

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
ESCUELA DE POSGRADO
Programa Doctoral en Ingeniería en Energía



**Impacto de la cogeneración calificada en
abastecimiento de energía primaria en plantas de
harina de pescado**

**Tesis para obtener el grado de
Doctor en Ingeniería en Energía**

Autor:

Mg. Guevara Chinchayan, Robert Fabian
DNI 32788460
Código ORCID. 0000-0002-3579-3771

Asesor:

Dr. Aranguri Cayetano, Denis Javier
DNI N° 42009679
Código ORCID 0000-0002-6119-2072

Nuevo Chimbote - PERÚ
2025



CERTIFICACION DEL ASESORAMIENTO DE TESIS

Yo, Denis Javier Aranguri Cayetano, mediante la presente certifico mi asesoramiento de la tesis de doctorado titulada: **Impacto de la cogeneración calificada en abastecimiento de energía primaria en plantas de harina de pescado**, elaborado por el Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayan, para obtener el Grado de Doctor en Ingeniería en Energía en la Escuela de Postgrado de la Universidad Nacional del Santa.

Nuevo Chimbote, diciembre del 2025

Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano

Asesor

Código ORCID 0000-0002-6119-2072

DNI N° 42009679



AVAL DE CONFORMIDAD DEL JURADO

Tesis de Doctorado titulada: **Impacto de la cogeneración calificada en abastecimiento de energía primaria en plantas de harina de pescado**, elaborado por el Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayán.

Revisado y aprobado por el Jurado Evaluador:



Dr. Serapio Agapito Quillos Ruiz
Presidente
Código ORCID 0000-0002-44968-0034
DNI N°08597503



Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo
Secretario
Código ORCID 0000-0001-7514-9908
DNI N°17890841



Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano
Asesor
Código ORCID 0000-0002-6119-2072
DNI N° 42009679



UNS
ESCUELA DE
POSGRADO

ACTA DE EVALUACIÓN DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

A los dieciocho días del mes de setiembre del año 2025, siendo las 11:00 horas, en el aula P-01 de la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional del Santa, se reunieron los miembros del Jurado Evaluador, designados mediante Resolución Directoral N° 753-2025-EPG-UNS de fecha 18.08.2025, conformado por los docentes: Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo (Presidente), Dr. Serapio Agapito Quillós Ruiz (Secretario) y Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano (Vocal); con la finalidad de evaluar la tesis titulada: "**IMPACTO DE LA COGENERACIÓN CALIFICADA EN ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA PRIMARIA EN PLANTAS DE HARINA DE PESCAZO**"; presentado por el tesista Mg. Roibert Fabian Guevara Chinchayán, egresado del programa de Doctorado en Ingeniería en Energía.

Sustentación autorizada mediante Resolución Directoral N° 799-2025-EPG-UNS de fecha 05 de setiembre de 2025.

El presidente del jurado autorizó el inicio del acto académico; producido y concluido el acto de sustentación de tesis, los miembros del jurado procedieron a la evaluación respectiva, haciendo una serie de preguntas y recomendaciones al tesista, quien dio respuestas a las interrogantes y observaciones.

El jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, declara la sustentación como Aprobado, asignándole la calificación de 100 (10).

Siendo las 12:00 horas del mismo día se da por finalizado el acto académico, firmando la presente acta en señal de conformidad.

Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo
Presidente

Dr. Serapio Agapito Quillós Ruiz
Secretario

Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano
Vocal/Asesor



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega:	Robert Guevara
Título del ejercicio:	REVISIONES
Título de la entrega:	Impacto de la cogeneración calificada en abastecimiento de e...
Nombre del archivo:	TESIS_DOCTORADO_ROBERT_FABIAN_GUEVARA_CHINCHAYAN...
Tamaño del archivo:	11.05M
Total páginas:	133
Total de palabras:	29,002
Total de caracteres:	153,455
Fecha de entrega:	17-dic-2025 03:47a.m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega:	2836838442

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTO
ESCUELA DE POSGRADO
Programa Doctoral en Ingeniería en Energía



Impacto de la cogeneración calificada en
abastecimiento de energía primaria en plantas de
harina de pescado

Tesis para obtener el grado de
Doctor en Ingeniería en Energía

Author:

Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayán,
DNI 32189460
Código ORCID: 0000-0002-6119-3771

Asesor:

Dr. Denis Jairón Arangoif Cuyásico
DNI N° 42066679
Código ORCID: 0000-0002-6119-3771
Marco Díazibalo - PERÚ
2021

Impacto de la cogeneración calificada en abastecimiento de energía primaria en plantas de harina de pescado

INFORME DE ORIGINALIDAD

ÍNDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE
24%	24%	3%	%
<hr/>			
<hr/>			
FUENTES PRINCIPALES			
1 repository.uns.edu.pe Fuente de Internet	18%		
2 hdl.handle.net Fuente de Internet	1 %		
3 cyberesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	1 %		
4 docplayer.es Fuente de Internet	<1 %		
5 qdoc.tips Fuente de Internet	<1 %		
6 DELPHOS QUALITY INGENIEROS SOCIEDAD ANONIMA CERRADA. "Plan de Cierre Desarrollado Total de la Planta de Harina y Aceite de Pescado Convencional de 93 t/h de Capacidad Ubicada en el Distrito de Chimbote, Áncash-IGA0019642", R.D. N° 00066-2022-PRODUCE/DGAAMPA, 2022 Publicación	<1 %		
7 infocarbono.minam.gob.pe Fuente de Internet	<1 %		
8 ocw.uc3m.es Fuente de Internet	<1 %		
9 repository.usil.edu.pe Fuente de Internet	<1 %		
10 kutsomital.meb.k12.tr Fuente de Internet	<1 %		
11 archive.org Fuente de Internet	<1 %		
12 www.osinerg.gob.pe Fuente de Internet	<1 %		

DEDICATORIA

Antes que todo a Dios por darme la vida y una familia maravillosa
En quienes descansa la fortaleza y dedicación
Que pongo todos los días
A mi esposa Janet Sosa Sandoval
A mis queridas hijas Sonya y Valeria
Para mi madre la Sra. María Obdulia Chinchayán Loreño
Para mi Sr. Padre: Luciano Guevara Ramírez, desde el cielo siempre
dando la fuerza necesaria.

Robert Fabián Guevara Chinchayán

RECONOCIMIENTO

Agradecimiento a mi asesor Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano, por su invaluable asesoría en la realización de la tesis que es la culminación de un hito relevante en mi vida profesional.

La gratitud a mis docentes del Programa Doctoral de ingeniería en Energia de la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional del Santa por sus valiosas enseñanzas y éticas en mi desarrollo profesional.

Robert Fabián Guevara Chinchayán

INDICE GENERAL

Índice Resumen

I.	Introducción.	1
1.1	Descripción y formulación del problema	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Hipótesis	4
1.4	Justificación e importancia	4
II.	Marco teórico.	6
2.1	Antecedentes	6
2.2	Marco conceptual	10
2.2.1	Fundamentos	10
2.2.2	Arreglo de los sistemas de cogeneración	14
2.2.3	Tecnologías de cogeneración	16
2.2.4	Cogeneración calificada	24
2.2.5	Autoabastecimiento de energía	28
III.	Metodología.	32
3.1	Método	32
3.2	Diseño de investigación	36
3.3	Población y muestra	37
3.4	Operación de las variables	40
3.5	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	40
3.5	Técnicas de análisis de resultados.	41
IV.	Resultados y discusión	43
4.1	Caracterización de la aplicación de la cogeneración en empresas de Harina de pescado	43
4.2	Calculo de una central de cogeneración para una planta de 60 toneladas/Hora de capacidad	47
4.3	Cumplimiento del reglamento de cogeneración calificada.	48
4.4	Impacto de la cogeneración calificada	63
4.5	Discusión de resultados	77
V.	Conclusiones y recomendaciones	81
5.1	Conclusiones	81
5.2	Recomendaciones	83
VI.	Referencias bibliográficas	84
VII.	Anexos	90

INDICE DE FIGURAS

Figura 1Comparativo entre sistema convencional y sistema de cogeneración	12
Figura 2 Arreglo Topping Cycles	15
Figura 3 Arreglo Bottoming Cycles	16
Figura 4 Componentes de un ciclo Joule Brayton Simple Abierto	18
Figura 5 Cogeneración con turbinas a gas	20
Figura 6 Cogeneración con turbinas a vapor de vacío	23
Figura 7 Cogeneración con motores de combustión interna	24
Figura 8 Parámetros de calificación de la cogeneración	27
Figura 9 Secuencia para el dimensionamiento de la cogeneración con turbina de gas.	32
Figura 10 Estructura productiva planta de harina de pescado	39
Figura 11 Comportamiento medio de la máxima demanda térmica útil en función a la capacidad de Planta	44
Figura 12 Comportamiento medio de la máxima demanda eléctrica en función a la capacidad de Planta	45
Figura 13 Comportamiento de la potencia efectiva generada y el Heat Rate para un exceso de aire de 360% y L.M igual a 4,9.	47
Figura 14 Comportamiento de la temperatura 4r para un exceso de aire de 360% y L.M igual a 4,9.	48
Figura 15 Potencia térmica útil disponible para un exceso de 360% y L.M igual a 4,9.	49
Figura 16 Cumplimiento de C para un exceso de aire de 360% y L.M igual a 4,9.	50
Figura 17 Cumplimiento del REE para un exceso de aire de 360% y L.M igual a 4,9.	51
Figura 18 Emisiones de CO ₂ dejadas de emitir al reemplazar al gas natural en los sistemas de generación de vapor para distintos tipos de capacidades de planta	75
Figura 19 Emisiones de CO ₂ dejadas de emitir al reemplazar al petróleo R500 en los sistemas de generación de vapor para distintos tipos de capacidades de planta	76

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Criterios de Calificación	26
Tabla 2 Distribución porcentual promedio de demanda de energía eléctrica	43
Tabla 3 Distribución porcentual media de demanda de energía térmica	44
Tabla 4 Matriz para selección de Tecnología de Cogeneración	46
Tabla 5 Cumplimiento de la relación de criterios de calificación para planta de 60 Toneladas/h de procesamiento	52
Tabla 6 Cumplimiento de la relación de criterios de calificación para planta de 180 Toneladas/h de procesamiento.	53
Tabla 7 Cumplimiento de la relación de criterios de calificación para planta de 120 Toneladas/h de procesamiento	55
Tabla 8 Cumplimiento de la relación de criterios de calificación para planta de 90 Toneladas/h de procesamiento	57
Tabla 9 Cumplimiento de la relación de criterios de calificación para planta de 30 Toneladas/h de procesamiento	59
Tabla 10 Cumplimiento de la relación de criterios de calificación para planta de 10 Toneladas/h de procesamiento	61
Tabla 11 Evaluación técnica de la cogeneración calificada plantas de 10 y 30 Toneladas/h de procesamiento	65
Tabla 12 Evaluación técnica de la cogeneración calificada plantas de 60 y 90 Toneladas/h de procesamiento	66
Tabla 13 Evaluación técnica de la cogeneración calificada plantas de 120 y 180 Toneladas/h de procesamiento	67
Tabla 14 Valores máximos y mínimos porcentuales de reducción de consumo de gas Natural	68
Tabla 15 Sustitución de petróleo R500 según capacidad de planta	68
Tabla 16 Evaluación técnica de la cogeneración calificada plantas de 10 y 30 Toneladas/h de procesamiento	70
Tabla 17 Evaluación técnica de la cogeneración calificada plantas de 60 y 90 Toneladas/h de procesamiento	71
Tabla 18 Evaluación técnica de la cogeneración calificada plantas de 120 y 180 Toneladas/h de procesamiento	72
Tabla 19 Valores máximos y mínimos porcentuales de reducción de costos por sustitución de gas natural por petróleo R500	73

Simbología

C	: Relacion de cogeneración.
Cp	: Calor específico a presión constante.
E	: Potencia eléctrica efectiva.
GEI	: Gases de Efecto invernadero.
H. R	: Heat rate.
K	: Coeficiente politrópico de los gases.
\dot{m}	: Flujo masico de combustible.
MCI	: Motor de combustión interna.
η	: Rendimiento.
P	: Presión.
PCI	: Poder calorífico inferior.
REE	: Rendimiento eléctrico efectivo.
Q	: Potencia térmica suministrada.
SEIN	: Sistema eléctrico interconectado nacional.
P	: Potencia térmica útil o flujo de calor útil.
Θ	: Límite metalúrgico.

RESUMEN

La cogeneración es una tecnología de autoabastecimiento de simultanea de energía eléctrica y térmica que pueden implementarse en las plantas consumidoras de energía industriales y de servicio, en este se aplica al sector industrial pesquero.

El objetivo general es evaluar el impacto de cogeneración calificada en abastecimiento de energía primaria en las plantas de harina de pescado. El diseño de la investigación pre-experimental. Emplea el método deductivo y descriptivo. La muestra de estudio principal es una planta de harina de pescado de 60 t/h de capacidad de procesamiento, a la cual se evalúa el impacto de la implementación de la cogeneración calificada. También los procedimientos de cálculo se aplican a plantas de 10, 30, 90, 120 y 180 t/h de capacidad de producción.

Se elaboró una matriz de selección de alternativas para la cogeneración calificada en plantas de harina de pescado, seleccionándose a las turbinas de gas operando con gas natural como mejor alternativa de cogeneración. Se dimensionó la capacidad de la planta de cogeneración calificada para una empresa de harina de pescado de 60 t/h, con un límite metalúrgico de 4,9, exceso de aire de 360%, variando la relación de presiones de 10 a 17. Para el caso tomado como ejemplo se cumple con los criterios de calificación de 0,833 para la relación de cogeneración y de 0,802 para el rendimiento eléctrico efectivo. Se estima una reducción de costos entre 18,3 a 34,4 % cuando se reemplaza una matriz energética con gas natural, mientras que para la sustitución de una matriz con petróleo R500 la reducción de costos oscila entre 26,3 a 40,8 % para una operación de 100 horas mensuales. Se estima una reducción de emisiones para el caso de reemplazar gas natural consumido en calderos para una planta de harina de pescado de 60 t/h de capacidad, para 80 horas mes de operación se puede dejar de emitir 405,9 Ton. CO₂ al mes, mientras que con 140 horas al mes de operación se pueden alcanzar reducciones de hasta 710,3 Ton. CO₂ al mes.

PALABRA CLAVE: Cogeneración calificada, tecnología energética.

ABSTRACT

Cogeneration is a technology for simultaneous self-supply of electrical and thermal energy that can be implemented in industrial and utility-scale energy-consuming plants. This technology is applicable to the fishing industry.

The overall objective is to evaluate the impact of qualified cogeneration on primary energy supply in fishmeal plants. The pre-experimental research design employs a deductive and descriptive method. The main study sample is a fishmeal plant with a processing capacity of 60 t/h, in which the impact of implementing qualified cogeneration is evaluated. The calculation procedures are also applied to plants with capacities of 10, 30, 90, 120, and 180 t/h.

A selection matrix for qualified cogeneration alternatives in fishmeal plants was developed, selecting gas turbines operating with natural gas as the best cogeneration alternative. The capacity of the qualified cogeneration plant for a 60 t/h fishmeal company was sized, with a metallurgical limit of 4.9, excess air of 360%, and varying the pressure ratio from 10 to 17. For the example case, the qualification criteria of 0,833 for the cogeneration ratio and 0,802 for the effective electrical efficiency are met. A cost reduction of between 18,3 and 34,4% is estimated when replacing an energy matrix with natural gas, while for replacing a matrix with R500 oil, the cost reduction ranges from 26,3 to 40,8% for an operation of 100 hours per month. An emissions reduction was estimated for the case of replacing natural gas consumed in boilers for a 60 t/h fishmeal plant; for 80 hours per month of operation, 405,9 tons of emissions could be avoided. CO₂ per month, while with 140 hours of operation per month, reductions of up to 710,3 tons of CO₂ per month can be achieved.

KEYWORD: Qualified cogeneration, energy technology.

I. Introducción.

1.1 Descripción y formulación del problema.

En el mundo, los países han iniciado procesos de transformación dentro de sus matrices de energía, así como en sus esquemas y estructuras de mercado y consumo de la energía, básicamente por la imperiosa necesidad de reducir costos, cumplir con compromisos medioambientales y brindar seguridad al sistema energético, a través de reformas que impulsan implementar tecnologías tal como la generación distribuida y la cogeneración, las cuales se presentan como soluciones alternas para el aumento de la demanda (Gielen et al., 2019). Por otro lado Nguyen et al. (2024) manifiesta que el acelerado e irreversible aumento de la temperatura media del planeta, como consecuencia de la alta concentración de gases efecto invernadero emitidos a la atmósfera, la cual es producida principalmente por el dióxido de carbono (CO₂), debido al desmedido consumo de las fuentes fósiles como fuentes de energía primaria (de fuentes derivados de los hidrocarburos) en los centros de consumo de energía, que conforman las plantas de harina y aceite de pescado.

Estos centros productivos requieren día a día ingentes volúmenes de electricidad para poder satisfacer su consumo y máxima demanda, la cual es abastecida a través de los sistemas eléctricos de potencia, donde predominan las matrices de generación del tipo hidrotérmica, donde las centrales termoeléctricas por lo general cubran las máximas demandas del sistema, para nuestro caso a través de gas natural, estas centrales operan con un grado de eficiencia según su tipo de tecnología, aprovechándose tan solo una fracción de la energía primaria disponible (Huertas y Santos, 2020). Del mismo modo Som (2018) indica que se requiere satisfacer una demanda térmica para coberturar los procesos térmicos con vapor saturado, sobrecalentado o agua caliente, para lo cual los generadores de vapor emplean combustibles fósiles como fuente de energía primaria, aprovechándose tan solo una fracción de la energía entrante en función a su eficiencia. Se presenta un escenario de generación de energía térmica y eléctrica independientes una de otra por 2 fuentes de energía primaria, incrementando el consumo de esta última y su grado de contaminación al medio ambiente.

El desarrollo de la cogeneración a nivel mundial es consecuencia de las políticas energéticas y medioambientales tomadas por muchos países. Quienes han planteado implementar tecnologías y normativas legales que promueven la disminución de gases efecto invernadero en sus estructuras económicas y matrices energéticas, que pueden

cubrir la problemática del abastecimiento de energía por parte de la red externa, que en muchos casos genera pérdidas económicas invaluables (Energies, 2023)

El sector industrial de harina de pescado tiene un esquema de producción standard a nivel mundial, para lo cual es indispensable la disponibilidad de energía eléctrica empleados en fuerza motriz y energía térmica para extraer grandes volúmenes de agua en las operaciones unitarias de secado, cocción, evaporación y calentamiento (FAO, 2003). Se tiene una estructura de consumo promedio de energía equivalente en el cual el 5% consumo está asociada a la energía eléctrica y el 95% a la energía térmica, este grado de participación predomina independientemente si la planta está ubicada en Noruega o en Chile (Høyli y Aarsaether, 2023).

El sector industrial ocupa en el Perú un importante puesto dentro de las actividades económicas que dan sostenibilidad al país, después del sector minería y el agroindustrial, y teniendo en cuenta sus altos costos operativos, es común en las empresas la implementación de tecnologías emergentes de alta eficiencia energética, así como en políticas de calidad en la producción, seguridad e higiene ocupacional, del mismo modo optimizando sus metodologías de trabajo y buenas prácticas de manufactura, siendo el suministro de energía un problema diario de controlar y minimizar sin reducir el ritmo de producción. (NIRAS / GIZ, 2025)

Dentro de la integración global de los procesos, la cogeneración ocupa un nivel muy importante para su implementación en los centros industriales, en los cuales aún las energías renovables son difíciles de implementar (por diversos factores como espacio, elevado valor de la máxima demanda, consumo de energía eléctrica a cualquier instante de tiempo, entre otros) (Turboden, 2025). En cambio, en nuestro país, al margen de la promulgación del Reglamento de cogeneración, el cual no se ha promovido de manera responsable, tan solo 5 empresas (independientemente de las empresas azucareras) han implementado en el Perú destacando las plantas de cogeneración en las Empresas Fibras Sudamericanas y las Refinerías de Talara y La Pampilla, sin tener aún aplicación en las industrias de harina de pescado (Robles y Valera, 2022)

Según AGESP (2025) los combustibles están sujetos a los precios del mercado internacional, los cuales presentan un alto índice de volatilidad, más aún se encuentran con valores de precio mucho más altos a los precios prepandemia de 10 S//galón, lo cual encarece los costos de producción. Así mismo el petróleo R500 es un gran contaminante, con un alto impacto frente al calentamiento global. Los precios de los combustibles a la fecha se han estabilizado luego de un periodo de inestabilidad, así tenemos que el petróleo

Bd5 tiene un precio promedio de 18,8 soles/galón, el GLP incremento su precio 80 % (cotizando a la fecha 2,5 Soles/litro) y finalmente el gas natural tiene la figura de commodity, producto de sus bajos costos de venta para generación. Por otro lado según el blog Elektron.pe (2025), se cuenta con suministros de energía eléctrica realizados por contratos mercado libre o regulado, presentándose altos costos con indicadores de 90-100 Soles/kWh. Del mismo modo la facturación de la potencia está afectada por la media aritmética de las 02 mayores máximas demandas del periodo de últimos 6 meses, lo cual provoca un costo facturado sin haber tenido producción, ni consumo de energía.

El 2016 la Dirección de Eficiencia Energética del MINEM publicó la Guía del Uso Eficiente de la Energía para la Industria Pesquera con la finalidad de establecer los procedimientos que permitan optimizar el consumo de energía evaluar y cuantificar el uso racional de los recursos energéticos en todas sus formas, con lo cual la cogeneración se presenta como una tecnología que puede cubrir la demanda energética del sector que en unidades de energía equivalente el 95% esta referido al consumo de energía térmica y el 5% al consumo eléctrico (AF-Mercados, 2016). Del mismo modo Stenevik et al. (2023) las máximas demandas de energía eléctrica en la industria pesquera varían según la capacidad de planta desde 4,5 MW a 0,25 MW, con capacidad de generación de vapor entre 4 000 a 1 000 BHP en promedio.

Según lo detallado en la realidad problemática se plantea lo siguiente:

¿Cuáles son los impactos de la implementación de la cogeneración calificada en el abastecimiento de energía primaria en plantas de harina de pescado?

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo general.

Evaluando el impacto de cogeneración calificada en abastecimiento de energía primaria en las plantas de harina de pescado.

1.2.2 Objetivos específicos

Elaborar una matriz de selección de alternativas de tecnologías de cogeneración para las empresas de harina de pescado.

Dimensionar la capacidad de la planta de cogeneración calificada para la cobertura de demanda térmica y eléctrica en plantas de harina de pescado.

Evaluando la reducción de costos la planta de cogeneración calificada para la en plantas de harina de pescado.

Estimar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en las plantas de harina de pescado al implementarse la cogeneración calificada.

1.3 Formulación de la hipótesis.

Los impactos de la implementación de la cogeneración calificada para el abastecimiento de energía primaria en plantas de harina de pescado se refieren al empleo de tecnología de cogeneración con turbinas de gas y la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y tendrá un impacto positivo en la reducción de costos de la empresa.

1.4 Justificación e importancia.

Justificación teórica: La energía es un componente primordial para el proceso productivo de harina de pescado basada en los siguientes indicadores de desempeño para la eléctrica entre 80-120 kWh/Tonelada de harina producida y 39 -44 galones de petróleo R500/Tonelada de harina. La cogeneración como tecnología eficiente tiene por finalidad al aplicarse reducir los indicadores de desempeño, lo que conlleva a reducir el consumo de energía primaria (ya que de una sola fuente se genera de forma simultánea la energía térmica y eléctrica), lo anterior trae como resultado la disminución de costos de facturación mensual de combustible y energía eléctrica y con una sustancial disminución de las emisiones de dióxido de carbono.

Justificación metodológica: La realización de la presente investigación pretende elaborar una metodología que permita a las diversas empresas de harina de pescado (las cuales tienen capacidad de producción desde 10 t/h hasta 180 t/h) que cuentan con un proceso productivo estandarizado, puedan implementar a futuro una planta de cogeneración dentro de sus instalaciones. Con lo cual es válido para todo tipo de planta de harina de pescado independientemente de su capacidad productiva. Teniendo en cuenta que la estructura de costos de venta de energía eléctrica vía mercado libre o mercado regulado sigue un mismo procedimiento.

La importancia de la tesis es la siguiente:

Contribución a la eficiencia energética: Evalúa cómo la cogeneración calificada (producción conjunta de electricidad y calor útil) puede reducir el consumo total de energía primaria, mejorando la eficiencia global del sistema. Permite identificar el aprovechamiento térmico de los gases de escape o del vapor en procesos industriales como secado de harina de pescado.

Reducción de costos energéticos: Al emplear tecnologías de cogeneración (por ejemplo, motores a gas natural o turbinas), las empresas pueden reducir su dependencia de la red eléctrica y el uso de combustibles convencionales para vapor. Esto mejora la competitividad en un mercado altamente influenciado por los costos operativos.

Alineamiento con políticas energéticas nacionales: Se vincula con los objetivos de promoción del uso eficiente de la energía y la diversificación de la matriz energética, impulsados por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y apoya el cumplimiento del D.S. N.^o 049-2011-EM, que regula la cogeneración calificada en el Perú.

Disminución del impacto ambiental: Permite cuantificar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al sustituir calderos diésel por cogeneración con gas natural, una fuente más limpia y favorece la transición hacia una producción industrial sostenible.

Aplicabilidad en otras industrias: Si bien el foco es el sector pesquero (particularmente en plantas de harina de pescado), los resultados pueden extrapolarse a otras industrias con alto consumo térmico como papel, alimentos, textiles y agroindustria.

Valor técnico y académico: Brinda herramientas para el análisis energético y el dimensionamiento de sistemas de cogeneración con criterios técnicos, económicos y normativos y aporta al cuerpo académico con una visión moderna sobre optimización del uso de energía primaria, concepto clave en ingeniería energética.

II. Marco Teorico

2.1 Antecedentes.

A nivel internacional se presentan los siguientes antecedentes. Biagini, G. (2020) en su tesis estudio para la implantación de una planta de cogeneración de energía en una industria alimenticia, tiene por objetivo realizar el análisis de viabilidad técnica y económica para la instalación de una planta de cogeneración de energía para la producción de electricidad y vapor en una industria de procesamiento de aceite de soja situada en la provincia de Santa Fe (Argentina), basándose en su demanda energética, su diseño de investigación es experimental, en sus resultados presenta la selección de una unidad motriz con turbinas a gas con ciclo combinado debido a la alta disponibilidad del combustible por redes de distribución y alto porcentaje de flujo de calor útil disponible. Concluye que para seleccionar la mejor alternativa es necesario valorar las características de la industria y su proceso productivo. Teniendo en cuenta que se trata de una industria donde el consumo de la energía térmica tiene un papel mucho más importante que el consumo de la energía eléctrica, ya que de la primera se requiere 170 t/h de vapor para el proceso, y que la industria trabaja en continuo.

Jiménez, M. (2018) en su tesis diagnóstico de la cogeneración de energía eléctrica en la planta extractora de aceite de una empresa agroindustrial de palma africana en la ciudad de San Francisco de Orellana, 2015, planteo como objetivo general Diagnosticar la situación actual del sistema de cogeneración de energía eléctrica para diseñar un sistema híbrido eléctrico más eficiente en la planta extractora de una empresa agroindustrial de palma africana de la ciudad de San Francisco de Orellana, e incrementar la disponibilidad de la generación eléctrica. El enfoque de la investigación se ubica en un paradigma crítico – propositivo, y cuantitativo. Dentro de los resultados se tiene el dimensionamiento de un sistema híbrido de alta eficiencia para la generación de energía en la Universidad de Cotopaxi en Ecuador concluye que una central de cogeneración que emplea turbinas de vapor, opera a 22 bares de presión y temperatura de vapor sobre calentado de 260 °C, determinándose que el rendimiento del caldero es de 89,33%, alcanzándose un costo anual de U\$ 1 181,93, un costo variable combustible de U\$ 12 709,00 al año, la turbina axial de condensación acciona un alternador generando una potencia efectiva de 670 kW. El potencial energético para las plantas extractoras es de 670 kW con una disponibilidad de biomasa de 12 meses, en un rango de 300 a 400 t/m, un exceso de carga térmica de 391,7%.

Karaali, R. y Öztürk, I (2016) en su artículo de investigación Performance analyses of gas turbine cogeneration plants, plantean un diseño experimental, dentro de sus

resultados tenemos que el aumento de la relación de presión resulta en una mayor potencia eléctrica para ciclos de potencia pura, incrementándose, pero el flujo de calor sensible de los gases para aprovechar se reduce. El aumento en la tasa de exceso de aire incrementa la cantidad de combustible por unidad de electricidad, pero una reducción de la potencia efectiva. Concluyen que al cambiar la relación de presión de 6 a 16, la eficiencia energética y la potencia eléctrica aumentan aproximadamente un 12 % y un 22 %, pero la eficiencia energética y la potencia térmica disminuyen aproximadamente un 7 % y un 28 %, respectivamente. La potencia eléctrica aumenta aproximadamente un 20 %, pero la potencia térmica disminuye aproximadamente un 11 % para el ciclo simple.

Morales, A. (2013) en su investigación titulada la cogeneración en el sector industrial de México: obstáculos y perspectivas, tiene por objetivo evaluar la cogeneración industrial México, su diseño de investigación es descriptiva, dentro de sus resultados presenta el marco normativo de México en el cual se busca dar cobertura de los sectores económicos industriales relevantes por la cogeneración y determinado que las tecnologías con turbinas a gas y motores de combustión interna son las viables. Se concluye que evaluando el proyecto para una industria química con una máxima demanda de 1,4 MW se abastece el 100% las demandas eléctrica y térmica, del mismo modo el periodo de retorno de la inversión es mayor a 4 años, aplicando un análisis económico de los beneficios de certificación de cogeneración eficiente, tal como lo son el pago por capacidad y participación en bolsa de energía, los indicadores de inversión oscilan entre 1 000 y 2 000 U\$/kW. Con un costo del gas natural de 6 USD/MMBTU.

Pérez, A. (2017) en su tesis Propuesta de Eficiencia Energética utilizando Cogeneración con Microturbinas en el Centro de investigación en materiales avanzados de México, tiene por objetivo realizar una propuesta de Eficiencia Energética, utilizando un sistema de cogeneración que permita apoyar en la reducción del 20% de consumo de energía eléctrica al año 2015. En sus resultados para una planta de 200 kW se tiene un ahorro neto de 3'656 164,35 U\$ en función a las horas de uso. Concluye que la cogeneración debe ser en el corto plazo, una alternativa para un abastecimiento seguro y eficiente de energía. Se cuenta disponible con un alto potencial de cogeneración, el cual no es aprovechado, sobre todo por falta de políticas de incentivos y promoción, entre los cuales tenemos los trámites necesarios para el empleo de biogás o gas natural. La propuesta pretende emplear la cogeneración hasta 4 MW en la cual se presentan ventajas en el uso de microturbinas con turbinas a gas en comparación a la generación con MCI.

Ramos, J. (2012) en su tesis doctoral de la Universidad de Zaragoza titulada optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial, su objetivo es desarrollar una metodología que permita determinar buenas configuraciones de equipos y programas de operación adecuados para los sistemas de cogeneración dedicados al suministro de servicios energéticos, con un diseño experimental, entre los resultados obtenidos se ha modelizado una superestructura para el abastecimiento de energía para un distrito de 5 000 viviendas. Se detalla la información tal como demanda térmica, catálogos y precios de los equipos conformantes, tarifas de electricidad y gas natural, entre otros parámetros relevantes del sistema de cogeneración. Concluye que, en el aspecto normativo, se promociona la cogeneración en la cobertura de energía en horas de máxima demanda, así como el incremento del rendimiento eléctrico equivalente anual. Con relación al arreglo de mayor eficiencia incluye el aspecto de la integración energética, sea éste sólo de cogeneración, o con Trigeneración, o poligeneración con inclusión de sistemas de acumulación térmica.

Rodríguez, J. (2024) en su tesis Gestión y transformación de la cogeneración en España: mercados, madurez digital y descarbonización, tiene como objetivo descubrir estructuralmente el perfil de empresas y plantas del sector de la cogeneración en España, analizar sus praxis actuales de gestión en los mercados energéticos y evaluar su madurez digital, así como sus relaciones. La investigación emplea un enfoque mixto que integra datos cuantitativos y cualitativos. En sus resultados tenemos que la electricidad que se vende a la red, o bien al cliente industrial caso de no ser la misma titularidad jurídica, ha de facturarse adecuadamente en cada mercado y cliente aplicando y declarando los impuestos que le corresponda y otros. Para el caso del calor si no existe la misma titularidad jurídica entre la cogeneración y la industria asociada, también existirá un contrato de compraventa, así como las actividades reguladas conllevan una separación contable de actividad. Concluye que la cogeneración es una actividad energética empleada por una gran diversidad de actividades industriales (20% PIB industrial de España) que comparten que la energía eléctrica y el calor son primordiales para sus procesos productivos y su competitividad. Las industrias que cogeneran producen hoy el 7% de la electricidad nacional, utilizando el 15% de todo el gas natural del país.

Tiemensma, J. (2019) en su tesis Gas Turbines for Heat Generation: Conceptual Comparison & Design for Stack Loss Reduction, tiene por objetivo desarrollar un diseño conceptual del método de aprovechamiento del calor para un alto rendimiento. Su diseño es aplicativo. Dentro de sus resultados se identificaron cuatro conceptos que podrían

mejorar la operación de una turbina de gas de cogeneración los cuales son: inyección de vapor, recirculación de gases de combustión, combustión suplementaria e implementación de una caldera en la cámara de combustión. Concluye que el sistema de inyección de vapor a la cámara de combustión genera una mayor potencia efectiva, pero el aprovechamiento del flujo de calor en generar el vapor para la inyección, reduce en parte el flujo de calor útil de los gases para generar el flujo de calor útil de planta.

A nivel nacional se presentan los siguientes antecedentes. Aguilar, et al. (2019) en sus tesis implementación de una central de cogeneración de 14 MW y producción de 6 t/h de vapor, tiene por objetivos instalar y poner en operación 4 generadores de 3,5 MW y 2 generadores de vapor recuperadores de calor de 3 t/h de capacidad para la generación de electricidad y flujo de calor útil para la empresa ANGLO PERUANA, para ello se contó con una inversión de 6 millones de dólares y un periodo de montaje de 16 meses. Concluye que mediante la implementación de una planta de cogeneración se consigue la reducción del consumo de energía eléctrica con un ahorro económico de 2,9 millones de dólares al año, así mismo su diseño es exclusivamente para cubrir la demanda térmica y eléctrica en su totalidad.

Carlos, C. y Asencios, V. (2017) en su tesis titulada impacto y evaluación de la Trigeneración en el dimensionamiento del sistema de cogeneración en hospitales en la Universidad Nacional de Ingeniería en el Perú, En sus resultados evaluó diversos modelos de cogeneración así tenemos con biodiesel, biogás y gas natural. Dando como resultado de que el modelo de cogeneración que provoca mayores beneficios económico y un periodo de recupero de la inversión, es la tecnología de cogeneración con gas natural, el cual tiene un rendimiento eléctrico efectivo de 67,01% y una relación electricidad-v/calor superior a 0,65. Se empleo una tasa de interés del 11% para un escenario pesimista; según lo obtenido la cogeneración tiene un alto valor del VAN, TIR mayor a la tasa de descuento y un menor tiempo de recuperación de la inversión que incluye un sistema de climatización y conservación. El hospital Edgardo Rebagliati se categorizo como cliente tipo A con un VAN de 1,9 millones para la trigeneración, a diferencia del Hospital Guillermo Almenara de 2 millones; en cambio para una tarifa B, el Hospital Almenara obtiene un VAN de 2.5 millones; con lo cual la Trigeneración en hospitales es muy rentable. Se selecciono grupos electrógenos Marca DEUTZ modelo TCG 2020 V20 con gas natural que tiene una planta de cogeneración integrado con una potencia efectiva de 1 989 kW.

Gamarra, J. y Rivera, R. (2018) en su tesis reducción de costos energéticos de una industria textil mediante una planta de cogeneración en la Universidad Nacional de

Ingeniería en el Perú, como resultados obtuvo que la planta ARIS es una planta consumidora de energía térmica(vapor), agua caliente, fluido térmico y electricidad con una máxima demanda de 2 MW. Del mismo modo se evaluó las alternativas de cogeneración para unidades entre 2 a 3,3 MW empleando turbinas a gas. Se realiza la comparación entre los diversos beneficios energéticos y económicas. Se realizo una recopilación estadística de la demanda de vapor y energía para todo un año de estudio, para así poder obtener construir las curvas monótonas de demandas de electricidad y energía térmica, con lo cual se puede inferir las demandas promedio que orienten a la determinación del tamaño de la planta de cogeneración. Concluye que una central de cogeneración con turbinas a gas y como combustible gas natural representan la mejor alternativa de solución en base al respaldo normativo del Reglamento de Cogeneración y la ley de promoción del uso del gas natural.

Rojas, L. (2021) en su tesis Relación entre la capacidad de cogeneración y la cobertura de la demanda en empresa Cantarana S.A, plantea como objetivo evaluar la relación entre la capacidad de cogeneración y la cobertura de la demanda en la Empresa Cantarana S.A. Su investigación es descriptiva, cuantitativa y no experimental. Dentro de sus resultados tenemos que la potencia térmica útil saliente de la turbina de gas si cubre la totalidad de la potencia térmica útil requerida que es igual a: 42,15 MW el cual deberá ser cubierto por el flujo de calor sensible de los gases de la combustión. Concluye que la capacidad de la planta de cogeneración en función a la cobertura de la máxima demanda eléctrica, genera 2,4 MW, con lo cual tan solo se genera el 12 % de la potencia térmica útil requerida de un valor de 5,06 MW, consumiendo un total de 0.155 kg/s de gas natural, con un heat rate de 12.97 MMBTU/MWh. Siendo sus parámetros técnicos de diseño: relación de presiones igual a 10, límite metalúrgico igual a 4.8 y un exceso de aire de 360 °C.

2.2 Marco conceptual.

2.2.1 Fundamentos.

La cogeneración es una tecnología referida a la generación combinada de energía eléctrica y/o flujo de calor útil a ser consumidos en empresas industriales, de servicios o para uso residencial, para esto se cuenta con un único ingreso de energía primaria suministrada. Es una alternativa tecnológica eficiente la cual está de acuerdo a los compromisos acordados por el Perú en los congresos, conferencias de cambio climático mundial orientada al desarrollo sustentable. La reducción de consumo de energía primaria obtenido es de 36%, debido a que el consumo de combustible representa la energía

primaria a través la cual se genera los distintos tipos de energía útil que requiere la planta consumidora de energía, a diferencia del sistema convencional de energía en la cual debe adquirirse externamente tanto el combustible como la energía eléctrica. (Rojas ,2021)

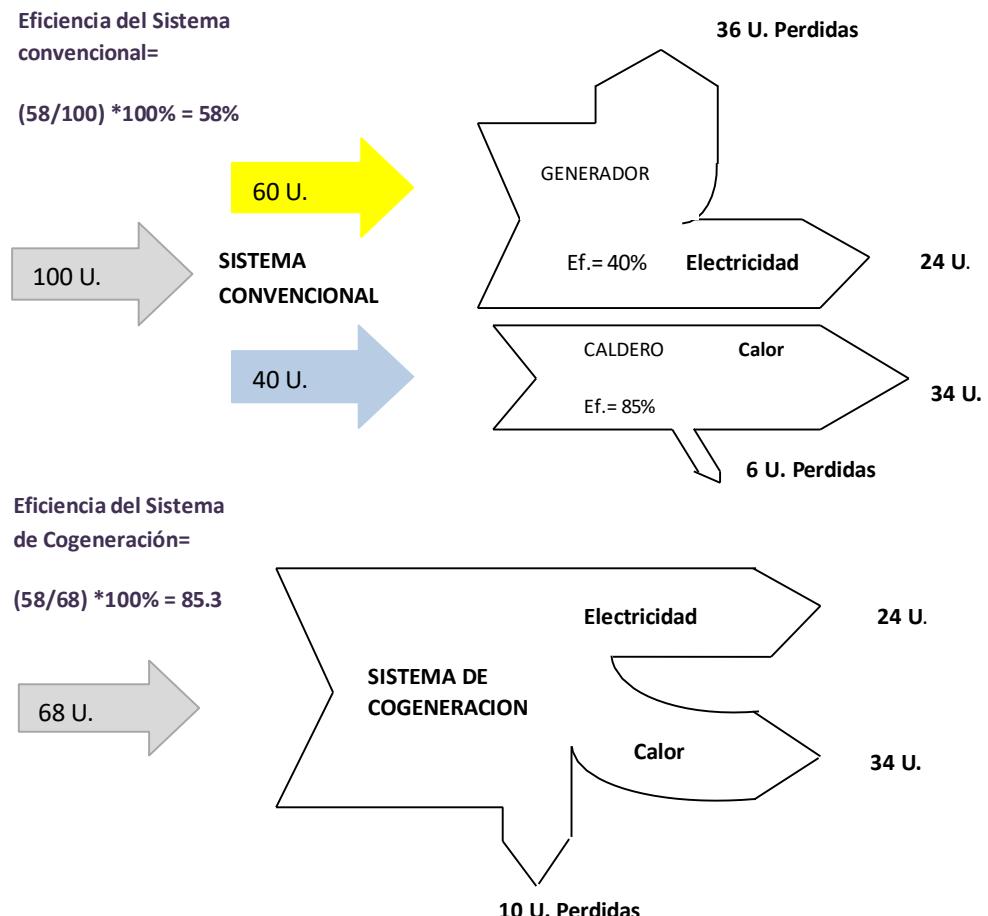
La cogeneración se define como la producción secuencial y/o simultánea de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable (calor útil) en los procesos industriales de una Planta Consumidora de Energía a partir de una misma fuente de energía primaria. Es una alternativa como método de conservación de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable. El ahorro de Energía primaria es del orden de $100-64 = 36\%$, ya que al generarse en forma simultánea el calor de procesos y la energía eléctrica reducen las unidades de energía primaria ingresantes a un sistema para generar la misma cantidad de 56 U. útiles de Energía. Dentro de los arreglos tecnológicos de cogeneración aplicados al sector industrial tenemos: con turbinas de gas, con turbinas de vapor y con motores de combustión interna. (Godos,2011)

La cogeneración ha demostrado: madurez tecnológica, mayor eficiencia en el uso del combustible y menor costo total de producción de energía eléctrica y térmica. En la tarea de evaluar diferentes configuraciones de equipos para una planta de cogeneración, la decisión final queda condicionada por distintos factores de diseño de índole técnica, económica, financiera, legal y medioambiental. (García, et al, 2013)

En la mayor parte de las empresas del sector industrial y también empresas de servicio o entidades del estado, la energía térmica y eléctrica son insumos indispensables. Cuando estas dos formas de energía se requieren de manera conjunta en un proceso productivo, se presenta la oportunidad de implantar sistemas de cogeneración, lo cual lleva, de manera simultánea, a obtener una mayor eficacia en el empleo de combustibles fósiles y reducción de emisiones contaminantes por unidad de energía útil. (CONUEE, 2017)

Figura 1

Comparativo entre sistema convencional y sistema de cogeneración



Nota. Representa la comparación a nivel de eficiencia energética de los sistemas de suministro de energía de forma convencional y con cogeneración, en la cual la cogeneración emplea tan solo 68 unidades de energía equivalente, imagen extraída de Godos, Ricardo (2011)

Los beneficios de la cogeneración son las siguientes:

- Cambio climático: la tecnología de cogeneración permite la reducción del consumo de energía primaria, reduciéndose significativamente el consumo de combustibles derivados de los hidrocarburos y así mismo disminuye un porcentaje de gases de efecto invernadero relacionados al consumo de combustible.
- Seguridad en la autogeneración: la cogeneración al ser producida por el mismo consumidor, brinda un margen de seguridad, lo cual es ofrecida por el mismo productor.

- Aumenta el nivel de competencia de la industria: al tener menores costos de producción, debido a que en forma total o parcial se deja de adquirir electricidad a las empresas distribuidoras o generadoras; y sobre todo porque involucra instalar equipos de alta tecnología en generación de energía.
- Optimiza la intensidad del consumo de energía, mejorando los indicadores de desempeño energético. (Yábar, 2016)

La cogeneración es una tecnología que posibilita la generación conjunta de energía térmica y eléctrica con una alta eficiencia, lo que permite un uso más racional del combustible, generando así un importante ahorro energético y una disminución en la emisión de gases contaminantes como CO₂, SO₂ y NO_x, los cuales contribuyen al calentamiento global. Aunque actualmente se presenta como una solución innovadora, en realidad es un concepto que tiene raíces muy antiguas. Según la American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers, esta tecnología consiste en un proceso en el cual, partiendo de una única fuente primaria, se obtienen dos tipos de energía aprovechables: energía eléctrica y calor. (Aguilar, 2021)

En una central termoeléctrica, se utiliza comúnmente un combustible para generar vapor a alta presión y temperatura, el cual impulsa una turbina encargada de producir electricidad. Sin embargo, incluso en las plantas más avanzadas, solo se logra transformar en energía eléctrica menos del 40% del calor contenido en el combustible. El porcentaje restante se pierde hacia la atmósfera, ya sea a través de los gases de combustión que se liberan por la chimenea del generador de vapor, o mediante los sistemas de condensación y enfriamiento empleados en el ciclo de potencia. (Aguilar, 2021)

La energía primaria entrante en una central de cogeneración está referida a la energía disponible en la naturaleza, antes de ser transformada, son de dos tipos: energía eléctrica suministrada desde la red exterior el flujo masico de combustible (derivados del petróleo o gas natural). También se considera en menor grado la energía solar, la energía eólica, la energía geotérmica y otras formas de energía que constituyen una entrada al sistema como la hidroenergía, el carbón mineral, leña, residuos de vegetales y animales, etc. (Heredia, 2020)

Las centrales de cogeneración se dimensionan según la demanda eléctrica y térmica de cada centro de consumo para el suministro de sus requerimientos energéticos a diferentes características de carga térmica y eléctrica o diversos regímenes de operación teniendo en cuenta modos de funcionamiento. Se presentan las alternativas para los modos de operación:

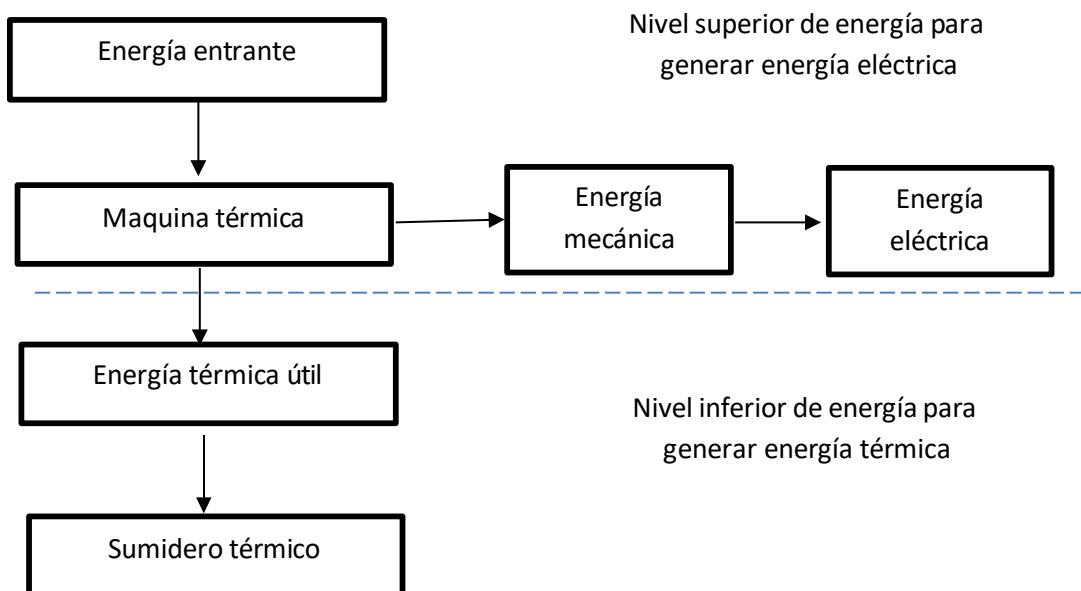
- Cobertura de la demanda eléctrica y un requerimiento adicional de combustible para cubrir la demanda de energía térmica.
- Cobertura de la demanda eléctrica y con el total de la demanda térmica.
- Suministrar la energía térmica necesaria y comercializar los excedentes de energía eléctrica a la red exterior.
- Suministrar la demanda térmica y adquirir la falta de energía eléctrica para cubrir el total de la demanda eléctrica. (Aguilar, 2021)

2.2.2 Arreglos de los sistemas de cogeneración.

Los sistemas superiores o topping cycles representan la forma más común de cogeneración, donde una fuente de energía primaria, como gas natural, petróleo BD5, Residual 500, carbón u otros combustibles similares, se utiliza de forma directa para generar electricidad mediante la producción de un fluido a alta temperatura, el cual impulsa un sistema mecánico generador de energía. Posteriormente, el calor residual, como los gases calientes producto de la combustión, se recupera y se emplea como fuente térmica útil en distintos procesos industriales, tales como el secado, la evaporación, la destilación o la cocción. Este tipo de arreglos se aplica en diversas industrias, incluyendo la textil, petrolera, papelera, cervecera, alimentaria, azucarera, entre otras, donde se requieren temperaturas que oscilan entre los 200 °C y 400 °C. (Rodríguez, 2002)

En los sistemas superiores, la electricidad es el principal resultado obtenido a partir de la reacción química del combustible. El calor que queda en los gases de escape se reutiliza dentro del proceso productivo, como sucede con los gases calientes de una turbina de gas o con el vapor extraído o de escape en una turbina de vapor. Este tipo de sistemas tiene una amplia aplicación en distintos sectores industriales, como la industria del papel y la celulosa, la química, la textil, la cervecera, la azucarera, la agroindustria y la alimentaria, entre otras, donde se requiere vapor o agua caliente para llevar a cabo sus operaciones. (Gonzales, 2010)

Figura 2
Arreglo Topping Cycles



Nota. Representa a través de un diagrama de flujo la distribución energética con su proceso de transformación de un arreglo de cogeneración topping cycles o de cabeza, imagen extraída de Tesis de Robles & Valera (2022)

En los sistemas inferiores, la fuente de energía primaria se destina principalmente a cubrir las necesidades térmicas del proceso productivo. Posteriormente, el calor sobrante se aprovecha para generar electricidad. Este tipo de ciclos se relaciona con actividades industriales en las que los residuos térmicos alcanzan temperaturas cercanas a los 800 °C, y son comunes en sectores como el cementero, siderúrgico, vidriero, químico, entre otros. (Rodríguez, 2002)

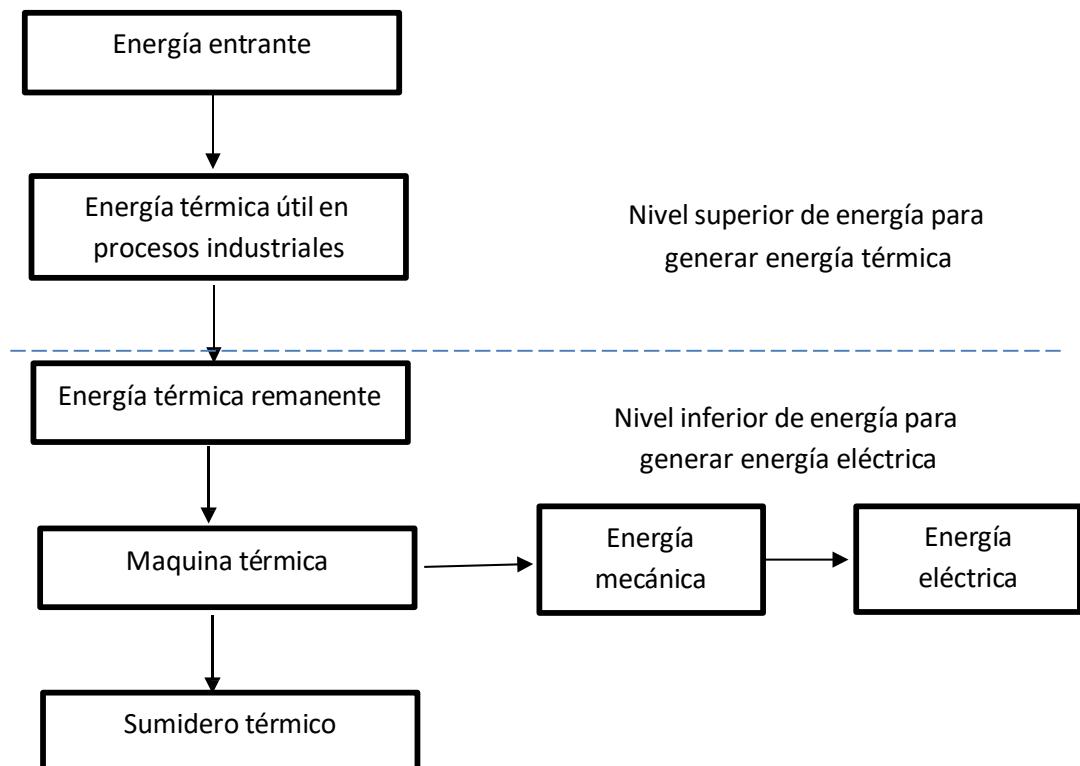
Por otro lado, los sistemas inferiores producen electricidad aprovechando el calor residual que no ha sido utilizado en los procesos industriales, como los gases calientes que se liberan de hornos o secadores de alta temperatura. Este tipo de arreglos se aplica principalmente en industrias como la del cemento, el acero, el vidrio, así como en ciertas ramas de la industria petroquímica y química. (Erices. 2014)

Los Bottoming Cycles, requieren un diseño óptimo de la planta de cogeneración desde su concepción inicial con los requerimientos de demanda térmica y eléctrica de los procesos de planta y se integran para un mejor aprovechamiento del flujo de calor sensible.

Producíendose el flujo de calor residual que permite la generación de vapor saturado o agua caliente para los diversos usos en planta. (Afranchi, Heins y Giumelli, 2021)

Figura 3

Arreglo Bottoming Cycles



Nota. Representa a través de un diagrama de flujo la distribución energética con su proceso de transformación de un arreglo de cogeneración Bottoming cycles o de cola, imagen extraída de Tesis de Robles & Valera (2022)

Otra opción consiste en aprovechar el flujo de calor residual proveniente de los gases de combustión a elevadas temperaturas, que pueden variar entre 300 y 1200 °C, emitidos por hornos u otros equipos térmicos. Este calor se emplea para generar vapor sobrecalegado a presión media, el cual puede accionar turbinas de vapor o turbinas impulsadas por un fluido orgánico de condensación y contrapresión, dependiendo de la temperatura de los gases calientes que se desea aprovechar. (Afranchi, Heins y Giumelli, 2021)

2.2.3 Tecnologías de cogeneración.

a. Cogeneración con turbinas de gas.

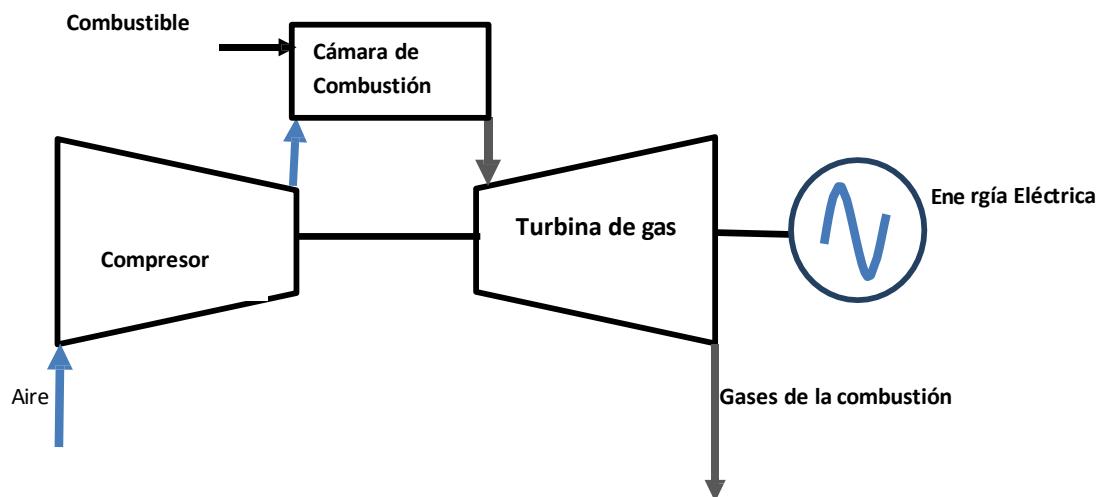
El ciclo termodinámico Joule Brayton simple abierto está conformado por un turbocompresor axial que comprime el aire admitido a condiciones ambientales (aire filtrado y secado previamente) incrementando su presión entre 7 a 25 veces, luego el flujo masico de aire comprimido se deriva a la cámara de combustión, donde se inyecta combustible y se lleva a cabo la combustión a presión constante, alcanzándose temperaturas superiores a los 1 100 °C, dependiendo del tipo de material de los álabes de la turbina. Esta combustión se realiza con un alto exceso de aire, que varía entre un 250 % y un 360 %, con el objetivo de enfriar los gases antes de que ingresen a la turbina. De esta manera, se evita dañar los álabes de las primeras etapas de la turbina y, al mismo tiempo, se incrementa el flujo mísico de los gases de combustión que ingresan a la turbina, lo que permite producir una mayor potencia en bornes del generador. (Gonzales, 2003)

Los productos de la combustión, caracterizados por su alta temperatura, salen de la cámara de combustión e ingresan a la turbina donde se expanden, generando potencia mecánica. Esta potencia se distribuye principalmente entre el compresor, al que se destina aproximadamente dos tercios, y un generador eléctrico, que utiliza el tercio restante para convertir la energía mecánica en energía eléctrica. A la salida de la turbina de gas, los gases aún conservan una temperatura elevada, que oscila entre los 420 y 530 °C. (Gonzales, 2003)

Las turbinas de gas generan potencia con eficiencias promedio de 37 %, pero ésta aumenta de manera considerable si se incorpora un recuperador de calor para los gases de escape salientes de la turbina. Los gases de escape son relativamente limpios, debido a los combustibles son limpios y ligeros empleados en las turbinas de gas (gas natural, petróleo BD5 o turbo jet). Los gases de escape generados pueden ser aprovechados de forma directa en diversos procesos, tal como el secado o utilizados para generar vapor saturado o sobrecalentado en una caldera de recuperación de calor. En otros casos, se puede incrementar la potencia efectiva inyectando agua caliente presurizada o vapor a baja presión en la cámara de combustión. (Gonzales, 2003)

Figura 4

Componentes de un ciclo Joule Brayton Simple Abierto



Nota. Se esquematiza los componentes de un ciclo termodinámico joule Brayton simple abierto, los cuales son un compresor axial, una cámara de combustión y una turbina a gas acoplada a la generación de potencia mecánica para el accionamiento del compresor y del alternador para generar potencia efectiva.

En los sistemas de cogeneración, el calor sensible de los gases de combustión generados por la turbina de gas se recupera y emplea en procesos de transferencia térmica. En el caso del aprovechamiento indirecto de este calor sensible, la recuperación se lleva a cabo mediante un caldero recuperador de calor o HRSG (Heat Recovery Steam Generator). Los sistemas de recuperación pueden ser de tipo pirotubular o acuotubular. Si la demanda térmica excede el flujo de calor útil que se puede recuperar, es necesario incorporar quemadores adicionales, conocidos como postcombustores. (Afranchi, Heins y Giumelli, 2021)

La tecnología de cogeneración con turbinas a gas permite satisfacer grandes y medianas demandas térmicas, operando en un amplio rango de presiones y temperaturas. La potencia efectiva generada puede ser desde 0,05 MW (para microturbinas a gas) y puede alcanzar hasta 500 MW (siendo el valor estándar comercial de 200 MW). Las turbinas de gas más recientes son máquinas de alto rendimiento, con eficiencias de planta mayores a 37%. Con un diseño óptimo de cogeneración, es posible la recuperación de aproximadamente el 80% del calor sensible remanente de los gases de combustión. De esta

manera, el rendimiento de la central de cogeneración puede alcanzar valores cercanos al 80%. (Afranchi, Heins y Giumelli, 2021)

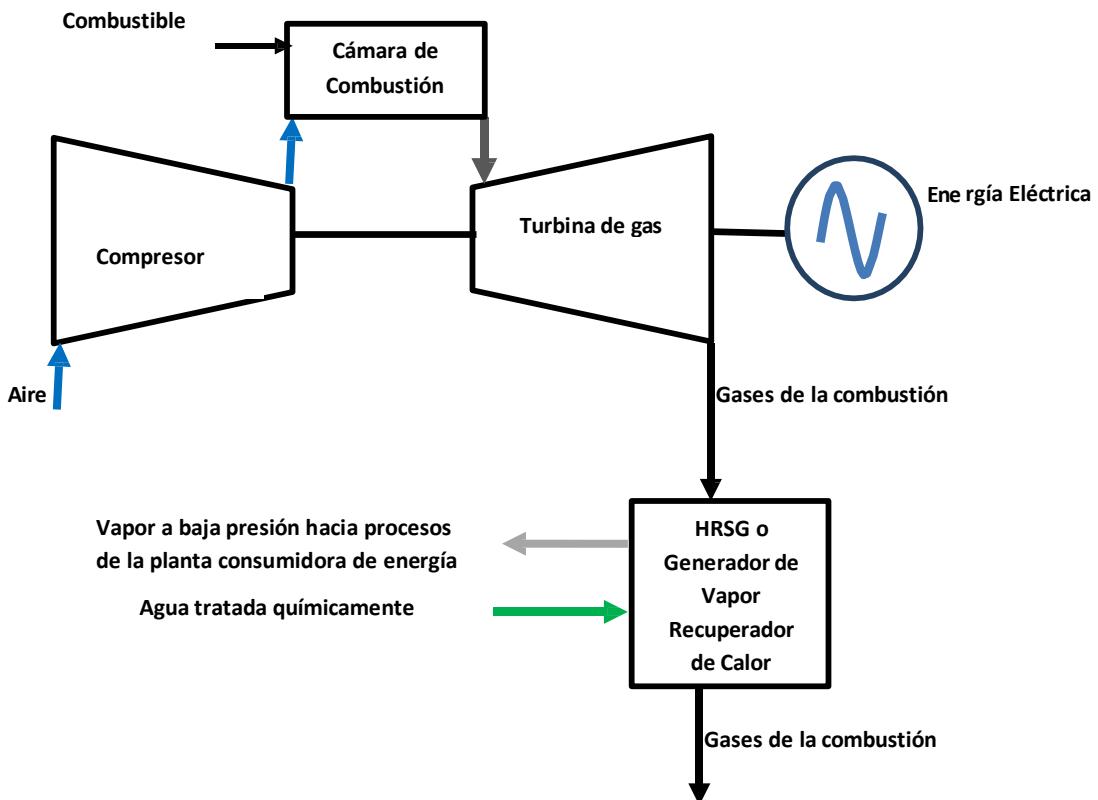
Actualmente se cuenta con una gama de turbinas de gas que son comercializadas. Para un diseño optimo se debe tener en cuenta lo siguiente: comportamiento de la carga térmica y eléctrica, consumo promedio de combustible, temperatura de gases de la combustión, condiciones de operación a cargas parciales, efectos de la presión de descarga en la turbina y la máxima temperatura del ciclo que influye en el tipo de materiales empleados en la fabricación de los alabes de la turbina con lo cual estarán en la capacidad de soportar elevadas temperaturas sin el riesgo de presentar fatiga térmica y mecánica y stress térmico. (Campos, Lora, Meriño y Tovar, 2015)

Una turbina de gas acoplada a un recuperador del calor sensible de los gases de la combustión representa ser una alternativa tecnológica de vital importancia para ser instaladas en los centros de consumo industriales. Se prevé la recuperacion de hasta el 80% del flujo de calor sensible empleándose equipos térmicos con materiales de alta resistencia, con diseños de flujo en contracorriente y empleándose materiales como superaleaciones de titanio que presentan una alta conductividad térmica. El generador de vapor recuperador de calor instalado junto a la turbina de gas puede ser de tiro natural o mecánico presentando diferentes ventajas y desventajas para cada alternativa, la selección deberá hacerse teniendo en cuenta las horas de operación y otras condiciones de explotación previstas y en particular la frecuencia de los arranques en frio que afectan a los materiales. (Campos, Lora, Meriño y Tovar, 2015)

Cuando la demanda de vapor (o de calor en general) supera la capacidad de los gases de escape, es posible generar una cantidad adicional de calor mediante un quemador de fuego adicional. Esto se consigue inyectando combustible de forma directa en un quemador dentro de la caldera. Esta opción es viable debido a que los gases de escape aún contienen suficiente oxígeno. En contraste, los gases de escape de un motor de combustión interna tienen un contenido de oxígeno demasiado bajo para una combustión segura. En este caso, es necesario enriquecer los gases con oxígeno antes de proceder con la post-combustión. Dada esta dificultad, comúnmente se opta por mantener calderas auxiliares en stand by para cubrir cualquier necesidad suplementaria de calor. (Fraile,2008)

Figura 5

Cogeneración con turbinas a gas



Nota. Se esquematiza un arreglo de cogeneración empleando un ciclo joule Brayton simple abierto, empleándose los gases de la combustión salientes de la turbina a gas en un generador recuperador de calor para producir potencia térmica útil.

Los gases de combustión provenientes del gas natural son relativamente limpios, lo que permite su uso en intercambiadores de calor para procesos de cocción, secado y calentamiento. También pueden ser utilizados en procesos de combustión adicional, gracias al elevado contenido de oxígeno que contienen, debido al elevado exceso de aire empleado en la combustión. La alta temperatura de estos gases al salir de la turbina facilita su utilización en la generación de vapor saturado a baja presión para procesos industriales, o en la producción de vapor sobrecalegado en plantas de ciclo combinado. La tecnología de cogeneración con turbina de gas es particularmente adecuada cuando se requiere una gran cantidad de energía térmica en relación a la demanda eléctrica, o cuando la relación calor/electricidad supera 2. (Rivera, 2013)

Entre los factores que afectan al rendimiento y potencia tenemos:

- Temperatura de admisión del aire: La potencia generada por la turbina de gas es directamente proporcional al flujo máscio de los gases de combustión que fluyen por la turbina. El compresor, por su parte, es una turbomáquina térmica que absorbe energía, y su rendimiento depende de la relación de presiones del aire a la salida y entrada del compresor. Esta afectada por la temperatura ambiental, la humedad relativa y la presión atmosférica, así tenemos que un descenso de la temperatura, genera una variación del caudal como producto al incremento de la densidad del aire, afectando a la potencia generada. (Fraile,2007)
- A mayor altitud, la presión atmosférica disminuye, lo que reduce la densidad del aire. Dado que el compresor es una máquina volumétrica, un incremento de la altitud implica una disminución en la potencia efectiva y una disminución en la eficiencia de planta. (Fraile,2007)
- Las pérdidas en el ducto de admisión están asociadas con el diseño de los conductos, filtros, silenciadores, etc., proporcionados por el fabricante de la turbina, así como con la calidad del aire (incluyendo la necesidad de optimizar la calidad de la filtración). También se ven afectadas por los sistemas utilizados para reducir la temperatura del aire que ingresa a la turbina. Los gases se expulsan a través de un difusor para lograr una salida lo más aerodinámica posible. En un sistema de cogeneración típico, incluyen una junta de expansión, un silenciador, la chimenea de bypass (si es necesario) y el elemento de recuperación. Todo este sistema genera una contrapresión de la turbina, la cual generalmente se diseña para no exceder los 250 a 400 mm de columna de agua. Por cada 100 mm de columna de agua adicional en la pérdida de carga (ya sea en la admisión o el escape), la potencia de la turbina disminuye un 0,5 % y su eficiencia un 0,1 % afectando al desempeño global de la central. (Fraile,2007)

b. Cogeneración con turbinas de vapor.

Esta tecnología se distingue por la necesidad de vapor sobrecalegado a alta presión, el cual se genera mediante el uso de HRSG (Heat Recovery Steam Generators) o intercambiadores de calor, operando según el ciclo Rankine con sobrecaleamiento. Se

emplean combustibles como carbón, petróleo residual, biomasa, y combustibles derivados de residuos vegetales (biomasa como el bagazo) o urbanos. En este sistema, el vapor sobre calentado fluye a través de la turbina de vapor, generándose potencia mecánica, que posteriormente se convierte en energía eléctrica. El vapor luego se condensa y retorna al caldero para reiniciar el ciclo. La limitante de este ciclo de potencia es la disponibilidad de agua como insumo. (Camelo, 2015)

Se presenta la siguiente clasificación:

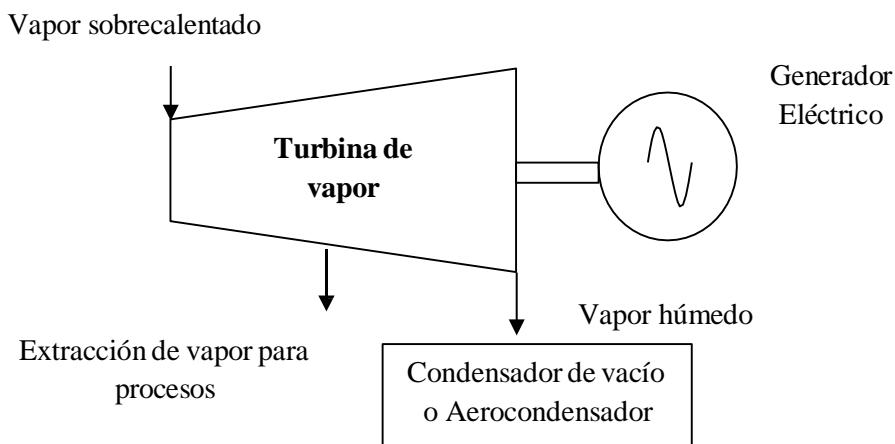
Turbina de vapor de contrapresión. Se caracteriza porque la presión del vapor a la salida de la turbina es superior a la presión atmosférica, con lo cual no se requiere de condensar el vapor según como se realiza en el ciclo termodinámico clásico. Son aplicadas en pequeñas industrias y su rendimiento oscila entre 37 a 39%. Son ideales para ser empleadas en centrales de cogeneración. (Camelo, 2015)

Turbina de vapor de condensación: En este tipo de turbina, la presión del vapor de salida es inferior a la presión atmosférica. Se utilizan principalmente en centrales termoeléctricas de gran capacidad y presentan eficiencias que oscilan entre el 40 % y el 45 %, cuando se emplean técnicas de regeneración y recalentamiento del vapor. (Camelo, 2015)

Son versátiles en su operación, ya que pueden funcionar en una amplia gama de presiones, desde valores cercanos a la presión atmosférica (como ocurre en las centrales geotérmicas) hasta presiones supercríticas, y se pueden ajustar según las necesidades térmicas de las aplicaciones. En el caso de la industria pesquera ubicada en el litoral peruano, la principal limitante es el acceso al agua para la generación de vapor sobre calentado, lo que restringe su uso. La única opción sería recurrir a plantas desalinizadoras de agua, lo que hace inviable cualquier proyecto de cogeneración con turbinas de vapor debido a los elevados costos de instalación. (Camelo, 2015)

Figura 6

Cogeneración con turbinas a vapor de vacío



Nota. Se esquematiza la extracción de vapor intermedia de vapor sobrecalentado, saturado a baja presión para ser empleado en procesos productivos en un centro de consumo que emplea cogeneración, del mismo modo en la última etapa de la turbina de vapor se extrae vapor húmedo para su condensación. El vapor se emplea para generar potencia mecánica, y luego eléctrica en un generador.

c. Cogeneración con motores de combustión interna.

Los motores de combustión interna representan una tecnología de mayor empleo en la cogeneración aplicada a entidades de salud, hoteles y supermercados, operan con combustibles líquidos o gaseosos alcanzando rendimientos de 30% (sin sobrealimentación) y 45% (con sobrealimentación). Los motores de combustión interna presentan configuraciones diversas según la cantidad de circuitos utilizados para recuperar el calor sensible que normalmente se desecha. En este contexto, se pueden identificar las siguientes modalidades:

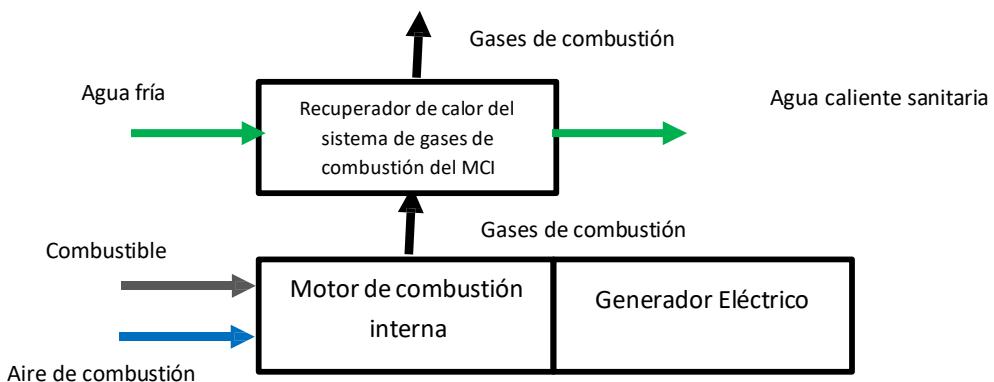
- Enfriamiento del aire de combustión en intercoolers (en el rango de 40°C).
- Circuito de enfriamiento del aceite lubricante (entre 70-80°C).
- Circuito de enfriamiento de camisetas del motor (entre 80-90°C).
- Circuito de enfriamiento de gases de escape (entre 450-550°C). (Castro y Salazar, 2018)

Una gran parte del calor latente recuperable en los motores de combustión interna se encuentra a niveles térmicos inferiores a los 100 °C, lo cual representa una limitación para la generación de vapor, restringiendo su aprovechamiento principalmente a la

producción de agua caliente. Los esquemas de cogeneración en estos casos son comunes para la generación de agua caliente sanitaria, como en hospitales y centros de salud, y para la producción de vapor a baja presión en procesos de calentamiento. Sin embargo, su aplicación está condicionada por el tipo de combustible utilizado; por ejemplo, el uso de carbón presenta mayores restricciones en comparación con combustibles más versátiles como el bagazo. (Castro y Salazar, 2018)

Figura 7

Cogeneración con motores de combustión interna



Nota. Se esquematiza los flujos salientes y entrantes a un motor de combustión interna alternativo y el aprovechamiento del flujo de calor sensible de los gases de la combustión en un recuperador de calor para generar indirectamente agua caliente sanitaria.

2.2.4 Cogeneración calificada.

En el Perú se promulgó el REGLAMENTO DE COGENERACION el año 2006, a través del Decreto Supremo N.º 037-2006 del 07.07.2006, que tiene 2 modificaciones, las cuales son los Decretos Supremos N.º 082-2007 (24.11.2007) y N.º 052-2009 (20.06.2009). En esta normativa se establecen los requisitos y condiciones para optar por calificar a las centrales de cogeneración. Una central de cogeneración calificada faculta la posibilidad de inyección de los excedentes de energía y potencia al SEIN. (Carranza, 2021)

Se enumeran las siguientes características:

- Segundo lo establecido por la ley N° 27133 “Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria de gas Natural, el costo de compra de las Cogeneradoras Calificadas y que además emplean gas natural, es idéntico al precio unitario de compra del gas

natural de las generadoras (Centrales termoeléctricas con ciclo simple y ciclo combinado).

- En el despacho de Energía, las Centrales de Cogeneración calificadas tienen prioridad junto a las RER, en los escenarios durante el cual tienen excedentes de energía eléctrica durante su proceso productivo, su costo variable combustible no deberá considerarse en el cálculo del costo de la energía. (Ministerio de Energía y Minas,2006)
- Las centrales de cogeneración calificada tienen el libre acceso a las instalaciones de distribución. En la determinación del peaje de conexión a los sistemas principales de transmisión no se tendrá en cuenta su potencia autoconsumida.
- La comercialización de sus excedentes de energía y potencia, durante la generación de energía térmica útil están aseguradas dentro del mercado spot, según los costos marginales de corto plazo.
- Podrán comercializar sus excedentes de energía y potencia a través del mercado libre a empresas de generación, distribución o Clientes Libres. (Ministerio de Energía y Minas,2006)

Parámetros de calificación.

Relación de Cogeneración (C): se denomina Relación de Cogeneración a la relación entre la Potencia efectiva generada en bornes del generador eléctrico (E) y el flujo de calor útil empleado en los centros de consumo de energía. (V). (Reglamento de cogeneración del Peru,2007)

$$C = \frac{E}{V} (1)$$

Calor útil (V): La energía térmica, corresponde al calor útil generado en un sistema de cogeneración que satisface una demanda térmica específica en una actividad productiva del centro de consumo. Este calor útil se asocia principalmente al vapor saturado utilizado en los procesos industriales o al agua caliente sanitaria empleada en centros de salud. En ambos casos, dicha energía térmica se obtiene de forma indirecta mediante calderos recuperadores de calor o generadores de vapor por recuperación (HRSG).

Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE). Este indicador relaciona la energía eléctrica producida en bornes del generador con la diferencia entre el calor suministrado a la central de cogeneración y el calor suministrado para generar el calor útil por medio de un generador de vapor convencional cuyo rendimiento es 90% (Reglamento de cogeneración del Perú,2007)

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}} \dots\dots\dots (2)$$

Los criterios de calificación se definen la tabla 1 para las diversas tecnologías de generación contempladas en la normativa peruana.:

Tabla 1

Criterios de Calificación

Tecnología/Combustible	Rendimiento	Relación de
	Eléctrico Efectivo REE	Cogeneración C=E/V
Turbina de Vapor de Contrapesión	0.70	0.15
Turbina de vapor de condensación	0.68	0.30
Turbina de gas ciclo simple	0.55	0.40
Turbina de gas ciclo combinado	0.55	0.50
Motores de Combustión Interna	0.55	0.60
Biomasa	0.30	

Nota. Informacion que detalla los criterios de calificación para la cogeneración en el Perú, así tenemos que para turbinas a gas ciclo simple el rendimiento eléctrico efectivo es mayor o igual a 0,55, mientras que para la relación de cogeneración es igual o mayor a 0,4, informacion extraída del DS N.º 037-2006 EM.

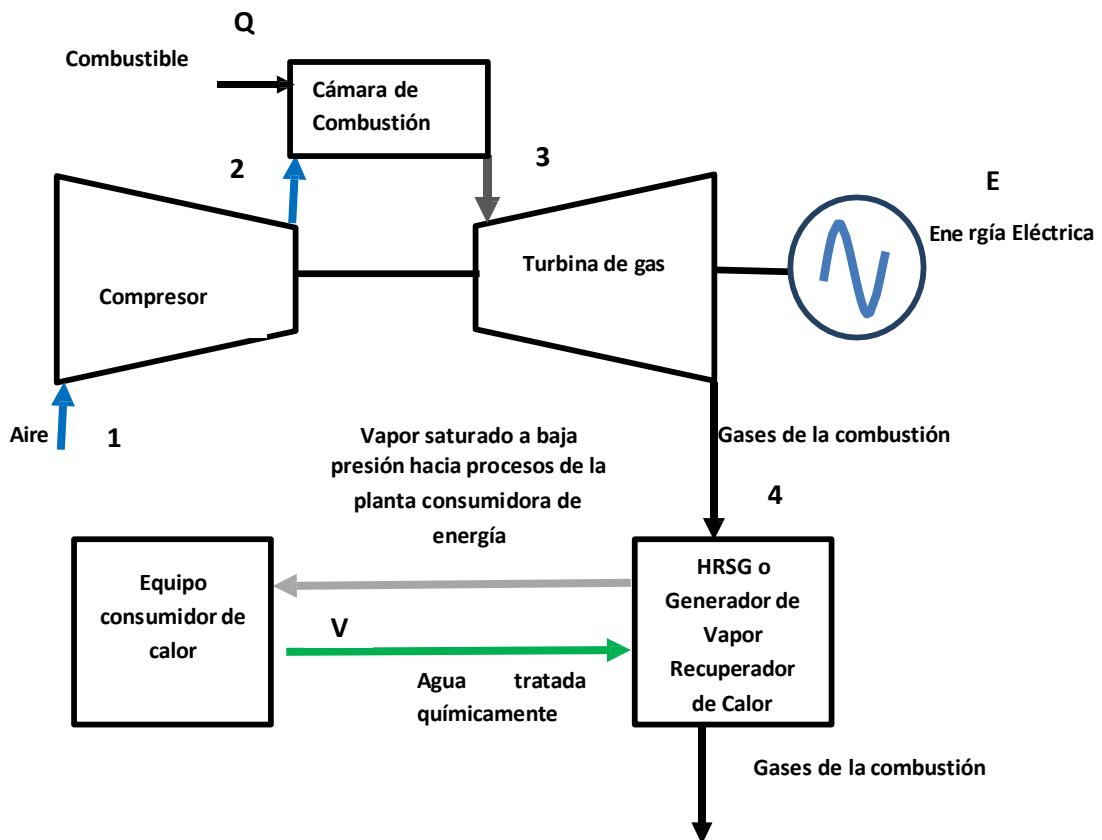
El valor de Q es el flujo de calor suministrado a la cámara de combustión y función del poder calorífico inferior del combustible (PCI) y el flujo masico del combustible, según la siguiente formula:

$$Q = \dot{m}_c * PCI \dots\dots\dots (3)$$

La relación entre la demanda eléctrica (E) y la térmica (Q) caracterizan la simultaneidad entre las demandas, ocurriendo dos posibles tipos de comportamiento: Uniformidad y Variaciones y valores máximos y mínimos. (Rivera, 2013)

Figura 8

Parámetros de calificación de la cogeneración



Nota. Se esquematiza en una planta de cogeneración con ciclo Joule Brayton simple abierto los parámetros de cogeneración calificada, en donde los valores de Q , V y E permiten el dimensionamiento de la planta de cogeneración.

Cuando la relación entre calor útil (Q) y energía eléctrica (E) generada en un sistema de cogeneración es $Q/E > 0.5$, los centros de consumo típicos corresponden a grandes talleres electromecánicos, centros comerciales o de servicios, donde la demanda térmica es moderadamente alta en relación con la eléctrica. En el caso de $Q/E < 0.1$, los centros de consumo suelen ser industrias como fábricas de cemento o plantas cerámicas, donde el requerimiento térmico es bajo en comparación con la demanda eléctrica. Cuando la relación Q/E se aproxima a la unidad ($Q/E \approx 1$), los centros de consumo se denominan

centros de consumo equilibrado, caracterizados por una demanda térmica y eléctrica similar. Ejemplos representativos incluyen fábricas de papel, industrias químicas, petroquímicas, alimentarias y textiles. Por otro lado, cuando la relación entre energía eléctrica (E) y volumen térmico (V) es muy alta, se trata de instalaciones con un consumo intensivo de energía eléctrica en comparación con su demanda térmica. (Rivera, 2013)

2.2.5 Autoabastecimiento de energía.

El autoabastecimiento o autogeneración es la tecnología de generación de energía eléctrica por una misma empresa de producción, de servicios o entidad pública con la finalidad de autoabastecerse de forma parcial o total de la electricidad y energía térmica para procesos. Dentro del auto abastecimiento de energía se incluye la generación distribuida aun no implementada en el Perú, los sistemas híbridos con recursos energéticos renovables y la tecnología de la cogeneración, que ha diferencia de las anteriores descritas permite la generación simultanea de energía eléctrica y térmica por medio de una única fuente de energía. (Vásquez, 2017)

La demanda requerida en un centro de consumo de energía se divide en calor útil para los procesos y demanda eléctrica. El abastecimiento convencional de la demanda para una empresa se caracteriza por:

- Cobertura de la demanda eléctrica, según su máxima demanda, se compra la energía eléctrica vía contrato mercado libre o mercado regulado teniendo en cuenta características tecnicas, económicas y legales. La electricidad fluye desde la empresa de generación hacia las redes de transmisión y distribución desde donde se comercializa según el tipo de contrato y nivel de tensión del consumidor. Un Cliente libre es aquel consumidor de energía eléctrica cuya demanda máxima es igual o superior a 2.5 MW, y un Cliente regulado esta referido al usuario con un consumo de hasta 200 KW. Y dentro del rango de 200 kW hasta 2.5 MW, un usuario podrá elegir entre ser cliente libre o reglado.
- El abastecimiento de la demanda térmica se realiza mediante la adquisición de combustibles gaseosos a las empresas QUAVII, PECSA, Costa Gas, etc., quienes comercializan GLP, GNC, y por empresas que comercializan combustibles líquidos como Petróleo R500 o Biodiesel. El combustible reacciona a través una reacción de combustión con aire comburente. (Rojas,2021)

Conocida la demanda de energía eléctrica y térmica de un centro consumidor y el resto de los factores de diseño, surgen las siguientes interrogantes acerca del sistema de cogeneración a elegir: ¿Qué tecnologías deben instalarse?, esta cuestión se aborda como un problema de síntesis. El término síntesis involucra a la selección de tecnologías que constituirán la estructura productiva del sistema. (García, et al. 2013)

La potencia eléctrica demandada está ligada a la potencia térmica, ya que las dos dependen de la producción y la demanda de calor es mayor con respecto a la de electricidad. Para ambas energías habrá una potencia nominal de cálculo. Debido a que es de interés evitar los excedentes de calor y aprovechar el máximo de energía cogenerada, la potencia eléctrica nominal de la demanda será útil para seleccionar la potencia del equipo de cogeneración, el tipo de equipo y la modulación de potencia instalada en una o más maquinas. La potencia de un equipo de cogeneración deberá seleccionarse de manera que se optimice su aprovechamiento. Para esto es necesario considerar que las potencias tanto eléctrica como térmicas demandadas por un sistema, pueden variar entre un valor máximo y un valor mínimo, a lo largo de un día, así como a lo largo de un año. De acuerdo con la potencia del equipo, se presentarán períodos en los que se producirá energía eléctrica en exceso y horas en las que la energía generada tanto eléctrica como térmica será insuficiente. (Carranza, 2021)

Del mismo modo es necesario conocer ¿Qué tamaño y número de equipos de cada tecnología deben instalarse?, el diseño consiste en especificar las características técnicas de cada uno de los equipos que componen la estructura productiva del sistema energético. En muchas ocasiones, la tarea fundamental del diseño consiste en seleccionar equipos entre aquellos disponibles en el mercado. (García, et al. 2013)

La temperatura máxima de las turbinas a gas está limitada por los materiales y la refrigeración disponible. Un ligero sobrecalentamiento puede destruir la TG. Las turbinas más sencillas funcionan con 1 000- 1 200 °C a potencia nominal, mientras que las de aviación soportan hasta más de 1 200 °C. Para aplicaciones críticas, como turborreactores militares, se admite hasta unos 1 400 °C, especialmente para tiempos cortos. La temperatura de ingreso a la turbina es primordial para el valor final de la temperatura de gases. (Lecuona, 2020)

La recuperación del calor de los gases de escape en turbinas de gas, que son emitidas entre 650 a 500 °C constituye uno de los pilares de la cogeneración moderna, ya que permite transformar la energía térmica residual en vapor útil o agua caliente, incrementando la eficiencia global del sistema y reduciendo el consumo de combustibles fósiles o fuentes de energía primaria (Singh, 2023). Diversos estudios señalan que esta tecnología puede elevar la eficiencia energética total por encima del 75%, comparada con valores menores al 40% en sistemas de generación simple (Eriksen y Sørensen, 2021).

Asimismo, la implementación de calderas de recuperación de calor permite aprovechar el flujo térmico de los gases salientes para procesos industriales que requieren vapor de baja presión (en un rango de 6-8 bar de presión), como los de la industria pesquera y petroquímica (Hirta y Yamaguchi, 2020). Estos esquemas no solo optimizan el uso de los recursos energéticos, sino que también contribuyen a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de normativas ambientales internacionales (García et al., 2022).

En una turbina a gas simple ciclo, alrededor del 50–65% de la energía química del combustible se pierde por los gases de escape. Estos gases salen con una temperatura muy superior al ambiente, lo que permite recuperar entre 25% y 35% de la energía total de entrada al sistema en forma de calor útil (vapor o agua caliente). En términos prácticos, de una turbina de 10 MW eléctricos, es común obtener 12–15 MW térmicos recuperables mediante una caldera HRSG. (Singh, 2023).

Un caso exitoso de cogeneración con turbinas a gas es la planta de Nestlé en México, donde se implementó una turbina a gas con recuperación de calor que genera aproximadamente 30 MW de electricidad y produce cerca de 120 toneladas de vapor por hora para procesos industriales. Gracias a esta tecnología, la planta alcanzó una eficiencia global cercana al 80 %, reduciendo en un 25 a 30 % el consumo de combustible respecto al uso separado de electricidad de red y calderas convencionales, además de evitar la emisión de unas 100 000 toneladas de CO₂ anuales (Singh, 2023).

De manera similar, la refinería de OMV en Austria instaló un sistema de cogeneración con turbinas a gas que genera 400 MW de electricidad y 400 toneladas de vapor por hora, logrando eficiencias superiores al 80 % y ahorros energéticos equivalentes

a 1,2 millones de barriles de petróleo al año (Kehlhofer et al., 2012). Estos casos demuestran el alto potencial de la cogeneración en la reducción de costos y emisiones en industrias intensivas en energía.

III. Metodología.

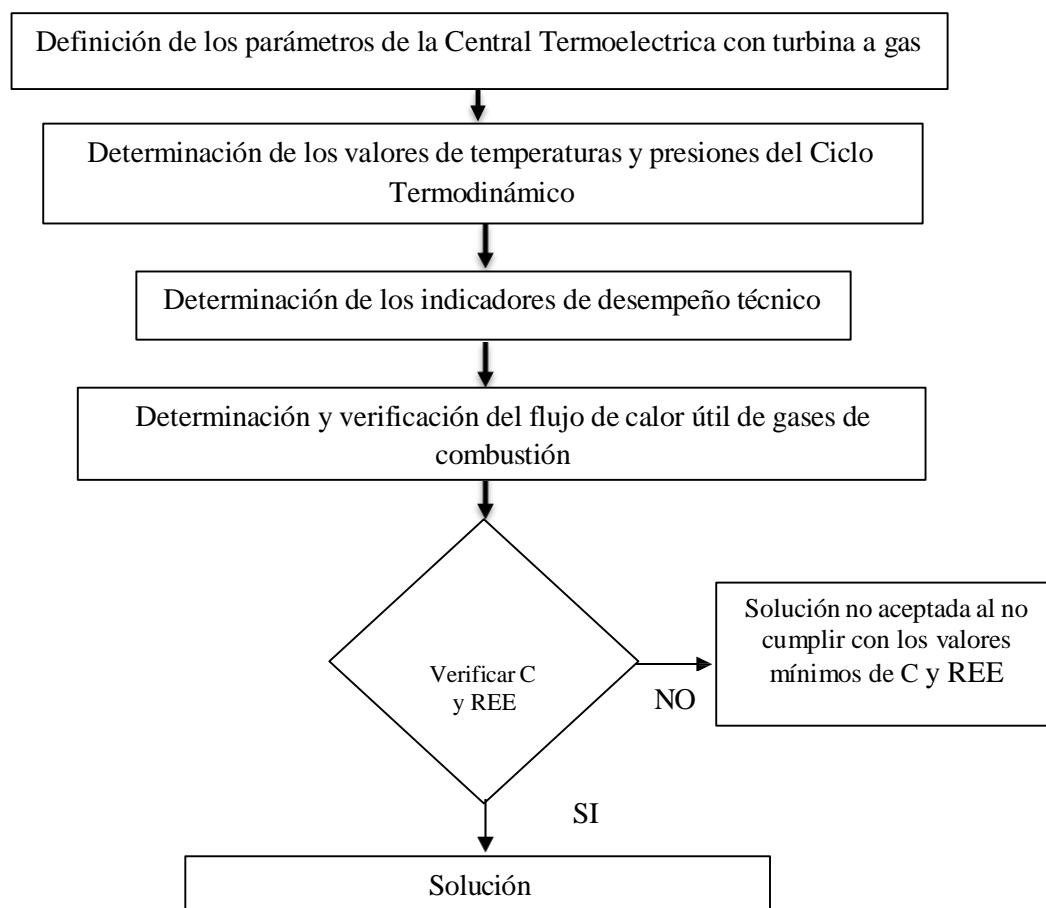
3.1 Método.

Se aplicaron el método deductivo, en la cual la investigación va desde lo general a lo específico; esta es de tipo cuantitativo y aplicada. Del cual se irán hallando los diversos efectos que se genera con la cogeneración calificada para la autogeneración de energía en las empresas de harina de pescado. Se busca responder la pregunta cómo la cogeneración calificada impacta sobre la cobertura de energía en las empresas de harina de pescado.

Seguidamente se presenta el algoritmo de cálculo para la determinación de las centrales de cogeneración que se dimensionan para las diversas capacidades de producción de las plantas de harina de pescado.

Figura 9

Secuencia para el dimensionamiento de la cogeneración con turbina de gas.



Nota. Se esquematiza la secuencia del dimensionamiento de la planta de cogeneración calificada, independiente de la capacidad de procesamiento de la planta de harina de pescado.

Para la determinación de los parámetros de la central termoeléctrica con turbina a gas, toma en cuenta las condiciones de temperatura ambiental, presión atmosférica, altitud y humedad relativa promedio. Consideraciones ambientales en Chimbote: Presión 1 Bar y Temperatura 22 °C y 60% de humedad relativa.

Para la determinación de valores de presión y temperaturas se ha tomado la secuencia de cálculo de las tesis de Robles y Valera (2022), la cual es similar a la de Rojas (2021) empleados en el cálculo de una central termoeléctrica con gas natural de una planta de cogeneración y empleada también por Miranda y Oliva (2023) y Alvarado (2021) en el cálculo del ciclo superior de una central de ciclo combinado con gas natural y teniendo en cuenta la figura 8.

Determinación de la Temperatura 2 ideal:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \quad (4)$$

Coeficiente politrópico del aire: 1,38.

La relación de presión de un compresor relaciona la presión de salida y la presión de entrada en el compresor es un indicador característico de diseño y desempeño.

$$\text{Relación de presiones : } r_k = \frac{P_2}{P_1} \quad (5)$$

Para un proceso real y tomando en consideración la eficiencia del compresor η_c , la temperatura real a la salida del compresor se evalúa con la siguiente ecuación:

Del mismo modo la potencia absorbida por el compresor es igual a.

$$P_c = \dot{m}_{aire} * C_{p,aire} * (T_{2R} - T_1) \dots \dots \dots (7)$$

Donde:

\dot{m}_{aire} = flujo masico de aire.

C_p aire = calor específico a presión constante del aire

Para el compresor axial: Rendimiento 90 %

El límite metalúrgico es un parámetro que compara el valor máximo de la temperatura del ciclo (a la salida de la cámara de combustión) con el valor mínimo del ciclo (temperatura ambiental, que es la temperatura del aire al ser admitido al compresor).

$$\theta = \frac{T_3}{T_4} \dots \dots (8)$$

La potencia térmica suministrada a la cámara de combustión es función de la siguiente ecuación:

$$Q_s = \dot{m}_{\text{combustible}} * \text{PCI} \dots \dots \dots (9)$$

Para hallar el valor de la temperatura de salida de los gases de la combustión se determina con la siguiente ecuación:

$$\frac{T_3}{T_4} = (r_p)^{\frac{k-1}{k}} \dots \dots \dots (10)$$

Coeficiente politrópico de gases de la combustión: 1.33. (para gases poliatómicos)

Para hallar el valor de la temperatura 4 real se toma en consideración la eficiencia de la turbina de gas:

$$T_{4R} = T_3 - ((T_3 - T_4) * \eta_{TG}) \dots \dots \dots (11)$$

Para la turbina axial: Rendimiento 90%

Presión de salida de gases de la combustión a la salida de la turbina: 1.01 Bar.

Potencia generada por la turbina: Se determina según la siguiente ecuación:

$$P_{TG} = \dot{m}_g * C_{p,\text{gases}} * (T_3 - T_{4R}) \dots \dots \dots (12)$$

Para la determinación de los indicadores de la planta de cogeneración, se tienen las siguientes ecuaciones.

Potencia neta del ciclo termodinámica:

$$P_N = P_{TG} - P_C \dots \dots \dots (13)$$

Potencia efectiva de planta: Se evalúa en bornes del generador eléctrico.

$$P_E = P_N * \eta_{ge} \dots \dots \dots (14)$$

Rendimiento de Planta, determina el grado de aprovechamiento en potencia efectiva del total de la potencia térmica suministrada por el combustible.

$$\eta_{planta} = \frac{P_E}{Q_s} * 100\% \dots \dots \dots (15)$$

El Heat Rate o Tasa de Calor (H.R) : Es el principal indicador de desempeño entre las centrales termoeléctricas, y compara el flujo de combustible entre la potencia efectiva desarrollada en bornes del generador eléctrico.

$$H.R = \frac{m_c}{P_E} \left(\frac{\text{MMBTU}}{\text{MWh}} \right) \dots \dots \dots (16)$$

Para la verificación del cumplimiento del reglamento de cogeneración se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

Para la determinación del flujo de valor útil de los gases de la combustión:

$$V_{gases\ de\ combustion} = m_g * Ce_g * (T_{4R} - T_5) \dots \dots \dots (17)$$

Seguidamente se verifica según la capacidad de planta de harina de pescado la relación entre su potencia térmica útil y la potencia térmica útil de los gases de la combustión, la cual debe cumplir con la siguiente restricción para poder ser considerada aceptable la solución, para el aprovechamiento de la potencia térmica útil de los gases de la combustión.

$$V_{gases\ de\ combustion} > V$$

La fracción de cobertura de demanda térmica con el total de la potencia térmica disponible por los gases de la combustión salientes de la turbina de gas es igual a:

$$\% \text{ de empleo de la Potencia termica disponible} = \frac{V * 100\%}{V_{gases de combustion}} \dots \dots (18)$$

Referente a la demanda eléctrica, la planta de cogeneración debe tener como restricción que puede cubrir la totalidad de la potencia requerida para la planta de harina, teniendo en cuenta su máxima demanda, y la potencia efectiva de la planta de cogeneración, donde esta última debe ser mayor a la máxima demanda eléctrica requerida por la planta de harina de pescado, calculo que se efectúa según la capacidad de cada planta de harina de pescado.

Seguidamente se debe determinar el valor del flujo de calor suministrado a la planta de cogeneración, según la siguiente ecuación:

$$Q = m_{gn} * PCI \dots \dots \dots (19)$$

Con los valores de E, V y Q se verifica el cumplimiento de los indicadores de calificación para identificar si la solución cumple con el reglamento de cogeneración del Perú:

$$\text{Relacion de Cogeneracion } C \geq 0.4$$

$$\text{Rendimiento Electrico Efectivo REE} \geq 0.55$$

3.2 Diseño de investigación.

El diseño es pre- experimental y se usa estableciendo una relación entre la causa y el efecto de un problema o situación problemática.



O1: Abastecimiento de energía convencional.

O2: Abastecimiento de energía con cogeneración calificada.

X: Cogeneración calificada

G.E: Empresas de harina de pescado.

3.3 Población y muestra.

La población se refiere al conjunto de elementos sometidas a un estudio. Para nuestro caso esta referido a las plantas de harina de pescado del Perú (un total de 120 empresas, las cuales tienen un modelo de procesamiento único de fabricación de harina de pescado), la información requerida se tomó como fuente la estadística del Ministerio de la Producción.

La muestra representa un subconjunto de una población, la misma que está constituida por unidades de análisis. Para una nuestra investigación la muestra fue seleccionada por conveniencia en función al acceso de información de las plantas de harina de pescado disponibles en la Provincia del Santa donde se concentra el 20% de las empresas. Las plantas de harina de pescado tienen 6 tamaños estandarizados según su capacidad de planta y por lo tanto incluye una planta de harina de pescado por capacidad de planta, según la siguiente descripción:

- 01 planta de 10 Toneladas/hora de capacidad.
- 01 planta de 30 Toneladas/hora de capacidad.
- 01 planta de 60 Toneladas/hora de capacidad.
- 01 planta de 90 Toneladas/hora de capacidad.
- 01 planta de 120 Toneladas/hora de capacidad.
- 01 planta de 180 Toneladas/hora de capacidad.

La parte energética de la muestra de estudio se caracteriza por lo siguiente: El suministro de energía eléctrica a los centros de consumo se efectúa a través de contratos de compraventa, ya sea desde la red de distribución en media o baja tensión, o desde el sistema de transmisión en alta tensión, dependiendo del nivel de conexión del usuario. Estos contratos pueden tener precios regulados por la autoridad competente o ser libremente pactados entre las partes. La energía eléctrica fluye desde los generadores eléctricos hacia el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) o hacia un sistema aislado, y de ahí hacia la red de distribución, que usualmente es la encargada de la comercialización de la energía y potencia eléctrica al consumidor final.

El Mercado Libre de electricidad en el Perú está regulado por el Decreto Supremo N° 022-2009-EM, en concordancia con el Artículo 2 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Según esta normativa:

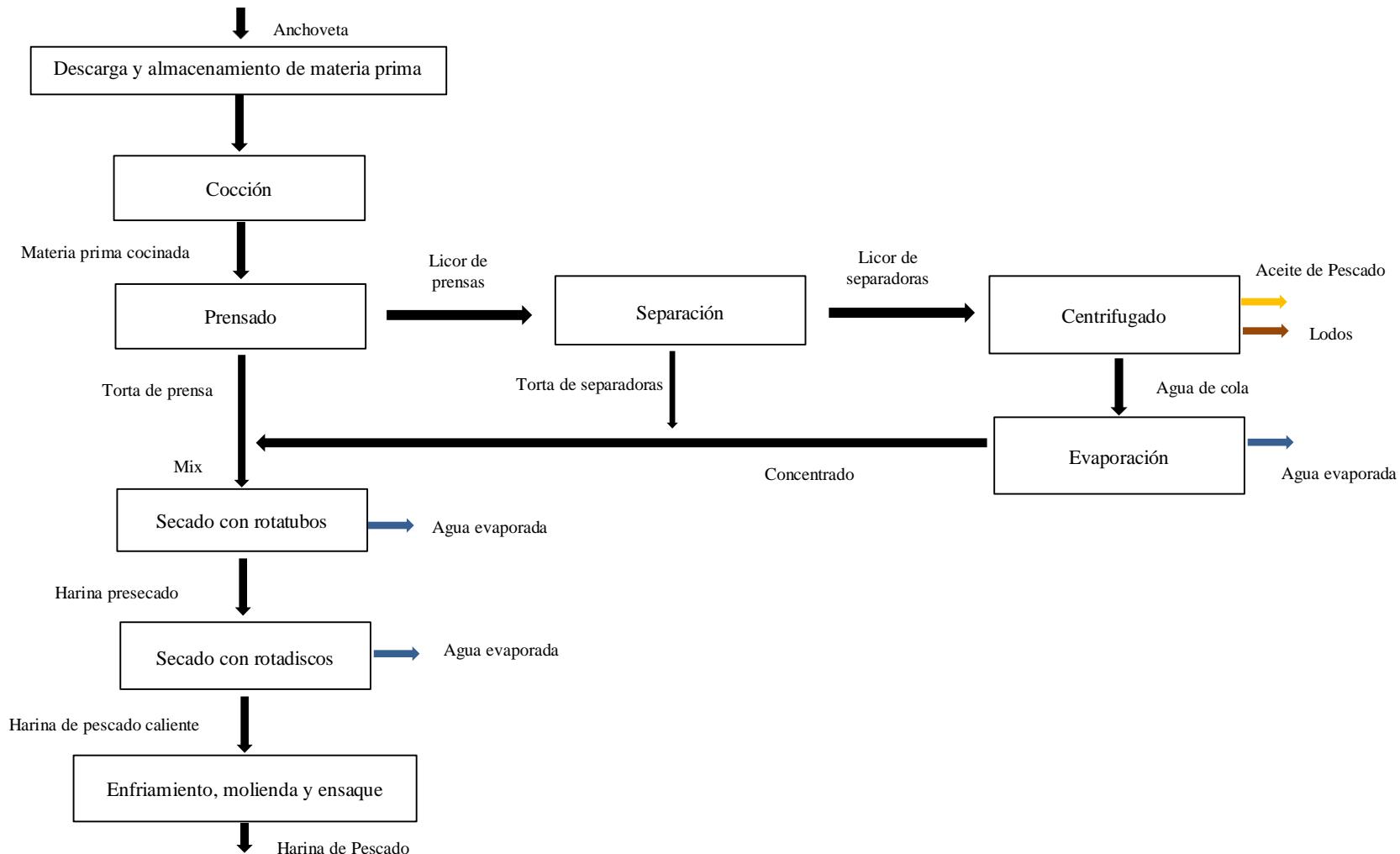
- Los usuarios cuya demanda máxima anual no excede los 200 kW son clasificados como Usuarios Regulados, adquiriendo energía eléctrica a precios regulados por OSINERGMIN a través de la red de distribución. (MINEM, 2009)
- Aquellos usuarios con una demanda máxima anual entre 200 kW y 2 500 kW tienen la opción de acogerse al régimen de Usuario Regulado o Usuario Libre, siempre que cumplan con los requisitos establecidos en el reglamento correspondiente.
- Los usuarios con demandas superiores a 2 500 kW adquieren automáticamente la condición de Usuarios Libres.
- Los Usuarios Libres tienen la facultad de contratar el suministro de energía eléctrica con uno o varios proveedores simultáneamente, ya sea con empresas generadoras o con la empresa distribuidora dentro de su zona de concesión. La adquisición de energía y potencia en bloque se realiza bajo las disposiciones del Mercado de Corto Plazo, conforme a la normativa vigente. (MINEM, 2009)

En el mercado regulado de electricidad, las tarifas y costos unitarios aplicables son regulados por OSINERGMIN para las tarifas de media y baja tensión. Los costos unitarios en este mercado se determinan considerando los costos marginales de generación en un entorno de competencia libre. En este contexto, los precios se fijan en el punto de equilibrio entre la demanda y la oferta proyectada para los próximos cuatro años. Además, el pago por potencia también favorece la competencia, ya que reconoce el retorno anual de la inversión de las centrales de generación. (Vásquez, 2017)

Con respecto al suministro de combustible, estas son comercializadas por empresas como PECSA, Costa Gas, Energías, etc., las cuales comercializan Petróleo R500 o Biodiesel o GLP. La concesión de la distribución de gas natural en el Perú lo tiene la Empresa Quavii S.A quien se abastece de gas natural vía gasoducto virtual desde la localidad de Pisco a la ciudad de Chimbote.

Figura 10

Estructura productiva planta de harina de pescado.



Nota. Se presenta el diagrama de flujo del proceso productivo de harina de pescado independiente de su capacidad de planta.

3.4 Operacionalización de las variables.

3.4.1 Definición operacional.

3.4.1.1 Variable independiente.

Cogeneración calificada. Es una herramienta tecnológica eficiente mediante la cual se genera electricidad y térmica en las empresas de harina de pescado para la cobertura de su máxima demanda térmica y eléctrica, y del mismo les permite las inyecciones de sus excedentes de electricidad al sistema eléctrico externo SEIN cumpliendo lo establecido en el Reglamento de Cogeneración y así mismo genera una energía segura, de calidad y de alta confiabilidad e independiente de la red eléctrica externa.

3.4.1.2 Variable dependiente.

Abastecimiento de energía primaria: Son los métodos tecnológicos de generación mediante turbinas de vapor, turbinas de gas o motores de combustión interna como motores primos instalados dentro de las empresas de harina de pescado que les permiten generar su propia electricidad y energía calorífica, parcialmente o en su totalidad o con excesos de energía eléctrica,

3.4.2 Variables/ Indicadores

3.4.2.1 Variable independiente. Cogeneración Calificada.

Rendimiento eléctrico efectivo.

Relacion de cogeneración.

Reducción de consumo de energía. (%)

3.4.2.2 Variable dependiente. Abastecimiento de energía primaria.

Máxima demanda eléctrica. (MW)

Potencia térmica útil o máxima demanda térmica. (MW)

Capacidad de planta. (TM/hora)

3.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Las técnicas de recolección serán los siguientes:

Técnica de campo u Observación. Las técnicas de observación están orientadas a analizar un problema, un evento o realidad problemática. Permiten de cierto grado un

acercamiento a la realidad de la investigación. Por lo general permite estudio de conductas y comportamientos observables.

Técnica documental o Documentación, esta técnica de investigación permite recopilar y seleccionar información contenido en documentos escritos y no escritos. Este tipo de investigación se asocia la información pasada necesaria para tener una visión real del objeto o sujeto y sirve de base de estudio para identificar un futuro comportamiento.

Los instrumentos a emplearse son los siguientes:

Registro de información, consiste en un instrumento de recolección de datos los cuales se emplean para identificar las características de la investigación referente a la cogeneración.

Ficha técnica, estos instrumentos permiten registrar e identificar las fuentes de información, así como recoger evidencias útiles para la investigación.

3.6 Técnicas de análisis de resultados.

Se describe la secuencia de recolección de datos:

- Determinación de la demanda térmica útil según las 6 capacidades de planta de harina de pescado, para ello se tomó como caso de estudio una planta de harina de pescado de 60 toneladas/hora. Básicamente realizando un balance de energía en las zonas de cocinado y secado.
- Del mismo modo se recogió la información de la máxima demanda eléctrica
- Se realizó una matriz de selección de la mejor alternativa a implementar en una empresa de harina de pescado teniendo en cuenta diversos factores tal como combustible, disponibilidad de agua, costos de operación, entré otros.
- Se dimensionó la planta de cogeneración con la tecnología de turbinas a gas, tomando el caso de la planta de harina de pescado de 60 toneladas/hora de capacidad, variando para ello la relación de presiones del ciclo termodinámico Joule Brayton simple abierto desde 10 a 17, con un exceso de aire de 360 % y un límite metalúrgico de 4,9. Verificándose su existencia en función a la potencia térmica útil de los gases de la combustión disponibles con un modelo de cobertura de la energía total con la tecnología seleccionada según las restricciones del artículo 4 y 5 del reglamento de cogeneración teniendo en cuenta el abastecimiento de la totalidad de la demanda térmica y eléctrica.

- Se determinó el impacto de la cogeneración calificada en las empresas de harina de pescado según la capacidad. de planta de la muestra de estudio seleccionada determinándose la reducción de energía primaria, reducción de costos y disminución de emisión de dióxido de carbono, para los cambios de matrices energéticas con gas natural y petróleo R500 en los generadores de vapor de las plantas de harina de pescado.
- Se hizo uso de hojas electrónicas EXCEL para los cálculos de balance de energía y dimensionamiento del modelo de cogeneración calificada. En una hoja electrónica se elaborará un modelo de implementación según la demanda térmica y eléctrica la cual estará asociada a la tecnología de cogeneración a implementar y los criterios de calificación que deberá tener para calificar. Se hará uso de histogramas y gráficos de curva para visualizar el comportamiento de las variables. El informe se redactó con el procesador de textos WORD.

IV. Resultados y discusión.

4.1 Caracterización de la aplicación de la cogeneración en empresas de harina de pescado.

Se presenta la distribución porcentual promedio de la demanda de energía eléctrica en una empresa de harina de pescado independiente de su capacidad, identificándose que en el área de secado y presecado se concentra el 34,3% de la demanda eléctrica, en donde se tienen motores de alta potencia para accionar los secadores.

Tabla 2

Distribución porcentual promedio de demanda de energía eléctrica

Área	Porcentaje de energía eléctrica
Secado y presecado	34,7%
Prensado	12,9%
Cocinado	10,5%
Separación	9,6%
Centrifugación	9,3%
Evaporación	8,1%
Auxiliares	7,4%
Enfriamiento y ensaque	4,2%
Recepción y almacenamiento	3,4%
Total	100,0%

Nota. En el Anexo 2 se presenta la información de la determinación porcentual de energía eléctrica según demanda por áreas del proceso de obtención de harina de pescado en función a una muestra de 11 empresas.

Se presenta la distribución porcentual promedio de la demanda de energía térmica para una empresa de harina de pescado independiente de su capacidad, identificándose que en el área de Presecado con secadores rotadiscos donde se concentra el 41,3% de la demanda térmica asociada al consumo de vapor saturado. Siendo solo tres áreas del proceso productivo que tienen el 99,8% de la demanda térmica total.

Tabla 3

Distribución porcentual media de demanda de energía térmica

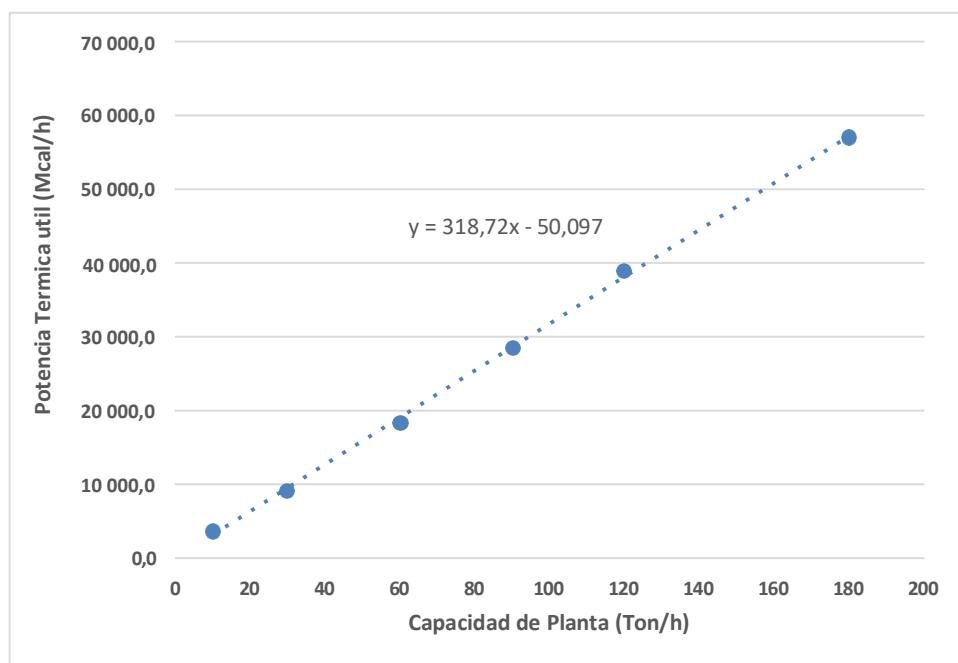
Área	Porcentaje de energía térmica
Cocción	30,1%
Presecado	41,3%
Secado	28,4%
Calentamiento	0,2%
Total	100%

Nota. En el Anexo 3 se presenta la información de la determinación porcentual de energía eléctrica según demanda por áreas del proceso de obtención de harina de pescado en función a una muestra de 11 empresas.

Se presenta el comportamiento medio de la máxima demanda térmica útil en una empresa de harina de pescado independiente de su capacidad, identificándose que existe una proporcionalidad directa entre la potencia térmica útil con la capacidad de planta.

Figura 11

Comportamiento medio de la máxima demanda térmica útil en función a la capacidad de Planta

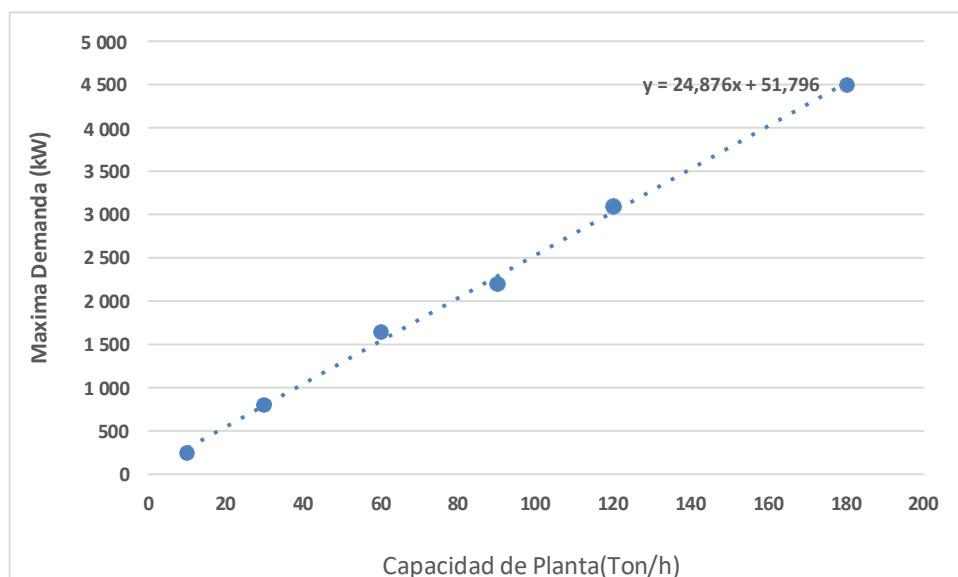


Nota. Se presenta la información de la determinación porcentual de energía así tenemos por ejemplo para una planta de 120 Ton/hora se tiene una potencia térmica media de 39 014 MCal/h en plena operación.

Se presenta el comportamiento medio de la máxima demanda eléctrica en una empresa de harina de pescado independiente de su capacidad, identificándose que existe una proporcionalidad directa entre la potencia eléctrica con la capacidad de planta.

Figura 12

Comportamiento medio de la máxima demanda eléctrica en función a la capacidad de Planta



Nota. Se presenta la información de la correlación entre la demanda eléctrica y la capacidad de planta, por ejemplo, para una planta de 120 Ton/hora se tiene una potencia térmica media de 3 100 kW en plena operación. Mientras que para una planta de 10 Ton/hora se tiene una máxima demanda eléctrica de 250 kW en plena operación

Se presenta la matriz de determinación del combustible y tecnología más apropiada para una central de cogeneración, teniendo en cuenta que las plantas de harina de pescado están ubicadas frente a la playa, debido a que la descarga de la materia prima se realiza a través de plataformas ubicadas sobre el mar y tuberías submarinas ubicadas como en un valor máximo promedio de 1 000 metros. Del mismo modo los suelos áridos son escasos de agua dulce apropiada para procesos, debido a que las instalaciones pesqueras se ubican en la zona industrial del 27 de octubre y la localidad del Puerto de Coishco.

Tabla 4
Matriz para selección de Tecnología de Cogeneración

Criterio/tecnología	Turbina a gas	Turbina a vapor	Motor de combustión interna
Combustible	Gas Natural	Gas Natural, carbón o petróleo residual	Gas Natural
Adaptación al gas natural	Si, adaptable a combustores de cámaras de combustión	No, presenta un hogar de mayor volumen y quemadores especiales.	Si, adaptable en su sistema de inyección
Respuesta a cambio de carga y sincronización	Modula con rapidez a la variación de carga entre 5-20 MW/minuto	Modula lenta a la variación de carga entre 2-5 MW/minuto	Modula con rapidez a la variación de carga entre 20-30% de su potencia/minuto
Rampa de arranque	Entre 10 a 30 minutos para black start- 2 a 5 minutos en hot start	Entre 2 a 6 horas para black start- 30 a 60 minutos en hot start, agregar 30 minutos para arranque de caldera en black start	Entre 2 a 10 minutos para black start- 1 a 2 minutos en hot start
Requerimiento de Agua para su operación	No requiere	Entre 3 y 4,5 m ³ de agua/MWh generado	No requiere
Requerimiento de agua para servicios auxiliares	Entre 0,05 y 0,3 m ³ de agua/MWh generado	Entre 0,02-0,6 m ³ de agua /MWh generado	Entre 0,1 y 0,5 m ³ de agua/MWh generado
Inversión(U\$/kW)	900-1 400	1 800-2 500	1 000-1 600
Tiempo de Montaje para una central de 10 MW	8-12 meses	18-30 meses	6-9 meses
Heat Rate	9,5 U\$/MMBTU	9,5 U\$/MMBTU	8,859 U\$/MMBTU
Operación(U\$/MWh)	37	120 (R500)	32
Costo no combustible (U\$/MWh)	2,335 U\$/MWh	3,052 U\$/MWh	3,517 U\$/MWh
Factor de emisiones (kg CO ₂ /TJ)	56,1	77,4	56,1
Relacion área/potencia para una central de 10 MW	50-150 m ² /MW	200 a más de 600 m ² /MW	30-80 m ² /MW
Relación de Cogeneración	0,4	0,3	0,6
Potencia efectiva (MW)	0,03-600	0,5- 1 500	0,05-20
Potencia servicios auxiliares	1,5 a 3,5% de su potencia efectiva	2 a 6% de su potencia efectiva, alcanzando 6% con aerocondensadores	0,5 a 3 % de su potencia efectiva
Contaminación acústica	95-120 dB, ruido continuo y de alta frecuencia	85-105 dB, ruido continuo y de alta frecuencia, e intermitente por descargas	110-110 dB, ruido pulsante y de baja frecuencia, presencia de vibración.
Generación térmica	Alta disponibilidad de emplear gases de combustión remanentes	Disposición para aprovechar vapor generado, reduciendo su flujo en la turbina	Baja disponibilidad de emplear gases de combustión remanentes
Disponibilidad energética de la cogeneración	Alta demanda eléctrica/Alta disponibilidad térmica	Alta demanda eléctrica/Alta disponibilidad térmica	Muy alta demanda eléctrica/Baja disponibilidad térmica
Criterio de selección	Óptimo para operar con gas natural.	Alto requerimiento de agua, inversión, área/potencia, lenta en el sincronismo.	Alta capacidad de generación de generación eléctrica que genera baja disponibilidad térmica
Decisión	Seleccionado	No seleccionado	No seleccionado

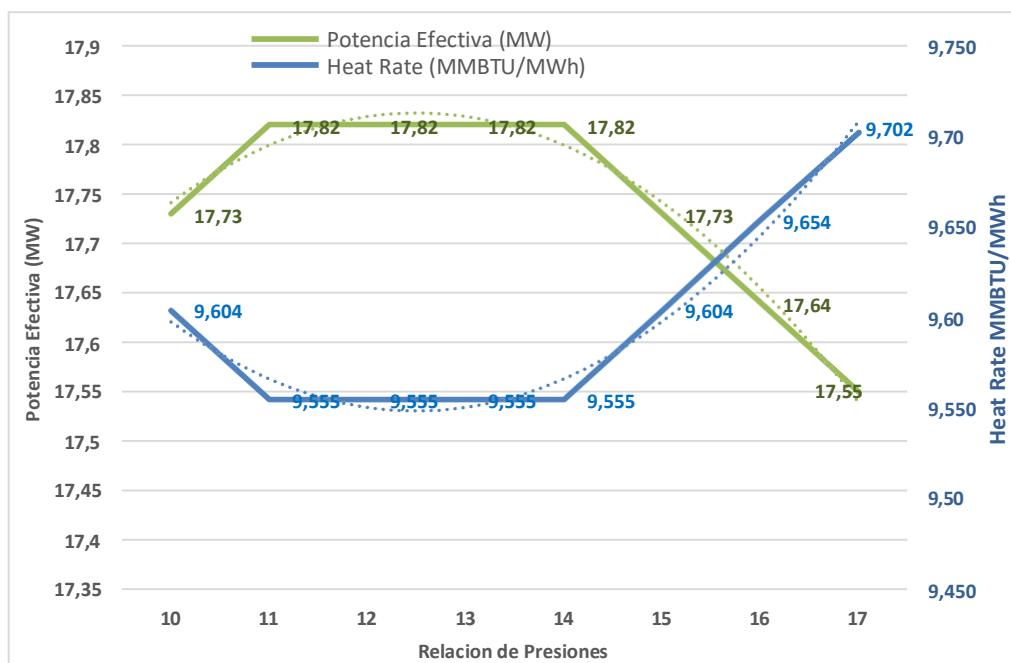
Nota. En la presente tabla se presentan diversos criterios tecnológicos y económicos de selección para la implementación de la cogeneración calificada en plantas de harina de pescado independiente de su capacidad, así tenemos que la tecnología con turbinas a gas representa la mejor alternativa a implementar con gas natural.

4.2 Cálculo de una Central de Cogeneración para una planta de 60 Ton/hora de capacidad.

Se presentan los resultados de los indicadores de la planta de cogeneración variando la relación de presiones del compresor desde valores desde 11 a 17, comprobándose que los valores del heat rate, potencia efectiva de planta y de la temperatura real de salida de los gases de la combustión desde la turbina de gas. Dentro del rango de 11 a 14 para las relaciones de presiones se obtiene el mejor desempeño del Heat Rate y la potencia efectiva desarrollada en bornes del generador, manteniendo constante un límite metalúrgico de 4,9 y un exceso de aire de 360%. Máxima caída de presión en la cámara de combustión: 0,2 Bar.

Figura 13

Comportamiento de la potencia efectiva generada y el Heat Rate para un exceso de aire de 360% y L.M igual a 4,9.

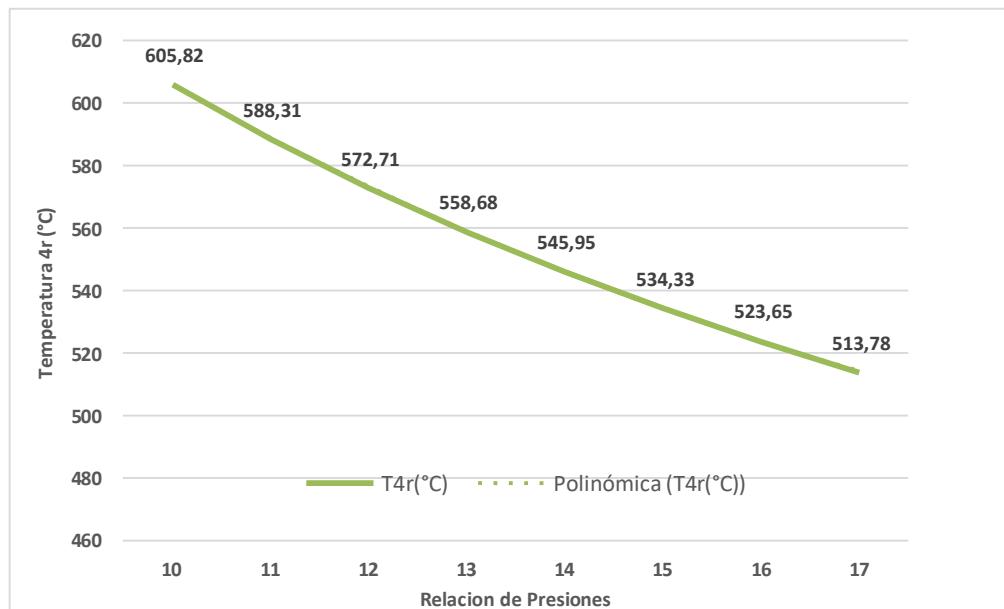


Nota. En la figura se representa el comportamiento de la potencia efectiva desarrollada y el heat rate para una planta de cogeneración variando la relación de compresión desde 10 a 17 para un límite metalúrgico de 4,9 y un exceso de aire de 360%, alcanzando un valor máximo con un valor de relación de presiones de 12,5 con una potencia efectiva desarrollada de 17,82 MW y además un heat rate de 9,555 MMBTU/MWh.

Se presenta los resultados de la temperatura real saliente de la turbina de gas que es aprovechada para la generación de flujo de calor útil o potencia térmica útil.

Figura 14

Comportamiento de la temperatura 4r para un exceso de aire de 360% y L.M igual a 4,9.



Nota. En la figura se representa el comportamiento de la temperatura real saliente de los gases de la combustión la cual es aprovechada para la generación de potencia térmica útil, la temperatura varia desde 605,82 a 513,78 °C, la cual puede aprovecharse hasta 110°C,

4.3 Cumplimiento del reglamento de cogeneración calificada.

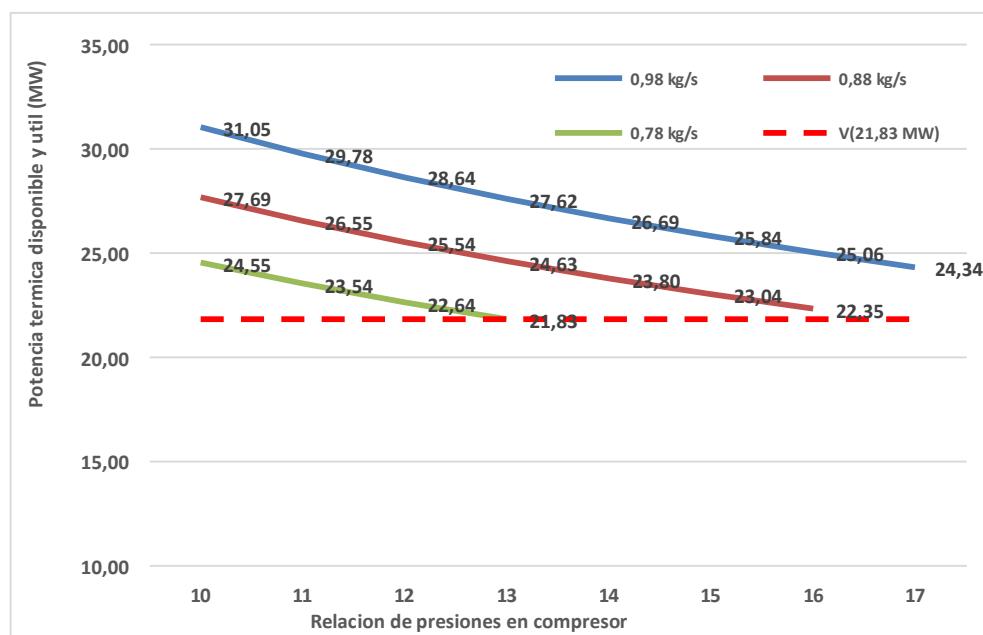
Se comprueba el valor de la potencia térmica disponible por los gases de la combustión salientes de la turbina de gas, la cual es superior a la potencia térmica útil de planta, con la restricción de que la temperatura final de los gases a la salida del generador recuperador de calor es mayor a 180 °C. El cual es un valor de temperatura superior al valor de temperatura del vapor saturado a la presión de saturación de 4 bar consumido en las áreas de secado y cocción. Se determina el valor de la fracción de cobertura de demanda térmica con el total de la potencia térmica disponible por los gases de la combustión salientes de la turbina de gas. Referente a la demanda eléctrica, la planta de cogeneración debe cubrir la totalidad de la potencia requerida para la planta de harina según su capacidad.

Del mismo modo se verifico que la planta de cogeneración cumple con los requisitos del Reglamento de Cogeneración, para poder calificada como una planta de cogeneración calificada y poder inyectar sus excedentes de energía a la red.

Se presentan los resultados de los valores de cogeneración calificada, para ello se varió el flujo masico de combustible (gas natural desde 0,98, 0,88, 0,78. 0,68 y 0,58 kg/s), manteniendo constante el exceso de aire de 360% y el límite metalúrgico en 4,9, además teniendo en cuenta que el valor de la potencia térmica útil para la planta de harina de pescado de 60 t/h la cual es 21,38 MW.

Figura 15

Potencia térmica útil disponible para un exceso de 360% y L.M igual a 4,9.



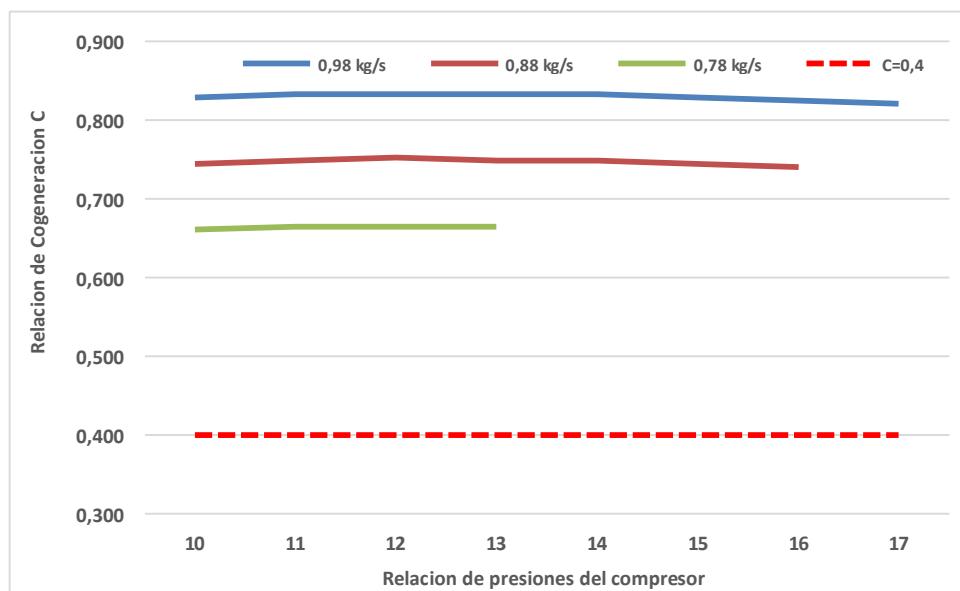
Nota. Se puede observar en la figura, que para un flujo masico de 0,78 kg/s y con una relación de presiones máxima del compresor de 10 a 14 se puede obtener un valor superior de la potencia térmica disponible de los gases de la combustión con respecto a la potencia térmica útil de planta que es igual a 21,38 MW. Por otro lado, para un flujo masico de 0,88 kg/s tan solo con una relación de presiones del compresor de 10 a 16, se alcanza un valor superior de la potencia térmica disponible de los gases de la combustión con respecto a la potencia térmica útil de planta.

Se puede observar la figura 15, para los flujos masicos de combustible evaluados, y teniendo en cuenta la restricción de la potencia térmica útil de planta de 21,38 MW de la figura 14, se incluye los casos para el flujo masico de 0,98 kg/s para todos los valores de relación de presiones, para 0,88 kg/s desde 10 a 16 y para 0,78 kg/s para relaciones de presión desde 10 a 13.

Con referencia a la Relacion de Cogeneración, se presenta la figura 16 los casos en los cuales se cumple la condición de calificación la cual debe ser mayor a 0,4, y para tan solo los casos en los cuales se cumplen con la restriccción de la potencia térmica útil de planta de 21,38 MW, se incluye los casos para el flujo masico de 0,98 kg/s y los casos de flujo masico de 0,88 kg/s para la relación de presión de 10 a 16 y para un flujo masico de 0,78 kg/s para relación de presiones de 10 a13.

Figura 16

Cumplimiento de C para un exceso de aire de 360% y LM igual a 4,9.

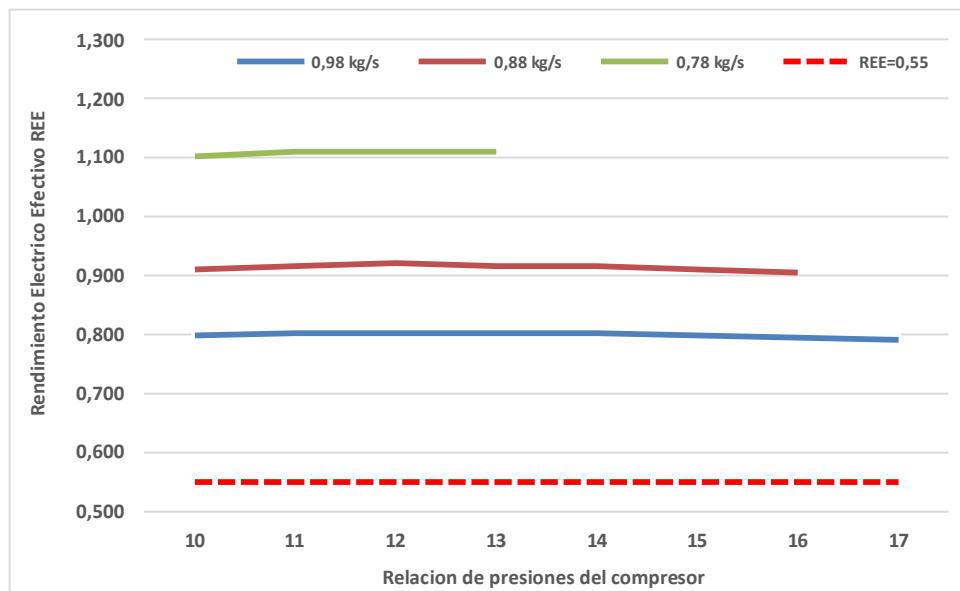


Nota. En la figura se representa el cumplimiento de la relación de cogeneración para una planta de 60 toneladas/hora de operación, la cual cumple para los flujos de 0,98 kg/s de gas natural y de forma parcial para los flujos de gas natural de 0,88 y 0,78 kg/s, la cual es restringida por el valor de 0,4.

Con referencia al Rendimiento Eléctrico Efectivo, se presenta la figura 17 los casos en los cuales se cumple la condición de calificación la cual debe ser mayor a 0,55, y para tan solo los casos en los cuales se cumplen con la restriccción de la potencia térmica útil de planta de 21,38 MW, se incluye los casos para el flujo masico de 0,98 kg/s y los casos de flujo masico de 0,88 kg/s para la relación de presión de 10 a 16 y para un flujo masico de 0,78 kg/s para relación de presiones de 10 a13.

Figura 17

Cumplimiento del REE para un exceso de aire de 360% y L.M igual a 4,9.



Nota. En la figura se representa el cumplimiento del rendimiento eléctrico efectivo para una planta de 60 toneladas/hora de operación, la cual cumple para los flujos de 0,98 kg/s de gas natural y de forma parcial para los flujos de gas natural de 0,88 y 0,78 kg/s, la cual es restringida por el valor de 0,55.

Del mismo modo se presentan los resultados para los casos de cumplimiento de los criterios de cogeneración, para las diferentes capacidades de plantas de harina de pescado. Así tenemos para capacidades de 10, 30, 90, 120 y 180 Toneladas horas de procesamiento, manteniendo constante el límite metalúrgico de 4,9, exceso de aire de 360%. Donde el valor de $C \geq 0,4$ y el REE es $\geq 0,55$.

Tabla 5

Cumplimiento de criterios de calificación para planta de 60 t/h de procesamiento.

Flujo másico de gas natural = 0,98 kg/s y Flujo masico de gases= 72,71 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r (°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V (MW)	E (MW)	C	REE
45,95	10	605,82	180	31,05	21,38	17,73	0,829	0,799
45,95	11	588,31	180	29,78	21,38	17,82	0,833	0,803
45,95	12	572,71	180	28,64	21,38	17,82	0,833	0,803
45,95	13	558,68	180	27,62	21,38	17,82	0,833	0,803
45,95	14	545,95	180	26,69	21,38	17,82	0,833	0,803
45,95	15	534,33	180	25,84	21,38	17,73	0,829	0,799
45,95	16	523,65	180	25,06	21,38	17,64	0,825	0,795
45,95	17	513,78	180	24,34	21,38	17,55	0,821	0,791
Flujo másico de gas natural 0,88 kg/s y Flujo masico de gases= 64,84 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
41,26	10	605,82	180	27,69	21,38	15,93	0,745	0,910
41,26	11	588,31	180	26,55	21,38	16,02	0,749	0,915
41,26	12	572,71	180	25,54	21,38	16,11	0,754	0,920
41,26	13	558,68	180	24,63	21,38	16,02	0,749	0,915
41,26	14	545,95	180	23,80	21,38	16,02	0,749	0,915
41,26	15	534,33	180	23,04	21,38	15,93	0,745	0,910
41,26	16	523,65	180	22,35	21,38	15,84	0,741	0,905
41,26	17	513,78	180	21,71	21,38	15,75	0,737	0,900
Flujo másico de gas natural 0,78 kg/s y Flujo masico de gases= 57,47 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
36,58	10	605,82	180	27,69	21,38	14,13	0,661	0,807
36,58	11	588,31	180	23,54	21,38	14,22	0,665	1,109
36,58	12	572,71	180	22,64	21,38	14,22	0,665	1,109
36,58	13	558,68	180	21,83	21,38	14,22	0,665	1,109
36,58	14	545,95	180	21,09	21,38	14,22	0,665	1,109

Nota. En la tabla se detallan para los flujos masicos de gas natural de 0,98, 0,88 y 0,78 kg/s las condiciones de cumplimiento de los criterios de calificación, así tenemos para el caso de 0,98 kg/s de gas natural se tiene un flujo masico de gases de la combustión de 72,71 kg/s, los cuales permiten obtener valores de flujo de calor útil superiores al valor requerido del flujo de calor útil para procesos que es 21,38 MW. Del mismo modo la potencia eléctrica generada por la central de cogeneración es entre 17,82 MW a 17,55 MW, con lo cual se cubre la potencia eléctrica requerida de 1,65 MW, con lo cual para el primer caso se puede inyectar 16,17 MW al sistema externo a la planta (SEIN). Para este caso, los valores de relación de cogeneración (0,829) y rendimiento eléctrico efectivo (0,779) son superiores a los normados para centrales de cogeneración calificadas con turbinas a gas que son 0,4 y 0,55 respectivamente. La informacion presentada es de elaboración propia.

Tabla 6

Cumplimiento de criterios de calificación para planta de 180 t/h de procesamiento.

Flujo másico de gas natural 2,2 kg/s y Flujo masico de gases= 162,1 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r (°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V (MW)	E (MW)	C	REE
103,17	10	605,82	180	69,23	66,38	39,78	0,599	1,352
103,17	11	588,31	180	66,39	66,38	40,05	0,603	1,362
103,17	12	572,71	180	63,85	66,38	40,14	0,605	1,365
Flujo másico de gas natural 2,3 kg/s y Flujo masico de gases= 169,46 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
107,85	10	605,82	180	72,38	66,38	41,67	0,628	1,222
107,85	11	588,31	180	69,40	66,38	41,85	0,630	1,227
107,85	12	572,71	180	66,75	66,38	41,94	0,632	1,230
107,85	13	558,68	180	64,36	66,38	41,94	0,632	1,230
Flujo másico de gas natural 2,4kg/s y Flujo masico de gases= 176.83 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
112,54	10	605,82	180	75,52	66,38	43,47	0,655	1,121
112,54	11	588,31	180	72,42	66,38	43,74	0,659	1,128
112,54	12	572,71	180	69,65	66,38	43,74	0,659	1,128
112,54	13	558,68	180	67,16	66,38	43,74	0,659	1,128
112,54	14	545,95	180	64,91	66,38	43,65	0,658	1,125
Flujo másico de gas natural 2,6 kg/s y Flujo masico de gases= 191,57 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
121,92	10	605,82	180	81,82	66,38	47,07	0,709	0,977
121,92	11	588,31	180	78,45	66,38	47,34	0,713	0,983
121,92	12	572,71	180	75,46	66,38	47,43	0,715	0,985
121,92	13	558,68	180	72,76	66,38	47,43	0,715	0,985
121,92	14	545,95	180	70,32	66,38	47,25	0,712	0,981
121,92	15	534,33	180	68,08	66,38	47,07	0,709	0,977
121,92	16	523,65	180	66,03	66,38	46,8	0,705	0,972
Flujo másico de gas natural 2,8 kg/s y Flujo masico de gases= 206,3 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
131,3	10	605,82	180	88,11	66,38	50,67	0,763	0,881
131,3	11	588,31	180	84,49	66,38	51,06	0,769	0,887
131,3	12	572,71	180	81,26	66,38	51,12	0,770	0,888
131,3	13	558,68	180	78,36	66,38	51,03	0,769	0,887
131,3	14	545,95	180	75,72	66,38	50,85	0,766	0,884
131,3	15	534,33	180	73,32	66,38	50,67	0,763	0,881
131,3	16	523,65	180	71,11	66,38	50,4	0,759	0,876
131,3	17	513,78	180	69,07	66,38	50,13	0,755	0,871

Nota. En la tabla se detallan para los flujos masicos de gas natural de 2,8, 2,6, 2,4, 2,3 y 2,2 kg/s las condiciones de cumplimiento de los criterios de calificación, así tenemos para el caso de 2,8 kg/s de gas natural se tiene un flujo masico de gases de la combustión de 206,3 kg/s , los cuales permiten obtener valores de flujo de calor útil superiores al valor requerido del flujo de calor

útil para procesos que es 66,38 MW. Del mismo modo la potencia eléctrica generada por la central de cogeneración es entre 51,12 MW a 50,13 MW, con lo cual se cubre la potencia eléctrica requerida de 4,5 MW, con lo cual para el primer caso se puede inyectar 46,17 MW al sistema externo a la planta (SEIN). Para este caso, los valores de relación de cogeneración (0,755-0,77) y rendimiento eléctrico efectivo (0,871-0,888) son superiores a los normados para centrales de cogeneración calificadas con turbinas a gas que son 0,4 y 0,55 respectivamente. Para el caso de un flujo masico de gas natural de 2,2 kg/s, tan solo dos casos cumplen los criterios de calificación, en este caso el flujo de calor útil para procesos en planta es de 66,38 MW y solo en dos casos es de 69,23 y 66,39 MW disponibles por los gases de la combustión, valores que superan al requerido de 66,38 MW. La informacion presentada es de elaboración propia.

Tabla 7

Cumplimiento de criterios de calificación para planta de 120 t/h de procesamiento

Flujo másico de gas natural 1,5 kg/s y Flujo de gases 110,52 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
70,34	10	605,82	180	47,20	45,37	21,78	0,480	1,093
70,34	11	588,31	180	45,26	45,37	21,78	0,480	1,093
Flujo másico de gas natural 1,6 kg/s y Flujo de gases 117,89 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
75,03	10	605,82	180	50,35	45,37	28,98	0,639	1,177
75,03	11	588,31	180	48,28	45,37	29,07	0,641	1,181
75,03	12	572,71	180	46,44	45,37	29,25	0,645	1,188
75,03	13	558,68	180	44,78	45,37	29,16	0,643	1,184
Flujo másico de gas natural 1,8 kg/s y Flujo de gases 132,62 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
84,41	10	605,82	180	56,64	45,37	32,58	0,718	0,958
84,41	11	588,31	180	54,31	45,37	32,76	0,722	0,964
84,41	12	572,71	180	52,24	45,37	32,85	0,724	0,966
84,41	13	558,68	180	50,37	45,37	32,76	0,722	0,964
84,41	14	545,95	180	48,68	45,37	32,67	0,720	0,961
84,41	15	534,33	180	47,13	45,37	32,58	0,718	0,958
84,41	16	523,65	180	45,71	45,37	32,4	0,714	0,953
84,41	17	513,78	180	44,40	45,37	32,22	0,710	0,948
Flujo másico de gas natural 1,9 kg/s y Flujo de gases 139,99 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
89,09	10	605,82	180	59,79	45,37	34,38	0,758	0,889
89,09	11	588,31	180	57,33	45,37	34,65	0,764	0,896
89,09	12	572,71	180	55,14	45,37	34,65	0,764	0,896
89,09	13	558,68	180	53,17	45,37	34,65	0,764	0,896
89,09	14	545,95	180	51,38	45,37	34,56	0,762	0,894
89,09	15	534,33	180	49,75	45,37	34,38	0,758	0,889
89,09	16	523,65	180	48,25	45,37	34,2	0,754	0,884
89,09	17	513,78	180	46,87	45,37	34,02	0,750	0,880
Flujo másico de gas natural 1,7 kg/s y Flujo de gases 125,26 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
79,72	10	605,82	180	53,50	45,37	30,87	0,680	1,053
79,72	11	588,31	180	51,30	45,37	30,96	0,682	1,056
79,72	12	572,71	180	49,34	45,37	30,96	0,682	1,056
79,72	13	558,68	180	47,58	45,37	30,96	0,682	1,056
79,72	14	545,95	180	45,98	45,37	30,96	0,682	1,056
79,72	15	534,33	180	44,52	45,37	30,78	0,678	1,050

Nota. En la tabla se detallan para los flujos masicos de gas natural de 1,5, 1,6, 1,7, 1,8 y 1,9 kg/s las condiciones de cumplimiento de los criterios de calificación, así tenemos para el caso de 1,9

kg/s de gas natural se tiene un flujo masico de gases de la combustión de 139,99 kg/s , los cuales permiten obtener valores de flujo de calor útil superiores al valor requerido del flujo de calor útil para procesos que es 45,37 MW. Del mismo modo la potencia eléctrica generada por la central de cogeneración es entre 34,65 MW a 34,02 MW, con lo cual se cubre la potencia eléctrica requerida de 3,1 MW, con lo cual para el primer caso se puede injectar 31,28 MW al sistema externo a la planta (SEIN). Para este caso, los valores de relación de cogeneración (0,75-0,764) y rendimiento eléctrico efectivo (0,880-0,896) son superiores a los normados para centrales de cogeneración calificadas con turbinas a gas que son 0,4 y 0,55 respectivamente. Para el caso de un flujo masico de gas natural de 1,5 kg/s, tan solo un caso cumple los criterios de calificación, en este caso el flujo de calor útil para procesos en planta es de 45,37 MW y solo un caso es de 47,20 MW disponibles por los gases de la combustión, valores que superan al requerido de 45,37 MW. La informacion presentada es de elaboración propia.

Tabla 8

Cumplimiento de criterios de calificación para planta de 90 t/h de procesamiento

Flujo másico de gas natural 1,2 kg/s y Flujo de gases 88,42 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
56,27	10	605,82	180	37,76	32,84	21,78	0,663	1,101
56,27	11	588,31	180	36,21	32,84	21,78	0,663	1,101
56,27	12	572,71	180	34,83	32,84	21,87	0,666	1,106
56,27	13	558,68	180	33,58	32,84	21,87	0,666	1,106
56,27	14	545,95	180	32,45	32,84	21,78	0,663	1,101
Flujo másico de gas natural 1,3 kg/s y Flujo de gases 95,78 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
60,96	10	605,82	180	40,91	32,84	23,58	0,718	0,964
60,96	11	588,31	180	39,23	32,84	23,67	0,721	0,967
60,96	12	572,71	180	37,73	32,84	23,76	0,724	0,971
60,96	13	558,68	180	36,38	32,84	23,67	0,721	0,967
60,96	14	545,95	180	35,16	32,84	23,67	0,721	0,967
60,96	15	534,33	180	34,04	32,84	23,58	0,718	0,964
60,96	16	523,65	180	33,01	32,84	23,4	0,713	0,956
60,96	17	513,78	180	32,07	32,84	23,22	0,707	0,949
Flujo másico de gas natural 1,4 kg/s Flujo de gases 103,15 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
65,65	10	605,82	180	44,06	32,84	25,38	0,773	0,870
65,65	11	588,31	180	42,24	32,84	25,47	0,776	0,873
65,65	12	572,71	180	40,63	32,84	25,47	0,776	0,873
65,65	13	558,68	180	39,18	32,84	25,56	0,778	0,877
65,65	14	545,95	180	37,86	32,84	25,47	0,776	0,873
65,65	15	534,33	180	36,66	32,84	25,38	0,773	0,870
65,65	16	523,65	180	35,55	32,84	25,2	0,767	0,864
65,65	17	513,78	180	34,53	32,84	25,02	0,762	0,858
Flujo másico de gas natural 1,5 kg/s Flujo de gases 110,52 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
70,34	10	605,82	180	47,20	32,84	27,18	0,828	0,803
70,34	11	588,31	180	45,26	32,84	27,36	0,833	0,808
70,34	12	572,71	180	43,53	32,84	27,36	0,833	0,808
70,34	13	558,68	180	41,98	32,84	27,36	0,833	0,808
70,34	14	545,95	180	40,57	32,84	27,27	0,830	0,806
70,34	15	534,33	180	39,28	32,84	27,18	0,828	0,803
70,34	16	523,65	180	38,09	32,84	27	0,822	0,798
70,34	17	513,78	180	37,00	32,84	26,82	0,817	0,792
Flujo másico de gas natural 1,1 kg/s Flujo de gases 81,05 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
51,58	10	605,82	180	34,62	32,84	19,98	0,608	1,324
51,58	11	588,31	180	33,19	32,84	20,07	0,611	1,330
51,58	12	572,71	180	31,92	32,84	20,07	0,611	1,330

Nota. En la tabla se detallan para los flujos masicos de gas natural de 1,5, 1,4, 1,3, 1,2 y 1,1 kg/s las condiciones de cumplimiento de los criterios de calificación, así tenemos para el caso de 1,4 kg/s de gas natural se tiene un flujo masico de gases de la combustión de 103,15 kg/s , los cuales permiten obtener valores de flujo de calor útil superiores al valor requerido del flujo de calor útil para procesos que es 32,84 MW. Del mismo modo la potencia eléctrica generada por la central de cogeneración es entre 25,02 MW a 25,56 MW, con lo cual se cubre la potencia eléctrica requerida de 2,2 MW, con lo cual para el primer caso se puede inyectar 23,18 MW al sistema externo a la planta (SEIN). Para este caso, los valores de relación de cogeneración (0,762-0,778) y rendimiento eléctrico efectivo (0,858-0,877) son superiores a los normados para centrales de cogeneración calificadas con turbinas a gas que son 0,4 y 0,55 respectivamente. Para el caso de un flujo masico de gas natural de 1,1 kg/s, tan solo dos casos cumplen los criterios de calificación, en este caso el flujo de calor útil para procesos en planta es de 32,84 valor que es cubierto cuando el flujo de calor útil de los gases de la combustión es de 34,62 y 33,19 MW valores que superan al requerido de 32,84 MW. La informacion presentada es de elaboración propia.

Tabla 9

Cumplimiento de criterios de calificación para planta de 30 t/h de procesamiento

Flujo másico de gas natural 0,48 kg/s y Flujo de gases 35,37 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
22,51	10	605,82	180	15,11	10,69	8,73	0,817	0,821
22,51	11	588,31	180	14,49	10,69	8,73	0,817	0,821
22,51	12	572,71	180	13,93	10,69	8,73	0,817	0,821
22,51	13	558,68	180	13,43	10,69	8,73	0,817	0,821
22,51	14	545,95	180	12,98	10,69	8,73	0,817	0,821
22,51	15	534,33	180	12,57	10,69	8,73	0,817	0,821
22,51	16	523,65	180	12,19	10,69	8,73	0,817	0,821
22,51	17	513,78	180	11,84	10,69	8,55	0,800	0,804
Flujo másico de gas natural 0,38 kg/s y Flujo de gases 28,0 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
17,82	10	605,82	180	11,96	10,69	6,84	0,640	1,151
17,82	11	588,31	180	11,47	10,69	6,93	0,648	1,166
17,82	12	572,71	180	11,03	10,69	6,93	0,648	1,166
17,82	13	558,68	180	10,63	10,69	6,93	0,648	1,166
Flujo másico de gas natural 0,44 kg/s y Flujo de gases 32,42 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
20,63	10	605,82	180	13,85	10,69	7,92	0,741	0,905
20,63	11	588,31	180	13,28	10,69	8,01	0,749	0,915
20,63	12	572,71	180	12,77	10,69	8,01	0,749	0,915
20,63	13	558,68	180	12,31	10,69	8,01	0,749	0,915
20,63	14	545,95	180	11,90	10,69	8,01	0,749	0,915
20,63	15	534,33	180	11,52	10,69	7,92	0,741	0,905
20,63	16	523,65	180	11,17	10,69	7,92	0,741	0,905
20,63	17	513,78	180	10,85	10,69	7,83	0,732	0,895
Flujo másico de gas natural 0,41 kg/s y Flujo de gases 30,21 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
19,23	10	605,82	180	12,90	10,69	7,47	0,699	1,016
19,23	11	588,31	180	12,37	10,69	7,47	0,699	1,016
19,23	12	572,71	180	11,90	10,69	7,47	0,699	1,016
19,23	13	558,68	180	11,47	10,69	7,47	0,699	1,016
19,23	14	545,95	180	11,09	10,69	7,47	0,699	1,016
19,23	15	534,33	180	10,74	10,69	7,38	0,690	1,004
19,23	16	523,65	180	10,41	10,69	7,38	0,690	1,004

Nota. En la tabla se detallan para los flujos masicos de gas natural de 0,48, 0,44, 0,41 y 0,38 kg/s las condiciones de cumplimiento de los criterios de calificación, así tenemos para el caso de 32,42 kg/s de gas natural se tiene un flujo masico de gases de la combustión de 0,44 kg/s , los cuales permiten obtener valores de flujo de calor útil superiores al valor requerido del flujo

de calor útil para procesos que es 10,69 MW. Del mismo modo la potencia eléctrica generada por la central de cogeneración es entre 7,83 a 8,01 MW, con lo cual se cubre la potencia eléctrica requerida de 0,8 MW, con lo cual para el primer caso se puede inyectar 7,12 MW al sistema externo a la planta (SEIN). Para este caso, los valores de relación de cogeneración (0,732-0,749) y rendimiento eléctrico efectivo (0,895-0,915) son superiores a los normados para centrales de cogeneración calificadas con turbinas a gas que son 0,4 y 0,55 respectivamente. Para el caso de un flujo masico de gas natural de 0,38 kg/s, tan solo tres casos cumplen los criterios de calificación, en este caso el flujo de calor útil para procesos en planta es de 10,69 MW y para los casos cuando el flujo de calor útil por los gases de la combustión es de 11,96, 11,47 y 11,03 MW disponibles por los gases de la combustión, valores que superan al requerido de 10,69 MW. La información presentada es de elaboración propia.

Tabla 10

Cumplimiento de criterios de calificación para planta de 10 t/h de procesamiento

Flujo másico de gas natural 0,16 kg/s y Flujo de gases de 11,79 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
7,5	10	605,82	180	5,04	4,26	2,88	0,676	1,041
7,5	11	588,31	180	4,83	4,26	2,88	0,676	1,041
7,5	12	572,71	180	4,64	4,26	2,97	0,697	1,073
7,5	13	558,68	180	4,48	4,26	2,88	0,676	1,041
7,5	14	545,95	180	4,33	4,26	2,88	0,676	1,041
7,5	15	534,33	180	4,19	4,26	2,88	0,676	1,041
Flujo másico de gas natural 0,12 kg/s y Flujo de gases de 8,84 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
5,63	10	605,82	180	3,78	4,26	2,16	0,507	2,409
Flujo másico de gas natural 0,2 kg/s y Flujo de gases de 14,74 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
9,378	10	605,82	180	6,30	4,26	3,6	0,845	0,775
9,378	11	588,31	180	6,04	4,26	3,69	0,866	0,794
9,378	12	572,71	180	5,81	4,26	3,6	0,845	0,775
9,378	13	558,68	180	5,60	4,26	3,6	0,845	0,775
9,378	14	545,95	180	5,41	4,26	3,6	0,845	0,775
9,378	15	534,33	180	5,24	4,26	3,6	0,845	0,775
9,378	16	523,65	180	5,08	4,26	3,6	0,845	0,775
9,378	17	513,78	180	4,93	4,26	3,6	0,845	0,775
Flujo másico de gas natural 0,14 kg/s y Flujo de gases de 10,32 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
6,56	10	605,82	180	4,41	4,26	2,61	0,613	1,429
6,56	11	588,31	180	4,23	4,26	2,42	0,915	1,799
Flujo másico de gas natural 0,18 kg/s y Flujo de gases de 13,26 kg/s								
Q (MW)	Rp	T4r(°C)	Tf gases (°C)	Vgases (MW)	V(MW)	E (MW)	C	REE
8,44	10	605,82	180	5,66	4,26	3,24	0,761	0,874
8,44	11	588,31	180	5,43	4,26	3,24	0,761	0,874
8,44	12	572,71	180	5,22	4,26	3,24	0,761	0,874
8,44	13	558,68	180	5,04	4,26	3,24	0,761	0,874
8,44	14	545,95	180	4,87	4,26	3,24	0,761	0,874
8,44	15	534,33	180	4,71	4,26	3,33	0,782	0,898
8,44	16	523,65	180	4,57	4,26	3,24	0,761	0,874
8,44	17	513,78	180	4,44	4,26	3,15	0,739	0,850

Nota. En la tabla se detallan para los flujos masicos de gas natural de 0,12, 0,14, 0,16, 0,18 y 0,2 kg/s las condiciones de cumplimiento de los criterios de calificación, así tenemos para el caso de 0,18 kg/s de gas natural se tiene un flujo masico de gases de la combustión de 13,26 kg/s, los cuales permiten obtener valores de flujo de calor útil superiores al valor requerido del

flujo de calor útil para procesos que es 4,26 MW. Del mismo modo la potencia eléctrica generada por la central de cogeneración es entre 3,15 MW a 3,24 MW, con lo cual se cubre la potencia eléctrica requerida de 0,25 MW, con lo cual para el primer caso se puede inyectar 2,99 MW al sistema externo a la planta (SEIN). Para este caso, los valores de relación de cogeneración (0,739-0,782) y rendimiento eléctrico efectivo (0,850-0,898) son superiores a los normados para centrales de cogeneración calificadas con turbinas a gas que son 0,4 y 0,55 respectivamente. Para el caso de un flujo masico de gas natural de 0,14 kg/s, tan solo un caso cumple los criterios de calificación, en este caso el flujo de calor útil para procesos en planta es de 4,26 MW y solo un caso es de 4,41 MW disponibles por los gases de la combustión, valores que superan al requerido de 4,26 MW. La informacion presentada es de elaboración propia

4.4 Impactos de la cogeneración calificada.

Para los casos evaluados en el cual se cumple los criterios de calificación del Rendimiento Eléctrico Efectivo y de la relación de cogeneración se presentan los beneficios de emplear gas natural como combustible en las centrales de cogeneración a implementar en plantas de harina de pescado de 60 toneladas/hora de capacidad, teniendo en cuenta una relación aire/combustible de 360% y un límite metalúrgico de 4,9.

Referente a la demanda eléctrica, la planta de cogeneración cubre la totalidad de la potencia requerida para la planta de harina, teniendo en cuenta que su máxima demanda es igual a 1,65 MW, mientras que la planta de cogeneración genera 17,82 MW.

4.4.1 Con respecto a la reducción de energía primaria.

Para el caso en el cual el valor de $Q=45,95$ MW, y con un flujo masico 0,98 kg/s de gas natural, se presentan los siguientes resultados:

- a. Abastecimiento de energía con cogeneración calificada con 17,82 MW de potencia efectiva.

Flujo másico de gas natural para 100 horas/mes de operación = 352 800 kg/mes.

- b. Abastecimiento convencional de energía.

Se toman en cuenta las siguientes premisas:

Una planta de harina de pescado requiere 18 390 Mcal/h equivalente a 21,38 MW. Para el caso en que el reemplazo de la energía térmica generada proviene del empleo de gas natural se tiene un flujo masico de gas natural de 192 851 kg/mes o 260 609,5 m³/mes.

Así mismo se determina el equivalente en gas natural empleado para generar 17,82 MW en el SEIN. Para ello se ha tomado como referencia los indicadores de operación de la Central Termoelectrica Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8 quien opera en la cobertura de la máxima demanda en el SEIN, según Informe N° 225-2025-GRT, Informe Técnico que sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2025 - abril 2026. Con un valor del Heat Rate: 10,213 MMBTU/MWh, Costo variable combustible: 41,96 U\$/MWh.

<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2025/Informe-Tecnico-225-2025-GRT.pdf>

Con lo cual se tiene un flujo masico de gas natural de 377 095 kg/mes, equivalente a un caudal de 509 587,8 m³/mes. El flujo total de gas natural empleado para abastecimiento convencional de energía es:569 946 kg/mes equivalente a 770 197,3 m³/mes.

c. La reducción entre el consumo de gas natural con sistema convencional de energía y el abastecimiento con cogeneración calificada es 293 440,5 m³/mes. Con lo cual el porcentaje de reducción de consumo de gas natural es de 38,1%.

d. Para el caso en que el reemplazo de la energía térmica generada proviene del empleo de petróleo R500 para la generación de potencia térmica útil. El flujo masico de petróleo R500 sustituido es de 213 787,5 kg/mes. El caudal de petróleo R500 sustituido por el gas natural, para una densidad de 3,678 kg/galón es 58 126 galones/mes. Se presentan los resultados para los casos de cumplimiento de los criterios de cogeneración calificada.

Tabla 11

Evaluación técnica de la cogeneración calificada plantas de 10 y 30 t/h de procesamiento

Detalle	Cogeneración calificada Planta de 10 Ton/h				Cogeneración calificada Planta de 30 Ton/h			
Flujo masico (kg/s)	0,14	0,16	0,18	0,20	0,38	0,41	0,44	0,48
Potencia eléctrica (E) MW	2,61	2,97	3,33	3,69	6,93	7,47	8,01	8,73
Potencia eléctrica Planta de harina (MW)	0,25	0,25	0,25	0,25	0,8	0,8	0,8	0,8
Potencia inyectada SEIN (MW)	2,36	2,72	3,08	3,44	6,13	6,67	7,21	7,93
Flujo masico (kg/mes)	50400	57600	64800	72000	136800	147600	158400	172800
Abastecimiento convencional con gas natural				Abastecimiento convencional con gas natural				
Planta de harina(procesos)				Planta de harina(procesos)				
Potencia térmica útil(V) MW	4,26	4,26	4,26	4,26	10,69	10,69	10,69	10,69
Flujo masico (kg/mes)	38423,4	38423,4	38423,4	38423,4	96383,5	96383,5	96383,5	96383,5
Generación eléctrica (SEIN)				Generación eléctrica (SEIN)				
Potencia eléctrica MW	2,61	2,97	3,33	3,69	6,93	7,47	8,01	8,73
Heat Rate (MMBTU/MWh)	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213
Flujo masico (kg/mes)	55231	62849	70467	78085	146648	158075	169502	184738
Total flujo masico (kg/mes)	93654,4	101272,4	108890,4	116508,4	243031,5	254458,5	265885,5	281121,5
Reducción mensual de gas natural				Reducción mensual de gas natural				
Reducción gas natural (m ³ /mes)	58451,9	59016,8	59581,6	60146,5	143556,1	144403,4	145250,7	146380,4
Reducción unidades de energía (GJ/mes)	2028,4	2048	2067,6	2087,2	4981,6	5011	5040,4	5079,6
Abastecimiento convencional con petróleo R500				Abastecimiento convencional con petróleo R500				
Flujo masico R500 (galones/mes)	11580,9	11580,9	11580,9	11580,9	29050,4	29050,4	29050,4	29050,4
Sustitución mensual petróleo R500				Sustitución mensual petróleo R500				
Sustitución R500 (galones/mes)	11580,9	11580,9	11580,9	11580,9	29050,4	29050,4	29050,4	29050,4

Nota. En la tabla se presentan los resultados referentes a la reducción de energía primaria en el caso de cogeneración calificada comparada con el abastecimiento convencional de energía con gas natural o petróleo R500, por ejemplo, para una planta de 30 toneladas/hora de capacidad que consume 0,48 kg/s de gas natural puede generar 8,73 MW, inyectando 7,93 MW, reduciéndose 146 380,4 m³ de gas natural al mes o sustituyendo 29 050,4 galones de R500 para una operación de 100 horas mensuales.

Tabla 12

Evaluación técnica de la cogeneración calificada plantas de 60 y 90 t/h de procesamiento

	Cogeneración calificada Planta de 60 Ton/h				Cogeneración calificada Planta de 90 Ton/h			
Flujo masico (kg/s)	0,98	0,88	0,78	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
Potencia eléctrica (E) MW	17,82	16,11	14,22	20,07	21,87	23,76	25,56	27,36
Potencia eléctrica Planta de harina (MW)	1,65	1,65	1,65	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22
Potencia inyectada SEIN (MW)	16,17	14,46	12,57	17,85	19,65	21,54	23,34	25,14
Flujo masico (kg/mes)	352800	316800	280800	396000	432000	468000	504000	540000
Abastecimiento convencional con gas natural								
Planta de harina(procesos)								
Potencia térmica útil(V) MW	21,38	21,38	21,38	32,84	32,84	32,84	32,84	32,84
Flujo masico (kg/mes)	192851,0	192851,0	192851,0	299259,8	299259,8	299259,8	299259,8	299259,8
Generación eléctrica (SEIN)								
Potencia eléctrica MW	17,82	16,11	14,22	20,07	21,87	23,76	25,56	27,36
Heat Rate (MMBTU/MWh)	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213
Flujo masico (kg/mes)	377095	340909	300914	424708	462798	502793	540884	578974
Total flujo masico (kg/mes)	569946,0	533760,0	493765,0	723967,8	762057,8	802052,8	840143,8	878233,8
Reducción mensual de gas natural								
Reducción gas natural (m ³ /mes)	293440,5	293189,2	287790,5	443199,7	446024,1	451422,7	454248,4	457072,7
Reducción unidades de energía (GJ/mes)	10182,8	10174,1	9986,8	15379,7	15477,7	15665,1	15763,1	15861,1
Abastecimiento convencional con petróleo R500								
Flujo masico R500 (galones/mes)	58126	58126	58126	90198	90198	90198	90198	90198
Sustitución mensual petróleo R500								
Sustitución R500 (galones/mes)	58126	58126	58126	90198	90198	90198	90198	90198

Nota. En la tabla se presentan los resultados referentes a la reducción de energía primaria en el caso de cogeneración calificada comparada con el abastecimiento convencional de energía con gas natural o petróleo R500, por ejemplo, para una planta de 90 toneladas/hora de capacidad que consume 1,5 kg/s de gas natural puede generar 27,36 MW, inyectando 25,14 MW, reduciéndose 457 072,7 m³ de gas natural al mes o sustituyendo 90 198 galones de R500 para una operación de 100 horas mensuales.

Tabla 13

Evaluación técnica de la cogeneración calificada plantas de 120 y 180 t/h de procesamiento

Detalles	Cogeneración calificada Planta de 120 Ton/h				Cogeneración calificada Planta de 180 Ton/h				
Flujo masico (kg/s)	1,6	1,7	1,8	1,9	2,2	2,3	2,4	2,6	2,8
Potencia eléctrica (E) MW	29,25	30,96	32,85	35	40,05	41,94	43,74	47,43	51,12
Potencia eléctrica Planta de harina (MW)	3,1	3,1	3,1	3,1	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Potencia inyectada SEIN (MW)	26,15	27,86	29,75	31,55	35,55	37,44	39,24	42,93	46,62
Flujo masico (kg/mes)	576000	612000	648000	684000	792000	828000	864000	936000	1008000
Abastecimiento convencional con gas natural									
Planta de harina(procesos)									
Potencia térmica útil(V) MW	45,37	45,37	45,37	45,37	66,38	66,38	66,38	66,38	66,38
Flujo masico (kg/mes)	409129,3	409129,3	409129,3	409129,3	598530,1	598530,1	598530,1	598530,1	598530,1
Generación eléctrica (SEIN)									
Potencia eléctrica MW	29,25	30,96	32,85	35	40,05	41,94	43,74	47,43	51,12
Heat Rate (MMBTU/MWh)	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213	10,213
Flujo masico (kg/mes)	618969	655155	695150	733240	847512	887506	925597	1003682	1081767
Total flujo masico (kg/mes)	1028098,3	1064284,3	1104279,3	1142369,3	1446042,1	1486036,1	1524127,1	1602212,1	1680297,1
Reducción mensual de gas natural									
Reducción gas natural (m ³ /mes)	610943,6	611195	616593,6	619418	883840,7	889238	892063,6	900286,6	908509,6
Reducción unidades de energía (GJ/mes)	21200,7	21209,4	21396,8	21494,8	30670,7	30857,9	30956	31241,4	31526,7
Abastecimiento convencional con petróleo R500									
Flujo masico R500 (galones/mes)	123313,1	123313,1	123313,1	123313,1	180399,3	180399,3	180399,3	180399,3	180399,3
Sustitución mensual petróleo R500									
Sustitución R500 (galones/mes)	123313,1	123313,1	123313,1	123313,1	180399,3	180399,3	180399,3	180399,3	180399,3

Nota. En la tabla se presentan los resultados referentes a la reducción de energía primaria en el caso de cogeneración calificada comparada con el abastecimiento convencional de energía con gas natural o petróleo R500, por ejemplo, para una planta de 180 toneladas/hora de capacidad que consume 2,8 kg/s de gas natural puede generar 51,12 MW, inyectando 46,62 MW, reduciéndose 908 509,6 m³ de gas natural al mes o sustituyendo 180 399,3 galones de R500 para una operación de 100 horas mensuales.

Se presentan los resultados del impacto de la cogeneración calificada en diversas capacidades de planta de harina de pescado con respecto al valor máximo y valor mínimo porcentual de reducción de consumo de gas natural.

Tabla 14

Valores máximos y mínimos porcentuales de reducción de consumo de gas natural

Capacidad de planta	Valor mínimo	Valor máximo
10 t/h	38,2%	46,2%
30 t/h	38,5%	43,7%
60 t/h	38,1%	43,1%
90 t/h	38,5%	45,3%
120 t/h	40,1%	44,0%
180 t/h	40,0%	45,2%

Nota. En la tabla se presenta para diversas capacidades de planta la reducción porcentual de gas natural, por ejemplo, para una planta de harina de pescado de capacidad de 60 toneladas/hora, se tiene un máximo de reducción de consumo de gas natural de 43,1% y un valor mínimo de 38,1%. La reducción máxima porcentual de gas natural se consigue para plantas de 10 toneladas/hora de capacidad con un valor de 46,2%.

Tabla 15

Sustitución de petróleo R500 según capacidad de planta

Capacidad de planta	Sustitución de petróleo R500/ mes
10 t/h	11 580,9
30 t/h	29 050,4
60 t/h	58 126,0
90 t/h	90 198,0
120 t/h	123 313,1
180 t/h	180 399,3

Nota. En la tabla se presenta los valores de sustitución de petróleo R500 según capacidad de planta para generar la potencia térmica útil, por ejemplo, para una planta de 60 t/h, se tiene un valor de 58 126 galones de petróleo R500 para una operación mensual de 100 horas.

4.4.2 Con respecto a la reducción de costos.

Para el caso de la tabla 15,16 y 17 se presentan los resultados del impacto de la cogeneración calificada en la reducción de costos por consumo de energía en plantas de harina de pescado.

Para el caso de una planta de harina de pescado de 60 Ton/h de capacidad de procesamiento, para un flujo masico de 0,98 kg/s de gas natural consumido en una central de cogeneración calificada de 17,82 MW, de los cuales para su consumo propio se destina 1,65 MW, mientras que para inyección a la red se tiene un total de 16,17 MW. Para una operación de 100 horas/mes de procesamiento, se tiene un costo de facturación de S/ 641 377,6 en la Categoría PESCA tomando los costos en la zona de concesión de la Empresa QUAVII en Chimbote para el mes de junio 2025, mientras que la facturación por energía eléctrica en el mercado regulado con la tarifa MT4 en la zona de concesión de Hidrandina S.A los costos son de S/ 145 706,4, sumando un total mensual de S/ 787 084.

Con respecto al flujo de caja con cogeneración calificada se tiene que los egresos por consumo de gas natural tienen los siguientes criterios: Se determino el equivalente en gas natural empleado para generar 17,82 MW en condiciones de cogeneración calificada al SEIN. Para ello se ha tomado como referencia los indicadores de operación del Item 4.2.2: Heat Rate: 9,555 MMBTU/MWh. Obteniéndose un consumo de gas natural de: 476 756 m³/mes.

Para los egresos por costos del gas natural para la categoría generación eléctrica en la zona de concesión de la Empresa QUAVII con un valor de facturación de S/ 892 751,3.

Con respecto a los ingresos de energía por inyección a la red del SEIN se tiene el siguiente resultado: Potencia inyectada al SEIN: 16,17 MW, Horas de operación mensual: 100 horas, costo de la energía SEIN: 41,95 U\$/MWh para una Tasa cambiaria SBS junio 2025: 3,68 S/ /U\$. Los egresos por consumo de gas natural son de S/ 249 626,00, con lo cual la facturación por cogeneración calificada es S/ 643 125,30. Por lo tanto la reducción de costos al optar por la cogeneración calificada es de: S/ 143 958,70.

El impacto de la cogeneración calificada en una planta de harina de pescado de 60 toneladas/hora del ejemplo permite un porcentaje de reducción de costos de 18,3%.

Se presentan los resultados del impacto de la cogeneración calificada para los casos de las 6 capacidades de planta de harina de pescado.

Tabla 16

Evaluación económica de la cogeneración calificada plantas de 10 y 30 Toneladas/h de procesamiento

Detalles	Cogeneración calificada Planta de 10 Ton/h				Cogeneración calificada Planta de 30 Ton/h			
Flujo masico (kg/s)	0,14	0,16	0,18	0,20	0,38	0,41	0,44	0,48
Potencia eléctrica (E) MW	2,61	2,97	3,33	3,69	6,93	7,47	8,01	8,73
Potencia eléctrica Planta de harina (MW)	0,25	0,25	0,25	0,25	0,8	0,8	0,8	0,8
Potencia inyectada SEIN (MW)	2,36	2,72	3,08	3,44	6,13	6,67	7,21	7,93
Abastecimiento convencional								
Planta de harina(procesos)-Egresos por gasto de energía								
Potencia térmica útil(V) MW	4,26	4,26	4,26	4,26	10,69	10,69	10,69	10,69
Flujo masico (m ³ /mes)	51923,5	51923,5	51923,5	51923,5	130248,0	130248,0	130248,0	130248,0
Facturación gas natural (S//mes)	127787,3	127787,3	127787,3	127787,3	320549,1	320549,1	320549,1	320549,1
Facturación energía eléctrica (S//mes)	22095,5	22096,7	22097,9	22099,0	70664,9	70666,1	70667,3	70668,4
Facturación total mensual (S//mes)	149882,8	149884,0	149885,2	149886,3	391214,0	391215,2	391216,4	391217,5
Cogeneración calificada								
Generación eléctrica (SEIN) EGRESO								
Potencia eléctrica MW	2,61	2,97	3,33	3,69	6,93	7,47	8,01	8,73
Heat Rate (MMBTU/MWh)	9,321	9,653	9,653	9,417	9,527	9,536	9,544	9,553
Flujo masico (m ³ /mes)	68118	80274	90005	97296	184862	199455	214053	233514
Facturación gas natural (S//mes)	127554,7	150317,5	168539,3	182192	346164,2	373490,1	400825,8	437267,5
Generación eléctrica (SEIN) INGRESO								
Energía eléctrica vendida (MWh)	236,0	272,0	308,0	344,0	613,0	667,0	721,0	793,0
Costo energía (U\$/MWh)	41,95	41,95	41,95	41,95	41,95	41,95	41,95	41,95
Ingresos por energía mercado (S/)	36432,7	41990,3	47547,8	53105,3	94632,5	102968,8	111305,1	122420,2
Flujo de caja Cogeneración								
Facturación por cogeneración (S//mes)	91122	108327,2	120991,5	129086,7	251531,7	270521,3	289520,7	314847,3
Reducción de costos por Cogeneración								
Reducción de costos (S//mes)	58760,8	41556,8	28893,7	20799,6	139682,3	120693,9	101695,7	76370,2
Reducción porcentual (%)	39,2%	27,7%	19,3%	13,9%	35,7%	30,9%	26,0%	19,5%

Nota. En la tabla se presentan los resultados referentes al impacto de la cogeneración calificada al reemplazar en las instalaciones de harina de pescado al gas natural, obteniéndose reducción de costos de hasta 39,2% para plantas de harina de 10 toneladas/hora de capacidad.

Tabla 17

Evaluación económica de la cogeneración calificada plantas de 60 y 90 Toneladas/h de procesamiento

Detalles	Cogeneración calificada Planta de 60 Ton/h				Cogeneración calificada Planta de 90 Ton/h			
Flujo masico (kg/s)	0,98	0,88	0,78	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
Potencia eléctrica (E) MW	17,82	16,11	14,22	20,07	21,87	23,76	25,56	27,36
Potencia eléctrica Planta de harina (MW)	1,65	1,65	1,65	2,22	2,22	2,22	2,22	2,22
Potencia inyectada SEIN (MW)	16,17	14,46	12,57	17,85	19,65	21,54	23,34	25,14
Abastecimiento convencional				Abastecimiento convencional				
Planta de harina(procesos) - Egresos por gasto de energía				Planta de harina(procesos) - Egresos por gasto de energía				
Potencia térmica útil(V) MW	21,38	21,38	21,38	32,84	32,84	32,84	32,84	32,84
Flujo masico (m ³ /mes)	260609,5	260609,5	260609,5	404405,1	404405,1	404405,1	404405,1	404405,1
Facturación gas natural (\$//mes)	641377,6	641377,6	641377,6	995268,5	995268,5	995268,5	995268,5	995268,5
Facturación energía eléctrica (\$//mes)	145706,4	145706,4	145706,4	196037,1	196038,2	196039,4	196040,6	196041,8
Facturación total mensual (\$//mes)	787084,0	787084,0	787084,0	1191305,6	1191306,7	1191307,9	1191309,1	1191310,3
Cogeneración calificada				Cogeneración calificada				
Generación eléctrica (SEIN) EGRESO				Generación eléctrica (SEIN) EGRESO				
Potencia eléctrica MW	17,82	16,11	14,22	20,07	21,87	23,76	25,56	27,36
Heat Rate (MMBTU/MWh)	9,555	9,491	9,530	9,523	9,533	9,506	9,517	9,526
Flujo masico (m ³ /mes)	476756	428120	379446	396014	431984	467987	504023	540028
Facturación gas natural (\$//mes)	892751,3	801677,7	710533,2	741557,5	808913,4	876330,8	943810,1	1011231,4
Generación eléctrica (SEIN) INGRESO				Generación eléctrica (SEIN) INGRESO				
Energía eléctrica vendida (MWh)	1617,0	1446,0	1257,0	1785,0	1965,0	2154,0	2334,0	2514,0
Costo energía (U\$/MWh)	1617,0	1446,0	1257,0	1785,0	1965,0	2154,0	2334,0	2514,0
Ingresos por energía mercado (\$/)	249626,0	223227,7	194050,6	275561,2	303348,8	332525,9	360313,6	388101,3
Flujo de caja Cogeneración				Flujo de caja Cogeneración				
Facturación por cogeneración (\$//mes)	643125,3	578450	516557,4	726545,4	789778,9	851705,3	915107,1	978428,5
Reducción de costos por Cogeneración				Reducción de costos por Cogeneración				
Reducción de costos (\$//mes)	143958,7	208634,0	270526,6	464760,2	401527,8	339602,6	276202,0	212881,8
Reducción porcentual (%)	18,3%	26,5%	34,4%	39,0%	33,7%	28,5%	23,2%	17,9%

Nota. En la tabla se presentan los resultados referentes al impacto de la cogeneración calificada al reemplazar en las instalaciones de harina de pescado al gas natural, obteniéndose reducción de costos de hasta 34,4% para plantas de harina de 60 toneladas/hora de capacidad.

Tabla 18

Evaluación económica de la cogeneración calificada plantas de 120 y 180 Toneladas/h de procesamiento

Detalles	Cogeneración calificada Planta de 120 Ton/h				Cogeneración calificada Planta de 180 Ton/h				
Flujo masico (kg/s)	1,6	1,7	1,8	1,9	2,2	2,3	2,4	2,6	2,8
Potencia eléctrica (E) MW	29,25	30,96	32,85	35	40,05	41,94	43,74	47,43	51,12
Potencia eléctrica Planta de harina (MW)	3,1	3,1	3,1	3,1	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Potencia inyectada SEIN (MW)	26,15	27,86	29,75	31,55	35,55	37,44	39,24	42,93	46,62
	Abastecimiento convencional				Abastecimiento convencional				
	Egresos por gasto de energía				Egresos por gasto de energía				
	Planta de harina(procesos)				Planta de harina(procesos)				
Potencia térmica útil(V) MW	45,37	45,37	45,37	45,37	66,38	66,38	66,38	66,38	66,38
Flujo masico (m ³ /mes)	552877,4	552877,4	552877,4	552877,4	808824,5	808824,5	808824,5	808824,5	808824,5
Facturación gas natural (S//mes)	1360669,0	1360669,0	1360669,0	1360669,0	1990571,9	1990571,9	1990571,9	1990571,9	1990571,9
Facturación energía eléctrica (S//mes)	273760,6	273761,8	273763,0	273764,1	397384,5	397385,7	397386,8	397388,0	397389,2
Facturación total mensual (S//mes)	1634429,6	1634430,8	1634432,0	1634433,1	2387956,4	2387957,6	2387958,7	2387959,9	2387961,1
	Cogeneración calificada				Cogeneración calificada				
	Generación eléctrica (SEIN) EGRESO				Generación eléctrica (SEIN)				
Potencia eléctrica MW	29,25	30,96	32,85	35	40,05	41,94	43,74	47,43	51,12
Heat Rate (MMBTU/MWh)	9,504	9,540	9,520	9,527	9,544	9,504	9,520	9,524	9,517
Flujo masico (m ³ /mes)	778378	827004	875650	924310	1070264	1116074	1165933	1264825	1362225
Facturación gas natural (S//mes)	1457554,8	1548609,5	1639701,8	1730820,1	2004127	2089908,7	2183272,5	2368453	2550839,7
	Generación eléctrica (SEIN) INGRESO				Generación eléctrica (SEIN) INGRESO				
Energia eléctrica vendida (MWh)	2615,0	2786,0	2975,0	3155,0	3555,0	3744,0	3924,0	4293,0	4662,0
Costo energía (U\$/MWh)	41,95	41,95	41,95	41,95	41,95	41,95	41,95	41,95	41,95
Ingresos por energía mercado (S/)	403693,2	430091,5	459268,6	487056,3	548806,7	577983,7	605771,4	662736,2	719700,9
	Flujo de caja Cogeneración				Flujo de caja cogeneración				
Facturación por cogeneración (S//mes)	1053861,6	1118518	1180433,2	1243763,8	1455320,3	1511925	1577501,1	1705716,8	1831138,8
	Reducción de costos por cogeneración				Reducción de costos por cogeneración				
Reducción de costos (S//mes)	580568,0	515912,8	453998,8	390669,3	932636,1	876032,6	810457,6	682243,1	556822,3
Reducción porcentual (%)	35,5%	31,6%	27,8%	23,9%	39,1%	36,7%	33,9%	28,6%	23,3%

Nota. En la tabla se presentan los resultados referentes al impacto de la cogeneración calificada al reemplazar en las instalaciones de harina de pescado al gas natural, obteniéndose reducción de costos de hasta 39,1% para plantas de harina de 180 toneladas/hora de capacidad.

Se presentan los resultados del impacto de la cogeneración calificada en diversas capacidades de planta de harina de pescado con respecto al valor máximo y valor mínimo porcentual de reducción de costos.

Tabla 19

Valores máximos y mínimos porcentuales de reducción de costos por sustitución de petróleo R500 por gas natural.

Capacidad de planta	Valor máximo	Valor mínimo
10 t/h	45,4%	22,6%
30 t/h	42,0%	27,4%
60 t/h	40,8%	26,3%
90 t/h	40,3%	26,1%
120 t/h	41,9%	31,5%
180 t/h	43,0%	31,0%

Nota. En la tabla se presenta para diversas capacidades de planta la reducción porcentual de costos al sustituir petróleo R500 por gas natural, por ejemplo, para una planta de harina de pescado de capacidad de 60 t/h, se tiene un máximo de reducción de costos de 40,8% y un valor mínimo de 26,3%.

4.4.3 Con respecto a la reducción de emisiones de dióxido de carbono equivalente

Para el caso en el cual el valor de $Q=45,95 \text{ MW}$, y con un flujo masico $0,98 \text{ kg/s}$ de gas natural, se presentan los siguientes resultados para el abastecimiento de energía con cogeneración calificada.

Para 100 horas/mes de operación se tiene un flujo masico de gas natural de $352\ 800 \text{ kg/mes}$. Teniendo en cuenta un factor de emisiones para el gas natural de $56,1 \text{ Ton de CO}_2/\text{TJ}$ para el gas natural. Obtenido de Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases. Se tiene un total de $928,13 \text{ Ton. CO}_2 \text{ equivalente/mes emitido}$.

Abastecimiento convencional de energía. Se toman en cuenta las siguientes premisas: Una planta de harina de pescado requiere $18\ 390 \text{ Mcal/h}$ equivalente a $21,38 \text{ MW}$. Para el caso en que el reemplazo de la energía térmica generada proviene del empleo de gas natural igual a: $192\ 851 \text{ kg/mes}$ de gas natural. Teniendo en cuenta un factor de emisiones para el gas natural de: $56,1 \text{ Toneladas de CO}_2/\text{TJ}$ para el gas natural. Se tiene un total de $507,34 \text{ Ton. CO}_2 \text{ equivalente/mes emitido}$.

Con respecto a la generación de energía eléctrica proveniente del SEIN, para casos de reemplazo de combustible, se asocia el flujo másico de gas natural proveniente de una central Termoelectrica con gas natural con ciclo joule Brayton simple abierto. (El cual es la central Termoelectrica afectada en su producción por la implementación de una central de cogeneración calificada).

Por lo tanto, las emisiones vertidas son las mismas, que son emitidas por la central de cogeneración calificada independiente de su capacidad. Se tiene un total de 928,13 Ton. CO₂ equivalente/mes emitido.

En resumen, las emisiones dejadas de emitir por la implementación de la planta de cogeneración calificada estarán asociadas únicamente al combustible no empleado para la generación de energía térmica, ya sea con gas natural o petróleo R500, en este caso según el tipo de combustible empleado en sus generadores de vapor convencionales por la empresa de harina de pescado en su proceso productivo. Se tiene un total de 507,34 Ton. CO₂ equivalente/mes emitido al reemplazar el gas natural.

Para el caso en que el reemplazo de la energía térmica generada proviene de la sustitución del petróleo R500. Se tiene un flujo de 213 787,60 kg/mes. Teniendo en cuenta un factor de emisiones para el petróleo R500 de: 77,4 Toneladas de CO₂/ TJ para el gas natural. Obtenido de Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases. Se tiene un total de 699,97 Ton. CO₂ equivalente/mes emitido al reemplazar el petróleo R500.

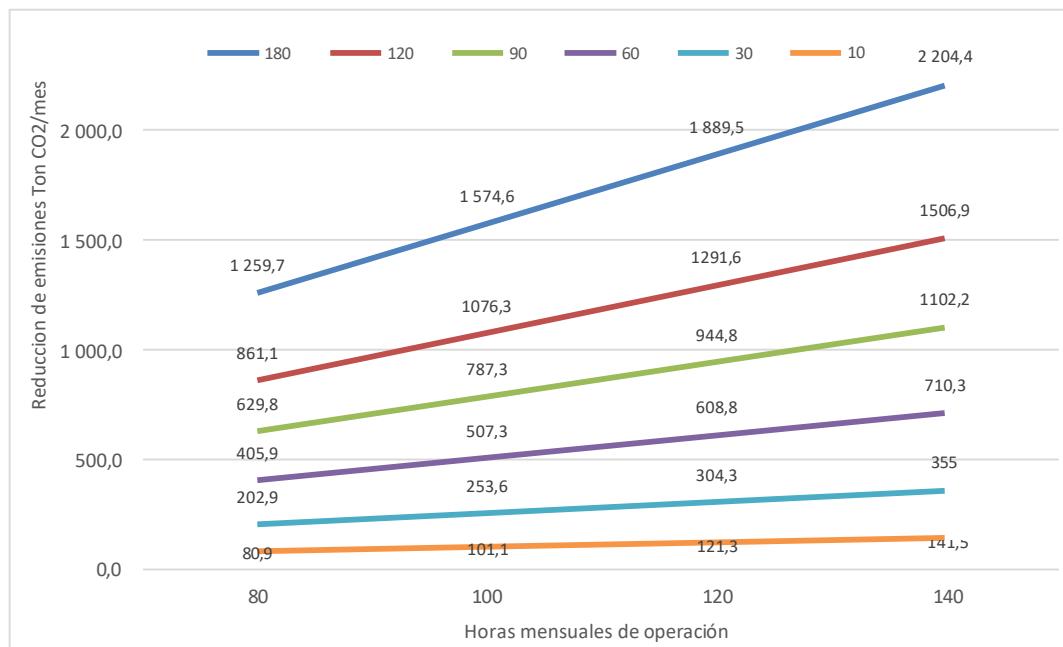
Seguidamente se presentan los resultados de la reducción de emisiones (en este caso dióxido de carbono equivalente), para plantas de diversas capacidades y teniendo en cuenta 80,100,120 y 140 horas de operación al mes, teniendo en cuenta el reemplazo tanto de gas natural como de petróleo R500 en sus generadores de vapor.

Con respecto a las emisiones de dióxido de carbono dejadas de emitir al reemplazar el gas natural empleado en los generadores de vapor al implementar una planta de cogeneración calificada, los beneficios para una planta de harina de pescado de 60 t/h de capacidad, para 80 horas mes de operación se puede dejar de emitir 405,9 Ton. CO₂

equivalentes al mes, para 100 horas de operación es de 507,3 Ton. CO₂ equivalentes al mes, mientras que con 140 horas al mes de operación se pueden alcanzar reducciones de hasta 710,3 Ton. CO₂ equivalentes al mes. Para el caso de plantas de harina de pescado de mayor capacidad (180 t/h de capacidad) se pueden alcanzar valores de 2 204,4 Ton. CO₂ equivalentes al mes dejadas de emitir en 140 horas al mes de operación. Mientras que para plantas de harina de pescado de menor capacidad (10 t/h de capacidad) se pueden alcanzar valores de 80,9 Ton. CO₂ equivalente al mes dejadas de emitir en 80 horas al mes de operación.

Figura 18

Emisiones de CO₂ equivalentes dejadas de emitir al reemplazar al gas natural en los sistemas de generación de vapor para distintos tipos de capacidades de planta



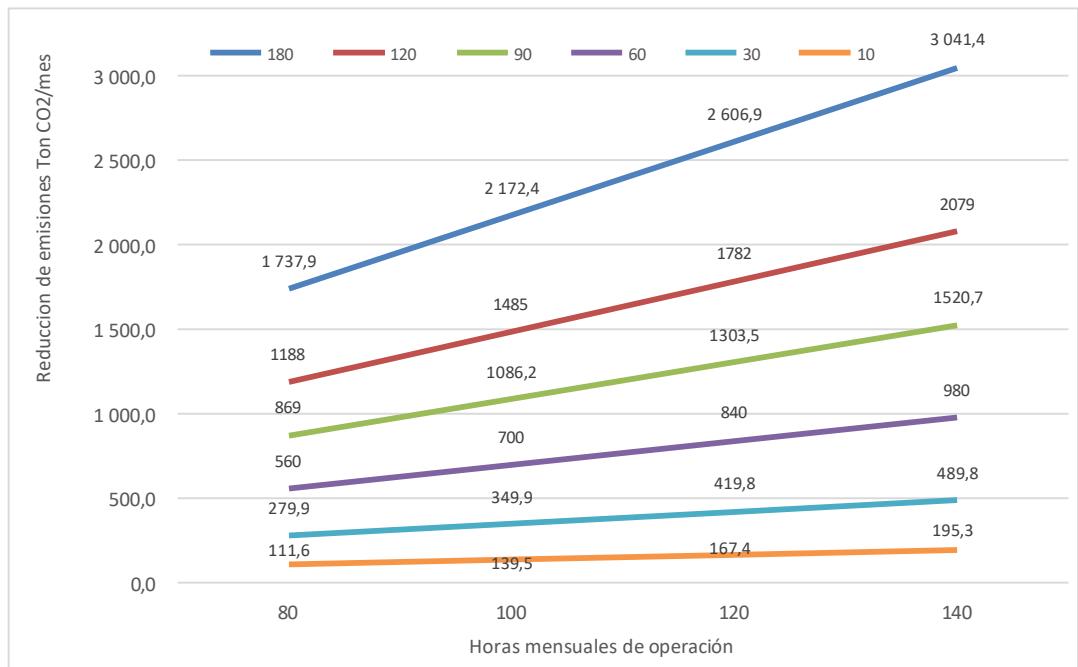
Nota. En la siguiente figura se representa el comportamiento de las emisiones de CO₂ equivalentes según las horas de operación, desde 80, 100, 120 y 140 horas, para los 6 tipos de capacidades de planta de harina de pescado, teniendo en cuenta que sus generadores de vapor para generar la potencia térmica útil emplean gas natural. La figura es de elaboración propia

Con respecto a las emisiones de dióxido de carbono dejadas de emitir al reemplazar el petróleo R500 empleado en los generadores de vapor al implementar una planta de cogeneración calificada, los beneficios para una planta de harina de pescado de 60 t/h de

capacidad, para 80 horas mes de operación se puede dejar de emitir 460 Ton. CO₂ equivalente al mes, mientras que con 140 horas al mes de operación se pueden alcanzar reducciones de hasta 980 Ton. CO₂ equivalente al mes (lo cual representa 269,7 Ton. CO₂ equivalente al mes más con respecto al empleo de gas natural). Para el caso de plantas de harina de pescado de mayor capacidad (180 t/h de capacidad) se pueden alcanzar valores de 3 041,4 Ton. CO₂ equivalente al mes dejadas de emitir en 140 horas al mes de operación. Mientras que para plantas de harina de pescado de menor capacidad (10 t/h de capacidad) se pueden alcanzar valores de 111,6 Ton. CO₂ equivalente al mes dejadas de emitir en 80 horas al mes de operación.

Figura 19

Emisiones de CO₂ dejadas de emitir al reemplazar al petróleo R500 en los sistemas de generación de vapor para distintos tipos de capacidades de planta



Nota. En la siguiente figura se representa el comportamiento de las emisiones de CO₂ según las horas de operación, desde 80, 100, 120 y 140 horas, para los 6 tipos de capacidades de planta de harina de pescado, teniendo en cuenta que sus generadores de vapor para generar la potencia térmica útil emplean petróleo R500. La figura es de elaboración propia.

4.5 Discusión de resultados.

Biagini, G. (2020) plantea la instalación de una planta de cogeneración para la industria alimenticia, para ello estima que las centrales termoeléctricas de ciclo combinado con turbinas a gas empleando gas natural presentan ventajas económicas en su instalación por la presencia de redes de distribución y debido a su alto porcentaje de calor disponible con los gases de la combustión salientes de la turbina a gas cuando opera como ciclo simple, siendo de mayor utilidad que como planta de cogeneración con ciclo combinado. Hace mención que esta tecnología es más efectiva al existir una mayor demanda de energía térmica con respecto a la demanda de energía eléctrica en unidades equivalentes. En nuestra investigación se opta por seleccionar una central Termoelectrica con turbina a gas por diversos factores tal como su rapidez para cambiar de carga, rápida rampa de arranque en caliente, menor costo de inversión, menor espacio ocupado entre otros. Del mismo modo se demuestra que la relación demanda térmica/demanda eléctrica para una planta de harina de pescado de 60 t/h es de 21,38 MW/1,65 MW, con lo cual la demanda térmica es 12,95 la demanda eléctrica.

Con respecto a Jiménez, M. (2018) en su realiza un análisis para una central de cogeneración con turbinas a vapor, donde el combustible es biomasa derivada del proceso de extracción de palma, en el cual la disponibilidad de combustible, en este caso biomasa de forma permanente los 12 meses del año aprovechando el flujo de calor sensible de los gases de la combustión con un arreglo topping cycles; a diferencia en la presente investigación el ahorro económico por optar por cogeneración calificada depende las horas/mes de operación, la cual es una limitante para las plantas de harina de pescado, por la cuota pesca. Se asemejan en el sentido de la disponibilidad de gas natural a través de las redes de distribución y por optar por una planta de cogeneración de arreglo topping cycles con turbinas a gas.

En la investigación de Karaali, R. y Öztürk, I (2016) plantea que el aumento de la relación de presión genera una mayor potencia efectiva para los casos de generación eléctrica pura, para ello evaluó el comportamiento de la central termoeléctrica con turbina a gas desde una relación de presiones de 6 a 12, con lo cual alcanzó un incremento de su potencia eléctrica, reduciendo su disponibilidad térmica por parte de los gases de la combustión saliente de la turbina. En nuestro caso se evaluó el comportamiento de la turbina de gas dentro de un rango de presión de presiones entre 10 a 17, alcanzando un valor máximo de potencia efectiva cuando se opta por una relación de presiones de 13 a

13,5, incrementándose el flujo de calor disponible de los gases de la combustión, el cual es requerido para una instalación de cogeneración.

Morales, A. (2013) plantea en su trabajo de tesis la implementación de la cogeneración en la Industria Química de México para lo cual plantea una empresa en la cual se instala una central de cogeneración de 1,4 MW se abastece el 100% de la demanda eléctrica y térmica, en el cual es viable con el empleo del gas natural el cual tiene un costo para ese año 6 U\$/MMBTU. En nuestra investigación se toma 6 tipos de capacidades de planta, como es el caso de una planta de harina de pescado de 60 Toneladas/hora de capacidad de procesamiento al cual se debe instalar una central de cogeneración de 17,82 MW para abastecer la totalidad de su demanda térmica y eléctrica, y cumplir con el reglamento de cogeneración del Perú, inyectándose 16,17 MW a la red exterior.

En la investigación de Pérez, A. (2017) se plantea implementar Cogeneración con Microturbinas con turbinas a gas ciclo simple de 4 MW comparándolas con motores de combustión interna empleando como combustible gas natural o biogás, con lo cual se verifica su viabilidad, certificándose a la reducción de emisiones de efecto invernadero, pero manifiesta que a pesar de que la cogeneración tiene años implementado en México aún se tienen falta de incentivos por parte del estado para su masificación. En la presente investigación se alcanzan potencias efectivas a desarrollar de 17,82 MW a 14,22 MW con turbinas a gas ciclo simple con gas natural, obteniéndose reducción de emisiones de gases, en este caso dióxido de carbono que pueden alcanzar valores de 405,9 a 366,4 a 710,2 Ton CO₂ para plantas de 60 toneladas/hora de capacidad para horas de operación entre 80 a 140 horas al mes, reemplazando al gas natural utilizado en los generadores de vapor. En el Perú no se cuenta aún con plantas de cogeneración calificada en el sector de producción de harina de pescado, debido a la falta aún de difusión de parte del estado de los beneficios de la cogeneración.

Por otro lado, Ramos, J. (2012) detalla su investigación orientada al sector residencial comercial, para ello plantea que cada sector económico presenta una particularidad en las características para el dimensionamiento de una planta de cogeneración, plantea así mismo que se desea consolidar el aspecto normativo y promocional para su implementación. Del mismo modo Rodríguez, J. (2024) también para España, en sus resultados manifiesta que a la fecha ha mejorado el marco jurídico y comercial de la cogeneración, e incluso la comercialización de los excedentes de energía térmica existentes contratos de compraventa. Las industrias que cogeneran producen hoy

el 7% de la electricidad nacional, utilizando el 15% de todo el gas natural del país. En nuestro país se promulgó el reglamento de cogeneración el año 2006, a la fecha (sin tener en cuenta a las empresas azucareras) solo se cuenta con 5 centrales de cogeneración calificadas con turbinas a gas solo 4, generando solo el 0,4% de la energía eléctrica en el SEIN, aun falta promocionar esta tecnología eficiente, del mismo modo los excedentes de vapor no pueden comercializarse de forma externa entre empresas.

Del mismo modo Tiemensma, J. (2019) en su investigación para la mejora del desempeño de la central Termoeléctrica con turbinas a gas identificó que la tecnología de la inyección de vapor a la cámara de combustión permite un incremento de la potencia efectiva, mejorando el heat rate, pero reduce el flujo de calor útil para ser utilizado en la planta industrial, a diferencia en la presente investigación en la cual se optó por dar prioridad al flujo de calor útil en planta para cubrir la demanda térmica el cual tiene un alto valor en comparación a la demanda eléctrica.

Por otro lado, Aguilar, K. Chambi, J. Chávez, F. Loayza, J. & Mendoza, E. (2019) en su investigación para implementar una central de cogeneración de 14 MW y producción de 6 t/h de vapor, plantea instalar una central termoeléctrica a vapor para la empresa ANGLO PERUANA, para ello se plantea un periodo de instalación de 16 meses, con lo cual se reduce en su totalidad el consumo externo de energía eléctrica cubriendose también la demanda térmica. En nuestra investigación se plantea determinar el impacto de la cogeneración calificada teniendo como modelo de consumo una planta de 60 toneladas/hora de capacidad, para lo cual se plantea diversas soluciones para el cumplimiento del reglamento de cogeneración con una central termoeléctrica que tiene como base un ciclo Joule Brayton simple abierto, para ello se toma como variable de cálculo la relación de presiones con un exceso de aire de 360% y un límite metalúrgico de 4,9 teniendo como restricción se tiene la potencia térmica útil de planta, en este caso para una planta de 60 toneladas/hora es de que es 21,38 MW.

En el caso de Gamarra, J. & Rivera, R. (2018) quienes en su investigación para implementar una central de cogeneración en una industria textil plantea emplear turbinas de gas para cubrir 2 a 3,3 MW eléctricos de máxima demanda, concluyendo que el gas natural es el combustible que permite cumplir con el reglamento de cogeneración, para inyectar sus excedentes a la red externa. En nuestro caso se realizó una matriz de selección de tecnologías optándose por el empleo del gas natural con turbinas de gas, el cual presenta

mayores ventajas para su uso, así tenemos que su requerimiento de agua es mínimo, (el cual es el principal factor, debido a que las plantas de harina de pescado se ubican en la zona costa, donde se cuenta con mucha disponibilidad de agua para uso industrial) ocupan poco espacio, son bajo tiempo de instalación, entre otros.

En la investigación de Carlos, C. y Asencios, V. (2017) se evaluó diversos modelos de cogeneración empleando desde biodiesel BD5, biogás y gas natural, resultando el ultimo combustible el más viable técnicamente, obteniéndose una relación de cogeneración de 0,65 con tecnología de motores de combustión interna para un hospital. En nuestra investigación el caso de una planta de harina de pescado de 60 toneladas/hora de capacidad, cumple con los criterios del reglamento de cogeneración con indicadores de 0,833 para la relación de cogeneración, valor superior al establecido de 0,4, y de 0,802 para el rendimiento eléctrico efectivo, valor superior a 0,55.

En la investigación de Rojas, L. (2021) en su tesis la potencia térmica útil saliente de la turbina de gas no cubre la totalidad de la potencia térmica útil requerida que es igual a 42,15 MW. Se requiere una demanda eléctrica de 2,4 MW, con lo cual tan solo se genera el 12 % de la potencia térmica útil requerida de un valor de 5,06 MW, consumiendo un total de 0.155 kg/s de gas natural, con un heat rate de 12.97 MMBTU/MWh. Siendo sus parámetros técnicos de diseño: relación de presiones igual a 10, límite metalúrgico igual a 4.8 y un exceso de aire de 360 °C. En nuestra investigación se alcanza a cubrir con las soluciones obtenidas la totalidad de la demanda térmica de planta, para una planta de 60 t/h se requiere una máxima demanda eléctrica de 1,65 MW , generándose 17,82 MW eléctricos y cumpliendo con los requisitos de la cogeneración calificada.

V. Conclusiones y recomendaciones.

Conclusiones.

Se elaboro una matriz de selección de alternativas para la cogeneración calificada en plantas de harina de pescado, comparándose tecnologías con turbinas a gas, turbinas a vapor y motores de combustión interna, seleccionándose la primera ella, en función a que emplea gas natural como combustible, solo requiere agua para sus servicios auxiliares, el tiempo de montaje es de 12 meses, tiene una relación alta demanda eléctrica/alta disponibilidad térmica, pueden encontrarse comercialmente desde unidades de 50 kW hasta 200 MW.

Se realizo el dimensionamiento de la capacidad de la planta de cogeneración calificada para una empresa de harina de pescado de 60 toneladas/hora, con un límite metalúrgico de 4,9, exceso de aire de 360%, variando la relación de presiones de 10 a17. Mantenimiento una potencia térmica útil de 18,17 MW para una planta de harina de pescado de 60 toneladas/hora y cumpliendo con los criterios de calificación de 0,833 para la relación de cogeneración y de 0,802 para el rendimiento eléctrico efectivo.

Se estima una reducción de costos por implementar la cogeneración calificada en las plantas de harina de pescado, así tenemos para el caso de una planta de harina de pescado de 60 Toneladas/hora de capacidad, obtiene una reducción entre 18,3 a 34,4 % cuando se reemplaza una matriz energética con gas natural, mientras que para la sustitución de una matriz con petróleo R500 la reducción de costos oscila entre 26,3 a 40,8 % para una operación de 100 horas mensuales.

Se estima una reducción de emisiones para el caso de reemplazar gas natural consumido en calderos para una planta de harina de pescado de 60 Toneladas/hora de capacidad, para 80 horas mes de operación se puede dejar de emitir 405,9 Ton. CO₂ al mes, mientras que con 140 horas al mes de operación se pueden alcanzar reducciones de hasta 710,3 Ton. CO₂ al mes. Mientras que para la sustitución de petróleo R500 para 80 horas mes de operación se puede dejar de emitir 560 Ton. CO₂ al mes, mientras que con 140 horas al mes de operación se pueden alcanzar reducciones de hasta 980 Ton. CO₂ al mes.

La cogeneración calificada tiene un alto impacto sobre las plantas de harina de pescado, mediante el cual puede abastecerse con una sola fuente de energía para generar tanto energía eléctrica como térmica, e inyectar sus excedentes de energía eléctrica a la red externa, para ello se debe cumplir con el reglamento de cogeneración del Perú.

Recomendaciones

Es necesario determinar las características de la aplicación de la cogeneración calificada en los diversos sectores productivos y de servicios del Perú, en este caso teniendo en cuenta la rentabilidad económica y beneficios ambientales, con la finalidad de identificar el cumplimiento de los indicadores de calificación y las tecnologías de generación más apropiadas para su implementación.

Es urgente la difusión de la tecnología de la cogeneración como parte de la planificación energética peruana, ya que, al ser una tecnología de muy alta eficiencia, es ideal para implementarla en este proceso de transición energética, teniendo en cuenta que opera con alta eficiencia y bajo costo con el gas natural como combustible.

Es necesario implementar mecanismos de promoción para la cogeneración calificada, es rol del estado y de la academia implementar charlas de difusión, seminarios u otro evento académico para dar a conocer los beneficios de la cogeneración. Y por otro lado los mecanismos de promoción deben aplicarse en la adquisición de los equipos y máquinas que conforman las centrales de cogeneración.

VI. Referencias bibliográficas y virtuales

AGESP. (2 de abril de 2025). *Precios de combustibles al alza y se alejan más del valor referencial*. Diario Gestión. Recuperado de:

<https://gestion.pe/economia/precios-de-combustibles-al-alza-y-se-alejan-mas-de-referencia-internacional-cuanto-subieron-osinergmin-noticia/>

Aguilar, K. Chambi, J. Chávez, F. Loayza, J. y Mendoza, E. *Implementación de una Isla de Cogeneración de 14 MW de Electricidad y 6 t/h de Vapor*. (Tesis de maestría). Recuperado de:

https://repositorio.esan.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12640/1522/2019_MAPM_17-1_01_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Alvarado, J. (2021). Conversión a ciclo combinado de central térmica de talara TG5 para optimización de sus indicadores de generación. (Tesis de pregrado). Recuperado de:

<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3871>

Arenaro, A. Bastian, C. Brandão, Lima, L & Texeira, L (2011). *Flexibilidad y incertidumbre en proyectos de agronegocios: la inversión en una planta de cogeneración*. RAM. Revista de Administração Mackenzie, 12(4), 105-126. Recuperado de:

<https://www.scielo.br/j/ram/a/wYq3cfhD7JWbm6NMj7GqwfP/abstract/?lang=en>

Biagini, D. (2020). *Estudio para la implantación de una planta de cogeneración de energía en una industria alimenticia*. (Tesis de doctorado). Recuperado de:

<https://upcommons.upc.edu/server/api/core/bitstreams/d82caec8-08e8-4d17-85c5-9d84e2a223ca/content>

Carlos, C. y Asencios, V. (2017). *Impacto y evaluación de la Trigeneración en el dimensionamiento de un sistema de cogeneración para hospitales*. (Tesis de Maestría). Recuperado de

<http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/8308>

Carranza, W. (2021). *Autoabastecimiento de energía mediante cogeneración por el incremento de la demanda eléctrica y térmica-Empresa OLPESA*. (Tesis de Titulo). Recuperado de:

<http://repositorio.uns.edu.pe/bitstream/handle/UNS/3767/52294.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- Elektron.pe. (2025). *Pérdida de competitividad en el sector eléctrico peruano por incrementos tarifarios*. Blog económico Elektron. Recuperado de:
<https://elektron.pe/>
- Elizundia, H. Gonzales, M. Ramírez, O & Morales, M. (2016). *Evaluación de esquemas de cogeneración de energía a partir de bagazo de caña de azúcar*. Revista Científica SCIELO. Volumen 43. 2016. Recuperado de:
http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S222348612016000100010
- Energies. (2023). *The role of cogeneration in the electrification pathways towards decarbonization*. *Energies*, 16(15), 5606. Recuperado de:
<https://doi.org/10.3390/en16155606>
- Eriksen, T., y Sørensen, K. (2021). Waste heat recovery from gas turbines for combined heat and power applications. *Energy Conversion and Management*, 243, 114–129. Recuperado de:
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114129>
- Food and Agriculture Organization of the United Nations. (2003). *The production of fish meal and oil* (Cap. 7: Consumo de combustible, energía eléctrica y agua). FAO Fisheries Technical Paper No. 142. FAO.
- Gamarra, J y Rivera, R. (2018). *Reducción de costos energéticos de una industria textil mediante un sistema de cogeneración*. (Tesis de Maestría). Recuperado de
https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UUNI_9d29ac9e2f97e2832fbf039a65c43769
- García, J., Lozano, M. y Ramos, J. Metodología para el análisis y diseño de plantas de cogeneración. (Artículo de investigación). Recuperado de:
https://publicationslist.org/data/miguel.a.lozano/ref-170/cc97_Metodologia%20para%20el%20analisis%20y%20dise%C3%B1o%20de%20plantas%20de%20cogeneracion.pdf
- García, L., Fernández, J., y Ruiz, M. (2022). *Energy efficiency and CO₂ mitigation through gas turbine cogeneration systems*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 161, 112–145. Recuperado de:
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112145>
- Gielen, D., Boshell, F., Saygin, D., Bazilian, M. D., Wagner, N., y Gorini, R. (2019). *The role of renewable energy in the global energy transformations*. *Energy Strategy Reviews*, 24, 38–50. Recuperado de:

- <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.08.005>
- Heredia, W. (2020). *Efecto de la implementación de un proceso de trigeneración sobre el consumo de energía primaria en un hospital.* (Tesis de grado). Recuperado de: <https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3563>
- Hirta, M., y Yamaguchi, H. (2020). *Performance assessment of heat recovery steam generators in industrial cogeneration plants.* Applied Thermal Engineering, 175, 115–128. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.115128>
- Høyli, R, y Aarsaether. (2023). *A study of energy use and associated greenhouse gas emissions in Norwegian small-scale processing of whitefish.* Fisheries Research, 268, 106842. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/373576747_A_study_of_energy_use_and_associated_greenhouse_gas_emissions_in_Norwegian_small-scale_processing_of_whitefish#fullTextFileContent
- Huertas, R., y Santos, M. (2020). *Hydroelectric Power.* En *Future Energy* (3.^a ed.) (pp. 315–330). Elsevier.
- Jiménez, M. (2018). *Diagnóstico de la cogeneración de energía eléctrica en la planta extractora de aceite de una empresa agroindustrial de palma africana de la ciudad de san francisco de orellana durante el año 2015. diseño un sistema híbrido eficiente para la generación energética eléctrica.* (Tesis de Maestría). Recuperado de <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/6357>
- Karaali, R. y Öztürk, I. (2017). *Performance analyses of gas turbine cogeneration plants.* (Artículo de investigación). Recuperado de: <https://dergipark.org.tr/tr/download/article-file/400695>
- Kehlhofer, R., Warner, J., Nielsen, H., y Bachmann, R. (2012). *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants.* PennWell Books. Recuperado de: <https://es.scribd.com/document/360770678/Combined-Cycle-Gas-and-Steam-Turbine-Power-Plants-Rolf-Kehlhofer-pdf>
- Lara, M. (2021). *Desarrollo de un modelo simplificado para la predicción de producción de potencia en sistemas de cogeneración.* (Tesis de doctorado)- Recuperado de <http://www.repository.ugto.mx/handle/20.500.12059/4337/browse?type=subject&order=ASC&rpp=20&value=Sistemas+de+Cogeneraci%C3%B3n+&E2%80%93+Dise%C3%B1o+y+construcci%C3%B3n>

- Ministerio de Energía y Minas (2016). *Guía de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético Sector Pesquero*. Perú. Recuperado de
http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/2-Guia_Industria_Pesquera.pdf
- Ministerio de Energía de Chile. (2015). *Reglamento que establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones de cogeneración eficiente*. Gobierno de Chile. Recuperado de
<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1077841>
- Miranda, O. y Oliva, C. (2023). *Efecto de la conversión de ciclo simple a ciclo combinado en el rendimiento específico de la central termoeléctrica Las Flores*. (Tesis de pregrado). Recuperado de:
<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/4428>
- Morales, A. (2013). *Propuesta de Eficiencia Energética utilizando Cogeneración con Microturbinas*. (Tesis de maestría). Recuperado de
<https://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1004/818>
- Nguyen, N., & Nguyen, G. (2024). *Estimating greenhouse gas emissions from a seafood processing facility* [Artículo de revista]. *Journal of Ecological Engineering*, 25(2), 93–102. Recuperado de:
<https://doi.org/10.12911/22998993/176250>
- NIRAS / Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2025). *Campaign to promote more efficient industrial energy consumption kicks off in Perú*. Recuperado de:
<https://www.niras.com/news/campaign-to-promote-more-efficient-industrial-energy-consumption-kicks-off-in-peru/>
- OLADE. (2010) *La cogeneración en el Perú. Documento financiado por OLADE Unión Europea dentro del Sexto Programa Marco de I+D*. Recuperado de:
<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00286.pdf>
- Quavii. (2025). Tarifas de gas natural. Recuperado de:
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/pliegos_tarifarios/gas-natural/2025/Pliego%20tarifario%20jun%202025%20QU.pdf
- Rojas, L. (2021). *Relación entre la capacidad de cogeneración y la cobertura de la demanda en empresa Cantarana SA*. Recuperado de:
<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3731>

- Ramos, J. (2012). *Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial* (Tesis de doctorado). Recuperado de:
<https://zaguan.unizar.es/record/9901/files/TESIS-2012-136.pdf>
- Robles, G. y Valera, V. (2022) *Impacto de la potencia efectiva de una central de cogeneración calificada en reducción de consumo de energía primaria - Empresa Centinela S.A.C.* (Tesis de grado). Recuperado de:
<https://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/3989>
- Rodríguez, J. (2024). Gestión y transformación de la cogeneración en España: mercados, madurez digital y descarbonización. (Tesis de doctorado). Recuperado de:
<https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/96187>
- SBS (2025). *Portal de la superintendencia de banco y seguros*. Recuperado de:
https://www.sbs.gob.pe/app/pp/sistip_portal/paginas/publicacion/tipocambiopromedio.aspx
- Singh, R. (2023). Gas turbine exhaust heat recovery for cogeneration: Efficiency and economic assessment. *Journal of Cleaner Production*, 405, 136–159. Recuperado de:
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136159>
- Som, S., Saidur, R., y Mekhilef, S. (2018). *A review on boilers energy use, energy savings, and emissions reductions. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 180–192. Recuperado de:
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.073>
- Tiemensma, J. (2019). Gas Turbines for Heat Generation: Conceptual Comparison & Design for Stack Loss Reduction. (Tesis de maestría). Recuperado de:
<https://repository.tudelft.nl/record/uuid:be4a3f30-b39d-4be5-9d88-f165ef68d851>
- Turboden. (2025). *Cogeneration systems: efficiency and applications*. Recuperado de:
<https://www.turboden.com/company/media/press/press-reviews/4760/cogeneration-systems-efficiency-and-applications>
- Varón, F. (2020). *Contextualización de la generación distribuida de energía eléctrica por sistemas de cogeneración y energías alternativas en Colombia*. (Tesis de maestría). Recuperado de <https://repository.universidadean.edu.co/handle/10882/9998>
- Vásquez, L. (2017). *Predecir mediante el análisis exergético la tecnología adecuada de cogeneración para la optimización de la Planta Azucarera San Jacinto*. (Tesis de Ingeniería) Recuperado de <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/2801>

- Yabar, Y. (2016) *Reducción de costos de energía y mitigación de gases de efecto invernadero en una planta industrial mediante la cogeneración con gas natural.* (Tesis de Ingeniería). Recuperado de <https://cybertesis.unmsm.edu.pe/handle/20.500.12672/5751>
- Zurita, C. (2020). *El consumo de energías y el producto interno bruto. La realidad de países de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).* (Tesis de Economía). Recuperado de <https://repositorio.uta.edu.ec/handle/123456789/31390>

VII. Anexos.

- Anexo 1 Documentación pertinente y autorización.
- Anexo 2 Informacion de Máxima Demanda Eléctrica.
- Anexo 3 Informacion de Máxima Demanda Térmica.
- Anexo 4 Consolidado de balance de masas en plantas de harina de pescado
- Anexo 5 Requerimiento medio de potencia térmica em plantas de harina de pescado según su capacidad.
- Anexo 6 Modelo de cálculo de planta de Cogeneración com turbinas a gas
- Anexo 7 Factores de emisiones para el Perú vigente.
- Anexo 8 Pliego tarifario del servicio de distribución de gas natural. Empresa QUAVII.
- Anexo 9 Pliego tarifario del servicio de distribución de energía eléctrica. Empresa Hidrandina.
- Anexo 10 Planilla de cálculo de costos de consumo de gas natural y energía eléctrica.
- Anexo 11Diagrama general del proceso de cogeneración.
- Anexo 12 Red de gas natural en Zona Industrial 27 de octubre

Anexo 1 Documentación pertinente y autorización.

Hoja 1: Carta N° 0003244-2024-PRODUCE/FUN. RES.ACC.INF.



PERÚ

Ministerio
de la Producción

FUNCIONARIO RESPONSABLE DEL ACCESO A LA INFORMACIÓN

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres"
"Año del Bicentenario, de la consolidación de nuestra Independencia, y de la conmemoración de las heroicas batallas de Junín y Ayacucho"

Lima, 21 de octubre de 2024

CARTA N° 00003244-2024-PRODUCE/FUN.RES.ACC.INF

Señor:

ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN
URB. VILLA AGRARIA MZ. B LT. 9
ANCASH-SANTA-NUEVO CHIMBO

Presente. -

Asunto: Solicitud de Acceso a la Información Pública

Referencia: a) Hoja de Trámite N°00078734-2024
b) Memorando N°00000403-2024-PRODUCE/DVC

Es grato dirigirme a usted, en relación al documento de la referencia a) mediante el cual indica: "Solicito información de producción de harina de pescado de cada establecimiento pesquero industrial ubicados en la provincia del SANTA - ANCASH correspondiente al año 2022 y 2023, con fines de estudio universitario (tesis doctoral del proyecto impacto de la cogeneración calificada en abastecimiento de energía primaria en plantas de harina de pescado)".

Al respecto se alcanza el documento de la referencia b) emitido por la Dirección de Vigilancia y Control mediante el cual remite, de acuerdo a información obtenida del Sistema de Trazabilidad de Pesca y Acuicultura – SITRAPESCA, la cantidad de harina procesada de los años 2022-2023, de la provincia del Santa.

Hago propicia la ocasión para renovarle los sentimientos de mi consideración y estima personal.

Atentamente,



Firmado digitalmente por
CORDOVA PEREZ ALBELA, ANA MARIA PATRICIA
Entidad: Ministerio de la Producción
Motivo: Autor del documento
Fecha: 2024/10/21 18:13:25-0600

CORDOVA PEREZ ALBELA, ANA MARIA PATRICIA,
FUNCIONARIO RESPONSABLE DE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA RM 422-2018-PRODUCE
FUNCIONARIO RESPONSABLE DEL ACCESO A LA INFORMACIÓN

Desta es una copia autenticada imprimible de un documento electrónico archivado por el MINISTERIO DE LA PRODUCCIÓN, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 del D.S. 020-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas en la siguiente dirección web: "<https://el.documentotramita.produce.gob.pe/verificar/>" e ingresar clave: 07034-QT3

Calle Uno Oeste N° 060 - Urbanización Cörpac - San Isidro - Lima
T. (511) 316 2223
www.gob.pe/produce



Hoja 2: Harina producida por plantas pesqueras de la localidad de Ancash.

**HARINA PRODUCIDA POR LAS PLANTAS PESQUERAS DE LA LOCALIDAD DE ANCASH
2022-2023**

Año	REGION	PPPP	Producción de Harina (t)
2022	ANCASH	AUSTRAL GROUP S.A.A.	41,158.09
2022	ANCASH	CANTARANA S.A.C.	5,080.34
2022	ANCASH	CFG INVESTMENT S.A.C.	21,137.33
2022	ANCASH	COMPANÍA PESQUERA DEL PACIFICO CENTRO S.A.	12,367.95
2022	ANCASH	CORPORACION PESQUERA INCA S.A.C.	34,435.49
2022	ANCASH	GER EXPORT S.A.	6,725.50
2022	ANCASH	INVERSIONES OSLO S.A.C.	74.45
2022	ANCASH	PESQUERA CANTABRIA S.A.	20,170.75
2022	ANCASH	PESQUERA CENTINELA S.A.C.	29,597.35
2022	ANCASH	PESQUERA EXALMAR S.A.A.	43,285.25
2022	ANCASH	PESQUERA HAYDUK S.A.	44,146.55
2022	ANCASH	PESQUERA JADA S.A.	3,247.35
2022	ANCASH	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	66,928.30
2022	ANCASH	CMM PRODUCTS S.A.C.	1,212.70
2022	ANCASH	CONSERVERA SAN LUCAS S.A.C.	1,691.60
2022	ANCASH	CORPORACION MARQUEZA S.A.C.	3,710.15
2022	ANCASH	GROUP CORPORATION REYE'S S.A.C.	2,890.90
2022	ANCASH	INVERSIONES QUIAZA S.A.C.	572.65
2022	ANCASH	PACIFIC NATURAL FOODS S.A.C.	1,614.39
2022	ANCASH	PESQUERA CONSERVAS DE CHIMBOTE-LA CHIMBOTANA S.A.C.	178.05
2022	ANCASH	PESQUERA MIGUEL ANGEL S.A.C.	1,237.70
2022	ANCASH	PESQUERA OP7 & BELL S.A.C. / OP7 & BELL S.A.C.	1,632.70
2022	ANCASH	PRODUCTORA AMG S.A.C.	3,104.15
2023	ANCASH	BRANSOMAR S.A.C.	11.00
2023	ANCASH	CANTARANA S.A.C.	631.30
2023	ANCASH	COMPANÍA PESQUERA DEL PACIFICO CENTRO S.A.	4,190.10
2023	ANCASH	CORPORACION PESQUERA INCA S.A.C.	29,622.07
2023	ANCASH	GER EXPORT S.A.	2,034.75
2023	ANCASH	INVERSIONES OSLO S.A.C.	363.80
2023	ANCASH	PESQUERA CANTABRIA S.A.	3,858.95
2023	ANCASH	PESQUERA CENTINELA S.A.C.	13,256.20
2023	ANCASH	PESQUERA EXALMAR S.A.A.	13,326.20
2023	ANCASH	PESQUERA HAYDUK S.A.	12,981.07
2023	ANCASH	PESQUERA JADA S.A.	76.50
2023	ANCASH	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	26,263.87
2023	ANCASH	CMM PRODUCTS S.A.C.	938.60
2023	ANCASH	CONSERVERA SAN LUCAS S.A.C.	2,364.85
2023	ANCASH	CORPORACION MARQUEZA S.A.C.	1,475.30
2023	ANCASH	GROUP CORPORATION REYE'S S.A.C.	3,357.60
2023	ANCASH	INVERSIONES QUIAZA S.A.C.	549.55
2023	ANCASH	PACIFIC NATURAL FOODS S.A.C.	1,283.65
2023	ANCASH	PESQUERA MIGUEL ANGEL S.A.C.	2,472.40
2023	ANCASH	PESQUERA OP7 & BELL S.A.C. / OP7 & BELL S.A.C.	1,460.15
2023	ANCASH	PRODUCTORA AMG S.A.C.	6,373.85
2023	ANCASH	TRIADA FOODS S.A.C.	89.55

Anexo 2 Informacion de Máxima Demanda Eléctrica.

Empresa	Capacidad (Ton/h)	Recepcion y almacenamiento	Cocinado	Prensado	Separacion	Centrifugacion	Evaporacion	Secado	Enfriamiento y ensaque	Auxiliares	Potencia (kW)
Empresa 1	10	9	27	30	25	25	20	80	10	24	250
Empresa 2	30	25	80	110	80	80	60	260	40	65	800
Empresa 3	60	50	170	210	150	150	135	560	65	130	1620
Empresa 4	60	55	170	208	150	152	130	570	75	140	1650
Empresa 5	60	60	180	210	160	150	140	580	70	150	1700
Empresa 6	60	55	170	210	140	150	130	560	75	140	1630
Empresa 7	90	75	220	290	210	200	175	750	100	180	2200
Empresa 8	120	100	320	390	290	290	240	1050	120	200	3000
Empresa 9	120	110	330	400	350	290	250	1140	130	200	3200
Empresa 10	180	150	480	580	420	420	370	1550	180	300	4450
Empresa 11	180	160	480	590	420	430	370	1590	190	320	4550
Sumatoria		849	2627	3228	2395	2337	2020	8690	1055	1849	25050
Participacion porcentual (%)		3,4%	10,5%	12,9%	9,6%	9,3%	8,1%	34,7%	4,2%	7,4%	100,0%
Promedio de Maxima Demanda para Capacidad de 60 Ton/h : 1650 kW											
Promedio de Maxima Demanda para Capacidad de 120 Ton/h : 3100 kW											
Promedio de Maxima Demanda para Capacidad de 180 Ton/h : 4500 kW											

Anexo 3 Informacion de Máxima Demanda Térmica.

Balance de energía en cocinadores de 10 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de materia prima	10	Ton/h
Calor especifico mp	0,885	kcal/kg°C
Temperatura inicial	20	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de cocinas	1	
Area de transferencia de calor de contacto	108,21	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² h °C
Largo	12	m
Diametro	1,3	m
Temperatura exterior cocina	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mp	19,5%	
% grasa mp	3,5%	
% humedad mp	77,0%	

Potencia termica suministrada para calentar la carga	V_{emp}	663,75	Mcal/h
		71,63%	
Potencia termica para calentar cocina	V_{em}	211,59	Mcal/h
		22,83%	
Potencia termica de perdidas	V_p	51,36	Mcal/h
		5,54%	
Potencia termica cocinas	V_g	926,7	Mcal/h
		100%	



Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de cocinas en una planta de harina de pescado de 10 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en cocinadores de 30 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de materia prima	30	Ton/h
Calor especifico mp	0,885	kcal/kg°C
Temperatura inicial	20	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de cocinas	1	
Area de transferencia de calor de contacto	167,82	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² h °C
Largo	17	m
Diametro	2,2	m
Temperatura exterior cocina	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mp	19,5%	
% grasa mp	3,5%	
% humedad mp	77,0%	

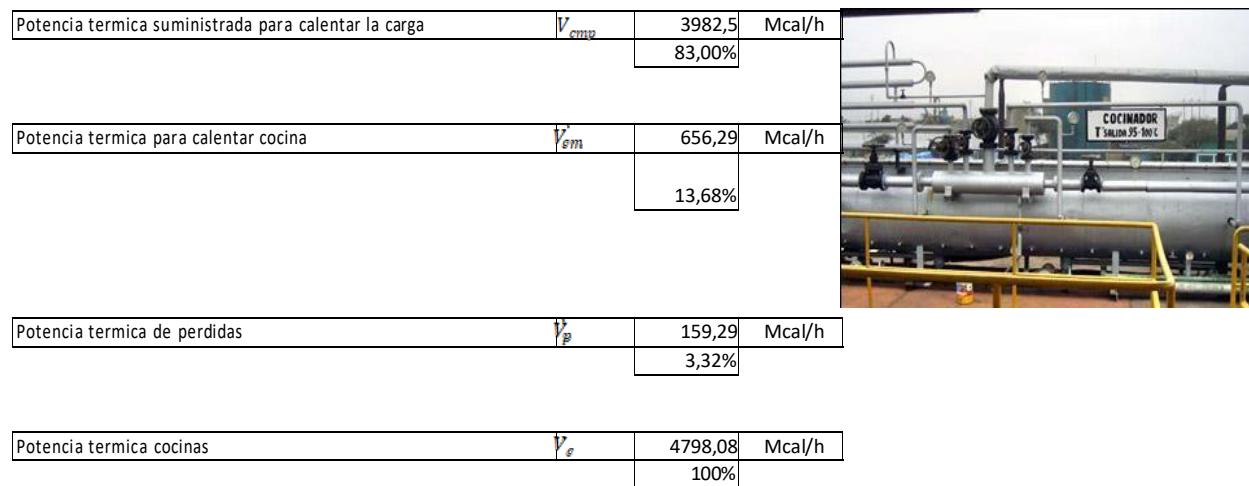
Potencia termica suministrada para calentar la carga	V_{cm}	1991,25	Mcal/h
		83,00%	
Potencia termica para calentar cocina	V_{cm}	328,15	Mcal/h
		13,68%	
Potencia termica de perdidas	V_p	79,65	Mcal/h
		3,32%	
Potencia termica cocinas	V_g	2399,05	Mcal/h
		100%	



Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de cocinas en una planta de harina de pescado de 30 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en cocinadores de 60 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de materia prima	60	Ton/h
Calor especifico mp	0,885	kcal/kg°C
Temperatura inicial	20	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de cocinas	2	
Area de transferencia de calor de contacto	167,82	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² h °C
Largo	17	m
Diametro	2,2	m
Temperatura exterior cocina	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mp	19,5%	
% grasa mp	3,5%	
% humedad mp	77,0%	



Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de cocinas en una planta de harina de pescado de 60 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en cocinadores de 90 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de materia prima	90	Ton/h
Calor especifico mp	0,885	kcal/kg°C
Temperatura inicial	20	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de cocinas	3	
Area de transferencia de calor de contacto	167,82	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² h °C
Largo	17	m
Diametro	2,2	m
Temperatura exterior cocina	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mp	19,5%	
% grasa mp	3,5%	
% humedad mp	77,0%	

Potencia termica suministrada para calentar la carga	V_{cmq}	5973,75	Mcal/h
		83,00%	
Potencia termica para calentar cocina	V_{cm}	984,44	Mcal/h
		13,68%	
Potencia termica de perdidas	V_p	238,94	Mcal/h
		3,32%	
Potencia termica cocinas	V_e	7197,13	Mcal/h
		100%	



Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de cocinas en una planta de harina de pescado de 90 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en cocinadores de 120 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de materia prima	120	Ton/h
Calor especifico mp	0,885	kcal/kg°C
Temperatura inicial	20	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de cocinas	4	
Area de transferencia de calor de contacto	177,25	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² h °C
Largo	18	m
Diametro	2,2	m
Temperatura exterior cocina	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mp	19,5%	
% grasa mp	3,5%	
% humedad mp	77,0%	

Potencia termica suministrada para calentar la carga	V_{cmp}	7965	Mcal/h
		82,22%	
Potencia termica para calentar cocina	V_{em}	1386,34	Mcal/h
		14,31%	
Potencia termica de perdidas	V_p	336,49	Mcal/h
		3,47%	
Potencia termica cocinas	V_e	9687,83	Mcal/h
		100%	



Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de cocinas en una planta de harina de pescado de 120 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en cocinadores de 180 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de materia prima	180	Ton/h
Calor especifico mp	0,885	kcal/kg°C
Temperatura inicial	20	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de cocinas	6	
Area de transferencia de calor de contacto	188,56	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² h °C
Largo	18	m
Diametro	2,2	m
Temperatura exterior cocina	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mp	19,5%	
% grasa mp	3,5%	
% humedad mp	77,0%	

Potencia termica suministrada para calentar la carga	V_{emp}	11947,5	Mcal/h
		81,29%	
Potencia termica para calentar cocina	V_{em}	2212,21	Mcal/h
		15,05%	
Potencia termica de perdidas	V_p	536,94	Mcal/h
		3,65%	
Potencia termica cocinas	V_e	14696,65	Mcal/h
		100%	



Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de cocinas en una planta de harina de pescado de 180 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotatubos para planta de 10 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Capacidad	7,06	Ton/h
Calor especifico mp	0,765	kcal/kg°C
Temperatura inicial	50	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de secadores	1	
Flujo masico de agua evaporada	1,50	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	55,35	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/h m ² °C
Largo	8	m
Diametro	1,8	m
Coeficiente convectivo	2,29	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,42	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mix	44%	
% grasa mix	4%	
% humedad mix	52%	

Potencia termica para calentar el mix	\dot{V}_{ps1}	242,98	Mcal/h
		20,30%	



Potencia termica para evaporar agua del mix	\dot{V}_{ps2}	819,45	Mcal/h
		68,46%	

Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	108,23	Mcal/h
		9,04%	

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	26,27	Mcal/h
		2,19%	
Potencia termica por secador	\dot{V}_s	1 196,93	Mcal/h
		100%	

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotatubos en una planta de harina de pescado de 10 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotatubos para planta de 30 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Capacidad	21,175	Ton/h
Calor especifico mp	0,765	kcal/kg°C
Temperatura inicial	65	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de secadores	1	
Flujo masico de agua evaporada	4,511	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	540	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	84,45	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/h m ² °C
Largo	12	m
Diametro	2,4	m
Coeficiente convectivo	2,13	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,26	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mix	44%	
% grasa mix	4%	
% humedad mix	52%	

Potencia termica para calentar el mix	\dot{V}_{ps1}	485,97	Mcal/h
15,54%			



Potencia termica para evaporar agua del mix	\dot{V}_{ps2}	2 435,94	Mcal/h
77,90%			

Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	165,13	Mcal/h
5,28%			

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	40,08	Mcal/h
1,28%			

Potencia termica por secador	\dot{V}_s	3 127,12	Mcal/h
100%			

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotatubos en una planta de harina de pescado de 30 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotatubos para planta de 60 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Capacidad	42,35	Ton/h
Calor especifico mp	0,765	kcal/kg°C
Temperatura inicial	65	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de secadores	2	
Flujo masico de agua evaporada	9,022	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	540	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	84,45	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/h m ² °C
Largo	12	m
Diametro	2,4	m
Coeficiente convectivo	2,13	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,26	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mix	44%	
% grasa mix	4%	
% humedad mix	52%	

Potencia termica para calentar el mix	\dot{V}_{ps1}	971,93	Mcal/h
15,54%			



Potencia termica para evaporar agua del mix	\dot{V}_{ps2}	4 871,88	Mcal/h
77,90%			

Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	330,26	Mcal/h
5,28%			

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	80,16	Mcal/h
1,28%			

Potencia termica por secador	\dot{V}_s	6 254,23	Mcal/h
100%			

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotatubos en una planta de harina de pescado de 60 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotatubos para planta de 90 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Capacidad	63,53	Ton/h
Calor especifico mp	0,765	kcal/kg°C
Temperatura inicial	50	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de secadores	3	
Flujo masico de agua evaporada	13,54	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	84,45	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/h m ² °C
Largo	12	m
Diametro	2,4	m
Coeficiente convectivo	2,13	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,26	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mix	44%	
% grasa mix	4%	
% humedad mix	52%	

Potencia termica para calentar el mix	\dot{V}_{ps1}	2186,85	Mcal/h
21,44%			



Potencia termica para evaporar agua del mix	\dot{V}_{ps2}	7 396,92	Mcal/h
72,52%			

Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	495,39	Mcal/h
4,86%			

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	120,24	Mcal/h
1,18%			

Potencia termica por secador	\dot{V}_s	10 199,40	Mcal/h
100%			

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotatubos en una planta de harina de pescado de 90 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotatubos para planta de 120 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Capacidad	84,70	Ton/h
Calor especifico mp	0,765	kcal/kg°C
Temperatura inicial	50	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de secadores	4	
Flujo masico de agua evaporada	18,05	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	84,45	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/h m ² °C
Largo	12	m
Diametro	2,4	m
Coeficiente convectivo	2,13	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,26	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mix	44%	
% grasa mix	4%	
% humedad mix	52%	

Potencia termica para calentar el mix	\dot{V}_{ps1}	2915,80	Mcal/h
21,44%			



Potencia termica para evaporar agua del mix	\dot{V}_{ps2}	9 860,73	Mcal/h
72,52%			

Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	660,52	Mcal/h
4,86%			

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	160,32	Mcal/h
1,18%			

Potencia termica por secador	\dot{V}_s	13 597,37	Mcal/h
100%			

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotatubos en una planta de harina de pescado de 120 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotatubos para planta de 180 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Capacidad	127,05	Ton/h
Calor especifico mp	0,765	kcal/kg°C
Temperatura inicial	50	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de secadores	6	
Flujo masico de agua evaporada	27,08	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	84,45	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/h m ² °C
Largo	12	m
Diametro	2,4	m
Coeficiente convectivo	2,13	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,26	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mix	44%	
% grasa mix	4%	
% humedad mix	52%	

Potencia termica para calentar el mix	\dot{V}_{ps1}	4373,70	Mcal/h
21,45%			



Potencia termica para evaporar agua del mix	\dot{V}_{ps2}	14 788,37	Mcal/h
72,52%			

Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	990,78	Mcal/h
4,86%			

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	240,48	Mcal/h
1,18%			

Potencia termica por secador	\dot{V}_s	20 393,33	Mcal/h
100%			

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotatubos en una planta de harina de pescado de 180 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotadisco para planta de 10 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de scrap 1	5,553	Ton/h
Calor especifico scrap 1	0,701	kcal/kg°C
Temperatura inicial	70	°C
Temperatura final	90	°C
Numero de secadores	1	
Flujo masico de agua evaporada	1,16	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	55,35	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² °C
Largo	8	m
Diametro	1,8	m
Coeficiente convectivo	2,29	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,42	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos scrap 1	56%	
% grasa scrap 1	5%	
% humedad scrap 1	39%	

Potencia termica para calentar el scrap 1	\dot{V}_{ps1}	77,86	Mcal/h
		9,20%	

Potencia termica para evaporar agua del scrap 1	\dot{V}_{ps2}	633,57	Mcal/h
		74,90%	



Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	108,23	Mcal/h
		12,79%	

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	26,27	Mcal/h
		3,11%	

Potencia termica por secador	\dot{V}_s	845,93	Mcal/h
		100%	

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotadiscos en una planta de harina de pescado de 10 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotadisco para planta de 30 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de scrap 1	16,66	Ton/h
Calor especifico scrap 1	0,701	kcal/kg°C
Temperatura inicial	70	°C
Temperatura final	90	°C
Numero de secadores	1	
Flujo masico de agua evaporada	3,46	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	67,29	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² °C
Largo	9,5	m
Diametro	2,2	m
Coeficiente convectivo	2,18	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,31	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos scrap 1	56%	
% grasa scrap 1	5%	
% humedad scrap 1	39%	

Potencia termica para calentar el scrap 1	\dot{V}_{ps1}	233,57	Mcal/h
		10,21%	

Potencia termica para evaporar agua del scrap 1	\dot{V}_{ps2}	1 889,78	Mcal/h
		82,64%	



Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	131,58	Mcal/h
		5,75%	

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	31,94	Mcal/h
		1,40%	
Potencia termica por secador	\dot{V}_s	2 286,87	Mcal/h
		100%	

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotadiscos en una planta de harina de pescado de 30 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotadisco para planta de 60 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de scrap 1	33,32	Ton/h
Calor especifico scrap 1	0,701	kcal/kg°C
Temperatura inicial	70	°C
Temperatura final	90	°C
Numero de secadores	2	
Flujo masico de agua evaporada	6,93	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	67,29	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² °C
Largo	9,5	m
Diametro	2,2	m
Coeficiente convectivo	2,18	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,31	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos scrap 1	56%	
% grasa scrap 1	5%	
% humedad scrap 1	39%	

Potencia termica para calentar el scrap 1	\dot{V}_{ps1}	467,15	Mcal/h
10,20%			

Potencia termica para evaporar agua del scrap 1	\dot{V}_{ps2}	3 785,03	Mcal/h
82,66%			



Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	263,15	Mcal/h
5,75%			

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	63,87	Mcal/h
1,39%			
Potencia termica por secador	\dot{V}_s	4 579,20	Mcal/h
100%			

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotadiscos en una planta de harina de pescado de 60 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotadisco para planta de 90 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de scrap 1	49,98	Ton/h
Calor especifico scrap 1	0,701	kcal/kg°C
Temperatura inicial	70	°C
Temperatura final	90	°C
Numero de secadores	3	
Flujo masico de agua evaporada	10,38	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	67,29	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² °C
Largo	9,5	m
Diametro	2,2	m
Coeficiente convectivo	2,18	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,31	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos scrap 1	56%	
% grasa scrap 1	5%	
% humedad scrap 1	39%	

Potencia termica para calentar el scrap 1	\dot{V}_{ps1}	700,72	Mcal/h
10,21%			



Potencia termica para evaporar agua del scrap 1	\dot{V}_{ps2}	5 669,35	Mcal/h
82,64%			

Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	394,73	Mcal/h
5,75%			

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	95,81	Mcal/h
1,40%			

Potencia termica por secador	\dot{V}_s	6 860,61	Mcal/h
100%			

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotadiscos en una planta de harina de pescado de 90 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotadisco para planta de 120 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de scrap 1	66,64	Ton/h
Calor especifico scrap 1	0,701	kcal/kg°C
Temperatura inicial	70	°C
Temperatura final	90	°C
Numero de secadores	4	
Flujo masico de agua evaporada	13,85	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	67,29	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² °C
Largo	9,5	m
Diametro	2,2	m
Coeficiente convectivo	2,18	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,31	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos scrap 1	56%	
% grasa scrap 1	5%	
% humedad scrap 1	39%	

Potencia termica para calentar el scrap 1	\dot{V}_{ps1}	934,29	Mcal/h
10,21%			

Potencia termica para evaporar agua del scrap 1	\dot{V}_{ps2}	7 564,59	Mcal/h
82,65%			



Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	526,3	Mcal/h
5,75%			

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	127,74	Mcal/h
1,40%			
Potencia termica por secador	\dot{V}_s	9 152,92	Mcal/h
100%			

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotadiscos en una planta de harina de pescado de 120 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Balance de energía en secadores rotadisco para planta de 180 Ton/h.

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de scrap 1	99,96	Ton/h
Calor especifico scrap 1	0,701	kcal/kg°C
Temperatura inicial	70	°C
Temperatura final	90	°C
Numero de secadores	6	
Flujo masico de agua evaporada	20,77	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	67,29	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coeficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m ² °C
Largo	9,5	m
Diametro	2,2	m
Coeficiente convectivo	2,18	kcal/m ² °C
Coeficiente radiativo	5,13	kcal/m ² °C
Emisividad del material	0,9	
Coeficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,31	kcal/m ² °C
Temperatura exterior secador	50	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos scrap 1	56%	
% grasa scrap 1	5%	
% humedad scrap 1	39%	

Potencia termica para calentar el scrap 1	\dot{V}_{ps1}	1401,44	Mcal/h
10,21%			

Potencia termica para evaporar agua del scrap 1	\dot{V}_{ps2}	11 344,16	Mcal/h
82,64%			



Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	789,45	Mcal/h
5,75%			

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	191,62	Mcal/h
1,40%			
Potencia termica por secador	\dot{V}_s	13 726,67	Mcal/h
100%			

Nota. En la imagen se representa el balance de energía para el área de secadores con rotadiscos en una planta de harina de pescado de 180 Ton/h de capacidad y su requerimiento de demanda térmica.

Anexo 4: Consolidado de balance de masas en plantas de harina de pescado.

Tabla: Balance de masas en planta de harina de pescado

Etapa	% Humedad	% Grasa	% Solidos
Entrada a cocinas	77	3,5	19,5
Salida de cocina/entrada a prensas	77	3,5	19,5
Torta de prensa	50	5	45
Licor de prensa	80	11	9
Torta de separadoras	65	3	32
Licor de separadoras	82	12	6
Aceite de pescado	0.05	99.9	0.05
Agua de Cola	92	1	7
Concentrado de agua de cola	59	3	38
Mix	59	2	39
Scrap	45	5	50
Harina de Pescado	8	8	84

Nota. Elaboración propia

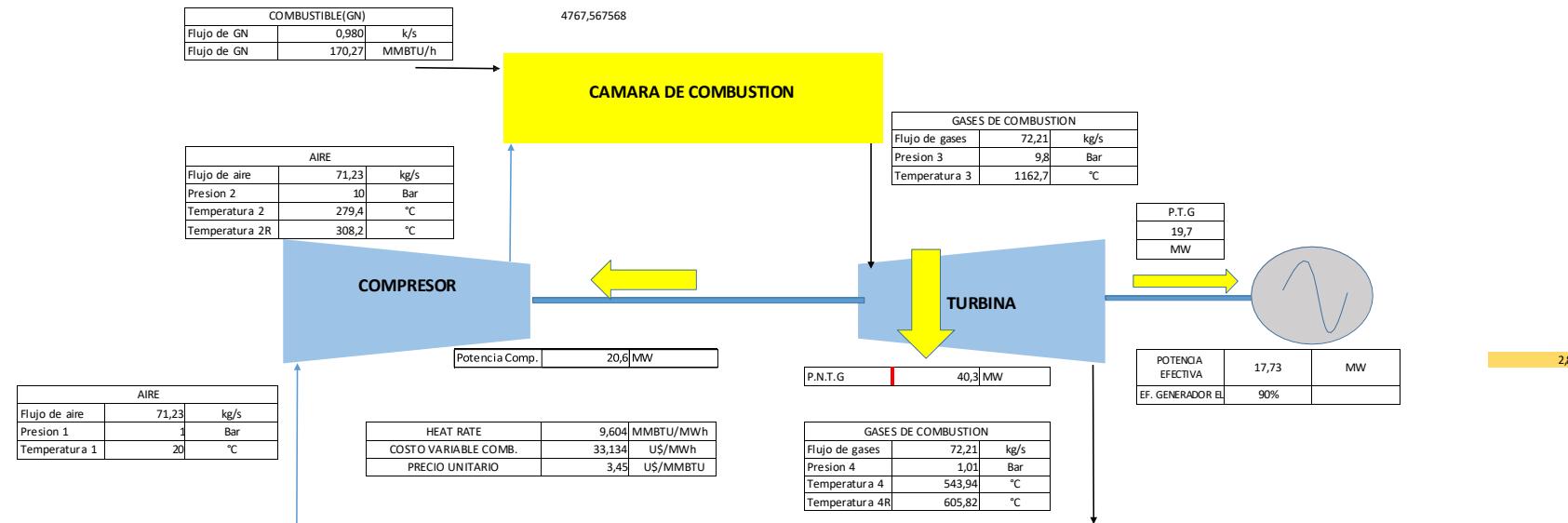
Anexo 5 Requerimiento medio de potencia térmica en plantas de harina de pescado según su capacidad.

Tabla: Requerimiento medio de potencia térmica em plantas de harina de pescado según su capacidad.

Planta de harina Ton/h	Cocinas (Mcal/h)	Rotatubos (Mcal/h)	Rotadiscos (Mcal/h)	Potencia termica requerida (Mcal/h)	Potencia termica calderos (Mcal/h)
180	16757	12816	8215	37788	44456,5
120	11330	8672	5538	25540	30047,1
90	8617	6590	4200	19407	22831,8
60	5903	4518	2861	13282	15625,9
30	3190	2446	1523	7159	8422,4
10	1381	1061	633	3075	3617,6

Nota. Elaboración propia

Anexo 6 Modelo de cálculo de planta de Cogeneración com turbinas a gas.
Dimensionamiento de planta de 60 toneladas/hora



[http://www.uhu.es/gem/docencia/fisica-ccqg/practicas/4/4_pagina1.php#:~:text=Para%20el%20aire%20se%](http://www.uhu.es/gem/docencia/fisica-ccqg/practicas/4/4_pagina1.php#:~:text=Para%20el%20aire%20se%20)

DATOS DE DISEÑO	
Tamb	20 °C
Pamb	1 Bar
R _p (P ₂ /P ₁)	10
K (aire)	1,38
L/M	4,9
P ₄	1,01 Bar
K(gases)	1,33
R _e (P ₃ /P ₄)	9,70
Ce aire	1,004 kJ/kg °C
Ce gases	1,003 kJ/kg °C
R/a/c	15,8 Kg Aire/Kg GN
exceso de a	360 %
R/a/c	72,68 Kg Aire/Kg GN
Precio	2,9 US\$/MMBTU
Densidad GN	0,74 kg/m ³
factor	28 m ³ = 1 MMBTU
Ef. Comp	90%
Ef.T.G	90%

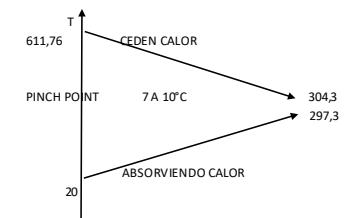
igual o mayor		
C=E/V	0,7092	0,4
REE	0,975336463	0,55
0,385802805		

25 31,66934785 25

0,9 EFICIENCIA CALDERO RECUPERADOR DE CALOR Magua*(h_i-h_f)
Mgases* Ce gases(T_{4r}-T₅)

CALDERA RECUPERADORA DE CALOR PARA GENERAR VAPOR SOBRECALENTADO

GASES DE COMBUSTION		
MASA GASES	72,21	kg/s
PRESION 5	1,01	Bar
TEMP, 5r	180,00	°C



Nota. Se presenta la hoja de calculo para el dimensionamiento de la planta de cogeneración teniendo como base un ciclo joule Brayton simple abierto.

Anexo 7 Factores de emisiones para el Perú vigente.

CUADRO 2.2 FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS <u>INDUSTRIAS ENERGÉTICAS</u> (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calorífica neta)								
Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O	
	FE por defecto (kgCO ₂ /TJ)	Inferior	Superior	FE por defecto (kgCH ₄ /TJ)	Inferior	Superior	FE por defecto (kgN ₂ O/TJ)	Inferior
Petróleo crudo	73,300	71,000	75,500	3,00	1,00	10,00	0,60	0,20
Gas Natural Licuado	64,200	58,300	70,400	3,00	1,00	10,00	0,60	0,20
Gasolina	Gasolina para motores	69,300	67,500	73,000	3,00	1,00	10,00	0,60
	Gasolina para la aviación	70,000	67,500	73,000	3,00	1,00	10,00	0,60
	Gasolina para motor a reacción	70,000	67,500	73,000	3,00	1,00	10,00	0,60
Gas/Diesel Oil	74,100	72,600,00	74,800,00	3,00	1,00	10,00	0,60	0,20
Fuelóleo residual	77,400	75,500	78,800	3,00	1,00	10,00	0,60	0,20
Gases licuados de petróleo	63,100	61,600	65,600	1,00	0,30	3,00	0,10	0,03
Lubricantes	73,300	71,900	75,200	3,00	1,00	10,00	0,60	0,20
Otro petróleo	Gas de refinería	57,600	48,200	69,000	1,00	0,30	3,00	0,10
	Ceras de parafina	73,300	72,200	74,400	3,00	1,00	10,00	0,60
	Espíritu blanco y SBP	73,300	72,200	74,400	3,00	1,00	10,00	0,60
	Otros productos del petróleo	73,300	72,200	74,400	3,00	1,00	10,00	0,60
Antracita	98,300	94,600	101,000	1,00	0,30	3,00	1,50	0,50
Carbón de coque	94,600	87,300	101,000	1,00	0,30	3,00	1,50	0,50
Gas natural	56,100	54,300	58,300	1,00	0,30	3,00	0,10	0,03
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	70,800	59,800	84,300	3,00	1,00	10,00	0,60
	Biodiésel	70,800	59,800	84,300	3,00	1,00	10,00	0,60
	Otros biocombustibles líquidos	79,600	67,100	95,300	3,00	1,00	10,00	0,60
Biomasa sólida	Otra biomasa sólida primaria	100,000	84,700	117,000	30,00	10,00	100,00	4,00
	Madera/Desechos de madera	112,000	95,000	132,000	300,00	100,00	900,00	4,00
	Carbón vegetal	112,000	95,000	132,000	200,00	70,00	600,00	4,00
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	54,600	46,200	66,000	1,00	0,30	3,00	0,10
Kerosene		71,900	70,800	73,700	3,00	1,00	10,00	0,60
							0,20	2,00

Fuente: Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero - Volumen 2: Energía, pág. 2.16 - 2.17

Nota. En la presente figura se presentan los factores de emisiones de Efecto invernadero, imagen extraída del MINAM.

Anexo 8 Pliego tarifario del servicio de distribucion de gas natural. Empresa QUAVII.



Aplicable por el servicio de junio de 2025
(Conforme lo dispuesto por las Resoluciones Osinergmin N° 054-2016-OS/CD, N° 207-2024-OS/CD y N° 027-2025-OS/CD)

EMPRESA: GASES DEL PACIFICO S.A (Concesion Norte)

1. PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL:

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo	Suministro de GNL (1)		Tarifa Unicas de Distribución (3)					
		Precio de GNL (2)	Recargo FISE (2)	Margen Comercialización		Margen de Distribución			
				Fijo (MCF) (2)	Capacidad (MCC) (2)	Margen de Distribución por Ductos (MDD) (2)	Transporte Virtual (MDTV) (2)	Regasificación (MDR) (2)	
	Sm3/Cliente-mes	\$./m3	\$./m3	\$./mes	\$./(Sm3/día)-mes	\$./Sm3	\$./Sm3	\$./ Sm3	
A1	0 - 100	0.76130743	0.00720407	1.9913	-	0.80868813	0.19026068	0.19783184	
A2	101 - 300	0.76130743	0.00720407	6.232	-	0.73342495	0.19026068	0.19783184	
B	301 - 1.000	0.82649629	0.00720407	17.0367	-	0.70363320	0.19026068	0.19783184	
C	1.001 - 5.000	0.82649629	0.00720407	62.1729	-	0.86798157	0.19026068	0.19783184	
D	5.001 - 38.000	0.82649629	0.00720407	-	0.9189	0.61151400	0.19026068	0.19783184	
E	38.001 - 143.000	0.82649629	0.00720407	-	0.8732	0.58093826	0.19026068	0.19783184	
F	143.001 - A MÁS	0.82649629	0.00720407	-	0.8349	0.55545842	0.19026068	0.19783184	
IP (4)	Instituciones Públicas	0.82649629	0.00720407	1.5119	-	0.61151400	0.19026068	0.19783184	
GNV	Especial GNV	0.82649629	0.00720407	-	0.8548	0.56878651	0.19026068	0.19783184	
PESCA	Consumos Estacionales	0.82649629	0.00720407	-	-	0.86385795	0.19026068	0.19783184	
GE	Generador Eléctrico	0.82649629	0.00720407	-	0.5225	0.34770050	0.19026068	0.19783184	

(*) Independiente del Consumo

1. Conforme al contrato de suministro de GNL suscrito con SHELL y sus correspondientes adendas posteriores.
 2. Tipo de Cambio: S/. 3.7091, según lo dispuesto en el artículo 35 de la Resolución Osinergmin N° 054-2016-OS/CD y modificatorias.
 3. Conforme lo dispuesto por la Resolución Osinergmin N° 207-2024-OS/CD y N° 027-2025-OS/CD.
 4. Instituciones Publicas (IP), idem cat C (numeral 6.2.5 del IT 870-2024-GRT
 5. Publicación de los componentes del costo del pliego tarifario, según el artículo 21º de la RCD N° 054-2016-OS/CD y modificatorias.
 Los Cargos NO incluyen IGV (18%).

Factores de actualización (PPI, IAC, IPE e IPM) (5)

Componente de TU	Valor (Unidades)	Vigencia
Factor PPI	321.612	
Factor IAC	350.746	De Abril 2025 a Junio
Factor IPE	194.836	2025
Factor IPM	130.677495	

Nota. En la presente figura se presentan los cargos para el cálculo tarifario de gas natural mes de junio 2025, extraído de la página web de Empresa QUAVII.

Anexo 9 Pliego tarifario del servicio de distribución de energía eléctrica. Empresa Hidrandina.

Pliego Tarifario MÁXIMO del Servicio Público de Electricidad

Empresa: Hidrandina

Pliego	Vigencia	Sector	Interconexión
CHIMBOTE	4/Jul/2025	2	SEIN
MEDIAS TENSIÓN			
		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		
Cargo Fijo Mensual		S//mes	10.89
Cargo por Energía Activa en Punta		ctm. S//kWh	32.23
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta		ctm. S//kW.h	27.34
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP		S//kW-mes	66.15
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP		S//kW-mes	11.86
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP		S//kW-mes	13.04
Cargo por Energía Reactiva que excede el 30% del total de la Energía Activa		ctm. S//kVar.h	4.57
TARIFA MT3	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
Cargo Fijo Mensual		S//mes	10.53
Cargo por Energía Activa en Punta		ctm. S//kWh	32.23
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta		ctm. S//kW.h	27.34
Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:			
Presentes en Punta		S//kW-mes	58.99
Presentes Fuera de Punta		S//kW-mes	37.10
Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:			
Presentes en Punta		S//kW-mes	12.93
Presentes Fuera de Punta		S//kW-mes	12.97
Cargo por Energía Reactiva que excede el 30% del total de la Energía Activa		ctm. S//kVar.h	4.57
TARIFA MT4	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
Cargo Fijo Mensual		S//mes	10.53
Cargo por Energía Activa		ctm. S//kWh	28.48
Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:			
Presentes en Punta		S//kW-mes	58.99
Presentes Fuera de Punta		S//kW-mes	37.10
Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:			
Presentes en Punta		S//kW-mes	12.93
Presentes Fuera de Punta		S//kW-mes	12.97
Cargo por Energía Reactiva que excede el 30% del total de la Energía Activa		ctm. S//kVar.h	4.57

Nota. En la presente figura se presentan los cargos para el cálculo tarifario de electricidad mes de junio 2025, extraído de la página web de OSINERGMIN.

Anexo 10 Planilla de cálculo de costos de consumo de gas natural y energía eléctrica.

Para Plantas de 60 y 90 toneladas/hora

Flujo masico (m ³ /mes)	260609,5	260609,5	260609,5	404405,1	404405,1	404405,1	404405,1	404405,1
Categoría	PESCA	PESCA	PESCA	PESCA	PESCA	PESCA	PESCA	PESCA
Precio GNL (S/)	215392,8	215392,8	215392,8	334239,3	334239,3	334239,3	334239,3	334239,3
Recargo FISE (S/)	1877,4	1877,4	1877,4	2913,4	2913,4	2913,4	2913,4	2913,4
Transporte Virtual (S/)	49583,7	49583,7	49583,7	76942,4	76942,4	76942,4	76942,4	76942,4
Regasificacion (S/)	51556,8	51556,8	51556,8	80004,2	80004,2	80004,2	80004,2	80004,2
Distribucion por ductos(S/)	225129,6	225129,6	225129,6	349348,6	349348,6	349348,6	349348,6	349348,6
Subtotal (S/)	543540,3	543540,3	543540,3	843447,9	843447,9	843447,9	843447,9	843447,9
Total (S/)	641377,6	641377,6	641377,6	995268,5	995268,5	995268,5	995268,5	995268,5
Tarifa Regulada MT4								
Energia Activa Total (kWh)	165000	165000	165000	222000	222000	222000	222000	222000
Energia reactiva leida (kVArh)	s/ER	s/ER	s/ER	s/ER	s/ER	s/ER	s/ER	s/ER
Maxima Demanda HP (kW)	1650	1650	1650	2220	2220	2220	2220	2220
Maxima Demanda HFP(kW)	1650	1650	1650	17850	19650	21540	23340	25140
Cargo Fijo (S/)	10,53	10,53	10,53	10,53	11,53	12,53	13,53	14,53
Energia Activa (S/)	40920	40920	40920	55056	55056	55056	55056	55056
Potencia Activa Generacion (S/)	61215	61215	61215	82362	82362	82362	82362	82362
Potencia Activa Redes Dist. (S/)	21334,5	21334,5	21334,5	28704,6	28704,6	28704,6	28704,6	28704,6
Sub total (S/)	123480,0	123480,0	123480,0	166133,1	166134,1	166135,1	166136,1	166137,1
Total (S/)	145706,4	145706,4	145706,4	196037,058	196038,238	196039,418	196040,598	196041,778
Tarifa gas natural Generador electrico								
Facturacion por cogeneracion (S//mes)	476756	428120	379486	535155	583763	632415	681113	729768
Categoría	GE	GE	GE	GE	GE	GE	GE	GE
Precio GNL (S/)	394037,1	353839,6	313643,8	442303,6	482478	522688,7	562937,4	603150,5
Recargo FISE (S/)	3434,6	3084,2	2733,8	3855,3	4205,5	4556	4906,8	5257,3
Transporte Virtual (S/)	90707,9	81454,4	72201,3	101819	111067,1	120323,7	129589	138846,2
Regasificacion (S/)	94317,5	84695,8	75074,4	105870,7	115486,9	125111,8	134745,8	144371,3
Distribucion por ductos(S/)	165768,3	148857,5	131947,5	186073,7	202974,7	219891	236823,3	253740,7
Capacidad (S/)	8303,5	7456,4	6609,4	9320,6	10167,2	11014,6	11862,7	12710,1
Sub total (S/)	756568,9	679387,9	602210,2	849242,9	926379,4	1003585,8	1080865	1158076,1
Total (S/)	892751,3	801677,7	710608	1002106,6	1093127,7	1184231,2	1275420,7	1366529,8

Nota. En la tabla se detalla los cálculos para consumo de gas natural en Categoría PESCA y GE y Tarifa MT4.

Para Plantas de 10 y 30 toneladas/hora

Flujo masico (m ³ /mes)	51923,5	51923,5	51923,5	51923,5	130248,0	130248,0	130248,0	130248,0
Categoría	PESCA							
Precio GNL (\$/)	42914,6	42914,6	42914,6	42914,6	107649,5	107649,5	107649,5	107649,5
Recargo FISE (\$/)	374,1	374,1	374,1	374,1	938,3	938,3	938,3	938,3
Transporte Virtual (\$/)	9879,0	9879,0	9879,0	9879,0	24781,1	24781,1	24781,1	24781,1
Regasificacion (\$/)	10272,1	10272,1	10272,1	10272,1	25767,2	25767,2	25767,2	25767,2
Distribucion por ductos(\$/)	44854,5	44854,5	44854,5	44854,5	112515,7	112515,7	112515,7	112515,7
Subtotal (\$/)	108294,3	108294,3	108294,3	108294,3	271651,8	271651,8	271651,8	271651,8
Total (\$/)	127787,3	127787,3	127787,3	127787,3	320549,1	320549,1	320549,1	320549,1
Tarifa Regulada MT4								
Energia Activa Total (kWh)	25000	25000	25000	25000	80000	80000	80000	80000
Energia reactiva leida (kVArh)	s/ER							
Maxima Demanda HP (kW)	250	250	250	250	800	800	800	800
Maxima Demanda HFP(kW)	2360	2720	3080	3440	6130	6670	7210	7930
Cargo Fijo (\$/)	17,53	18,53	19,53	20,53	21,53	22,53	23,53	24,53
Energia Activa (\$/)	6200	6200	6200	6200	19840	19840	19840	19840
Potencia Activa Generacion (\$/)	9275	9275	9275	9275	29680	29680	29680	29680
Potencia Activa Redes Dist. (\$/)	3232,5	3232,5	3232,5	3232,5	10344	10344	10344	10344
Sub total (\$/)	18725,0	18726,0	18727,0	18728,0	59885,5	59886,5	59887,5	59888,5
Total (\$/)	22095,5	22096,68	22097,86	22099,04	70664,89	70666,07	70667,25	70668,43
Tarifa gas natural Generador electrico								
Flujo masico (m ³ /mes)	68118	80274	90005	97296	184862	199455	214053	233514
Categoría	GE							
Precio GNL (\$/)	56299,3	66346,2	74388,8	80414,8	152787,8	164848,8	176914	192998,5
Recargo FISE (\$/)	490,7	578,3	648,4	700,9	1331,8	1436,9	1542,1	1682,3
Transporte Virtual (\$/)	12960,2	15273	17124,4	18511,6	35172	37948,4	40725,9	44428,5
Regasificacion (\$/)	13475,9	15880,8	17805,9	19248,2	36571,6	39458,5	42346,5	46196,5
Distribucion por ductos(\$/)	23684,7	27911,3	31294,8	33829,9	64276,6	69350,6	74426,3	81192,9
Capacidad (\$/)	1186,4	1398,1	1567,6	1694,6	3219,7	3473,8	3728,1	4067
Sub total (\$/)	108097,2	127387,7	142829,9	154400	293359,5	316517	339682,9	370565,7
Total (\$/)	127554,7	150317,5	168539,3	182192	346164,2	373490,1	400825,8	437267,5

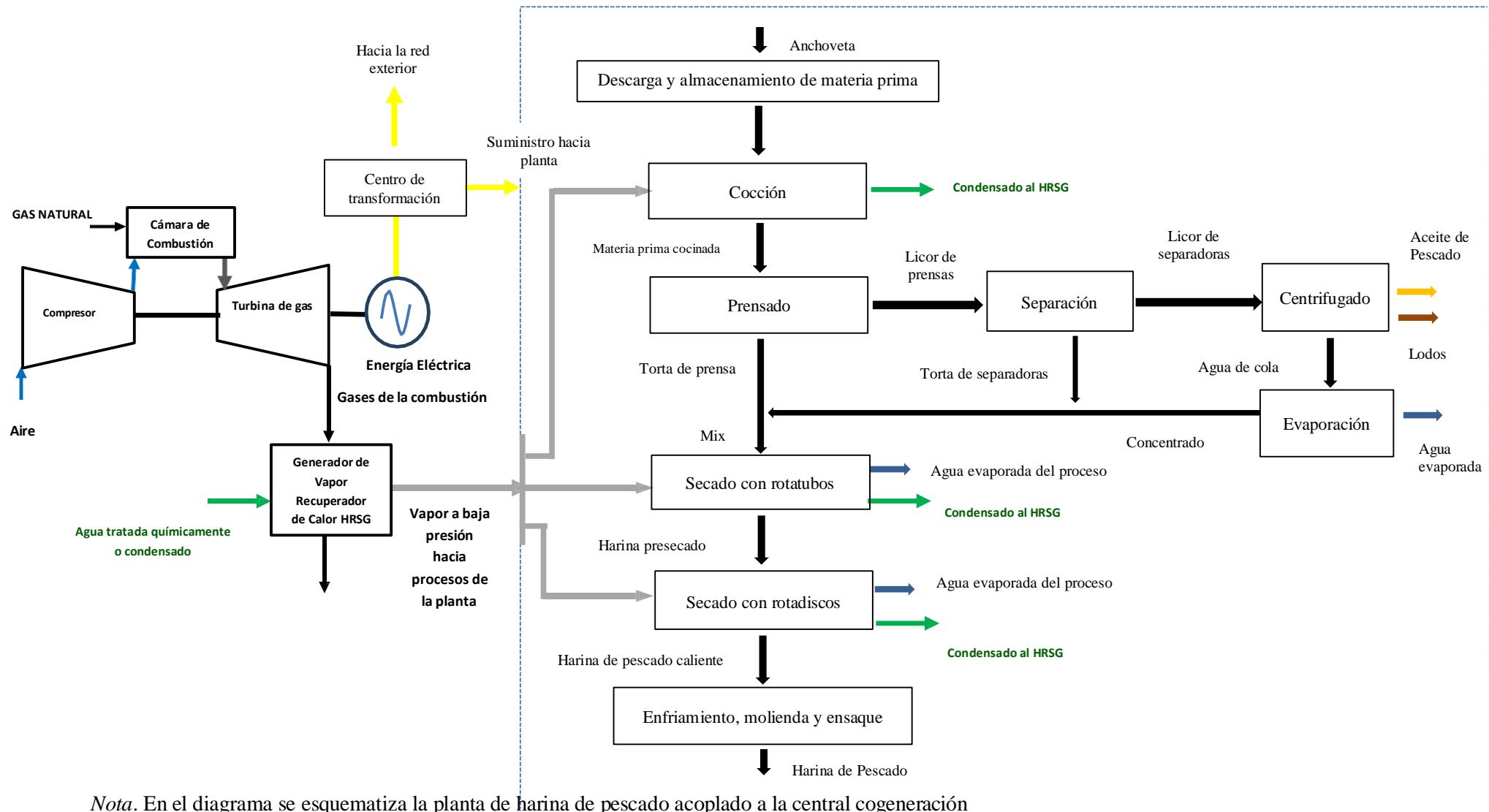
Nota. En la tabla se detalla los cálculos para consumo de gas natural en Categoría PESCA y GE y Tarifa MT4.

Para Plantas de 120 y 180 toneladas/hora

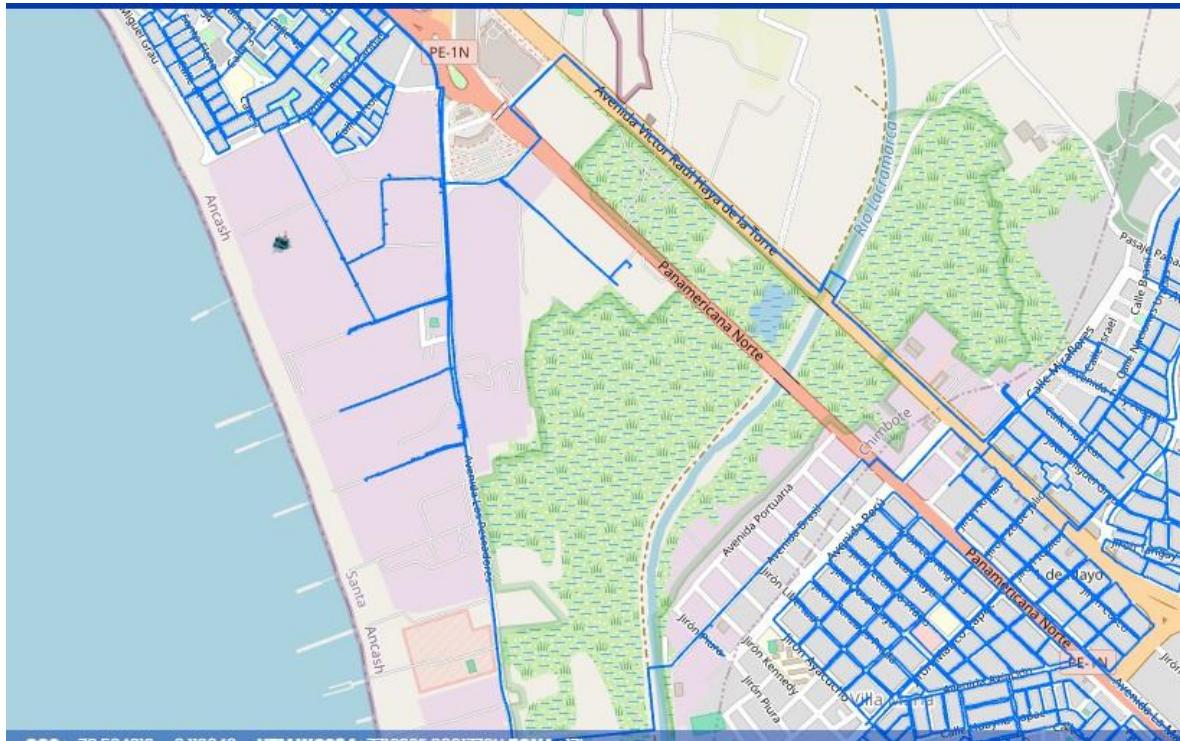
Flujo masico (m ³ /mes)	552877,4	552877,4	552877,4	552877,4	808824,5	808824,5	808824,5	808824,5	808824,5
Categoría	PESCA								
Precio GNL (S/)	456951,1	456951,1	456951,1	456951,1	668490,4	668490,4	668490,4	668490,4	668490,4
Recargo FISE (S/)	3983	3983	3983	3983	5826,8	5826,8	5826,8	5826,8	5826,8
Transporte Virtual (S/)	105190,8	105190,8	105190,8	105190,8	153887,5	153887,5	153887,5	153887,5	153887,5
Regasificacion (S/)	109376,8	109376,8	109376,8	109376,8	160011,2	160011,2	160011,2	160011,2	160011,2
Distribucion por ductos(S/)	477607,6	477607,6	477607,6	477607,6	698709,4	698709,4	698709,4	698709,4	698709,4
Subtotal (S/)	1153109,3	1153109,3	1153109,3	1153109,3	1686925,3	1686925,3	1686925,3	1686925,3	1686925,3
Total (S/)	1360669	1360669	1360669	1360669	1990571,9	1990571,9	1990571,9	1990571,9	1990571,9
Tarifa Regulada MT4									
Energia Activa Total (kWh)	310000	310000	310000	310000	450000	450000	450000	450000	450000
Energia reactiva leida (kVArh)	s/ER								
Maxima Demanda HP (kW)	3100	3100	3100	3100	4500	4500	4500	4500	4500
Maxima Demanda HFP(kW)	26150	27860	29750	31550	35550	37440	39240	42930	46620
Cargo Fijo (S/)	27,53	28,53	29,53	30,53	31,53	32,53	33,53	34,53	35,53
Energia Activa (S/)	76880	76880	76880	76880	111600	111600	111600	111600	111600
Potencia Activa Generacion (S/)	115010	115010	115010	115010	166950	166950	166950	166950	166950
Potencia Activa Redes Dist. (S/)	40083	40083	40083	40083	58185	58185	58185	58185	58185
Sub total (S/)	232000,5	232001,5	232002,5	232003,5	336766,5	336767,5	336768,5	336769,5	336770,5
Total (S/)	273760,59	273761,77	273762,95	273764,13	397384,47	397385,65	397386,83	397388,01	397389,19
Tarifa gas natural Generador electrico									
Flujo masico (m ³ /mes)	778378	827004	875650	924310	1070264	1116074	1165933	1264825	1362225
Categoría	GE								
Precio GNL (S/)	643326,5	683515,7	723721,5	763938,8	884569,2	922431	963639,3	1045373,2	1125873,9
Recargo FISE (S/)	5607,5	5957,8	6308,2	6658,8	7710,3	8040,3	8399,5	9111,9	9813,6
Transporte Virtual (S/)	148094,7	157346,3	166601,8	175859,8	203629,2	212345	221831,2	240646,5	259177,9
Regasificacion (S/)	153988	163607,7	173231,5	182857,9	211732,3	220795	230658,7	250222,7	269491,5
Distribucion por ductos(S/)	270642,4	287549,7	304463,9	321383	372131,3	388059,5	405395,5	439780,3	473646,3
Capacidad (S/)	13556,8	14403,7	15250,9	16098,4	18640,4	19438,3	20306,7	22029	23725,4
Sub total (S/)	1235215,9	1312380,9	1389577,8	1466796,7	1698412,7	1771109,1	1850230,9	2007163,6	2161728,6
Total (S/)	1457554,8	1548609,5	1639701,8	1730820,1	2004127	2089908,7	2183272,5	2368453	2550839,7

Nota. En la tabla se detalla los cálculos para consumo de gas natural en Categoría PESCA y GE y Tarifa MT4.

Anexo 11 Diagrama general del proceso de cogeneración.



Anexo 12 Red de gas natural en Zona Industrial 27 de octubre



Nota. En la figura se observa la red de gas natural que se encuentra disponible en la Zona Industrial de 27 de octubre obtenido del Observatorio Energético Minero de Osinergmin.