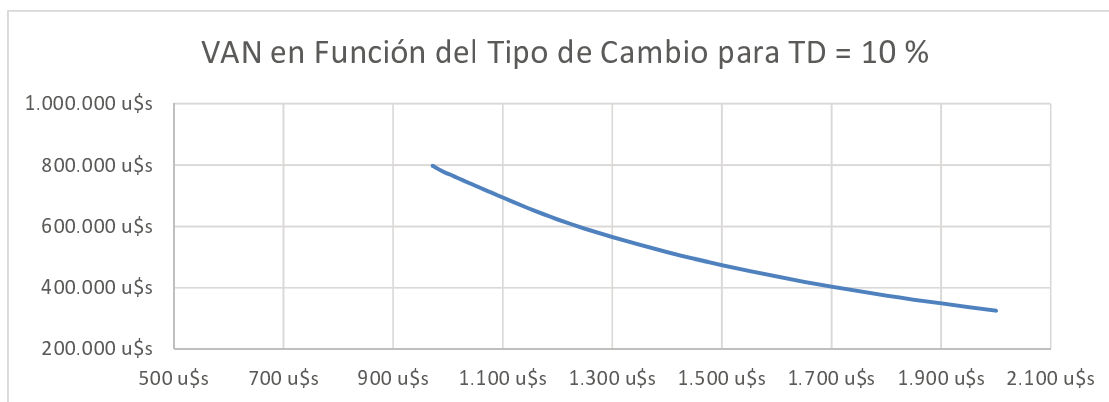


Figura 18. Variación del VAN en función de tipo de cambio

Conclusión

El proyecto ofrece consistencia con la variación del tipo de cambio, aun duplicando su valor, se tiene un VAN positivo considerando la tasa de descuento del proyecto (10 %).

5.4 Conclusiones

En lo que respecta al impacto económico del proyecto, en la Tabla 16 se resumen los principales aspectos determinados en el punto anterior:

Parámetro Financiero	Valor
<i>Inversión [U\$S]</i>	122.100
<i>VAN [U\$S]</i>	797.860
<i>TIR [%]</i>	88,5 %
<i>PBS [años]</i>	1,1
<i>PBD [años]</i>	2,0

Tabla 16. Parámetros financieros

A continuación, en la Tabla 17 se muestra un resumen del análisis de sensibilidad:

Parámetro	Sensibilidad		
	Alta	Media	Baja
Tasa de descuento			X
Precio gas natural			X
Inversión			X
Tipo de cambio			X

Tabla 17. Análisis de sensibilidad

Analizando estos escenarios, se puede decir que el proyecto es notablemente resistente ante variaciones bruscas de sus principales parámetros de evaluación (tasa de descuento, inversión, costo del combustible y tipo de cambio) favoreciendo a la dirección de la empresa en tomar una decisión positiva para la ejecución del proyecto.

6. COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS NATURAL

6.1 Comercialización de la Energía Eléctrica

A pesar de no haber sido objeto principal, el consumo de energía eléctrica en la planta industrial en estudio representa un costo significativo. Tomando como referencia la Figura 5, a continuación, en la Figura 19 se muestra la distribución de costos de cada servicio, considerando además el consumo eléctrico de cada sector productivo y no productivo de la planta:

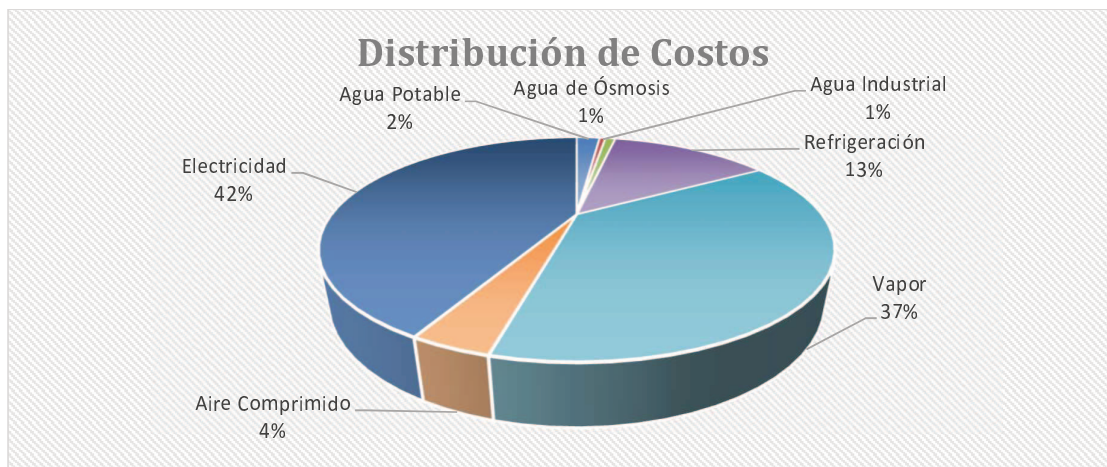


Figura 19. Distribución de costos de servicios. Fuente: Elaboración propia en base a datos de la empresa.

Perfil de usuario

A lo largo de todo el año, se tiene un consumo variable de energía eléctrica en función principalmente del volumen de producción y las condiciones climáticas. En promedio, se tiene un consumo de energía eléctrica cercano a 1.000.000 kWh mensuales con demandas de potencia desde 500 kW a 3000 kW. El factor de potencia se mantiene por encima de 0,95 a través de un conjunto de tableros correctores compuestos por banco de capacitores ubicados en los principales consumidores de electricidad. A continuación, en la Figura 20 se muestra el perfil de potencia activa consumida en una semana tipo de verano apreciando picos y valles de demanda:



Figura 20. Demanda semanal de potencia activa vs. días

Contratación de energía eléctrica

En la localidad en la que se emplaza la empresa (Freyre, Córdoba) se tiene una Cooperativa de Provisión y Servicios Públicos encargada de la distribución, entre otros servicios, de la energía eléctrica urbana y rural. Por tal motivo, dicha Cooperativa es la encargada de:

- Suministrar la energía eléctrica a la empresa.
- Mantener las líneas y equipamiento relacionado.
- Controlar y monitorear la demanda y el factor de potencia.
- Contabilizar y facturar mensualmente el servicio eléctrico.

Tipo de usuario y Cuadro tarifario

De acuerdo al perfil de consumo eléctrico expresado anteriormente y considerando que la empresa se encuentra conectada a la red de distribución de la localidad a través de una línea de media tensión (13,2 kV), según el ERSEP (Ente Regulador de Servicios Públicos) de la provincia de Córdoba, la misma se clasifica como GRAN USUARIO en MEDIA TENSIÓN. Por lo tanto, a continuación, en la Figura 21 se muestra un extracto del último cuadro tarifario (12/08/24) publicado por el ente de referencia:

TARIFA N° 10 - GRANDES USUARIOS INDUSTRIALES	
Se aplicará a los suministros con "Demanda de Potencia Autorizada" superior a 40 Con Demanda Autorizada en horario de "Punta" y "Fuera de Punta".	
MEDIA TENSIÓN (13.200 y 33.000 V): T10.2 (Suministros Industriales en Media Tensión)	
Servicios con "Demanda de Potencia Autorizada" de más de 40 kW.	
Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de	
- Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario de Punta)	\$ 12.171,1245
- Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario Fuera de Punta)	\$ 8.007,2598
Por cada kWh consumido:	
En Horario de Pico	\$ 70,01982
En Horario de Valle	\$ 66,34286
En Horario de Horas Restantes	\$ 67,68286
Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de	
- Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario de Punta)	\$ 12.918,4077
- Por cada kW de "Demanda de Potencia" por mes (Horario Fuera de Punta)	\$ 8.007,2598
Por cada kWh consumido:	
En Horario de Pico	\$ 70,01982
En Horario de Valle	\$ 66,34286
En Horario de Horas Restantes	\$ 67,68286
NOTA:	
1 - Si la medición se realiza en Baja Tensión, los cargos por Potencia y Energía sufrirán un incremento del 3% (tres por ciento) en concepto de Pérdidas de Transformación.	
2 - Para los suministros en Media Tensión, se fija un valor de Factor de Potencia promedio mensual de 0,95 y será penalizado si es inferior o bonificado si es superior, multiplicando el facturado por consumo de energía y potencia por 0,95 y dividiendo por el cos-φ medio registrado. Si este valor fuese modificado por la S.E. para el M.E.M., el Distribuidor podrá adoptar idéntico criterio previa comunicación al USUARIO.	

Figura 21. Cuadro tarifario energía eléctrica

6.2 Comercialización del Gas Natural

Debido a que es el principal vector energético en estudio, se expondrán las principales características en lo que respecta al consumo, contratación y facturación del gas natural.

Perfil de usuario

A diferencia del consumo eléctrico, el uso de gas natural depende exclusivamente de la producción y se enfoca en una cantidad limitada de equipos (calderas generadoras de vapor y hornos para calentamiento de aire), es por ello que las oportunidades de mejora resultan ser más puntuales y significativas en una primera etapa. De acuerdo a lo mencionado, en la Figura 22 se puede observar la dependencia que se tiene entre el gas natural y los litros de leche procesados:

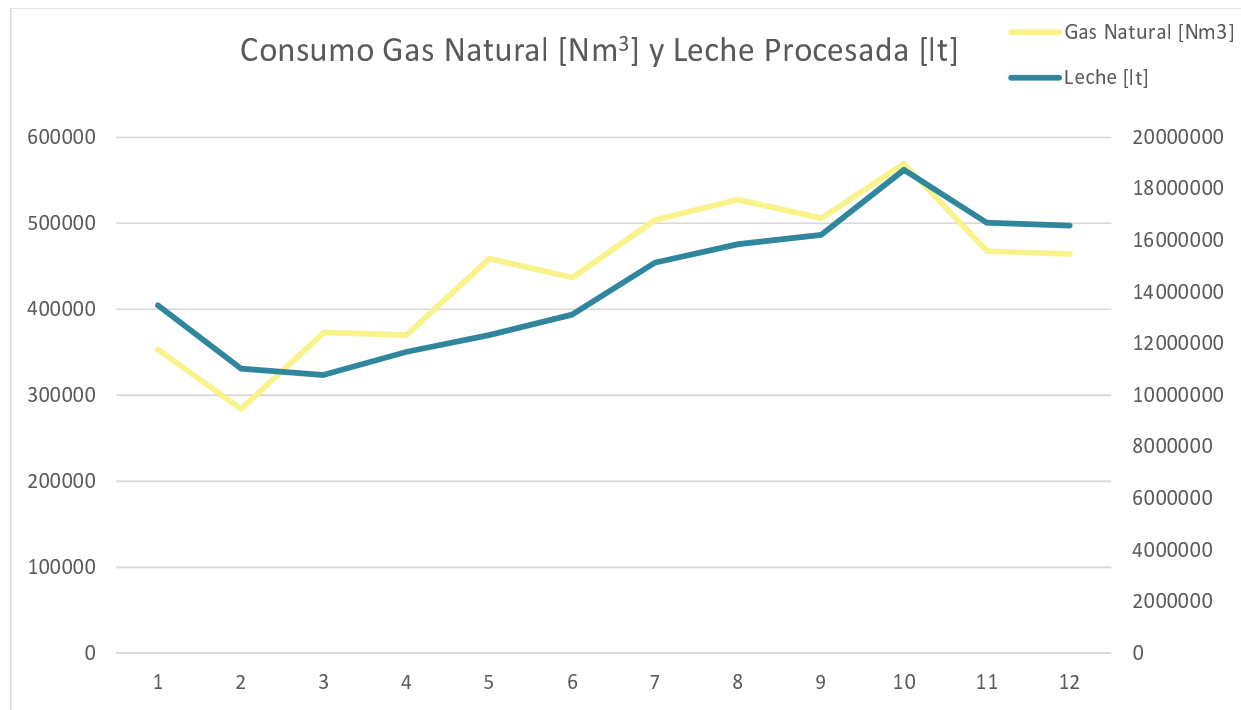


Figura 22. Consumo mensual gas natural y leche procesada

De aquí se pueden desprender los siguientes comentarios de interés:

- Se tiene una dependencia lineal entre el consumo de gas natural y los litros de leche procesados, por lo que, de acuerdo al volumen de leche de ingreso estimado, se puede determinar el volumen de gas natural requerido para cubrir con las necesidades de la empresa.
- Durante los meses entre septiembre y diciembre se tiene el mayor ingreso de leche a planta, debido principalmente al aumento en el desempeño de los tambos gracias a las condiciones climáticas de esos meses.

- Existe una gran variación en el consumo de gas natural a lo largo del año, desde 300.000 hasta casi 600.000 Nm^3 mensuales.

Además de lo visto, para la calificación del tipo de usuario, es necesario conocer el consumo diario que se tiene, por lo tanto, en la Figura 23 se muestra el perfil de consumo de gas natural diario de una semana tipo:

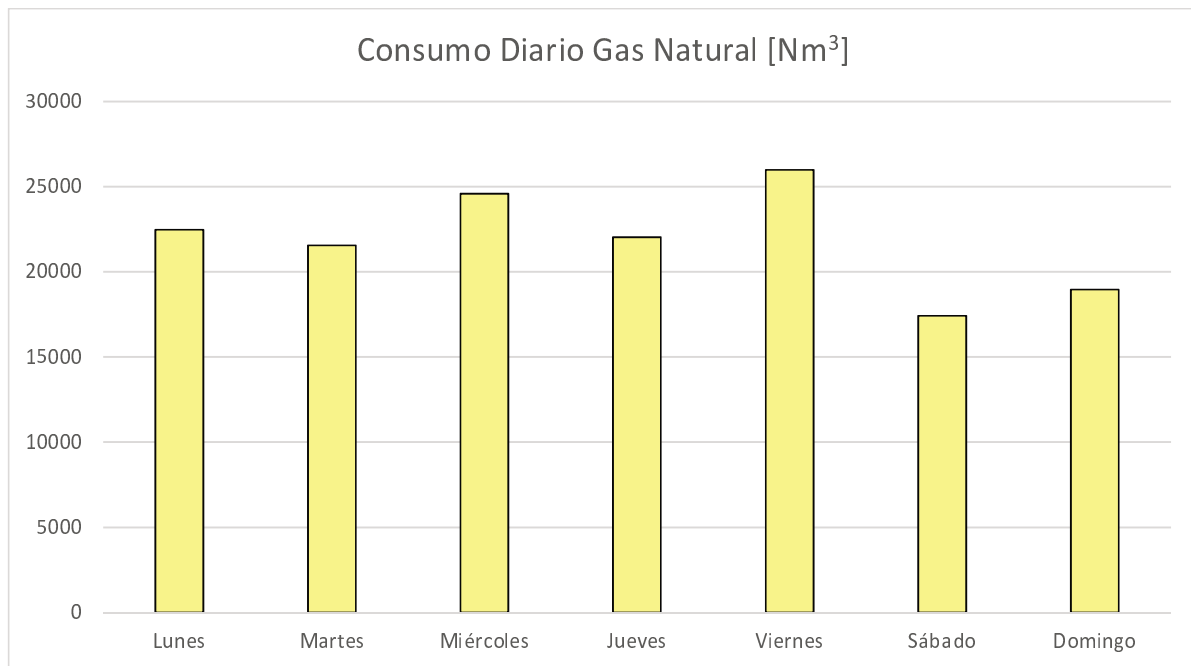


Figura 23. Consumo diario de gas natural

Como se puede observar, a lo largo de una semana tipo, se tienen variaciones apreciables principalmente entre los días hábiles (de lunes a viernes) y fin de semana (sábado y domingo). Además, se tiene un consumo mínimo que oscila entre 15.000 y 18.000 $Nm^3/día$, el cual es un dato importante para definir correctamente la contratación de gas natural.

Contratación de gas natural

En lo que respecta a los acuerdos para la adquisición de gas natural, se tienen bien diferenciados dos de ellos:

- Suministro: Para la compra de gas natural se debe tener un acuerdo contractual con una de las empresas proveedoras de gas natural en boca de pozo la cual suministra el volumen necesario. El precio del gas natural no posee cuadro tarifario debido a que se acuerda entre las partes interesadas, una vez acordado el precio, se firma un contrato anual o bianual con las condiciones establecidas.

- Distribución de gas natural: A diferencia de la energía eléctrica en donde la compra de energía y distribución se realiza mediante la misma entidad (Cooperativa Eléctrica), en gas natural se tiene un acuerdo independiente a la compra del mismo en lo que respecta a la distribución. La principal característica de la misma es que en el país se tienen un conjunto de empresas encargadas de la distribución de gas natural, cada una de ellas tiene asignado un área de responsabilidad en donde ejerce sus acciones. Dicho esto, la empresa tiene un acuerdo con Distribuidora de Gas del Centro la cual es la encargada de:
 - ❖ Autorizar en forma diaria el volumen solicitado por la empresa.
 - ❖ Garantizar (previo acuerdo) un volumen mínimo diario de gas natural (volumen firme) independientemente de la situación de abastecimiento que se tenga.
 - ❖ Controlar el consumo de gas natural en forma diaria.
 - ❖ Contabilizar y facturar el servicio de distribución de gas natural en función proporcional principalmente del volumen requerido.

Tipo de usuario y Cuadro tarifario

De acuerdo al volumen consumido en forma diaria y mensual, la empresa se ubica, según el ENAR-GAS, como GRAN USUARIO FD e ID debido a que se cumplen las siguientes condiciones:

- No se utiliza gas natural para uso doméstico
- No posee estación GNC
- No es un sub distribuidor
- Se acordó un contrato con el distribuidor con una cantidad mínima diaria mayor a 10.000 Nm^3
- El plazo contractual es mayor a 12 meses.

Debido a que para la compra de gas natural no se tiene un cuadro tarifario ya que el precio se lo establece entre las partes de acuerdo a la oferta y demanda, a continuación, se muestra el cuadro tarifario correspondiente para la facturación de la distribución de gas natural. En el caso particular de la empresa en estudio, se tiene un contrato como Gran Usuario FD, con un volumen firme contratado de 18.000 Nm^3 diarios y Gran Usuario ID para el resto del volumen diario consumido en caso que sea mayor al contratado en base firme. Por lo tanto, de acuerdo al cuadro tarifario mostrado en la Figura 24, los cargos: fijo, por Nm^3 consumido y por reserva se corresponden de acuerdo a la categoría FD e ID.

DISTRIBUIDORA GAS DEL CENTRO S.A.				
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS ⁽¹⁾ P3 ⁽²⁾ , G, GNC, FD, FT, ID e IT ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS				
TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA		CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA
Cargo Fijo \$/mes	P3		300.980,98	300.980,98
	G		471.445,74	471.445,74
	GNC INTERRUPTIBLE		193.288,75	193.288,75
	GNC FIRME		193.288,75	193.288,75
	ID		938.129,07	938.129,07
	FD		938.129,07	938.129,07
	IT		938.129,07	938.129,07
	FT		938.129,07	938.129,07
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	30,78	30,78
		1001 a 9000 m3	27,00	27,00
		más de 9000 m3	22,73	22,73
	G	0 a 5000 m3	7,85	7,85
		más de 5000 m3	5,57	5,57
	GNC INTERRUPTIBLE		8,81	8,05
	GNC FIRME		4,06	3,30
	ID		14,10	14,10
	FD		7,20	7,20
	IT		11,72	11,72
Cargo por Reserva (m3/día) ⁽³⁾	G		383,79	383,79
	GNC FIRME		144,51	144,51
	FD		234,66	234,66
	FT		210,79	210,79
COMPOSICIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE ⁽⁴⁾	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA		CÓRDOBA	LA RIOJA Y CATAMARCA
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Central Sur	11,89	15,07%	15,07%
	TGN-Norte-Central	17,83	62,27%	62,27%
	TGN-Nqn-Litoral ⁽⁵⁾	19,12	22,67%	22,67%

Figura 24. Cuadro tarifario

7. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL Y SOCIAL

7.1 Impacto Medioambiental

Relación con el PNAyMCC

Dentro del marco del Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático (PNAyMCC), el proyecto analizado se incluye en la siguiente línea estratégica:



- *Transición Energética:* La descarbonización de la matriz energética como horizonte de largo plazo implica un cambio estructural en los sistemas de abastecimiento y utilización de la energía. La transición energética, motorizada por la demanda de acción climática, debe ser justa, asequible y sostenible.
- *Línea de acción n° 2. Eficiencia Energética:* Bajo esta línea de acción se desarrollarán medidas que promuevan el uso eficiente y racional de la energía, con el objetivo de reducir el consumo de energía en todos los sectores de la economía al año 2030.
- *Medida n° 7. Mejorar la eficiencia energética en establecimientos industriales y comerciales:* Promoción de la adecuada gestión de la energía en industrias y comercios, y consecuentemente la reducción del consumo de energía, a través de la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía e incentivos para la adquisición de equipamiento eficiente.

Cálculo del Ahorro en CO₂ equivalente

Suponiendo que en un futuro no muy lejano se incorpore un “impuesto” a la emisión de dióxido de carbono con el fin de facilitar la implementación de mejoras relacionadas al ahorro energético, a continuación se muestra el cálculo del ahorro anual en emisiones de gases de efecto invernadero expresado en toneladas de dióxido de carbono y desde el punto de vista económico, se considera un costo del impuesto planteado de la tonelada de CO₂, de acuerdo a lo establecido en un informe del Grupo Banco Mundial, de 10 U\$S/tn CO₂, con perspectivas de un aumento gradual con el paso de los años. Por lo tanto, en la Tabla 18 se muestran los resultados:

Ahorro Emisiones de CO_2	
Factor de emisión 2024* [$tn\ CO_2/MWh\ TER$]	0,41
Cantidad de energía evitada anual [kWh]	6.536.710
Toneladas CO_2 anuales evitadas [$tn\ CO_2/año$]	2.680
Vida útil proyecto [$años$]	20
Cantidad de energía evitada proyecto [$tn\ CO_2$]	53.601
Precio $tn\ CO_2$ [$U\$S/tn\ CO_2$]	10
Ahorro anual adicional [$U\$S$]	26.800

Tabla 18. Ahorro emisiones

* El factor de emisión 2024 se lo extrajo del informe mensual de CAMMESA para el mes de agosto 2024, correspondiente al factor de emisión para gas natural en [$tn\ CO_2/MWh\ TER$].

Aportes a los objetivos del desarrollo sostenible (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) forman parte de un plan de acción para poner fin a la pobreza, cuidar el planeta y mejorar las vidas y perspectivas de las personas en todo el mundo. Actualmente las medidas encaminadas no avanzan a la velocidad ni en la escala necesarias, pero se están comenzando a implementar acciones ambiciosas con el fin de alcanzar los ODS para el 2030.

En el marco del proyecto energético propuesto, las metas que más aplican son (Figura 25):



Figura 25. ODS aplicadas

- *Energía asequible y no contaminante:* Aumentar la tasa de mejora de la eficiencia energética. Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles.
- *Industria, innovación e infraestructura:* Aumentar la investigación científica y mejora la capacidad tecnológica de la empresa fomentando la innovación y la incorporación de personas que trabajen en investigación y desarrollo.
- *Producción y consumo responsable:* Lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales.
- *Acción por el clima:* Mejorar la educación y sensibilización en las personas respecto a la mitigación del cambio climático, la reducción de sus efectos y la alerta temprana.

7.2 Impacto social

De acuerdo al impacto social que el proyecto tiene, se puede decir lo siguiente:

- *Concientización:* El hecho de comenzar a incorporar equipamiento eficiente energéticamente ayuda a generar concientización en el personal que opera el equipamiento.
- *Sustentabilidad:* Al generar ahorros en combustibles fósiles, se disminuye la utilización de un recurso no renovable y la emisión de dióxido de carbono al ambiente.
- *Capacitación:* La incorporación de nuevo equipamiento exige capacitación al personal con el objetivo de maximizar su funcionamiento eficiente.

8. CONCLUSIONES GENERALES

A modo de culminar el estudio del proyecto en eficiencia energética, se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- El sistema de vapor representa un uso significativo de la energía en la planta en donde el 80 % del costo para su generación lo compone el combustible utilizado (gas natural).
- Las propuestas de mejora en el sistema de generación de vapor generan un ahorro significativo, tanto a nivel económico como de combustibles.
- La vida útil del proyecto es alta, considerando el cumplimiento del mantenimiento correspondiente en todo el equipamiento instalado.
- La inversión necesaria (U\$S 122.100) para la ejecución del proyecto requerirá de financiamiento para lograr cumplirla, pero el retorno de dicha inversión es notablemente rápido (1,1 años).
- Desde el punto de vista económico, presenta indicadores de viabilidad totalmente positivos, como lo son:
 - ❖ $VAN = \text{U\$S } 797.860$
 - ❖ $TIR = 88,5 \%$
 - ❖ $PB_d = 2 \text{ años}$
- A pesar del nivel de inestabilidad política y económica que se encuentra el país, el proyecto en estudio ofrece una excelente consistencia de acuerdo con los análisis de sensibilidad realizados al suponer variaciones en los principales parámetros de evaluación (tasa de descuento, precio del gas natural, inversión y tipo de cambio).
- Desde el punto de vista de compra de energía eléctrica y gas natural, la empresa se define como Gran Usuario con sus correspondientes cuadros tarifarios.
- En la faceta medio ambiental y social, se puede decir lo siguiente:
 - ❖ Se obtiene una gran reducción en las emisiones de dióxido de carbono (2.680 [tn CO_2 /año]), lo cual contribuye con la mitigación del cambio climático.
 - ❖ En caso de que en Argentina se establezca un costo en la emisión de gases de efecto invernadero, el proyecto energético tendría un ahorro adicional que representa un 25 % del ahorro generado por las mejoras propuestas, reduciendo así el retorno de la inversión y mejorando su viabilidad.
 - ❖ La ejecución de proyectos energéticos como el planteado, favorecerán en la concientización de las personas involucradas a la hora de obtener un uso razonable de la energía tanto a nivel industrial como domiciliario.

A la hora de la toma de decisión para la aprobación o no del proyecto, se puede decir que:

- Es totalmente viable tanto desde el punto de vista técnico como económico.
- Ofrece una gran consistencia a variaciones en las condiciones económicas del país.
- Es amigable con el medio ambiente ya que se reduce el consumo de un combustible no renovable, como así también la emisión de gases de efecto invernadero.
- Puede utilizarse como punta pie inicial para futuros proyectos de eficiencia energética en la organización.

9. BIBLIOGRAFÍA

A continuación, se muestra la bibliografía utilizada para el proyecto en estudio:

- Agencia Chilena de Eficiencia Energética. Guía para la calificación de consultores en eficiencia energética
- Banco Mundial. Fijación del precio del carbono <https://www.bancomundial.org/es/results/2017/12/01/carbon-pricing>
- CAMMESA. Informe mensual. (<https://cammesaweb.cammesa.com>)
- Cejas, Hernán. Eficiencia en calderas, Spirax Sarco
- ECOGAS - <https://www.ecogas.com.ar/>
- ERSEP - <https://ersep.cba.gov.ar/>
- García Mejía, Jonathan Israel. Mantenimiento y optimización energética de una planta
- ISO 50001:2018 – Sistemas de Gestión de la Energía
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2022). Plan Nacional de Adaptación y Mitigación del Cambio Climático
- Naciones Unidas. Objetivos de Desarrollo Sostenible
- Steam; Spirax Sarco (<https://www.spiraxsarco.com>)

10. ANEXO 1. DISTRIBUCIÓN GENERAL DE VAPOR

A continuación, en el plano siguiente se muestra la configuración que se dispone para la distribución de vapor en la planta.

