

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

“AUTOABASTECIMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE
COGENERACION POR EL INCREMENTO DE LA DEMANDA
ELECTRICA Y TERMICA - EMPRESA OLPESA”

AUTOR :

Bach. EDWIN WILLIAM CARRANZA TRUJILLO

ASESOR :

Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán

NUEVO CHIMBOTE, JUNIO DEL 2021

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR
DE TESIS

Damos la conformidad del presente Informe, desarrollando el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para Obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.N°492-2017-CU-R-UNS); intitulado:

TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO
EN
ENERGIA

“AUTOABASTECIMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE
COGENERACION POR EL INCREMENTO DE LA DEMANDA
ELECTRICA Y TERMICA - EMPRESA OLPESA”

TESISTA:
BACHILLER:

EDWIN WILLIAM CARRANZA TRUJILLO

Mg. Joel Herrada Villanueva
PRESIDENTE

Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano
SECRETARIO

Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán
INTEGRANTE

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA

**“AUTOABASTECIMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE COGENERACION
POR EL INCREMENTO DE LA DEMANDA ELECTRICA Y TERMICA -
EMPRESA OLPESA”**

AUTOR : **Bach. EDWIN WILLIAM CARRANZA TRUJILLO**

Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán
ASESOR

"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los diecinueve días del mes de marzo del año dos mil veintiuno, siendo las tres y treinta horas de la tarde, se reunieron en forma virtual a través de la aplicación zoom, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N°092-2021-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA : PRESIDENTE
- Dr. DENIS JAVIER ARANGURI CAYETANO : SECRETARIO
- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN : INTEGRANTE
- Ing. MANUEL NELSON VALDERRAMA RAMOS : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "AUTOABASTECIMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE COGENERACION POR EL INCREMENTO DE LA DEMANDA ELECTRICA Y TERMICA – EMPRESA OLPESA", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: EDWIN WILLIAM CARRANZA TRUJILLO, con código de matrícula N° 0200311039, teniendo como asesor el docente Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán designado mediante Resolución Decanal N° 665-2019-UNS-FI de fecha 12.11.2019.

Terminada la sustentación el estudiante, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
EDWIN WILLIAM CARRANZA TRUJILLO	Diecisiete (17)	Muy Bueno

Siendo las cinco horas de la tarde, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Joel Herradda Villanueva
PRESIDENTE


Dr. Denis J. Aranguri Cayetano
SECRETARIO


Mg. Robert F. Guevara Chinchayán
INTEGRANTE

DEDICATORIA

A mis queridos Padres
Lucas Carranza y Felicita Trujillo
por su gran amor y ejemplo
y por ser los artífices de mi vida
en todos sus aspectos.

A mi esposa Ketty Herrera
por su gran amor, comprensión y cariño
en este proyecto de vida familiar.

A mis hijos Mayte y Salim
por ser la razón y el motor
para que cada día me supere.

A Dios por su gracia infinita
y por ser nuestro guía en nuestra carrera
y la luz en nuestra vida

Edwin William Carranza Trujillo

RECONOCIMIENTO

Al Mg, Robert Guevara
Por su apoyo y guía
durante la presente investigación.

A los Profesores de la
E.P de Ingeniería en Energía
por sus enseñanzas durante
nuestra vida universitaria.

Y para mis colegas y compañeros de trabajo
De la Empresa OLPEA S.A

Atentamente,

.

Edwin William Carranza Trujillo

INDICE

INDICE
RESUMEN

CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Realidad Problemática	2
1.2 Antecedentes	3
1.3 Justificación	6
1.4 Hipótesis	7
1.5 Objetivos	7
CAPITULO II: MARCO TEORICO	8
2.1 Cogeneracion	9
2.2 Tecnologías de la cogeneracion	17
2.3 Cogeneracion calificada	22
2.4 Vapor	27
2.5 Indicadores de rentabilidad	36
CAPITULO III: MATERIALES Y METODO	39
3.1 Materiales	40
3.2 Método	49
CAPITULO IV: RESULTADOS	51
4.1 Calculo de la demanda térmica	52
4.2 Consideraciones para el sistema de cogeneración con turbinas de vapor	52
4.3 Cálculo del sistema de cogeneración	55
4.4 Evaluación económica	73
4.5 Discusión de resultados	77
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80
Conclusiones	81
Recomendaciones	83
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	84
ANEXOS	91

FIGURAS

Figura N° 1 Ahorro de energía mediante la cogeneración	10
Figura N° 2 Ciclos inferiores de cogeneración.	16
Figura N° 3 Ciclos superiores de cogeneración.	17
Figura N° 4 Cogeneración con turbinas de vapor.	18
Figura N° 5 Cogeneración con turbinas de vapor de condensación.	19
Figura N° 6 Cogeneración con turbinas de vapor de contrapresión.	20
Figura N° 7 Cogeneración con turbinas de vapor de contrapresión	20
Figura N° 8 Cogeneración con turbinas de gas.	21
Figura N° 9 Autoabastecimiento de energía con cogeneración.	23
Figura N° 10 Ciclo termodinámico Rankine.	27
Figura N° 11 Caldera acuotubular para biomasa.	29
Figura N° 12 Proceso de intercambio de calor en un proceso térmico.	33
Figura N° 13 Proceso de intercambio de calor en un proceso térmico.	45
Figura N° 14 Esquema básico de cogeneración para Empresa Olpesa.	49
Figura N° 15 Esquema de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil.	58
Figura N° 16 Diagrama de dispersión para soluciones de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil	60
Figura N° 17 Comportamiento de condiciones de vapor sobrecalentado y rendimiento de turbina de vapor para soluciones de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil y 100 % de demanda eléctrica.	63
Figura N° 18 Esquema de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil y 100 % de demanda eléctrica.	64
Figura N° 19 Esquema de cogeneración calificada con cobertura de 100% de demanda térmica útil, 100 % de demanda eléctrica.	70
Figura N° 20 Comportamiento de condiciones de vapor sobrecalentado y Excedente de demanda eléctrica y rendimiento eléctrico efectivo.	72

TABLAS

Tabla N°1 Parámetros para Calificar	26
Tabla N° 2 Resumen de balance de masa por zonas de trabajo para el aceite Crudo.	46
Tabla N° 3 Indicadores de planta.	46
Tabla N°4 Poder calorífico de residuos de palma africana.	47
Tabla N°5 Carga eléctrica de la Empresa Olpesa.	48
Tabla N°6 Distribución de flujo de vapor saturado en la Empresa Olpesa.	49
Tabla N°7 Demanda térmica actual en la Empresa Olpesa.	52
Tabla N°8 Matriz de selección de tecnología de cogeneración.	54
Tabla N°9 Hoja de cálculo de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil.	59
Tabla N°10 Soluciones para cogeneración con cobertura de 100 % de demanda Térmica.	60
Tabla N°11 Hoja de cálculo de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil y 100 % de la demanda eléctrica.	65
Tabla N°12 Soluciones para cogeneración con cobertura de 100 % de demanda térmica y 100% de la demanda eléctrica.	66
Tabla N°13 Hoja de cálculo de cogeneración calificada con cobertura de 100% de demanda térmica útil y 100 % de la demanda eléctrica.	71
Tabla N°14 Facturación media mensual.	73
Tabla N° 15 Venta media mensual de excedentes de energía eléctrica.	74
Tabla N°16 Rentabilidad de la Inversión.	76

RESUMEN

La tecnología de la cogeneración permite la generación simultánea de energía eléctrica y térmica para el requerimiento de demanda térmica útil y máxima demanda eléctrica en una planta consumidora de energía. En este caso la Empresa OLPESA S.A ubicada en el distrito de Tocache es una empresa dedicada a la producción de aceite de palma, obteniendo como subproducto biomasa en forma de fibra de palma con un poder calorífico de 18,400 kJ/kg el cual es utilizado en su caldero acuotubular para la generación de vapor saturado para sus procesos industriales, planta la cual por incremento de la producción requiere cubrir su requerimiento de incremento

La presente investigación es del tipo descriptiva, cuantitativa y deductiva, en la cual se determina la potencia térmica útil para poder dimensionar la tecnología de cogeneración mediante una turbina de vapor de contrapresión que permite generar la demanda eléctrica y en un segundo escalón la demanda térmica útil. La población y muestra es única en este caso las Instalaciones industriales de la Empresa Olpesa S.A.

Se ha dimensionado una planta de cogeneración con excedentes de energía eléctrica, la cual al cumplir con el Reglamento de Cogeneración del Perú, puede inyectar sus excedentes de energía a la red luego de cubrir con el 100 % de la demanda térmica requerida igual a 7.5 MW y generar 2.048 MW, consumiendo 1.024 MW. Las condiciones requeridas de vapor sobrecalentado es de 60 bar y 47 °C los cuales se expansionan en la turbina de vapor de contrapresión hasta 3 bar de presión. El rendimiento eléctrico efectivo alcanzado es igual a 0.53.

PALABRA CLAVE: Cogeneración, turbina de vapor de contrapresión, tecnología energética.

ABSTRACT

Cogeneration technology allows the simultaneous generation of electrical and thermal energy for the requirement of useful thermal demand and maximum electrical demand in an energy consuming plant. In this case, the OLPESA SA Company located in the Tocache district is a company dedicated to the production of palm oil, obtaining as a by-product biomass in the form of palm fiber with a calorific value of 18,400 kJ / kg which is used in its water-tube boiler for the generation of saturated steam for its industrial processes, a plant which, due to increased production, needs to cover its requirement of increase

The present investigation is of the descriptive, quantitative and deductive type, in which the useful thermal power is determined to be able to size the cogeneration technology by means of a back pressure steam turbine that allows generating the electrical demand and in a second step the useful thermal demand. The population and sample is unique in this case the Industrial Facilities of the Olpesa S.A. Company.

A cogeneration plant has been dimensioned with surplus electricity, which, by complying with the Cogeneration Regulation of Peru, can inject its surplus energy into the grid after covering 100% of the required thermal demand equal to 7.5 MW and generate 2,048 MW, consuming 1,024 MW. The required superheated steam conditions are 60 bar and 47 ° C which expands in the back pressure steam turbine up to 3 bar pressure. The effective electrical efficiency achieved is equal to 0.53.

KEY WORD: Cogeneration, back pressure steam turbine, energy technology.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

La empresa se fundó en el 2006, posicionándose como una importante empresa del sector de la palma aceitera en el departamento de San Martín. Las operaciones industriales y de comercialización han permitido la producción y comercialización de aceite crudo de palma, aceite crudo de Palmiste, y harina de Palmiste. En un contexto de mayor competitividad, se ha logrado que la gestión ambiental reduzca los impactos ambientales de las operaciones, y que las experiencias, aprendizajes, y conocimientos construyan nuestro capital social. Estos logros se constituyen en pilares fundamentales para nuestro desarrollo sostenible. OLPESA cuenta con una planta industrial con la tecnología más avanzada para el procesamiento de racimos de palma y el tratamiento de aguas residuales. Las instalaciones incluyen: Planta extractora de Aceite, Planta de Palmiste y la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales.

Oleaginosas del Perú S.A. entrará de forma gradual a la ampliación de su capacidad de procesamiento, desde una capacidad actual de 10 Ton/h efectivas a 30 Ton/h instalada, por lo tanto la demanda de energía eléctrica y energía térmica se incrementa, así como los costos por el consumo de energía eléctrica a la Empresa Electro Uchiza S.A., más aun, teniendo en cuenta que la mencionada empresa de distribución de energía eléctrica no cuenta con capacidad de suministro a las condiciones actuales de consumo de la Empresa Olpesa S.A. Es por ello la empresa está en busca de una alternativa de solución para el autoabastecimiento de energía eléctrica y térmica, con la finalidad de obtener una reducción en el consumo de energía primaria, eficiencia en sus procesos, crecimiento de manera sostenible y amigable con el medio ambiente, lo que se traduce en beneficios económicos, sociales y ambientales para su entorno y sobre todo en la rentabilidad de un proyecto a implementar.

En el sector industrial de producción de aceite de palma, la generación de vapor es un insumo primordial, ya que no solo se utiliza en el proceso de esterilización y calentamiento de equipos, sino también según experiencias en otros países como para generación eléctrica, mediante turbinas de vapor, tal es el caso de la empresa Extractora de aceite de palmas del Ecuador. Una planta típica de aceite de palma y palmiste requiere en promedio entre 370 kg. De vapor

saturado y entre 15 a 25 kW de energía eléctrica por tonelada de racimo de fruta fresca que se procese. Aunque el vapor se puede obtener de manera relativa de calderas piro o acuotubulares, la generación de energía eléctrica presenta el inconveniente de su disponibilidad dentro de la red de distribución, sobre todo si se encuentra la instalación industrial en zonas rurales.

Teniendo en cuenta lo enunciado se plantea la siguiente pregunta:

¿CÓMO AUTOABASTECER DE ENERGIA MEDIANTE LA COGENERACIÓN POR EL INCREMENTO DE LA DEMANDA ELECTRICA Y TERMICA EN LA EMPRESA OLPESA S.A.?

1.2 ANTECEDENTES:

Se tienen los siguientes estudios que sirven como antecedente al presente informe de tesis:

En la tesis de CHUNGA PURISACA y CAM ZVALETA (2013) para optar el título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa en Perú concluyen lo siguiente: Se ha determinado la influencia de la Potencia Efectiva generada en los turbogeneradores de la Empresa Cartavio S.A.A en las características de la Cogeneración, realizándose un estudio de la demanda térmica, eléctrica, potencia térmica suministrada y del stock de bagazo disponible, con la finalidad de poder validar la hipótesis de esta tesis que conllevan a una alternativa de solución que permite cubrir la demanda eléctrica en su totalidad y generar excedente de Potencia Efectiva la cual se inyecta al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional teniendo en cuenta el Rendimiento Eléctrico Efectivo establecido en el Reglamento de Cogeneración del Perú. Se ha recopilado la información de planta, para lo cual a través de lo planteado en la metodología de cálculo se ha desarrollado este informe el cual es de carácter pre experimental y aplicado. Se ha determinado que el incremento de la Potencia Efectiva de generación a 9.5 MW permite cubrir en su totalidad la demanda requerida por la empresa y calificar con un REE de 0.378 para la inyección de 1 MW de Potencia efectiva excedente de nuestro sistema de cogeneración.

Del mismo modo MURILLO LOGACHO y FLORES VEINTIMILLA (2015) para optar el título de Ingeniero Mecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas de Ecuador concluyen lo siguiente: El análisis financiero con el VAN calculado se puede observar que es

factible la implementación de la planta de cogeneración. El aumento en la eficiencia al aplicar el sistema de cogeneración indica la posibilidad real de aprovechar la energía térmica de los gases remanentes de la turbina General Electric modelo LM2500. Se observó que la alternativa técnica y económica más rentable. Es la utilización del ciclo Cheng. Al utilizar el ciclo Cheng se determinó la viabilidad de la planta de cogeneración, en función del impacto ambiental ya que se realizó el análisis en el sitio y su entorno, con base en estudios científicos y técnicos, conforme a lo dispuesto por la normatividad ecológica y de impacto ambiental vigente en el Ecuador.

Así mismo CIFUENTES VILLATORO (2011) para optar el título de Ingeniero Mecánico de la Universidad San Carlos de Guatemala concluye lo siguiente: Existen diferentes tipos de sistemas de cogeneración partiendo desde la cogeneración con turbina de vapor, turbina de gas, motor reciprocante y otros. Su utilización depende de muchos factores que van desde el espacio físico con que se cuenta, el tipo de combustible y las necesidades tanto de potencia eléctrica como de potencia térmica. Partiendo del análisis técnico de las dos alternativas, se puede notar una ventaja considerable de la eficiencia de cogenerar con turbina de gas siendo la eficiencia de la misma de 74% comparada con el 54% de eficiencia cogenerando a partir del motor reciprocante. La diferencia notable de cogenerar con turbina de gas, se debe como se dijo con anterioridad a que al cogenerar con motor reciprocante existe demasiado suministro de combustible. Al cogenerar con motor reciprocante, no todo el calor suministrado se aprovecha como calor útil al proceso industrial.

Así mismo VEGA JAVIER (2017) en su tesis para optar el título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa en Perú concluye lo siguiente: Se dimensiono un sistema de cogeneración de energía para la producción de electricidad aprovechando el calor residual de los gases combustión de las calderas en la empresa industrial de conservas vegetales S.A.V.S.A. Los gases procedentes de las calderas, se pretende sean conducidos a un sobrecalentador de vapor, para la producción de vapor sobrecalentado. Este vapor generado alimenta a una turbina de vapor en cuyo eje se instalará un generador eléctrico el cual producirá energía eléctrica. El desarrollo de esta planta de cogeneración puede suponer una vía importante para el

aprovechamiento energético de este tipo de industrias, como alternativa a la emisión directa del calor residual de origen industrial a la atmosfera.

Por lo consiguiente QUISPE CHANAMPA (2010) en su tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico de la Universidad de Piura en Perú concluye lo siguiente: La importancia de la cogeneración radica en la producción conjunta, de forma secuencial, de dos tipos distintos de energía a partir de una misma fuente primaria; lo que se traduce en un ahorro energético, ya que no hay necesidad de buscar o utilizar otro sistema u otra fuente de energía para generar el segundo tipo. Un sistema de cogeneración puede ser utilizado por cualquier planta industrial, sin importar a qué se dediquen o el tamaño de la industria, incluso puede ser aplicado en edificios, residencias, etc., ya que siempre existe demanda de energía eléctrica y térmica. Además, en el caso que produjeran mayor energía a la requerida, está latente la posibilidad de exportar energía eléctrica, es decir, vender el exceso a la red eléctrica nacional, bajo ciertos acuerdos y leyes, a esta modalidad se le denomina generación distribuida, ya que cualquier usuario puede aportar energía eléctrica en determinadas situaciones, sin necesidad de sobrecargar al sistema de generación y distribución.

Del mismo modo VASQUEZ CENAS (2010) en su tesis para optar el título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa en Perú concluye lo siguiente: Se aplicó el Reglamento de Cogeneración del Perú D. S Nº 037-2006 EM , normativa que da las pautas para que estas Centrales de Cogeneración según el tipo de tecnología que tengan puedan calificar y así poder inyectar sus excedentes de energía y potencia a la Red del Sistema Interconectado Nacional del Perú. Se realizó la repotenciación de la Central de Cogeneración de la Empresa Agro Industrial San Jacinto, la cual se autoabastece al 100% en lo referente a su Energía Térmica y en forma parcial su demanda eléctrica. Esta Empresa ubicada en la Provincia del Santa y está dedicada al procesamiento de caña de azúcar. Se aplicó el método experimental, considerando los datos existentes de planta a máxima capacidad de producción, así como en función a los criterios de calificación para las Centrales de Cogeneración, en este caso Biomasa (Bagazo), se plantearon casos de solución procurando no alterar el proceso productivo básico, para esto se analizan 3 casos de estudio para Sistemas de cogeneración y posteriormente 4 Alternativas de solución viables técnicamente. Se determinaron los

parámetros tal como el Calor Útil, Calor Suministrado y la Potencia Efectiva a generar, teniendo en cuentas las condiciones de operación, obteniéndose precios de generación de energía y un excedente de Potencia el cual se cuantifica para su posterior venta a la Red de Energía y para producir una rentabilidad a la Empresa al convertirse en Empresa de Cogeneración Calificada.

Así mismo VASQUEZ ACUÑA (2017) en su tesis para optar el título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa en Perú concluye lo siguiente: se realizó un balance de energía que permitió conocer demandas de cada área y equipo de la planta actual de cogeneración para luego realizar un análisis y balance de Exergía y se optimizó la planta de cogeneración mediante las tecnologías de cogeneración, tecnología de cogeneración con turbina de vapor de contra presión, tecnología de cogeneración con turbina de vapor de condensación, tecnología de gasificación de bagazo y ciclo combinado. Se analizó la utilización del bagazo residual para generar energía de la forma convencional y utilizando gasificación de bagazo. De esta manera se pudo concluir que, utilizando el bagazo residual en gasificación de bagazo para generar gas de síntesis y utilizarlo en un ciclo combinado para producción de energía eléctrica, es más eficiente que del modo convencional y se logra incrementar la eficiencia exergética y energética de la planta de cogeneración. Se logra generar 10.9 MW adicionales para venta de energía y en cuanto a la rentabilidad de la implementación del proyecto, el periodo de retorno de la inversión es de 5.38 años.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La justificación es la siguiente:

El gran reto de toda agroindustria es estar dentro del sector competitivo, de esta manera una fuente alternativa para lograrlo es la generación de energía renovable, es decir aprovechar la biomasa generado por el proceso de extracción de aceite crudo de palma como una alternativa sostenible con un importante potencial de generación eficiente de energía eléctrica.

Además solo hace falta adecuarse a este cambio tecnológico en la generación potencial con energía renovable porque es un gran avance en la aplicación de la tecnología moderna en las agroindustrias de palma aceitera, lo cual nace un nuevo

modelo de negocio, mejorando la rentabilidad de la empresa, eficiente en sus procesos, crece de manera sostenible y amigable con el medio ambiente.

Este proyecto servirá para impulsar el uso adecuado de los recursos energéticos como la biomasa. Al poner en operación esta nueva tecnología se reflejará en un costo de generación inferior al costo de consumo de energía eléctrica de la red, en el cual se verá reflejado en las ganancias netas de la empresa.

1.4 HIPÓTESIS

Se plantea la siguiente hipótesis: “HACIENDO USO DE UNA TURBINA DE VAPOR SATURADO SE AUTOABASTECERÁ DE ENERGIA MEDIANTE LA COGENERACIÓN POR EL INCREMENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA Y ELÉCTRICA EN LA EMPRESA OLPESA S.A”.

1.5 OBJETIVOS:

OBJETIVO GENERAL

Realizar el estudio para el autoabastecimiento de energía mediante la cogeneración por el incremento de la demanda térmica y eléctrica en la empresa Olpesa S.A.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Determinar la potencia térmica útil en la empresa Olpesa S.A.
- Seleccionar la tecnología de cogeneración apropiada para la cobertura de la demanda térmica y eléctrica en la empresa Olpesa S.A.
- Dimensionar el sistema de cogeneración con una turbina de vapor para el autoabastecimiento de energía en la empresa Olpesa S.A.
- Determinar la rentabilidad del sistema de cogeneración.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 COGENERACION.

2.1.1 DEFINICION:

A. AUTOABASTECIMIENTO DE ENERGIA.

El autoabastecimiento de energía eléctrica está referida a la producción de electricidad propia mediante unidades de generación de energía convencional o no convencional. Estas unidades de generación de energía impulsan a un alternador (monofásico o trifásico) que suministra la energía necesaria para las distintas aplicaciones industriales y comerciales. El autoabastecimiento permite una autonomía en la generación de energía eléctrica, caracterizándose en la producción de energía eléctrica sostenible de calidad y segura. Dentro de esta categoría se encuentran la tecnología de la cogeneración, generación distribuida, los sistemas RER on y off grid y la generación de energía con grupos electrógenos, (León, Ibarra y Hernández, 2010)

B. COGENERACION.

Se define como Cogeneración a la tecnología en el cual un Centro de Consumo de Energía genera en forma simultánea y combinada la producción de energía eléctrica y calor útil para su propio consumo. Este proceso de autoabastecimiento de energía es muy eficiente, ya que la generación del calor útil, así como la energía mecánica o eléctrica se realiza teniendo como base una misma fuente de energía primaria, y según la normatividad de cada país los excedentes de energía eléctrica asociados simultáneamente a la generación de calor útil se pueden inyectar y vender a la red eléctrica exterior. (Vásquez Cenas,2010)

El término cogeneración está referido a la generación simultánea y combinada de calor y energía eléctrica, en un verdadero sistema de cogeneración una porción importante del calor generado o recuperado debe ser destinado a procesos térmicos. Típicamente la potencia es cogenerada en la forma de energía mecánica o eléctrica, esta potencia puede ser usada totalmente en una planta industrial que sirve como “anfitrión” del sistema de cogeneración o puede también ser exportada de forma parcial o totalmente a la red de un sistema eléctrico. La Cogeneración es reconocida como una de las tecnologías principales para usar racionalmente la energía que no solo toca aspectos de eficiencia energética si no que se convierte en una forma estratégica de generación distribuida que

alivia las presiones sobre la red de transmisión y coadyuvan a alejar el fantasma del racionamiento. .(Bohórquez Madrid,2012)

2.1.2 IMPORTANCIA:

- **AHORRO DE ENERGIA PRIMARIA:** El consumo de energía primaria es menor en un sistema de cogeneración que el producir de forma independiente energía térmica y eléctrica, se obtiene un ahorro de energía primaria del orden del 35 %.

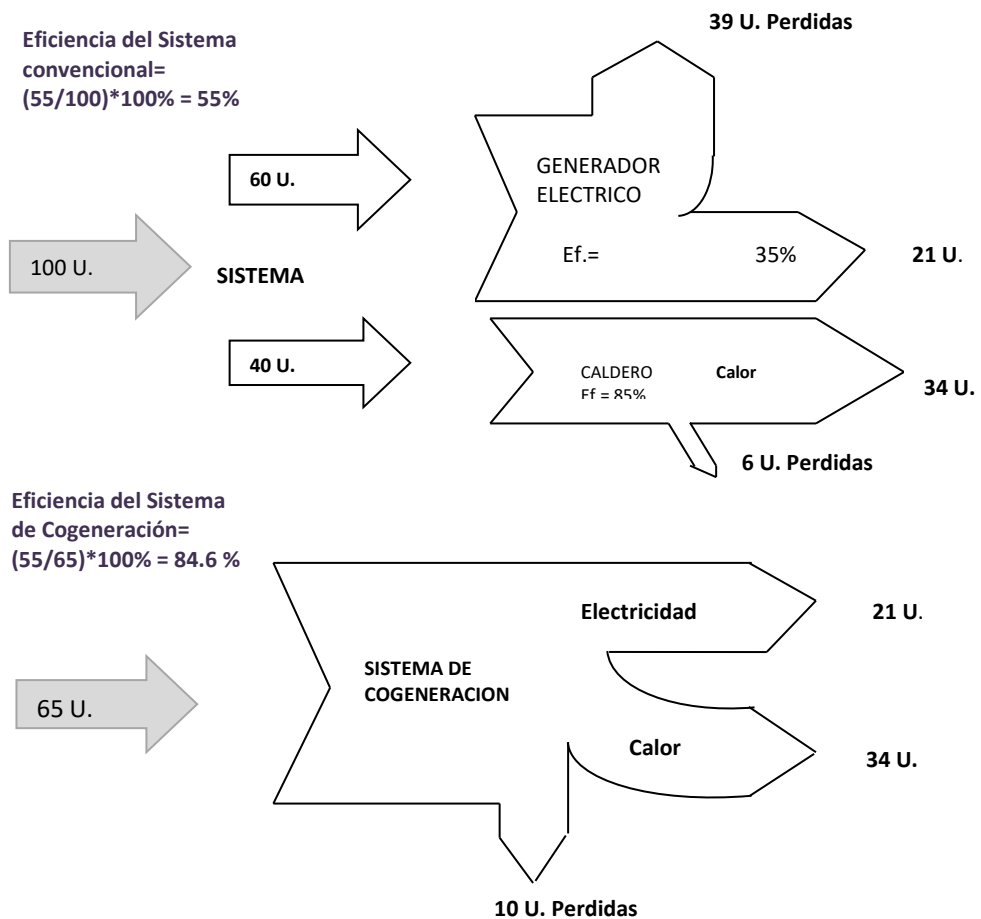


Figura N° 1 Ahorro de energía mediante la cogeneración

Fuente: Tesis de Godos Vera, R.(2013)

El ahorro de Energía primaria es del orden de $100-65 = 35\%$, 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 55 unidades útiles de Energía.

El ahorro de energía primaria es el parámetro fundamental para determinar la rentabilidad técnica de un sistema de cogeneración, y esta dado por la cantidad de energía generada para producir el calor suministrado y la energía eléctrica externa con la cual se abastece la planta consumidora de energía de manera convencional (EP1) y la cantidad de energía primaria utilizada para generar el calor suministrado en la unidad de cogeneración (EP2). Se evalúa según la siguiente ecuación:

$$\text{Ahorro de Energía Primaria} = \frac{EP1 - EP2}{EP1} * 100\% \dots \dots (1)$$

- **AHORRO ECONOMICO:** Como consecuencia del ahorro de energía primaria, estimándose el ahorro en la facturación por insumos energéticos (energía eléctrica y combustible) superior al 35 %, ya que la facturación de energía eléctrica involucra también energía eléctrica y potencia.
- **STATUS ECONOMICO:** El cambio de condición desde Planta consumidora de energía a planta generadora de potencia en una empresa reviste en la posibilidad de vender sus excedentes de energía y potencia al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, generando a la empresa nuevas divisas e ingresos económicos. (Godos Vera,2013)
- **REDUCCION DE LAS EMISIONES DE EFECTO INVERNADERO:** Al reducirse el consumo de energía primaria para producir la misma cantidad de energía útil, se genera menores emisiones gaseosas al medio ambiente. Así mismo contribuye en los compromisos asumidos por el Perú en la reunión COP 25 , en la cual se ha comprometidos con un conjunto de actividades de uso eficiente y mejora tecnológica energética como parte de las NDC Perú(Contribuciones nacionalmente determinadas)
- **CALIDAD DE LA ENERGIA ELECTRICA GENERADA:** Al generarse una propia electrica en un sistema de cogeneración, se tiene una energía de mejor calidad eliminándose las variaciones de tensión, frecuencia y perturbaciones eléctricas propias de las redes de distribución externa.
- **INDEPENDENCIA DEL SUMINISTRO EXTERNO DE ENERGIA ELECTRICA:** En determinados procesos industriales una interrupción del servicio de energía eléctrica puede provocar fuertes pérdidas económicas en la empresa. La presencia de los Sistemas de

Cogeneración dentro de una Planta Consumidora de Energía garantiza la continuidad del suministro eléctrico, al ser posible una interconexión en paralelo del sistema de cogeneración con la red externa de energía eléctrica. (Godos Vera,2013)

2.1.3 BENEFICIOS DE LA COGENERACION:

- Disminución de emisiones al ambiente, principalmente de CO₂, por la cantidad de combustible fósil que evita quemarse al aumentar la eficiencia de los procesos térmicos.
- Un beneficio de la cogeneración, es que se puede aprovechar tanto el calor generado como la energía eléctrica en un único proceso.
- Mejor aprovechamiento de la energía eléctrica ya que la cogeneración se realiza en lugares cercanos al punto de consumo, y es por eso que se evitan cambios de tensión de electricidad, y menores pérdidas de transporte de energía eléctrica a larga distancia. En las redes eléctricas convencionales, se estima que se pueden llegar a perder entre un 25 y un 30% de la electricidad generada durante su transporte.
- Posibilidad de que los gases de la combustión se pueden utilizar para refrigeración mediante los sistemas de absorción, denominándose estos sistemas como Trigeneración de energía.
- En la producción convencional de electricidad el aprovechamiento de la energía química del combustible, es solamente del 25% al 40%, ya que el resto se disipa con los gases de combustión en forma de calor. Sin embargo, en un sistema de cogeneración es mucho más eficiente llegando a unos aprovechamientos energéticos que pueden oscilar entre el 75% y el 90%.
- Incremento en la seguridad energética.
- Generación de empleo. (Vega Javier,2017)

2.1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS:

A. VENTAJAS:

Dentro de los aspectos positivos de cogenerar a nivel industrial se tiene:

- El uso de una sola fuente de energía para generar dos distintas, implica un ahorro económico para los propietarios, ya que sin sistema de cogeneración deberían gastar

en combustible para generar vapor en las calderas y pagar por la electricidad consumida.

- Si se considera los sistemas de turbinas de gas y de vapor, se puede afirmar que la eficiencia del sistema aumenta considerablemente, porque la relación de salida deseada (electricidad y vapor) con entrada requerida (combustible) es mucho mayor que si se generara un solo tipo de energía. Además, el rendimiento termodinámico de los procesos también aumenta, en caso se utilice un ciclo combinado, ya que el trabajo mecánico es mayor respecto a un ciclo simple.
- Al generar una empresa su propia electricidad, tiene el beneficio de evitar los problemas que trae la transmisión y distribución eléctrica, como no tener las pérdidas por efecto joule y las caídas de tensión que se suelen dar en las líneas de transmisión, aparte de no contar con compensadores que regulen los niveles de tensión.
- Otro aspecto importante se da en la conservación del medio ambiente, ya que un sistema de cogeneración reduce en gran medida la contaminación que producen los sistemas convencionales, ya que las emisiones de dióxido de carbono disminuyen entre 30 y 40%, ya que la temperatura de los gases de escape a la salida de las turbinas oscila entre 500 y 600°C, y con un proceso de cogeneración que implica generar vapor a partir de estos gases, las temperaturas se reducen hasta 300 o 400°C y al expulsarse a la atmósfera producen un impacto menor.
- Desde el punto de vista del uso eficiente de la energía, la cogeneración se convierte en una alternativa importante e innovadora para conservar los recursos energéticos ya que se está generando energías distintas a partir de una fuente única. (Quispe Chanampa,2010)
- La cogeneración también puede ser concebida como una alternativa de política energética para los países, ya que cada nación atraviesa una proliferación o aumento de demanda de electricidad por el crecimiento de población, por lo que se hace necesario contar con un mayor número de centrales generadoras de electricidad. De esta forma, si las industrias cogeneran disminuirían la necesidad de instalar nuevas centrales generadoras.
- En ciertos países, en su mayoría europeos, ante problemas energéticos optan por pagar primas a aquellas empresas que cogeneren, por las razones antes mencionadas. De este modo, se puede tener un ingreso económico adicional para los cogeneradores.

- Una última ventaja que se puede mencionar como aspecto general es que cogenerar no es tan complicado, por lo que cualquiera puede acceder a convertirse en cogenerador, sin necesidad de tener una planta industrial, ya que se puede formar parte de la llamada generación distribuida. (Quispe Chanampa,2010)

B. DESVENTAJAS:

La cogeneración se presenta como un proceso bastante favorable, sin embargo, como todo sistema tiene algunos aspectos negativos, entre ellos se tiene:

- La implementación dentro de una industria o empresa de servicios de una planta de cogeneración presenta como primer obstáculo el costo de la inversión a realizar, debido a que se requiere de un número mayor de componentes dentro de la instalación.
- El modo de cogeneración, así como el espacio necesario para los componentes y el tiempo de montaje, ya que no siempre es inmediato, especialmente en plantas industriales donde se trata de grandes flujos y potencias, se presenta muchas veces como desventajas antes de iniciar un sistema de cogeneración.
- Al tener un nuevo y mayor número de componentes dentro de la instalación, traerá como consecuencia la necesidad de implementar nuevos programas de mantenimiento preventivo y modos de operación.

Si se generalizan las desventajas, se podría resumir que el motivo para no cogenerar pasa por el tema económico, sin embargo es importante indicar que, por experiencia de plantas cogeneratoras, los gastos de inversión inicial se ven compensados con los ahorros económicos mencionados en las ventajas, es decir que en un horizonte de corto plazo se presenta la oportunidad de recuperar la inversión; por lo que la tecnología de la cogeneración constituye en una alternativa muy viable, al ser las ventajas muy superiores en comparación con las desventajas. (Quispe Chanampa,2010)

2.1.5 ARREGLOS DE LOS SISTEMAS DE COGENERACION:

Para cada tipo de sistema de cogeneración, pueden diseñarse muchas configuraciones diferentes con el equipo que se tenga disponible. La configuración del sistema necesario depende de las características específicas de la instalación, como por ejemplo, las siguientes:

- Tamaño de la planta.
- Tipo de combustible.
- Calor del proceso o temperatura del vapor y requisitos del proceso.
- Limitaciones de emisión.
- Factores económicos. (Cifuentes Villatoro,2013)

A. BOTTOMING CYCLES:

Ciclos de cola o “Bottoming Systems”, por el contrario, usan los productos de la combustión, primero para satisfacer necesidades térmicas y luego para la generación de electricidad. El calor de desecho para los sistemas inferiores puede obtenerse del escape de hornos, estufas, reacciones químicas y otros procesos, tales como prensas de vapor de alta presión. Probablemente el sistema inferior más común utiliza el calor de desecho para generar vapor en una caldera de recuperación HRSG con objeto de accionar una turbina de vapor y un generador eléctrico, pero es limitada la experiencia comercial con esta clase de sistemas. Uno de estos sistemas tiene la ventaja de no requerir combustible adicional alguno para generar la electricidad, y debe ser de alta confiabilidad porque trabaja, quedando igual todo lo demás, a temperaturas más bajas que los sistemas superiores. Además, tiene la ventaja de ser adaptable a varias aplicaciones de reconversión. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como en la industria del cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 600 °C a más que pueden ser utilizados para la producción de vapor y energía eléctrica.(Cifuentes Villatoro,2013)

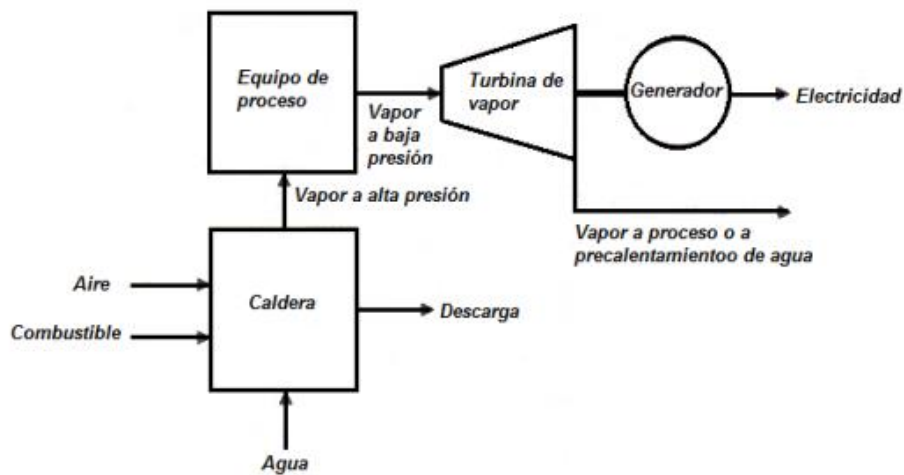


Figura N° 2 Ciclos inferiores de cogeneración.

Fuente: Comisión nacional de ahorro de energía de México.

B. TOPPING CYCLES:

Ciclos de cabecera o "Topping Systems", son aquellos en que los gases de combustión que se obtienen de la combustión del combustible son usados primero para producir electricidad, y luego la energía térmica para procesos a menor temperatura bajo forma de vapor. En los sistemas superiores se emplea un motor primo (turbina de gas, turbina de vapor o un motor de combustión interna) para accionar mover un generador y producir electricidad. El recurso de calor de desecho puede ser proveniente de:

- Vapor procedente del escape de la turbina de vapor o a través de una extracción intermedia desde esta última.
- Los gases de la combustión calientes salientes de una turbina de gas.
- Gases de la combustión salientes de un motor de combustión interna salientes desde el múltiple de escape. (Cifuentes Villatoro,2013)

Estos recursos de calor se utilizan entonces directamente para procesos tales como los siguientes:

- Secado de madera u otros materiales de construcción.
- Recalentamiento de metales.
- Calentamiento de agua, aire u otros medios de transferencia de calor, como por ejemplo, petróleo comercialmente disponible.

- Cocinado de alguna fruta o productos.
- Producción de vapor saturado a baja o media presión para ser utilizado dentro de los procesos industriales. (Cifuentes Villatoro,2013)

Este tipo de sistema se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 150°C a 400 °C. En los sistemas superiores pueden emplearse turbinas de gas, motores diesel, motores de encendido a chispa y distintos tipos de turbinas de vapor. También pueden usarse turbinas de gas, motores diesel y motores de encendido a chispa, con algunas limitaciones, en combinación con turbinas de gas. Si se produce la energía motriz por medio de una turbina de gas y los gases de escape tienen un contenido de oxígeno bastante alto, los gases de escape pueden usarse también para precalentar el aire de combustión en calderas y bajar las necesidades de combustible. (Cifuentes Villatoro, 2013)

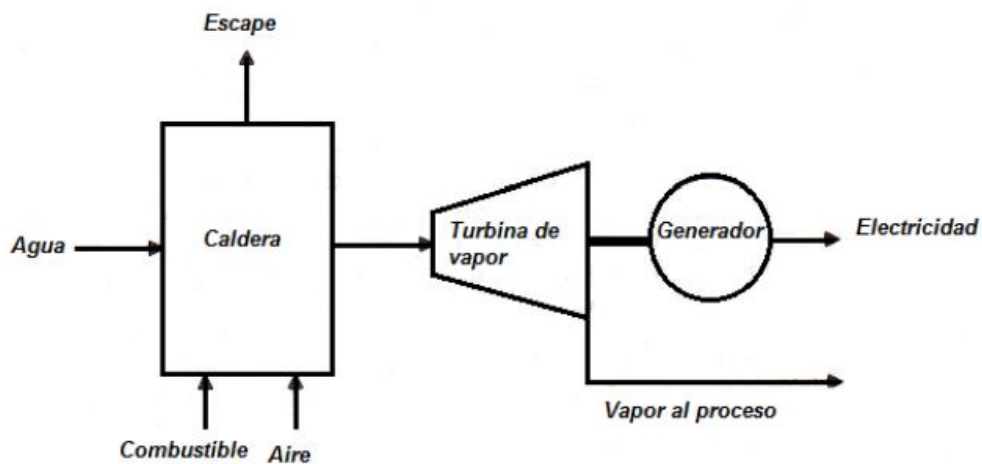


Figura N° 3 Ciclos superiores de cogeneración

Fuente: Comisión nacional de ahorro de energía de México.

2.2 TECNOLOGIAS DE LA COGENERACION.

2.2.1 COGENERACION CON TURBINAS DE VAPOR.

En estas turbinas, la energía mecánica se produce por expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera. El sistema genera menos energía eléctrica (mecánica) por unidad de combustible que su equivalente con turbina de gas; sin embargo el rendimiento

global de la instalación es superior. Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a condensación, la presión es inferior a la presión atmosférica y han de estar provistas de un condensador. En ambos caso se puede disponer de salidas intermedias, extracciones, haciendo posible la utilización en proceso a diferentes niveles de presión. Se puede utilizar cualquier tipo de combustible para la generación del vapor de partida. Pero en función a su economía son ideales para operar con biomasa o carbón, no es recomendable trabajar con gas natural o petróleo por sus elevados costos variables de operación. (Godos Vera, 2012)

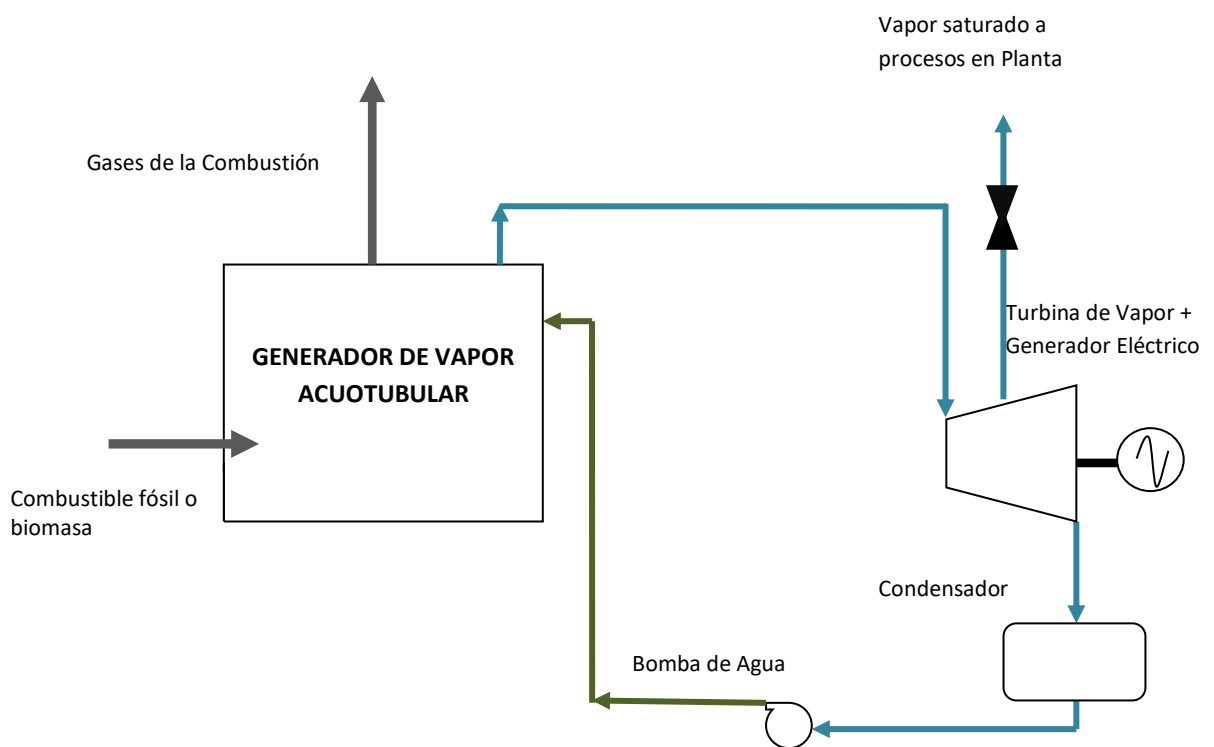


Figura N° 4 Cogeneración con turbinas de vapor

Fuente: Tesis de Godos Vera, R.(2013)

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador. En ambos casos se puede disponer de salidas intermedias, extracciones, haciendo posible la utilización en proceso a diferentes niveles de presión.

Dentro de sus ventajas tenemos:

- Un rendimiento global muy alto.
- Son seguras durante su operación.
- Tienen la posibilidad de emplear todo tipo de combustibles, incluido el bagazo en las unidades de cogeneración de las Fábricas de Elaboración de Azúcar u otro tipo de biomasa en la industria de la transformación de productos agroindustriales tal como lo es el aceite de Palmiste.
- Una amplia gama de potencias. (Vásquez Cenas,2010)

Tenemos los siguientes arreglos:

- **CON TURBINAS DE CONDENSACION:** Son aquellas en las cuales el vapor de escape de la turbina luego de su expansión sale a una presión inferior a la presión atmosférica, ingresando a un condensador de vacío. La humedad es siempre inferior a 8-9 % para evitar que las moléculas de agua en estado líquido erosionen las paredes de los alabes de la turbina de vapor.

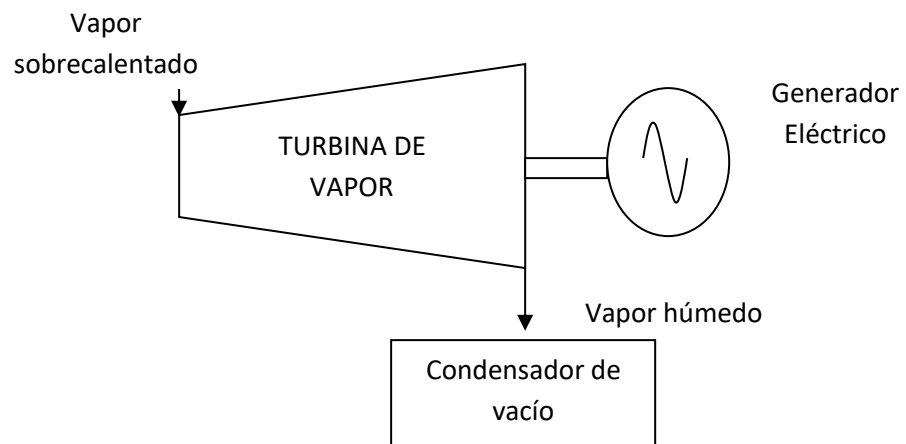


Figura N° 5 Cogeneración con turbinas de vapor de condensación

Fuente: Elaboración propia.

- **CON TURBINAS DE VAPOR DE CONTRAPRESION:** El vapor es expandida hasta una presión final superior a la atmosférica, generalmente luego de expansionarse el vapor en la turbina de vapor, ingresa a procesos para aprovechamiento en sistemas de transferencia de calor directo o indirecto.

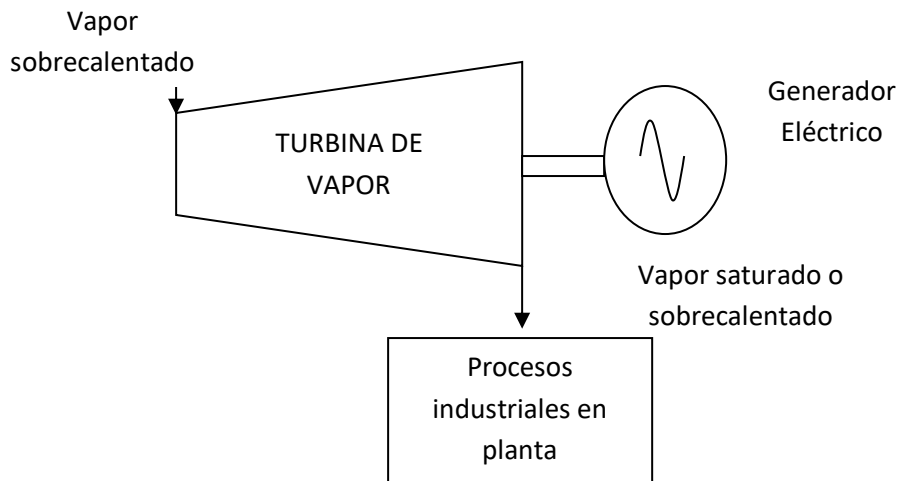


Figura N° 6 Cogeneración con turbinas de vapor de contrapresión
Fuente: Elaboración propia.

- CON TURBINAS DE VAPOR DE CONDENSACION Y CONTRAPRESION: Este tipo de turbinas de vapor de condensación, tienen extracciones intermedias donde se retira una fracción de la masa de vapor circulante y utilizado en procesos de calentamiento. (Vásquez Cenas,2010)

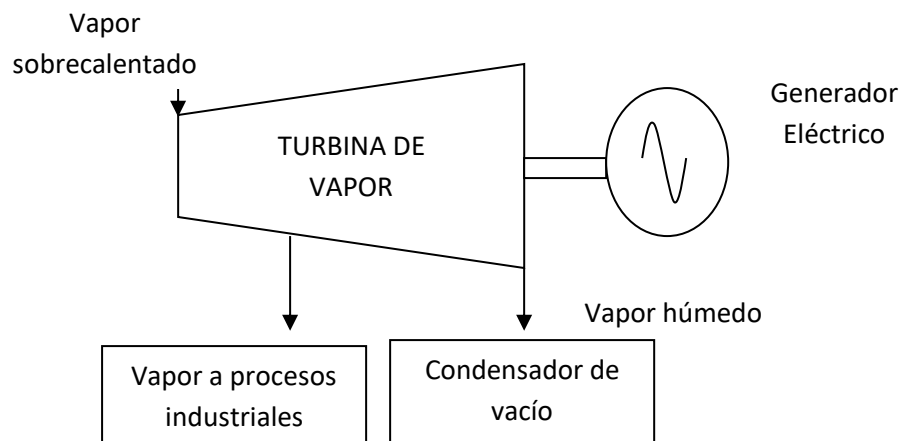


Figura N° 7 Cogeneración con turbinas de vapor de contrapresión
Fuente: Elaboración propia.

2.2.2 COGENERACION CON TURBINAS DE GAS.

Las turbinas de gas con regenerador están equipadas con un intercambiador de calor instalado entre la entrada del aire al quemador y la salida de los gases de escape de la turbina, llegando de esta manera el aire más caliente al quemador, ahorrando carburante. Sin embargo, los gases expulsados a la atmosfera salen a una menor temperatura, disminuyendo la capacidad de generar calor útil. En principio las turbinas de gas sin regenerador cuentan con un rendimiento eléctrico más bajo, pero la expulsión de los gases de combustión se lleva a cabo a una temperatura más elevada, por lo que es de esperar una mayor relación calor/ electricidad respecto de las turbinas con regenerador. El carburante debe introducirse en el quemador a la presión del compresor. De manera ilustrativa, si la turbina opera con gas natural como combustible y es insuficiente la presión de llegada al quemador, un compresor auxiliar deberá ser instalado y consumirá parte de la energía eléctrica generada.(Aldana Mendez,2018)

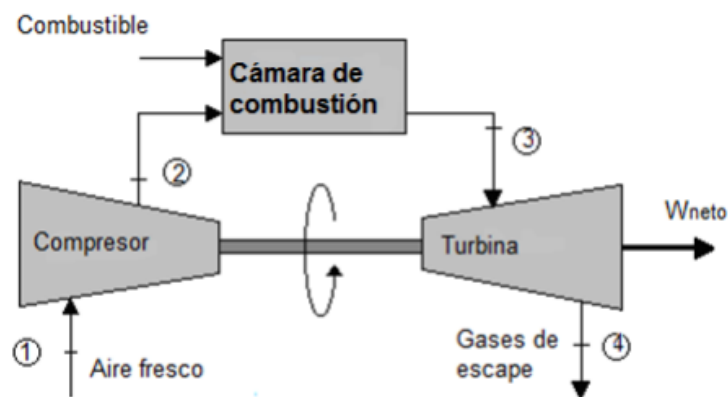


Figura N° 8 Cogeneración con turbinas de gas

Fuente: Termodinámica (Cengel & Boles)

2.2.4 COGENERACION CON M.C.I.

Los motores de combustión constituyen un grupo electrógeno en el cual se puede recuperar calor de refrigeración del motor, que de normalmente sería expulsado a la atmosfera, igualmente, se puede recuperar el calor residual contenido en los gases de escape antes de ser enviados a la atmósfera, a través de un intercambiador de calor. Dada la relativa poca cantidad de gases de escape y el bajo contenido de oxígeno, los sistemas

de cogeneración en motores de combustión son casi siempre utilizados para producir agua caliente a temperatura inferior a 100°C. No obstante, ciertos fabricantes ofrecen modelos capaces de calentar agua a temperaturas superiores, o incluso generar vapor de baja presión. (Aldana Méndez, 2018)

2.2.5 COGENERACION CON CICLO COMBINADO.

El sistema de cogeneración con ciclo combinado suele estar equipado con quemadores auxiliares, que normalmente son quemadores de postcombustión en vena de aire, situados a la entrada de la caldera, que permiten elevar la temperatura de los gases de entrada a la caldera y aumentar el caudal de gases, si además se adiciona aire. Al generar electricidad en dos puntos distintos en el sistema y poder quemar combustible en dos puntos distintos (quemador de la turbina de vapor y caldera de recuperación), el conjunto es más flexible y puede adaptarse muy bien a fluctuaciones de la demanda tanto eléctrica como térmica. (Aldana Méndez, 2018)

2.3 COGENERACION CALIFICADA.

2.3.1 INDICADORES DE CALIFICACION.

Según la figura anterior el autoabastecimiento de energía con cogeneración puede tener las siguientes características:

- Cogeneración parcial: Cuando la máxima demanda necesaria en la planta consumidora de energía es superior a la potencia máxima generada por la central de cogeneración.
- Cogeneración completa: Cuando la máxima demanda necesaria en la planta consumidora de energía es igual a la potencia máxima generada por la central de cogeneración, con lo cual el autoabastecimiento de energía es al 100%.
- Cogeneración con excedentes: Cuando la máxima demanda necesaria en la planta consumidora de energía es inferior a la potencia máxima generada por la central de cogeneración. Según esta última condición los excedentes de energía pueden ser inyectados a la red eléctrica externa, dependiendo de la normatividad establecida por cada país. (Guevara, 2018)

Se presenta el siguiente esquema de cogeneración con turbinas de vapor.

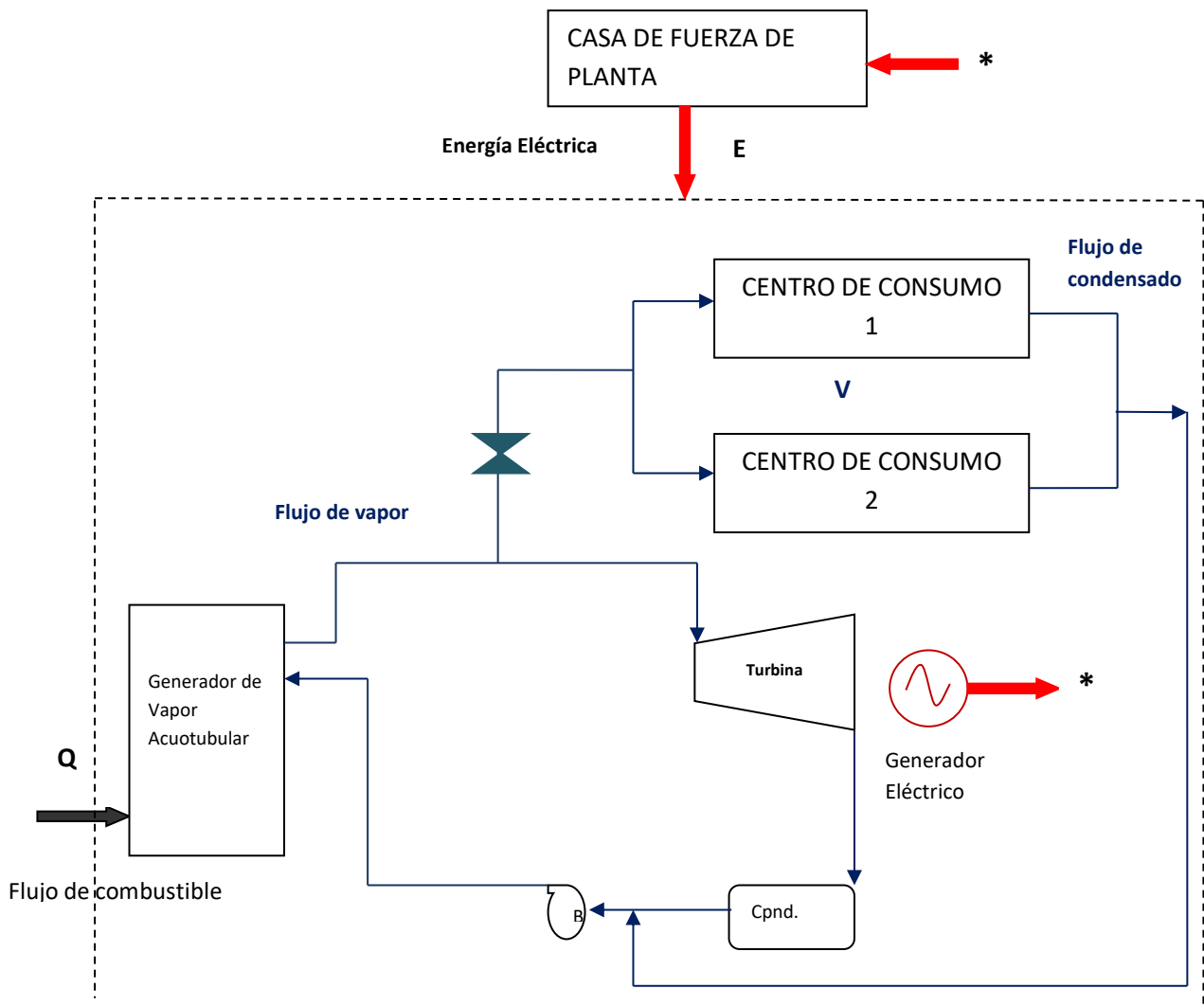


Figura N° 9 Autoabastecimiento de energía con cogeneración

Fuente: Tesis de Vásquez Cenas. (2010)

RELACION DE COGENERACION: Se denomina Relación de Cogeneración a la relación existente entre la Energía Eléctrica (E) generada en bornes del generador eléctrico y el Calor útil (V) aprovechado en los centros de consumo de la Planta Consumidora de Energía. Se denomina como $C = \text{Relación de Cogeneración}$. Según sus valores cuando son valores elevados, el predominio de la generación es eléctrica, caso contrario la dependencia del Sistema de Cogeneración es térmica para valores pequeños.(Vásquez Cenas,2010)

$$C = \frac{E}{V} \dots\dots\dots (2)$$

RENDIMIENTO ELECTRICO EFECTIVO (REE) :

Este parámetro nos permite relacionar la energía eléctrica producida en bornes del generador, con la diferencia de calores suministrados, entre el calor suministrado total a la unidad de cogeneración (Q), y el calor suministrado para generar el calor útil (V) por medio de un generador de vapor cuya eficiencia es la máxima posible, en este caso 90%. Se puede afirmar que cuanto más alto es el valor de este indicador, más eficiente ha sido la utilización del combustible para la generación de energía eléctrica en el Sistema de Cogeneración. Su inversa se conoce como el INDICE DE CALOR NETO (ICN), parámetro que está ligado al HEAT RATE de una planta convencional que es la inversa del rendimiento de planta. (Vásquez Cenas, 2010)

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}} \dots\dots\dots (3)$$

2.3.2 NORMATIVIDAD PERUANA.

A. REGLAMENTO DE COGENERACION (D.S N.º 037-2006 del 07.07.2006) . Es la normatividad peruana que define las actividades de cogeneración, la cual tiene 2 modificatorias el D.S Nº 082-2007 (24.11.2007) y el D.S Nº 052-2009 (20.06.2009). Este Reglamento establece los requisitos y condiciones para que las Centrales de Cogeneración Calificadas participen en el despacho de energía y potencia en el S.E.I.N.

B. PROCEDIMIENTO DE CALIFICACION:

DEFINICION DE CALIFICACION:

La cogeneración se define como el proceso de producción combinada de energía eléctrica y Calor Útil, que forma parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y cuyo excedente es comercializado en el mercado eléctrico. La calificación está referida al procedimiento por el cual una central de cogeneración adquiere la calidad de Central de

Cogeneración Calificada y es la categoría que obtiene una central de cogeneración cuando cumple los requisitos establecidos en los artículos 4° y 5° del Decreto Supremo N° 037-2006-EM.(Gobierno del Peru,2006)

SOLICITUD DE CALIFICACION: En Referencia al Artículo N° 4 del D.S. N° 037-2006-EM, Para adquirir la calidad de Central de Cogeneración Calificada, el titular de la central de cogeneración debe presentar una solicitud de Calificación a la Dirección, acompañando lo siguiente:

- Informe técnico que sustente el cumplimiento de los valores mínimos a que se refiere el Artículo 5°, basándose en las características técnicas de los equipos y en el planeamiento anual de operación de la central de cogeneración.
- Balance energético sustentado de la central para las condiciones de operación en su máxima capacidad de cogeneración, indicándose la potencia eléctrica total a ser generada, la potencia mecánica, la potencia térmica utilizable y la potencia suministrada por el combustible, todos expresados en MW; incluyendo un diagrama de Sankey que indique los respectivos flujos de energía.
- Memoria descriptiva de las instalaciones de la central, incluyendo diagramas y planos explicativos.
- Actividad productiva a la que se destina el Calor Útil.
- Potencia y energía eléctrica que se proyecta producir anualmente, y el desagregado entre la parte que será destinado al Autoconsumo y la que será entregada al Sistema Eléctrico.
- Autorización de generación, cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW. (Gobierno del Peru,2006)

REQUISITOS:

Para efectos de la Calificación, los titulares de las centrales de cogeneración deberán acreditar valores de REE y C iguales o superiores a los indicados en el Cuadro siguiente, según la tecnología empleada y el nivel de tensión de su conexión al Sistema Eléctrico:

Tabla N°1 Parámetros para Calificar

Tecnología/Combustible	Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)	Relación de Cogeneración C=E/V
Turbina de Vapor de Contrapresión	0.7	0.15
Turbina de vapor de extracción simple	0.68	0.30
Turbina de gas de Ciclo Simple	0.55	0.40
Turbina de Gas de Ciclo Combinado	0.55	0.50
Motores de Combustión Interna	0.55	0.60
Biomasa	0.30	

Fuente: DS N.º 037-2006 EM

Para aquellas Centrales de Cogeneración cuya potencia instalada sea menor o igual a tres (03) MW, el REE mínimo requerido será en un diez por ciento (10%) menor al que se indica en el Cuadro anterior, según como corresponda. Los Valores de REE (Rendimiento Eléctrico Efectivo) y E (Relación de Cogeneración) se detallaron en el ítem 2.3.1, así mismo la determinación de los parámetros mencionados se certificarán para las condiciones de máxima capacidad de cogeneración durante 2 horas de operación continua. (Gobierno del Perú,2006)

TRAMITACION ANTE EL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS:

- Pago por Procedimiento TUPA (Es gratuito según R.M 068-2010-EM)
- En un proceso de 30 días. Se emite la Resolución de aprobación de la Calificación o caso contrario se rechaza, devolviéndose teniéndose 15días hábiles para solucionar observaciones.
- Se presenta un Recurso de Reconsideración y posteriormente se emite la Resolución de Aprobación a se deniega. (Ministerio de Energía y Minas,2010)

2.3.3 BENEFICIOS DE LA COGENERACION CALIFICADA.

Siendo los principales:

- Compra del Gas Natural a un precio similar a la de un generador.
- Libre acceso de conectarse a las Redes de Distribución. Para el pago del peaje de conexión a las Redes de Transmisión no se considera si potencia de autoconsumo.

- Tienen preferencia en el despacho de energía por parte del C.O.E.S. y no marginan nunca durante la operación.
- La venta de sus excedentes de energía y potencia están aseguradas en el mercado mayorista de electricidad a costo marginal del sistema.
- Venta de sus excedentes de energía y potencia mediante contratos a los generadores, distribuidores o Clientes Libres. (Gobierno del Peru,2006)

2.4 VAPOR.

2.4.1 CICLO DE VAPOR.

La mayor parte de las centrales generadoras de electricidad son variaciones del ciclo de potencia de vapor donde el agua es el fluido de trabajo. Las plantas de potencia de vapor de agua trabajan fundamentalmente con el mismo ciclo básico, tanto si el suministro de energía proviene de la combustión de combustibles fósiles (Carbón, gas natural o petróleo) como si procede de un proceso de fisión en un reactor nuclear. El ciclo termodinámico que describe el modelo de operación en las centrales generadoras de potencias es el ciclo Rankine. El ciclo Rankine ideal no incluye ninguna irreversibilidad interna y está compuesto de los siguientes cuatro procesos que se pueden observar en la figura siguiente.(Bohórquez Madrid,2012)

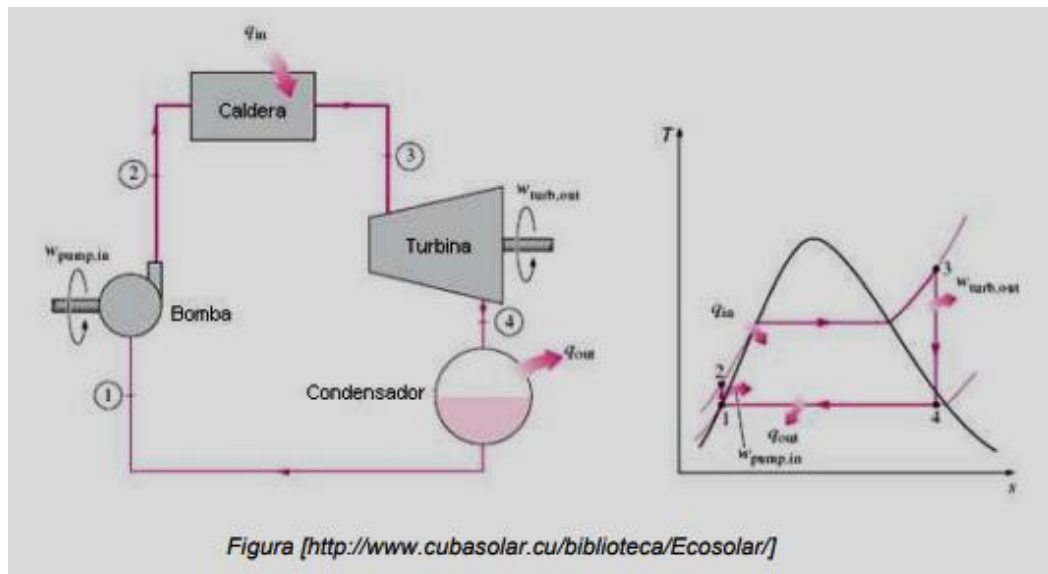


Figura N° 10 Ciclo termodinámico Rankine

Fuente: Cuba solar/biblioteca/ecosolar(2017)

El agua entra a la bomba en el estado 1 como líquido saturado y se condensa isentrópicamente hasta la presión de operación de la caldera. La temperatura de agua aumenta durante este proceso de compresión isentrópica debido a una ligera disminución en el volumen específico del agua. El agua entra a la caldera como líquido comprimido en el estado 2 y sale como vapor sobrecalentado en el estado 3. La caldera es básicamente un equipo térmico donde el calor que se origina con los gases de combustión, se transfiere al agua esencialmente a presión constante. La caldera, con la sección donde el vapor se sobrecalienta, recibe el nombre de sobrecalentador. El vapor sobrecalentado en el estado 3 entra a la turbina donde se expande isentrópicamente y produce trabajo al hacer girar al eje conectado a un generador eléctrico. La presión y la temperatura del vapor disminuyen durante este proceso hasta los valores en el estado 4, donde el vapor entra al condensador. En este estado el vapor es por lo general una mezcla saturada de líquido y vapor con una alta calidad. El vapor se condensa a presión constante en el condensador, el cual es básicamente un intercambiador de calor que rechaza a este hacia un medio de enfriamiento como un lago, un río o la atmósfera. El vapor sale del condensador como líquido saturado y entra a la bomba, complementando el ciclo. (Bohórquez Madrid,2012)

2.4.3 CALDERAS ACUOTUBULARES.

En estos generadores de vapor, el agua circula por el interior de tubos que conforman un circuito cerrado a través que constituye la superficie de intercambio de calor de la caldera. Adicionalmente, pueden estar dotadas de otros elementos de intercambio de calor, como pueden ser el sobrecalentador, recalentador, economizador, etc. Estas calderas, constan de un hogar configurado por tubos de agua, tubos y refractario, o solamente refractario, en el cual se produce la combustión del combustible y constituyendo la zona de radiación de la caldera. Desde dicho hogar, los gases calientes resultantes de la combustión son conducidos a través del circuito de la caldera, configurado este por paneles de tubos y constituyendo la zona de convección de la caldera. Finalmente, los gases son enviados a la atmósfera a través de la chimenea. Con objeto de obtener un mayor rendimiento en la caldera, se las suele dotar de elementos, como los ya citados, economizadores y pre calentadores, que hacen que la temperatura de los gases a su salida de la caldera, sea menor, aprovechando así mejor el calor sensible de dichos gases. (Cifuentes Villatoro,2013)

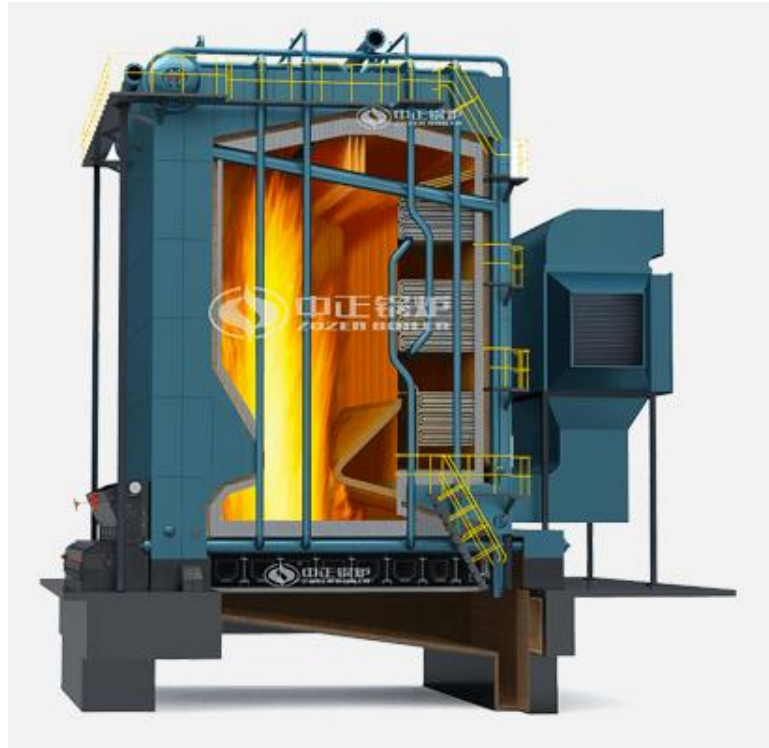


Figura N° 11 Caldera acuotubular para biomasa.

Fuente: Empresa Wuzi Zosen Boilers – México.

La eficiencia de una caldera de vapor está determinada como el porcentaje de combustible que se convierte en energía calórica para generar el vapor. El valor del punto de operación normal de las calderas industriales es 85% y el rango de producción de vapor para un rendimiento óptimo debe ser superior al 75 % de su capacidad como mínimo. Se recomienda generalmente:

- Asegurar una adecuada combustión. Éste proceso varía sensiblemente dependiendo del combustible utilizado; sin embargo, se deben seguir las recomendaciones tanto del proveedor del combustible como del fabricante del quemador. Se debe suministrar al quemador con la proporción adecuada de combustible-aire y asegurarse un mantenimiento y buen estado del quemador.
- Eliminar las pérdidas de calor. Éstas se dan con mayor frecuencia por las chimeneas, radiación y purgas de calor y puede representar pérdidas de hasta 30% de eficiencia en los peores casos. En las chimeneas es necesaria el adecuado mantenimiento y el seguimiento de las normas del fabricante. Para disminuir las pérdidas por radiación, ya que es imposible eliminarlas por completo, se recomienda aislar las paredes del hogar

de caldera y de la caldera en general. La caldera aislada adecuadamente no debería presentar pérdidas de más del 3%.

- Considerar la recuperación del calor. Los economizadores y precalentadores de aire son instrumentos opcionales que mejoran la eficiencia de una caldera al utilizar el calor sobrante de los gases que ya han sido utilizados para calentar el agua y precalentar tanto el agua de alimentación como el aire de combustión. Los equipos de soplado y lavado utilizan el vapor sobrecalentado o el aire comprimido seco como medios de limpieza dentro de la caldera. (Cifuentes Villatoro,2013)

El rendimiento de un caldero o generador de vapor se evalúa según la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{\text{Energía o Potencia Calorífica Util}}{\text{Energía o Potencia Calorífica suministrada}} * 100\% \dots \dots (4)$$

$$\eta = \frac{\dot{m}_v * (h_2 - h_1)}{\dot{m}_c * Pci} * 100\% \dots \dots (5)$$

Dónde:

\dot{m}_v =Flujo de vapor generado por hora,

$(h_3 - h_2)$ =Variación de entalpía de vapor. (los valores de entalpia toman como referencia la figura N° 10.)

\dot{m}_c =Flujo másico del combustible,

Pci : Poder calorífico inferior.

2.4.4 TURBINAS DE VAPOR.

La turbina de vapor constituye un motor térmico que realiza trabajo mecánico consumiendo vapor recalentado a alta presión y devolviéndolo a una presión menor en condiciones de vapor húmedo, saturado o ligeramente recalentado. En general, la turbina de vapor se alimenta con vapor recalentado y presión elevada, y alta entalpía específica procedente del generador de calor. Este vapor es expulsado a menor presión y temperatura, y baja entalpía específica. El vapor expulsado se descarga en un condensador. La diferencia de entalpía entre la admisión y el escape se transforma en trabajo mecánico en el eje de la máquina, a excepción de las perdidas por rozamiento. (Guevara,2018)

El principio de funcionamiento de una central a vapor se basa en el ciclo conocido como ciclo de Rankine, el cual consiste en un calentamiento a presión constante durante el cual se suministra energía en forma de calor, al fluido de trabajo (en este caso agua), una expansión isotrópica; un enfriamiento isobárico en el cual el vapor de agua se condensa, absorbiéndose energía en forma de calor, del fluido motor y una compresión isotrópica. En toda turbina de vapor la conversión de energía térmica se lleva a cabo en dos etapas en las cuales las turbinas de vapor transforman la energía potencial de tipo térmico, en energía mecánica. La energía potencial térmica disponible es la diferencia de entalpías entre el estado inicial del vapor, a la entrada de la turbina, y su estado final, a la salida de la misma; esta diferencia de entalpías se conoce como salto entálpico o salto térmico. (Guevara,2018)

En las turbinas de vapor existen unos elementos fijos que son las toberas y los distribuidores de álabes; si el salto entálpico se transforma totalmente en energía cinética, la turbina es de acción y la entalpía a la salida de la tobera para un proceso isentrópico será igual a la entalpía final del vapor; en estas circunstancias, en los álabes dispuestos sobre el rotor o corona móvil, habrá únicamente una transformación de energía cinética en mecánica. Si la conversión de entalpía en energía cinética no es total, se utilizan distribuidores de álabes, en los que tienen lugar dos tipos de transformaciones simultáneas, por cuanto una fracción de la energía cinética adquirida en la tobera se transforma en energía mecánica, y el resto en energía cinética y posteriormente en mecánica. La transformación de energía cinética en energía mecánica se produce haciendo seguir al fluido una determinada trayectoria, (entre álabes), de forma que su velocidad absoluta disminuya; cualquier cambio de magnitud o de dirección en dicha velocidad, tiene que ser debido al efecto de una fuerza, que es la acción de los álabes de la corona sobre el fluido. A su vez, se puede decir también que todo cambio en la dirección o en la magnitud de la velocidad del fluido, originará un empuje sobre los álabes, de forma que, para cuando éstos vayan montados sobre una corona móvil, la potencia producida será igual al producto de la velocidad tangencial de los álabes por la componente periférica de la fuerza. (Guevara, 2018)

Para la determinación de la potencia de una turbina de vapor (P_{TV}) se tiene la siguiente ecuación:

$$P_{TV} = \dot{m}_v * (h_2 - h_3) \dots \dots \dots (6)$$

Dónde:

\dot{m}_v =Flujo de vapor generado por hora,

$(h_2 - h_3)$ =Variación de entalpía de vapor a la entrada y salida de la turbina de vapor.

\dot{m}_c =Flujo másico del combustible,

Pci : Poder calorífico inferior.

Para la potencia de energía eléctrica generada P_{GE} se tiene la siguiente ecuación:

$$P_{GE} = P_{TV} * \eta_{GE} \dots \dots \dots (7)$$

Dónde:

η_{GE} = Eficiencia del generador eléctrico.

2.4.5 PROCESOS TERMICOS.

El vapor de proceso se refiere a todo vapor en estado de vapor saturado por lo general utilizado en los procesos industriales, tales como: calentamiento de fluidos, evaporación, destilación, secado indirecto, cocción, esterilizado, etc. En la mayor parte de los procesos el vapor saturado para procesos térmicos se utiliza a presiones cercanas a 1 bar hasta valores de 6 bares, a través de procesos directos (en los cuales el vapor entra en contacto con el fluido o la materia prima) o procesos indirectos (en los cuales el vapor no entra en contacto con la materia o fluido, en donde la transferencia de calor se realiza por conducción y convección). (Chunga y Cam, 2015)

En algunos casos el vapor en estado sobrecalentado se utiliza para el accionamiento de máquinas tales como molinos, machetes, ventiladores o bombas a través de turbinas de vapor, tal como se realiza en las empresas de elaboración de azúcar. (Chunga y Cam, 2015)

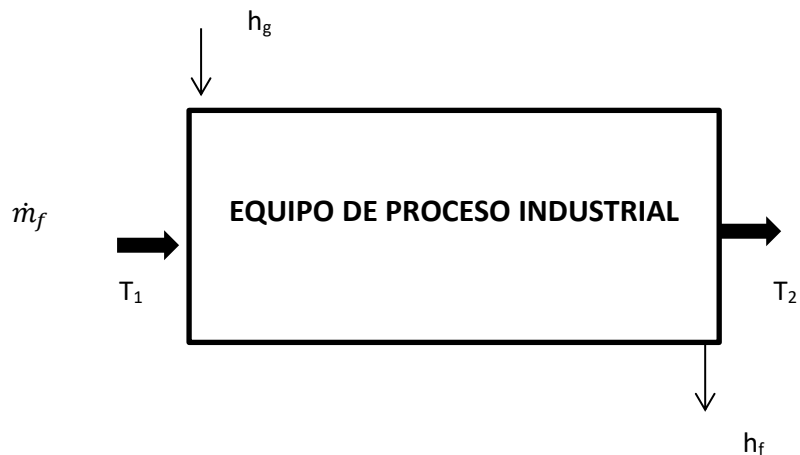


Figura N° 12 Proceso de intercambio de calor en un proceso térmico

Fuente: Elaboración propia

Dónde:

El flujo de calor cedido por el vapor saturado al proceso industrial V es:

$$V = \dot{m}_v * (h_g - h_f) \dots \dots (8)$$

\dot{m}_v = Es el flujo másico de vapor entrante al equipo industrial.

$(h_g - h_f)$ = Es la variación de entalpia específica a la entrada en estado de vapor saturado y a la salida en estado de líquido saturado.

Además, el flujo de calor absorbido en el proceso industrial Q_a , por el calor es un proceso de cambio de calor sensible, según la siguiente ecuación:

$$Q_a = \dot{m}_s * C_{p_s} * (T_2 - T_1) \dots \dots \dots (9)$$

\dot{m}_s = Flujo másico de la sustancia o fluido de proceso a calentar.

C_{p_s} = Calor específico a presión constante de la sustancia o fluido de proceso.

$(T_2 - T_1)$ = Variación de temperaturas a la salida y a la entrada del proceso industrial de la sustancia o fluido de proceso.

En un proceso de conservación de la energía teniendo como referencia la figura N° 8 se cumple que el flujo de calor cedido por el vapor saturado es igual al flujo de calor absorbido por la sustancia o fluido de proceso.

$$Q_c = Q_a \dots \dots (10)$$

2.4.6 OPERATIVIDAD DE UN SISTEMA DE COGENERACION CON TURBINA DE VAPOR.

Para poder realizar un análisis energético del sistema de cogeneración con turbina de vapor se debe tener en consideración que todos los componentes del sistema tengan un funcionamiento óptimo, es decir, que no presenten fallas y que trabajen en ciertos rangos o límites de operación. Así se menciona lo siguiente:

- Se debe procurar que la presión a la salida de la turbina sea lo más baja posible para un máximo aprovechamiento de su salto entálpico, y la presión de entrada de vapor la mayor posible, con la finalidad de que se tenga una mayor energía de entrada para ser aprovechada.
- Durante la operación de la instalación no mantener caudales bajos de vapor, ya que, si la planta tiene turbinas de extracción, con pequeños caudales, la presión de extracción puede ser menor a la deseada.
- Mantener un control de la temperatura de entrada de vapor a la turbina, con la finalidad de evitar entrada de agua o vapor con mayor porcentaje de agua contenida en su masa con una calidad mínima del 88 % , de tal manera que estas últimas provoquen erosión en los alabes de las últimas etapas de la turbina de vapor. De preferencia es mejor en ciertos casos que el vapor ingrese a la turbina en estado de vapor saturado o sobrecalentado.
- Verificar en dentro de la caldera no exista deterioro de material refractario aislante, para que no se deseche calor al ambiente, lo cual produce reducción del rendimiento.
- Asegurarse del correcto funcionamiento de las válvulas, como de la instrumentación, así como revisar que no se presenten fugas de agua o de vapor principalmente en las redes de distribución.
- La calidad del agua de calderos reviste un papel de suma importancia en la conservación de las tuberías de agua y vapor sobrecalentado, tal así una agua de mala calidad puede provocar corrosión o incrustaciones, así como la calidad del vapor sobrecalentado generado es de suma importancia, para evitar el fenómeno de arrastre en las redes de vapor.
- Dentro de todo el sistema de cogeneración con turbina de vapor, los componentes más importantes son la caldera y la turbina, por lo que debe existir un mejor cuidado

con estos elementos y un mantenimiento más cuidadoso y riguroso, que involucre constantes revisiones y pruebas de funcionamiento.(Quispe Chanampa,2010)

2.4.7 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LA COGENERACION:

Potencia de la demanda:

En la gran mayoría de los casos, la potencia eléctrica de demanda, 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 periodos en los que se producirá energía eléctrica en exceso y horas en las que la energía generada tanto eléctrica como térmica será insuficiente. (Aldana Méndez, 2018)

Las siguientes son las razones por las cuales un sistema de cogeneración requiere siempre de una fuente de energía de apoyo:

- La curva de demanda de calor no siempre tiene la misma forma que la curva de demanda de electricidad. No obstante, para ambas demandas la relación calor/electricidad del equipo es prácticamente constante.
- En caso de seleccionarse un equipo con una potencia muy grande, próxima a la potencia máxima demandada, se presentaría un funcionamiento con un alto número de horas/año a carga parcial con bajo rendimiento estacional, o el equipo podría estar detenido durante extensos periodos de tiempo ante su imposibilidad de trabajar a carga parcial muy reducida.
- En caso de seleccionarse una potencia instalada demasiado baja, se requiere de una energía de apoyo considerablemente grande, reduciendo al mínimo o anulando los beneficios de la cogeneración. (Aldana Méndez, 2018)

Nivel térmico de la demanda de calor: La selección del equipo de cogeneración está relacionada con diversos aspectos, entre ellos la demanda de calor. Basándose en la literatura, ante una potencia térmica demandada para dos sistemas, no es lo mismo si la demanda corresponde a la generación de agua caliente de lavado, que si es requerida la demanda para vapor de procesos, ya que en el primer caso la temperatura que se debería garantizar está en el rango de 50 a 60 °C, mientras que en el segundo caso, la temperatura son más elevadas. (Aldana Méndez, 2018)

Relación calor – electricidad: En caso de ajustarse la potencia eléctrica de salida del equipo de cogeneración a la potencia eléctrica demandada y la relación calor/electricidad del mismo sea superior a la relación potencia/calor de la demanda, se presentarían excedentes térmicos que deberán ser expulsados al exterior, sin ningún tipo de aprovechamiento, con una deficiente eficiencia energética para el equipo. En caso contrario, los excedentes eléctricos podrían ser exportados a la red. De acuerdo con lo anterior, para un desempeño energético óptimo, la selección del equipo de cogeneración será adecuada en la medida que se cuente con una relación calor/electricidad, acorde con esta relación para la demanda. (Aldana Méndez, 2018)

2.5 INDICADORES DE RENTABILIDAD.

La cogeneración debe ser aplicada en aquellos procesos en que se puede utilizar de forma eficiente el calor y parte de la energía eléctrica generada por el módulo de cogeneración. Las administraciones de los países más desarrollados han asumido que la cogeneración es el sistema más eficaz y menos contaminante de aprovechamiento energético de un combustible. Por esta razón existen normativas de regulación que tratan de promover este sistema de producción energética. Las plantas de cogeneración de alta eficiencia superan sin dificultad un análisis de rentabilidad. Además de los precios de los combustibles y de la energía eléctrica hay que tener en cuenta otros factores importantísimos para que la explotación de una planta de cogeneración obtenga unos resultados económicos brillantes. El rendimiento del módulo de cogeneración, la disponibilidad y la calidad del servicio del mantenimiento y reparaciones son componentes del precio de la energía producida. (Bohórquez Madrid, 2012)

Se tienen los siguientes parámetros de rentabilidad de un proyecto de cogeneración:

2.5.1 VALOR ACTUAL NETO:

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador económico de rentabilidad que permite determinar la rentabilidad de un Proyecto en función de la diferencia que existe entre el valor actual de los flujos de fondos de la inversión y el capital inicial o inversión necesario para realizarla. Como regla general, si el VAN es positivo (es decir, mayor a 0) el proyecto es rentable y se recomienda realizar la inversión. Por el contrario, si el VAN es negativo (menor a 0), el proyecto no es rentable y debería rechazarse. En caso de tener dos proyectos con VAN positivo, conviene elegir aquel con el VAN más alto. (Chunga y Cam, 2015)

El VAN se evalúa según la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+i)^t} - I \dots \dots \dots (11)$$

Dónde:

- Los Flujos de Caja (FC): Corresponde a los flujos de caja futuro en la que la empresa incurre anualmente.
- La Inversión Inicial (I): Corresponde al Valor Inicial o desembolso que la empresa hará en el momento de contraer la inversión.
- La tasa de descuento: Es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. La tasa de descuento refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente por lo que también se le conoce como tasa de oportunidad.
- Numero de periodos de duración del proyecto.

Para la determinación del flujo de caja se tiene la siguiente ecuación:

$$FC = A_t - CO_A \dots \dots (40) \dots \dots (12)$$

Dónde:

A_t = Ingresos, ahorro o ganancia obtenida en cada periodo de tiempo analizado. (Para cada año)

CO_A = Egresos por Costos de Operación y Mantenimiento anual del sistema de cogeneración.

2.5.2 TASA INTERNA DE RETORNO:

La tasa interna de retorno (TIR), representa la tasa que iguala el valor presente neto a cero. Es un método derivado del Valor Actual Neto. La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje.

La evaluación de los proyectos de inversión cuando se hace con base en la Tasa Interna de Retorno, toma como referencia la tasa de descuento del mercado. Si la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la Tasa Interna de Retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido. (Chunga y Cam, 2015)

Matemáticamente se evalúa a través de la siguiente ecuación:

$$0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+i)^t} \dots \dots \dots (13)$$

CAPÍTULO III
MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 MATERIALES.

3.1.1 SUSTANCIAS.

3.1.1.1 ACEITE DE PALMA:

El aceite de palma se extrae del fruto de la palma africana, cultivo capaz de producir más de 3.5 toneladas de aceite por hectárea, rendimiento diez veces superior al que se obtiene de otros cultivos de semillas oleaginosas como la soya o el girasol, incluso sin ser un producto modificado genéticamente. Estos rendimientos tan elevados, junto con los bajos costes de producción y los múltiples usos, hacen que el aceite de palma sea el aceite vegetal más usado en el mundo.

El procesamiento de los frutos de la palma de aceite se lleva a cabo en la planta de beneficio o planta extractora. Ahí se desarrolla el proceso de extracción del aceite crudo de palma y de las almendras o del palmiste. Este es un proceso simple que consiste en esterilizar los frutos, desgranarlos del racimo, macerarlos, extraer el aceite de la pulpa, clarificarlo y recuperar las almendras del bagazo resultante. De la almendra se obtienen dos productos: el aceite de palmiste y la torta de palmiste. Este último sirve para alimento concentrado para animales porcinos, vacunos y de aves de corral. Al fraccionar el aceite de palma se obtienen también dos productos: la oleína, que es líquida que sirve para mezclar con aceites de semillas oleaginosas, y la estearina que es más sólida y sirve para producir grasas, principalmente margarinas y jabones.

De acuerdo a las características de la materia prima, el único proceso a aplicar es el de extracción físico-mecánica-térmicos de aceite crudo, teniendo en cuenta que la tecnología es bastante conocida.

Se detalla el proceso productivo de la obtención de aceite crudo.

- a) **Pesado:** Se realiza en una balanza de plataforma en el momento que ingresa el vehículo, con la finalidad de llevar un buen control del volumen de proceso y determinar el rendimiento productivo.
- b) **Recepción:** Los racimos son recepcionados en una rampa o tolva, y se realiza un análisis de calidad del fruto, donde podemos determinar el grado de madurez.
- c) **Transporte:** El transporte de los frutos se realiza por medio de un sistema de transportadores de bandejas o redller (Cintas transportadoras), el mismo que es llevado hasta los esterilizadores verticales.

- d) Esterilizado: Es un tratamiento térmico, que cocina los frutos mediante la inyección de vapor saturado a alta presión. La zona de esterilizado es aquella que en donde el fruto es cocinado, para detener el proceso natural de acidificación y a la vez facilitar la extracción posterior de los productos y sub productos que posee. La esterilización es el proceso mediante el cual se cocina la fruta a base de presión y temperatura con vapor de agua en un autoclave, Siendo la presión de trabajo de 45 psi durante un tiempo de 40', 45', 50' dependiendo de la maduración de la fruta. El vapor para esterilización debe estar a presión de 3 bar y una temperatura de 133 °C de manera que perfectamente puede esperarse que cada fruto alcance 120 °C.
- e) Desfrutamiento: Es la separación de los frutos esterilizados de los raquis y las espigas. Esta operación se realiza con un tambor rotatorio. Los frutos cocinados ingresan al desfrutador de tipo tambor rotatorio por un extremo del equipo.
- f) Digestión: El objetivo de la digestión es liberar los glóbulos de grasa del mesocarpio. Para esto el digestor cuenta con un juego de brazos agitadores y válvulas que permiten la inyección directa de vapor saturado. La digestión se realiza a temperaturas entre 90 y 100 °C por un tiempo de 20 a 30 minutos, y finaliza cuando se forma una mezcla de material homogéneo y caliente.
- g) Prensado: La mezcla ingresa a una prensa de tornillos con una capacidad de 6 T/hora, requiriendo una dilución con agua caliente, para una separación más eficiente. El objetivo del prensado es separar el aceite crudo de la fibra y las nueces, mediante presión a lo largo de dos tornillos helicoidales y a la salida mediante un cilindro hidráulico.
- h) Primer tamizado: El Aceite Lodoso (aceite crudo, agua y sólidos en suspensión) ingresa a un tamiz vibratorio, instalado sobre un tanque de acero inoxidable. En esta operación se usa agua caliente a 95 °C que diluye y disminuye la viscosidad de la mezcla, lo que facilita la separación. Se obtienen dos fracciones: Aceite Lodoso contiene aceite crudo, agua y sólidos en suspensión (cáscaras, fibras y restos de escobajos) y sólidos o cachaza (agua, aceite crudo y sólidos)

- i) Pre calentado: El Aceite lodoso, ingresa a un pequeño tanque precalentador, que posee un serpentín para el paso de vapor saturado. 59 El precalentado del aceite se realiza en forma continua, siendo la temperatura de salida de 95 °C, requerida por la siguiente operación de clarificación. La turbulencia generada por la ebullición de la mezcla permite la eliminación de parte del oxígeno, por lo que en operaciones posteriores se recomienda mantener esta temperatura.
- j) Clarificación : La clarificación es el proceso mediante el cual se separa y purifica el aceite de la mezcla líquida extraída en la prensa, la cual contiene aceite, agua, lodos livianos (compuestos por pectinas y gomas) y lodos pesados (compuestos por tierra, arenas y otras impurezas). Para lograr dicha separación se aprovecha las características de inmiscibilidad entre el agua y el aceite. La temperatura de trabajo está en el rango de 90 - 95 °C dentro de los serpentines de calentamiento, con la que se logra la mayor diferencia entre la densidad del agua y la densidad del aceite para facilitar el acenso del aceite. Al final de la operación se forman dos fracciones: Aceite crudo en la parte superior y Lodo aceitoso contiene aceite crudo, agua y sólidos en suspensión.
- k) Segundo tamizado: El aceite lodoso, ingresa al segundo tamiz vibratorio, que posee mallas mucho más finas 60 mesh (4.8 mm). La operación es igual al primer tamizado. Se obtiene dos fracciones: Aceite lodoso con una menor fracción de sólidos en suspensión (Cáscaras, fibras y restos de escobajos) y Solidos (agua, aceite crudo y sólidos).
- l) Centrifugado: Los lodos aceitosos provenientes de los tanques de lodos, pasan por un filtro cepillo que separa impurezas, luego ingresan a una Centrifuga de lodos. La acción de la centrifuga la separa en dos fracciones: Aceite crudo con fracción de agua y aguas lodosas, que contiene agua, lodos y cantidades menores de aceite.
- m) Recuperación de aceites de florentinos: Las aguas lodosas provenientes del centrifugado, y los condensados de los esterilizados son llevados al tanque florentino, tiene cuatro compartimientos o divisiones, mediante el proceso de sedimentación se recupera el aceite y el lodo resultante, el aceite crudo esta

mezclado con agua y es transportado al tamiz y al tanque de aceite (licor de prensa) por bombeo, y los lodos resultantes son enviados a las lagunas de oxidación.

- n) Secado: El Aceite crudo proveniente del clarificador, ingresa al sistema de secado que consiste en un tanque secador y un secador atmosférico. El secado del Aceite crudo, se realiza para reducir el contenido de agua hasta un porcentaje igual o menor al 0.1 % de humedad. Esta operación se realizó en unas 1 a 1,5 horas a una temperatura promedio de 80 °C. La temperatura en el interior del tanque secador se mantiene por medio de un serpentín por el que circula vapor de agua.
- o) Almacenamiento: El aceite seco es finalmente almacenado en tanques con suministro de calor por medio de serpentines con vapor, que servirán para controlar una adecuada temperatura entre 40- 50 °C. Es importante controlar las variaciones de temperatura para que no se produzcan condensados, logrando con ello evitar este fenómeno. El almacenamiento del aceite crudo no debe exceder los dos meses, pues puede existir pérdidas de calidad por oxidación (Rancidez) e hidrólisis (incremento de ácidos grasos libres).

En un proceso paralelo a la obtención de aceite crudo, se obtiene el palmiste con los siguientes procesos:

- a) Desfibrado: La Torta (fibras, nueces y fracciones mínimas de aceite), se descarga desde la prensa hacia un transportador rompedor y secador de torta de tipo sinfín de paletas, provisto de una chaqueta por donde circula vapor saturado. La Torta, es transportada hasta un separador neumático, durante el transporte la Torta es homogeneizada y secada. La fibra es descargada a un transportador de tipo tornillo sinfín. Las nueces son descargadas en la parte inferior de la columna y luego recogidas a la esclusa del quebrador de nueces tipo tambor, que se encuentra adyacente a la parte inferior de la columna desfibradora.
- b) Transporte y descarga de fibra: La fibra es llevada por el transportador de tipo tornillo sinfín de gusano hacia el caldero para generación de energía calorífica. Se descarga en el hogar de combustión del caldero, por medio de unas

compuertas ubicadas en la parte superior. Concluida la descarga, inician el proceso de generación de vapor saturado.

- c) Quebrado de cascara de nueces: Las nueces ingresan a la quebradora de cáscara de nueces. La quebradora de cáscara está especialmente diseñada para la extracción de las almendras o palmiste, rompiendo las cáscaras o cuesco de las nueces sin romper la almendra. Se obtienen dos fracciones: Restos de cáscara o cuesco y Palmiste con impurezas (palmiste con restos de cáscara y fibra).
- d) Lavado de palmiste: El producto del chancado de nueces es puesto en el tanque salmuera, lo cual es llenado hasta el 50 %, para la separación del palmiste. El lavado se realiza con salmuera y permite separar el palmiste de las impurezas. Las impurezas, por ser más pesadas que la salmuera, se concentran al fondo de la canastilla, mientras que el palmiste se agrupa por flotación en la parte superior de la canastilla. La capacidad de lavado es de 0,5 T/lote, usándose una salmuera de densidad de $1,2 \text{ g/cm}^3$.
- e) Secado de palmiste: El palmiste ingresa al secador horizontal con ventilación forzada. Las bandejas son de acero inoxidable con un fondo perforado para una mejor difusión del aire caliente. El palmiste se seca a una temperatura entre 50 a $55 \text{ }^\circ\text{C}$ por un tiempo de 2 horas, hasta alcanzar una humedad de 7 %. El palmiste seco se descarga de las bandejas a sacos de yute de 50 kg de capacidad. Posteriormente estos sacos son pesados para la verificación de las cantidades obtenidas y del rendimiento. El rendimiento promedio es de 3 % en relación al peso del RFF.
- f) Almacenamiento: El palmiste es colocado en un almacén seguro y ventilado, dentro de las instalaciones de la planta.

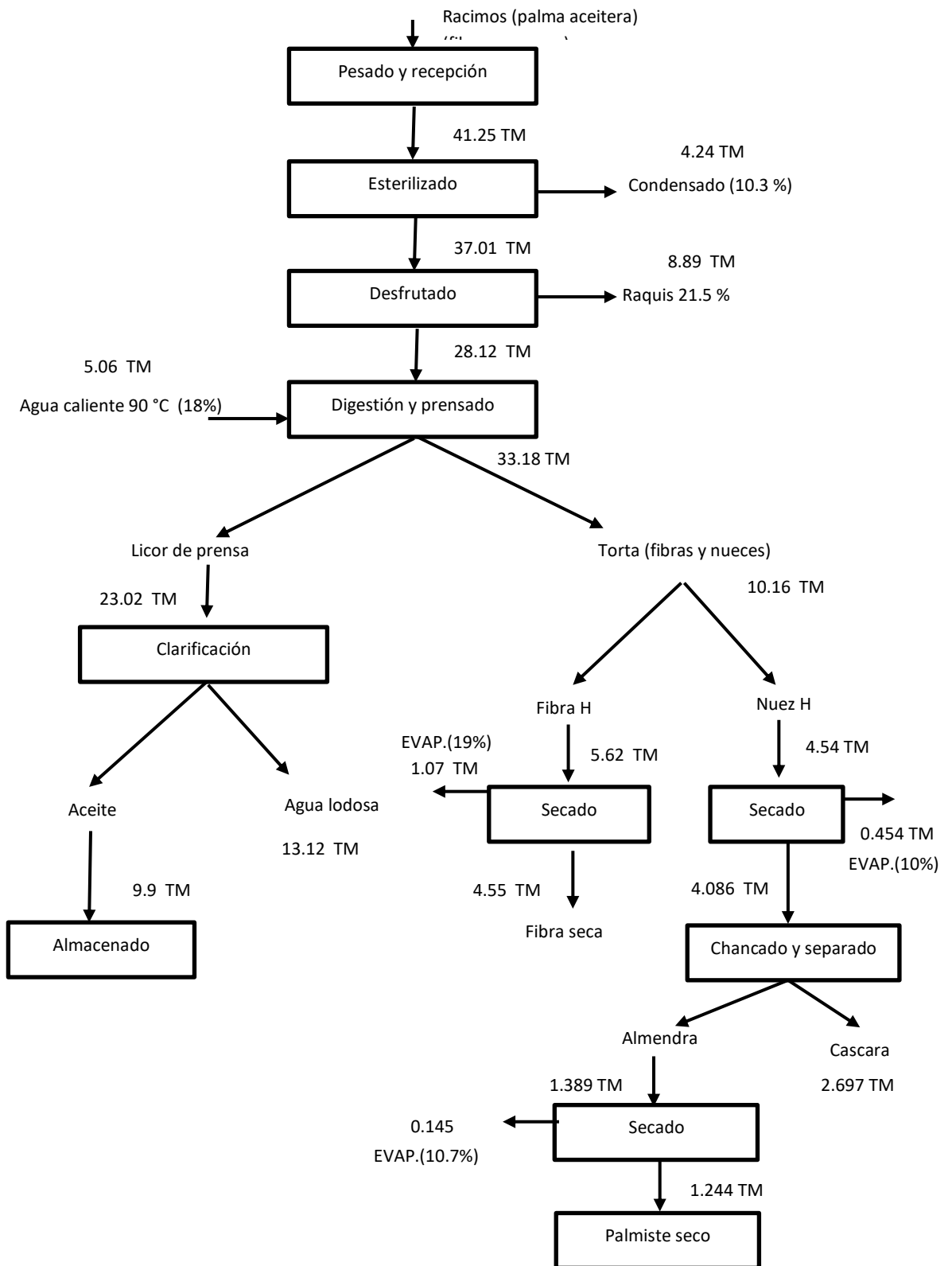


Figura N° 13 Proceso de intercambio de calor en un proceso térmico
Fuente: Elaboración propia

Se tiene el resumen del balance de materia de planta:

Tabla N° 2 Resumen de balance de masa por zonas de trabajo para el aceite crudo

Área	Entra	Queda	Sale
Recepción	41.25 TM RFF	41.25 TM RFF	--
Esterilizado	41.25 TM RFF	37.01 TM RFF cocinado	4.24 TM de condensados
Desfrutado	37.01 TM RFF cocinado	28.12 TM de fruto desgranado	8.89 TM de escobajo
Digestión y prensado	33.18 TM de fruto desgranado y agua caliente	23.02 TM de licor de prensa	10.16 TM de torta(fibras y nueces)
Clarificación	23.02 TM de licor de prensa	9.9 TM de aceite	13.12 TM de agua lodosa
Palmisteria	10.16 TM de torta(fibras y nueces)	1.244 TM de almendra seca	8.916 TM de fibra, cascarilla y humedad

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 3 Indicadores de planta

Indicador	Valor
I1 (TM de aceite/TM RFF)	0.24
I2 (TM de almendra seca/TM RFF)	0.03
I3 (TM de fibra seca/TM RFF)	0.11
I4 (TM de cascara/TM RFF)	0.065

Fuente: Elaboración propia

Se presenta las propiedades de los residuos de la fruta de palma.

Tabla N°4 Poder calorífico de residuos de palma africana

Propiedad/Tipo de residuo	Cuesco de palma	Fibra de palma
Poder calorífico (Mj/kg)	22.2	18.4
% de Humedad	11.2	5.2
% de materia volátil	79.0	79.0
% de ceniza	1.7	5.2

Fuente: Quintero y Chima (2013)

- b) **VAPOR SOBRECALENTADO:** es un vapor a una temperatura superior a su punto de vaporización (ebullición) a la presión absoluta donde se mide la temperatura.

Por lo tanto, el vapor puede enfriarse (perder energía interna) en cierta cantidad, lo que resulta en una disminución de su temperatura sin cambiar el estado (es decir, la condensación) de un gas a una mezcla de vapor saturado y líquido. Si el vapor insaturado (una mezcla que contiene tanto vapor de agua como gotitas de agua líquida) se calienta a presión constante, su temperatura también permanecerá constante a medida que la calidad del vapor (piense en sequedad o porcentaje de vapor saturado) aumente hacia el 100% y se seque (es decir, sin líquido saturado) vapor saturado.

- c) **VAPOR SATURADO:** El vapor saturado es vapor que está en equilibrio con agua calentada a la misma presión, es decir, no se ha calentado por encima del punto de ebullición para su presión. Esto contrasta con el **vapor** sobrecalentado, en el que el **vapor (vapor)** se ha separado de las gotas de agua y luego se ha agregado calor adicional.

3.1.2 EQUIPAMIENTO DE PLANTA.

- a) **Generador de vapor.**

La función del generador de vapor es la producción de vapor saturado, el cual es la fuente de calor para todas las áreas de proceso. Para lo cual se contará con un caldero, es el equipo que genera vapor dentro la extractora, utilizando como combustible la fibra del fruto palma. El cual cuenta de un cuerpo horizontal cilíndrico con 18 tubos de 4" de diámetro, de un hogar formado completamente de tubos de diferentes diámetros, dentro de él se realiza la combustión de las fibras, en el extremo opuesto al hogar está situado la caja de humos y una chimenea de 20 m de altura con su capote en acero al

carbón y un sistema de recolección de cenizas compuesto por un ciclón y un ventilador. El caldero tiene la capacidad de producir 12 Ton/h de vapor, y la capacidad de abastecer la demanda de vapor de la planta extractora a 42 TM/RFF/HORA

b) Demanda Eléctrica.

El abastecimiento de energía eléctrica es realizado a través de la Empresa Distribuidora Electro Tocache con una potencia contratada de 1,300 kW con un nivel de tensión de 10.8 kV como cliente regulado.

En planta se cuenta con una máxima demanda de 1204.3 kW y con un nivel de tensión de 440 voltios. En el Anexo se detalla el inventario de la carga eléctrica de la Empresa.

Tabla N°5 Carga eléctrica de la Empresa Olpesa

Área	Máxima Demanda (KW)	Participación
Rampa	30.50	2.5%
Desfrutado	50.80	4.2%
Extracción	195.00	16.2%
Clarificación	155.00	12.9%
Palmisteria	175.00	14.5%
Planta PKO y HP	348.00	28.9%
Caldero	238.00	19.8%
Carga administrativa	12.00	1.0%
Máxima Demanda	1204.30	100.0%

Fuente: Empresa Olpesa.

c) Demanda Térmica.

La demanda térmica en planta se suministra a través de una red de vapor saturado a una presión de generación de 80 psi y con una presión de consumo en los Equipos consumidores de Calor de 40 psi.

Seguidamente se detalla el requerimiento de vapor por área en la Planta Olpesa, el cual fue extraído del informe de prácticas de William Carranza Trujillo “Balance de Materia y Energía en la Empresa Olpesa-2016”, (En el Anexo se presenta la hoja de cálculo.

Tabla N°6 Distribución de flujo de vapor saturado en la Empresa Olpesa

Área	Flujo de vapor (kg/h)	Presión (psi)	Participación
Esterilizado-cocción	3,571	40	28.3%
Digestor	1,630	40	12.9%
Pre clarificador	986	40	7.8%
Clarificador de 90 m3	694	40	5.5%
Tanque de aceite centrifugado	277	40	2.2%
Secador	38	40	0.3%
Agua caliente para la prensa	2,348	40	18.6%
Tanque de agua blanda	2,271	40	18.0%
Tanque de agua caliente para caldero	797	40	6.3%
Total vapor	12,612		100.0%

Fuente: Informe de prácticas de William Carranza Trujillo (2016)

3.2 METODO.

3.2.1 PREMISA DE CÁLCULO:

Se presenta el esquema tentativo de abastecimiento de energía eléctrica mediante cogeneración en la Empresa Olpesa.

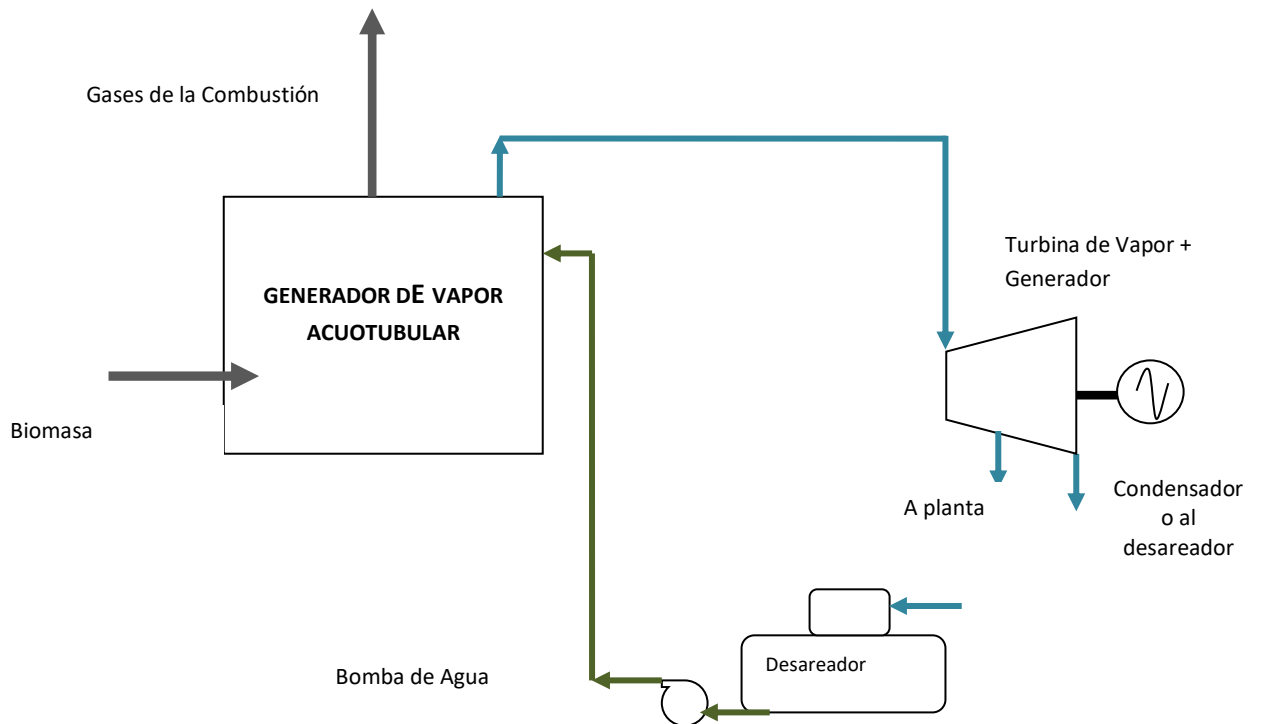


Figura N° 14 Esquema básico de cogeneración para Empresa Olpesa
Fuente: Elaboración propia

El esquema de cogeneración se basa en la instalación de un ciclo Rankine con una turbina de vapor, teniendo dos posibilidades: turbina de vapor de condensación la cual requiere un circuito adicional de agua y una torre de enfriamiento o una turbina de vapor de contrapresión. Debido a que la presión de servicio o consumo es 40 psi (2.7 bar) se considera una turbina de vapor con extracción intermedia.

3.2.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO:

Se tiene el siguiente procedimiento:

- Se determina la carga térmica incrementada en la Empresa Olpesa.
- Se determina a través de una matriz de selección el tipo de turbina de vapor a instalarse.
- Se cuantifica la potencia térmica máxima que puede suministrar la biomasa utilizada como combustible, en este caso la fibra seca.
- Se determinaron las alternativas de suministro de la demanda térmica y eléctrica con la planta de cogeneración. Se tiene en cuenta las condiciones de suministro: parcial, total y con excedentes.
- Se compararon las alternativas propuestas, seleccionando la opción técnica más apropiada.
- Se cuantifica la rentabilidad de la opción técnica de cogeneración seleccionada.

CAPITULO IV
CALCULOS Y RESULTADOS

CALCULO DE LA DEMANDA TERMICA.

Teniendo en cuenta el cuadro N°6 Distribución de flujo de vapor saturado en la Empresa Olpesa y la ecuación 8 se tienen los resultados de la demanda térmica requerida actual: Por ejemplo, para el área de esterilizado –cocción que tiene el 28.3 % del consumo de vapor total de toda la planta y consume vapor a saturado a 40 psi, el cual es equivalente a 2.7 bar de presión.

$$\dot{m}_v = 3,571 \text{ kg/h}$$

Los valores de entalpia específica a la presión absoluta de 3.7 bar son los siguientes:

$$h_g = 2,734.1 \text{ kJ/kg.}$$

$$h_f = 592.7 \text{ kJ/kg}$$

$$V_{\text{esterilizado coccion}} = 3,571 * (2,734.1 - 592.7) = 7'646,939.4 \text{ kJ/h}$$

$$V_{\text{esterilizado coccion}} = 2,124.15 \text{ kW}$$

Se presenta los resultados para el resto de áreas de la Empresa Olpesa.

Tabla N°7 Demanda térmica actual en la Empresa Olpesa

Área	Flujo de vapor (kg/h)	h _g (kJ/kg)	h _f (kJ/kg)	Q _c (kW)
Esterilizado-cocción	3571	2,734.1	592.7	2,124.15
Digestor	1630	2,734.1	592.7	969.58
Pre clarificador	986	2,734.1	592.7	586.51
Clarificador de 90 m ³	694	2,734.1	592.7	412.81
Tanque de aceite centrifugado	277	2,734.1	592.7	164.77
Secador	38	2,734.1	592.7	22.6
Agua caliente para la prensa	2348	2,734.1	592.7	1,396.67
Tanque de agua blanda	2271	2,734.1	592.7	1,350.87
Tanque de agua caliente para caldero	797	2,734.1	592.7	474.08
Total	12612			7,502.04

Fuente: Elaboración propia

Se tiene una máxima demanda térmica igual a:

$$V = 7,502.04 \text{ kW} = 7.5 \text{ MW}$$

4.2 CONSIDERACIONES PARA EL SISTEMA DE COGENERACION CON TURBINAS DE VAPOR.

4.2.1 REFERENTE A LA POTENCIA TERMICA SUMINISTRADA:

Se determina el valor de la fracción de biomasa utilizada como combustible en la actual generación de vapor, en este caso se utiliza la fibra de palma como combustible, y se hace uso de la ecuación 5 para una presión manométrica de generación actual del caldero de 70 psi (4.76 bar).

Dónde:

$$\dot{m}_v = 12,612 \text{ kg/h} = 3.503 \text{ kg/s}$$

Los valores de entalpia específica a la presión absoluta de 5.76 bar son los siguientes:

$$h_2 = 2,753.7 \text{ kJ/kg. Vapor saturado a 5.76 bar}$$

$$h_f = 411.3 \text{ kJ/kg Liquido comprimido impulsado por bomba de agua hacia el caldero a 10 bar de presión y 98 °C.}$$

$$\dot{m}_c = \text{Flujo másico del combustible}$$

$$P_{ci} = 18.4 \text{ MJ/kg}$$

Para una eficiencia del caldero de 85 % , el cual se encuentra operando con una sobrecarga de vapor debido al incremento de demanda térmica.

$$85 \% = \frac{12,612 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * \frac{(2,753.7 - 411.3)\text{kJ}}{\text{kg}}}{\dot{m}_c * 18,400 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} * 100\%$$

$$\dot{m}_c = 1,888 \frac{\text{kg}}{\text{h}} = 1.8 \frac{\text{Ton}}{\text{h}}$$

La biomasa disponible es igual 4.55 Ton/h. por lo tanto se tiene un aprovechamiento de la biomasa disponible igual a:

$$\text{Fraccion de biomasa utilizada} = \frac{1.888}{4.55} * 100 \% = 41.5 \%$$

Según el cálculo realizado se cuenta con una disponibilidad adicional de biomasa de 59.5 %. El cual garantiza la instalación de un generador de vapor acuotubular de mayor capacidad para generar vapor sobrecalentado para la planta de cogeneración a dimensionar.

4.2.2 MATRIZ DE SELECCIÓN DE TURBINA DE VAPOR A UTILIZAR: Seguidamente se presenta una matriz de comparación entre las tecnologías de cogeneración existentes:

Tabla N°8 Matriz de selección de tecnología de cogeneración

Factor/Tecnología	Turbina de vapor de contrapresión	Turbina de vapor de condensación	Turbina de gas	Motor de combustión interna
Países con antecedentes de aplicar cogeneración en la industria de palma de aceite	Colombia, Ecuador, Brasil, Indonesia	---	---	---
Versatilidad del combustible (fibra)	Combustión directa en calderas	Combustión directa en calderas	Requiere de un biodigestor para generación de biogás antes de ingresar a la cámara de combustión	Requiere de un biodigestor para generación de biogás antes de ingresar al MCI con ciclo OTTO
Servicios auxiliares: Requerimiento de agua	No requiere de torre de enfriamiento ya que no utiliza condensador de vacío	Requiere torre de enfriamiento y circuito de agua para condensador de vacío	No requiere de torre de enfriamiento ya que no utiliza condensador de vacío	Requiere de torre de enfriamiento para sistema de enfriamiento del MCI.
Potencia térmica útil disponible para planta	Alto valor de potencia térmica disponible, debido a que el vapor saturado se extrae de la TV luego de la generación de potencia	Alto valor de potencia térmica disponible, debido a que el vapor saturado se extrae de la TV, en extracciones intermedias afectando a la generación de potencia	Alto valor de potencia térmica disponible, debido a que el vapor saturado se obtiene en proceso siguiente luego de que la TG ha generado potencia	Baja potencia térmica disponible a planta en función del tamaño del MCI
Requerimiento de Caldero o generador de vapor saturado	No requiere de un caldero adicional para la generación de vapor saturado	No requiere de un caldero adicional para la generación de vapor saturado	Requiere de un generador de vapor recuperador de calor para la generación de vapor saturado	Requiere de un generador de vapor recuperador de calor para la generación de vapor saturado
Adaptabilidad del sistema actual	Requiere Generador de Vapor acuotubular y turbina de vapor nuevos	Requiere Generador de Vapor acuotubular, turbina de vapor, condensador de vacío y torre de enfriamiento nuevos	Requiere instalación de CT del tipo Joule Brayton Simple abierta total y GVRC	Requiere instalación de generación de potencia con GE, biodigestor, servicios auxiliares y GVRC
Decisión	Alternativa seleccionada	No	No	No

Fuente: Elaboración propia

4.3 CALCULO DEL SISTEMA DE COGENERACION.

4.3.1 SISTEMA DE COGENERACION EN FUNCION A COBERTURA DE MAXIMA DEMANDA TERMICA.

Consideraciones de cálculo:

Referente a la potencia térmica útil $V = 7.5 \text{ MW}$ (se mantiene constante por ser el valor requerido en planta)

Presión de salida de la turbina de vapor de contrapresión igual a 3 Bar, el cual es una presión cercana a la presión de servicio en los equipos consumidores de calor el cual es igual a 2.7 Bar (40 psi)

En la turbina de vapor de contrapresión el vapor a 3 Bar de presión se extrae en condición de vapor saturado, así mismo su operación está limitada por la eficiencia máxima de una turbina de vapor la cual tecnológicamente es igual a 90 %.

El generador eléctrico tiene una eficiencia máxima de 90 %,

El Rendimiento térmico del generador de vapor es 85 %.

El agua entrante al generador de vapor se encuentra a la temperatura de 100 °C y a la presión de servicio del caldero.

Para el generador de vapor debido a su capacidad de 12,612 kg/h de vapor sobrecalentado, sus características están limitadas hasta presiones de 50 Bar y 480 °C, los cuales son valores comerciales para hasta capacidades de 30,000 kg/h.

Se cuenta con biomasa disponible de 4.55 Ton/h con un poder calorífico de 18,400 kJ/kg.

a. Caracterización de la turbina de vapor.

Presión ingreso = 20 Bar

Temperatura de ingreso = 331 °C

De tablas de vapor se obtiene los valores del vapor sobrecalentado:

$$h_2 = 3,096.1 \text{ kJ/kg}$$

$$s_2 = 6.890 \text{ kJ/kg } ^\circ\text{C}$$

Así mismo con el valor de s_1 y a una presión de 3 bar se obtiene una entalpia ideal de salida:

$$h_{3i} = 2,683.6 \text{ kJ/kg}$$

Del mismo modo a la presión de 3 bar se obtiene el valor de la entalpia de vapor saturado, el cual es la condición de salida de la turbina de vapor:

$$h_{3r} = 2,724.7 \text{ kJ/kg}$$

Seguidamente determinamos la eficiencia de la turbina de vapor

$$\eta_{TV} = \frac{3096.1 - 2,724.7}{3096.1 - 2,683.6} * 100 \% = 90 \%$$

Con estas condiciones de presión y temperatura del vapor sobrecalentado se cumple el criterio de selección de la turbina de vapor.

Seguidamente hallamos la Potencia generada por la turbina de vapor según la ecuación 6.

$$P_{TV} = 12,612 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * \frac{\text{h}}{3,600 \text{ s}} * (3096.1 - 2724.7) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 1,301 \text{ kW} = 1.301 \text{ MW}$$

b. Potencia efectiva generada.

Para la potencia de energía eléctrica generada P_{GE} se hace uso de la ecuación 7.

$$P_{GE} = 1.301 * 0.9 = 1.171 \text{ MW}$$

La fracción de cobertura de la demanda eléctrica es:

$$\text{Fraccion de cobertura de demanda electrica} = \frac{1.171}{1.204} * 100 \% = 97.3 \%$$

Se tiene un déficit de demanda eléctrica de:

$$\text{Deficit de demanda} = 1.024 - 1.171 = 0.033 \text{ MW}$$

Esta demanda deberá ser cubierta mediante un contrato de mercado regulado con la Empresa Electro Tocache.

c. Caracterización del generador de vapor.

Para la determinación del flujo masico de combustible utilizado se tiene el siguiente calculo.

Condiciones de salida del generador de vapor:

Presión salida de vapor sobrecalentado = 20 Bar

Temperatura de salida de vapor sobrecalentado = 331 °C

De tablas de vapor se obtiene los valores del vapor sobrecalentado:

$$h_2 = 3,096.1 \text{ kJ/kg}$$

Condiciones de entrada del líquido comprimido al generador de vapor

Presión ingreso = 20 Bar

Temperatura de ingreso = 100 °C

De tablas de vapor se obtiene los valores del vapor sobrecalentado:

$$h_1 = 420.5 \text{ kJ/kg}$$

El rendimiento de un caldero o generador de vapor se evalúa según la siguiente ecuación 5.

$$85 \% = \frac{12,612 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * (3,096.1 - 420.5)}{\dot{m}_c * 18,400 \text{ kJ/kg}} = 2,157.38 \text{ kg/h}$$

La fracción de biomasa disponible es igual 4.55 Ton/h. por lo tanto se tiene un aprovechamiento de la biomasa disponible igual a:

$$\text{Fraccion de biomasa utilizada} = \frac{2.157}{4.55} * 100 \% = 47.41 \%$$

$$\text{Rendimiento Global de Planta} = \frac{E + V}{Q} * 100\% = \frac{1.171 + 7.5}{11.0} * 100\% = 78.80 \%$$

Seguidamente se presenta el esquema de cálculo y la tabla de resultados para distintos valores de presión y temperatura para el vapor sobrecalentado.

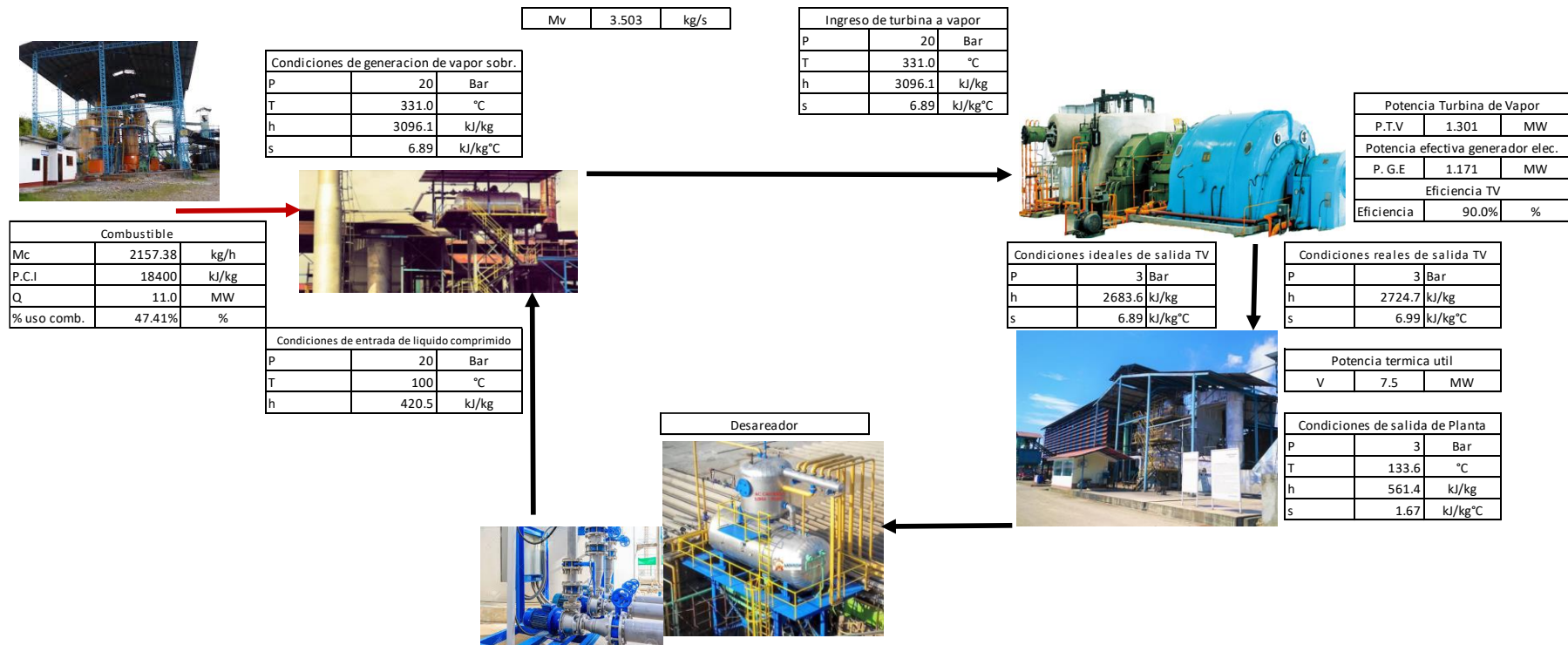


Figura N° 15 Esquema de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil
Fuente: Elaboración propia

Tabla N°9 Hoja de cálculo de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil

Presion salida TV	Potencia termica util (V)	Flujo masico de vapor	Entalpia salida TV		Calidad de vapor	Rendimiento TV	Potencia efectiva (E)	% cobertura demanda	Condiciones entrada TV			Ingreso agua GV	Rendimiento Caldero	Flujo combustible	% Biomasa utilizada
			Real	Ideal					Presion	Temperatura	Entalpia				
Bar	MW	kg/s	kJ/kg	kJ/kg	%	%	MW	%	Bar	°C	kJ/kg	kJ/kg	%	kg/h	%
3	7.5	3.503	2724.7	2508.4	90.00%	57.5%	0.923	76.7%	40	320.0	3017.5	422.0	85%	2092.80	46.00%
3	7.5	3.503	2724.7	2471.5	88.30%	47.3%	0.717	59.5%	40	300.0	2952.0	422.0	85%	2039.98	44.83%
3	7.5	3.503	2724.7	2566.8	92.70%	70.7%	1.201	99.8%	40	354.0	3105.8	422.0	85%	2163.99	47.56%
3	7.5	3.503	2724.7	2501.9	89.70%	53.3%	0.802	66.6%	35	300.0	2979.0	421.6	85%	2062.08	45.32%
3	7.5	3.503	2724.7	2540.8	91.50%	62.5%	0.968	80.4%	35	320.0	3031.8	421.6	85%	2104.65	46.26%
3	7.5	3.503	2724.7	2575.4	93.10%	70.5%	1.126	93.6%	35	340.0	3082.0	421.6	85%	2145.13	47.15%
3	7.5	3.503	2724.7	2586.3	93.90%	73.1%	1.188	98.7%	35	348.0	3101.6	421.6	85%	2160.93	47.49%
3	7.5	3.503	2724.7	2543.0	91.60%	59.8%	0.852	70.8%	30	300.0	2995.0	421.2	85%	2075.30	45.61%
3	7.5	3.503	2724.7	2577.6	93.20%	68.6%	1.011	84.0%	30	320.0	3045.4	421.2	85%	2115.94	46.50%
3	7.5	3.503	2724.7	2610.0	94.70%	76.3%	1.164	96.7%	30	340.0	3093.9	421.2	85%	2155.04	47.36%
3	7.5	3.503	2724.7	2618.7	95.10%	78.2%	1.201	99.8%	30	345.0	3105.7	421.2	85%	2164.56	47.57%
3	7.5	3.503	2724.7	2584.1	93.50%	67.0%	0.901	74.8%	25	300.0	3010.4	420.9	85%	2087.96	45.89%
3	7.5	3.503	2724.7	2618.7	95.10%	75.9%	1.053	87.4%	25	320.0	3058.6	420.9	85%	2126.82	46.74%
3	7.5	3.503	2724.7	2649.0	96.50%	83.4%	1.200	99.7%	25	340.0	3105.3	420.9	85%	2164.48	47.57%
3	7.5	3.503	2724.7	2631.7	95.70%	76.4%	0.947	78.6%	20	300.0	3025.0	420.5	85%	2100.05	46.16%
3	7.5	3.503	2724.7	2666.3	97.30%	85.6%	1.092	90.7%	20	320.0	3071.2	420.5	85%	2137.30	46.97%
3	7.5	3.503	2724.7	2683.6	98.10%	90.0%	1.171	97.3%	20	331.0	3096.1	420.5	85%	2157.38	47.41%
3	7.5	3.503	2724.7	2664.0	98.80%	81.6%	0.848	70.4%	15	280.0	2993.7	420.1	85%	2075.14	45.61%
3	7.5	3.503	2724.7	2690.1	98.40%	89.8%	0.963	79.9%	15	296.0	3030.0	420.1	85%	2104.41	46.25%
3	7.5	3.503	2724.7	2683.6	98.10%	87.7%	0.920	76.4%	15	290.0	3016.5	420.1	85%	2093.52	46.01%

Fuente: Elaboración propia

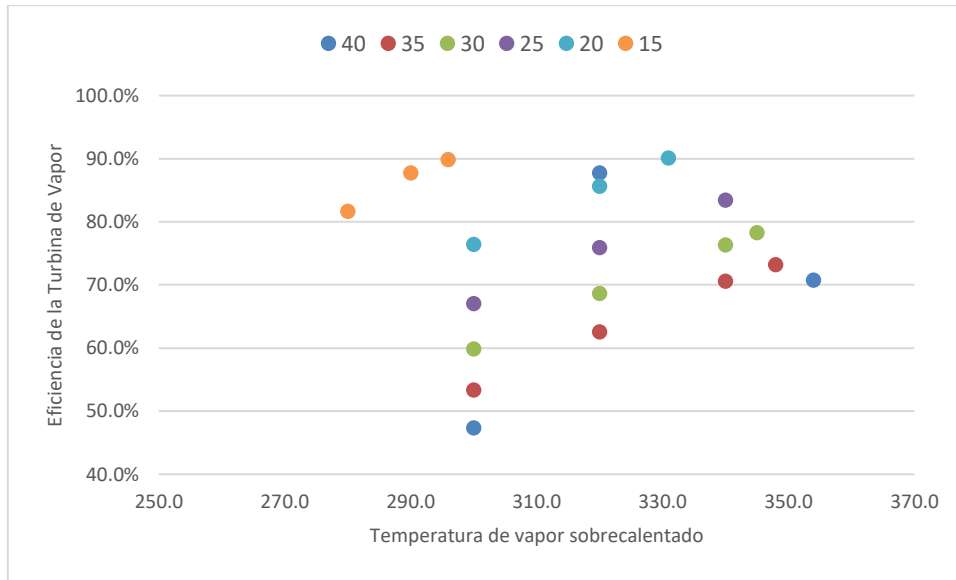


Figura N° 16 Diagrama de dispersión para soluciones de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil
Fuente: Elaboración propia

De la figura anterior se tienen los siguientes valores representativos que representan una solución al sistema de cogeneración con cobertura de 100 % de la demanda térmica útil, restringido por la eficiencia de la turbina de vapor.

Tabla N°10 Soluciones para cogeneración con cobertura de 100 % de demanda térmica

<p>Solución 1</p> <p>Vapor sobrecalentado a 20 bar y 331 °C.</p> <p>Potencia Eléctrica generada 1.171 MW</p> <p>Eficiencia de la turbina de vapor 90 %.</p>	<p>Solución 2</p> <p>Vapor sobrecalentado a 15 bar y 296 °C.</p> <p>Potencia Eléctrica generada 0.963 MW</p> <p>Eficiencia de la turbina de vapor 89.8 %.</p>
<p>Solución 3</p> <p>Vapor sobrecalentado a 15 bar y 290 °C.</p> <p>Potencia Eléctrica generada 0.92 MW</p> <p>Eficiencia de la turbina de vapor 87.7 %.</p>	<p>Solución 4</p> <p>Vapor sobrecalentado a 40 bar y 320 °C.</p> <p>Potencia Eléctrica generada 0.923 MW</p> <p>Eficiencia de la turbina de vapor 87.7 %.</p>

Fuente: Elaboración propia

4.3.2 SISTEMA DE COGENERACION EN FUNCION A COBERTURA DE MAXIMA DEMANDA TERMICA Y MAXIMA DEMANDA ELECTRICA.

Consideraciones de cálculo: Similares al ítem 4.3.1.

Se considera la cobertura de la potencia térmica útil $V = 7.5$ MW (se mantiene constante por ser el valor requerido en planta) y la máxima demanda eléctrica de 1.204 MW de manera simultánea.

a. Caracterización de la turbina de vapor.

Presión ingreso = 21 Bar

Temperatura de ingreso = 336.7 °C

De tablas de vapor se obtiene los valores del vapor sobrecalentado:

$$h_2 = 3,106.5 \text{ kJ/kg}$$

$$s_2 = 6.866 \text{ kJ/kg } ^\circ\text{C}$$

Así mismo con el valor de s_1 y a una presión de 3 bar se obtiene una entalpia ideal de salida:

$$h_{3i} = 2,683.6 \text{ kJ/kg}$$

Del mismo modo a la presión de 3 bar se obtiene el valor de la entalpia de vapor saturado, el cual es la condición de salida de la turbina de vapor:

$$h_{3r} = 2,681.1 \text{ kJ/kg}$$

Seguidamente determinamos la eficiencia de la turbina de vapor

$$\eta_{TV} = \frac{3,106.5 - 2,724.7}{3,106.5 - 2,681.1} * 100 \% = 89.8 \%$$

Con estas condiciones de presión y temperatura del vapor sobrecalentado se cumple el criterio de selección de la turbina de vapor.

Seguidamente hallamos la Potencia generada por la turbina de vapor según la ecuación

6.

$$P_{TV} = 12,612 \frac{kg}{h} * \frac{h}{3,600 s} * (3,106.5 - 2724.7) \frac{kJ}{kg} = 1,337 kW = 1.337 MW$$

a. Potencia efectiva generada.

Para la potencia de energía eléctrica generada P_{GE} se hace uso de la ecuación 7.

$$P_{GE} = 1.301 * 0.9 = 1.204 \text{ MW}$$

La fracción de cobertura de la demanda eléctrica es:

$$\text{Fraccion de cobertura de demanda electrica} = \frac{1.204}{1.204} * 100 \% = 100 \%$$

b. Caracterización del generador de vapor.

Para la determinación del flujo masico de combustible utilizado se tuene el siguiente calculo.

Condiciones de salida del generador de vapor:

Presión salida del vapor sobrecalentado = 21 Bar

Temperatura de salida del vapor sobrecalentado = 336.7 °C

De tablas de vapor se obtiene los valores del vapor sobrecalentado:

$h_2 = 3,106.5 \text{ kJ/kg}$

Condiciones de entrada del líquido comprimido al generador de vapor

Presión ingreso = 21 Bar

Temperatura de ingreso = 100 °C

De tablas de vapor se obtiene los valores del vapor sobrecalentado:

$h_1 = 420.6 \text{ kJ/kg}$

El rendimiento de un caldero o generador de vapor se evalúa según la siguiente ecuación 5.

$$85 \% = \frac{12,612 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * (3,106.5 - 420.6)}{\dot{m}_c * 18,400 \text{ kJ/kg}} = 2,165.69 \text{ kg/h}$$

La fracción de biomasa disponible es igual 4.55 Ton/h. por lo tanto se tiene un aprovechamiento de la biomasa disponible igual a:

$$\text{Fraccion de biomasa utilizada} = \frac{2.165}{4.55} * 100 \% = 47.60 \%$$

En la siguiente figura se presenta el comportamiento de las soluciones de la planta de cogeneración referida a la presión y temperatura del vapor sobrecalentado limitado por el rendimiento de la turbina de vapor, el cual es 90 %.

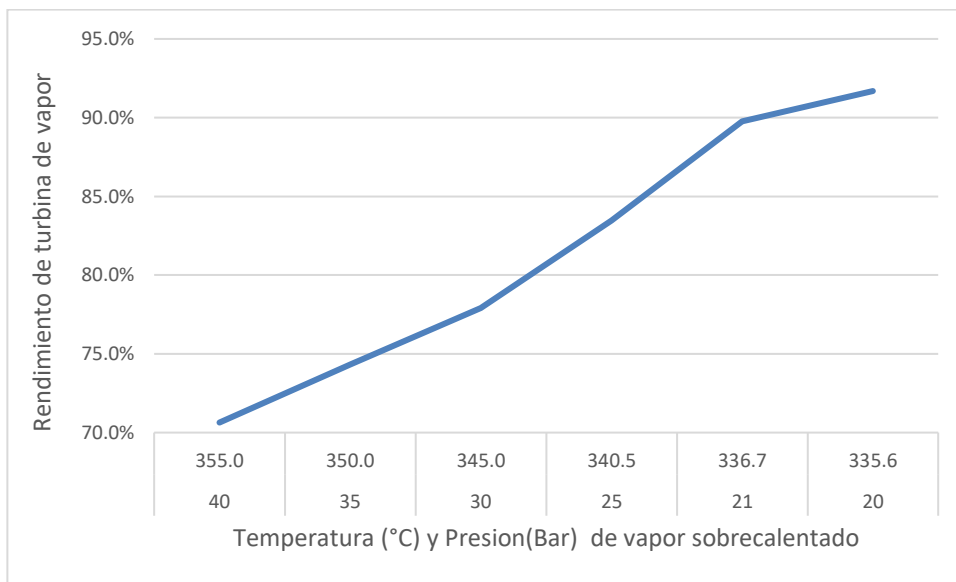


Figura N° 17 Comportamiento de condiciones de vapor sobrecalentado y rendimiento de turbina de vapor para soluciones de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil y 100 % de demanda eléctrica
Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se presenta el esquema de cálculo y la tabla de resultados para distintos valores de presión y temperatura para el vapor sobrecalentado para la cobertura del 100 % de la demanda térmica y 100 % de la demanda eléctrica.

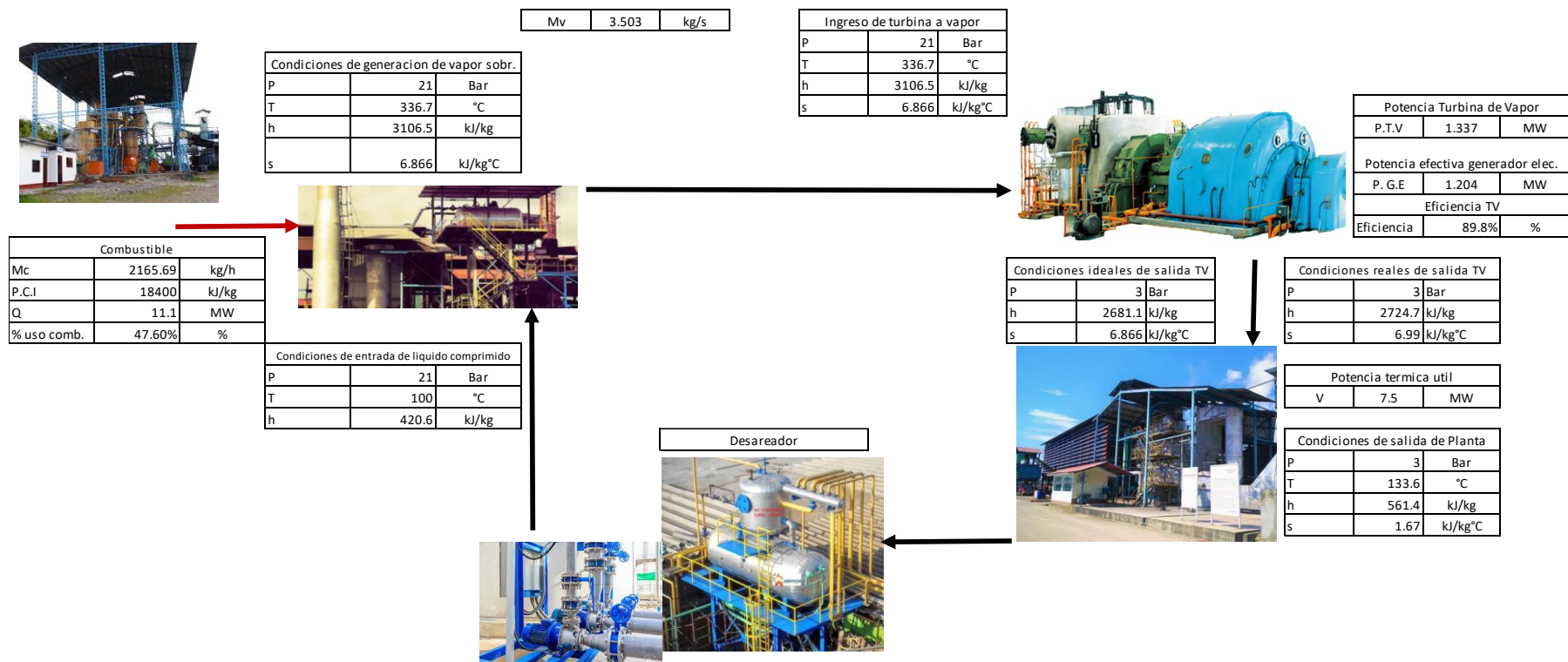


Figura N° 18 Esquema de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil y 100 % de demanda eléctrica
Fuente: Elaboración propia

Tabla N°11 Hoja de cálculo de cogeneración con cobertura de 100% de demanda térmica útil y 100 % de la demanda eléctrica

Presion salida TV	Potencia termica util (V)	Flujo masico de vapor	Entalpia salida TV		Calidad de vapor	Rendimiento TV	Potencia efectiva (E)	Condiciones entrada TV			Ingreso agua GV	Rendimiento Caldero	Flujo combustible	% Biomasa utilizada
			Real	Ideal				Presion	Temperatura	Entalpia				
Bar	MW	kg/s	kJ/kg	kJ/kg	%	%	MW	Bar	°C	kJ/kg	kJ/kg	%	kg/h	%
3	7.5	3.503	2724.7	2566.0	92.80%	70.6%	1.204	40	355.0	3106.5	422.0	85%	2164.56	47.57%
3	7.5	3.503	2724.7	2592.7	93.90%	74.3%	1.204	35	350.0	3106.5	421.6	85%	2164.88	47.58%
3	7.5	3.503	2724.7	2616.5	95.10%	77.9%	1.204	30	345.0	3106.5	421.2	85%	2165.20	47.59%
3	7.5	3.503	2724.7	2649.0	96.50%	83.5%	1.204	25	340.5	3106.5	420.9	85%	2165.45	47.59%
3	7.5	3.503	2724.7	2681.1	98.10%	89.8%	1.204	21	336.7	3106.5	420.6	85%	2165.69	47.60%
3	7.5	3.503	2724.7	2690.1	98.40%	91.7%	1.204	20	335.6	3106.5	420.5	85%	2165.77	47.60%

Fuente: Elaboración propia

Del mismo modo el valor del Rendimiento de planta es igual a:

$$\text{Rendimiento Global de Planta} = \frac{E + V}{Q} * 100\% = \frac{1.204 + 7.5}{11.1} * 100\% = 78.4 \%$$

De la figura anterior se tienen los siguientes valores representativos que representan una solución al sistema de cogeneración con cobertura de 100 % de la demanda térmica útil y 100 % de la demanda eléctrica, restringido por la eficiencia de la turbina de vapor.

Tabla N°12 Soluciones para cogeneración con cobertura de 100 % de demanda térmica y 100% de la demanda eléctrica

Solución 1
Vapor sobrecalentado a 21 bar y 336.7 °C.
Potencia Eléctrica generada 1.204 MW
Potencia térmica útil = 7.5 MW
Eficiencia de la turbina de vapor 90 %.

Fuente: Elaboración propia

4.3.3 SISTEMA DE COGENERACION CON EXCEDENTES DE ENERGIA.

Consideraciones de cálculo: Similares al ítem 4.3.1.

Se considera la cobertura de la potencia térmica útil $V = 7.5$ MW (se mantiene constante por ser el valor requerido en planta) y la máxima demanda eléctrica de 1.204 MW de manera simultánea, con lo cual se dimensiona una planta de cogeneración que produzca un valor superior a 1.204 MW , con la finalidad de inyectar los excedentes de energía eléctrica a la red eléctrica externa restringido por el Artículo N° 4 del Reglamento de Cogeneración del Perú, para centrales de cogeneración con biomasa, según el siguiente valor:

$$\text{REE para calificar} \geq 0.27$$

- a. Caracterización de la turbina de vapor.

Presión ingreso = 60 Bar

Temperatura de ingreso = 477 °C

De tablas de vapor se obtiene los valores del vapor sobrecalentado:

$$h_2 = 3,367.9 \text{ kJ/kg}$$

$$s_2 = 6.810 \text{ kJ/kg } ^\circ\text{C}$$

Así mismo con el valor de s_1 y a una presión de 3 bar se obtiene una entalpia ideal de salida:

$$h_{3i} = 2,683.6 \text{ kJ/kg}$$

Del mismo modo a la presión de 3 bar se obtiene el valor de la entalpia de vapor saturado, el cual es la condición de salida de la turbina de vapor:

$$h_{3r} = 2,653.0 \text{ kJ/kg}$$

Seguidamente determinamos la eficiencia de la turbina de vapor

$$\eta_{TV} = \frac{3,367.9 - 2,724.7}{3,367.9 - 2,653.0} * 100 \% = 90 \%$$

Con estas condiciones de presión y temperatura del vapor sobrecalentado se cumple el criterio de selección de la turbina de vapor.

Seguidamente hallamos la Potencia generada por la turbina de vapor según la ecuación 6.

$$P_{TV} = 12,612 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * \frac{\text{h}}{3,600 \text{ s}} * (3,367.9 - 2724.7) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = \text{kW} = 2.253 \text{ MW}$$

c. Potencia efectiva generada.

Para la potencia de energía eléctrica generada P_{GE} se hace uso de la ecuación 7.

$$P_{GE} = 2.253 * 0.9 = 2.028 \text{ MW}$$

El excedente de demanda es igual a:

$$\text{Excedente de Demanda} = 2.028 - 1.204 = 0.824 \text{ MW}$$

d. Caracterización del generador de vapor.

Para la determinación del flujo masico de combustible utilizado se tuene el siguiente calculo.

Condiciones de salida del generador de vapor:

Presión servicio = 60 Bar

Temperatura de salida = 477 °C

De tablas de vapor se obtiene los valores del vapor sobrecalentado:

$$h_2 = 3,367.9 \text{ kJ/kg}$$

Condiciones de entrada del líquido comprimido al generador de vapor

Presión ingreso = 60 Bar

Temperatura de ingreso = 100 °C

De tablas de vapor se obtiene los valores del vapor sobrecalentado:

$$h_1 = 423.5 \text{ kJ/kg}$$

La determinación del flujo masico de la biomasa utilizada como combustible se evalúa según la siguiente ecuación 5.

$$85 \% = \frac{12,612 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * (3,367.9 - 423.5)}{m_c * 18,400 \text{ kJ/kg}} = 2,374.12 \text{ kg/h}$$

La fracción de biomasa disponible es igual 4.55 Ton/h. por lo tanto se tiene un aprovechamiento de la biomasa disponible igual a:

$$\text{Fraccion de biomasa utilizada} = \frac{2.374}{4.55} * 100 \% = 52.18 \%$$

e. Criterios de calificación:

Se tienen los siguientes criterios para la calificación:

E = 2.028 MW

V = 7.5 MW

Para hallar el valor de Q (Potencia térmica suministrada) se tiene el siguiente calculo:

$$Q = m_c * PCI$$

$$Q = 2374.12 \frac{kg}{h} * \frac{h}{3,600 s} * 18,400 \frac{kJ}{kg} * \frac{1 MJ}{1,000 kJ} = 12.1 MW$$

Seguidamente se determino el valor del rendimiento eléctrico efectivo:

$$REE = \frac{2.028}{12.1 - \frac{7.5}{0.9}} = 0.53$$

REE para calificar = $0.53 \geq 0.27$ Si cumple con las condiciones de calificacion

Aunque el criterio de turbina de contrapresión no aplica para la biomasa, se presenta también el valor de la relación de cogeneración, en el cual el valor debe ser mayor o igual a 0.15.

$$C = \frac{E}{V} = \frac{2.028 MW}{7.5 MW} = 0.27 \geq 0.15$$

También cumple el valor de la relación de cogeneración para los criterios de calificación de la cogeneración:

Se determina del mismo modo el valor del Rendimiento global de planta;

$$Rendimiento Global de Planta = \frac{E + V}{Q} * 100\% = \frac{2.028 + 7.5}{12.1} * 100\% = 78.74 \%$$

Seguidamente se presenta el esquema de cálculo y la tabla de resultados para distintos valores de presión y temperatura para el vapor sobrecalentado para la cobertura del 100 % de la demanda térmica y 100 % de la demanda eléctrica con excedentes para calificación de la cogeneración.

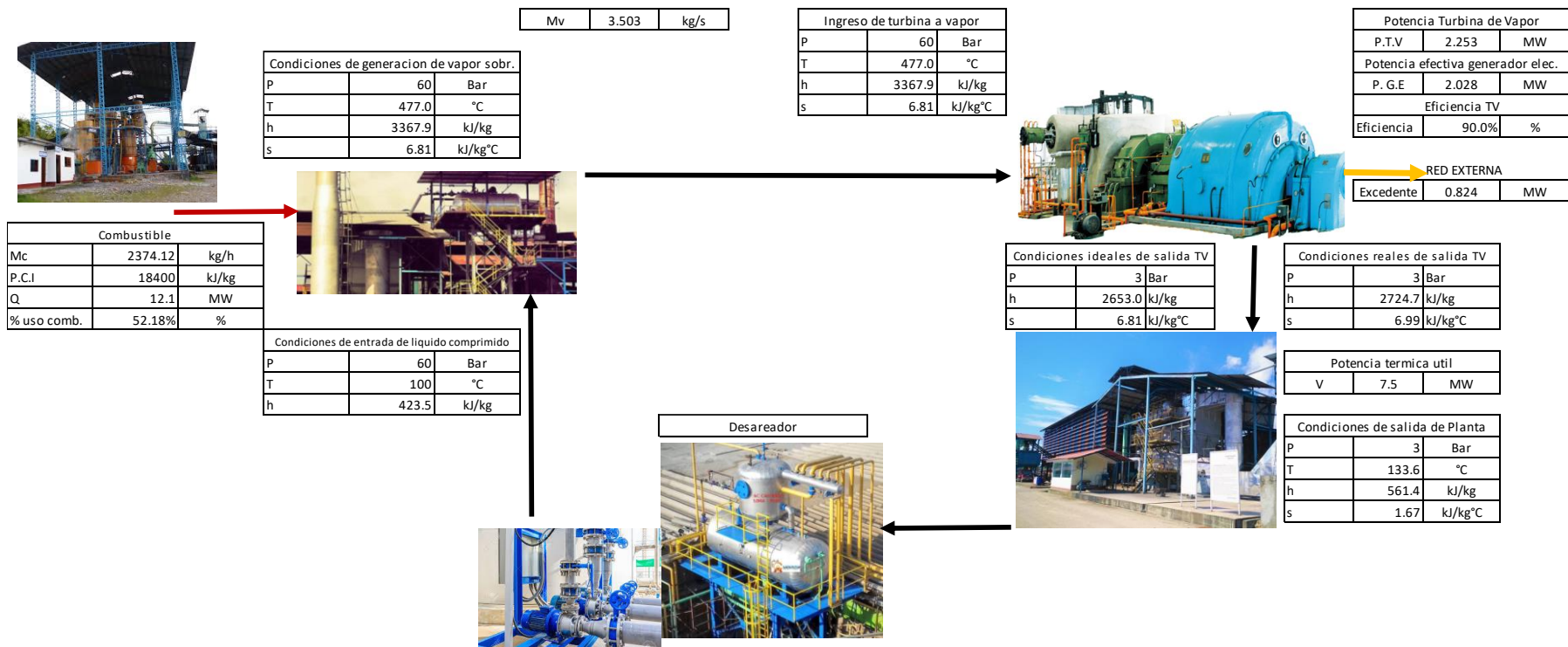


Figura N° 19 Esquema de cogeneración calificada con cobertura de 100% de demanda térmica útil, 100 % de demanda eléctrica

Fuente: Elaboración propia

Tabla N°13 Hoja de cálculo de cogeneración calificada con cobertura de 100% de demanda térmica útil y 100 % de la demanda eléctrica

Presion salida TV	Potencia termica util (V)	Flujo masico de vapor	Entalpia salida TV		Calidad de vapor	Rendimiento TV	Potencia efectiva (E)	Excedente demanda electrica	Condiciones entrada TV			Ingreso agua GV	Rendimiento Caldero	Flujo combustible	% Biomasa utilizada	Excedente de Potencia	Rendimiento Electrico efectivo
			Real	Ideal					Presion	Temperatura	Entalpia						
Bar	MW	kg/s	kJ/kg	kJ/kg	%	%	MW	MW	Bar	°C	kJ/kg	kJ/kg	%	kg/h	%	MW	
3	7.5	3.503	2724.7	2575.4	93.10%	72.6%	1.246	0.042	40	360.0	3119.9	422.0	85%	2175.36	47.81%	0.04	0.45
3	7.5	3.503	2724.7	2607.9	94.60%	79.2%	1.399	0.195	40	380.0	3168.4	422.0	85%	2214.47	48.67%	0.19	0.47
3	7.5	3.503	2724.7	2636.0	95.90%	84.7%	1.548	0.344	40	400.0	3215.7	422.0	85%	2252.61	49.51%	0.34	0.49
3	7.5	3.503	2724.7	2664.1	97.20%	89.9%	1.695	0.491	40	420.0	3262.3	422.0	85%	2290.18	50.33%	0.49	0.50
3	7.5	3.503	2724.7	2547.3	91.80%	68.4%	1.211	0.007	45	380.0	3108.9	422.4	85%	2166.17	47.61%	0.01	0.44
3	7.5	3.503	2724.7	2610.0	94.70%	80.8%	1.521	0.317	45	400.0	3207.1	422.4	85%	2245.35	49.35%	0.32	0.48
3	7.5	3.503	2724.7	2636.0	95.90%	85.7%	1.670	0.466	45	420.0	3254.5	422.4	85%	2283.57	50.19%	0.47	0.50
3	7.5	3.503	2724.7	2666.3	97.30%	90.8%	1.818	0.614	45	440.0	3301.2	422.4	85%	2321.23	51.02%	0.61	0.51
3	7.5	3.503	2724.7	2607.9	94.60%	77.7%	1.280	0.076	35	360.0	3130.6	421.6	85%	2184.31	48.01%	0.08	0.45
3	7.5	3.503	2724.7	2638.2	96.00%	84.0%	1.428	0.224	35	380.0	3177.8	421.6	85%	2222.37	48.84%	0.22	0.47
3	7.5	3.503	2724.7	2664.1	97.20%	89.2%	1.575	0.371	35	400.0	3224.2	421.6	85%	2259.78	49.67%	0.37	0.49
3	7.5	3.503	2724.7	2614.4	94.90%	82.6%	1.645	0.441	50	420.0	3246.6	422.7	85%	2276.96	50.04%	0.44	0.50
3	7.5	3.503	2724.7	2638.2	96.00%	86.8%	1.795	0.591	50	440.0	3294.0	422.7	85%	2315.18	50.88%	0.59	0.51
3	7.5	3.503	2724.7	2658.0	97.00%	90.0%	1.891	0.687	50	455.0	3324.6	422.7	85%	2339.85	51.43%	0.69	0.52
3	7.5	3.503	2724.7	2590.6	93.80%	79.3%	1.620	0.416	55	420.0	3238.5	423.1	85%	2270.11	49.89%	0.42	0.50
3	7.5	3.503	2724.7	2620.9	95.20%	84.4%	1.772	0.568	55	440.0	3286.7	423.1	85%	2308.97	50.75%	0.57	0.51
3	7.5	3.503	2724.7	2649.0	96.50%	89.0%	1.922	0.718	55	460.0	3334.2	423.1	85%	2347.27	51.59%	0.72	0.52
3	7.5	3.503	2724.7	2655.0	96.90%	90.0%	1.968	0.764	55	467.0	3349.0	423.1	85%	2359.20	51.85%	0.76	0.53
3	7.5	3.503	2724.7	2573.3	93.00%	77.0%	1.594	0.390	60	420.0	3230.3	423.5	85%	2263.17	49.74%	0.39	0.49
3	7.5	3.503	2724.7	2601.4	94.30%	81.8%	1.748	0.544	60	440.0	3279.3	423.5	85%	2302.68	50.61%	0.54	0.51
3	7.5	3.503	2724.7	2629.5	95.60%	86.4%	1.900	0.696	60	460.0	3327.4	423.5	85%	2341.46	51.46%	0.70	0.52
3	7.5	3.503	2724.7	2653.0	96.60%	90.0%	2.028	0.824	60	477.0	3367.9	423.5	85%	2374.12	52.18%	0.82	0.53

Fuente: Elaboración propia

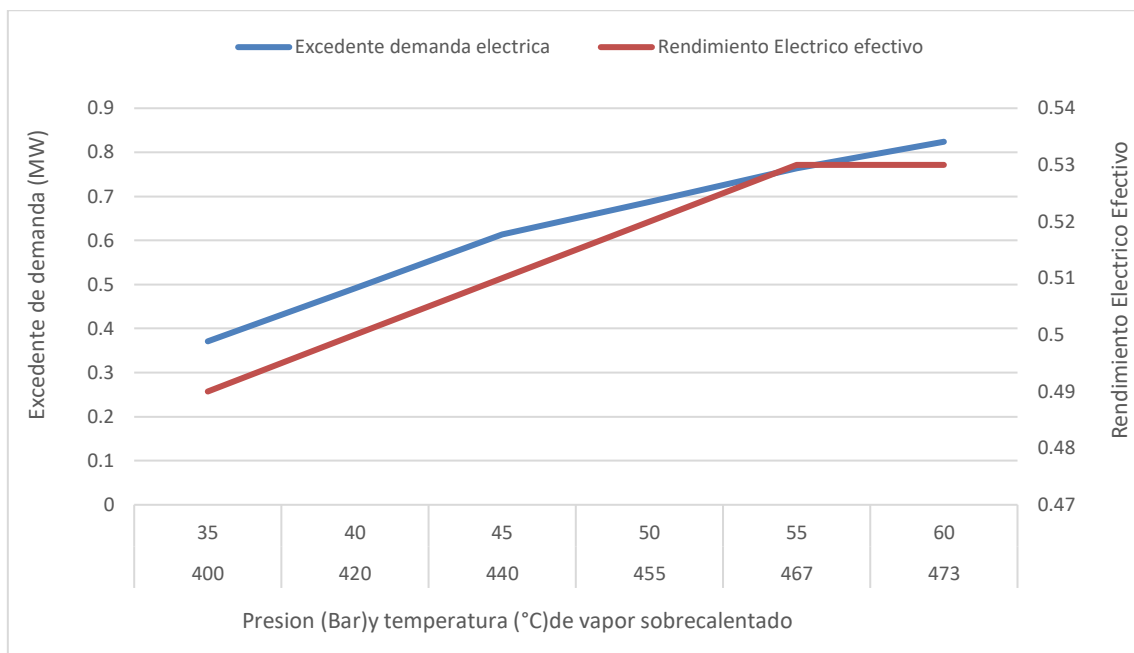


Figura N° 20 Comportamiento de condiciones de vapor sobrecalentado y Excedente de demanda eléctrica y rendimiento eléctrico efectivo
Fuente: Elaboración propia

En la figura anterior se presenta el comportamiento del excedente de la demanda eléctrica, la cual se incrementa a medida que la presión y temperatura de vapor sobrecalentado se incrementan. Los valores termodinámicos del vapor sobrecalentado quedan restringidos por los valores comerciales de la capacidad de generación de las calderas acuotubulares de biomasa, las cuales son hasta 24 Ton/h de vapor sobrecalentado a una presión de 60 Bar. A partir de valores de presión mayor las capacidades de generación de vapor se incrementan a más de 50 Ton/h (solo se requiere 12.612 Ton/h de vapor sobrecalentado). Del mismo modo los excedentes de demanda eléctrica se reducen a medida que se reduce las condiciones de presión y temperatura del vapor sobrecalentado.

Del mismo modo se presenta el comportamiento del Rendimiento Eléctrico Efectivo, el cual se incrementa a medida que se incrementa tanto la temperatura y presión de vapor sobrecalentado. La figura anterior solo presenta las soluciones reales para las presiones de sobrecalentamiento de 35,40,45, 50, 55 y 60 bar de

presión, en las cuales según el valor de la temperatura de sobrecalentamiento se tenga un rendimiento de la turbina de vapor de 90 %.

4.4 EVALUACION ECONOMICA.

4.4.1 RENTABILIDAD DE LA COGENERACION.

a. Condiciones actuales de compra de energía eléctrica.

La compra de energía eléctrica se realiza a la empresa Electro Tocache S.A en la tarifa MT4 calificación en punta, sector típico 3. Para lo cual se considera:

Horas de operación día: 20 horas/día

Días a la semana: 6 días/semana.

Calificación en punta.

No se cuenta con energía reactiva inductiva a penalizar (F.P mayor a 0.956)

Los precios de energía y potencia son tomados de febrero 2021 de la zona de concesión de distribución de la empresa Electro Tocache S.A. (Fuente: página web de OSINERGMIN)

Tabla N°14 Facturación media mensual

Lecturas medias mensual por energía eléctrica				
Cargo	Simbología	Valor	Unidad	
Energía Activa Total	EAT	303408	kWh	
Máxima demanda	MD	1204	kW	
Horas de Operación	HO	360	Horas	
Facturación media mensual de energía eléctrica				
Cargo	Valor	Unidad	Costo Unitario	Subtotal
EAT	303408	kWh	0.2887	87593.89
PAG HFP	1204	kW	76.34	91913.36
PADHFP	1204	kW	35.24	42428.96
Subtotal mes (S/)				221936.21
Total, IGV mes (S/)				261884.73
PAG HFP = Potencia Activa de generación en horas punta PAD HP = Potencia activa de distribución en horas punta				
Se han considerado la Potencia Activa de Generación y la Potencia Activa de distribución en calificación horas fuera de punta				
Facturación total al año(S/)		3142616.73		

Fuente: Elaboración propia

Se considera así mismo que el precio de combustible es cero, debido a que la biomasa es un subproducto del proceso productivo.

b. Condiciones de venta de energía eléctrica.

Se toma en cuenta 360 horas de operación de manera similar a la condición anterior. La máxima demanda es igual a 0.824 kW, la cual es inyectada a la red de distribución de la Empresa Electro Tocache, el cual es un sistema de distribución eléctrica aislado. Para el cálculo de la energía se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

EAT 1, obtenida del producto de la demanda (824 kW) excedente por 360 horas/mes.

EAT2, obtenida de la diferencia de energía activa entre:

$$EAT2 = (1204 * 360) - 303,408 = 130,032 \text{ kWh}$$

Tabla N° 15 Venta media mensual de excedentes de energía eléctrica

Lecturas medias mensual por energía eléctrica				
Cargo	Simbología	Valor	Unidad	
Energía Activa Total	EAT	296640	kWh	
Máxima demanda	MD	824	kW	
Horas de Operación	HO	360	Horas	
Precio medio EAT	PMEAT	0.2887	S/. /kWh	
Facturación por venta promedio mensual de energía eléctrica				
Cargo	Valor	Unidad	Costo Unitario	Subtotal
EAT 2	130032	kWh	0.2887	37540.24
EAT 1	296640	kWh	0.2887	85639.97
Subtotal mes (S/)				123180.21
Total, IGV mes (S/)				145352.64
No existe aún procedimiento en el Perú, para el proceso de transferencia económica para una planta de cogeneración en un sistema aislado, por lo cual se considera el precio de venta con un valor similar al precio de comercialización en tarifa MT4				
EAT 1 está relacionada a la energía suministrada por el producto de la máxima demanda inyectada a red (824 kW) por el número horas mes (360 horas)				
EAT 2 está referida a la energía no consumida en planta durante su operación asociada a la demanda de 1,204 kW.				
Facturación total al año(S/)		1744231.72		

Fuente: Elaboración propia.

c. Resultados Comerciales de la cogeneración calificada.

Egresos anuales por compra de Energía eléctrica: S/. 3'142,216.73

Ventas anuales por venta de Energía eléctrica: S/. 1'744,231.72

Ahorro anual por dejar de comprar a la red externa anual: 3'142,216.73

$$\text{Ganancia anual media} = 1'774,231.72 \text{ Soles}$$

4.4.2 RENTABILIDAD DE LA INVERSION.

Según lo estipulado en el artículo 126 de la ley de concesiones eléctricas para evaluar instalaciones de generación referentes al sector eléctrico, en la cual se encuentran comprendidos las instalaciones de cogeneración, se tienen los siguientes indicadores de cálculo:

Tasa de interés de mercado: 12 %

Vida útil del equipo de generación, que incluye las instalaciones electromecánicas: 20 años.

El monto de la Inversión será determinado considerando:

El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que les sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS)

El costo de instalación y conexión al sistema.

Teniendo en cuenta una inversión igual a U\$ 3'400,000.00 = S/. 12'396,400.00

Tasa cambiaria del dólar según la SBS para febrero 2021 igual a S/ 3.646 por 1 U\$.

Para la operación y mantenimiento se toma en cuenta el valor de 2.32 U\$/MWh , el cual es igual al costo variable no combustible de una central termoeléctrica con turbina de vapor en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Por lo tanto, el costo de operación y mantenimiento es igual a:

$$\text{Costo}_{OP+MAN} = \frac{2.32 \frac{U\$}{MWh} * \frac{3.646 \text{ Soles}}{U\$}}{1000 \frac{kWh}{MWh}} * 360 * 12 = 76,342 \text{ S/}$$

Tabla N°16 Rentabilidad de la Inversión

ANALISIS ECONOMICO				
	Ingresos			
	Venta de Energía	1744231.72		
	Egresos			
	OM	67080		
	Inversión (S/.)	12396400		
Periodo	INVERSION	EGRESOS	INGRESOS	SALDO
0	12396400			-12396400.00
1		67080	1744231.72	1677151.72
2		67080	1744231.72	1677151.72
3		67080	1744231.72	1677151.72
4		67080	1744231.72	1677151.72
5		67080	1744231.72	1677151.72
6		67080	1744231.72	1677151.72
7		67080	1744231.72	1677151.72
8		67080	1744231.72	1677151.72
9		67080	1744231.72	1677151.72
10		67080	1744231.72	1677151.72
11		67080	1744231.72	1677151.72
12		67080	1744231.72	1677151.72
13		67080	1744231.72	1677151.72
14		67080	1744231.72	1677151.72
15		67080	1744231.72	1677151.72
16		67080	1744231.72	1677151.72
17		67080	1744231.72	1677151.72
18		67080	1744231.72	1677151.72
19		67080	1744231.72	1677151.72
20		67080	1744231.72	1677151.72
VAN (S/.)	11,379,984.27			
TIR	12.17%			

Fuente: Elaboración propia

Del mismo se determina el periodo de retorno de la inversión con las ventas de energía realizadas.

$$PAY\ BACK = \frac{12'396,400\ Soles}{1'677,151.72\ Soles/año} = 7.4\ años$$

4.5 DISCUSION DE RESULTADOS.

Con el incremento de la demanda eléctrica y de la demanda térmica en la planta OLPESA S.A se ha dimensionado plantas de cogeneración que puedan cubrir en diversos modos la demanda de energía en planta, así tenemos: según la cobertura de la demanda térmica al 100 %, según la cobertura de la demanda térmica y eléctrica al 100 % y según la cobertura de la demanda térmica y eléctrica al 100 % con excedentes. Con lo cual se ha determinado que una planta de cogeneración con turbina de vapor de 2.028 MW se cubre la totalidad de la demanda eléctrica y se tiene excedentes de energía eléctrica para su inyección a la red eléctrica externa, con el cual se utiliza el 52.18 % de la biomasa disponible y se cumple con los criterios de calificación con un rendimiento eléctrico efectivo de 0.53. La presente investigación concuerda con lo tesis realizada por Chunga y Cam (2013) quienes siguieron la misma metodología de cálculo para poder cubrir el incremento de demanda térmica y eléctrica con una planta de cogeneración de 9.5 MW y con un rendimiento eléctrico efectivo de 0.378 utilizando bagazo como combustible.

Con respecto al análisis económico se obtuvo un valor del valor actual neto de S/. 11'310,802.28 el cual tener un valor positivo muy alto, es un indicador aceptable de rentabilidad , del mismo se obtuvo una tasa interna de retorno igual a 12.08 % , el cual es un valor superior a la tasa de interés del mercado eléctrico normado por la ley de concesiones eléctricas , se consiguió al implementar una planta de cogeneración con turbinas de vapor en cumplimiento al reglamento de cogeneración del Perú. Se concuerda con la investigación realizada en Ecuador por Murillo y Flores (2015), quienes en sus resultados obtuvieron un valor del VAN positivo y una tasa de interés de 12 % dolarizada con el cual el proyecto de instalar una planta de cogeneracion con turbina de gas es rentable y así mismo cumplieron con la normatividad ecológica y de impacto ambiental vigente en el Ecuador, quien aun a diferencia del Perú , no cuenta con normatividad referente a calificación de la cogeneracion, básicamente por tener un mercado de precios de combustibles subsidiado por el estado.

En la presente investigación, la selección de la alternativa tecnológica parte de una matriz de selección de tecnología de cogeneración, en la cual la tecnología de cogeneracion con turbinas de vapor de contrapresión presenta la mejor flexibilidad y adaptabilidad para su aplicación en el presente informe. Tal así que se tienen

antecedentes en países como Colombia, Ecuador, Brasil e Indonesia que la emplean en la cogeneración aplicada a la industria de palma de aceite. El combustible se combustiona con facilidad en calderas acuotubulares, no requiere grandes cantidades de agua adicional que si utilizan las turbinas de vapor de condensación. Así mismo toma ventaja de las tecnologías con turbinas de gas y motores de combustión interna, que necesitan de manera adicional un caldero recuperador de calor y de un gasificador para poder obtener primero un gas combustible de la biomasa para poder utilizarlo. De manera similar Cifuentes (2011) realizó también una metodología de selección de la alternativa tecnológica más adaptable para la industria agroindustrial en ingenios de Guatemala, quien entre otros factores tomó en cuenta el espacio físico con que se cuenta, el tipo de combustible y las necesidades tanto de potencia eléctrica como de potencia térmica, con lo cual optó por la tecnología de cogeneración con motores de combustión interna.

En el presente dimensionamiento, se cuenta con un ciclo Rankine con sobrecalentamiento, mediante el cual en un primer escalón se genera la energía eléctrica para la cobertura de la demanda eléctrica y los excedentes de energía eléctrica en una turbina de vapor de contrapresión, luego se extrae vapor saturado a la presión de 3 bar para cubrir el 100 % de la demanda térmica útil, para lo cual no es necesario comprar instalaciones de vapor adicionales (utilizando las redes de vapor actuales). Luego el líquido saturado retorna al desareador en un ciclo cerrado, enviándose luego al caldero acuotubular. Mientras que Vega (2017) dimensiona una planta de cogeneración aprovechando el calor residual de los gases de combustión de las calderas en la empresa industrial de conservas vegetales S.A.V.S.A. Los gases procedentes de las calderas, se pretende se conducen a un sobrecalentador de vapor, para la producción de vapor sobrecalentado.

La presente investigación concuerda con Quispe (2010) en lo referente a que la tecnología de la cogeneración permite la cobertura de la demanda eléctrica y térmica útil en su totalidad, logrando una independencia de la red eléctrica externa y así mismo según las normativas de cada país se puede inyectar los excedentes de energía eléctrica a la red externa, convirtiéndose desde consumidor de energía generador de potencia.

En este caso la importancia radica en que la inyección de excedentes de energía eléctrica a un sistema eléctrico aislado.

Del mismo modo en aplicación a los criterios de calificación del Reglamento de Cogeneración del Perú D. S N.º 037-2006 EM , normativa que da las pautas para que estas Centrales de Cogeneración según el tipo de tecnología que tengan puedan calificar y así poder inyectar sus excedentes de energía y potencia a la Red del Sistema Interconectado Nacional del Perú, se dimensiono una central de cogeneracion con turbina de vapor de contrapresión con un rendimiento eléctrico efectivo igual a 0.53 , valor superior al normado de 0.23. De igual forma Vásquez (2010) dimensiono una central de cogeneracion con turbinas de vapor de condensación para la industria azucarera con un valor de 0.30 para lo cual realizo 3 casos de estudio para Sistemas de cogeneración y posteriormente 4 Alternativas de solución viables técnicamente.

La presente investigación se inicia con la determinación de la potencia termia útil como consecuencia del incremento de la demanda eléctrica y térmica realizada por la Empresa OLPESA S.A determinándose un valor de 7.5 MW, valor cual es el que restringe las capacidades de generación de potencia, la determinarse un flujo masico de vapor necesario de 12,612 kg/h de vapor sobrecalentado. Se coincide con la investigación realizada por Vásquez Acuña (2017) Enel dimensionamiento de la planta de cogeneracion, con la diferencia de que este último aplico un balance exergético y con un payback de 5.38 años. Mientras que nuestro estudio el payback fue de 7.4 años.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Se determinó que la potencia térmica útil en planta de la Empresa OLPESA S.A es de 7.5 MW, el cual está asociada al consumo de 12,612 kg/h de vapor saturado a una presión de 40 psi (2.72 bar) y así mismo la demanda eléctrica máxima es de 1.204 MW. Valores con los cuales se dimensiona la tecnología de cogeneración.
- A través de una matriz de selección de tecnologías , se seleccionó la tecnología de cogeneración con turbinas de vapor de contrapresión , las cual muestra mejores condiciones de adaptabilidad con respecto a otras tecnologías, tal como la tecnología de cogeneración con turbinas de vapor de condensación (requiere una mayor cantidad de agua para su planta de condensación y enfriamiento) , así como las tecnologías de cogeneración con turbinas de gas y motores de combustión interna requieren un componente adicional como lo es un gasificador para ser utilizada en la generación de potencia térmica suministrada.
- Se dimensiono una planta de cogeneración con cobertura de la demanda térmica útil al 100 % y con la cobertura de la demanda térmica útil y eléctrica al 100 %. En esta última alternativa se concluye que las soluciones están restringidas por la eficiencia de la turbina de vapor, dimensionándose una planta de cogeneración de 1.204 MW como potencia eléctrica generada, con las siguientes características para el vapor sobrecalentado ingresante a la turbina de vapor 21 bar y 335.6 °C. Se utiliza el 47.60 % de la biomasa disponible.
- Se dimensiono la planta de cogeneración según el Reglamento de Cogeneración del Perú D. S N.º 037-2006 EM, con el cual se obtiene una calificación de 0.53 para el rendimiento eléctrico efectivo, con una planta de cogeneración de 2.028 MW y con un excedente de 0.824 MW a ser inyectado a la red, para lo cual las condiciones de generación de vapor sobrecalentado son igual a 60 Bar y 477 °C.

- Se realizó el análisis de la rentabilidad del proyecto de cogeneración que permite cubrir el incremento de la demanda eléctrica y térmica de la Empresa OLPESA S.A con el cual se obtiene un ingreso de 1'744,231.72 soles por ventas de excedentes de energía eléctrica a la red de distribución de la Empresa Electro Tocache. Se obtuvieron indicadores aceptables de rentabilidad tal como un valor del VAN igual a S/. 11'310,802.28 y un TIR es igual 12.08 %.

RECOMENDACIONES

- La Normativa de Cogeneración, tiene como fin la eficiencia en los sistemas de consumo de energía, por lo tanto es necesario definir los límites establecidos en el Reglamento de Cogeneración, en función a nuestra realidad y cultura de uso de la energía, para lo cual es necesario aplicar una reforma de segunda generación del Reglamento de cogeneración.
- Se deben crear mecanismos de difusión y de promoción a la Inversión de los Proyectos de Cogeneración en los diversos sectores productivos y de servicio en nuestro País ya que estos permiten un sustancial ahorro de energía primaria. Existe un fuerte desconocimiento por parte del Sector Industrial y de Servicios acerca de las bondades tecnológicas de la Cogeneración de Energía.
- Una variante tecnológica de la Cogeneración es la Trigeneración de Energía, generación simultánea de calor de procesos, energía eléctrica y frío, los cuales se pueden ajustar con mucha facilidad a las Instalaciones Agroindustriales que cuenten con plantas de conservación o cámaras frigoríficas para que estas futuras plantas de regeneración se adecuen al Reglamento de Cogeneración.
- El uso de los residuos agrícolas tal como se presenta en la industria de aceite de palma genera un valor agregado en la determinación de sus Costos de Energía tal como ha ocurrido en el presente estudio, con el cual se consiguen ingresos sustanciales en la empresa.

REFERENCIAS
BIBLIOGRAFICAS

TESIS

Bohórquez (2012). “Análisis energético, económico y ambiental de una HRSG en la central de cogeneración N°. 1 de Biofilm S.A. Planta Cartagena”, Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico en la Universidad Tecnológica de Bolívar de Colombia.

Cifuentes (2013). “Sistemas de cogeneración para el ahorro de energía en la industria”, Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico de la Universidad San Carlo de Guatemala.

Colchado y Muñoz (2007) .“Estudio energético del sistema de cogeneración en el ingenio azucarero San Jacinto”. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa de Chimbote. 2007.

Chunga y Cam (2015). “Influencia del incremento de la potencia efectiva en cogeneración de energía de la Empresa Cartavio S.A.-Perú”. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú.

Godos (2013). Ahorro de Energía mediante cogeneración en la Corporación Lindley. Callao. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú.

Murillo y Flores (2015). “Diseño de un sistema de cogeneración utilizando los gases remanentes de la turbina GENERAL ELECTRIC LM2500 en la planta de proceso del norte bloque 16 REPSOL YPF”. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico en la Universidad de las Fuerzas Armadas de Ecuador.

Quispe (2010). “Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera”. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico en la Universidad de Piura en Perú.

Vásquez Acuña (2017). "Predecir mediante el análisis exerético la tecnología adecuada de cogeneración para la optimización de la Planta Azucarera San Jacinto", Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú. 2017.

Vásquez Cenas (2010). "Repotenciación de la central de cogeneración de la Empresa Agroindustrial San Jacinto para su calificación según el D.S N° 037-2006-EM y poder inyectar sus excedentes de energía eléctrica al S.E.I.N.". Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú.

Vega (2017). "Sistema de cogeneración de energía mediante la implementación de un sobrecalentador en la Empresa Industrial SAVSA-Trujillo". Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa. Perú.

TEXTOS

Bermúdez, Vicente. (2000) TECNOLOGIA ENERGETICA. Ed. Universidad Politécnica de Valencia. 250 pp.

Burghardt. (1990) INGENIERIA TERMODINAMICA. Editorial HARLA. México. 560 pp.

Cano (2014). "INFORME DE PRACTICAS: ANALISIS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA DEL COMPLEJO AGROINDUSTRIAL CARTAVIO S.A.A." Biblioteca EAPIE. 100 p.

Carranza Trujillo (2016). Informe de Practicas en Empresa OLPESA S.A. Universidad Nacional del Santa. Perú. 75 p.

Díaz Garay. (1995). ESQUEMAS DE COGENERACION. Comisión Nacional de Ahorro de Energía de México. 105 pp.

Díaz Garay. (1995) DISEÑO DE SISTEMAS DE COGENERACION. Comisión Nacional de Ahorro de Energía de México. 125 pp.

Gonzales Chávez. (2009). SISTEMAS DE COGENERACION. Ediciones UNI. Perú. 141 pp.

Guevara (2018). TECNOLOGIA ENERGETICA, MANUAL DEL CURSO. Perú. 80 p.

Ministerio de Energía y Minas. (2006). D.S N.º 037-2006-EM REGLAMENTO DE COGENERACION DEL PERU Y SUS MODIFICATORIAS. Gobierno del Peru.15 pp.

Moran & Shapiro. (2006). TERMODINAMICA TECNICA Tomo II. Ed Reverte. México. 520 pp

OSINERGMIN. (2020). Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2020 - abril 2021. OSINERMIN. Perú.

OSINERGMIN. (2015). Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas del Perú. Ministerio de Energía y Minas. Perú.

Taylor. (1996). INGENIERIA ECONOMICA. Editorial LIMUSA. México.350 pp.

Vargas, Yáñez y García (2011) . COGENERACIÓN CON BIOMASA DE PALMA DE ACEITE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO: BARRERAS, PERSPECTIVAS Y OPORTUNIDADES. Universidad Nacional de Colombia. 15 p.

LINKOGRAFIA

Aguera Soriano. Turbinas de Vapor. Universidad de Córdoba. España. 2011. [Consulta: 28 de noviembre del 2,020]. Disponible en:
<http://www.uco.es/termodinamica/ppt/pdf/termo%206-2.pdf>

Aldana Méndez. Evaluación técnica, económica y ambiental de alternativas de autogeneración de electricidad o cogeneración, a partir de biomasa residual para la empresa planta productora de aceite de palma africana, “INVERSIONES LA MEJORANA” en el Departamento del Meta. Tesis presentada como requisito para optar al título de: Magíster en Ingeniería - Ingeniería Mecánica. Universidad Nacional de Colombia. 2018. [Consulta: 28 de octubre del 2,020]. Disponible en:
<http://bdigital.unal.edu.co/72359/1/Tesis%20Fabio%20Aldana%20V11.pdf>

Bochno Hernández. “Estado del Arte y Novedades de la Bioenergía en el Colombia”. Informe Técnico de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. Colombia. 2011. [Consulta: 30 de noviembre del 2,020]. Disponible en:
<http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Biocomustibles/FAO/Estado%20del%20Arte%20y%20Novedades%20de%20la%20Bioenerg%C3%ADa%20en%20Colombia.pdf>

Jinan Boiler Group. ASME/Ce/ISO 35tph CFB de media presión Caldera de Biomasa para centrales eléctricas Industrial. Pagina web de Jinan Boiler Group. 2021. [Consulta: 30 de diciembre del 2,020]. Disponible en:
https://es.made-in-china.com/co_jinanboiler/product_ASME-Ce-ISO-35tph-Medium-Pressure-CFB-Biomass-Boiler-for-Power-Plant-Industry_eiieohsny.html

León, Ibarra y Hernández. Autogeneración de energía eléctrica una alternativa para disminuir los gastos por consumo en los horarios punta. Revista de electrónica, electricidad y telecomunicaciones de México. 2,010. [Consulta: 20 de noviembre del 2,020]. Disponible en:
https://www.itson.mx/publicaciones/rieeyc/Documents/v1/v1_art12.pdf

Mesa Jens. Potencial de la Palma de Aceite en la Producción de Energías Renovables. Congreso Mundial de Energías Renovables 2011 Evolución del Biodiésel y la Sustentabilidad Buenos Aires, Argentina. [Consulta: 27 de noviembre del 2,020]. Disponible en:

<http://palmaceite.tripod.com/energiasrenovables.pdf>

Osinergmin. Tarifas de Electricidad. Pagina web de OSINERGMIN. Peru. 2021. [Consulta: 2 de febrero del 2,021]. Disponible en:

<https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario.aspx?Id=220000>

Pelaez Samaniego. Study of the potential of cogeneration and trigeneration in Ecuador. Ministerio de Electricidad y Energías Renovables de Ecuador. 2017. [Consulta: 20 de octubre del 2,020]. Disponible en:

https://www.researchgate.net/publication/323700758_Study_of_the_potential_of_cogeneration_and_trigeneration_in_Ecuador

Ruiz Mansilla. Estudio de viabilidad de una planta de cogeneración con biomasa residual de aceite de palma en Palmas de Tumaco. Memoria técnica elaborada en la Universidad Politécnica de Cataluña. 2015. [Consulta: 30 de noviembre del 2,019]. Disponible en:

<https://upcommons.upc.edu/handle/2117/77909>

SBS. Cotización de Oferta y cambio de moneda extranjera. Gobierno del Perú. 2021. [Consulta: 5 de febrero del 2,021]. Disponible en:

https://www.sbs.gob.pe/app/pp/sistip_portal/paginas/publicacion/tipocambio_promedio.aspx

SOLAR TURBINES. Cogeneración con turbinas de vapor. Solar Turbines International Company. USA. 2010. [Consulta: 20 de noviembre del 2,019]. Disponible en: <http://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/C10574834>

Quintero, L. y Chima, K. (2013). Determinación del poder calorífico de los residuos sólidos agroindustriales de palma de aceite, como alternativa de energías renovables en el departamento del cesar. Revista Científica Core. Disponible en:

<https://core.ac.uk/download/pdf/268442492.pdf>

ANEXOS

Anexo 1: Balance de materia de proceso productivo.

Anexo 2: Inventario de equipos eléctricos.

Anexo 4: Tarifas Eléctricas febrero 2021 ELECTRO TOCACHE.

Anexo 5: Características de Caldero Acuotubular.

Anexo 6 : Presupuesto de Planta de Cogeneracion.

Anexo 1: Balance de materia de proceso productivo.

ESTERILIZADO - COCCION					
PRIMER PICO $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 1591743.68 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 41.250 Ton/hr				VR = 3241.443 kg
%H 28.276	Cp = 0.559242 kcal/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G 26.092	T1 = 25 °C	Entalpia de vaporización			
%S 45.632	T2 = 94 °C				
Cp= 0.5592424 Kcal/kg°C					
SEGUNDO PICO $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 408101.07 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 38.669 Ton/hr				VR = 831.061 kg
%H 23.06	Cp = 0.5277 kcal/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G 28.262	T1 = 80 °C	Entalpia de vaporización			
%S 48.678	T2 = 100 °C				
Cp= 0.5276796 Kcal/kg°C					
TERCER PICO $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 143961.75 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 36.092 Ton/hr				VR = 293.165 kg
%H 18.4937	Cp = 0.4986 kcal/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G 29.3526	T1 = 94 °C	Entalpia de vaporización			
%S 52.1537	T2 = 102 °C				
Cp= 0.49859184 Kcal/kg°C					
COCCION $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 135566.78 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 34.608 Ton/hr				VR = 276.070 kg
%H 16.845	Cp = 0.4897 kcal/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G 30.617	T1 = 95 °C	Entalpia de vaporización			
%S 52.538	T2 = 103 °C				
Cp= 0.4896566 Kcal/kg°C					
(78 min) VR TOTAL = 4641.739 kg					
(x hora) VR TOTAL = 3570.568 kg/hr					
DIGESTOR $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 800550.69 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 28.180 Ton/hr				VR = 1630.249 kg
%H 13.3714	Cp = 0.4657 kcal/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G 30.4397	T1 = 41 °C	Entalpia de vaporización			
%S 56.1889	T2 = 102 °C				
Cp= 0.46571698 Kcal/kg°C					
PRE CLARIFICADOR $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 484040.01 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 35.528 m3/hr				VR = 985.704 kg
%H 43.714	Cp = 0.6812 kcal/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G 35.53	T1 = 80 °C	Entalpia de vaporización			
%S 20.756	T2 = 100 °C				
Cp= 0.6812092 Kcal/kg°C					
CLARIFICADOR 90 m3 $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 340667.82 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 26.119 m3/hr				VR = 693.739 kg
%H 44.256	Cp = 0.6521 kcal/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G 17.336	T1 = 80 °C	Entalpia de vaporización			
%S 38.408	T2 = 100 °C				
Cp= 0.6521456 Kcal/kg°C					
TANQUE DE ACEITE CENTRIFUGADO $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 136009.28 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 13.575 m3/hr				VR = 276.971 kg
%H 45.00	Cp = 0.6679 kcal/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G 23.30	T1 = 85 °C	Entalpia de vaporización			
%S 31.70	T2 = 100 °C				
Cp= 0.66794 Kcal/kg°C					
SECADOR $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 18827.73 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 1.053 Ton/hr				VR = 38.341 kg
%H 18.00	Cp = 0.5108 kcal/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G 38.00	T1 = 25 °C	Entalpia de vaporización			
%S 44.00	T2 = 60 °C				
Cp= 0.5108 Kcal/kg°C					
AGUA CALIENTE PARA LA PRENSA $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 1153143.92 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 15.000 m3/hr				VR = 2348.274 kg
%H	Cp = 4.1800 KJ/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G	T1 = 23 °C	Entalpia de vaporización			
%S	T2 = 100 °C				
Cp= 4.18 KJ/kg°C					
TANQUE DE AGUA BLANDA $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 1115404.66 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 19.600 m3/hr				VR = 2271.421 kg
%H	Cp = 4.1800 KJ/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G	T1 = 23 °C	Entalpia de vaporización			
%S	T2 = 80 °C				
Cp= 4.18 KJ/kg°C					
TANQUE DE AGUA CALIENTE PARA CALDE $Q=m \cdot Cp \cdot T1 \cdot T2$ Q= 391370.06 kcal/hr VAPOR REQUERIDO (VR) = Q / Hfg					
Cp= 1*%H + 0.5*%G + 0.32*%S	m = 19.600 m3/hr				VR = 796.990 kg
%H	Cp = 4.1800 KJ/kg°C	Hfg a 40 PSI= 491.06025 kcal/kg			
%G	T1 = 78 °C	Entalpia de vaporización			
%S	T2 = 98 °C				
Cp= 4.18 KJ/kg°C					

Anexo 2: Inventario de equipos eléctricos.

AREA	EQUIPO	POTENCIA (hp)	VOLTAJE	AMPERAJE	F.P.	TIEMPO DE OPERACION
RAMPA	ELECTROBOMBA DE LAS TOLVAS HIDRAULICAS.	4.00	440	4.06	0.81	0.50
	MOTOREDUCTOR DEL CABRESTANTE I.	10.00	440	11.90	1.00	0.75
	MOTOREDUCTOR DEL CABRESTANTE II.	10.00	440	11.90	1.00	0.16
	MOTOREDUCTOR DEL CABRESTANTE III.	10.00	440	13.30	1.00	0.25
DESFRUTADO	MOTOREDUCTOR DEL TAMBOR DE VOLTEO.	7.50	440	9.08	1.00	0.75
	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR REDLER	10.00	440	13.30	0.85	1.00
	MOTOREDUCTOR DEL DESFRUTADOR.	25.00	440	30.00	0.93	1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TRANSP. DEL DESFRUTADOR.	10.00	440	11.90	0.86	1.00
	MOTOREDUCTOR DEL ELEVADOR DE FRUTOS.	7.50	440	10.20	0.85	1.00
EXTRACCION	MOTOREDUCTOR DEL TRANSP DE FRUTO A DIGESTORES.	5.00	440	8.11	0.85	1.00
	MOTOREDUCTOR DE RETORNO DE FRUTO.	5.00	440	8.11	0.85	1.00
	MOTOREDUCTOR DEL DIGESTOR I 3500 LT/HR.	30.00	440	36.00	0.85	1.00
	MOTOREDUCTOR DE LA PRENSA TORNILLO I (SP 9/12)	30.00	440	36.00	0.82	1.00
	MOTOR ELECTRICO BOMBA HIDRAULICA PRENSA TORNILLO I (SP 9/12).	4.00	440	7.00	0.86	1.00
	MOTOREDUCTOR DEL DIGESTOR II 2500 LT/HR.	30.00	440	37.00	0.80	1.00
	MOTOREDUCTOR ALIMENTADOR DE FRUTO A PRENSA TORNILLO II (STORK	4.00	440	7.00	0.90	1.00
	MOTOREDUCTOR DE PRENSA TORNILLO II (STORK ST 10/15).	40.00	440	45.00	0.80	1.00
	MOTOR ELECTRICO BOMBA HIDRAULICA DE PRENSA TORNILLO II (STORK ST	4.00	440	7.00	0.90	1.00
	MOTOREDUCTOR DEL DIGESTOR III.	50.00	440	60.18	0.80	1.00
CLARIFICACION	MOTOREDUCTOR DE LA PRENSA TORNILLO III.	45.00	440	50.00	0.90	1.00
	MOTOR ELECTRICO BOMBA HIDRAULICA PRENSA TORNILLO III.	4.00	440	7.00	0.90	1.00
	MOTOR ELECTRICO TAMIZ CIRCULAR DE ACEITE CRUDO.	3.00	440	3.06	0.80	1.00
	ELECTROBOMBA DE TANQUE DE ACEITE CRUDO SEPARADO.	4.00	440	7.00	0.90	0.75
	ELECTROBOMBA DE TANQUE DE ACEITE CRUDO LODOSO.	10.00	440	15.00	0.90	0.75
	MOTOREDUCTOR AGITADOR TQ CLARIFICADOR DE 90 M3 ACEITE CRUDO.	7.00	440	7.00	0.90	1.00
	MOTOR ELECTRICO TAMIZ RECTANGULAR DE AGUA LODOSA.	3.00	440	3.06	0.90	1.00
	MOTOR ELECTRICO CENTRIFUGA I DE LODOS.	20.00	440	24.00	0.95	1.00
	MOTOREDUCTOR DE FILTRO CEPILLO I 9000 LT/HR.	1.00	440	2.20	0.70	1.00
	MOTOR ELECTRICO CENTRIFUGA II DE LODOS .	25.00	440	30.00	0.85	1.00
	MOTOREDUCTOR DE FILTRO CEPILLO II 6000 LT/HR.	0.50	440	1.10	0.73	1.00
	MOTOR ELECTRICO CENTRIFUGA III DE LODOS.	20.00	440	25.00	0.85	1.00
	MOTOREDUCTOR DE FILTRO CEPILLO III 8000 LT/HR.	0.50	440	1.10	0.75	1.00
	ELECTROBOMBA DE TK RECUPERACION DE CENTRIFUGAS.	4.00	440	7.00	0.89	0.50
	ELECTROBOMBA TANQUE DE VACIO.	15.00	440	18.00	0.85	1.00
	ELECTROBOMBA SALIDA DE ACP TK DE VACIO.	18.00	440	23.00	0.85	0.75
ELECTROBOMBA ALIMENTACION A LOS TKS FLORENTINOS.	20.00	440	26.00	0.85	1.00	
ELECTROBOMBA DE RECUPERACION DE LOS TKS FLORENTINOS.	4.00	440	7.00	0.86	0.75	
ELECTROBOMBA DE ACP DE DESPACHO	7.00	440	10.00	0.86	0.20	
ELECTROBOMBA DE POZA DE BOMBEO A LAS LAGUNAS	20.00	440	26.00	0.86	0.85	
PALMISTERIA	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR ROMPE TORTA.	15.00	440	19.70		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL VENTILADOR CICLON DESFIBRADOR	25.00	440	30.00		1.00
	MOTOREDUCTOR DE LA VALVULA ROTATORIA CICLON DESFIBRADOR	2.00	440	4.25		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR DE FIBRA I	6.50	440	9.08		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR DE FIBRA II	2.00	440	4.25		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR DE FIBRA III	7.00	440	1.80		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TAMBOR PULIDOR DE NUECES	5.00	440	8.55		1.00
	MOTOREDUCTOR ELEVADOR DE NUECES HUMEDAS	2.00	440	4.25		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR DE NUECES HUMEDAS AL SILO	2.00	440	4.25		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL SILO SECADOR DE NUECES HUMEDAS	25.00	440	30.90		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL SISTEMA DE DESCARGA DEL SILO SECADOR DE NUECES	1.00	440	2.53		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL ELEVADOR DE NUECES SECAS	2.00	440	4.25		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TAMBOR CLASIFICADOR DE NUECES SECAS	3.00	440	6.55		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL RIPLE MILL I	10.00	440	13.10		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL RIPLE MILL II	9.00	440	12.20		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL RIPLE MILL III	9.00	440	12.00		1.00
	MOTOREDUCTOR DE NUECES TRITURADAS	2.00	440	4.25		1.00
	MOTOREDUCTOR DE LA VALVULA ROTATORIA COLUMNA 3FASES	0.50	440	1.69		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL VENTILADOR DEL CICLON DE CASCARA + POLVO	30.00	440	36.00		1.00
	MOTOREDUCTOR VALVULA ROTATORIA CICLON CASCARA + POLVO	2.00	440	4.25		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR DE CASCARA	1.50	440	3.04		1.00
	MOTOREDUCTOR DE ALMENDRAS HUMEDAS AL ELEVADOR	2.00	440	4.25		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL ELEVADOR DE ALMENDRAS HUMEDAS	2.00	440	4.25		1.00
	MOTOR ELECTRICO VENTILADOR SILO DE ALMENDRAS	30.00	440	36.00		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL SISTEMA DE DESCARGA DEL SILO SECADOR DE ALMEN	1.00	440	2.33		1.00

PLANTA DE PKO Y HP	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR DE ALMENDRA SECA	5.50	440	7.50		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL MOLINO TRITURADOR TIPO MT-80 I	80.00	440	85.50		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR DE ALMENDRA MOLIDA	4.50	440	6.90		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL ELEVADOR DE ALMENDRA MOLIDA	4.50	440	6.50		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TOSTADOR VERTICAL TIPO TV-185	30.00	440	36.00		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL EXHAUSTOR DE HUMEDAD	3.00	440	5.20		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL ELEVADOR DE ALMENDRA MOLIDA TOSTADA	4.50	440	6.50		1.00
	MOTOREDUCTOR DL TRANSPORTADOR DE ALMENDRA A TOLVA DE PRENSA	4.50	440	6.50		1.00
	MOTOREDUCTOR DE LA PRENSA EXPPELLER I	85.00	440	90.00		1.00
	MOTOREDUCTOR DE LA PRENSA EXPPELLER II	85.00	440	90.00		1.00
	MOTOREDUCTOR DE LA PRENSA EXPPELLER III	85.00	440	90.00		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR DE ACEITE AL TANQUE AGITADOR	0.85	440	1.40		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL AGITADOR DEL TANQUE AGITADOR	2.00	440	4.00		1.00
	ELECTROBOMBA DEL TANQUE AGITADOR	5.50	440	7.90		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL TAMIZ RECTANGULAR	2.50	440	4.50		1.00
	ELECTROBOMBA DE ACEITE A FILTRO PRENSA	1.50	440	2.80		1.00
	MOTOR ELECTRICO DE COMPRESORA DE AIRE	3.50	440	5.00		1.00
	ELECTROBOMBA DE ACEITE AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO	8.00	440	11.60		1.00
	MOTOREDUCTOR DEL TRANSPORTADOR DE TORTA DE PALMISTE	2.20	440	4.30		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL MOLINO MARTILLO II DE TORTA DE PKO	30.00	440	36.00		1.00
	MOTOREDUCTOR ELEVADOR DE HARINA	2.20	440	4.25		1.00
ELECTROBOMBA DE DESPACHO DE PKO	9.00	440	12.90		1.00	
CALDERO	VENTILADOR DEL CICLON DE GASES DE TIRO INDUCIDO	30.00	440	36.00		1.00
	MOTOREDUCTOR DE VALVULA ROTATORIA DE FILTRO CENIZAS	2.00	440	1.66		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL VENTILADOR DE AIRE TOLVA	5.50	440	7.50		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL VENTILADOR DE AIRE HOGAR	5.50	440	7.50		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL VENTILADOR ALIMENTACION DE FIBRA HOGAR	5.00	440	7.00		1.00
	MOTOR ELECTRICO DOSIFICADOR ALIMENTACION DE FIBRA	0.50	440	0.64		1.00
	ELECTROBOMBA 1 DE ALIMENTACION DE AGUA	20.00	440	25.00		1.00
	ELECTROBOMBA DOSIFICADOR DE ANCO-OX1015	0.65	440	0.50		0.30
	ELECTROBOMBA DOSIFICADOR ANCO TREAT 1270	0.65	440	0.48		0.30
	ELECTROBOMBA 1 DE ALIMENTACION DE AGUA BLANDA AL DESAIREADOR	10.50	440	13.20		1.00
	ELECTROBOMBA DE MALLCO 18F	0.65	220	0.50		0.30
	ELECTROBOMBA DE MALLCO 91	0.65	220	0.50		0.30
	ELECTROBOMBA 1 DE ALIMENTACION DE AGUA	80.00	440	85.00		0.75
	MOTOR ELECTRICO DE COMPRESORA DE AIRE	3.50	440	5.00		0.60
	MOTOREDUCTOR DE VALVULA ROTATORIA DE CENIZAS	3.00	440	4.74		1.00
	MOTOR ELECTRICO DEL VENTILADOR DE GASES DE TIRO INDUCIDO	80.00	440	85.10		1.00
	MOTOR ELECTRICO DE BAJO FUEGO	20.00	440	24.50		0.80
	MOTOR ELECTRICO DE SOBRE FUEGO	20.00	440	23.20		0.80
	MOTOR ELECTRICO VENTILADOR DE COMBUSTIBLE	23.00	440	27.20		1.00
	MOTOREDUCTOR DE TRANSPORTADOR DE COMBUSTIBLE	2.20	440	4.74		1.00
MOTOREDUCTOR DOSIFICADOR DE AIRE PARA COMBUSTIBLE	1.10	440	0.63		1.00	
PUERTA DE INGRESO	MOTOREDUCTOR DE LA PUERTA PRINCIPAL	1	440	2.2		0.50

Anexo 3: Tarifas Eléctricas febrero 2021 ELECTRO TOCACHE.

Empresa: Electro Tocache

Pliego Vigencia Sector

MEDIA 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	14.72
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/./kW.h	32.72
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/./kW.h	27.49
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/./kW-mes	80.23
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/./kW-mes	34.43
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/./kW-mes	30.26
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/./kVar.h	5.01
TARIFA MT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S/./mes	14.07
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/./kW.h	32.72
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/./kW.h	27.49
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S/./kW-mes	76.34
	Presentes Fuera de Punta	S/./kW-mes	49.16
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S/./kW-mes	35.24
	Presentes Fuera de Punta	S/./kW-mes	33.04
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/./kVar.h	5.01
TARIFA MT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	S/./mes	14.07
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/./kW.h	28.87
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S/./kW-mes	76.34
	Presentes Fuera de Punta	S/./kW-mes	49.16
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S/./kW-mes	35.24
	Presentes Fuera de Punta	S/./kW-mes	33.04
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/./kVar.h	5.01
	BAJA TENSIÓN	UNIDAD	TARIFA Sin IGV

Anexo 4: Características de Caldero Acuotubular.

Caldera de Jinan Group Co., Lt.d es el más grande de calderas de biomasa de la base de investigación y desarrollo y desarrolla diversos tipos y de la serie de calderas de biomasa. Esta serie de producto tiene las ventajas de ahorro de energía y protección del medio ambiente. JBG tiene tres tipos de caldera de biomasa de la tecnología, combinan la reja, el agua de refrigeración de la reja y vibrante de lecho fluidizado circulante. Desde el funcionamiento de los primeros 130 t/h caldera de biomasa en China en 2006, la JBG ha suministrado más de 200 conjuntos de calderas de biomasa.

ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL MODELO Y-30/6.2 T

DETALLE	ESPECIFICACIONES
EQUIPO	Caldera Y-30-6.2 T
TIPO	Aquotubular de 01 domo, equipada con banco de convección vertical, paredes de agua aletadas, conjunto de parrillas basculantes, sobrecalentador, atemperador, economizador, precalentador de aire lavador de gases y chimenea
CANTIDAD	1
CAPACIDAD MAXIMA CONTINUA	30 Toneladas/hora
MAXIMA PRESION OPERACIÓN	60 BAR
PRESION DE TRABAJO	65 BAR
TEMPERATURA	480° C
COMBUSTIBLE	Residuos: la paja de trigo, maíz, paja, algodón, paja de maní, la paja de arroz, caña de azúcar hojas, cascarilla de arroz, cáscaras de maní, mazorcas de maíz, el bagazo, fibra de palma, palm shell, vacío fruto racimo (EFB) *Residuos Forestales: pieza de madera, madera, viruta, aserrín, rama de la madera, corteza, hojas verdes, barro, etc. *Industial residuos: tela, papel, goma, plásticos, cuero, lodos, residuos médicos, etc.

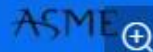


济南锅炉集团有限公司
JINAN BOILER GROUP CO., LTD.

Thermal Power Solutions



www.jnboiler.com



Anexo 5 : Presupuesto de Planta de Cogeneracion.

Item	Descripción	Und.	Metrado	Precio U\$/.	Parcial U\$
1	PRELIMINARES				65,400.00
1.01	Trazo y replanteo topografico	und	1	3,000.00	3000
1.02	Tramites, aranceles , desaduanaje	und	1	32400.00	32400
1.03	Transporte de materiales	und	1	30,000.00	30000
2	SUMINISTRO Y MONTAJE DE TV-GENERADOR				1,189,000.00
2.01	Excavacion	cjto	1	4000.00	4000.00
2.02	Turbina de Vapor	und	1	1060000.00	1060000.00
2.03	Instrumentacion	und	1	25000.00	25000.00
2.04	Cimentacion	m3	1	30000.00	30000.00
2.05	Montsaje mecanico	und	1	40000.00	40000.00
2.06	Montaje electrico	und	1	15000.00	15000.00
2.07	Pruebas	und	1	15000.00	15000.00
3	SUMINISTRO y MONTAJE DE RED ELECTRICA				241,000.00
3.01	Excavacion	cjto	1	4000.00	4000.00
3.02	Transformador 10 MVA	cjto	1	152,000.00	152000.00
3.03	Instrumentacion y control	und	1	20,000.00	20000.00
3.04	Montaje	und	1	30,000.00	30000.00
3.05	Obra civil	cjto	1	35,000.00	35000.00
4	SUMINISTRO Y MONTAJE DE CALDERA				1,004,000.00
4.01	EXCAVACION	cjto	1	9000.00	9000.00
4.02	CALDERA	und	1	900000.00	900000.00
4.03	OBRA CIVIL	und	1	30000.00	30000.00
5.04	VALVULERIA Y TUBERIA	und	1	20000.00	20000.00
5.05	SISTEMA DE CONTROL	und	1	15000.00	15000.00
5.06	MONTAJE MECANICO	und	1	30,000.00	30000.00
6	ACOPLAMIENTO A PLANTA				60,000.00
6.01	Tuberias y valvulas	und	1	20,000	20000.00
6.02	Montaje electromecanico	und	1	20,000	20000.00
6.03	Sistema contra incendios	und	1	20,000	20000.00
7	PRUEBAS MECANICAS				60,000.00
7.01	Protocolo de ensayos de potencia	und	1	20,000	20000.00
7.02	Protocolo de ensayo de hermeticidad	und	1	20,000	20000.00
7.03	Protocolo de puesta en marcha	und	1	20,000	20000.00
8	SUBTOTAL ACTIVIDADES				2,619,400.00
9	SUPERVISION EXTERNA	und	1	40,000	40000.00
10	GASTOS GENERALES 10%	und	1	261940.000	261940.00
11	SUBTOTAL OBRA	und	1	80.41	2,881,340.00
12	IGV	und	1	518641.2	518641.20
13	TOTAL	und	1	1	3,400,000.00



ACTA DE APROBACIÓN DE ORIGINALIDAD

Yo, ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
-----------	----------	--	-----------	--	------------	---

Departamento Académico	ENERGIA, FISICA Y MECANICA					
------------------------	----------------------------	--	--	--	--	--

Título:	X	Maestría:		Doctorado	
---------	---	-----------	--	-----------	--

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa. Asesor / Unidad de Investigación revisora del trabajo de Investigación intitulado:

“AUTOABASTECIMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE COGENERACION POR EL INCREMENTO DE LA DEMANDA ELECTRICA Y TERMICA - EMPRESA OLPEZA”

Del estudiante: Edwin William Carranza Trujillo.

De la escuela / departamento académico: Ingeniería en Energía

Constato que la investigación presentada tiene un porcentaje de similitud aceptable el cual se verifica con el reporte de originalidad de la aplicación Turnitin a posterior.

Quién suscribe la presente, declaro el haber revisado y analizado y concluyo que las coincidencias detectadas no se conforman como plagio. A mi claro saber y entender, la investigación cumple con las normas de citas y referencias establecidas por la Universidad Nacional del Santa.

Nuevo Chimbote, junio de 2021

Firma:

Nombres y Apellidos del Asesor/Presidente UI: Robert Fabian Guevara Chinchayán

DNI: 32788460



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Edwin William Carranza Trujillo, estudiante de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un **trabajo inédito**, intitulado:

“AUTOABASTECIMIENTO DE ENERGIA MEDIANTE COGENERACION POR EL INCREMENTO DE LA DEMANDA ELECTRICA Y TERMICA - EMPRESA OLPEZA”

presentado en ...105..... folios, para la obtención del Grado académico: ()

Título profesional: (X) Investigación anual: ()

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Chimbote, junio de 2021

Firma:

Nombres y Apellidos: Edwin William Carranza Trujillo

DNI:43763594