



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

“Mejoramiento de la cogeneración de la central termoeléctrica a vapor en base a una auditoria energética para reducir costos del SEIN a la Empresa Agroindustrial Cartavio S.A.A.”

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO
ELECTRICISTA**

AUTORES:

Jara Chávez, Wilfredo Massimo Ranieri

Angulo Vílchez, Luis Enrique

ASESOR:

Mg. Raúl Rosali Paredes Rosario

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución de Energía

TRUJILLO – PERÚ

2018

HOJA DE JURADO

Ing. Jorge Eduardo Luján López

Ing. Felipe Eduardo De la Rosa Bocanegra

Mg. Raúl Paredes Rosario

DEDICATORIA

De manera muy especial quiero dedicar este trabajo a mis padres Wilfredo Jesús Lara Paredes y María del Pilar Chávez Vera, por haberme apoyado, darme fuerzas y porque gracias a ellos culminé con éxito mi carrera profesional.

A mi hermano Mezarino Chávez Isidro Marvin que de una u otra manera estuvo ahí para impulsarme y apoyarme.

Para mi esposa Lunelly Jarineh Maco Araujo y mi hijo Liam Máximo Franchesco Lara Maco que siempre estuvieron a mi lado.

Finalmente quisiera dedicarse a todas aquellas personas que nunca pensaron que llegaría tan lejos.

.....
**Wilfredo Massimo Ranieri
Jara Chávez**

DEDICATORIA

De manera muy especial quiero dedicar este trabajo a mis padres Vilchez Vasquez Rosa y Angulo Cabanillas Luis Elmer, por haberme apoyado

A mis hermanos Erick Angulo Vilchez y diego Angulo Vilchez que de una u otra manera estuvieron ahí para brindarme todo su apoyo.

Finalmente dedicarse a toda a mi familia y a las personas que nunca pensaron que iba a llegar esta etapa.

.....
Luis Enrique Angulo Vilchez

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradecer a Dios que en todo momento me dio fuerzas y guiarme para ir por la senda del bien, por darme salud a mis padres para que puedan brindarme todo el apoyo incondicional en mi carrera.

A mis padres por haber sacrificado su tiempo, por haberme dado su confianza, invertir su dinero y su tiempo para poder lograr este objetivo.

Al centro de estudios Universidad Cesar Vallejo por brindarme la oportunidad de formarme como profesional.

**Wilfredo Massimo Ranieri
Jara Chávez**

AGRADECIMIENTO

A Dios por darme siempre las fuerzas para continuar a cumplir mis metas. A mis padres por darme la vida, por ayudarme económicamente y por su dedicación.

A mis compañeros y amigos presentes y pasados, quienes sin esperar nada a cambio compartieron su conocimiento alegrías y tristezas que me ayudaron a lograr esta meta.

.....
Luis Enrique Angulo Vilchez

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Nosotros **Wilfredo Massimo Ranieri Jara Chávez** con DNI N° **73263577** y Angulo Vilchez Luis Enrique con DNI N° **71387666**, a efecto de cumplir con las disposiciones vigentes consideradas en el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, declaro bajo juramento que toda la documentación que acompaño es veraz y auténtica.

En tal sentido asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada por lo cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas de la Universidad César Vallejo.

Trujillo, Diciembre del 2018

.....

**Wilfredo Massimo Ranieri
Jara Chávez**

.....

Luis Enrique Angulo Vilchez

PRESENTACIÓN

Señores miembros del Jurado:

En cumplimiento del Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo presento ante ustedes la Tesis titulada “Mejoramiento de la cogeneración de la central termoeléctrica a vapor en base a una auditoria energética para reducir costos del SEIN a la Empresa Agroindustrial Cartavio”, la misma que someto a vuestra consideración y espero que cumpla con los requisitos de aprobación para obtener el título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista.

Wilfredo Massimo Ranieri Jara Chávez

Luis Enrique Angulo Vilchez

ÍNDICE

Página del Jurado.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	V
DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD.....	VII
PRESENTACIÓN	VIII
RESUMEN	XIV
Abstract	XV
I. INTRODUCCION	11
1.1. REALIDAD PROBLEMÁTICA	16
1.2. TRABAJOS PREVIOS	19
1.3. TEORIAS RELACIONADAS AL TEMA	21
1.3.1. Auditoria energética	21
1.3.2. Balance de masa y energía de un sistema	21
1.3.3. Eficiencia energética de una caldera	22
1.3.4. Balances termodinámicos de la combustión	23
1.3.5. Dimensionamiento de calibres de tuberías	24
1.3.6. Aislamiento térmico industrial	25
1.3.7. sistemas eléctricos	27
1.3.8. Parámetros de un sistema eléctrico	28
1.3.9. Dimensionamiento del conductor eléctrico	30
1.4. FORMULACION DEL PROBLEMA	33
1.5. JUSTIFICACION DEL ESTUDIO	33
1.6. HIPOTESIS	34

1.7. OBJETIVOS	34
II. METÓDO	36
2.1. Diseño de investigación	36
2.2. Variables	38
2.3 población y muestra	40
2.4. Tecnicas e instrumentacion de recoleccion de datos	40
2.5. Metodo de analisis de datos.....	40
III. RESULTADOS	41
3.1. Datos actuales de la empresa cartavio	41
3.2. Evaluación del sistema de generación de vapor y energía en la actualidad	45
3.3. Cálculo de la cogeneración actual de energía.....	50
3.4. Diseñando el condensador (intercambiador de calor).....	56
3.5. Análisis de aislamiento térmico de tubería del tramo A – B con fibra de vidrio.....	68
3.6. Cálculo de conductor trifásico en Mt.....	78
3.7. Dimensionamiento de conductor de alimentación a barra de 10 Kv 1500 kw	79
3.8. Cálculo por ampacidad	79
3.9. Cálculo por caída de tensión	80
3.10. Cálculo por efecto de cortocircuito	80
3.11. Cálculos mecánicos de la Subestación	81
3.12. Determinación de los efectos electrodinámicos.....	81
3.13. Calculo de resonancia pag.....	82
3.14. Cálculo por elevación de temperatura.....	83

3.15. Cálculo del banco de condensadores trifásicos	86
3.16. Potencia del banco de condensadores trifásicos, Q_c	87
3.17. Intensidad de corriente a ser absorbida por el sistema, luego de la compensación del factor de potencia.....	88
3.18. Intensidad absorbida por barra de 10 Kv, luego de la compensación del factor de potencia.....	88
3.19. Cálculo de la reducción de temperatura del conductor de alimentación al motor eléctrico por compensar el factor de potencia.....	88
IV. DISCUSION	89
V. CONCLUSIONES	93
VI. RECOMENDACIONES	94
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	95

Hoja de Tablas

Tabla 1. Operacionalización de variables independientes y dependientes.	39
Tabla 2. Técnicas e instrumentos del proyecto.	1
Tabla 3. Datos de la turbina siemens	2
Tabla 4. Datos de la caldera N° 17 y N° 20.....	2
Tabla 5. Datos del combustible.	3
Tabla 6. Rendimiento eléctrico efectivo según tecnología de CTE.	9
Tabla 7. Análisis de cogeneración de energía actual en CTE Cartavio.....	1
Tabla 8. Análisis de cogeneración de energía actual en CTE Cartavio.....	1
Tabla 9. Número de tubos por paso en función de la velocidad del agua.	4
Tabla 10. Sección nominal.....	2
Tabla 11. Presupuesto e Inversiones necesarias en equipos, mano de obra, insumos y accesorios	5
Tabla 12. Análisis financiero.....	6
Tabla 13. Financiamiento y atención de deuda bancaria, plazo: 24 meses	6

Hoja de Figuras

Figura 1 SISTEMA ACTUAL DE GENERACION Y DISTRIBUCION DE LA EMPRESA CARTAVIO S.A.A.....	18
Figura 2. Esquema del diseño de investigación.....	36
Figura 3. Flujo del proyecto	37
Figura 4. Variación de la temperatura media.....	2
Figura 5. Disposición tubería vapor a turbogenerador de condensación pura Cartavio.	1
Figura 6. Calor útil perdido en función del espesor del aislante	5
Figura 7. Análisis de los calores perdidos unitarios en función de varios espesores de aislantes	8
Figura 8. Disposición proyectada de turbinas a vapor con cogeneración de energía en Cartavio S.A.A.....	1
Figura 9. Disposición proyectada de turbinas a vapor con cogeneración de energía en Cartavio S.A.A.....	2
Figura 10. Proyección de compensación del factor de potencia en planta nr.2.	1
Figura 11. Triángulo de potencias del suministro de energía 1500 kw con compensación individual del factor de potencia.	2

RESUMEN

En la presente tesis se desarrolló una propuesta de “**Mejoramiento de la cogeneración de la central termoeléctrica a vapor en base a una auditoría energética para reducir costos del SEIN a la Empresa Agroindustrial Cartavio S.A.A**”, tuvo por objetivo realizar propuestas de mejora con el fin de mejorar su cogeneración en la planta azucarera y reducir costos de compra de energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Para llevar a cabo este proyecto fue necesario hacer una auditoría energética a la central termoeléctrica a vapor, para ver la situación actual de la distribución de vapor y la compra de energía al SEIN. Específicamente la propuesta se sustentó en aumentar la eficiencia de la Central termoeléctrica a vapor conforme a normas peruanas, también en aumentar las eficiencias de las calderas acuotubulares N°17 y N°20 y esto representaría una disminución del consumo del bagazo. También consistió en instalar una turbina a condensación de 1.5 Mw en paralelo a la turbina a contrapresión que está actualmente trabajando para cubrir la demanda de energía eléctrica de la central.

Se hizo el cálculo eléctrico a partir del generador eléctrico en adelante, como es el área de sección transversal del cable conductor, en base a la tabla de cables conductores NYY; y también la capacidad del transformador.

En base a los resultados obtenidos, se demostró que las medidas propuestas han sido las más adecuadas para obtener los objetivos planteados, incrementando la cogeneración y reduciendo la compra de energía, asimismo se determinó que este proyecto es viable tanto técnica como económicamente generando un VAN de S/. 14,259,794 TIR del 89% en base a 10 años y una tasa efectiva anual de 10.00% y un PRI de 1.86 años.

Palabras claves

Cogeneración, Calderas Acuotubulares, Turbina a condensación, Auditoría Energética, Empresa Agroindustrial.

ABSTRACT

In the thesis a proposal was developed for "Improvement of the cogeneration of the steam thermoelectric power plant based on an energy audit to reduce costs of the SEIN to the Agroindustrial Company Cartavio SAA", aimed at making proposals for improvement in order to improve its cogeneration in the sugar plant and reduce energy purchase costs to the National Interconnected Electric System (SEIN).

To carry out this project, it was necessary to conduct an energy audit of the steam thermoelectric power station, to see the current situation of the steam distribution and the purchase of energy from the SEIN. Specifically, the proposal was based on increasing the efficiency of the steam thermoelectric plant in accordance with Peruvian standards, also on increasing the efficiencies of the water tube boilers N ° 17 and N ° 20 and this would represent a decrease in bagasse consumption. It also consisted of installing a 1.5 Mw condensation turbine in parallel to the back-pressure turbine that is currently working to cover the power demand of the plant.

The electrical calculation was made taking into account the NYY cable board, the cross-sectional area of the conductor cable and also the capacity of the transformer were established.

Based on the results obtained, it was demonstrated that the proposed measures have been the most adequate to obtain the proposed objectives, increasing the cogeneration and reducing the purchase of energy, also it was determined that this project is viable both technically and economically generating a NPV of S /. 14,259,794 IRR of 89% based on 10 years and an annual effective rate of 10.00% and a PRI of 1.86 years.

Keywords

Cogeneration, Water Tube Boilers, Condensation Turbine, Energy Audit, Agroindustrial Company.

I. INTRODUCCIÓN:

1.1 Realidad Problemática

La cogeneración de energía a través de la biomasa a nivel global, es una de las fuentes primarias de generación de energía eléctrica, mediante la cogeneración se pueden obtener dos beneficios el primero ya mencionado que es la producción de electricidad y el segundo que es la producción de calor útil. Un gran ejemplo de cogeneración son los ingenios azucareros, los cuales en su mayoría producen su propia energía eléctrica y el excedente lo comercializan al SEIN (servicio eléctrico interconectado nacional) para lograr grandes beneficios económicos mejorando de esta manera la eficiencia de la planta termoeléctrica (Armijo, 2010).

El complejo agroindustrial Cartavio S.A.A, perteneciente al grupo Gloria, se dedica a la producción de azúcar y sus respectivos derivados, donde la producción de azúcar corresponde al 88.50% de las ventas y el 11.50% a las ventas de bagazo, alcohol y melaza, ubicándola como la segunda empresa más importante en el sector azucarero del Perú. Para cumplir tales objetivos la empresa cuenta con dos calderos acuotubulares el N°17 y N°20 de producción de vapor sobrecalentado (Departamento de mantenimiento de la empresa Cartavio S.A.A).

El caldero acuotubular N°20, produce 120 TM/h de vapor sobrecalentado trabaja actualmente al 85.70% de su capacidad máxima (140 TM/h), asimismo el caldero N°17 produce 33.10 TM/h operando al 66.20% de su capacidad máxima (50 TM/h), los cuales distribuyen el vapor sobrecalentado a presiones de 600, 180 y 20 PSI. Donde el uso del vapor sirve para producir calor útil en los diferentes procesos de transferencia de calor y para la generación de 9MW de energía eléctrica de consumo interno, necesitando comprar al SEIN (servicio eléctrico interconectado nacional) entre 0.8 a 5MW de energía eléctrica. La planta termoeléctrica trabaja en promedio 8395 horas/año, y compra la energía eléctrica a un precio económico promedio de 30 Cmt S/. /KWh (0.30 S/. /KWh) (Departamento de mantenimiento de la empresa Cartavio S.A.A).

El estado peruano impulsa la cogeneración de energía eléctrica a través de combustibles como la biomasa de la caña de azúcar (bagazo), mediante su ente Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin, con un precio de compra promedio de 0.1925 S/. /KWh (Osinergmin, 2018).

Debido a lo expresado, la planta termoeléctrica Cartavio S.A.A, plantea el mejoramiento de la cogeneración a la central termoeléctrica a vapor en base a una auditoria energética para reducir o eliminar los costos de compra de energía eléctrica al SEIN, incrementando la eficiencia energética de las calderas y turbogenerador.

SISTEMA ACTUAL DE GENERACION Y DISTRIBUCION DE LA EMPRESA CARTAVIO S.A.A

DISPOSICIÓN ACTUAL DE TURBOGENERADORES Y TURBINAS A VAPOR, CON COGENERACIÓN DE ENERGÍA, EN AGROINDUSTRIAL CARTAVIO SA

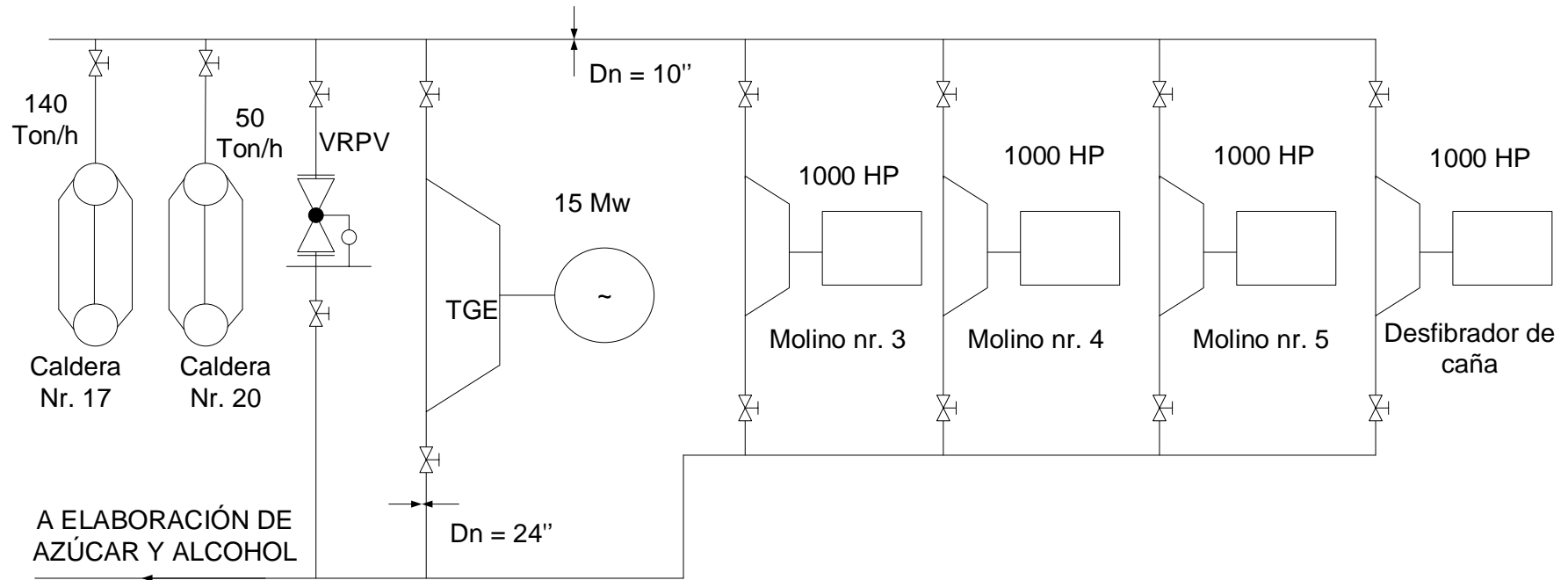


Figura 1 SISTEMA ACTUAL DE GENERACION Y DISTRIBUCION DE LA EMPRESA CARTAVIO S.A.A.

Fuente: Elaboración Propia.

1.2 Trabajos previos

Vásquez (2017), en su investigación para optar por el grado de Ingeniero de Energía, realizada en la Universidad Nacional Del Santa (Perú - Chimbote), titulada: “Predecir mediante el análisis exergético la tecnología adecuada de cogeneración para la optimización de la planta azucarera San Jacinto”, explica mediante un estudio pre-experimental, que inicialmente la planta produce 90.34 TM/h de vapor sobrecalentado mediante su caldero acuotubular que trabaja al 53% de su capacidad máxima con un consumo de 42.41 TM/h de bagazo, produciendo en su turbogenerador 5.46 MW de energía eléctrica para su completo uso interno, pero debido a la oportunidad de mejorar la operatividad de la planta y de vender al servicio eléctrico electricidad, mediante la desgasificación del bagazo para producir gas síntesis en un ciclo combinado, se logró cogenerar un excedente de 10.9 MW a un precio promedio de 63.40 U\$\$/MWh, concluyendo que el proyecto tiene un retorno de la inversión de 5.38 años, aumentando la eficiencia de la planta a 47.64% (energética) y 8.52 % (exergética).

Vílchez (2016), en su trabajo de investigación para obtener el grado de Ingeniero Mecánico Electricista, Realizada en la Universidad Cesar Vallejo (Pimentel - Perú), titulada: “Evaluación técnica y económica para incrementar la cogeneración de energía de la empresa industrial Pucalá SAC, 2016” Expone en su Tesis: que los 2 turbogenerador de vapor operan al 30% de su capacidad nominal por falta de vapor sobrecalentado, produciendo 14 MW con una presión de 600 PSI, debido a esta problemática se planteó el cambio de las 6 turbinas de vapor de accionamiento de trapiches por motores eléctricos trifásicos de alta eficiencia jaula ardilla, para aumentar la producción de vapor a los turbogeneradores, pudiendo generar un excedente de 10 MW para la comercialización al SEIN, concluyendo que el proyecto tiene un retorno operacional de la inversión de 4 años, con un valor actual neto de S/. 40573.36 y una tasa interna de rentabilidad de 27%.

Santamaria (2016), en su trabajo de investigación para la obtención del grado de Ingeniero Mecánico Electricista. Realizada en la Universidad Cesar Vallejo (Chiclayo - Perú), titulada: “Propuesta de un sistema combinado para mejorar la eficiencia energética de la central térmica de Paita”, realizó un estudio pre-experimental basándose en el aumento de la eficiencia energética de la planta termoeléctrica para lo cual se implementó un sistema combinado con turbina a gas de recuperación de gases residuales, incrementando la

eficiencia en un 56% de un valor inicial de 33%, elevando la producción de energía eléctrica a 47MW de un inicial de 30MW, es decir con un excedente de 17MW, concluyendo que el retorno operacional de la inversión es 5 años, con un valor actual neto VAN de US\$ 246863717.00, tasa interna de rentabilidad TIR de 29.20% y un costo – beneficio de 1.5.

Quispe (2010), en su trabajo de investigación para la obtención del grado de Ingeniero Mecánico Electricista, Realizada en la Universidad Nacional De Piura (Piura - Perú), titulada: “Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera”, realizó un análisis comparativo donde encontró que con una turbina a vapor a las condiciones de operación de la empresa puede llegar a generar 14.6 MW con una eficiencia de 75% y con una turbina a gas en ciclo combinado 38.90 MW y una eficiencia energética de 81%, concluyendo en un análisis de impacto ambiental de 10% de CO₂ con una central con turbina a vapor y 1.38% de CO₂ con una turbina a gas en ciclo combinado.

Custodio y otros (2017), en su trabajo de investigación para la obtención del grado de Ingeniero Mecánico Electricista. Realizada en la Universidad Nacional del Santa (Coishco - Perú), titulada: “Evaluación del sistema de recuperación de purgas de fondo y de nivel de las calderas pirotubulares en la empresa pesquera Austral Group S.A.A. - Coishco”, se realizó un estudio a 7 calderas pirotubulares, analizando en cada uno de ellas la oportunidad de recuperar las pérdidas del calor de las purgas de fondo las cuales son evacuadas a una presión de 120 PSI, con una concentración de sólidos totales en un rango de 2000 a 5000 ppm, concluyendo que el beneficio-costo es 2.68, con un valor presente neto de 72384.00 \$, una tasa interna de rentabilidad de 52.50% y un periodo de retorno de la inversión de 1.87 años.

1.3 Teorías relacionadas al tema

1.3.1. Auditoria energética:

Una auditoria energética, se considera una metodología estratégica, para que los equipos de una planta térmica o termoeléctrica (calderas, turbinas, generadores, transformadores, u otros), funcionen a sus parámetros de operación óptimos con la finalidad de incrementar su eficiencia energética, conllevando a reducir los costos y contribuyendo al impacto ambiental en la reducción de los gases de dióxido de carbono CO₂ y dióxido de azufre SO₂ (Bohórquez, 2013).

1.3.2. Balance de masa y energía de un sistema:

1.3.2.1. Balance de masa en un sistema: Ley fundamental de la termodinámica, en la cual se detalla que la energía no puede crearse ni destruirse solo se transforma en un determinado sistema abierto o cerrado (Fernández, 2009).

$$\sum \dot{m}_{e,s} = \sum \dot{m}_{s,s} \quad (1)$$

Dónde:

- $\dot{m}_{e,s}$: Cantidad de masa en un determinado tiempo de ingreso a un sistema $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{s}}\right]$
- $\dot{m}_{s,s}$: Cantidad de masa en un determinado tiempo de salida en un sistema $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{s}}\right]$

1.3.1.1. Balance de energía en un sistema: Ley fundamental de la termodinámica, que manifiesta que la fuente de calor intercambiada en un sistema ya sea abierto o cerrado, es equivalente a la fuente de calor después de finalizado el proceso, (Fernández, 2009).

$$\sum \dot{m}_{e,s} * h_{e,s} = \sum \dot{m}_{s,s} * h_{s,s} \quad (2)$$

Dónde:

- $\dot{m}_{e,s}$: Cantidad de masa en un determinado tiempo de ingreso a un sistema $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{s}}\right]$
- $h_{e,s}$: Entalpia especifica de la sustancia en el ingreso al sistema $\left[\frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}\right]$
- $\dot{m}_{s,s}$: Cantidad de masa en un determinado tiempo de ingreso a un sistema $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{s}}\right]$
- $h_{s,s}$: Entalpia especifica de la sustancia a la salida del sistema $\left[\frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}\right]$

1.3.3. Eficiencia energética de una caldera:

Es el resultado de la producción de calor útil producido por el caldero en relación al calor total producto de la combustión del combustible, el calor útil depende del flujo másico de vapor, entalpia de vapor y entalpia del agua de alimentación, mientras el calor total depende en su gran mayoría por el poder calorífico inferior del combustible y del consumo de combustible (Fernández, 2009).

$$\eta_c = \frac{\dot{m}_v * (h_v - h_{\text{agua}})}{\dot{Q}_{\text{total}}} \quad (3)$$

Dónde:

- η_c : Eficiencia energética del caldero acuotubular
- \dot{m}_v : Gasto másico del vapor sobrecalentado $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{seg}}\right]$.
- h_{agua} : Entalpia especifica del agua de alimentación $\left[\frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}\right]$.
- h_v : Entalpia especifica del vapor sobrecalentado $\left[\frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}\right]$.
- \dot{Q}_{total} : Potencia calorífica total [KW].

1.3.3.1. Calor total: Es la fuente calor máxima para la generación de vapor sobrecalentado de una caldera acuotubular, (Beltrán, 2008):

$$\dot{Q}_{\text{total}} = (\dot{m}_a * C_{p_a} * T_a) + \dot{m}_f * (\text{PCI} + C_{p_f} * T_f) \quad (4)$$

Dónde:

- \dot{Q}_{total} : Potencia calorífica total [KW]
- PCI: Poder calorífico inferior $\left[\frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}\right]$
- \dot{m}_a : Gasto másico de ingreso de aire $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{seg}}\right]$
- \dot{m}_f : Gasto másico de combustible $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{seg}}\right]$
- C_{p_f} : Capacidad térmica del combustible $\left[\frac{\text{KJ}}{\text{Kg}^\circ\text{C}}\right]$

– C_{p_a} : Capacidad térmica del aire $\left[\frac{\text{KJ}}{\text{Kg}^\circ\text{C}} \right]$

1.3.3.2. Poder calorífico inferior de combustible: Es la energía útil en una combustión de un combustible, donde el agua en los gases no ha pasado por el proceso de condensación en su conjunto (Cantabria, 2016).

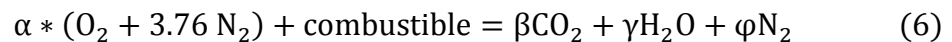
$$\text{PCI} = \left(g_c * 33\,900 + g_s * 9720 + 120120 * \left(g_h - \frac{g_o}{8} \right) - 2510 * g_w \right) \frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \quad (5)$$

Dónde:

- PCI: Poder calorífico inferior de un combustible líquido o sólido $\left[\frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \right]$
- g : Concentraciones de masa de los componentes químicos del combustible.

1.3.4. Balances termodinámicos de la combustión:

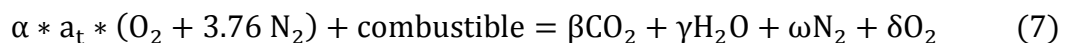
1.3.4.1. Balance en combustión completa: Es la cantidad exacta de comburente para oxidar las moléculas de C, H y N (Kenneth, 2001).



Donde:

- α : Cantidad de Kmoles del O_2 $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{Kmol}} \right]$
- β : Cantidad de Kmoles del CO_2 $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{Kmol}} \right]$
- γ : Cantidad de Kmoles del H_2O $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{Kmol}} \right]$
- φ : Cantidad de Kmoles del N_2 $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{Kmol}} \right]$

1.3.4.2. Balance en combustión real o incompleta: Es el excedente de comburente para oxidar las moléculas de C, H y N, conllevando a tener oxígeno libre en los productos (Kenneth, 2001).



Dónde:

- α : Cantidad de Kmoles del O_2 $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{Kmol}} \right]$
- a_t : Proporción de aire teórico

- β : Cantidad de Kmoles del CO₂ $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{Kmol}} \right]$
- γ : Cantidad de Kmoles del agua $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{Kmol}} \right]$
- ω : Cantidad de Kmoles del nitrógeno $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{Kmol}} \right]$
- δ : Cantidad de Kmoles del oxígeno libre $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{Kmol}} \right]$

1.3.4.3. Relación aire/combustible: Es el grado de consumo de combustible en referencia a 1Kg correspondiente a la cantidad de masa de aire necesaria para la combustión de una caldera (Kenneth, 2001).

$$R_{(a/c)} = \frac{(h_{\text{cble}} + \text{PCI} - h_{\text{gc}})}{h_{\text{gc}} - h_{\text{aire}}} \quad (8)$$

Dónde:

- $R_{(a/c)}$: Relación aire/combustible $\left[\frac{\text{Kgaire}}{\text{Kgcble}} \right]$
- h_{cble} : entalpia de combustible
- PCI: Poder calorífico Inferior
- h_{gc} : entalpia de los gases de combustión
- h_{aire} : entalpia del aire

1.3.5. Dimensionamiento de calibres de tuberías:

El correcto dimensionamiento de una tubería de vapor, nos permite eliminar las posibles caídas de presión en el sistema, permitiendo que el flujo de vapor se distribuya en forma constante y a una velocidad promedio, (Cengel, 2007).

El dimensionamiento de una tubería, sigue el siguiente procedimiento:

$$\dot{m}_f = \rho_{fi} * V_{fi} * S \quad (9)$$

Dónde:

- \dot{m}_f : Gasto másico del fluido $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{s}} \right]$
- V_{fi} : Velocidad lineal del fluido $\left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right]$
- S: Sección transversal de la tubería $[\text{m}^2]$

$$S = \frac{\pi * d_{int}^2}{4} \quad (10)$$

– d_{int} : Diámetro interior de la tubería [m]

$$d_{int} = \sqrt{\frac{4 * S}{\pi}} \quad (11)$$

Cálculo del número de cedula:

$$Sch = 1000 \left(\frac{P}{\sigma} \right) * N \quad (12)$$

Dónde:

- P: Presión del vapor en la tubería [dan/cm^2]
- σ : Esfuerzo máximo del material de la tubería [dan/cm^2]
- N: Factor de servicio

1.3.6. Aislamiento térmico industrial:

El aislamiento térmico industrial, se fundamenta en la reducción del calor hacia el medio ambiente de las tuberías de transporte de vapor sobrecalentado, mediante el correcto espesor de aislamiento térmico ya sea con lana mineral de roca o fibra de vidrio, (Gerdipac, 2010).

Metodología de cálculo del aislamiento térmico:

La superficie exterior de la tubería de vapor:

$$S_e = \pi * D_{ext} * L \quad (13)$$

Donde:

- S_e : Superficie exterior de la tubería de vapor [m^2]
- D_{ext} : Diámetro del exterior [m]
- L: Dimensión de longitud de la tubería de vapor [m]

El calor que se pierde sin aislante:

$$Q_{s,a} = S_e * h_o * (T_p - T_o) \quad (14)$$

Dónde:

- $Q_{s,a}$: Potencia térmica sin aislante [W]
- S_e : Superficie exterior [m²]
- h_o : Coeficiente de convección pared externa – medio $\left[\frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C} \right]$
- T_p : Temperatura de la pared exterior sin aislante [°C]
- T_0 : Temperatura del medio atmosférico [°C]

El calor con la aplicación del aislante:

$$Q_{c,a} = Q_{s,a} * (1 - \eta_{aisl}) \quad (15)$$

Dónde:

- $Q_{c,a}$: Potencia térmica con aislante [W]
- $Q_{s,a}$: Potencia térmica sin aislante [W]
- η_{aisl} : Rendimiento del aislante térmico.

Diámetro exterior con el aislante:

$$D_{e,a} = D_{ext} * e^{\frac{2\pi * K_a * L * (T_p - T_0)}{Q_{c,a}}} \quad (16)$$

Dónde:

- $D_{e,a}$: Diámetro exterior del aislante [m]
- K_a : Conductividad térmica del aislante $\left[\frac{W}{m \cdot ^\circ C} \right]$
- L : Longitud [m]
- T_p : Temperatura de la pared exterior con aislante [°C]
- T_0 : Temperatura del medio atmosférico [°C]
- D_{ext} : Diámetro del exterior [m]
- $Q_{c,a}$: Potencia térmica con aislante [W]

Espesor requerido del aislante térmico:

$$\delta_a = \frac{D_{e,a} - D_{ext}}{2} \quad (17)$$

Dónde:

- δ_a : Espesor del aislante térmico [m]
- $D_{e,a}$: Diámetro exterior del aislante [m]
- D_{ext} : Diámetro del exterior [m]

1.3.7. Sistemas eléctricos:

1.3.7.1. Generador o alternador eléctrico: Es el cargado de convertir la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica, a través la operación de un campo magnético entre el estator y rotor (Harper, 2004).

Potencia de un turbogenerador:

$$P_{ge} = P_m * \eta_m * \eta_{ge} \quad (18)$$

Dónde:

- P_{ge} : Potencia de bornes [KW]
- P_m : Potencia mecánica [KW]
- η_m : Perdida de eficiencia mecánica [%]
- η_{ge} : Pérdida en líneas del generador eléctrico [%]

- Eficiencia energética de un turbogenerador

$$\eta_{tg} = \frac{P_{ge}}{\dot{Q}_{fc}} \quad (19)$$

Dónde:

- η_{tg} : Rendimiento energético del turbogenerador [%]
- \dot{Q}_{fc} : Calor de la fuente caliente de la turbina [KW]
- P_{ge} : Potencia del generador eléctrico [KW]

1.3.7.2. Transformador Trifásico: Es el dispositivo eléctrico que se encarga de incrementar o disminuir la tensión de las líneas eléctricas, mediante el fenómeno del proceso de la inducción electromagnética (Harper, 2004).

La potencia eléctrica de salida de un transformador, se calcula:

$$P_{tf} = P_m * \eta_m * \eta_{G.E} * \eta_{trafo} \quad (20)$$

Dónde:

- P_m : Potencia del eje de la turbina o potencia útil. [KW]
- P_{tf} : Potencia eléctrica evacuada por el transformador [KW]
- η_m : Pérdida de eficiencia mecánica [%]
- η_{ge} : Pérdida en líneas del generador eléctrico [%]
- η_{ge} : Pérdidas internas en el transformador [%]

1.3.8. Parámetros de un sistema eléctrico:

1.3.8.1. Potencia Aparente: Es la potencia máxima en un sistema eléctrico, depende directamente del factor de potencia (Milla, 2006).

$$S_n = \frac{P_{tf} * F_s}{\cos\varphi} \quad (21)$$

Dónde:

- S_n : Potencia máxima aparente del transformador [KVA]
- P_{tf} : Potencia de salida del transformador [KW]
- F_s : Factor de seguridad
- $\cos\varphi$: Factor de potencia

1.3.8.2. Intensidad eléctrica: Es el movimiento del flujo de corriente en un determinado periodo o intervalo de tiempo (Milla, 2006).

Intensidad eléctrica nominal:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} \quad (22)$$

Dónde:

- I_n : Intensidad de flujo nominal [A]
- S_n : Potencia máxima aparente del transformador [KVA]
- U_n : Tensión de salida nominal [KV]

Corriente de diseño:

$$I_d = \frac{I_n}{f_a * f_b * f_c} \quad (23)$$

Dónde:

- I_d : Intensidad de flujo de diseño [A]
- I_n : Intensidad de flujo nominal [A]
- f_a : Coeficiente de corrección por temperatura
- f_b : Coeficiente de corrección de resistencias térmicas de terreno
- f_c : Coeficiente de corrección de profundidad de enterramiento del cable

1.3.8.3. Resistencia eléctrica: Es el paralelismo de impedimento que tienen los electrones para moverse mediante un conductor o cable eléctrico (Milla, 2006).

$$R_{cd} = \frac{\rho * L}{S} \quad (24)$$

Dónde:

- R_{cd} : Resistencia eléctrica de un conductor [Ω]
- ρ : Resistividad del material del conductor [$\Omega * \text{mm}^2/\text{m}$]
- L : Dimensión de longitud del conductor [m]
- S : área transversal del conductor [mm^2]

1.3.8.4. Reactancia inductiva e Impedancia: La reactancia es la oposición ofrecida a la circulación de la corriente y la impedancia se encarga de la acumulación y eliminación de la inducción magnética (Blas, 2016).

La resistencia, inductancia e impedancia, se relacionan mediante la siguiente fórmula:

$$Z = \sqrt{R_{t2}^2 + X_L^2} \quad (25)$$

Dónde:

- Z: Impedancia [Ω]
- R_{t2} : Resistencia eléctrica [Ω]
- X_L : Reactancia [Ω]

Asimismo el factor de potencia:

$$\cos\varphi = \frac{R_{t2}}{Z} \quad (26)$$

1.3.9. Dimensionamiento del conductor eléctrico:

Para dimensionar un calibre eléctrico, se debe obtener la capacidad eléctrica, la caída de tensión y sección por corto circuito (Blas, 2016).

Verificación por capacidad de corriente eléctrica:

$$I_{\max} > I_d \quad (27)$$

Verificación por variación o caída de tensión en el conductor:

$$\Delta U_{cd} < \Delta U_{adm} \quad (28)$$

Dónde:

ΔU_{cd} : Variación de voltaje en el cable eléctrico [V]

$$\Delta U_{cd} = 1.732 * I_d * L * (R_{t2} * \cos\varphi + X_L * \sen\varphi) \quad (29)$$

Dónde:

- I_d : Corriente del Diseño [A]
- L : Longitud del Conductor [m]
- X_L : Reactancia [Ω]
- Φ : Angulo de fase [rad]

– $\cos\varphi$: Factor de Potencia

$\Delta U_{\text{máx}}$: Variación de tensión máxima [V]

$$\Delta U_{\text{máx}} \approx (3.5 - 5)\% * U_n \quad (30)$$

Verificación por sección de corto circuito:

$$S_{\text{CC}} < S \quad (31)$$

– S_{CC} : Área del conductor en corto circuito [mm^2]

$$S_{\text{CC}} = \frac{I_{\text{CC}}}{13 * \left(\frac{\Delta\epsilon}{t}\right)^{0.5}} \quad (32)$$

Dónde:

- $\Delta\epsilon$: Aumento de la temperatura en presencia de corto circuito [$^{\circ}\text{C}$]
- t : Periodo de corto circuito [s]
- I_{CC} : Intensidad en corto circuito [A]

$$I_{\text{CC}} = \frac{P_{\text{CC}}}{\sqrt{3} * U_n} \quad (33)$$

Dónde:

- P_{CC} : Potencia en presencia de corto circuito [W]
- U_n : Tensión máxima [V]

3.3.10. Periodo de retorno de la inversión:

Es la recuperación inicial de la inversión de los activos fijos, según un beneficio económico constante en el tiempo (Sowell, 2013).

$$\text{PRI} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Benefecio útil}} \quad (34)$$

Dónde:

- PRI: Retorno de retorno de la inversión [años]
- I: Inversión en activos fijos [\$]
- B: Utilidad del proyecto [\$/año]

3.3.11. Valor actual neto:

Es una herramienta financiera de tasación de cambios, es decir es la diferencia entre el valor inicial o actualizado y los pagos fundados en una inversión de un proyecto, para saber cuánto se va a ganar o perder (Sowell, 2013).

$$\text{VPN} = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (35)$$

Dónde:

- VPN : Valor presente neto [S/.]
- F_t : Periodos de flujo [S/.]
- r: Tasa de Interés [%]
- t: Cantidad de periodos [años]
- I_0 : Inversión inicial de los activos fijos [S/.]

3.3.12. Tasa interna de retorno:

Es la tasa efectiva anual o tasa de descuento que hace que los valores actuales netos de todos los flujos de efectivo de una explícita inversión sean similar a cero, (Sowell, 2013).

$$\sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + \text{TIR})^t} - I_0 = 0 \quad (36)$$

Dónde:

- TIR: Tasa interna de retorno [%]
- F_t : Periodos de flujo [S/.]
- r: Tasa de Interés [%]
- t: Cantidad de periodos [años]
- I_0 : Inversión inicial de los activos fijos [S/.]

1.4 Formulación del problema

¿En qué medida es viable mejorar la cogeneración de energía de la central termoeléctrica a vapor en base a una auditoría energética a la empresa Agroindustrial Cartavio S.A.A. para reducir compra de electricidad de la Red Nacional?

1.5 Justificación del estudio

Relevancia económica: La finalidad de la empresa es dejar de invertir en la compra de energía eléctrica del SEIN, abasteciéndose con su propia cogeneración de energía eléctrica, reduciendo egresos y mejorando su proceso de producción sacando mayor beneficio a la producción de la materia prima de la caña de azúcar, es decir el bagazo.

Relevancia Institucional: La Universidad Cesar Vallejo a través de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, promueve la investigación de proyectos de energía, como la cogeneración de energía eléctrica en ingenios azucareros, contribuyendo a que el alumno tenga contacto con su realidad problemática.

Relevancia ambiental: La contaminación en la planta termoeléctrica se reducirá, ya que la cogeneración de electricidad se dará a partir de un sistema de cogeneración con turbina a vapor más eficiente, optando por la generación de vapor sobrecalentado de las calderas, las cuales consumen bagazo como combustible.

Relevancia Tecnológica: El ingenio azucarero Cartavio, cuenta con un sistema de cogeneración con una turbina a vapor la cual no es aprovechada en su capacidad de generación de electricidad total, es por ello que mediante este proyecto de investigación se realizará un análisis para la implementación de procesos tecnológicos para la mejora de la cogeneración.

1.6 Hipótesis

Es viable mejorar la cogeneración de energía de la central termoeléctrica a vapor en base a una auditoría energética en la empresa Cartavio S.A.A, y permitirá reducir compra de electricidad de la Red nacional.

1.7 Objetivos.

1.7.1 General:

Determinar la viabilidad técnica y económica de mejorar la cogeneración de energía de la central termoeléctrica a vapor en base a una auditoría energética para reducir compra de electricidad de la Red nacional en Agroindustrial Cartavio.

1.7.2 Objetivos específicos:

1. Realizar un balance de masa y energía a la central termoeléctrica en condiciones iniciales, para evaluar la demanda de vapor y energía eléctrica.
2. Dimensionar y seleccionar equipos y accesorios para la mejora de cogeneración de energía
3. Determinar parámetros de mejora de la cogeneración de energía.
4. Realizar un análisis económico para mejorar la cogeneración, fundamentado en la inversión, costos de mantenimiento, costos de operación y beneficio.
5. Realizar un análisis financiero mediante las herramientas VAN, TIR y PRI.

CAPITULO II

MÉTODO

II. MÉTODO

2.1 Diseño de investigación: Pre-experimental

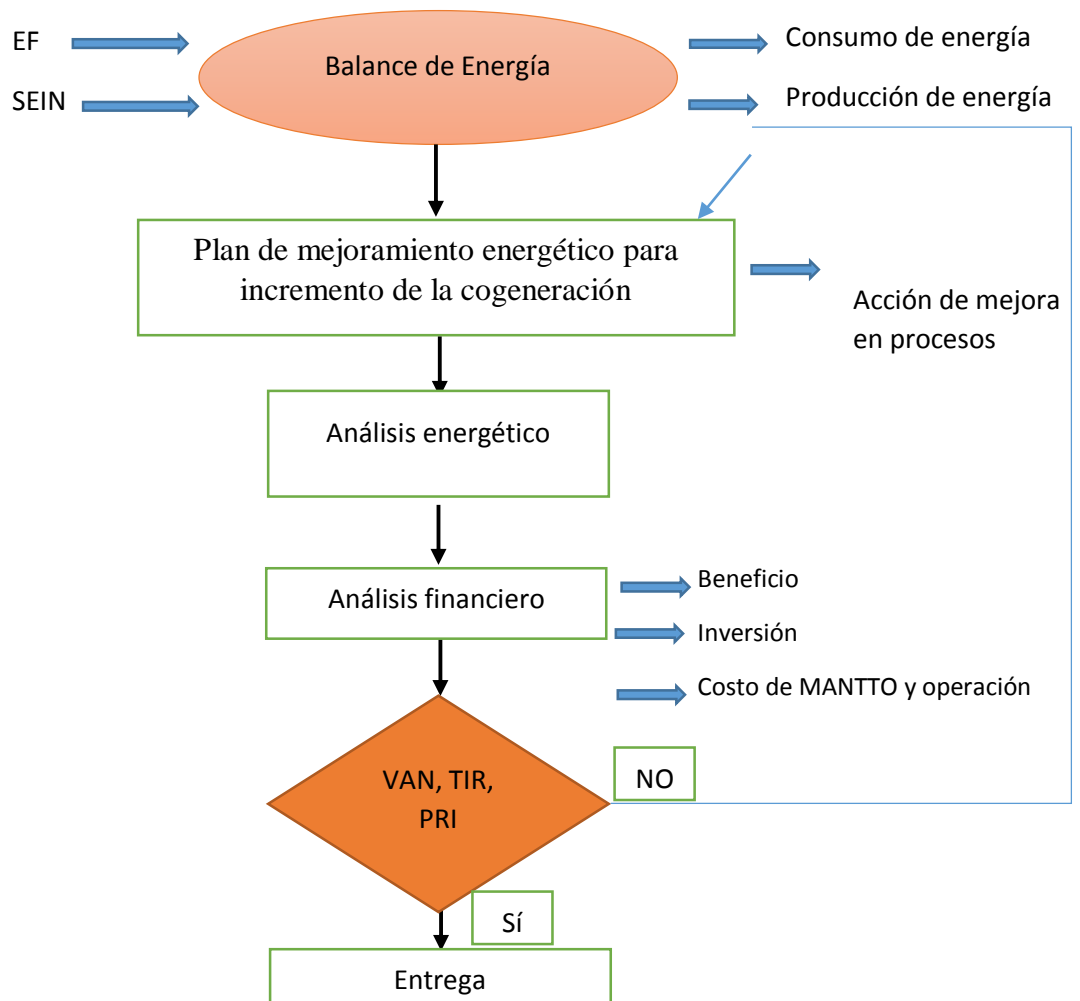


Figura 2. Esquema del diseño de investigación

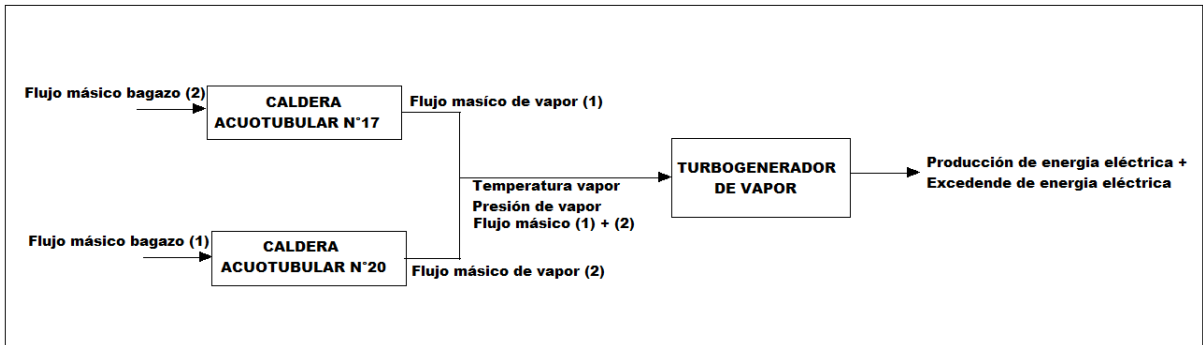


Figura 3. Flujo del proyecto

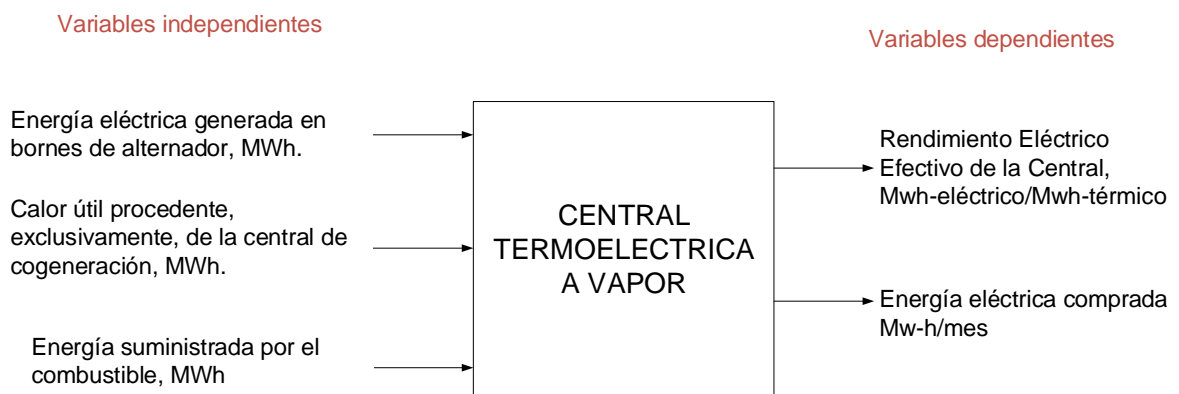
2.2. Variables, operacionalización

VARIABLES DEPENDIENTES:

- Rendimiento Eléctrico Efectivo de la Central, Mwh-eléctrico/Mwh-térmico

VARIABLES INDEPENDIENTES:

- Energía eléctrica generada en bornes de alternador, MWh.
- Calor útil procedente, exclusivamente, de la central de cogeneración, MWh.
- Energía suministrada por el combustible o combustibles utilizados, MWh



Operacionalización:

Tabla 1. Operacionalización de variables independientes y dependientes.

Variable	Indicador	Definición de Conceptual	Definición operacional	Escala de medición
Independientes Mejoramiento de la cogeneración de la central termoeléctrica a vapor en base a una auditoria energética	Energía eléctrica generada	Es la presión en condiciones de operación de los calderos, para la producción de vapor sobrecalentado y su correspondiente distribución a través de un manifold a los procesos de la planta.	Dato tomado a diario en planta fuerza. Análisis documental, mediante fichas de registro.	Cuantitativa (Mw-h/mes)
	Calor útil de procesos	Es la temperatura máxima exigida por el caldero para la producción de vapor sobrecalentado, depende de la temperatura de agua de alimentación.	Dato tomado a diario en planta fuerza. Análisis documental, mediante fichas de registro.	Cuantitativa (Mw-h/mes)
	Calor aportado por combustible	Es el calor obtenido de la combustión del bagazo en calderas, para una cierta demanda de vapor sobrecalentado de los procesos de la planta termoeléctrica y turbogenerador.	Producto de la masa del bagazo quemado por su PCI en un periodo de tiempo, registrados a diario en planta fuerza.	Cuantitativa (Mw-h/mes)
Dependientes Reducción del costo del SEIN	Rendimiento eléctrico efectivo REE	Es la eficiencia del proceso de cogeneración de energía, en base a la energía eléctrica generada, para un valor del calor total del combustible y un calor útil aprovechado	Relación entre la energía eléctrica generada y el resultado del calor total menos el calor útil y el rendimiento del proceso industrial	Cuantitativa (Kw-h e/kw-h t)
	Beneficio económico	Valor monetario de la energía eléctrica dejada de comprar del SEIN	Producto de la energía activa(kw-h/periodo) consumida en un período de tiempo por su costo unitario(S/kw-h)	Cuantitativa (S./mes)

2.3 Población y muestra

2.3.1. Población: Centrales termoeléctricas a vapor de Ingenios Azucareros del Departamento de La Libertad.

2.3.2. Muestra: Central termoeléctrica a vapor de Ingenio Azucarero Cartavio S.A.A – Santiago de Cao.

2.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Tabla 2. Técnicas e instrumentos del proyecto.

Técnica	Instrumento	Validez
Entrevista	Cuestionario	Validado por el asesor
Análisis documental	Ficha de recolección de datos	Validado por el asesor especialista

Fuente: Elaboración propia.

2.5 Métodos de análisis de datos

Para procesar la información del análisis documental, mediante entrevistas y un análisis documental se realizará a través del programa estadístico Excel mediante hojas de cálculo, diagramas de barras, para ser la Auditoria energética, balance de energía y cálculo del VAN y TIR, que nos permitirá determinar los diferentes resultados de los objetivos específicos, permitiendo comparar el estado actual con la mejora del proyecto planteado.

2.6. Aspectos éticos

El investigador de la presente tesis, es consiente del bien económico (propiedad intelectual de la empresa), por lo que implica a amparar la originalidad y viabilidad de los datos recolectados y de solo adquirir los necesarios para el estudio, como también a proteger la identidad de las personas de la planta fuerza de la empresa Cartavio S.A.A.

III. RESULTADOS

3.1. Datos actuales de la empresa Cartavio S.A.A

A continuación, se demostrará mediante tablas los datos recopilados:

Tabla 3. Datos de la turbina siemens

DATOS DE LA TURBINA SIEMENS	
POTENCIA NOMINAL	25.5 Mw
POTENCIA GENERADA	8.5 Mw a 9 Mw
MODELO	SIEMENS
COMPRA DE ENERGIA	800 Kw a 1 Mw
DIAMETRO DE LA TUBERIA A LA ENTRADA DE LA TURBINA	10"
DIAMETRO DE LA TUBERIA A LA SALIDA DE LA TURBINA	24"

Fuente: Cartavio S.A.A.

Tabla 4. Datos de la caldera N° 17 y N° 20.

DATOS DE LA CALDERA	N° 17	N° 20
Potencia	50 Tn/h	140 Tn/h
Generación de vapor	45 tn/h	120 Tn/h
Presión de diseño	42 bar	42 bar
Combustible	Bagazo	Bagazo
Consumo de combustible	19.82 tn/h bagazo	52.86 Tn/h bagazo
Temperatura de agua	105 °C	100 °C
Temperatura de aire	320	320
Temperatura del hogar	1000 °C	1000 °C
Diámetro De Tubería a la Salida De La Caldera	12"	12"

Fuente: Cartavio S.A.A.

3.1.1. Parámetros del bagazo

Tabla 5. Datos del combustible.

Datos del combustible (Bagazo)	
Poder Calorífico Inferior (PCI) mínimo	8.4 MJ/kg
Poder Calorífico Inferior(PCI) máximo	10.5 MJ/kg
Poder Calorífico Superior(PCS)	4607 Kcal/kg o 8293 BTU/libra
Poder Calorífico Neto(PCN)	4250 Kcal/kg o 7650 BTU/libra
Parámetro de la ceniza en bagazo mínimo	10%
Parámetro de la ceniza en bagazo máximo	12%
HUMEDAD RELATIVA mínima	40%
HUMEDAD RELATIVA máximo	50%

Fuente: Cartavio S.A.A.

3.2. Evaluación del sistema de generación de vapor y energía en la actualidad.

A continuación se evaluará las condiciones actuales de la empresa Cartavio S.A.A. para los cuales se realizó una auditoria y se calculará el flujo másico total en función a las potencias entregadas al turbogenerador y los molinos

Flujo de vapor para cada molienda y trapiche:

$$\dot{m}_v = \frac{746}{(3210.9 - 2828.3) * 0.94}$$

$$\dot{m}_v = 2.07 \text{ Kg/s}$$

Flujo de vapor para el desfibrador:

$$\dot{m}_v = \frac{2 * 746}{(3210.9 - 2828.3) * 0.94}$$

$$\dot{m}_v = 4.14 \text{ Kg/s}$$

Flujo de vapor para turbogenerador:

$$\dot{m}_{vTG} = \frac{9000 \text{ kw}}{(3210.9 - 2828.3) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * 0.96 * 0.98}$$

$$\dot{m}_v = 25 \text{ Kg/s}$$

Calculando el flujo másico de vapor total, en la salida de la caldera, para ello haremos la sumatoria de flujos másicos:

$$\dot{m}_{v \text{ total}} = \sum \dot{m}_v$$

$$\dot{m}_{v \text{ total}} = 25 + 3 * 2.06 + 4.14$$

$$\dot{m}_{v \text{ total}} = 35.32 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

$$\dot{m}_{v \text{ total}} = 127.15 \frac{\text{tn}}{\text{h}}$$

Porcentaje de carga actual de calderas:

$$\% \text{ Carga} = \frac{\frac{\text{tn}}{\text{h}} \text{ actual}}{\frac{\text{tn}}{\text{h}} \text{ nominal}}$$

$$\% \text{ Carga} = \frac{127}{190} * 100$$

$$\% \text{ Carga} = 66.92\%$$

La empresa cartavio necesita producir 1.5 MW más de lo que produce hoy en día, por lo cual se necesita:

$$\text{Necesita} = 4.5 \frac{\text{Kgv}}{\text{Kw} * \text{h}} * 1500 \frac{\text{Kw} * \text{h}}{\text{h}}$$

$$\text{Necesita} = 6750 \text{ Kg/h}$$

$$\text{Necesita} = 6.75 \frac{\text{tn}}{\text{h}}$$

Calculando la carga necesaria de flujo de vapor:

$$\% \text{Carga} = \frac{127.5 + 6.75}{190} * 100$$

$$\% \text{Carga} = 70.65\% < 80\%$$

Calculando la relación de aire – combustible para posteriormente poder calcular el flujo másico de combustible

$$R_{A-C} = \frac{\text{PCI} - h_{GC}}{h_{GC} - h_{aire}}$$

h_{GC} : Entalpía del gas de combustible.

h_{aire} : Entalpía de aire en la entrada del hogar.

$$R_{A-C} = \frac{7720 - 1000 * 1.3063}{1000 * 1.3063 - 200 * 1.17}$$

$$R_{A-C} = 5.98 \frac{\text{Kg aire}}{\text{Kg cble}}$$

Calculando el flujo de combustible en la caldera N° 17 y la caldera N° 20.

➤ Para caldera N° 17:

$$\dot{m}_{cble} = \frac{\dot{m}_v \text{ total} * (h_v - h_{agua})}{\eta_{cal} * (PCI + R_{A-c} * h_{aire})}$$

$$\dot{m}_{cble \text{ cald } N^{\circ} 17} = \frac{33100 * (3210 - 441)}{0.59 * (7720 + 5.98 * 200 * 1.17)}$$

$$\dot{m}_{cble \text{ cald } N^{\circ} 17} = 17034.78 \frac{Kg}{h}$$

➤ Para caldera N° 20:

$$\dot{m}_{cble \text{ cald } N^{\circ} 20} = \frac{120000 * (3210 - 441)}{0.67 * (7720 + 5.98 * 200 * 1.17)}$$

$$\dot{m}_{cble \text{ cald } N^{\circ} 20} = 54383.47 \frac{Kg}{h}$$

Calculando la sumatoria del flujo másico de combustible (bagazo) entre las calderas N° 17 y N° 20.

$$\dot{m}_{cble \text{ total}} = \dot{m}_{cble \text{ cald } N^{\circ} 17} + \dot{m}_{cble \text{ cald } N^{\circ} 20}$$

$$\dot{m}_{cble \text{ total}} = 17034.78 + 54383.47$$

$$\dot{m}_{cble \text{ total}} = 71418.25 \frac{Kg}{h}$$

Convirtiendo sus unidades a Toneladas por horas.

$$\dot{m}_{cble\ total} = 71.42 \frac{Tn}{h}$$

Convirtiendo sus unidades a Toneladas por día.

$$\dot{m}_{cble\ total} = 1714.08 \frac{Tn}{día}$$

Hallando la Toneladas de Caña por Día:

$$TCD = \frac{1714.08}{0.33}$$

$$TCD = 5194.18 \frac{Tn}{día}$$

Flujo másico de bagazo por día:

$$\dot{m}_{bagazo} = 5800 * 0.33 = 1914 \frac{Tn}{día}$$

Calculando la variación de flujo másico.

$$\Delta \dot{m}_{bagazo} = 1914 - 1714.08 = 199.92 \frac{Tn}{día}$$

Para calcular el flujo másico de combustible por día para la nueva turbina a condensación de 4 MW produciendo 1.5 MW, primero calculamos el flujo másico de vapor para esta nueva turbina a condensación.

$$\dot{m}_{v_{T-cond}} = \frac{1500\ KW}{(3210 - 2561.8) * 0.96 * 0.98}$$

$$\dot{m}_{v_{T-cond}} = 2.46 \frac{Kg}{s} = 8854.98 \frac{Kg}{h}$$

Calculando el flujo másico extra para generar el suficiente flujo másico de vapor hacia la nueva turbina a condensación, generando 1.5 MW.

$$\dot{m}_{bagazo\ T-cond} = \frac{8854.98 * (3210 - 441)}{0.67 * (7720 + 5.98 * 200 * 1.17)} = 4013.04 \frac{Kg}{h}$$

Convirtiendo sus unidades a toneladas por hora.

$$\dot{m}_{bagazo\ T-cond} = 4.01 \frac{Tn}{h}$$

Convirtiendo sus unidades a toneladas por día.

$$\dot{m}_{\text{bagazo } T\text{-cond}} = 96.24 \frac{Tn}{\text{día}}$$

Se observa que el flujo de combustible necesario para generar los 1.5 MW en la nueva turbina a condensación es inferior al combustible que sobra después de moles el bagazo. Por lo que se firma que es factible poder generar los 1.5 MW en la nueva turbina a condensación.

3.3. Cálculo de la cogeneración actual de energía

Se utilizará, según la norma peruana, la siguiente ecuación:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}}$$

Dónde:

E = Energía eléctrica generada en bornes de alternador, expresada en MWh.

Q = Energía suministrada por el combustible o combustibles utilizados, calculada en MWh y con base al poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.

V = Cantidad del calor útil procedente, exclusivamente, de la central de cogeneración, expresada en MWh

Tabla 6. Rendimiento eléctrico efectivo según tecnología de CTE.

Tecnología	REE según tensión de conexión			
	Menor a 1kV	Entre 1k V y 33 kV	Entre 33 kV y 138 kV	Mayor a 138 kV
Motores de combustión interna	0.55	0.55	0.54	0.52
Turbinas de gas de ciclo combinado	0.55	0.55	0.54	0.52
Turbinas de gas de ciclo simple	0.56	0.56	0.55	0.53
Turbinas de vapor de extracción	0.59	0.59	0.58	0.56
Turbinas de vapor de contrapresión	0.74	0.73	0.72	0.68

Para el presente caso, para que la central termoeléctrica de Cartavio pueda vender energía eléctrica a la Red nacional debe tener un índice REE igual o mayor a 0.73 kw-h e/kw-h t

Con datos suministrado por la Central termoeléctrica, se evalúa el mes de enero del 2018, para los siguientes meses, se tabulan en una hoja de cálculo, en Excel

Datos del mes de enero 2018:

Potencia eléctrica promedio en bornes del generador: 6500 kw

Tiempo de operación mensual: 682 h/mes

Energía eléctrica trifásica EE en bornes del alternador, Mw-h/mes

$$EE = \frac{P(kw) * tpo(\frac{h}{mes})}{1000}$$

$$EE = \frac{6500 \text{ kw} * 682 \frac{h}{mes}}{1000} = 4433 \frac{Mw - h}{mes}$$

Consumo de vapor consumido por turbogenerador de energía eléctrica:

$$m_v \left(\frac{kg}{s} \right) = \frac{P(kw)}{(h_{v-ent} - h_{v-sal}) * \eta_{mec} * \eta_{GE}}$$

Reemplazando y procesando:

$$m_v \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) = \frac{6500(\text{kw})}{(3210.9 - 2828.3) * 0.96 * 0.98} = 18.06$$

Al mes se generan: $18.055 \text{ kg/s} * 3600 \text{ s/h} * 682 \text{ h/mes} = 44'336,148 \text{ kg vapor/mes}$

Consumo de combustible mensual:

$$m_{\text{cble}} = \frac{m_v * (h_v - h_{\text{agua}})}{(\text{PCI} + R_{\text{a-cble}} * h_{\text{aire}}) * \eta_{\text{Cald}}}$$

En la cual:

- h_v : flujo másico mensual de vapor generado en caldera, para producir vapor, kg/mes
- h_v : entalpía del vapor generado ne caldera, kJkg
- h_{agua} : entalpía del agua de alimentación a caldera, kJ/kg
- $R_{\text{a-cble}}$: Relación aire – combustible, kg aire/kg cble
- h_{aire} : entalpía del aire, kJ/kg
- η_{cald} : Rendimiento térmico de la caldera, %

$$\rightarrow m_{\text{cble}} = \frac{44'336,148 \frac{\text{kg}}{\text{mes}} * (3210.9 - 441)}{(7720 + 6.15 * 234) * 0.67} = 26'169,776 \frac{\text{kg}}{\text{mes}}$$

Calor aportado por combustible en caldera:

$$Q_{\text{cble}} \left(\frac{\text{Mw} - h}{\text{mes}} \right) = \frac{m_{\text{cble}} \left(\frac{\text{kg}}{\text{mes}} \right) * \text{PCI} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right)}{3600 \frac{\text{kJ}}{\text{kw} - h} * 1000}$$

En la cual:

m_{cble} : Flujo másico mensual de combustible quemado en caldera, kg/mes

PCI: Poder Calorífico Inferior del combustible, kJ/kg

$$\rightarrow Q_{\text{cble}} \left(\frac{\text{Mw} - h}{\text{mes}} \right) = \frac{26'776 \left(\frac{\text{kg}}{\text{mes}} \right) * 7720 \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right)}{3600 \frac{\text{kJ}}{\text{kw} - h} * 1000} = 56120$$

Calor útil del vapor aprovechado en procesos industriales, Q_u

$$Q_{u-vapor} = \frac{m_v \left(\frac{kg}{mes} \right) * (h_v - h') \left(\frac{kJ}{kg} \right)}{3600 \frac{kJ}{kw-h} * 1000 \frac{kw-h}{Mw-h}}$$

h_v: entalpía del vapor entrada a condensador industrial, kJ/kg

h': entalpía del líquido saturado, salida del condensador industrial, kJ/kg

$$\rightarrow Q_{u-vapor} = \frac{44'336,148 \left(\frac{kg}{mes} \right) * (2828.3 - 535.345) \left(\frac{kJ}{kg} \right)}{3600 \frac{kJ}{kw-h} * 1000 \frac{kw-h}{Mw-h}} = 36,928 \frac{Mwh}{mes}$$

Cálculo del rendimiento eléctrico efectivo de la CTE a vapor Cartavio, REE

$$REE = \frac{EE}{Q - \frac{V}{0.9}}$$

$$\rightarrow REE = \frac{5,797 \frac{Mw-h.e}{mes}}{\left(56,120 - \frac{36,928}{0.9} \right) \frac{Mw-h.t}{mes}} = 0.3842 \frac{Mw-h.e}{Mw-h.t}$$

Se observa que el REE es muy bajo; 0.3842 en relación con el necesario impuesto por la norma peruana de cogeneración, de 0.59

De similar modo se calcula el REE para cada mes, de acuerdo a los datos obtenidos de la Central Termoeléctrica de Cartavio, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 7. Análisis de cogeneración de energía actual en CTE Cartavio.

Mes y año	Potencia eléctrica promedio	Energía Eléctrica en bornes del alternador	Calor aportado por combustible en caldera Q(F)	Calor útil en procesos industriales Qu (V)	Tiempo	PCI Bagazo	Vapor generado	Bagazo quemado	Rendimiento eléctrico efectivo de la Central REE	Entalpía vapor entrada a Turbina	Entalpía vapor salida de Turbina	Entalpía agua entrada a caldera	Entalpía líquido saturado 1.5 bar	Rendimiento de Caldera
	kw	Mw-h/mes	Mw-h/mes	Mw-h/mes	h/mes	kJ/kg	kg/mes	kg/mes	kwh-elec/kwh-term	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	%
Ene-18	8,500	5,797	56,120	36,928	682	7,720.00	57,978,040	26,169,776	0.38420	3,210.90	2828.3	441	535.345	67.00%
Feb-18	8,350	5,653	54,522	36,010	677	7,720.00	56,537,340	25,424,614	0.38959	3,210.90	2828.3	441	535.345	67.25%
Mar-18	8,420	5,515	52,069	35,132	655	7,720.00	55,158,649	24,281,090	0.42315	3,210.90	2828.3	441	535.345	68.70%
Abr-18	8,675	6,003	58,115	38,241	692	7,720.00	60,039,325	27,100,187	0.38420	3,210.90	2828.3	441	535.345	67.00%
May-18	8,320	5,724	53,421	36,464	688	7,720.00	57,249,539	24,911,420	0.44354	3,210.90	2828.3	441	535.345	69.50%
Jun-18	8,285	5,435	50,979	34,622	656	7,720.00	54,357,138	23,772,545	0.43444	3,210.90	2828.3	441	535.345	69.15%
Jul-18	8,330	5,373	50,986	34,226	645	7,720.00	53,735,951	23,775,941	0.41466	3,210.90	2828.3	441	535.345	68.35%
Ago-18	8,225	5,577	53,785	35,524	678	7,720.00	55,773,234	25,080,999	0.38959	3,210.90	2828.3	441	535.345	67.25%
Set-18	8,422	5,769	54,786	36,750	685	7,720.00	57,698,701	25,547,983	0.41347	3,210.90	2828.3	441	535.345	68.30%
Oct-18	8,377	5,797	55,375	36,927	692	7,720.00	57,976,879	25,822,385	0.40412	3,210.90	2828.3	441	535.345	67.90%
Prom	8,390	5,664	54,016	36,083	675	7,720.00	56,650,480	25,188,694	0.40810	3,210.90	2,828	441	535.345	68.04%

Fuente: Elaboración propia

Valor promedio del rendimiento eléctrico efectivo: REE promedio anual 2018:

0.4018 < 0.59 (Norma peruana de Cogeneración de energía)

Determinación de parámetros para obtener rendimiento eléctrico efectivo igual o mayor que 0.59 en CTE Cartavio

Es necesario trabajar en los siguientes puntos:

Aumento del PCI del bagazo, desde 7720 actual hasta 7850 kJ/kg

Aumento del rendimiento de la caldera, desde 68.04% actual hasta 78.5 %

Tabla 8. Análisis de cogeneración de energía actual en CTE Cartavio.

Mes y año	Potencia eléctrica promedio	Energía Eléctrica en bornes del alternador	Calor aportado por combustible en caldera Q(F)	Calor útil en procesos industriales Qu (V)	Tiempo	PCI Bagazo	Vapor generado	Bagazo quemado	Rendimiento eléctrico efectivo de la Central REE	Entalpía vapor entrada a Turbina	Entalpía vapor salida de Turbina	Entalpía agua entrada a caldera	Entalpía líquido saturado 1.5 bar	Rendimiento de Caldera
	kw	Mw-h/mes	Mw-h/mes	Mw-h/mes	h/mes	kJ/kg	kg/mes	kg/mes	kwh-elec/kwh-term	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	%
Ene-18	10,000	6,820	56,741	43,445	682	7850	68,209,458	26,021,314	0.80530	3210.9	2828.3	441	535.345	78.50%
Feb-18	9,850	6,668	55,480	42,479	677	7850	66,693,748	25,443,084	0.80530	3210.9	2828.3	441	535.345	78.50%
Mar-18	9,920	6,498	54,059	41,391	655	7850	64,985,011	24,791,216	0.80530	3210.9	2828.3	441	535.345	78.50%
Abr-18	10,175	7,041	58,580	44,853	692	7850	70,420,765	26,864,909	0.80530	3210.9	2828.3	441	535.345	78.50%
May-18	9,820	6,756	56,210	43,038	688	7850	67,570,970	25,777,737	0.80530	3210.9	2828.3	441	535.345	78.50%
Jun-18	9,785	6,419	53,404	40,890	656	7850	64,198,502	24,491,170	0.80530	3210.9	2828.3	441	535.345	78.50%
Jul-18	9,830	6,340	52,750	40,389	645	7850	63,412,293	24,191,238	0.80530	3210.9	2828.3	441	535.345	78.50%
Ago-18	9,725	6,594	54,857	42,002	678	7850	65,944,644	25,157,308	0.80530	3210.9	2828.3	441	535.345	78.50%
Set-18	9,922	6,797	56,546	43,296	685	7850	67,975,126	25,931,919	0.80530	3210.9	2828.3	441	535.345	78.50%
Oct-18	9,877	6,835	56,865	43,540	692	7850	68,358,319	26,078,103	0.80530	3210.9	2828.3	441	535.345	78.50%
Prom	9890	6677	55549	42532	675	7850	66776884	25474800	0.80530	3210.9	2828.3	441	535	78.50%

Fuente: Elaboración propia

En este caso se cumple con obtener el REE, según la Norma Peruana de Cogeneración: $0.8053 > 0.59$

3.4. Diseñando el condensador (intercambiador de calor)

Calculando el calor útil del condensador de vapor escape de turbina:

$$Q_{util-cond} = \dot{m}_{vT-cond} * (h_{ent-cond} - h_{sal-cond})$$

$$Q_{util-cond} = \frac{8854.98 * (2561.8 - 251.4)}{3600}$$

$$Q_{util-cond} = 5682.93 \text{ KW}$$

Consideramos instalar un intercambiador de calor de 6000 KW en horizontal

Consumo de agua en condensador:

$$\dot{m}_{agua-cond} = \frac{Q_{util-cond}}{Cp_{agua-cond} * (\Delta T_{sal-ent})}$$

$$\dot{m}_{agua-cond} = \frac{6000 \text{ kw}}{4.187 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * (42 - 32)^{\circ}\text{C}}$$

$$\rightarrow \dot{m}_{agua-cond} = 143.3 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

Convirtiendo en unidades de metros cúbicos por segundo:

$$\dot{m}_{agua-cond} = 0.1433 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Convirtiendo en unidades de metros cúbicos por hora:

$$\dot{m}_{\text{agua-cond}} = 515.88 \frac{m^3}{h}$$

Teniendo la ecuación general del calor útil del intercambiador de calor se calcula cada factor de esta ecuación.

$$Q_{\text{util-cond}} = K_G * \Delta T_M * S_{I.C.} * 10^{-3}$$

Parámetros para calcular el ΔT_M :

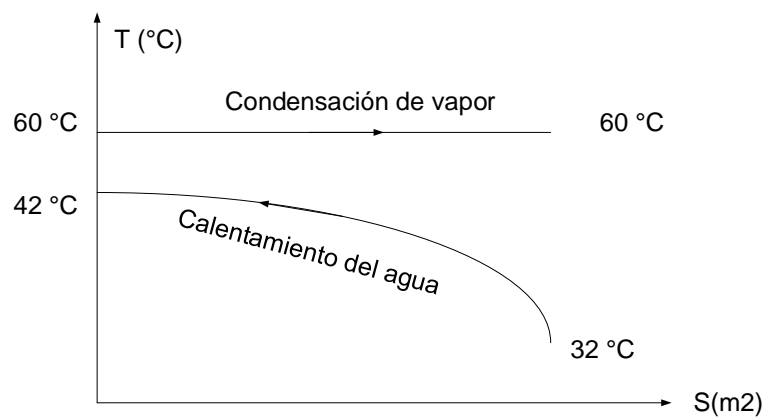


Figura 4. Variación de la temperatura media.

Fuente: Elaboración propia.

$$\text{Variación mínima de temperatura: } \Delta T_{\text{Mín}} = 18$$

$$\text{Variación máxima de temperatura: } \Delta T_{\text{Máx}} = 28$$

$$\text{Temperatura media cuadrática: } T = \sqrt{(60 - 60)^2 + (42 - 32)^2}$$

$$T = 10$$

Calculando la temperatura media logarítmica ΔT_M :

$$\Delta T_M = \frac{T}{\ln\left(\frac{\Delta T_{\text{Máx}} + \Delta T_{\text{Mín}} + T}{\Delta T_{\text{Máx}} + \Delta T_{\text{Mín}} - T}\right)}$$

$$\Delta T_M = \frac{10}{\ln\left(\frac{28 + 18 + 10}{28 + 18 - 10}\right)}$$

$$\Delta T_M = 22.63 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Para conocer el K_G se necesita conocer algunos datos, como son, el h_{int} , h_{ext} , espesor del tubo (δ_{tubo}), conductividad térmica del material del tubo (K_{tubo}), espesor de incrustamiento ($\delta_{incrust}$) y la conductividad térmica del incrustamiento ($K_{incrust}$).

$$K_G = \frac{1}{\frac{1}{h_{int}} + \frac{1}{h_{ext}} + \frac{\delta_{tubo}}{K_{tubo}} + \frac{\delta_{incrust}}{K_{incrust}}}$$

Calculando el h_{int} :

- Temperatura media del agua en el intercambiador de calor.

$$T_M = \frac{32 + 42}{2} = 37 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Propiedades termo-físicas del agua a 37 °C.
 - ✓ $\rho = 993.2 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$
 - ✓ $\nu = 6.57 * 10^{-7}$
 - ✓ $K = 0.6278 \frac{\text{W}}{\text{m} * ^\circ\text{C}}$
 - ✓ $Pr = 4.34$
- Tomamos como referencia tuberías de 2.5'' de diámetro nominal, cédula 40.
 - ✓ $D_{ext} = 73.00 \text{ mm}$
 - ✓ $\delta_{tubo} = 5.16 \text{ mm}$

$$D_{int} = D_{ext} - 2 * \delta_{tubo}$$

$$D_{int} = 73.00 - 2 * 5.16$$

$$D_{int} = 62.68 \text{ mm}$$

Calculando los números de tubos por paso en función de la velocidad del agua y el área de la sección transversal de la tubería de 2.5'' de diámetro.

$$\dot{m}_{agua-cond} = \rho * A * V * N_{t/p}$$

$$143.3 = 993.2 * \frac{\pi * 0.06268^2}{4} * V * N_{t/p}$$

$$143.3 = 3.0647 * V * N_{t/p}$$

$$N_{t/p} = \frac{143.3}{3.0647 * V}$$

Calculando el $N_{t/p}$ en función de la velocidad del agua:

Tabla 9. Número de tubos por paso en función de la velocidad del agua.

V_{agua}	$N_{t/p}$
0.2	234
0.4	117
0.6	78
0.8	59
1.0	47

Fuente: Elaboración propia

Calculando el Número de Reynolds.

$$Re = \frac{V * D_{int}}{\nu}$$

V: velocidad del agua en tubo: 1 m/s

D_{int}: diámetro interior del tubo, m

ν: viscosidad cinemática del agua, m²/s

$$\text{Número de Reynolds del flujo de agua en tubo: } Re = \frac{1 * 0.06268}{6.57 * 10^{-7}}$$

$$Re = 95403.3486$$

Calculando el número de Nusselt Nu_{int} .

$$Nu_{int} = 0.023 * Re^{0.8} * Pr^{0.4}$$

$$Nu_{int} = 0.023 * 95403.3486^{0.8} * 4.34^{0.4}$$

$$Nu_{int} = 398.4507$$

$$Nu_{int} = \frac{h_{int} * D_{int}}{k_f}$$

En la cual:

hint: coeficiente de convección interna, pared interna de tubo – agua, w/(m²*°C)

Dint: diámetro interior del tubo, m

Kf: coeficiente de conductividad térmica del agua, w/(m*°C)

Reemplazando y procesando:

$$h_{int} = \frac{398.4507 * 0.6278}{0.06268} = 3990.86$$

Calculo del coeficiente de convección externa: vapor-pared externa, h_{ext} :

Para condensación de vapor saturado en tubos horizontales:

$$h_{ext} = 0.725 * \sqrt[4]{\frac{l_v * g * \rho' * K'^3}{\nu' * D_{int} * (T_{sat} - T_p)^2}}$$

Propiedades termo-físicas para agua saturada a 60 °C.

$$\checkmark \rho = 983 \frac{Kg}{m^3}$$

$$\checkmark \nu = 4.68 * 10^{-7}$$

$$\checkmark K = 0.653 \frac{W}{m * ^\circ C}$$

$$\checkmark Pr = 2.97$$

$$\checkmark \Delta T_{sat-pared} = 7.5 \text{ } ^\circ C$$

$$\checkmark l_v = 2392 * 10^3 \text{ J/Kg}$$

$$\checkmark (T_{sat} - T_p) = 7.25 \text{ } ^\circ C$$

$$h_{ext} = 0.725 * \sqrt[4]{\frac{2392 * 10^3 * 9.81 * 983 * 0.653^3}{4.68 * 10^{-7} * 0.06268 * 7.25^2}} = 5824.46 \frac{w}{m^2 * ^\circ C}$$

Coefficiente global de transferencia de calor K_G :

$$K_G = \frac{1}{\frac{1}{h_{int}} + \frac{1}{h_{ext}} + \frac{\delta_{tubo}}{K_{tubo}} + \frac{\delta_{incrust}}{K_{incrust}}} \left(\frac{w}{m^2 * ^\circ C} \right)$$

$$K_G = \frac{1}{\frac{1}{3990.86} + \frac{1}{5824.4659} + \frac{5.16 * 10^{-3}}{65} + \frac{0.5 * 10^{-3}}{2.2}} = 1371.89 \frac{w}{m^2 * ^\circ C}$$

Regresando a la ecuación general del $Q_{util-cond}$:

$$Q_{util-cond} = K_G * \Delta T_M * S_{I.C.} * 10^{-3}$$

Despejando, se calcula la superficie necesaria de intercambio de calor, Sic:

$$S_{I.C.} = \frac{Q_{util-cond}}{K_G * \Delta T_M * 10^{-3}}$$

$$S_{I.C.} = \frac{6000}{1371.89 * 22.63 * 10^{-3}} = 193.26 m^2$$

Del cuadro de la tabla N°1, se prosiguió a calcular el área exterior de tubo unitario.

$$S_{I.C.} = N_P * N_t * \frac{S_{unit/tubo}}{P}$$

N_P : Número de pasos de intercambio de calor

N_t/P : Número de tubos por paso de intercambio de calor

$$S_{unit-tubo}(m^2) = \text{Superficie unitaria de un tubo} = \pi * L_{tubo}(m) * D_{ext}(m)$$

$$S_{unit/tubo} = \frac{S_{I.C.}}{N_P * N_t / P}$$

Consideramos un intercambiador de calor de 10 pasos, por condiciones de tamaño:

$$S_{unit/tubo} = \frac{193.26}{8 * 47} = 0.5140 \frac{m^2}{tubo}$$

Teniendo el área exterior unitaria por tubo se calculará la longitud del tubo en función de esta misma área exterior unitaria por tubo y en función del diámetro exterior del tubo de 2.5” de diámetro nominal.

$$S_{unit/tubo} = \pi * D_{ext} * L_{tubo}$$

$$0.5140 = \pi * 0.0730 * L_{tubo}$$

Despejando y reemplazando: $L_{tubo} = \frac{0.5140}{\pi * 0.0730} = 2.2413 \text{ m} = 2.5 \text{ m}$

Disposición tubería vapor a turbina de condensación para cogenerar energía Cartavio

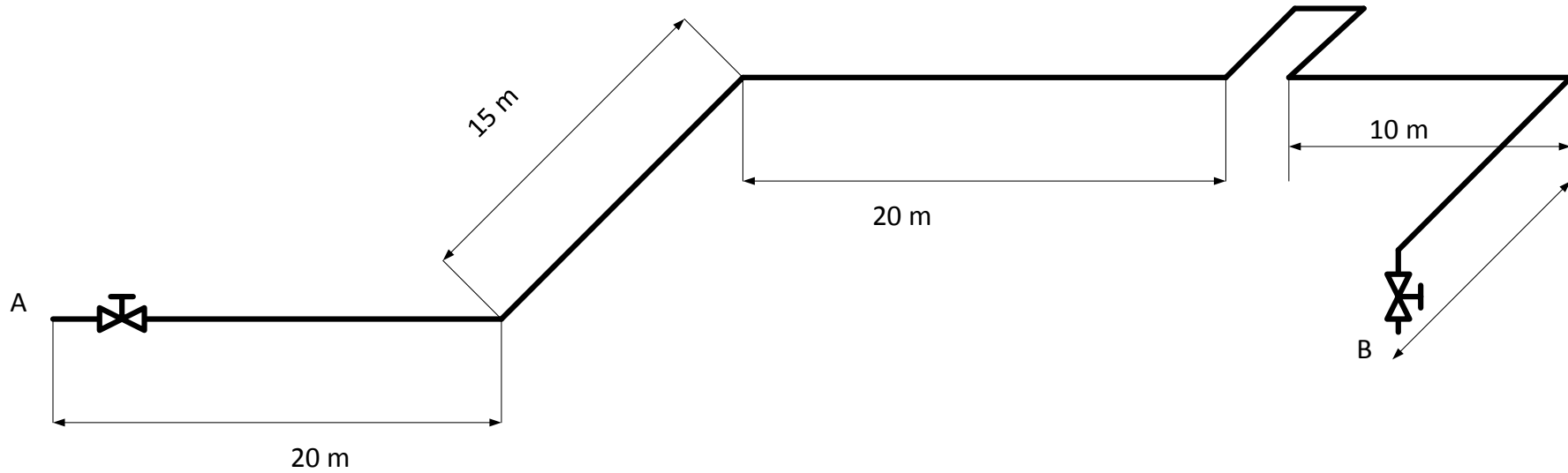


Figura 5. Disposición tubería vapor a turbogenerador de condensación pura Cartavio.

Fuente: Elaboración propia

Calculando la longitud equivalente de tramo A – B:

$$L_{equiv} = \Sigma_{tramos\ rectos} + \Sigma_{N-acces} * L_{equiv\ acces}$$

$$\Sigma_{tramos\ rectos} = 20 + 15 + 20 + 5 + 5 + 5 + 10 + 20$$

$$\Sigma_{tramos\ rectos} = 100m$$

Calculando la $\Sigma_{N-acces} * L_{equiv\ acces}$:

$$\diamond \text{ Codos radio largo: } 5 \text{ codos} * 4.90 \frac{m}{\text{codo}} = 24.5 \text{ m}$$

$$\diamond \text{ Codos radio } 45^\circ\text{C: } 2 \text{ codos} * 4.00 \frac{m}{\text{codo}} = 8 \text{ m}$$

$$\diamond \Sigma_{N-acces} * L_{equiv\ acces} = 24.5 + 8 = 32.5 \text{ m}$$

$$L_{equiv} = 100m + 32.5 \text{ m}$$

$$L_{equiv} = 132.5 \text{ m}$$

Se calculará el número de cédula para la tubería de 10 pulgadas de diámetro nominal.

$$N^{\circ}_{ced} = \frac{P_v}{\sigma_t} * F.S. * 1000$$

$$N^{\circ}_{ced} = \frac{40}{630} * 1.2 * 1000$$

$$N^{\circ}_{ced} = 76.19$$

$$N^{\circ}_{ced} = 80$$

Análisis de la velocidad real del vapor, para ellos primero se estima una velocidad promedio del vapor y se pueda obtener un diámetro aproximado al diámetro real y finalmente con el diámetro real obtener la velocidad real.

Se tomará una velocidad de vapor promedio de 30 m/s.

Análisis de la densidad del vapor sobrecalentado a 42 bar con una temperatura de 400 °C

$$\rho = \frac{1}{00679736 \frac{m^3}{Kg}}$$

$$\rho = 14.7116 \frac{Kg}{m^3}$$

$$\dot{m}_{vT-cond} = \rho_v * V_v * S_t$$

$$S_t = \frac{\dot{m}_{vT-cond}}{\rho_v * V_v}$$

$$S_t = \frac{2.46}{14.7116 * 30}$$

$$S_t = 5.57 * 10^{-3} m^2$$

Cálculo del diámetro interior de tubería según el S_t .

$$D_{int} = \sqrt{\frac{4 * S_t}{\pi}}$$

$$D_{int} = \sqrt{\frac{4 * 5.57 * 10^{-3}}{\pi}}$$

$$D_{int} = 0.0842 m$$

Convirtiendo el D_{int} en pulgadas

$$D_{int} = \frac{0.0842}{0.0254}$$

$$D_{int} = 3.3''$$

Teniendo el D_{int} como referencia, se puede tomar un D_{int} nominal de 3''

$$D_{int} = 3''$$

De tabla de sacó los datos de diámetro exterior y espesor de la tubería. Para tubería de 3 pulgadas de diámetro nominal, cédula 80:

$$\checkmark D_{ext} = 0.0889m$$

$$\checkmark \delta_{tubo} = 0.00762 m$$

$$D_{int} = D_{ext} - 2 * \delta_{tubo}$$

$$D_{int} = 0.0889 - 2 * 0.00762$$

$$D_{int} = 0.07366 m$$

Se calcula la velocidad del vapor en función del flujo másico del vapor y del área de la sección de la tubería de 3 pulgadas de diámetro nominal, cédula 80.

$$- \text{Volumen Específico del Vapor Sobre-calentado} = 0.0679736 \frac{m^3}{Kg}$$

$$\rho = \frac{1}{0.0679736 \frac{m^3}{Kg}}$$

$$\rho = 14.7116 \frac{Kg}{m^3}$$

$$V = \frac{Q}{A}$$

$$V = \frac{\frac{2.46}{14.7116}}{\frac{\pi * 0.07366^2}{4}}$$

$$V = 39.24 \frac{m}{s}$$

A continuación de procederá a conocer la caída de presión del vapor desde la T hasta la entrada de la turbina a condensación $\Delta P_{t_{A-B}}$:

$$\Delta P_{t_{A-B}} = \xi * \frac{L_{equiv} * V_{real}^2 * \rho_v}{2 * D_{int}}$$

Para ello, primeramente, se calcula el coeficiente ξ :

$$Re = \frac{V_{vapor} * D_{int}}{\nu}$$

Viscosidad cinemática para el vapor sobrecalentado de 42 bar con 400°C de temperatura.

✓ $\nu = 1.705 * 10^{-6}$

✓ $\rho = 14.7116 \frac{Kg}{m^3}$

$$Re = \frac{39.24 * 0.2428}{1.705 * 10^{-6}}$$

$$Re = 5587960.117$$

Tenemos las siguientes condiciones para calcular el ξ , según el número de Reynolds (Re):

✓ Si $Re \leq 2300$, entonces:

$$\xi = \frac{64}{Re}$$

✓ Si $2300 < Re < 10000$, entonces:

$$\xi = \frac{0.3164}{\sqrt{Re}}$$

✓ Si $Re > 10000$, entonces:

$$\xi = 0.0144 + \frac{0.018}{\sqrt{V_{vapor}}}$$

Se toma la primera condición, ya que el $Re > 10000$.

$$\xi = 0.0144 + \frac{0.018}{\sqrt{39.24}} = 0.017$$

Calculando la caída de presión desde el punto A hasta el punto B

$$\Delta P_{t_{1-2}} = 0.017 * \frac{132.5 * 39.24^2 * 14.7116}{2 * 0.07366}$$

$$\Delta P_{t_{1-2}} = 346354.628 \text{ Pa} = 3.46 \text{ bar}$$

3.5. Análisis de aislamiento térmico de tubería del tramo A – B con fibra de vidrio:

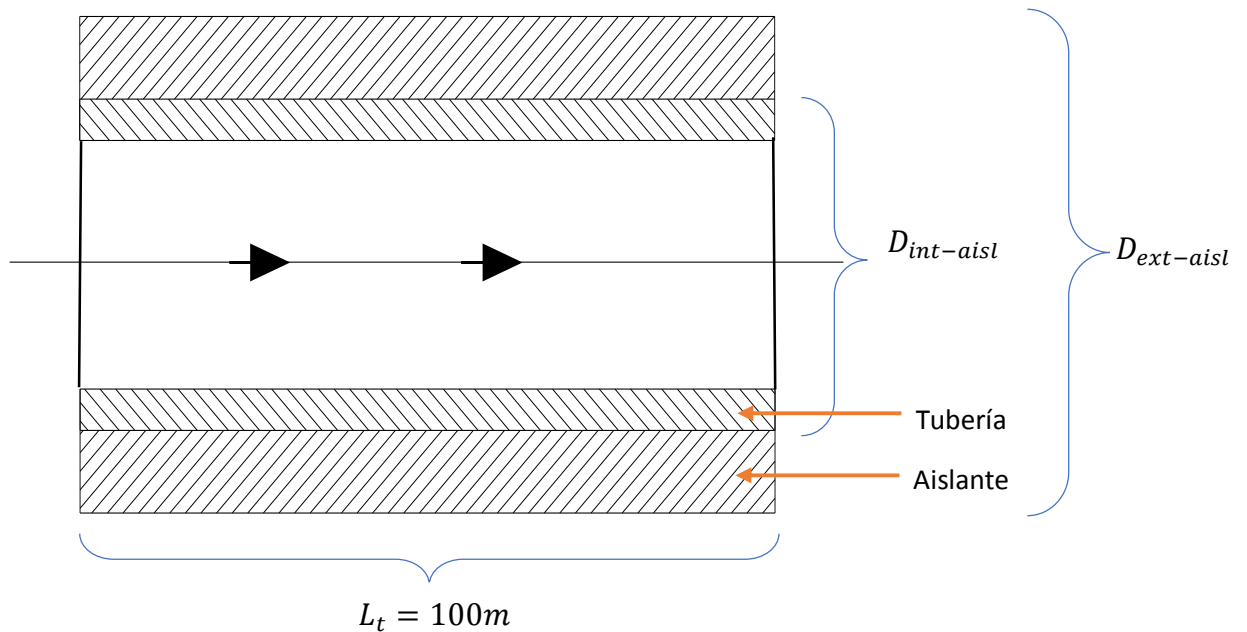


Figura 6. Calor útil perdido en función del espesor del aislante

Fuente: Elaboración propia

$$Q_{total} = \dot{m}_{v_{T-cond}} * h_v$$

$$Q_{total} = 2.46 * 3210$$

$$Q_{total} = 7896.6 \text{ KW}$$

Calor perdido medido desde la eficiencia térmica de la fibra de vidrio.

$$Q_{perd_{A-B}} = (1 - \eta_{aisl}) * Q_{total}$$

✓ Para fibra de vidrio: $\eta_{aisl} = 99.75\%$

$$Q_{perd_{A-B}} = (1 - 0.9975) * 7896.6 \text{ KW}$$

$$Q_{perd_{A-B}} = 0.0025 * 7896.6 \text{ KW}$$

$$Q_{perd_{A-B}} = 19.7415 \text{ KW}$$

$$Q_{perd_{A-B}} = 19741.5 \text{ W}$$

Cálculo de pérdida de calor por cada metro de tubería en el tramo A – B.

$$q_{perd_{total}} = \frac{19741.5 \text{ W}}{100 \text{ m}}$$

$$q_{perd_{total}} = 197.415 \frac{\text{W}}{\text{m}}$$

Fórmula general de la pérdida de calor por cada metro de tubería.

$$q_{perd_{unit}} = \frac{T_v - T_{p-aisl}}{\frac{1}{2 * \pi * K_{aisl}} * \ln \frac{D_{ext-aisl}}{D_{int-aisl}}}$$

➤ $D_{int-aisl} = D_{ext-tub}$

$$K_{aisl-fibra \text{ vidrio}} = 0.04176 + 0.000232 * \bar{T}$$

$$\bar{T} = \frac{T_v - T_{p-ext}}{2}$$

$$\bar{T} = \frac{400 + 42}{2}$$

$$\bar{T} = 221 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Cálculo de la conductividad térmica de la fibra de vidrio.

$$K_{aisl-fibra\ vidrio} = 0.04176 + 0.000232 * 221$$

$$K_{aisl-fibra\ vidrio} = 0.093 \frac{W}{m * ^\circ C}$$

Calor perdido unitario en función del espesor del aislante térmico.

$$q_{perd} \left(\frac{W}{m} \right) = \frac{T_v - T_{p-aisl}}{\frac{1}{2 * \pi * K_{aisl}} * \ln \frac{D_{ext-aisl}}{D_{int-aisl}}}$$

$$q_{perd} = \frac{400 - 42}{\frac{1}{2 * \pi * 0.093} * \ln \frac{D_{ext-aisl}}{D_{int-aisl}}}$$

$$q_{perd} = \frac{209.19}{\ln \frac{D_{ext-aisl}}{0.0889}}$$

Cálculo del calor perdido unitario para 1'' de espesor del aislante térmico.

$$D_{ext-aisl} = D_{int-aisl} + 2 * \delta_{aisl}$$

$$D_{ext-aisl} = 0.0889 + 2 * 0.0254$$

$$D_{ext-aisl} = 0.1397$$

$$q_{perd} = \frac{209.19}{\ln \frac{0.1397}{0.0889}}$$

$$q_{perd} = 462.82 \frac{W}{m}$$

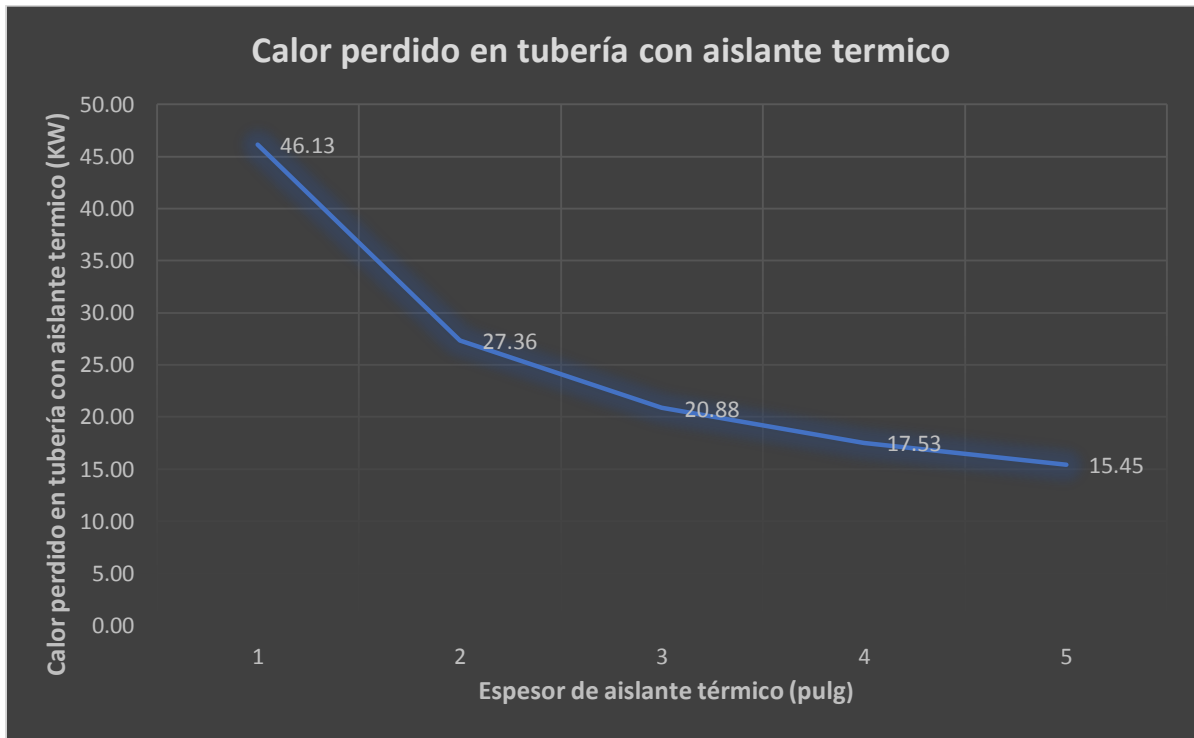


Figura 7. Análisis de los calores perdidos unitarios en función de varios espesores de aislantes

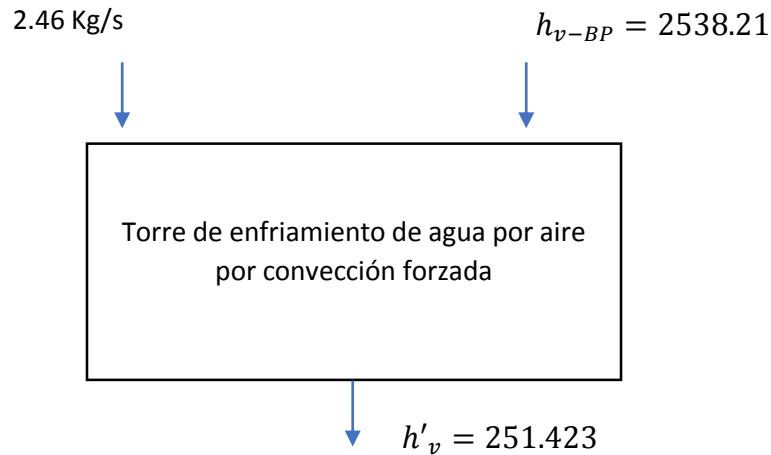
Fuente: Elaboración propia

Se toma 3'' como espesor de aislante por lo que tiene un calor perdido en tubería con aislante térmico de 20.88 KW.

$$\delta_{aisl} = 3''$$

Análisis de torre de enfriamiento, que enfría agua de 42 °C a 32 °C.

Este equipo enfriará el agua que se utiliza en el condensador



Calor útil de la torre de enfriamiento:

$$\text{Calor útil: } Q_u = \dot{m}_v * \Delta h$$

$$Q_u = 2.46 * (2538.21 - 251.423)$$

$$Q_u = 5624.98 \text{ KW}$$

$$Q_u = \dot{m}_{ag} * C_p * (T_f - T_i)$$

Flujo necesario de agua a la torre:

$$\dot{m}_{ag} = \frac{Q_u(kw)}{C_p \left(\frac{kJ}{kg * ^\circ C} \right) * (T_f - T_i)(^\circ C)}$$

$$\dot{m}_{ag} = \frac{5624.98}{4.187 * (42 - 32)}$$

$$\dot{m}_{ag} = 134.34 \frac{Kg}{s}$$

Cálculo del calor útil de a torre de enfriamiento, en BTU por hora.

1 btu = 1.055 kJ

$$\frac{BTU}{h} = 5624.98 * 1.055$$

$$\frac{BTU}{h} = 5934.35$$

Capacidad nominal de torre de enfriamiento de la torre:

$$ton - torre = 1.20 * \frac{5934.35 * 3600}{15000}$$

$$ton - torre = 1709.1$$

Potencia nominal para el motor eléctrico de accionamiento de la bomba.

Presión necesaria de bombeo para el agua de condensación:

$$P = 0.4 + 0.4 + 0.4 + 2 = 3.2 \text{ bar}$$

$$\text{Altura neta de bombeo: } H_m = 3.2 - 0.175$$

$$H_m = 3.025 \text{ bar} = 30.25 \text{ mCH}_2\text{O}$$

Potencia en eje de bomba centrífuga bombeo de agua al condensador:

$$P_{eje B-C} = \frac{134.34 * 9.81 * 3.025}{750} = 53.15 \text{ KW}$$

Potencia nominal del motor eléctrico trifásico:

$$P_{n-ME} = P_{\text{útil-ME}} * F.S. (kw)$$

Ne la cual: F.S. = Factor de servicio, se elige = 1.20, para bomba centrífuga

$$\rightarrow P_{nom} = 53.15 * 1.3 = 69 \text{ KW}$$

Pn ME, WEG, Un = 460 V, jaula de ardilla, estándar/alto rendimiento

Seleccionar bomba: Aurora, KSB, Hidrostral, etc...

Análisis del sistema eléctrico, a la salida de la turbina a condensación

Teniendo como referencia la sección del área de transferencia de calor, podemos diseñar el condensador

ALTERNATIVAS DE SOLUCION:

- a) Una alternativa de solución es la implementación e instalación de una turbina a condensación de 4 MW trabajando en paralelo al turbogenerador, con el fin de generar energía necesaria a su propia demanda máxima.

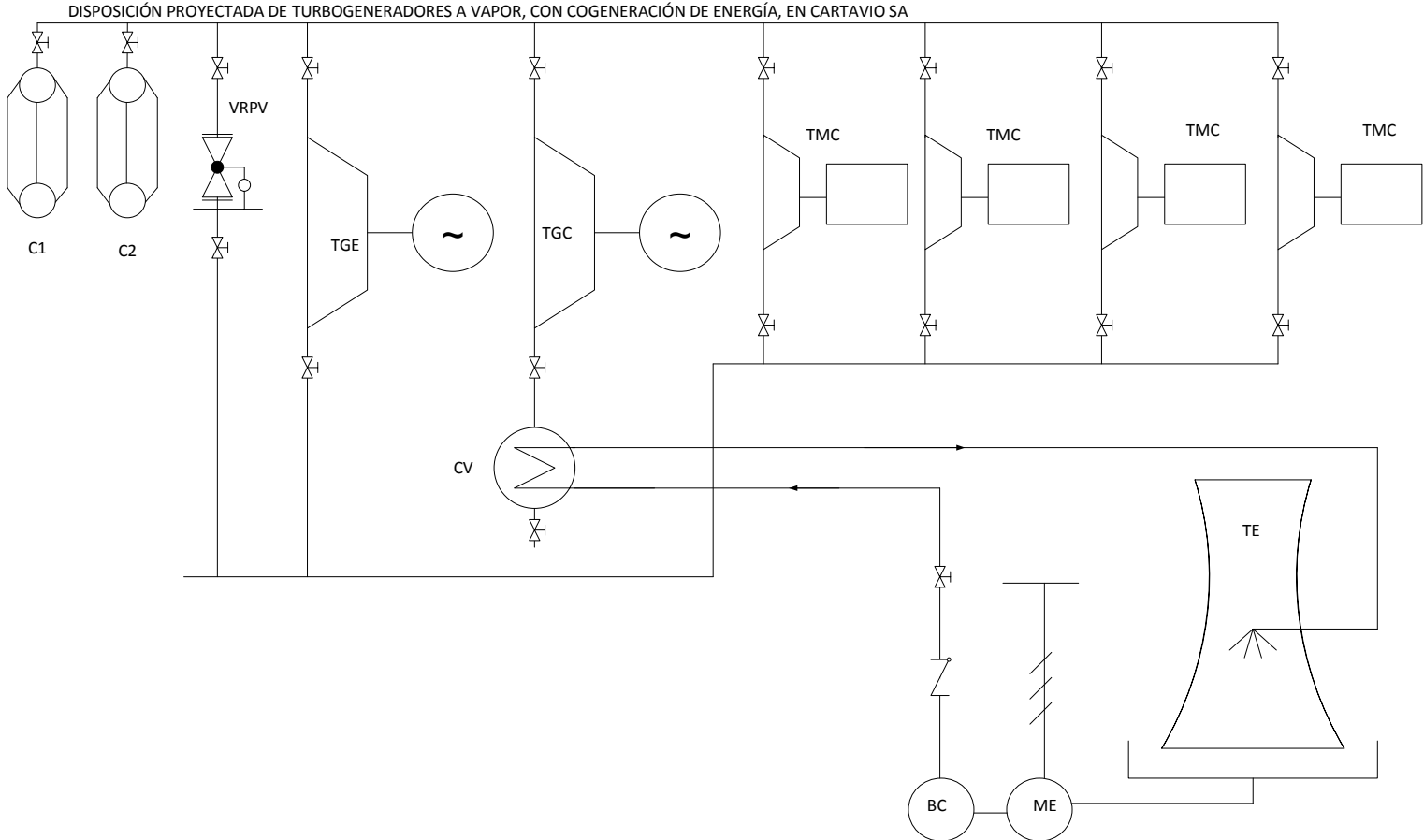


Figura 8. Disposición proyectada de turbinas a vapor con cogeneración de energía en Cartavio S.A.A

Fuente: Elaboración propia

b) La segunda alternativa de solución es reemplazar el turbogenerador a contrapresión actual por un turbogenerador de extracción – condensación

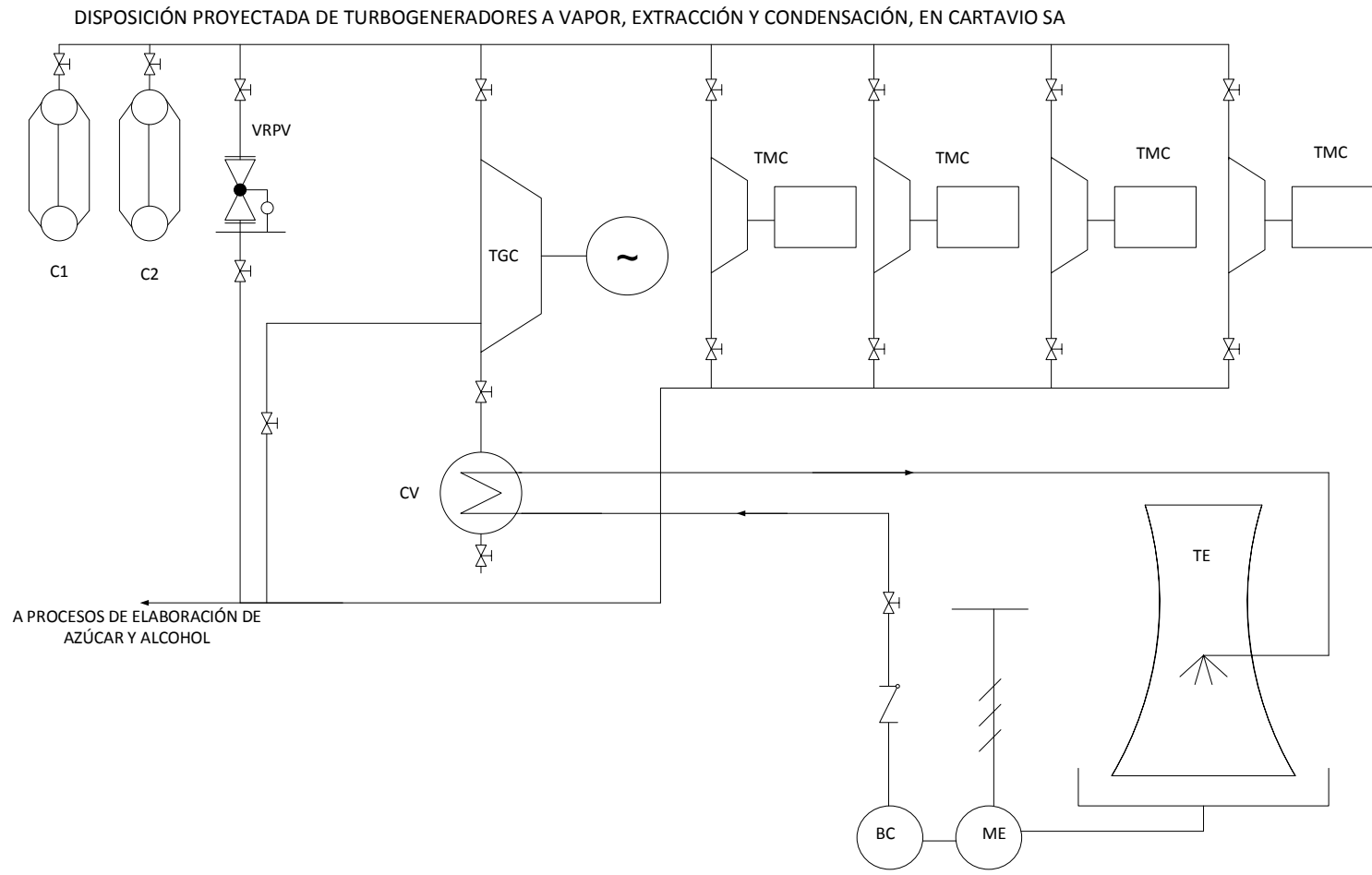


Figura 9. Disposición proyectada de turbinas a vapor con cogeneración de energía en Cartavio S.A.A

Fuente: Elaboración propia

- Entre estas dos alternativas de solución optamos, por la alternativa “A” por ser menos costosa, ya que su costo puede ser de S/. 4'000 000.00 por la compra de una turbina a condensación de 4Mw y ser accesible para la empresa, la opción “B” su precio sería muy elevado por lo que costaría por la compra de una turbina extracción a condensación de 32000 KVA a S/. 32'000 000.00.

3.6. Cálculo de conductor trifásico en Mt

3.6.1. Calculo de la Corriente Nominal del sistema

La corriente nominal está determinada por la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{S_{GE}}{\sqrt{3} * U_n}$$

Donde:

S_{GE}	=	Potencia nominal	2000 KVA
V	=	Tensión de la red	10 KV
I_n	=	Corriente nominal del Sistema	

$$I_n = \frac{2'000,000 VA}{\sqrt{3} * 10,000 V} = 115.47 A$$

F_c = Factor de corrección de corriente del conductor

(por resistividad del suelo, temperatura y profundidad de instalación: 0.95, 0.96 y 0.97)

$$\text{Intensidad de diseño: } I_{\text{diseño}} = I_d = \frac{I_n}{f_c} = \frac{115.47}{0.95 * 0.96 * 0.97} = 130.53 A$$

3.7. Dimensionamiento de conductor de alimentación a barra de 10 Kv 1500 kw

Tabla 10. Sección nominal

SECCION NOMINAL	RESISTENCIA DC a 20°C	RESISTENCIA AC		REACTANCIA INDUCTIVA		AMPACIDAD ENTERRADO (20°C)		AMPACIDAD AIRE (30°C)	
		(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)
		Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)
25	0.727	0.927	0.927	0.2964	0.1713	180	160	195	165
35	0.524	0.668	0.669	0.2849	0.1627	215	190	235	200
50	0.387	0.494	0.494	0.2704	0.1513	250	225	280	240
70	0.268	0.342	0.342	0.2579	0.1426	305	275	350	295
95	0.193	0.247	0.247	0.2474	0.1365	360	325	420	360
120	0.153	0.196	0.196	0.2385	0.1305	405	370	485	410
150	0.124	0.159	0.160	0.2319	0.1264	445	410	540	465
185	0.0991	0.127	0.128	0.2250	0.1230	495	460	615	530
240	0.0754	0.098	0.099	0.2160	0.1177	570	535	720	625
300	0.0601	0.078	0.08	0.2091	0.1139	630	600	815	715
500	0.0366	0.050	0.053	0.1957	0.1081	750	745	1010	925

(A): 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos paralelos separados 7 cm.

(B): 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos, agrupados en triángulo, en contacto.

BAJO LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- TEMPERATURA DEL SUELO = 20°C
- TEMPERATURA DEL AIRE = 30°C
- RESISTIVIDAD DEL SUELO = 1k.m/W
- PROFUNDIDAD DE INSTALAC. = 700 mm

Para determinar la sección más adecuada del alimentador, lo analizamos en primer lugar por capacidad de corriente, segundo por caída de tensión y tercero por cortocircuito.

3.8. Cálculo por ampacidad

Se ha previsto instalar un circuito de 10 KV para el generador de 2000 KVA, 10 Kv

Para $I_d = 130.53$ A, se elige de tablas:

Cable de alimentación = N2YSY, 8.7/15 KV = 3 – 1 x 25 mm²

Resistencia a 20 °C 0.927 Ohm/Km

Resistencia a 70 °C 1.11 Ohm/Km

Reactancia 0.2964 Ohm/Km

Longitud 0.13 Km

Potencia de Cortocircuito 110 MVA en 10 KV

Duración del cortocircuito	0.02 seg.
In enterrado:	180 A

El cable seleccionado, es del tipo N2YSY, 8.7/10 KV, 3 – 1 x 25 mm² con una capacidad de corriente de 180 A, enterrado, superior a la corriente nominal de diseño de 130.53 A, lo que determina que, por capacidad de corriente, el cable escogido es el adecuado.

3.9. Cálculo por caída de tensión

Resistencia eléctrica a 70 °C

$$(R_{70} = 1 + 0.00393 \times 50) = 1.1965 \text{ Ohm/km}$$

Entonces la caída de tensión está expresada por:

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} * I_d * L * (R * \cos\varphi + X * \text{sen}\varphi)$$

Donde:

Δv = Caída de tensión en Voltios

L = Longitud del cable en Km = 0.13 Km

I_d = Corriente nominal corregida de diseño = 130.53 A

Reemplazando:

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} * 130.53 * 0.13 * (1.1965 * 0.92 + 0.2964 * 0.39) = 35.75 \text{ V}$$

Caída de tensión porcentual: $35.75/10000 = 0.3575 \%$

La caída de tensión permitida es de 0.3575 % de la Tensión nominal es decir de 35.75 Volts, y el cable de 25 mm² de sección nos da una máxima caída de tensión muy inferior al máximo permisible, por lo que el cable escogido es el adecuado.

3.10. Cálculo por efecto de cortocircuito

Para el cable N2YSY, que es de cobre se tiene la fórmula de cálculo de la intensidad de corto circuito, I_{cc} :

$$I_{cc} = 13 * S * \sqrt{\left(\frac{\Delta \epsilon}{t}\right)}$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de corto circuito

S = Sección del conductor = 25 mm²

T = Duración del cortocircuito = 0.02 seg

$\Delta\varepsilon$ = Elevación de temperatura en °C= 150 °C para cobre

Deduciendo tenemos la expresión:

$$S = \frac{I_{cc}}{13 * \sqrt{\frac{\Delta\varepsilon}{t}}}$$
$$I_{cc} = \frac{110'000,000 VA}{\sqrt{3} * 10000 V} = 6350 A$$
$$S = \frac{I_{cc}}{13 * \sqrt{\frac{\Delta\varepsilon}{t}}} = \frac{6350}{13 * \sqrt{\frac{150}{0.02}}} = 5.64 mm^2$$

El cable seleccionado cumple el requerimiento solicitado. $S = 5.64 mm^2 < 25 mm^2$

El cable seleccionado cumple el requerimiento solicitado.

3.11. Cálculos mecánicos de la Subestación

En este acápite se analizará los esfuerzos electrodinámicos a que están exigidas las barras y aisladores de las Celdas de Media Tensión, 10 KV.

Información preliminar:

Potencia instalada	=	Pi	=	2000 KVA
Potencia de cortocircuito máxima	=	Pcc	=	130 MVA
Corriente de cortocircuito	=	Icc	=	7.51 KA

3.12. Determinación de los efectos electrodinámicos.

Los efectos electrodinámicos están determinados por la corriente de choque de cortocircuito, siendo:

$$\text{Corriente cortocircuito de choque} = I_{ch} = \sqrt{2} \times 1.8 \times I_{cc}$$

$$\text{Entonces: } I_{ch} = 1.41 \times 1.8 \times 6.35 = 16.116 KA$$

Efectos electrodinámicos:

Las barras de cobre para el circuito de Media Tensión son de 5 x 40 mm de sección

La distancia entre soportes de aisladores es de 1.00 m

Tenemos la expresión: $F = 2.04 \times I_{ch}^2 \times L/d$ en Kg

Siendo:

F	=	Fuerza en Kg sobre las barras.	
Ich	=	Corriente de choque	= 19.06 KA
L	=	Longitud entre apoyos	= 1.00 m
D	=	separación entre barras	= 25 cm

$$\text{Entonces: } F = 2.04 * (16.116)^2 * 1.00/25 = 21.19 \text{ Kg}$$

Se utilizarán aisladores portabarra clase A (DIN 48100) que soportan 375 Kg de esfuerzo en la cabeza del aislador y que cumple ampliamente con los requerimientos solicitados.

3.12.1. Determinación de la flexión de trabajo (FT):

a).- Momento flector máximo (M)

$$M = F \times L/8 = 29.64 \text{ kg} \times 100 \text{ cm}/8 = 370 \text{ Kg-cm}$$

b).- Momento resistente en la barra (Wr)

$$W_r = b \times h^2/6$$

Siendo:

$$b \text{ barra} = 5 \text{ mm}$$

$$h = 40 \text{ mm}$$

Entonces:

$$W_r = 0.5 \times (4)^2/6 = 1.33 \text{ cm}^3$$

c).- Esfuerzo de flexión de trabajo (Eft)

$$E_{ft} = M/W_r$$

$$M = 370/1.33$$

$$E_{ft} = 278.2 \text{ Kg/cm}^2$$

El Cobre, soporta 1200 Kg/cm² que es muy superior al requerimiento, y por lo tanto es satisfactorio.

3.13. Calculo de resonancia

Cuando la frecuencia natural (fn) y la frecuencia en las barras se encuentran muy cerca del +/- 10% de la frecuencia de la red eléctrica o de un múltiplo natural de ella, se produce el

fenómeno de resonancia, por lo que es necesario que la frecuencia natural debe estar fuera de los intervalos $54 < f_n < 66$, $108 < f_n < 132$ Hz

Tenemos la expresión:

$$F_n(\text{Hz}) = \frac{112 * \sqrt{\frac{E * J}{G}}}{L^2}$$

- $F_n = 112 (E J / G)^{0.5} / L^2$ (Hz, siendo)
 $L =$ Longitud de la barra entre apoyos = 100 cm
 $E =$ Módulo de elasticidad = $1.25 \times (10)^6$ Kg/cm²
 $J =$ Momento de inercia = 2.66 (cm)⁴
 $G =$ Peso de la barra = 0.0157 Kg/cm
 $F_n =$ frecuencia natural de oscilación de la barra

Cálculo del momento de inercia (J):

$$J = h \times (b)^3 / 12 \text{ (cm)}^4 = 0.5 \times (4)^3 / 12 = 2.66 \text{ (cm)}^4$$

Entonces:

$$F_n(\text{Hz}) = \frac{112 * \sqrt{\frac{1.25 * 10^6 * 2.66}{0.0157}}}{100^2} = 162.99$$

Se encuentra fuera de los rangos $<54, 66>$ y $<108, 132>$, es decir soporta los requerimientos.

3.14. Cálculo por elevación de temperatura.

La elevación de temperatura está dada por:

$$\Delta T = K \times (I_{cc})^2 \times (T + \Delta t) / (A)^2$$

Donde:

- $K =$ Constante del cobre = 0.0058
 $A =$ sección de la barra = 200 mm²
 $I_{cc} =$ Corriente de cortocircuito = 7510 A
 $T =$ Tiempo de apertura del

Dispositivo de protección = 0.02 seg.

Incremento de tiempo de protección (Δt):

$$\Delta t = (I_{ch} / I_{cc})^2 \times t \text{ en seg.}$$

Donde:

$$I_{ch} = \text{Corriente de choque} = 19060 \text{ A}$$

$$t = \text{Valor cortocircuito bipolar} = 0.6$$

$$\text{Entonces: } \Delta t = (19060/7510)^2 \times 0.6 = 3.87 \text{ segundos}$$

$$\text{Entonces: } \Delta T = 0.0058 \times (7510)^2 \times (0.02 + 3.87)/(200)^2 = 31.8 \text{ }^\circ\text{C}$$

Si consideramos que la temperatura de trabajo antes de la falla era de 60 °C, entonces la temperatura final al mitigarse la falla será: $T_{final} = 60 \text{ }^\circ\text{C} + 31.8 \text{ }^\circ\text{C} = 91.8 \text{ }^\circ\text{C}$ que es mucho menor que los 200 °C que soporta el cobre Norma VDE), Y por lo tanto se cumple el requerimiento.

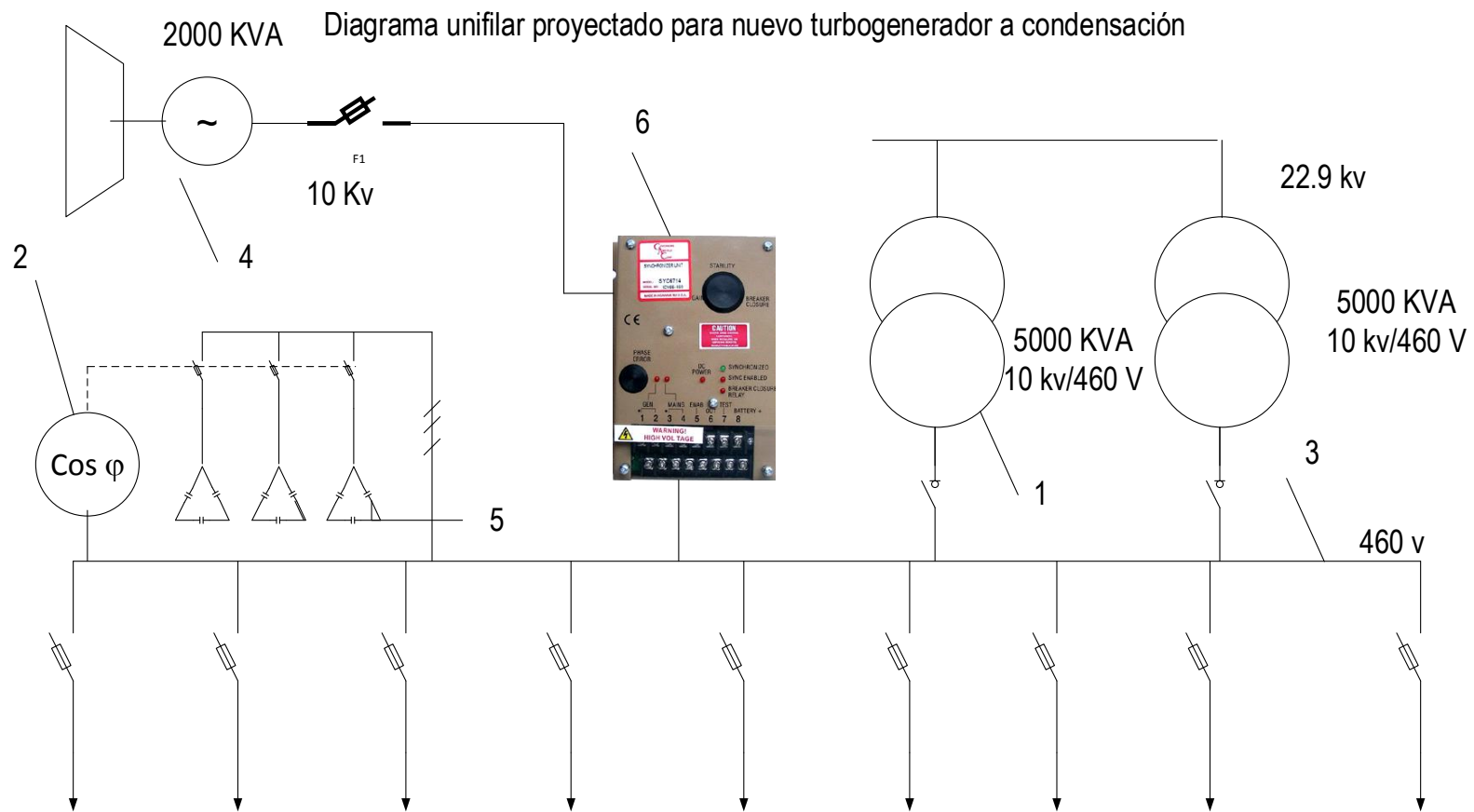


Figura 10. Proyección de compensación del factor de potencia en planta nr.2.

Fuente: Elaboración propia

En la figura 25:

- 1: Transformación trifásico de distribución secundaria, 2500 KVA, 10/0.46 Kv
- 2: Controlador de factor de potencia
- 3: Barra de tensión: 460 V
- 4: Turbogenerador de energía nuevo, 2000 KVA
- 5: Banco de condensadores trifásicos
- 6: Sincronizador de frecuencia

3.15. Cálculo del banco de condensadores trifásicos

Factor de potencia deseado: $\cos\varphi_2 = 0.95$

Angulo de fase, después de la compensación individual:

$$\varphi_2 = \arccos 0.95 = 18.20^\circ$$

Potencia activa entregada: se mantiene constante = 1500 kw

Potencia reactiva absorbida, luego de la compensación del factor de potencia:

$$Q_2 = P_{abs} * \tan\varphi_2$$

$$Q_2 = 1500 \text{ kw} * \tan 18.20^\circ = 493.17 \text{ kvar}$$

Potencia aparente absorbida por motor, luego de la compensación:

$$S_2 = \frac{P_{abs}}{\cos\varphi_2}$$

$$S_2 = \frac{1500 \text{ kw}}{0.95} = 1578.95 \text{ kva}$$

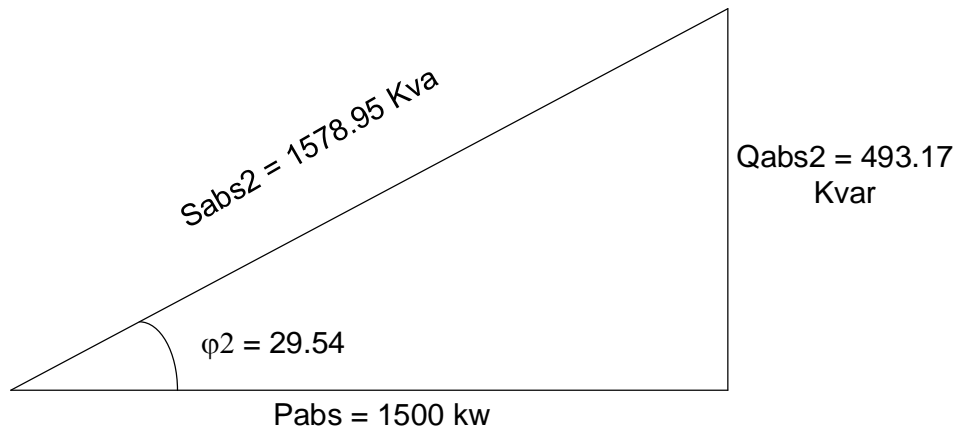


Figura 11. Triángulo de potencias del suministro de energía 1500 kw con compensación individual del factor de potencia.

Fuente: Elaboración propia

3.16. Potencia del banco de condensadores trifásicos, Q_c

$$Q_c = Q_{abs1} - Q_{abs2}$$

En la cual:

Q_{abs1} = Potencia reactiva inductiva absorbida, sin compensación del factor de potencia, Kvar

Q_{abs2} = Potencia reactiva inductiva absorbida con compensación individual del factor de potencia

Q_c = Potencia reactiva del banco de condensadores trifásicos, Kvar, para compensación individual del factor de potencia

$$Q_c = 1125 - 493.17 = 631.83 \text{Kvar}$$

Potencia por fase del banco de condensadores:

$$Q_{c-f} = Q_c/3 = 631.83/3 = 210.61 \text{ Kar}$$

3.16.1. Capacidad del capacitor por fase, C_f

$$C_f = \frac{Q_{c-f}}{U_f^2 * 2\pi * f} * 10^{-3} (\text{mF})$$

En la cual:

Q_{c-f} = Potencia por fase dl capacitor, var

U_f = Tensión de fase del capacitor = $U_{línea}$ (Conexión en triángulo)

f = frecuencia de la red eléctrica = 60 Hz

$$C_f = \frac{210610 \text{ var}}{10000^2 * 2\pi * 60} = 5.58 \mu\text{F}$$

Intensidad absorbida por barra de 10 Kv, antes de la compensación del factor de potencia

Factor de potencia nuevo: 0.8

3.17. Intensidad de corriente a ser absorbida por el sistema, luego de la compensación del factor de potencia:

$$I_{\text{abs1}} = \frac{P_{\text{abs1}} (\text{w})}{\sqrt{3} * U_n * \text{Cos}_\varphi} = \frac{1'500,000 (\text{w})}{\sqrt{3} * 10000 * 0.8} = 108.25 \text{ A}$$

3.18. Intensidad absorbida por barra de 10 Kv, luego de la compensación del factor de potencia

Factor de potencia nuevo: 0.95

$$I_{\text{abs2}} = \frac{P_{\text{abs2}} (\text{w})}{\sqrt{3} * U_n * \text{Cos}_\varphi} = \frac{1'500,000 (\text{w})}{\sqrt{3} * 10000 * 0.95} = 91.16 \text{ A}$$

Reducción de intensidad de corriente por compensar el factor de potencia

$$\Delta I = I_{\text{abs1}} - I_{\text{abs2}}$$

I_{abs1} = intensidad de línea absorbida, sin compensar el factor de potencia, A

I_{abs2} = intensidad de línea absorbida, con compensación del factor de potencia, A

$$\Delta I = 108.25 - 91.16 = 17 \text{ A}$$

Reducción porcentual de intensidad de línea, por compensar el factor de potencia

$$\Delta I (\%) = \frac{\Delta I (\text{A})}{I_{\text{abs1}} (\text{A})} * 100 = \frac{17 \text{ A}}{108.25} * 100 = 15.70 \%$$

Por compensar en modo individual el factor de potencia para el suministro de 1500 kw a 10 Kv, se tiene una reducción de 17 A, 15.7 % en relación a la inicial.

3.19. Cálculo de la reducción de temperatura del conductor de alimentación al motor eléctrico por compensar el factor de potencia:

Temperatura del conductor sin compensación del factor de potencia:

$$t_{\text{conductor}} = t_0 + (t_n - t_0) * \left(\frac{I_{\text{operación}}}{I_{\text{nominal}}} \right)^2 (\text{°C})$$

T_{conductor} = temperatura de operación del conductor

t_n = temperatura máxima que resiste el conductor, °C

t₀ = temperatura de montaje del conductor

Ioperación: intensidad de operación del conductor, A

Inominal: Intensidad máxima del conductor, A

En el caso de conductor sin compensación del factor de potencia:

Temperatura del conductor, sin compensar el factor de potencia

$$t_{\text{conductor1}} = 30 + (80 - 30) * \left(\frac{130.53}{180}\right)^2 = 71.28 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

En el caso de conductor con compensación del factor de potencia:

Temperatura del conductor:

$$t_{\text{conductor2}} = 30 + (80 - 30) * \left(\frac{130.8}{180}\right)^2 = 63.67 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

Reducción de la temperatura del conductor por compensar el factor de potencia del motor, desde 0.87 hasta 0.95:

$$\Delta t = t_{\text{conductor1}} - t_{\text{conductor2}} = 71.28 - 63.67 = 7.61 \text{ }^\circ\text{C}$$

Reducción porcentual de la temperatura del conductor por compensar el $\cos\phi$:

$$\Delta t(\%) = \frac{\Delta t(^\circ\text{C})}{t_{\text{conductor1}}} * 100 = \frac{7.61}{71.28} * 100 = 10.67 \%$$

Se observa que por compensar el factor de potencia del motor se reduce la temperatura del conductor de alimentación en 10.67% en relación a la intensidad inicial, debido a la reducción de la intensidad en 9.47 %

Análisis económico

Tabla 11. Presupuesto e Inversiones necesarias en equipos, mano de obra, insumos y accesorios

Presupuesto Inversión en Mejora de Cogeneración en CTE a Vapor Cartavio SAC				
Materiales	Cantidad	U.M.	Cunit (S./UM)	S/.
Tubos Acero ASTM A 53, CEDULA 80 Dn = 8"	24	Piezas	676.00	16,224.00
Codos acero ASTM A 53, cedula 40, dn = 8"	8	Piezas	135.00	1,080.00
Válvula acero pn = 50 bar, t = 500 °C, de globo, dn = 8"	2	Piezas	11,725.00	23,450.00
Tubos Acero ASTM A 53, CEDULA 80 Dn = 20"	12	Piezas	1,450.00	17,400.00
Válvula acero pn = 50 bar, t = 500 °C, de globo, dn = 10"	2	Pzas.	21,200.00	42,400.00
Codos acero ASTM A 53, cedula 40, dn = 20"	4	Pza.	215.00	860.00
Pintura Antioxidante	5	Galones	65.00	325.00
Pintura de aluminio	12	Galones	188.00	2,256.00
Pernos 5/8" X 2.5" Fe, con anillos planos y de presión	108	Pzas.	2.51	271.35
Vigas acero ASTM A 36 w4" x 13 lb/pie x 6 m	6	Pzas.	1,390.25	8,341.50
Colchonetas de Fibra de Vidrio 2" X 0.6 M X 15 m	20	Pzas.	418.75	8,375.00
Planchas de FE Galvanizado 1/16" X 1.20 X 2.40 M	30	Pzas.	75.00	2,250.00
Termómetro bimetalico, 0...600°C, d = 100 mm	2	Pzas.	315.00	630.00
Termómetro bimetalico, 0...200°C, d = 100 mm	2	Pzas.	275.00	550.00
Fabricación e instalación del condensador de vapor por agua	1	Pzas..	83,750.00	83,750.00
Fabricación bridas de acero dint 506 mm tubería aire	4	Pzas.	625.00	2,500.00
Fabricación Empaquetaduras para bridas, dint = 400 mm	4	Pzas.	195.00	780.00
Mano de Obra Montaje turbogenerador	1	Pzas.	57,750.00	57,750.00
Obras civiles montaje de turbogenerador Sn = 2000 KVA	1	Pzas.	50,250.00	50,250.00
Mano de Obra Montajes vigas soporte	1	Pzas.	4,500.00	4,500.00
Mano de Obra Montaje Vigas w 4" x 13 lb/pie	3	Pzas.	1,000.00	3,000.00
Mano de Obra Aislamiento térmico	1	Pzas.	5,500.00	5,500.00
Turbogenerador de EE, Sn = 2000 KVA	1	Pieza	2,110,500.00	2,110,500.00
Mano de obra equipos eléctricos	1	Pieza	67,000.00	67,000.00
Bancos de condensadores trifásicos 650 KVAR, f = 60 Hz, Un = 10 Kv	1	Pieza	76,212.50	76,212.50
Accesorios eléctricos	1	Kit	55,000.00	55,000.00
Dirección Fabricación, Montaje y puesta en servicio	1		12,500.00	12,500.00
			TOTAL INVERSIÓN	2,653,655.35

Fuente: elaboración propia

Financiamiento de la inversión

Tabla 12. Análisis financiero

Inversión		
Descripción		Monto (S/.)
Equipos		2,653,655.35
Total Inversión del Proyecto		S/. 2,653,655.35
Financiamiento		
Descripción		Monto (S/.)
Aporte propio, % Inversión total	15%	S/. 398,048.30
Financiamiento		S/. 2,255,607.05
Total inversión		S/. 2,653,655.35
Condiciones del Financiamiento		
Descripción		Monto (S/.)
Préstamo bancario		S/. 2,255,607.05
Tasa efectiva anual		10.00%
Tasa efectiva mensual		0.80%
Plazo, meses		24
Cuota mensual, Soles/mes		S/. 103,636.66

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13. Financiamiento y atención de deuda bancaria, plazo: 24 meses

Plan de Pagos mensuales de deuda					
Mes	Préstamo	Interés	Amortización	Cuota	Saldo
1	2,255,607.05	21,402.99	84,131	105,534	2,171,475.80
2	2,171,475.80	20,604.68	84,930	105,534	2,086,546.26
3	2,086,546.26	19,798.81	85,735	105,534	2,000,810.83
4	2,000,810.83	18,985.28	86,549	105,534	1,914,261.88
5	1,914,261.88	18,164.03	87,370	105,534	1,826,891.68
6	1,826,891.68	17,335.00	88,199	105,534	1,738,692.45
7	1,738,692.45	16,498.09	89,036	105,534	1,649,656.31
8	1,649,656.31	15,653.25	89,881	105,534	1,559,775.33
9	1,559,775.33	14,800.39	90,734	105,534	1,469,041.48
10	1,469,041.48	13,939.43	91,595	105,534	1,377,446.68
11	1,377,446.68	13,070.31	92,464	105,534	1,284,982.75
12	1,284,982.75	12,192.94	93,341	105,534	1,191,641.46
13	1,191,641.46	11,307.24	94,227	105,534	1,097,414.47
14	1,097,414.47	10,413.14	95,121	105,534	1,002,293.37
15	1,002,293.37	9,510.55	96,024	105,534	906,269.70
16	906,269.70	8,599.41	96,935	105,534	809,334.87
17	809,334.87	7,679.61	97,855	105,534	711,480.25
18	711,480.25	6,751.09	98,783	105,534	612,697.11
19	612,697.11	5,813.76	99,720	105,534	512,976.63
20	512,976.63	4,867.53	100,667	105,534	412,309.93
21	412,309.93	3,912.32	101,622	105,534	310,688.02
22	310,688.02	2,948.05	102,586	105,534	208,101.85
23	208,101.85	1,974.64	103,560	105,534	104,542.25
24	104,542.25	991.98	104,542	105,534	-

Fuente: Elaboración propia

Tabla 14. Calculo de del VAN, TIR Y PRI

Flujo de caja, VAN; TIR y PRI

Beneficio anual	2,857,894	S/año
Costos operativos		
Costo de Manto	135,000	S./año
Costos operativos	0	S/año

* VAN y TIR : Con financiamiento del préstamo del banco.

Flujo de Caja Financiero																
	Año															
Servicio de deuda	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Préstamo	-2255607															
Interés	S./año	202445	74769													
Amortización	S./año	1063966	1191641													
Costo de Manto	S./año	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000
Total egresos	S./año	1,401,411	1,401,411	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000
Beneficio anual	S./año	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894	2,722,894
FLUJO DE CAJA FINANCIERO																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	-2,255,607.05	1,321,483	1,321,483	2,587,894	2,587,894	2,587,894	2,587,894	2,587,894	2,587,894	2,587,894	2,587,894	2,587,894	2,587,894	2,587,894	2,587,894	2,587,894

COK	12%	
VAN	13,229,888	
TIR	77%	
Número de años	15	Años
PRI (Años)	0.89	Años
	10.635	Meses
PRI: Período de Retorno de la Inversión		
PRI (Años)= (VA(Io))/(VA(Bn)/N)		

Fuente: Elaboracion propia

$$\text{Beneficio anual bruto: } 1500 \text{ kw} * 23.5 \frac{\text{h}}{\text{d}} * 0.235 \frac{\text{soles}}{\text{kwh}} * 345 \frac{\text{d}}{\text{año}} = 2',857,894 \text{ soles/año}$$

Vida útil estimada del proyecto: 15 años, sin repotenciación

PRI: Período de retorno de la inversión

IV. DISCUSIÓN

Vásquez (2017), en su investigación para optar por el grado de Ingeniero de Energía. Realizada en la Universidad Nacional Del Santa (Perú - Chimbote), titulada: “Predecir mediante el análisis exergético la tecnología adecuada de cogeneración para la optimización de la planta azucarera San Jacinto”. Logró cogenerar un excedente de 10.9 MW a un precio promedio de 63.40 U\$\$/MWh, concluyendo que el proyecto tiene un retorno de la inversión de 5.38 años, aumentando la eficiencia de la planta a 47.64% (energética) y 8.52 % (exergética).

En esta tesis la factibilidad técnico económica de la instalación de una nueva turbina condensación para reducir su compra de energía obteniendo una inversión de **S/. 2,653,655.35** con un retorno de inversión de 1.86 años.

Vílchez (2016), en su trabajo de investigación para obtener el grado de Ingeniero Mecánico Electricista. Realizada en la Universidad Cesar Vallejo (Pimentel - Perú), titulada: “EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA INCREMENTAR LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA DE LA EMPRESA INDUSTRIAL PUCALÁ SAC, 2016” Expone en su Tesis: que los 2 turbogenerador de vapor operan al 30% de su capacidad nominal por falta de vapor sobrecalentado, produciendo 14 MW con una presión de 600 PSI, debido a esta problemática se planteó el cambio de las 6 turbinas de vapor de accionamiento de trapiches por motores eléctricos trifásicos de alta eficiencia jaula ardilla, para aumentar la producción de vapor a los turbogeneradores, pudiendo generar un excedente de 10

MW para la comercialización al SEIN, concluyendo que el proyecto tiene un retorno operacional de la inversión de 4 años, con un valor actual neto de S/. 40573.36 y una tasa interna de rentabilidad de 27%.

De manera similar a esta investigación, En la primera parte de la tesis de Vilchez, realizaron una auditoria energética a todos sus equipos debido a que la eficiencia de su planta azucarera no estaba cumpliendo con las normas peruanas de cogeneración.

En la segunda parte, para aumentar su producción de vapor evaluaron cambiar sus turbinas de vapor en trapiche por motores eléctricos ya que ellos querían generar un excedente de energía, mientras que en la presente tesis, hemos instalado una turbina adicional para evitar la compra de energía al SEIN.

Santamaria (2016), en su trabajo de investigación para la obtención del grado de Ingeniero Mecánico Electricista. Realizada en la Universidad Cesar Vallejo (Chiclayo - Perú), titulada: “PROPUESTA DE UN SISTEMA COMBINADO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LA CENTRAL TÉRMICA DE PAITA”, realizó un estudio pre-experimental basándose en el aumento de la eficiencia energética de la planta termoeléctrica para lo cual se implementó un sistema combinado con turbina a gas de recuperación de gases residuales, incrementando la eficiencia en un 56% de un valor inicial de 33%, elevando la producción de energía eléctrica a 47MW de un inicial de 30MW, es decir con un excedente de 17MW, concluyendo que el retorno

operacional de la inversión es 5 años, con un valor actual neto VAN de US\$ 246863717.00, tasa interna de rentabilidad TIR de 29.20% y un costo – beneficio de 1.5

En la tesis, en la primera parte coincidimos ya que ambos proyectos realizan un estudio para aumentar el rendimiento de las plantas termoeléctricas.

En la tesis de dicho autor para él fue necesario hacer cambio a un ciclo combinado, mientras que en el presente proyecto solo hicimos un aumento de rendimiento en nuestra planta y en nuestras calderas.

Quispe (2010), en su trabajo de investigación para la obtención del grado de Ingeniero Mecánico Electricista. Realizada en la Universidad Nacional De Piura (Piura - Perú), titulada: “Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera”, realizó un análisis comparativo donde encontró que con una turbina a vapor a las condiciones de operación de la empresa puede llegar a generar 14.6 MW con una eficiencia de 75% y con una turbina a gas en ciclo combinado 38.90 MW y una eficiencia energética de 81%, concluyendo en un análisis de impacto ambiental de 10% de CO₂ con una central con turbina a vapor y 1.38% de CO₂ con una turbina a gas en ciclo combinado.

En la tesis se coincide ya que dicha propuesta realizo un estudio energético para ver qué estado actual se encuentra sus turbinas y poder dar una solución para aumentar el rendimiento de sus turbinas y verificar si su distribución de vapor es la adecuada.

Santamaria (2016), en su trabajo de investigación para la obtención del grado de Ingeniero Mecánico Electricista. Realizada en la Universidad Cesar Vallejo (Chiclayo - Perú), titulada: “PROPUESTA DE UN SISTEMA COMBINADO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LA CENTRAL TÉRMICA DE PAITA”, realizó un estudio pre-experimental basándose en el aumento de la eficiencia energética de la planta termoeléctrica para lo cual se implementó un sistema combinado con turbina a gas de recuperación de gases residuales, incrementando la eficiencia en un 56% de un valor inicial de 33%, elevando la producción de energía eléctrica a 47MW de un inicial de 30MW, es decir con un excedente de 17MW, concluyendo que el retorno operacional de la inversión es 5 años, con un valor actual neto VAN de US\$ 246863717.00, tasa interna de rentabilidad TIR de 29.20% y un costo – beneficio de 1.5

En la tesis, en la primera parte coincidimos ya que ambos proyectos realizan un estudio para aumentar el rendimiento de las plantas termoeléctricas.

En la tesis de dicho autor para él fue necesario hacer cambio a un ciclo combinado, mientras que en el presente proyecto solo hicimos un aumento de rendimiento en nuestra planta y en nuestras calderas.

Quispe (2010), en su trabajo de investigación para la obtención del grado de Ingeniero Mecánico Electricista. Realizada en la Universidad Nacional De Piura (Piura - Perú), titulada: “Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera”, realizó un análisis comparativo donde encontró que con una turbina a vapor a las condiciones de operación de la empresa puede llegar a generar 14.6 MW con una eficiencia de 75% y con una turbina a gas en ciclo combinado 38.90 MW y una eficiencia energética de 81%, concluyendo en un análisis de impacto ambiental de 10% de CO₂ con una central con turbina a vapor y 1.38% de CO₂ con una turbina a gas en ciclo combinado.

En la tesis se coincide ya que dicha propuesta realizó un estudio energético para ver qué estado actual se encuentra sus turbinas y poder dar una solución para aumentar el rendimiento de sus turbinas y verificar si su distribución de vapor es la adecuada.

V. CONCLUSION

- Se realizó la auditoria energética mediante el estudio del balance energético, se encontró que la central termoeléctrica trabajaba con baja eficiencia y no cumplía con las normas peruanas de cogeneración que indica que tenía que ser mayor del 59%. Se encontró que la empresa Cartavio compra entre un rango de 0.8 Mw a 1.5 Mw al sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- Se concluyó que para mejorar la cogeneración se seleccionó un condensador, una turbina a condensación, una torre de enfriamiento, tuberías de nuevo diámetro para la nueva turbina e instalaciones eléctricas (tabla N° 11).
- Para aumentar la cogeneración se mejoró la calidad del bagazo(combustible), aumentando el PCI a raíz de la humedad relativa y aumentando el rendimiento de la central termoeléctrica (tabla N° 7).
- Se concluyó que, para el análisis del mejoramiento de la cogeneración, con lleva a una inversión S/. 2'653,655.35 que contiene un costo de mantenimiento S/. 135,000.00, un costo de operación y un beneficio de S/. 2'857,894.00 anuales (tabla N°12). Se determinó un periodo de retorno de inversión(PRI) es equivalente 0.89 años (10.635 Meses), sin embargo el Valor actual Neto(VAN) es S/. 13'299,888.00 tabla(tabla N°13).

VI. RECOMENDACIONES

- Para lograr un incremento mayor en la cogeneración, se recomienda reemplazar las 4 turbinas de vapor de trapiche o extracción: 3 turbinas de 1000 HP y 1 turbina de 2000 HP, por motores eléctricos.
- Se debe realizar un estudio específico sobre la situación actual del uso de vapor para los diferentes procesos de producción y manufactura, que actualmente lo utilizan como fuente de energía principal, para determinar el potencial actual y su posible mejora en eficiencia energética. Realizar un análisis dedicado a los sistemas de evaporación de jugo, cocimientos de mieles, destilación y fermentación de alcohol, utilizando información más detallada de los equipos actuales, con el fin de minimizar la demanda de vapor y maximizar la eficiencia energética.
- Se recomienda fundamentalmente llevar a cabo un mantenimiento de los equipos instalados según las especificaciones de los fabricantes o fichas técnicas.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARMIJO, J. (2010).** *Balance de materia y energía* . Lima : Universidad Nacional Mayor de San Marcos, 2006.
- BELTRÁN, R. (2008).** *Conversión Térmica de Energía*. Bogotá : Uniandes, 2008. 9789586953856.
- BOHÓRQUEZ, R. (2013).** *Auditoría energética al circuito de vapor y condensado de una planta de elaboración de café liofilizado*. Guayaquil : Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2013. 123456789/21705.
- CANTABRIA, E. (2016).** *Rendimiento energetico de una caldera* . [En línea] 1 de Enero de 2016. [Citado el: 04 de junio de 2018.] <http://www.scalofrios.es>.
- CENGEL, Yunus. (2007).** *Transferencia de calor y masa*. México, D.F : McGraw-Hill, 2007. 9789701061732.
- Custodio, Juan y Solís, Enzo . (2017).** *Evaluación del sistema de recuperación de purgas de fondo y de nivel de las calderas pirotubulares en la empresa pesquera AUSTRAL GROUP S.A.A. - COISHCO*. Nuevo Chimbote : s.n., 2017.
- FERNÁNDEZ, Pedro. (2009).** *Termodinámica técnica*. Madrid : Universidad de Cantabria, 1996. 8489586128.
- GERDIPAC. (2010).** *Materiales Aislantes Industriales. Aislamiento Térmico* . [En línea] 10 de Diciembre de 2010. [Citado el: 15 de junio de 2018.] <http://www.gerdipac.com.pe>.
- KENNETH, Wark. (2001).** *Termodinámica* . Madrid : Concepción Fernández Madrid , 2001. 844812829.
- HARPER, Enríquez. (2004).** *Generadores, Transformadores y motores eléctricos*. México : Limusa Noriega Editores S.A, 2004. 9681860535.
- BLAS, Tereza. (2016).** *Magnetismo* . *Universidad Politécnica de Madrid*. [En línea] 1 de Enero de 2016. [Citado el: 15 de Mayo de 2018] <http://acer.forestales.upm.es/>

MILLA, Lostaunau. (2006). Máquinas Eléctricas. Lima: San Marcos, 2006. 9972-34-586-6.

Quispe, Carlos. (2010). *Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera.* Piura : s.n., 2010.

Santamaria, Augusto. (2016), *Propuesta de un sistema de ciclo combinado para mejorar eficiencia energética en central térmica de PAITA.* Chiclayo : s.n., 2016.

Vásquez, Luis. (2017), *Predecir mediante el análisis exergético la tecnología adecuada de cogeneración para la optimización de la planta azucarera San Jacinto,* Chimbote : s.n., 2017.

Vilchez, Nelson. (2016), *Evaluación técnica y económica para incrementar la cogeneración de energía de la empresa industrial PUCALÁ SAC,* Pimentel : s.n., 2016.

ANEXOS

Anexo N° 1. Parametros de tuberia segun N° de cedula y diámetro nominal

Diámetro nominal		STD 40 *		STD 80		S120		S160	
mm	Pulgadas	Espesor, mm	Kg/M	Espesor, mm	Kg/M	Espesor, mm	Kg/M	Espesor, mm	Kg/M
15	1/2	2.77	1.27	3.73	1.62	—	—	4.78	1.95
20	3/4	2.87	1.69	3.91	2.20	—	—	5.56	2.90
25	1	3.38	2.50	4.55	3.24	—	—	6.35	4.24
32	1 1/4	3.56	3.39	4.85	4.47	—	—	6.35	5.61
40	1 1/2	3.68	4.05	5.08	5.41	—	—	7.14	7.25
50	2	3.91	5.44	5.54	7.48	—	—	8.74	11.11
65	2 1/2	5.16	8.63	7.01	11.41	—	—	9.53	14.92
80	3	5.49	11.29	7.62	15.27	—	—	11.13	21.35
100	4	6.02	16.07	8.56	22.32	11.13	28.32	13.49	33.54
125	5	6.55	21.77	9.53	30.97	12.70	40.28	15.88	49.11
150	6	7.11	28.26	10.97	42.56	14.27	54.20	18.26	67.56
200	8	8.18	42.55	12.70	64.64	18.26	90.44	23.01	111.27
250	10	9.27	60.31	15.09	96.01	21.44	133.06	28.58	172.33
300	12	9.53	73.88	17.48	132.08	25.40	186.75	33.32	236.76
350	14	9.53	81.33	19.05	156.10	27.79	224.65	35.71	281.70
400	16	9.53	93.27	21.44	203.53	30.96	286.64	40.49	365.35
450	18	9.53	105.16	23.88	254.55	34.93	363.56	45.24	459.37
500	20	9.53	117.15	26.19	311.17	38.10	441.49	50.01	564.81
550	22	9.53	129.13	28.58	373.83	41.28	527.02	53.98	672.26
600	24	9.53	141.12	30.69	442.08	46.02	640.03	59.54	808.22

Fuente: Ing Raul Paredes Rosario

Anexo N° 2: Tabla de perdidas equivalentes según accesorios

Accesorios y válvulas expresados en m equivalentes de tubería													dn			
Accesorios y válvulas	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	3 1/2"	4"	5"	6"	8"	10"	12"	Pulg	mm
		20	25	32	40	50	65	80	90	100	125	150	200	250	300	
Codo a 45°	0,30	0,30	0,30	0,60	0,60	0,90	0,90	0,90	1,20	1,50	2,10	2,70	3,40	4,00		
Codo radio corto 90°	0,60	0,60	0,90	1,20	1,50	1,80	2,10	2,40	3,10	3,70	4,30	5,50	6,70	8,20		
Codo radio largo 90°	0,30	0,60	0,60	0,60	0,90	1,20	1,50	1,50	1,80	2,40	2,70	4,00	4,90	5,50		
Tee	1,20	1,50	1,80	2,40	3,10	3,70	4,60	5,20	6,10	7,60	9,20	11,00	15,00	18,00		
Válvula de compuerta	---	---	---	---	0,30	0,30	0,30	0,30	0,60	0,60	0,90	1,20	1,50	1,80		
Válvula de mariposa	---	---	---	---	1,80	2,10	3,10	3,45	3,70	2,70	3,10	3,70	5,80	6,40		
Válvula de globo (Alto p4e.10x4,5 box)	---	---	---	---	6,00	6,00	6,00	6,00	12,00	12,00	18,00	24,00	30,00	36,00		
Válvula de retención con clapeta oscilante	1,20	1,50	2,00	2,70	3,40	4,30	4,90	5,60	6,70	8,20	9,80	13,70	16,80	19,80		

Fuente: Ing Raul Paredes Rosario

Anexo N° 3: Tabla de esfuerzos admisible en tuberías

ESFUERZOS ADMISIBLES EN TUBERIAS DE NORMALIZACION AMERICANA EN FUNCION DE LA TEMPERATURA

Material	Especificación ASTM	Fatigas admisibles en Kg/cm ² , hasta las siguientes temperaturas, °C										
		66°	232°	316°	399°	427°	482°	538°	566°	593°		
Acero sin costura:												
Grado A, al Si	A-106	840	840	840	749	630	350					
Grado B, al Si	A-106	1050	1050	1050	905	760	350					
Grado A, al Si	A-53	840	840	840	749	630	350					
Grado B, al Si	A-53	1050	1050	1050	905	760	350					
Acero soldado por fusión eléctrica												
Grado A, al Si	A-155				530	480	353	126				
Grado B, al Si	A-155				567	522	353	126				
Grado C, al Si	A-155				600	557	353	126				
Acero soldado por resistencia eléctrica:												
Grado A	A-135	715	627	585	400							
Grado B	A-135	890	785	735	592							
Hierro forjado con soldadura a recubrimiento	A-72	560	495	460	385							
Hierro forjado con soldadura al tope	A-72	420	366	343	290							
Acero con soldadura a recubrimiento	A-53	660	570	530	437							
Acero con soldadura al tope	A-53	472	417	390	330							
Acero al cromo (1 a 1,5) molibdeno (0,5)	A-158 Grado P-II				1050	920	545	385	280			
Acero al cromo (2 a 2,5) molibdeno (1) sin costura	A-213 Grado T-22				1050	920	545	407	295			

- No debe usarse ningún tubo con temperatura superior a la indicada para la tensión de trabajo. —
- Para temperaturas intermedias pueden deducirse las fatigas por interpolación. —
- Extracto del "Code for pressure piping" de la A. S. A.

$$K_{EV} = 0.04176 + 0.000232 T$$

$$K_{WR} = 0.04872 + 0.000197 T$$

$$W = \frac{L \cdot V \cdot P}{a \cdot E}$$

$$A_{02} = \frac{L \cdot (0.1) \cdot V^2 \cdot P}{2d \cdot G}$$

Fuente: Ing. Raul Paredes Rosario

Anexo N° 4: Propiedades del aire

Propiedades termofísicas del aire

AIRE							
Temperatur °K	Densidad ρ (Kg/m ³)	Calor específico c_p kJ/Kg°C	Visc. dinám. $\eta \cdot 10^7$ (Kg/m.seg)	Visc. cinem. $\nu \cdot 10^6$ (m ² /seg)	Conductiv. térmica "k" W/m°C	Dif. térmica $\alpha \cdot 10^4$ (m ² /seg)	N° de Prandt Pr
100	3.6010	1.027	0.692	1.92	0.0092	0.0250	0.770
150	2.3675	1.010	1.028	4.34	0.0137	0.0575	0.753
200	1.7684	1.006	1.329	7.49	0.0181	0.1017	0.739
250	1.4128	1.005	1.488	10.53	0.0223	0.1316	0.722
300	1.1774	1.006	1.983	16.84	0.0262	0.2216	0.708
350	0.9980	1.009	2.075	20.76	0.0300	0.2983	0.697
400	0.8826	1.014	2.286	25.90	0.0336	0.3760	0.689
450	0.7833	1.021	2.484	31.71	0.0371	0.4222	0.683
500	0.7048	1.030	2.671	37.90	0.0404	0.5564	0.680
550	0.6423	1.039	2.848	44.34	0.0436	0.6532	0.680
600	0.5879	1.055	3.018	51.34	0.0466	0.7512	0.680
650	0.5430	1.063	3.177	58.51	0.0495	0.8578	0.682
700	0.5030	1.075	3.332	66.25	0.0523	0.9672	0.684
750	0.4709	1.086	3.481	73.91	0.0551	1.0774	0.686
800	0.4405	1.098	3.625	82.29	0.0578	1.1981	0.689
850	0.4149	1.109	3.765	90.75	0.0603	1.3097	0.692
900	0.3925	1.121	3.899	99.30	0.0628	1.4271	0.696
950	0.3716	1.132	4.023	108.20	0.0653	1.5510	0.699
1000	0.3524	1.142	4.152	117.80	0.0675	1.6779	0.702
1100	0.3204	1.160	4.440	138.60	0.0732	1.9690	0.704
1200	0.2947	1.179	4.690	159.10	0.0782	2.2510	0.707
1300	0.2707	1.197	4.930	182.10	0.0837	2.5830	0.705
1400	0.2515	1.214	5.170	205.50	0.0891	2.9200	0.705
1500	0.2355	1.230	5.400	229.10	0.0946	3.2620	0.705
1600	0.2211	1.248	5.630	254.50	0.1000	3.6090	0.705
1700	0.2082	1.267	5.850	280.50	0.1050	3.9770	0.705
1800	0.1970	1.287	6.070	308.10	0.1110	4.3790	0.704
1900	0.1858	1.309	6.290	338.50	0.1170	4.8110	0.704
2000	0.1762	1.338	6.500	369.00	0.1240	5.2600	0.702
2100	0.1682	1.372	6.720	399.60	0.1310	5.7150	0.700
2200	0.1602	1.419	6.930	432.60	0.1390	6.1200	0.707
2300	0.1538	1.482	7.140	464.00	0.1490	6.5400	0.710
2400	0.1458	1.574	7.350	504.00	0.1610	7.0200	0.718
2500	0.1394	1.688	7.570	543.50	0.1750	7.4410	0.730

Fuente: Raul Paredes Rosario

Anexo N° 5: Propiedades de los Gases de combustion

Tabla: Propiedades físicas de los gases de combustión a $p = 101325\text{Pa}$, con composición volúmica de los gases
 $\text{CO}_2 = 13\%$; $\text{H}_2\text{O} = 11\%$; $\text{N}_2 = 76\%$

t [°C]	ρ [Kg/m ³]	C_p [KJ/Kg*°C]	$k \cdot 10^2$ [W/m*K]	$\alpha \cdot 10^2$ [m ² /h]	$\mu \cdot 10^6$ [N*s/m ²]	$\nu \cdot 10^6$ [m ² /s]	Pr
0	1,2950	1,05	2,28	6,08	15,78	12,20	0,72
100	0,9500	1,07	3,13	11,10	20,39	21,54	0,69
200	0,7480	1,09	4,01	17,6	24,49	32,80	0,67
300	0,6170	1,12	4,84	25,16	28,23	45,81	0,65
400	0,5250	1,15	5,7	35,04	31,68	60,38	0,64
500	0,4570	1,18	6,5593	43,61	43,85	76,30	0,63
600	0,4050	1,21	7,42	54,32	37,86	93,61	0,62
700	0,3630	1,24	8,27	66,17	40,69	112,10	0,61
800	0,3290	1,26	9,15	79,09	43,37	131,80	0,60
900	0,3010	1,29	10,01	92,87	45,91	152,50	0,59
1000	0,2750	1,31	10,89	109,21	48,36	174,30	0,58
1100	0,2570	1,32	11,75	124,37	50,70	197,10	0,57
1200	0,2400	1,34	12,62	141,27	52,99	221,00	0,56
1300	0,221	1,36	13,58	160,04	55,53	247,55	0,55
1400	0,202	1,37	14,55	178,82	58,07	274,11	0,54
1500	0,183	1,39	15,53	197,61	60,61	300,67	0,53
1600	0,164	1,41	16,50	216,61	63,14	327,23	0,52
1700	0,145	1,43	17,46	235,19	65,68	353,79	0,51
1800	0,126	1,45	18,43	253,98	68,22	380,36	0,50
1900	0,107	1,47	19,40	272,77	70,76	406,94	0,49
2000	0,088	1,48	20,34	291,56	73,30	433,53	0,48

Ing. Raúl Paredes Rosario
 UPN 2016 - 1

Fuente: Ing Raul Paredes Rosario