

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACION DE UN  
SISTEMA DE COGENERACION DE ENERGÍA PARA LA PLANTA DE  
BENEFICIO DE AVIDESA MAC POLLO S.A.

LUIS HERNÁN AMAYA RINCÓN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA

2021

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACION DE UN  
SISTEMA DE COGENERACION DE ENERGÍA PARA LA PLANTA DE  
BENEFICIO DE AVIDESA MAC POLLO S.A.

LUIS HERNÁN AMAYA RINCÓN

Trabajo de grado presentado para optar por el título de  
Ingeniero Mecánico

Director

OMAR ARMANDO GELVEZ AROCHA

Ing. Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA

2021

## DEDICATORIA

Quiero dedicar este proyecto de grado a mi Dios el cual me dio las fuerzas y determinación de escribir este proyecto de grado ya que durante el transcurso de mi carrera universitaria Él me permitió seguir adelante sin importar el reto que tuviera que superar.

Dedico este trabajo de grado a mis padres Luis Hernán Amaya Martínez y Martha Patricia Rincón Araque los cuales en mis veintidós años de vida me han apoyado y ayudado a través de todo este camino que he recorrido para llegar a terminar mi proyecto de grado ya que ellos son la motivación e inspiración de mis esfuerzos y sin su ayuda no hubiera logrado terminar esta carrera universitaria. Sin olvidarme de mi nona, Elvira Martínez de Amaya la cual siempre soñó con verme graduado en profesional útil para esta sociedad.

También dedico esta tesis de grado a todos los profesores de la Escuela de Ingeniería mecánica, que contribuyeron con mi formación académica porque gracias a sus esfuerzos y conocimientos enseñados durante mi proceso de formación como Ingeniero Mecánico, hoy soy capaz de resolver cualquier problema al cual me enfrente en mi vida profesional.

Del mismo modo dedico esta tesis de grado a todos mis compañeros que compartieron conmigo, en algún momento de su vida universitaria ya que gracias a ellos logre enfrentar y resolver las diferentes pruebas que se presentaron durante mi estancia en la Universidad Industrial de Santander.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander por la formación recibida para convertirme en el Ingeniero Mecánico que soy hoy en día.

También quiero dar las gracias al Ingeniero de mantenimiento de Avidesa Mac Pollo S.A. Sergio Carvajal por todo el tiempo, interés y amabilidad prestados al desarrollo de este proyecto porque gracias a su ayuda pude desarrollar mi tesis de grado.

De la misma forma se agradece al profesor de la Universidad Industrial de Santander, Omar Armando Gelvez por la asesoría prestada para desarrollar y resolver todos los inconvenientes y retos técnicos encontrados a lo largo del desarrollo de este proyecto de grado.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCION .....	17
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	17
2. JUSTIFICACION DEL PROBLEMA .....	19
3. OBJETIVOS .....	20
3.1 OBJETIVO GENERAL .....	20
3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	20
4. MARCO TEORICO.....	22
4.1 COGENERACION .....	22
4.2 SISTEMAS DE COGENERACION .....	24
4.2.1 Cogeneración con turbinas de vapor .....	24
4.2.2 Cogeneración con motores alternativos.....	25
4.2.3 Cogeneración con turbinas de gas .....	27
4.2.4 Cogeneración Parcial.....	28
4.2.5 Cogeneración Total.....	28
4.3 CALDERAS DE RECUPERACIÓN.....	29
5. RECOLECCION DE DATOS.....	31
5.1 OPERACIÓN – PLANTA DE BENEFICIO .....	31
5.1.1 Matanza .....	32
5.1.2 Aseo.....	32
5.1.3 Descanso.....	32

5.2 DEMANDA - ENERGÍA ELÉCTRICA.....	34
5.3 DEMANDA – ENERGÍA TÉRMICA.....	35
5.4 ANÁLISIS DE DATOS RECOLECTADOS.....	38
5.5 CORTES ELECTRICOS PLANTA DE BENEFICIO .....	39
6. OPCIONES COMERCIALES PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE COGENERACION .....	41
6.1 SISTEMAS DE GENERACION ELECTRICA BASADOS EN TURBINAS DE GAS MARCA SOLAR TURBINE.....	43
6.1.1 Características Operativas Sistema de Generación Eléctrica – Saturn 20. ..	44
6.1.2 Características Operativas Sistema de Generación Eléctrica – Centaur 40.	46
6.2 SISTEMAS DE COGENERACIÓN BASADOS EN MOTORES ALTERNATIVOS MARCA TEDOM.....	48
6.3 COMPARACION SISTEMAS DE COGENERACION MARCA TEDOM – SOLAR TURBINES.....	53
7. ESCENARIOS SOLUCIÓN SISTEMA DE COGENERACIÓN .....	56
7.1 SIMULACION PLANTA DE BENEFICIO (ESTADO ACTUAL). .....	61
7.2 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 1 - COGENERACION TOTAL – SATURN 20..	65
7.3 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 2 - COGENERACION TOTAL – CENTAUR 40. .....	68
7.4 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 3 - COGENERACIÓN PARCIAL – QUANTO D600. ....	71
7.5 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 4 - COGENERACIÓN PARCIAL – QUANTO D1200 .....	82
7.6 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 5 - COGENERACIÓN TOTAL – QUANTO D1200. ....	89
8. ANALISIS DE COSTOS ESCENARIO ÓPTIMO DE COGENERACIÓN.....	98

9. CONCLUSIONES.....	105
10. RECOMENDACIONES.....	107
BIBLIOGRAFÍA.....	108
ANEXOS.....	109

## LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Línea de beneficio.....	17
Figura 2. Calderas de 150 BHP - Planta de beneficio.....	18
Figura 3. Esquema Sistema de Cogeneración. ....	23
Figura 4. Planta de Cogeneración. ....	24
Figura 5. Generación eléctrica - Turbina de Vapor. ....	25
Figura 6. Aprovechamiento energético - motor alternativo .....	26
Figura 7. Cogeneración - Motor Alternativo. ....	27
Figura 8. Sistema de Cogeneración - Turbina de Gas.....	28
Figura 9. Caldera HRSG.....	30
Figura 10. Ciclo operativo - Planta beneficio. ....	33
Figura 11. Demanda Eléctrica Mensual - octubre 2020 .....	34
Figura 12. Distribuidor principal de vapor - Planta de beneficio.....	36
Figura 13. Información Técnica Caldera CONTINENTAL.....	37
Figura 14. Información Técnica Caldera COMESA.....	38
Figura 15. Comparación consumo eléctrico y térmico. ....	39
Figura 16. Esquema de una central termica de ciclo combinado.....	41
Figura 17. Solar Turbines. ....	43
Figura 18. Sistemas de Generación eléctrica Solar Turbines. ....	44
Figura 19. Sistema de Cogeneración - Saturn 20.....	45
Figura 20. Sistema de Cogeneración - Centaur 40.....	47
Figura 21. TEDOM.....	48
Figura 22. Sistemas de Cogeneración TEDOM.....	50
Figura 23. Paquete de cogeneración TEDOM.....	51
Figura 24. Cogeneración - Motores Alternativos.....	56

Figura 25. Cogeneración – Turbina de Gas.....	57
Figura 26. SIMULINK - MATLAB .....	60
Figura 27. Utilización Energía Térmica - Planta de Beneficio. ....	61
Figura 28. Simulación planta de beneficio. ....	62
Figura 29. Costo Operativo Planta Beneficio – octubre 2020 .....	63
Figura 30. Factura Energía Eléctrica octubre 2020.....	64
Figura 31. Factura gas natural octubre 2020. ....	65
Figura 32. Sistema de Cogeneración Gemelo - Saturn 20 .....	66
Figura 33. Diagrama de Bloques - Saturn 20.....	67
Figura 34. Costo Operativo Saturn 20 - octubre 2020 .....	68
Figura 35. Sistema de Generación Eléctrica - Centaur 40.....	69
Figura 36. Diagrama de Bloques – Centaur 40.....	70
Figura 37. Costo Operativo Centaur 40 - octubre 2020. ....	71
Figura 38. Diagrama Eléctrico Sistema Cogeneración - Quanto D600.....	72
Figura 39. Modelo Dinámico - Generación Parcial eléctrica - Quanto D600.....	73
Figura 40. Costo Operativo Quanto D600 – octubre 2020.....	74
Figura 41. Esquema Cogeneración Parcial - Quanto D600 .....	76
Figura 42. Matlab Functions.....	79
Figura 43. Diagrama de Bloques - Cogeneración Parcial Quanto 600. ....	80
Figura 44. Costos Operativos Sistema de Cogeneración - Quanto D600.....	81
Figura 45. Comparación Demanda Térmica - Cogeneracion Parcial Quanto D600. .....	82
Figura 46. Diagrama Eléctrico Sistema Cogeneración - Quanto D1200.....	83
Figura 47. Modelo Dinámico - Generación Parcial Eléctrica - Quanto D1200. ....	84
Figura 48. Costo Operativo Quanto D1200 – octubre 2020.....	85
Figura 49. Diagrama Cogeneración Parcial - Quanto D1200.....	86
Figura 50. Diagrama de Bloques - Cogeneración Parcial Quanto D1200.....	87
Figura 51. Costos Operativos Sistema de Cogeneración - Quanto D1200.....	88
Figura 52. Comparación Demanda Térmica – Cogeneracion Parcial Quanto D1200 .....	89

Figura 53. Diagrama Eléctrico Sistema Cogeneración Gemelo - Quanto D1200. .	90
Figura 54. Modelo Dinámico - Generación Parcial Eléctrica Gemelo - Quanto D1200. .....	91
Figura 55. Costo Operativo Sistema Gemelo Quanto D1200 – octubre 2020. ....	92
Figura 56. Cogeneración Total - Quanto D1200. ....	94
Figura 57. Diagrama de Bloques - Cogeneración Total Quanto D1200.....	95
Figura 58. Costos Operativos Sistema de Cogeneración Total - Quanto D1200...	96
Figura 59. Comparación Demanda Térmica – Cogeneración Total Quanto D1200 .....	97
Figura 60. Diagrama de Bloques - Costos Operativos.....	98
Figura 61. Regeneración LTDA. ....	99
Figura 62. Diagrama - Flujo de dinero .....	102
Figura 63. Plot-Plant Alternativa Solucion 4 - Cogeneracion Parcial - Quanto D1200. .....	104
Figura 64. Colmaquinarias.....	107

## LISTA DE CUADROS

	Pag
Cuadro 1. Demandas Térmicas Planta de Beneficio. ....	35
Cuadro 2. Rendimiento - Saturn 20. ....	45
Cuadro 3. Rendimiento - Centaur 40. ....	46
Cuadro 4. Desempeño - Quanto D600 ....	52
Cuadro 5. Desempeño - Quanto D1200 ....	53
Cuadro 6. Comparación Sistemas de cogeneración. ....	54
Cuadro 7. Ganancias Proyectadas Escenarios de Cogeneracion Analizados. ....	100

## LISTA DE ANEXOS

	Pag
Anexo A. Cargas Eléctricas - Planta de Beneficio. ....	109
Anexo B. Cargas Térmicas. ....	163
Anexo C. Ficha técnica - Saturn 20. ....	164
Anexo D. Ficha técnica - Centaur 40. ....	165
Anexo E. Ficha técnica - Quanto D600. ....	165
Anexo F. Ficha tecnica - Quanto D1200. ....	165
Anexo G. Cotización Quanto D600. ....	165
Anexo H. Cotización Quanto D1200. ....	165

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACION TECNICO-FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE COGENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN UNA PLANTA DE BENEFICIO DE POLLO

**AUTORES:** LUIS HERNÁN AMAYA RINCÓN

**PALABRAS CLAVE:** COGENERACION, TURBINA, CALDERA, MOTORES ALTERNATIVOS, EFICIENCIA.

### **DESCRIPCIÓN:**

En la búsqueda de nuevas oportunidades de mejora y optimización de los procesos en la industria colombiana se diseñó y estudió la factibilidad de un sistema de cogeneración para la planta de beneficio de Avidesa MacPollo S.A, el cual busca reducir los costos operacionales asociados a los consumos energéticos. Para llevar a cabo este proyecto se empieza por estudiar e identificar las demandas de energía eléctrica y térmica correspondiente a la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo S.A con el fin de poder dimensionar, seleccionar y diseñar el sistema óptimo de cogeneración para la planta de beneficio. Posterior al dimensionamiento del sistema se procedió a seleccionar los componentes primarios que conformaran el sistema de cogeneración para de esta forma simular el funcionamiento de la planta de beneficio obteniendo su nuevo costo operacional. En base a los resultados obtenidos de la simulación del sistema en operación para un tiempo de análisis equivalente a un mes de servicio, se compararon los costos actuales de operación con los costos esperados referentes a la operación de la planta después de la aplicación del sistema de cogeneración, de acuerdo con la selección de diferentes escenarios de cogeneración diseñados para las necesidades de la planta de beneficio. Con esta información y los escenarios planteados se escogió la alternativa óptima que se adapte a las necesidades y requerimientos de la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo S.A.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Escuela de ingeniería mecánica, Director: Omar Armando Gelvez Arocha. Ingeniero Mecánico.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL-FINANCIAL EVALUATION FOR THE IMPLEMENTATION OF AN ENERGY COGENERATION SYSTEM FOR THE AVIDESA MAC POLLO S.A. BENEFIT PLANT

**AUTHOR:** LUIS HERNAN AMAYA RINCON

**KEYWORDS:** COGENERATION, TURBINE, BOILER, ALTERNATIVE ENGINES, EFFICIENCY.

### **DESCRIPTION:**

In the search for new opportunities to improve and optimize processes in the Colombian industry, the feasibility of a cogeneration system for the Avideses MacPollo SA processing plant was designed and studied, which seeks to reduce operational costs associated with energy consumption. To carry out this project, we begin by studying and identifying the demands for electrical and thermal energy corresponding to the beneficiation plant of Avideses Mac Pollo SA to be able to size, select and design the optimal cogeneration system for the beneficiation plant. After sizing the system, we proceeded to select the primary components that make up the cogeneration system to simulate the operation of the beneficiation plant, obtaining its new operating cost. Based on the results obtained from the simulation of the system in operation for an analysis time equivalent to one month of service, the current operating costs were compared with the expected costs related to the operation of the plant after the application of the system of cogeneration, according to the selection of different cogeneration scenarios designed for the needs of the beneficiation plant. With this information and the scenarios proposed, the optimal alternative that adapts to the needs and requirements of the Avideses Mac Pollo S.A. processing plant was chosen.

---

\*Degree Work

\*\*Faculty of Physico-Mechanical Engineering, School of Mechanical Engineering, Director: Omar Armando Gelvez Arocha. Mechanical Engineer.

## INTRODUCCION

Desde el comienzo de la segunda revolución industrial el vapor y la electricidad han tomado papeles fundamentales en el desarrollo industrial del mundo que conocemos actualmente, desde el siglo XIX han demostrado ser alternativas baratas, fáciles de transportar y muy versátiles, gracias a estos el mundo a logrado impulsar su industria, permitiendo el desarrollo de diferentes tipos de procesos y productos. Actualmente las aplicaciones del vapor se basan en su uso como medio de transporte del calor o como fuerza motriz útil para impulsar turbogeneradores. De la misma forma la electricidad se suele utilizar para impulsar diversos sistemas mecánicos, iluminar instalaciones y alimentar los diferentes sistemas electrónicos que utilizamos a diario.

En la industria alimenticia actual se utiliza tanto el vapor como la electricidad para el desarrollo de los diferentes procesos que se llevan a cabo en esta, como es el caso de la industria avícola refiriéndonos en específico al proceso de beneficio del pollo para su posterior procesamiento y consumo humano. En una planta de beneficio el pollo necesita calor para poder ser limpiado y electricidad para mover la línea de beneficio, cumpliendo los requerimientos de procesos secundarios que se requieren para mantener una planta de este tipo en funcionamiento, haciendo que los costos asociados a la producción del pollo en su gran parte se vean impactados por la energía consumida durante su procesamiento.

En la actualidad existen varias maneras de producir y consumir energía tanto eléctrica como térmica donde los proveedores convencionales suelen ofrecer estos servicios por separado sin embargo existen procesos como la cogeneración de energía, en este proceso se puede generar energía eléctrica y térmica al mismo tiempo cumpliendo las demandas tanto térmicas como eléctricas de una planta de beneficio la cual se ajusta a un sistema de estas características ya que cuando una planta de beneficio se encuentra en su pico de consumo eléctrico también se

encuentra en su pico de consumo térmico teniendo un consumo uno a uno de energía lo cual hace que la implementación de una planta de cogeneración sea una vía óptima para la reducción de costos.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En una planta de beneficio se desarrolla el proceso de sacrificio, eviscerado, empaquetado y almacenamiento de pollo procesado para su posterior consumo. Alrededor de la línea principal de beneficio tienen lugar otros subprocesos los cuales son claves para el normal funcionamiento de la planta como: limpieza y esterilización de la línea de beneficio después de producción, limpieza y esterilización de las canastillas usadas, tratamiento de aguas residuales para su posterior depósito, aprovechamiento de residuos propios del proceso, etc; procesos que consumen vapor y energía eléctrica para su respectivo funcionamiento, además desarrollar el beneficio del pollo requiere impulsar toda una línea sacrificio la cual utiliza motores eléctricos para su movimiento y alimentación de diferentes sistemas de refrigeración que componen el proceso. Una evaluación preliminar estima que los requerimientos netos de vapor son de 193 BHP (2358 Kg/h) y que la potencia eléctrica promedio consumida es de 1800KW cuando la planta de beneficio de Mac Pollo S.A. se encuentra en servicio.

Figura 1. Línea de beneficio.



Fuente: elaboración propia.

Aumentar la eficiencia energética en una planta implica aprovechar al máximo la energía comprada y desperdiciar menos, políticas que encajan con los altos estándares de excelencia y calidad de este nuevo siglo XXI donde cada vez más se puede apreciar una oportunidad de mejora para un futuro próximo en la cual se pueda implementar un sistema de cogeneración de energía eléctrica alimentado por gas natural en el cual, se produce la energía eléctrica necesaria para la adecuada operación de la planta y al mismo tiempo se genere el vapor necesario para alimentar los procesos propios de beneficio del pollo.

Figura 2. Calderas de 150 BHP - Planta de beneficio.



Fuente: elaboración propia.

En este proyecto de grado se busca disminuir los costos asociados al consumo energético de una planta de beneficio de pollo por medio, de una evaluación de la factibilidad y viabilidad financiera de un sistema de cogeneración, teniendo como propósito aprovechar el calor de residuo propio del proceso de generación eléctrica con el fin de satisfacer los requerimientos térmicos de la planta de beneficio.

## 2. JUSTIFICACION DEL PROBLEMA

Para resolver un problema existen varios tipos de soluciones sin embargo hay pocas soluciones óptimas para hacerlo. Al estudiar las posibles maneras de reducir los costos operativos respecto al consumo y costo energético en la planta sin comprometer su capacidad operativa, se puede concluir que la mejor manera de hacerlo es optimizando el uso de la energía comprada a los proveedores de los servicios eléctricos y suministro del gas natural.

En la planta de beneficio de pollo el vapor es utilizado netamente para el calentamiento del agua de proceso lo cual se puede ver reflejado en el proceso de beneficio, lavado de canastas, funcionamiento de la PTAR, lavado de instalaciones, etc. Obtener actualmente vapor es un proceso costoso debido a la gran cantidad de energía requerida, haciendo que cualquier ahorro en la demanda de vapor implique un ahorro considerable de gas natural quemado.

Implementar un sistema de cogeneración eléctrica alimentado por gas natural en una planta de beneficio trae diferentes oportunidades económicas y técnicas, debido a que se eliminaría el pago y dependencia de energía eléctrica contratada a un proveedor externo, lo cual aumenta la disponibilidad general de la planta de beneficio, ya que esta sería capaz de operar en caso de cortes eléctricos no previstos por parte del ente externo. Implementar este proyecto como alternativa principal en el consumo de energía implica un ahorro sustancial en el pago de servicios contratados en general, debido a que es más barato pagar gas natural que energía eléctrica por unidad de energética consumida.

### 3. OBJETIVOS

#### 3.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad y viabilidad financiera de implementar un sistema de cogeneración eléctrica alimentada por gas natural, como sistema principal en el suministro de energía eléctrica y generación de vapor en la planta de beneficio de Avides Mac Pollo S.A.

#### 3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Identificar los requerimientos energéticos para la planta de beneficio de Avides Mac Pollo S.A. y las posibles repercusiones de un fallo en el flujo del suministro de energía eléctrica o gas natural de la planta.
- Diseñar un sistema de cogeneración para cubrir los requerimientos de energía eléctrica y vapor de servicio para la planta de beneficio de la empresa Avides Mac Pollo, para lo cual se deberá:
  - ✓ Modelar térmicamente el conjunto de los elementos que comprenden el sistema de cogeneración para obtener las dimensiones, consumos y mejores condiciones de operación (presiones y temperaturas) de una solución optimizada en términos económicos del conjunto.
  - ✓ Seleccionar los componentes críticos que conformarán el sistema de cogeneración para implementar en la planta de Avides Mac Pollo S.A.

- ✓ Desarrollar el plot plan ó plano de implementación del proyecto con sus respectivos planos PI&D (Piping Instrumentation Diagram).
  
- Identificar los costos asociados para la implementación del proyecto y sus respectivos beneficios técnicos y económicos una vez implementado.
  
- Diseñar un modelo financiero que permita determinar la viabilidad del proyecto de cogeneración eléctrica para un horizonte de 7 años.
  
- Analizar y evaluar los resultados obtenidos gracias a un modelo financiero previamente implementado con el fin de seleccionar la mejor alternativa.

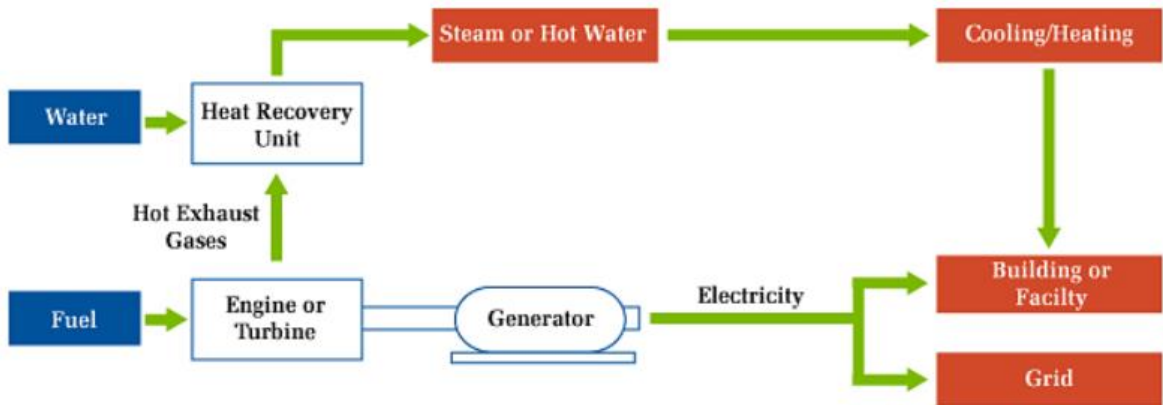
## 4. MARCO TEORICO

### 4.1 COGENERACION

Hoy en día se le conoce como Cogeneración al proceso en el cual se produce energía eléctrica y energía térmica para ser aprovechada posteriormente como calor o vapor. La cogeneración se conoce por muchos nombres sin embargo en la literatura inglesa se conoce como CHP, debido a sus siglas en ingles que traducen: “Combinación calor y energía”. Cabe resaltar que la cogeneración no es una tecnología en particular sino un sistema que puede ser modificado de acuerdo con las necesidades del consumidor de energía. Este sistema o proceso simplemente captura y utiliza el exceso de calor generado durante la producción de energía eléctrica con el fin de evitar que este sea desaprovechado. En los sistemas convencionales de generación eléctrica el calor en exceso se utiliza para generar energía eléctrica y no para ser aprovechado en forma nativa haciendo que se desperdicie cuando no hay suficiente como para impulsar un generador.

La cogeneración es un proceso que se caracteriza por aprovechar la energía del combustible desperdiciado debido a las irreversibilidades e ineficiencias propias del proceso de generación eléctrica por medio de la captura del calor residual asociado a la generación de energía eléctrica. La energía generada por medio de termo eléctricas cuenta con eficiencias que rondan alrededor del 40% al 55% en las mejores centrales de generación en el mundo. Por ende, la cogeneración busca capturar el resto del espectro de la energía no aprovechada en la generación eléctrica con el fin de alcanzar eficiencias superiores, en el ciclo general de consumo energético de la planta.

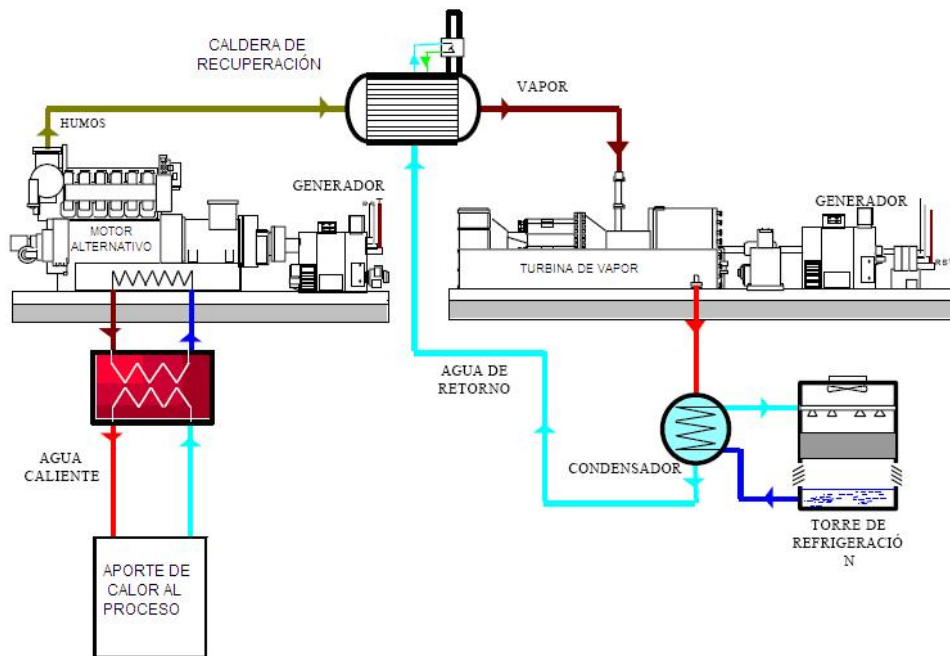
Figura 3. Esquema Sistema de Cogeneración.



Fuente: ENBRIDGE GAS INC. [Sitio Web]. s.d. [Consulta: 15 de Noviembre 2020]. Disponible en: <https://www.uniongas.com/business/alternative-energy-solutions/combined-heat-power/what-CHP> .

Los sistemas de cogeneración pueden funcionar como sistemas auxiliares o trabajar independientes de las redes de abastecimiento primarias del sitio de consumo, o sea que pueden eliminar o reducir parcialmente el consumo de energía eléctrica o gas natural según sea la fuente de energía calórica. Cabe resaltar que la fuente primaria de combustible del sistema de cogeneración ya sea GLP, gas natural o Diesel, hace que la disponibilidad y rentabilidad de los procesos en el sitio de consumo dependan del suministro primario de combustible del sistema de cogeneración, haciendo que los sistemas de cogeneración sean una excelente alternativa para suplir energía en los cortes de energía eléctrica.

Figura 4. Planta de Cogeneración.



Fuente. PLANTAS DE COGENERACIÓN. [Sitio Web]. s.d. [Consulta: 15 de Noviembre 2020]. Disponible en: <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>.

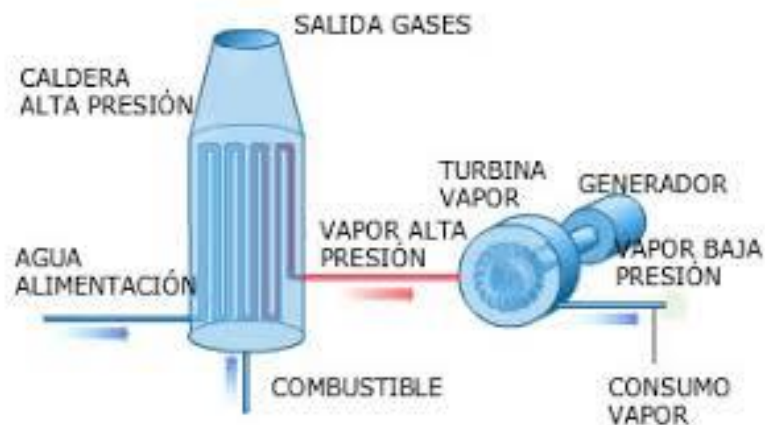
## 4.2 SISTEMAS DE COGENERACION

En la actualidad existen diferentes sistemas de cogeneración eléctrica, los cuales varían según la aplicación y potencia eléctrica generada estos se pueden clasificar en:

4.2.1 Cogeneración con turbinas de vapor: En estos sistemas de cogeneración, la energía eléctrica se produce gracias a la inyección de vapor con alta disponibilidad energética en la cámara de expansión de una turbina de vapor, la cual se encuentra acoplada al eje de un generador eléctrico encargado de la conversión de energía

mecánica en eléctrica. Sin embargo, el ciclo energético no termina ahí ya que el vapor procedente de la turbina después de su expansión es enviado a los procesos donde se requiere el aprovechamiento de energía térmica aun disponible.

Figura 5. Generación eléctrica - Turbina de Vapor.

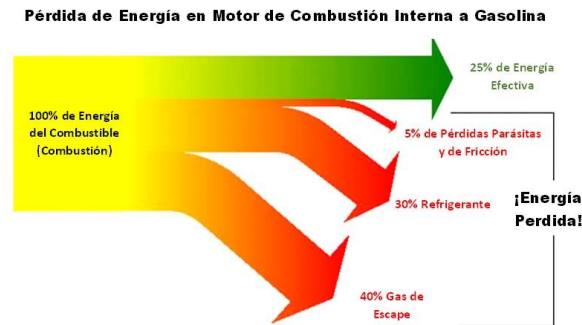


Fuente: ENERGIAREN EUSKAL ERAKUNDEA. [Sitio web]. s.d .[Consulta: 15 de Noviembre 2020 ]. Disponible en: <https://www.eve.eus/Conoce-la-Energia/Multimedia/Infografias/La-cogeneracion?lang=es-es>.

4.2.2 Cogeneración con motores alternativos: Son sistemas con una alta eficiencia eléctrica y térmica. Estos se encuentran compuestos por un motor de combustión interna el cual impulsa un generador eléctrico encargado de convertir la energía mecánica generada en el motor alternativo en energía eléctrica además se encuentran compuestos por una serie de intercambiadores los cuales permiten la extracción del calor generado en el proceso de combustión. Un sistema de generación eléctrica convencional compuesto de un motor alternativo no es capaz por si solo de aprovechar toda la energía térmica generada en el proceso de combustión interna haciendo que esta sea desperdiciada tal como se puede apreciar en la Figura 6 para un motor alternativo alimentado por gasolina, en cambio

un sistema de cogeneración puede aprovechar esta energía en diferentes procesos de interés propios de la planta.

Figura 6. Aprovechamiento energético - motor alternativo

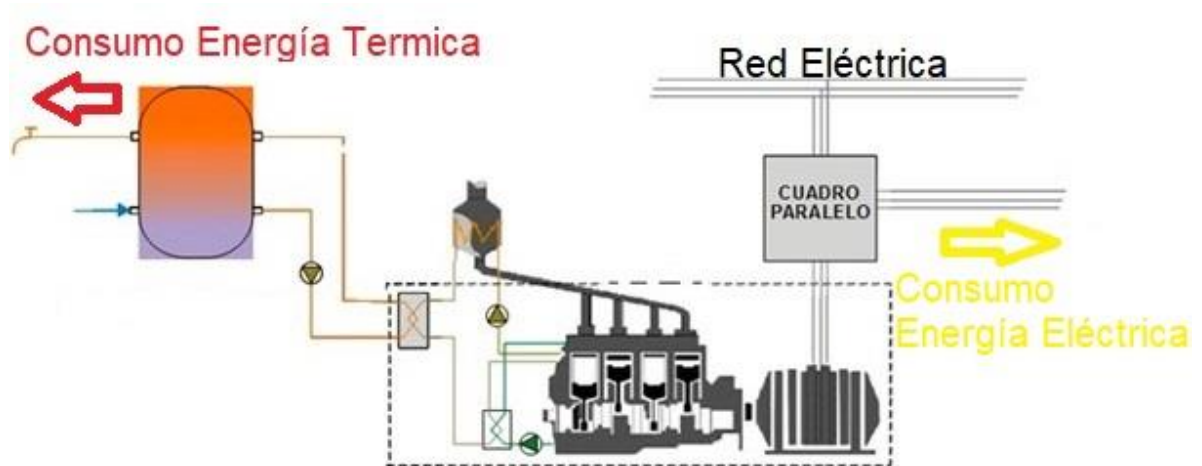


Fuente: BETTERFUEL. [Sitio web]. s.d .[Consulta: 15 de Noviembre 2020 ].

Disponible en:<https://www.hho-1.com/convertir-vehiculo-hidrogeno-combustible/?lang=es>.

Los sistemas de cogeneración basados en motores alternativos aprovechan gran parte de la energía utilizada en el proceso de generación eléctrica ya que recuperan gran parte de la energía utilizada gracias a la implementación de intercambiadores de calor los cuales extraen energía térmica útil del circuito de refrigeración interno del motor y de los gases de exosto de la combustión interna del motor alternativo tal como se puede apreciar en la Figura 7, haciendo que la energía perdida sea de alrededor del 15% de la energía utilizada en el proceso de generación eléctrica. Los sistemas de cogeneración basados en motores alternativos son convenientes para instalaciones de baja potencia las cuales pueden ir hasta un tope de 10MW.

Figura 7. Cogeneración - Motor Alternativo.

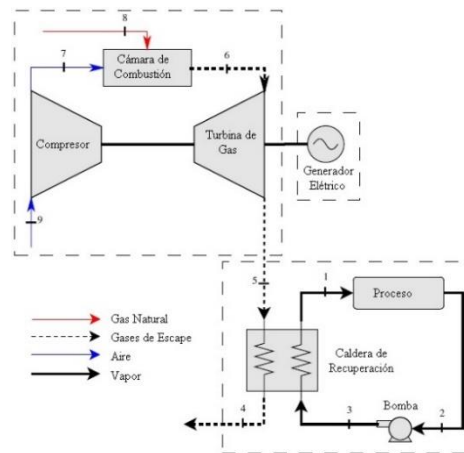


Fuente: ABSORSISTEM. [Sitio web]. s.d .[Consulta: 15 de Noviembre 2020 ].

Disponble en: <https://www.absorsistem.com/tecnologies/cogeneracion/>.

4.2.3 Cogeneración con turbinas de gas: En los sistemas de cogeneración con turbinas de gas, el combustible se quema en un turbo generador encargado de impulsar el eje primario de un generador eléctrico responsable de la producción de energía eléctrica. Los sistemas de cogeneración compuestos por turbinas de gas se caracterizan por tener una alta disponibilidad de calor debido a las altas temperaturas alcanzadas por los gases de combustión, estas temperaturas oscilan alrededor de 500°C a 700°C. Sin embargo, para acceder a esta energía se hace necesario la implementación de una caldera de recuperación conocida por sus siglas en inglés como caldera HRSG (Heat Recovery System Generation) las cuales se caracterizan por ser caleras de grandes dimensiones de tipo acuotubular.

Figura 8. Sistema de Cogeneración - Turbina de Gas.



Fuente: LLENRENA, Omar R. Análisis energético, exergético y económico de un sistema de cogeneración: caso para una planta azucarera de San Pablo, Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología, [en línea]. San Pablo (Brasil): Universidad Politécnica Salesiana. Disponible en:

<https://www.redalyc.org/jatsRepo/5055/505554803003/html/index.html>

4.2.4 Cogeneración Parcial: Cuando se habla de implementar sistemas de cogeneración parcial nos referimos a implementar soluciones las cuales cubren una parte de la energía eléctrica requerida con el fin de garantizar la total utilización de la energía térmica generada, de esta forma no se malgastará en ningún momento la energía comprada. En este proceso de cogeneración eléctrica la energía eléctrica que no se genera se consume de la red eléctrica donde usualmente se solía comprar haciendo que el sistema de cogeneración se conecte en sincronía con la red eléctrica.

4.2.5 Cogeneración Total: Cuando nos referimos a sistemas de cogeneración total nos referimos a una alternativa capaz de suplir en su totalidad la energía requerida por la planta para la cual el sistema fue diseñado permitiéndole operar cuando el proveedor principal del servicio no se encuentre disponible, estos sistemas son

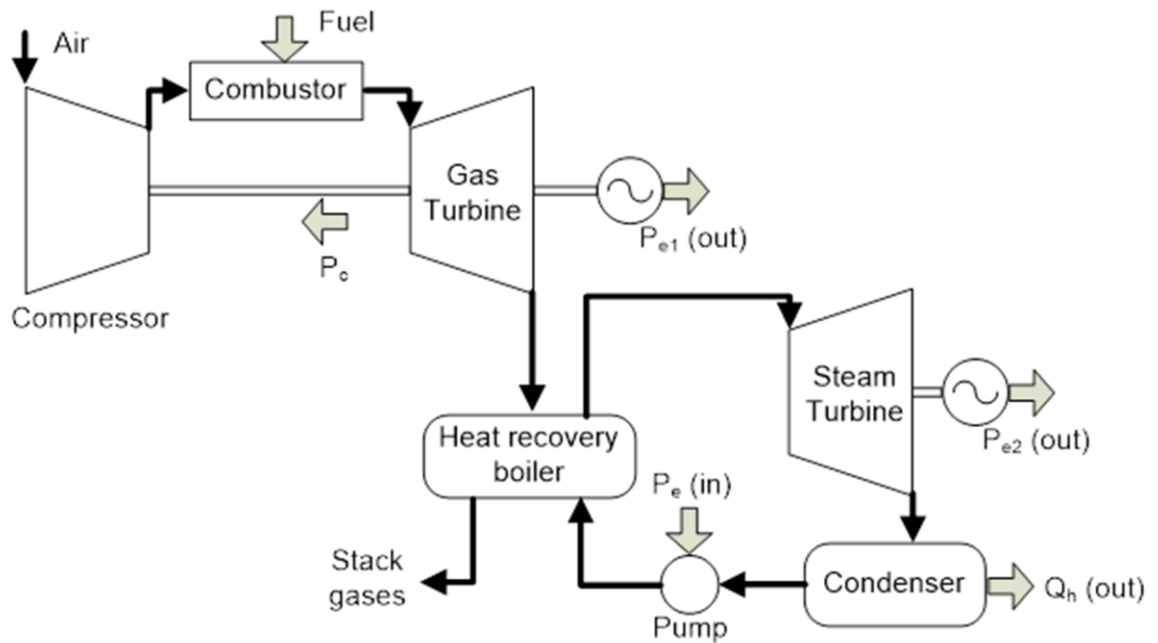
costosos ya que tienen que ser lo suficientemente robustos como para soportar las variaciones de la planta para la cual fueron diseñados.

#### 4.3 CALDERAS DE RECUPERACIÓN

Una caldera es un recipiente a presión, encargado de convertir la energía química almacenada dentro de un combustible en calor útil el cual será utilizado en el proceso de generación de vapor que ocurre dentro de una caldera durante su funcionamiento.

Las calderas HRSG, según sus siglas en inglés significan: “Sistema generador de calor recuperado”, permiten recuperar el calor de desecho sobrante de un proceso previo de combustión, como es el caso de un sistema turbogenerador o motor alternativo con el fin de ser aprovechado posteriormente en procesos de generación eléctrica por medio del uso de una turbina de vapor o sencillamente ser aprovechado en procesos posteriores que requieran calor. A diferencia de las calderas convencionales, las calderas de tipo HRSG no queman combustibles para generar energía térmica ya que estas lo extraen del calor contenido en los gases de combustión provenientes de un sistema motriz como una turbina de gas, aun así, existen sistemas mixtos los cuales utilizan quemadores auxiliares con el fin de cumplir con las demandas energéticas de la planta cuando se presentan picos o condiciones anormales de consumo haciendo que la caldera alcance los requerimientos energéticos exigidos.

Figura 9. Caldera HRSG.



Fuente: ELECTRICAL2Z. [Sitio web]. s.d . [Consulta: 15 de Noviembre 2020 ].  
Disponible en: <http://www.electricala2z.com/testing/electrical-power/combined-heat-power-plants-steam-gas-micro-turbine-fuel-cell/attachment/combined-cycle-gas-turbine/>.

## 5. RECOLECCION DE DATOS

Al diseñar un sistema de cogeneración parcial o total se debe conocer los estados operativos y las demandas operacionales tanto térmicas como eléctricas asociadas a cada estado de operación de la planta en la cual el sistema de cogeneración entrara en operación. En base a esto se identificaron los estados operativos de la planta de beneficio de Avidesa Mac pollo con el fin de cuantificar las demandas pico del proceso y estudiar como varia el consumo energético a medida que la planta atraviesa por diferentes estados de operación. Gracias a estos datos se podrá llevar a cabo el diseño de un sistema con la suficiente disponibilidad energética como para cubrir las necesidades de la planta de beneficio, los datos recolectados posteriormente serán utilizados para simular y evaluar los costos operativos de la planta en un mes de operación. Se escogió un mes como tiempo de estudio para los consumos operativos de la planta de beneficio con el propósito de comparar el consumo actual pago, con el consumo calculado después de implementar el sistema de cogeneración en la planta de beneficio, se recolectaron los datos de consumo asociados al mes de octubre del año 2020.

### 5.1 OPERACIÓN – PLANTA DE BENEFICIO

En una planta de beneficio de pollo existe un sin número de procesos directa o indirectamente asociados al beneficio del pollo los cuales funcionan en paralelo y caracterizan los estados operativos de la planta de beneficio, cada estado operativo de la planta debe ser identificado para de esta forma llevar a cabo el análisis de costos para el mes de estudio escogido. Al analizar el funcionamiento general de la planta se puede identificar tres estados operativos, donde cada estado se encuentra asociado a un consumo energético en específico, siendo de vital importancia

identificar la duración y cuales estados operativos tuvieron lugar en el mes de octubre con el fin de desarrollar una simulación de los costos asociados a la operación de la planta de beneficio y calcular los nuevos costos de operación una vez implementado el sistema de cogeneración. La información relacionada a la duración de los estados operativos durante el mes de octubre del año 2020 se obtiene gracias a la bitácora de turnos registrada en la planta de beneficio de Avides Mac Pollo.

Los procesos de operación bajo los cuales opera la planta de beneficio son:

5.1.1 Matanza: A través de este estado operativo comienza el ciclo de operación de la planta ya que durante este periodo operativo se realizará el proceso de beneficio del pollo, consumiendo 1800 KWe de potencia eléctrica y 192 BHP (2358 Kg/h de vapor) de potencia térmica cuando la línea de beneficio se encuentra produciendo en su máxima capacidad.

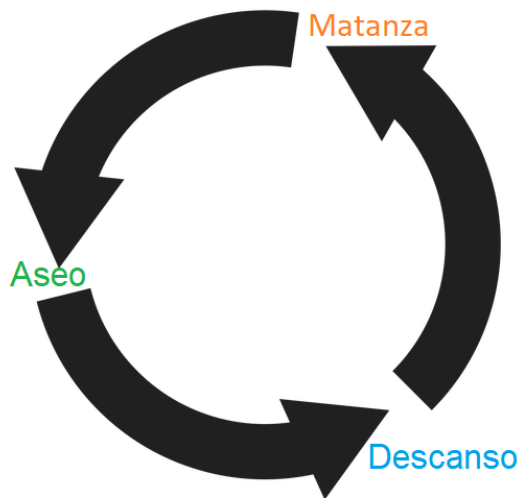
El estado operativo de matanza no tiene un tiempo determinado de operación, puede llegar a durar desde un par horas hasta días continuos de operación indefinida debido a que depende de la cantidad de pollo a ser procesado según los pedidos realizados por el departamento de ventas a la planta de beneficio.

5.1.2 Aseo: Durante este estado operativo posterior al beneficio del pollo, se tiene como propósito la limpieza y desinfección de la línea de beneficio la cual requiere  $25 \frac{m^3}{h}$  de agua caliente a 60°C y tiene un tiempo promedio de duración de 3 horas, este proceso se realiza a través de toda la línea de beneficio y tiene una demanda térmica pico de 178 BHP ( $2150 \frac{Kg}{h}$  de vapor) de potencia térmica.

5.1.3 Descanso: En este estado operativo es donde la planta se encuentra en reposo y el único consumo energético importante es realizado por la PTAR, las oficinas donde se encuentra el personal administrativo de la planta y los cuartos fríos encargados de conservar el pollo previamente procesado en la línea de

beneficio. Durante este estado de funcionamiento se desarrollan actividades de mantenimiento y se prepara la planta para entrar de nuevo en el proceso de matanza.

Figura 10. Ciclo operativo - Planta beneficio.



Fuente: elaboración propia.

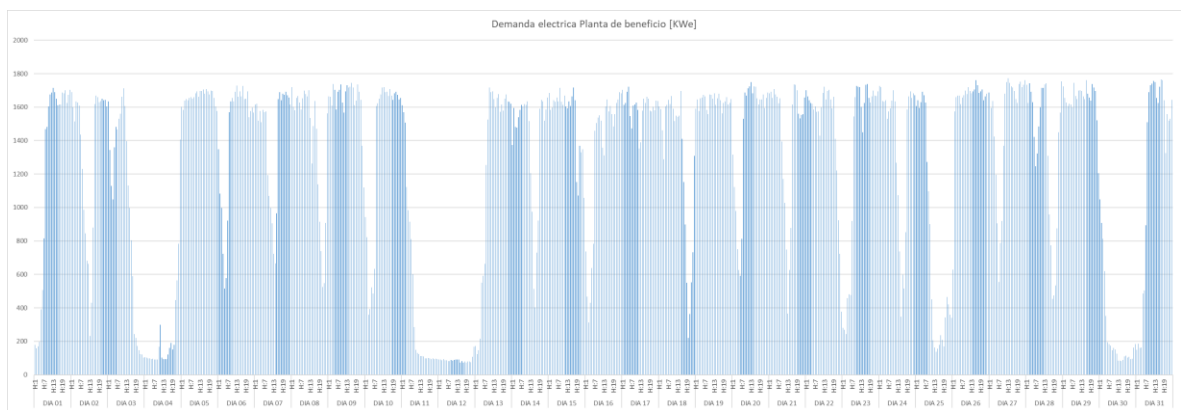
Al identificar los estados operativos asociados a la planta de beneficio, es de vital importancia establecer el orden de sucesión entre dichos estados de funcionamiento, con el fin de conocer como fluctúan los requerimientos energéticos de la planta de beneficio. En la Figura 10 se puede apreciar que dichos estados operativos funcionan en forma de bucle donde el proceso matanza se desarrolla en primera instancia seguido del proceso de limpieza que se realiza en la línea de beneficio para finalmente dejar de operar y entrar en un estado de no operación o descanso. Cabe resaltar que la planta de beneficio trabaja de acuerdo con el número de aves procesadas solicitadas por el Departamento de Compras de Avidesa Mac Pollo, haciendo que la planta de beneficio sacrifique grandes lotes de aves de acuerdo con los pedidos realizados, esto implica que la planta de beneficio no opere una vez se termine de procesar el lote de aves traído a la planta para ser

procesado, por ende la planta puede llegar a entrar en descansos prolongados o estados de no consumo energético durante largos periodos de tiempo.

## 5.2 DEMANDA - ENERGÍA ELÉCTRICA

Para obtener la demanda eléctrica de la planta se contactó con el proveedor del servicio de energía eléctrica con el fin de conocer la potencia eléctrica consumida hora a hora en el mes de octubre del año 2020.

Figura 11. Demanda Eléctrica Mensual - octubre 2020



Fuente: elaboración propia.

Gracias a los datos facilitados por la empresa prestadora del servicio de energía eléctrica podemos identificar que la planta registra una potencia eléctrica pico no superior a 1800 KWe, tal como podemos apreciar en la Figura 11 donde se evidencia la demanda eléctrica requerida para el mes de octubre del año 2020. Además de tener en cuenta los datos facilitados por la empresa prestadora del servicio de energía eléctrica, se analizó un cuadro de cargas eléctricas facilitado por la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo en el cual se pueden encontrar la potencia demandada por cada máquina eléctrica que se encuentra actualmente en operación. Con este cuadro de cargas eléctricas se pudo confirmar la potencia pico

registrada en los datos del prestador de servicio, la información registrada en el cuadro de cargas eléctricas se puede encontrar en el Anexo A.

### 5.3 DEMANDA – ENERGÍA TÉRMICA

Para empezar el dimensionamiento de un sistema de cogeneración se necesita conocer los procesos, actividades y en especial los requerimientos térmicos de la energía consumida ya que no es lo mismo necesitar agua caliente que vapor. Dentro de la planta de beneficio y los procesos que se desarrollan alrededor de esta, se requiere la disponibilidad inmediata tanto de agua caliente como de vapor. Actualmente la planta de beneficio emplea la gran mayoría del vapor generado, en el proceso de calentar agua para posteriormente ser utilizada en los diferentes partes de la línea de beneficio.

Cuadro 1. Demandas Térmicas Planta de Beneficio.

DEMANDAS TERMICAS PLANTA DE BENEFICIO									
DATOS			Consumo	Flujo Masico	Temperatura Agua Reposicion		Consumo Gas Natural	Masa de Vapor	Potencia
AREAS		EQUIPOS	M3/H AGUA	Kg/h Agua	Llegada [°C]	Utilizacion [°C]	M3 /h	KG/h	BHP
MATANZA	Esc	ESCALDADORA	8,0	7976	18	54,8	39,1	457,6	37,4
					18	32	2,3	26,5	2,2
	Desp1	DESP MEYN Alquilada	3	2991	18	90	28,7	335,7	27,4
	Desp2	DESP MEYN	3	2991	18	90	28,7	335,7	27,4
	Desp3	DESP MEYN NUEVA	3	2991	18	60	16,7	195,8	16,0
	Desp4	DESP CANTREL	6	5982	18	60	33,4	391,7	32,0
<b>TOTAL MATANZA</b>							<b>148,8</b>	<b>1743,0</b>	<b>142,5</b>
ASEO	Mat	MATANZA	3,7	3689	18	60	19,6	230,0	18,8
	Evis	EVICERADO	3,0	2991	18	60	15,9	186,5	15,2
	SubPro	SUBPRODUCTOS	4,0	3988	18	60	21,2	248,7	20,3
	Selec	SELECCIÓN	6,0	5982	18	60	31,8	373,0	30,5
	Desp	DESPRESE	4,0	3988	18	60	21,2	248,7	20,3
	Emplqf	EMP IQF	2,0	1994	18	60	10,6	124,3	10,2
	EmpTun	EMP TUNEL	2,0	1994	18	60	10,6	124,3	10,2
<b>TOTAL ASEO</b>							<b>131,1</b>	<b>1535,5</b>	<b>125,5</b>
CANASTAS	Arca	ARCA	1,5	1496	18	58	8,0	93,3	7,6
					18	56	0,5	5,4	0,4
PATAS	EscPatas	ESCALDADORA PATAS	1	997	18	62	5,8	68,4	5,6
PTAR	PTAR	TANQUE PTAR	4	3988	18	90	38,2	447,6	36,6
<b>TOTAL DEPENDENCIAS</b>							<b>52,5</b>	<b>614,6</b>	<b>50,2</b>

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con la Cuadro 1 podemos apreciar los procesos que tienen lugar en cada estado operativo y requieren calentar agua para cumplir con el normal funcionamiento de la planta, cada proceso especificado en la Cuadro 1 requiere agua a cierta temperatura a excepción de la PTAR, el arca y la escaldadora de patas ya que en estas dependencias se calientan fluidos previamente alterados utilizando vapor como parte de su proceso, tal es el caso de la PTAR donde se tratan las aguas residuales de la planta de beneficio las cuales deben calentarse como parte de su proceso de adecuación para ser desechadas posteriormente. Las dependencias conformadas por la PTAR y la lavadora de canastas siempre se encuentran en operación sin importar el estado operativo en el cual se encuentre operando la planta requiriendo un flujo de vapor constante. En el Anexo B se encuentra la información suministrada por Avidesa Mac Pollo respecto a las demandas térmicas calculadas en la planta de beneficio.

Figura 12. Distribuidor principal de vapor - Planta de beneficio.



Fuente: elaboración propia.

El proceso de cálculo de cargas térmicas desarrollado en el Anexo B tiene como propósito identificar la demanda de vapor requerida para calentar el agua gastada en cada proceso, debido al desperdicio o arrastre generado por las aves cuando estas son procesadas en la línea de beneficio. En base a lo planteado anteriormente se calculó el flujo masico de vapor necesario para calentar el agua de reposición empleada en cada proceso, teniendo en cuenta que el agua suministrada a la planta

de beneficio llega con una temperatura promedio de 18°C y ésta debe ser calentada a la temperatura del proceso donde será utilizada tal como se aprecia en la Cuadro 1.

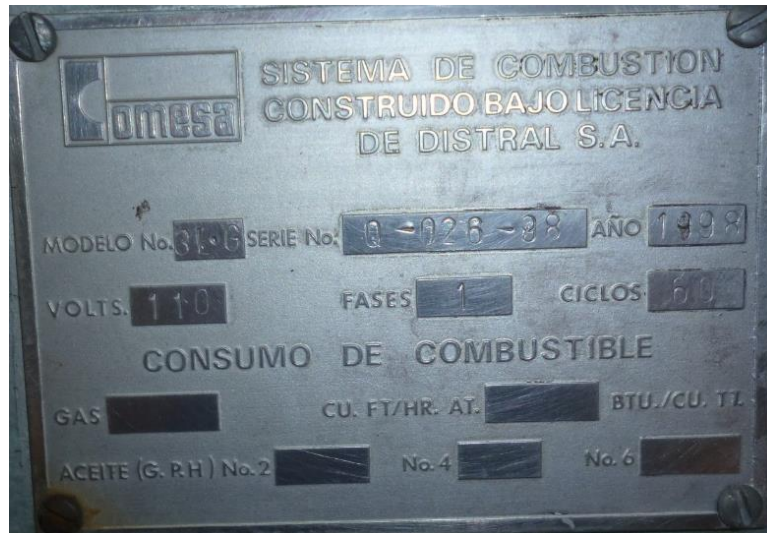
Figura 13. Información Técnica Caldera CONTINENTAL



Fuente: elaboración propia.

La planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo utiliza dos calderas de 150 BHP en paralelo marca CONTINENTAL y marca COMESA las cuales trabajan en paralelo con el fin de suplir la demanda de vapor actual. En la Figura 13 y Figura 14 podemos apreciar la información técnica relacionada a la caldera marca CONTINENTAL y marca COMESA respectivamente. El vapor generado por este sistema de calderas en paralelo es de aproximadamente  $2357 \frac{Kg}{h}$  a una presión de 90 PSI. El flujo de vapor generado se estimó en base a los cálculos térmicos registrados en el Anexo B y la presión de vapor se obtuvo gracias al manómetro ubicado en el distribuidor principal de la planta de beneficio el cual conecta y distribuye el vapor generado por el sistema de calderas en paralelo. El distribuidor de vapor de la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo se puede apreciar en la Figura 12.

Figura 14. Información Técnica Caldera COMESA.

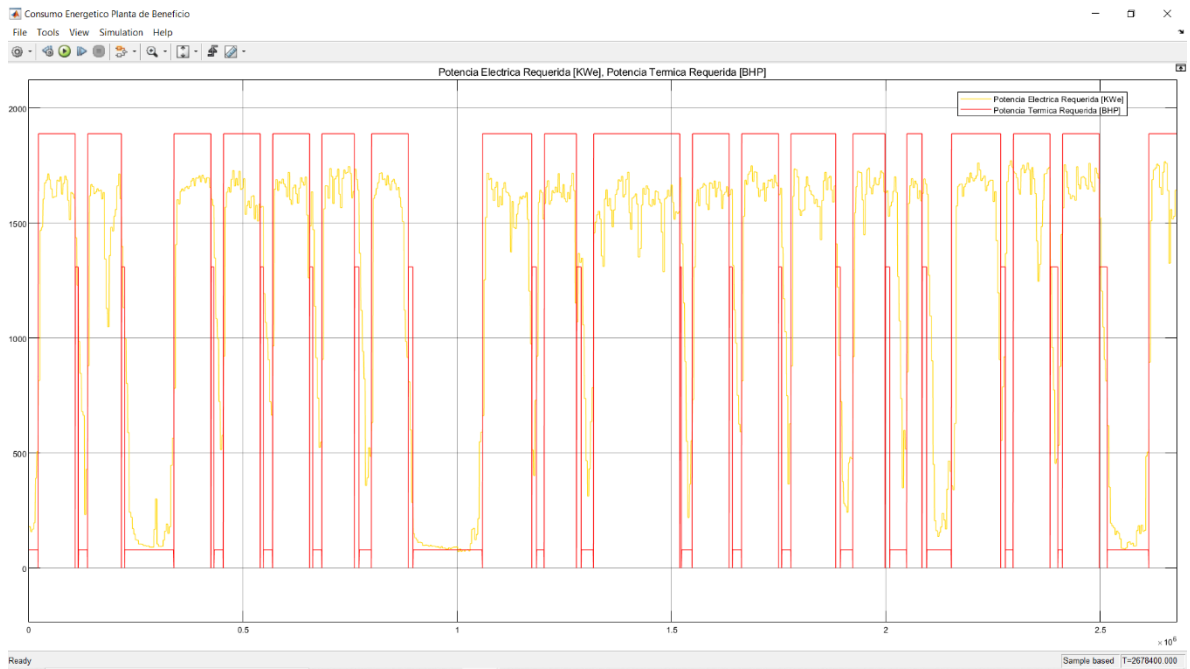


Fuente: elaboración propia.

#### 5.4 ANÁLISIS DE DATOS RECOLECTADOS.

Una vez analizados los datos referentes tanto a las cargas térmicas como a las cargas eléctricas podemos darnos cuenta de que la planta presenta un consumo uno a uno de energía térmica y eléctrica ya que con la información de los turnos registrada para el mes de octubre del año 2020 pudimos confirmar esta premisa. Al analizar la Figura 15 se puede apreciar que la demanda eléctrica en KWe representada por la línea amarilla y la demanda térmica de la planta de beneficio en BHP representada por la línea roja en todo el mes de octubre del año 2020.

Figura 15. Comparación consumo eléctrico y térmico.



Fuente: elaboración propia.

Se puede apreciar en la Figura 15 que cuando la demanda de energía eléctrica es máxima también lo es la demanda de energía térmica lo cual es una característica indispensable cuando se trata de la implementación de un sistema de cogeneración ya que esto implica que toda la energía térmica recuperada del proceso de generación eléctrica será utilizada al máximo y no tendrá que ser almacenada, este comportamiento operacional es lo que denominamos un consumo uno a uno de energía.

## 5.5 CORTES ELECTRICOS PLANTA DE BENEFICIO

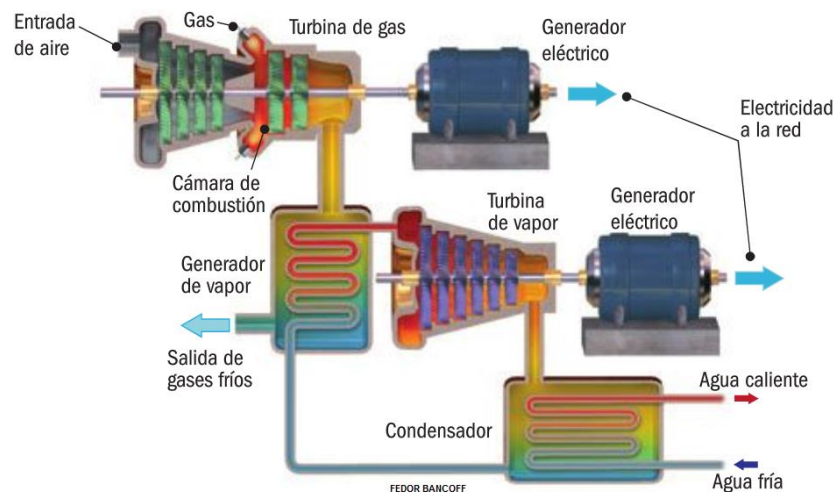
Para determinar las implicaciones y costos asociados a la irrupción del servicio de energía eléctrica se requiere en primera instancia conocer que sucede una vez sucede el corte de energía eléctrica dentro de la planta y esta se encuentra en

operación. Una vez sucede el corte de energía eléctrica durante la operación de la planta de beneficio, toda la línea de beneficio se detiene, evitando procesar más aves antes de que el servicio sea reestablecido con el fin de evitar la descomposición de las aves que se encuentran en procesamiento en el momento del corte eléctrico. Las aves que se encontraban en procesamiento son trasladadas hacia los cuartos fríos de la planta de beneficio los cuales funcionan por medio de una planta eléctrica alimentada por Diesel cuando la planta de beneficio no cuenta con disponibilidad de energía eléctrica. Cabe resaltar que este sistema de generación auxiliar previamente instalado en la planta solo tiene capacidad para alimentar los cuartos fríos donde se almacena el pollo previamente procesado. Los cortes de energía eléctrica actualmente en la planta de beneficio son cortos y se repiten pocas veces al mes impactando de baja medida los costos asociados al beneficio del pollo, haciendo que la peor consecuencia sea perder el turno de los trabajadores que se encontraban en la planta cuando ocurrió el corte eléctrico en caso de que este llegue a prolongarse.

## 6. OPCIONES COMERCIALES PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE COGENERACION

Una vez se identificaron las demandas energéticas durante la operación de la planta de beneficio de Avides Mac Pollo se buscaron las opciones comerciales capaces de satisfacer las demandas establecidas en el capítulo anterior, las cuales se resumen en 1800KWe de potencia eléctrica y 192 BHP de potencia térmica. El componente primario de un sistema de cogeneración se encuentra conformado por la unidad motriz encargada de impulsar al generador; la unidad motriz puede ser un motor alternativo, una turbina de vapor o una turbina de gas tal como el ejemplo de la Figura 16, donde podemos encontrar el esquema de una central térmica de ciclo combinado la cual utiliza una turbina de gas y una turbina de vapor para generar energía eléctrica, en las centrales térmicas se recupera el calor de los gases de exosto provenientes de la turbina de gas con el fin de utilizar dicha energía en la generación de energía eléctrica por medio del uso de una turbina de vapor.

Figura 16. Esquema de una central termica de ciclo combinado.



Fuente. FEDOR BANCOFF. [Sitio web]. s.d. [Consulta: 15 de Noviembre 2020 ].

Disponble en: <https://fbancoff.wordpress.com/category/sin-categoria/>.

Existen diferentes formas de impulsar un turbo generador, como es el uso de turbinas o motores alternativos alimentados por gas natural, encargados de transformar la energía química contenida en el gas natural en energía eléctrica y energía térmica, la cual suele ser no aprovechada debido a que está en su gran mayoría se encuentra contenida en los gases exosto producto de la combustión interna. En este capítulo analizaremos las posibles marcas y modelos de los elementos constitutivos para las diferentes alternativas solución del sistema de cogeneración de la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo.

En el mercado de generación de energía eléctrica existen diferentes marcas que ofrecen sistemas de cogeneración los cuales varían su tamaño y eficiencia dependiendo de la casa matriz seleccionada. A continuación, se analizarán las opciones de cogeneración basadas en turbinas de gas y motores alternativos capaces de suplir las demandas de la planta de beneficio. Se tuvieron en cuenta los modelos de turbinas de gas Saturn 20 y Centaur 40 de la marca Solar Turbines, además se analizaron sistemas de cogeneración basados en Motores alternativos de la marca TEDOM, estudiando los modelos Quanto D600 y Quanto D1200. Las alternativas mencionadas anteriormente poseen diferentes eficiencias de conversión de energía tanto eléctrica como energía térmica dependiendo de las cargas parciales o totales a las cuales el sistema sea sometido. A continuación, se presentan los posibles elementos constitutivos del sistema de cogeneración:

- 6.1 SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADOS EN TURBINAS DE GAS MARCA SOLAR TURBINE
  - ✓ 6.1.1 Características Operativas Sistema de Generación Eléctrica – Saturn 20
  - ✓ 6.1.2 Características Operativas Sistema de Generación Eléctrica – Centaur 40
  
- 6.2 SISTEMAS DE COGENERACIÓN BASADOS EN MOTORES ALTERNATIVOS MARCA TEDOM

- ✓ 6.2.1 Características Operativas Sistema de Cogeneración – Quanto D600
- ✓ 6.2.2 Características Operativas Sistema de Cogeneración – Quanto D1200

## 6.1 SISTEMAS DE GENERACION ELECTRICA BASADOS EN TURBINAS DE GAS MARCA SOLAR TURBINE

La marca de turbinas de gas SOLAR TURBINES es una filial de CATERPILLAR, ofrece al público paquetes de generación eléctrica donde la turbina, el generador y el cuadro de control del sistema de generación eléctrica vienen empaquetados en un conjunto fácil de trasportar e instalar tal como se puede apreciar en la Figura 18, esta marca ofrece dos modelos de sistema de generación eléctrica los cuales se pueden adaptar a sistemas de cogeneración parcial o total, dichos modelos son la Saturn 20 y la Centaur 40.

Figura 17. Solar Turbines.

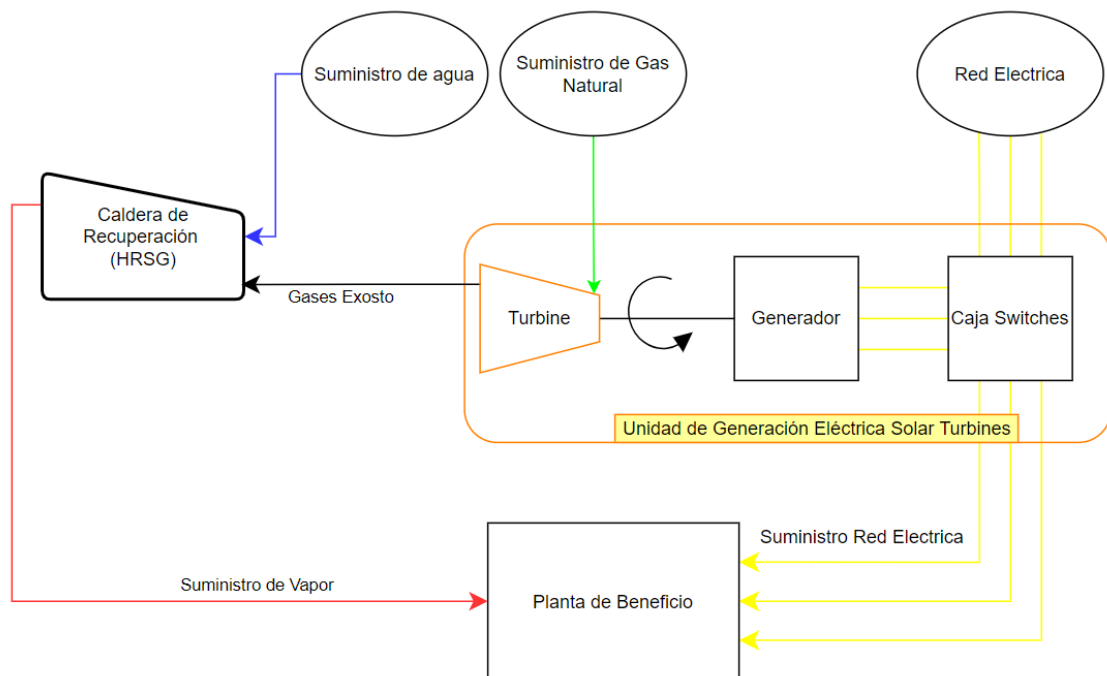


Fuente: SOLAR TURBINES. [Sitio web]. s.d . [Consulta: 7 de Enero 2021 ].  
Disponibile en: [https://www.solarturbines.com/en\\_US/index.html](https://www.solarturbines.com/en_US/index.html).

Los paquetes de generación eléctrica ofrecidos por la marca Solar Turbines ofrecen la facilidad de recuperar el calor depositado en los gases de exosto provenientes de la turbina por medio de la utilización de una caldera de recuperación, conocida en

la industria como caldera HRSG. Las calderas de recuperación o HRSG son calderas usualmente de tipo acuotubular y ocupan gran espacio, esta caldera no viene incluida en el paquete de generación eléctrica Saturn 20 o Centaur 40, por ende, se requiere comprar e instalar por aparte del sistema de generación eléctrica una caldera de recuperación de calor capaz de extraer el calor presente en los gases de combustión del sistema de generación de energía eléctrica tal como se puede apreciar en la Figura 18.

Figura 18. Sistemas de Generación eléctrica Solar Turbines.



Fuente: elaboración propia.

### 6.1.1 Características Operativas Sistema de Generación Eléctrica – Saturn 20.

Este sistema generación eléctrica tiene como componente motriz una turbina de gas la cual se vende en un set donde se encuentra encapsulado toda la unidad central de generación eléctrica tal como se aprecia en la Figura 19. El sistema de cogeneración Saturn 20 viene diseñado para una capacidad nominal de 1210 KWe, su respectiva ficha técnica se encuentra en el Anexo C.

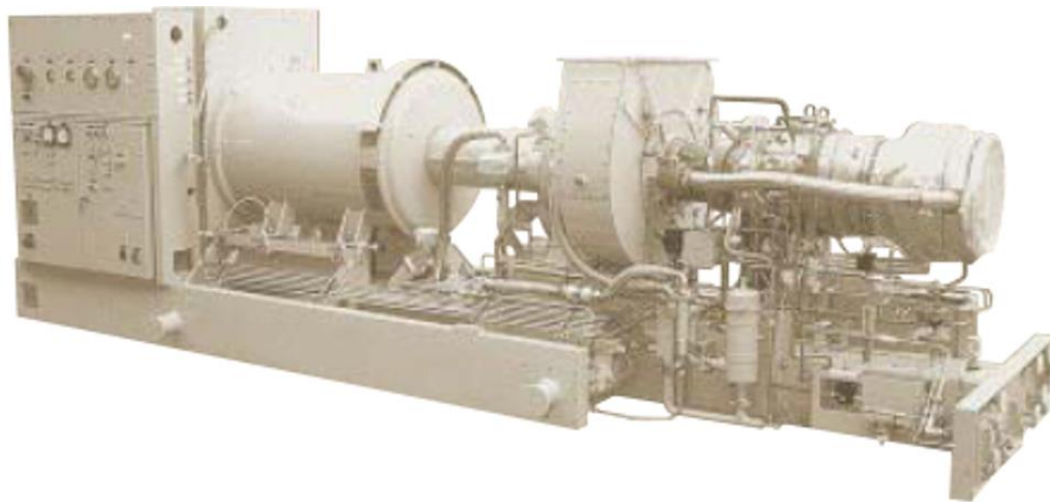
Cuadro 2. Rendimiento - Saturn 20.

Resumen Ficha Tecnica	
Sistema Generacion Saturn 20	
Marca	SOLAR TURBINES
Potencia Nominal Electrica	1215 KWe
Potencia Nominal Termica	14795 KJ/KWe-hr
Eficiencia Conversión Electrica	24,30%
Flujo Nominal Combustible	4849 KW

Fuente: elaboración propia.

Al estudiar el rendimiento de este modelo de turbina, el cual lo podemos encontrar en la Cuadro 2, se puede apreciar que tiene una baja tasa de conversión eléctrica ya que solamente el 24.3% de la energía utilizada se convertirá en energía eléctrica útil. En el siguiente capítulo se analizará el desempeño de estas unidades bajo las condiciones operativas de la planta de beneficio.

Figura 19. Sistema de Cogeneración - Saturn 20



Fuente: SOLAR TURBINES [Sitio web], Saturn 20. s.d . [Consulta: 20 de enero 2021]. Disponible en: [https://www.solarturbines.com/es\\_MX/products/gas-compressor-packages/saturn-](https://www.solarturbines.com/es_MX/products/gas-compressor-packages/saturn-)

[20.html?gclid=Cj0KCQiA4feBBhC9ARIsABp\\_nbVlqG8mLJGXO0mnsZtn4agT6GslPym7f4z040ogvp6ZVyXJhg3if6AaAle-EALw\\_wcB](https://www.google.com/search?q=20.html?gclid=Cj0KCQiA4feBBhC9ARIsABp_nbVlqG8mLJGXO0mnsZtn4agT6GslPym7f4z040ogvp6ZVyXJhg3if6AaAle-EALw_wcB).

Se escoge este modelo de turbina ya que al utilizarse en un sistema gemelo de cogeneración se puede cubrir los requerimientos actuales y tener una disponibilidad total de 2420 KWe de potencia eléctrica los cuales pueden cubrir fácilmente potencias pico no previstas. Implementar un sistema gemelo de generación eléctrica trae la ventaja de tener un sistema de respaldo disponible en caso de falla de una de las unidades motriz, además ofrece la ventaja de no mantener las turbinas de gas exigidas al 100% de su capacidad nominal durante la operación. Un sistema gemelo de generación eléctrica se encuentra compuesto por dos generadores funcionando en paralelo los cuales se encuentran trabajando en sincronía, cumpliendo con las demandas eléctricas de la planta de beneficio.

#### 6.1.2 Características Operativas Sistema de Generación Eléctrica – Centaur 40

Este sistema generación eléctrica tiene como componente motriz una turbina de gas la cual se vende en un set donde se encuentra encapsulado toda la unidad central de generación eléctrica tal como se puede apreciar en la Figura 20. El sistema de generación eléctrica Centaur 40 viene diseñado para una capacidad nominal de 3515 KWe, su respectiva ficha técnica se encuentra en el Anexo D.

Cuadro 3. Rendimiento - Centaur 40.

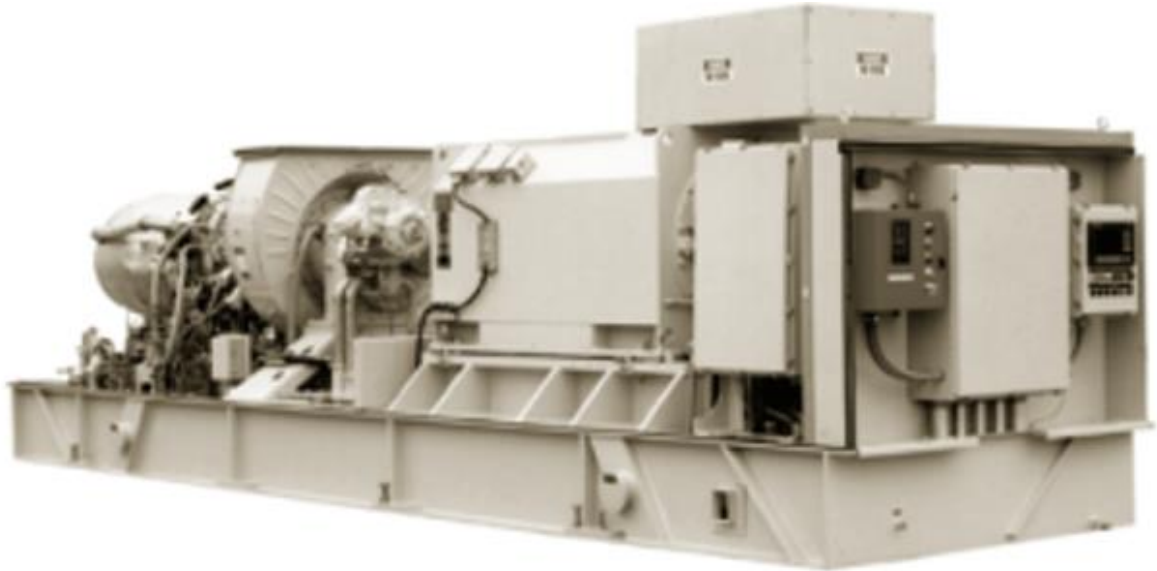
Resumen Ficha Tecnica	
Sistema Generacion Centaur 40	
Marca	SOLAR TURBINES
Potencia Nominal Electrica	3515 KWe
Potencia Nominal Termica	12910 KJ/KWe-hr
Eficiencia Conversión Electrica	27,90%
Flujo Nominal Combustible	12540KW

Fuente: elaboración propia.

Al estudiar el rendimiento de este modelo de turbina el cual lo podemos encontrar en la Cuadro 3, se puede apreciar que tiene una baja tasa de conversión eléctrica

ya que solamente el 27.9% de la energía utilizada se convertirá en energía eléctrica útil, suponiendo que nos encontremos bajo sus condiciones nominales de funcionamiento, las cuales no podrán ser alcanzadas durante su operación en la planta de beneficio ya que el pico de consumo eléctrico de la planta es de 1800KWe.

Figura 20. Sistema de Cogeneración - Centaur 40



Fuente: SOLAR TURBINES [Sitio web], Centaur 20. s.d . [Consulta: 20 de enero 2021]. Disponible en: [https://www.solarturbines.com/es\\_MX/products/gas-compressor-packages/centaur-40.html?gclid=Cj0KCQiA4feBBhC9ARIsABp\\_nbWml0hwSx\\_D5yScsux4sOSu5pmALKbnwMt43m6sZgKNxYe6REANet0aAleOEALw\\_wcB](https://www.solarturbines.com/es_MX/products/gas-compressor-packages/centaur-40.html?gclid=Cj0KCQiA4feBBhC9ARIsABp_nbWml0hwSx_D5yScsux4sOSu5pmALKbnwMt43m6sZgKNxYe6REANet0aAleOEALw_wcB).

Se escoge este modelo ya que puede cubrir fácilmente las capacidades nominales de la planta de beneficio y posiblemente los picos de consumo no previstos ya que este sistema de generación eléctrica cuenta con una capacidad nominal de 3515 KWe, escoger un sistema con una capacidad nominal superior al de la planta de beneficio trae la ventaja de no mantener la turbina de gas exigida al 100% de su capacidad nominal durante la operación prolongando su vida útil operacional.

## 6.2 SISTEMAS DE COGENERACIÓN BASADOS EN MOTORES ALTERNATIVOS MARCA TEDOM

La marca de sistemas de cogeneración TEDOM utiliza motores alternativos alimentados por gas natural, encargados de impulsar al generador eléctrico el cual se encuentra encapsulado dentro del sistema de cogeneración, junto a la unidad de recuperación responsable de recuperar el calor del proceso de la combustión interna del motor alternativo para posteriormente ser utilizado, tal como se puede apreciar en la Figura 23. La marca TEDOM se especializa en vender encapsulados o unidades de cogeneración, que aprovechan al máximo la energía consumida por los motores MWM marca Caterpillar los cuales conforman la unidad motriz del sistema de cogeneración, cabe resaltar que estos encapsulados contienen todos los componentes de un sistema de cogeneración en el cual se incluye la unidad motriz compuesta de un motor alternativo, tablero de control, sistema de recuperación de calor y el generador de energía eléctrica. De esta marca se escogieron dos modelos para satisfacer las necesidades de la planta; las unidades de cogeneración tipo container Quanto D600 y Quanto D1200 las cuales se pueden adaptar a sistemas de cogeneración parcial o total.

Figura 21. TEDOM.



Fuente: TEDOM. [Sitio web]. s.d . [Consulta: 20 de enero 2021]. Disponible en: <https://www.tedom.com/en/>.

Los paquetes de cogeneración vendidos por la marca TEDOM ofrecen muchos beneficios ya que estos paquetes se encuentran encapsulados en su totalidad

dentro de un container el cual alberga todos sus componentes principales tal como se puede apreciar en la Figura 22. La unidad recuperadora de calor de los modelos seleccionados Quanto D600 y Quanto D1200 se compone de una serie de intercambiadores de calor encargados de refrigerar el bloque del motor de la unidad motriz y extraer el calor de los gases exostos del proceso de combustión interna. La energía térmica recuperada por el sistema de recuperación es dirigida en forma de calor hacia el agua de proceso que pasa a través del sistema de intercambiadores de la unidad de recuperación para de esta forma subir su temperatura y ser utilizada posteriormente en la planta de beneficio ya sea en una forma directa o para ser posteriormente calentada con el fin de elevar su temperatura a los requerimientos establecidos del proceso tal como se puede apreciar en la Figura 23. Cabe resaltar que las unidades de recuperación de calor solo pueden calentar agua desde una temperatura mínima de 40°C y una temperatura máxima de 70°C ya que si el agua entra muy fría a la unidad de recuperación de calor puede dañar el sistema de intercambiadores debido al choque térmico, sin embargo, si esta llegase a entrar muy caliente no se podría extraer todo el calor generado en el proceso de combustión interna del motor.

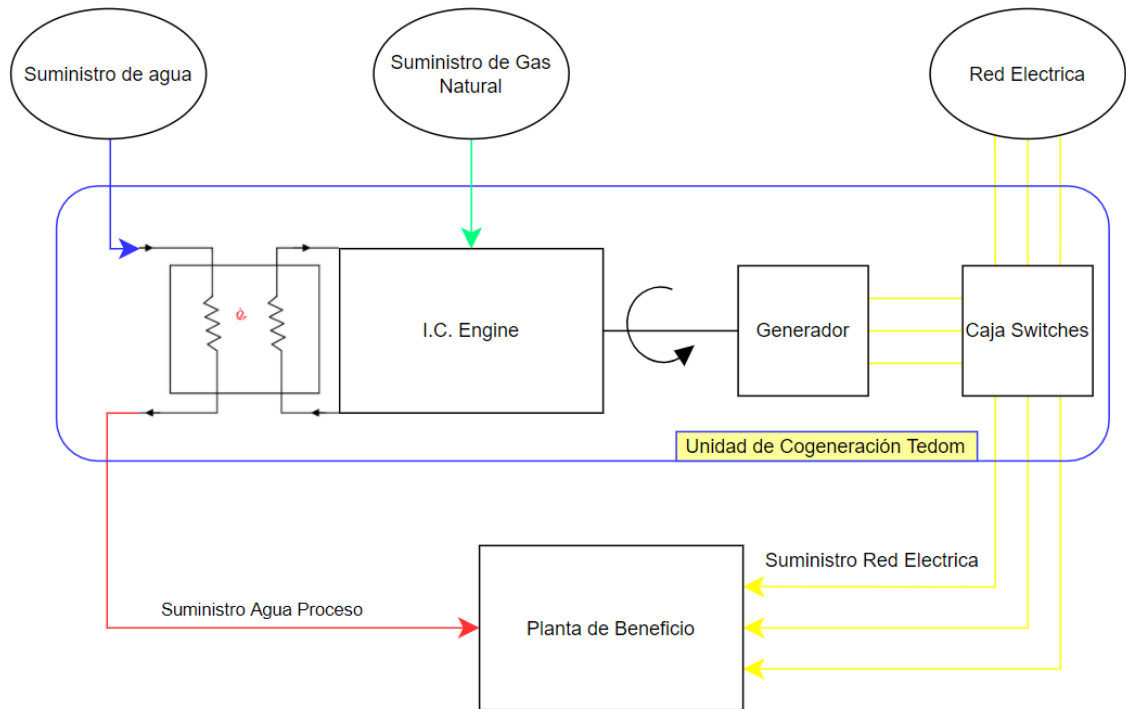
Figura 22. Sistemas de Cogeneración TEDOM



Fuente: TEDOM. [Sitio web]. CHP-Units. Quanto. s.d . [Consulta: 20 de enero 2021]. Disponible en: <https://www.tedom.com/en/CHP-units/quanto/>.

Los sistemas de cogeneración de la marca TEDOM no pueden generar energía eléctrica por debajo del 50% de su capacidad nominal, ósea que si la capacidad nominal del sistema es de 1200KWe eléctrico el sistema no podrá operar generando menos de 600 KWe haciendo que el motor salga de operación con el fin de cumplir con las especificaciones realizadas por el fabricante, una vez la demanda exigida al sistema de cogeneración sea reestablecida a sus valores normales de funcionamiento el sistema de cogeneración podrá volver a su normal operación.

Figura 23. Paquete de cogeneración TEDOM



Fuente: elaboración propia.

6.2.1 Características Operativas Sistema de Cogeneración – Quanto D600: Esta unidad de cogeneración está conformada por todos los elementos necesarios para la respectiva generación de electricidad y recuperación de calor de la fuente motriz, la cual está compuesta por un motor a gas natural refrigerado por agua. Este sistema genera una potencia nominal de 600KWe y permite una recuperación de hasta 652KW de energía térmica los cuales pueden variar de acuerdo con la carga a la cual el generador se encuentre sometido. Se puede encontrar la ficha técnica de este sistema en el Anexo E.

Cuadro 4. Desempeño - Quanto D600

Resumen Ficha Técnica	
Sistema Cogeneración Quanto D600	
Marca	TEDOM
Potencia Nominal Eléctrica	600 KWe
Potencia Nominal Térmica	689 KW
Eficiencia Conversión Eléctrica	42,20%
Flujo Nominal Combustible	1421 KW

Fuente: elaboración propia.

Al analizar el desempeño de este paquete de cogeneración se puede encontrar que cuenta con gran desempeño energético ya que hay una alta utilización de energía alcanzando eficiencias de conversión eléctrica del 43,4% tal como se puede apreciar en la Cuadro 4. Este sistema de cogeneración se tiene en cuenta debido a que el caudal nominal de agua manejado por la unidad recuperadora de calor se ajusta al caudal de agua calentado en la planta de beneficio, esto garantiza que todo el calor generado por la unidad de cogeneración será extraído del sistema ya que se cumple con los requerimientos técnicos de funcionamiento específicos.

6.2.2 Características Operativas Sistema de Cogeneración – Quanto D1200: Esta unidad de cogeneración está conformada por todos los elementos necesarios para la respectiva generación de energía eléctrica y recuperación de calor de la fuente motriz, la cual está compuesta por un motor a gas natural refrigerado por agua. Este sistema genera una potencia nominal de 1200KWe y permite una recuperación de hasta 1196KW de energía térmica los cuales pueden variar de acuerdo con la carga a la cual el generador se encuentre sometido. La ficha técnica de este sistema se puede encontrar en el Anexo F.

Cuadro 5. Desempeño - Quanto D1200

Resumen Ficha Tecnica	
Sistema Cogeneracion Quanto D1200	
Marca	TEDOM
Potencia Nominal Electrica	1200 KWe
Potencia Nominal Termica	1196 KW
Eficiencia Conversión Electrica	43,40%
Flujo Nominal Combustible	2767 KW

Fuente: elaboración propia.

Al analizar el desempeño de este paquete de cogeneración se puede encontrar que cuenta con alto desempeño energético ya que hay una alta utilización de energía alcanzando eficiencias de conversión eléctrica del 43,4% tal como se puede apreciar en la Cuadro 5.

### 6.3 COMPARACION SISTEMAS DE COGENERACION MARCA TEDOM – SOLAR TURBINES

Las diferencias entre las marcas de los sistemas de cogeneración presentadas en este capítulo se basan principalmente en el tipo de unidad motriz que impulsa el sistema de cogeneración ya que la marca de sistemas de cogeneración TEDOM utiliza motores alternativos y la marca de turbinas de gas Solar Turbines utiliza turbinas de gas. Utilizar una unidad motriz de un tipo u otro trae ciertas ventajas y desventajas operativas las cuales podemos apreciar en la Cuadro 6.

Cuadro 6. Comparación Sistemas de cogeneración.

Características técnicas	Comparacion Sistemas de Cogeneracion	
	TEDOM	Solar Turbines
Unidad Motriz del generador electrico	Motor alternativo	Turbinas de gas
Combustible Unidad motriz	Gas Natural	Gas Natural
Afectaciones al rendimiento Nominal	No presenta	Cambios en la temperatura y humedad atmosferica
Tipo de refrigeracion	Bloque de motor refrigerado por agua	Alabes de turbina refrigerados por inyeccion de aire
Disponibilidad de energia termica	No genera vapor solo calienta un determinado flujo de agua	Generacion de vapor
Funcionamiento Unidad Recuperadora de Calor	Refrigeracion y extraccion de calor de gases exosto del motor alternativo	Extraccion de calor gases exosto turbina de gas
Tipo de unidad de recuperacion	Intercambiadores de agua	Calderas de recuperacion HRSG
Instalacion Unidad de recuperacion	Incluida dentro del sistema de cogeneracion	Instalacion por aparte al sistema de cogeneracion

Fuente: elaboración propia.

Los sistemas de cogeneración impulsados por turbinas de Gas cuentan con la facilidad de extraer el calor de los gases de exosto gracias a la caldera de recuperación instalada en el exosto de la turbina, generando vapor con el fin de reducir la demanda térmica actual del sistema de calderas, instalado en la planta de beneficio. Por otro lado, los sistemas de cogeneración impulsados por motores alternativos cuentan con la capacidad de generar suficiente energía térmica como para aumentar en un 20°C la temperatura del flujo nominal de agua. Es importante tener en cuenta que los sistemas de cogeneración marca TEDOM se encuentran conformados por un sistema de intercambiadores de calor los cuales tienen el propósito de refrigerar el bloque de motor y extraer el calor de los gases de combustión, estos sistemas de cogeneración no son capaces de generar vapor para su posterior consumo, debido a las bajas temperaturas manejadas dentro del motor

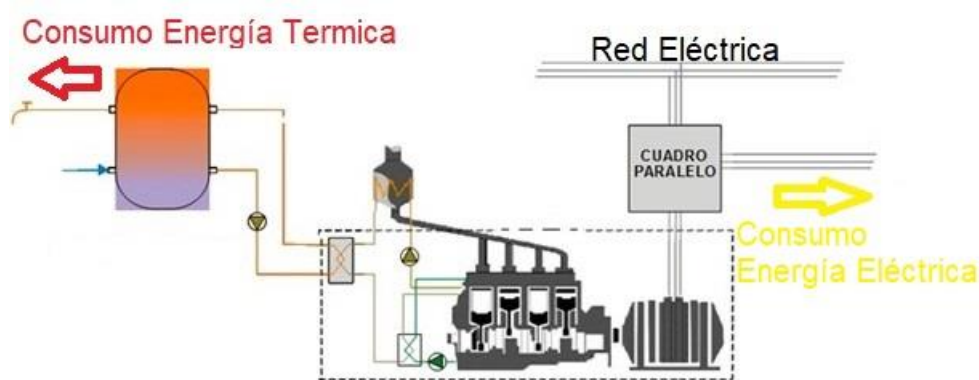
de combustión interna. Otra de las grandes ventajas de implementar un sistema de cogeneración basado en motores alternativos radica en su independencia de las condiciones meteorológicas de la zona ya que el desempeño de estos no se ve afectado debido a cambios de la temperatura o humedad del ambiente, como si sucede en las turbinas de gas las cuales disminuyen su rendimiento al aumentar la temperatura ambiente de la zona donde se encuentran instaladas.

## 7. ESCENARIOS SOLUCIÓN SISTEMA DE COGENERACIÓN

Los diversos tipos de sistemas de cogeneración han sido diseñados para satisfacer las demandas energéticas y ciertos requerimientos operativos de cada industria en específico sin embargo su principio básico de operación suele ser el mismo y consiste en aprovechar al máximo la energía quemada durante el proceso de combustión para de esta forma ser utilizada tanto como una fuente de energía eléctrica como una fuente de energía térmica.

Los sistemas de cogeneración tienen el propósito de alivianar los costos operativos asociados a la energía térmica consumida dentro de la planta donde se encuentran instalados por medio del aprovechamiento de la energía térmica generada durante el proceso de generación eléctrica. Tal como se puede apreciar en la Figura 24 y Figura 25 las cuales describen escenarios de cogeneración compuestos por motores y turbinas de gas respectivamente.

Figura 24. Cogeneración - Motores Alternativos.

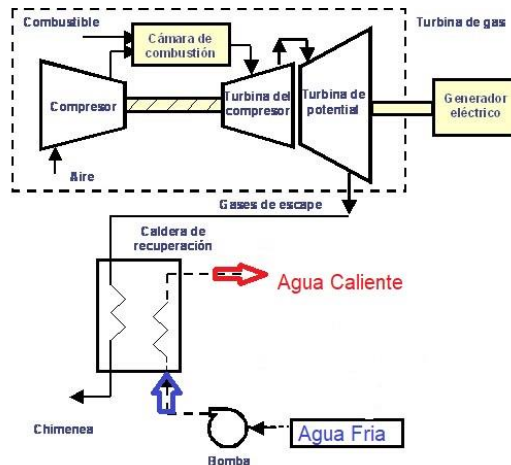


Fuente: ABSORSISTEM. [Sitio web]. s.d . [Consulta: 25 de enero 2021].

Disponible en: <https://www.absorsistem.com/tecnologias/cogeneracion/>.

Plantear diferentes escenarios de cogeneración parcial y total compuestos tanto de motores alternativos o turbinas de gas ofrece la capacidad de evaluar técnica y financieramente su desempeño ya que existe más de una posible solución viable al diseño de un sistema de cogeneración para una planta de beneficio avícola.

Figura 25. Cogeneración – Turbina de Gas.



Fuente: SCIELO [Sitio web]. s.d . [Consulta: 25 de enero 2021]. Información Tecnológica. Disponible en:

[https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642005000100007](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642005000100007).

Cuando se habla de implementar un sistema de cogeneración parcial, se hace referencia a generar una parte de la energía total de la planta con el fin de poder disminuir los costos asociados a la energía eléctrica paga y de paso aprovechar en su totalidad el calor generado por la unidad motriz principal en el proceso de cogeneración. Actualmente los sistemas de cogeneración se dimensionan de tal forma que puedan extraer toda la energía térmica generada en el proceso de generación eléctrica, para lograr esto es necesario la implementación de un sistema capaz de calentar toda o una parte del agua consumida por la planta de beneficio durante su operación, con el fin de tener una utilización total de la energía empleada en el proceso de generación eléctrica ya que si se trata de calentar un caudal de

agua que no sea el especificado por el fabricante se corre el riesgo de no extraer en su totalidad la energía térmica disponible del sistema de cogeneración o sencillamente dañar el sistema de recuperación de calor del sistema de cogeneración. Sin embargo, también hay sistemas de cogeneración total los cuales buscan cubrir toda la demanda de energía eléctrica, estos sistemas son robustos ya que deben cubrir cualquier pico de potencia generado durante la operación de la planta, suelen implementarse como islas de generación eléctrica las cuales buscan cubrir la demanda energética de la planta ante cualquier eventualidad presentada por el proveedor principal de energía eléctrica, en estos sistemas cabe la posibilidad de no llegar a utilizar toda la energía térmica generada y desperdiciarla ya que en algunos casos la demanda térmica de la planta no es lo suficientemente grande como para aprovechar toda la energía térmica disponible del sistema de cogeneración.

Los requerimientos térmicos de la planta de beneficio pueden venir condicionados al tipo de proceso donde se requiere la energía térmica, de tal forma que en algunos procesos se necesite vapor o agua caliente, cabe resaltar que la planta actualmente usa vapor para calentar el agua usada en sus procesos. Es importante tener en cuenta la temperatura del agua a utilizar o el tipo de vapor requerido ya que dependiendo del sistema implementado se podrá cumplir en parte o en su totalidad con las demandas térmicas de la planta de beneficio. Utilizar un sistema de cogeneración eléctrica compuesto por turbinas de gas como es el caso de los paquetes de generación eléctrica ofrecidos por la marca Solar Turbines nos permitiría tener la suficiente disponibilidad energética como para generar vapor de acuerdo con los requerimientos de la planta de beneficio ya que los gases exosto de las turbinas poseen altas temperaturas al momento de salir del sistema de generación eléctrico. Sin embargo, utilizar motores alternativos impulsados por gas natural, nos permitirá calentar agua en estado líquido la cual absorberá todo el calor generado por la unidad motriz incrementando la temperatura del agua que será

posteriormente utilizada en la planta, disminuyendo el consumo de vapor generado por las calderas de la planta de beneficio ahorrando gas natural.

Implementar los sistemas de cogeneración marca TEDOM permite instalar todo un sistema de cogeneración contenido dentro de un container sin la necesidad de comprar adicionalmente una caldera de recuperación (HRSG) ya que la unidad de recuperación de calor viene incluida dentro del sistema de cogeneración comprado. A diferencia de los sistemas de cogeneración de la marca TEDOM la marca de turbinas de gas Solar Turbines requiere la compra adicional de una caldera de recuperación la cual puede generar suficiente vapor como para cumplir las demandas térmicas de la planta, ocupando demasiado espacio dentro de las instalaciones de la planta de beneficio.

Para determinar la alternativa de cogeneración que ofrece una operación optimizada desde el punto de vista operacional y económico se simularon diferentes escenarios de cogeneración basados en las opciones descritas en el capítulo anterior. En la simulación de cada escenario de cogeneración se analizaron los siguientes aspectos:

- Determinación de la energía eléctrica y térmica generada por el sistema de cogeneración dependiendo de un escenario de cogeneración total o parcial.
- Determinación de los costos asociados a la energía eléctrica consumida por la planta de beneficio en los escenarios de cogeneración total y parcial.
- Determinación de los costos asociados a la energía térmica consumida por la planta de beneficio en los escenarios de cogeneración total y parcial.
- Determinación de los costos asociados al mantenimiento del sistema de cogeneración implementado.

Figura 26. SIMULINK - MATLAB



Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. [Sitio web]. Noticias. s.d.

[Consulta: 25 de enero 2021]. Disponible en:

<https://minas.medellin.unal.edu.co/noticias/facultad/2682-adquisicion-de-matlab-y-simulink> .

En vista de que se necesitaba un software capaz de realizar operaciones aritméticas en tiempo real con el fin de estudiar los estados operativos planteados se utilizó el SIMULINK de MATLAB ya que este software permite llevar a cabo análisis en ciertos periodos de tiempo por medio del uso de bloques lógicos programables, los cuales simulan la operación de un proceso de interés. Se agradece a la Universidad Industrial de Santander por el uso de la licencia institucional ofrecida por parte de la Universidad a los estudiantes.

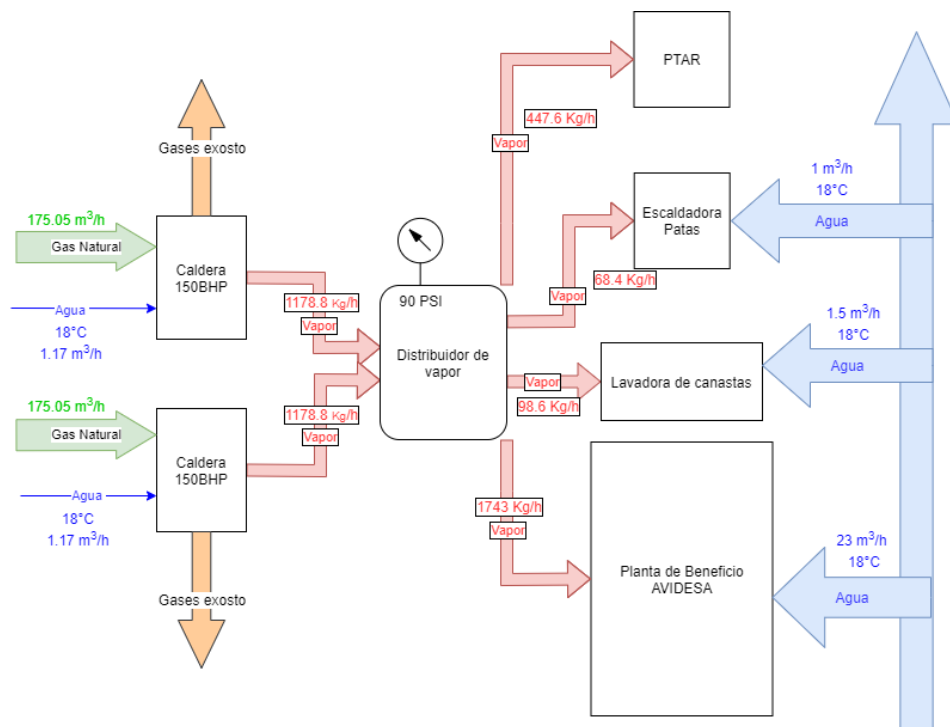
A continuación, se darán a conocer las diferentes simulaciones de los escenarios que brindan una solución al sistema de cogeneración requerido por la planta de beneficio de Mac Pollo S.A:

- SIMULACIÓN PLANTA DE BENEFICIO (ESTADO ACTUAL).
- SIMULACIÓN ALTERNATIVA 1 – COGENERACIÓN TOTAL – SATURN 20.
- SIMULACIÓN ALTERNATIVA 2 – COGENERACIÓN TOTAL – CENTAUR 40.
- SIMULACIÓN ALTERNATIVA 3 – COGENERACIÓN PARCIAL – QUANTO 600.
- SIMULACIÓN ALTERNATIVA 4 – COGENERACIÓN PARCIAL – QUANTO 1200.
- SIMULACIÓN ALTERNATIVA 5 – COGENERACIÓN TOTAL – QUANTO 1200.

## 7.1 SIMULACION PLANTA DE BENEFICIO (ESTADO ACTUAL).

Simular el comportamiento actual de la planta de beneficio nos permite establecer un modelo capaz de estudiar los costos y variables propias de los procesos desarrollados. Para llevar a cabo un modelo de estimación de costos es necesario conocer como es aprovechada y distribuida la energía térmica en la planta de beneficio ya sea en forma de agua o vapor. En la Figura 27 se aprecia un diagrama termico de las conexiones actuales de la planta de beneficio donde podemos encontrar como es aprovechada la energía térmica generada, la cual utiliza el vapor como medio de transporte, para de esta forma llegar a las diferentes dependencias ubicadas dentro de la planta de beneficio donde se necesita vapor para el desarrollo de sus respectivos procesos.

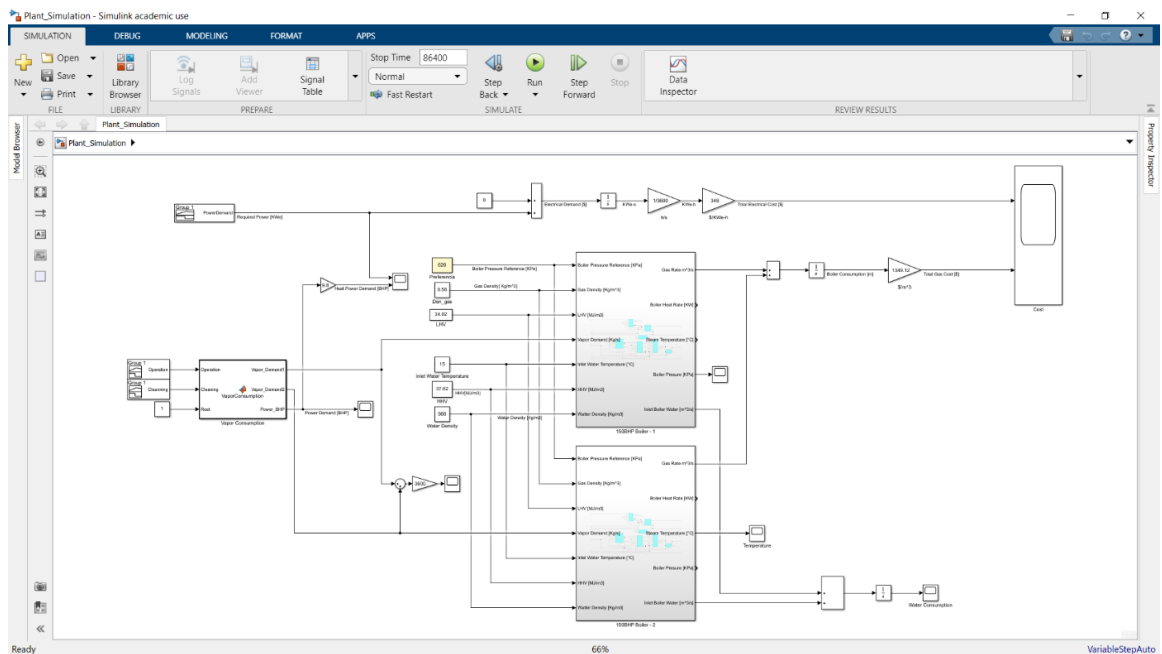
Figura 27. Utilización Energía Térmica - Planta de Beneficio.



Fuente: elaboración propia.

En base del esquema térmico evidenciado en la Figura 27 y de los datos relacionados al consumo de energía eléctrica y térmica se modelo un diagrama de bloques en el Simulink de Matlab, el cual nos permite simular un modelo dinámico que calcula los costos asociados a la operación de la planta de beneficio en base de la potencia térmica y energía eléctrica consumida, tal como se puede apreciar en la Figura 28. Los resultados de este modelo son producto de calcular el costo de la energía eléctrica paga y el costo asociado a los metros de gas natural consumidos en un mes de operación.

Figura 28. Simulación planta de beneficio.

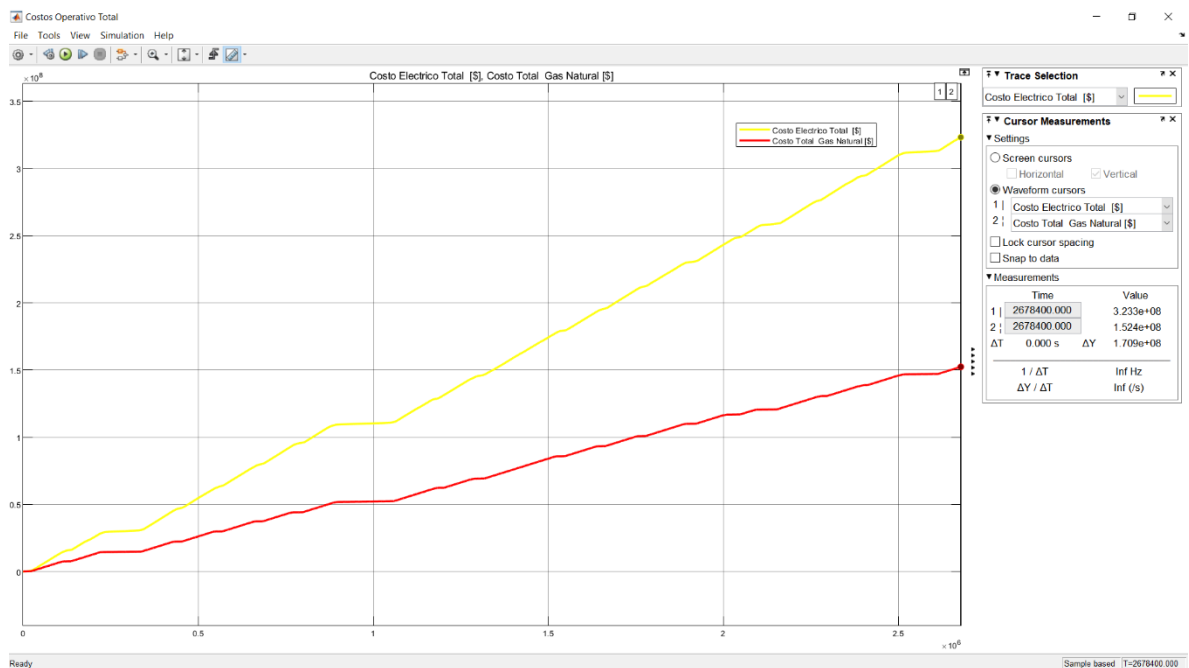


Fuente: elaboración propia.

Una vez desarrollado un modelo dinámico de los costos de operación de la planta de beneficio, se procedió a simular los datos recolectados para el mes de octubre del año 2020 con el fin de comprobar la exactitud y confiabilidad del modelo desarrollado en el Simulink de Matlab. Los resultados obtenidos de la simulación de costos del mes de octubre del año 2020 se encuentran condensados la Figura 29,

donde la gráfica de color amarillo corresponde a los costos pagos de energía eléctrica y la gráfica de color rojo corresponde a los costos operativos asociados a los metros de gas consumidos. Los datos de consumo obtenidos en la simulación fueron comparados con las facturas de pago correspondientes a la energía eléctrica y a los metros de gas natural consumidos, evidenciando que los resultados obtenidos en la simulación y el estudio de turnos de trabajo para el mes de octubre del año 2020, se realizaron adecuadamente ya que los costos obtenidos del modelo térmico desarrollado para la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo corresponden con las facturas pagas a los proveedores de estos servicios.

Figura 29. Costo Operativo Planta Beneficio – octubre 2020




Fuente: elaboración propia.

En la Figura 29 podemos apreciar que el costo pago por energía eléctrica en el mes de octubre del año 2020 coincide directamente con el costo de energía activa pago al proveedor del servicio de energía eléctrica tal como se aprecia en la Figura 30 la cual corresponde a la factura paga al proveedor del servicio. Es importante resaltar

que en esta simulación solo se tendrá en cuenta el costo cobrado por la energía eléctrica activa consumida por la planta de beneficio.

Figura 30. Factura Energía Eléctrica octubre 2020.

Energía Eléctrica servicio suscrito 100162346																																		
1 Cuenta(s) Vencida(s) : Suspensión De Servicios El Día De Vencimiento																																		
	<b>Información Básica</b> Instalación: 900680002762456714 Km 7 Autopista Floridablanca Floridablanca-santander Plan: Mercado No Regulado Categoría: Industrial Nivel De Tensión: 2 Genérico: Mac_distribuidora Consumo Del 01 Oct Al 31 Oct Días De Consumo: 31	<b>Comportamiento Componentes Del Costo</b> (*) CND, ASIC, SSPD, CREG, Perdidas STN, Perdidas SDL y Garantía Financiera																																
	<b>Información técnica</b> Operador : eprn : Dir : Oper.carrera 58 Nro 42 125 - Tel. Oper.(054)4444115-018000415115 - Niu :00000000001157128 - Circuito : - Transfor. : - Grupo : - Diu Gara. : - Fiu Gara. : - Diu : - Cec : - Cecf : - %t : - Dt : - T. Compe. : - Hc : - Vc :	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Componente (\$/kWh)</th> <th colspan="3">Mes Factura</th> </tr> <tr> <th>Nov-20</th> <th>Oct-20</th> <th>Sep-20</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cargos No Regulado (g+c)</td> <td>213.33</td> <td>212.10</td> <td>211.83</td> </tr> <tr> <td>Cargos Str</td> <td>39.51</td> <td>36.31</td> <td>38.09</td> </tr> <tr> <td>Cargos Sdl</td> <td>57.33</td> <td>56.99</td> <td>58.02</td> </tr> <tr> <td>Otros Cargos (*)</td> <td>15.12</td> <td>14.95</td> <td>15.79</td> </tr> <tr> <td>Restricciones</td> <td>22.85</td> <td>27.67</td> <td>19.85</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>348.14</b></td> <td><b>348.02</b></td> <td><b>343.58</b></td> </tr> </tbody> </table>		Componente (\$/kWh)	Mes Factura			Nov-20	Oct-20	Sep-20	Cargos No Regulado (g+c)	213.33	212.10	211.83	Cargos Str	39.51	36.31	38.09	Cargos Sdl	57.33	56.99	58.02	Otros Cargos (*)	15.12	14.95	15.79	Restricciones	22.85	27.67	19.85	<b>Total</b>	<b>348.14</b>	<b>348.02</b>	<b>343.58</b>
Componente (\$/kWh)	Mes Factura																																	
	Nov-20	Oct-20	Sep-20																															
Cargos No Regulado (g+c)	213.33	212.10	211.83																															
Cargos Str	39.51	36.31	38.09																															
Cargos Sdl	57.33	56.99	58.02																															
Otros Cargos (*)	15.12	14.95	15.79																															
Restricciones	22.85	27.67	19.85																															
<b>Total</b>	<b>348.14</b>	<b>348.02</b>	<b>343.58</b>																															
<b>Total Energía Eléctrica Servicio Suscrito 100162346</b>			\$ 327,504,487.64																															

Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, al analizar los resultados obtenidos en la Figura 29, podemos apreciar que el costo total calculado en la simulación de la planta de beneficio para el gas natural consumido en el mes de octubre, presenta un desfase de 4 millones de pesos con respecto al dinero pago en la factura del mes de octubre al proveedor del servicio, tal como se puede apreciar en la Figura 31 en la cual podemos encontrar el costo total pago de gas natural para el mes de octubre del año 2020, cabe resaltar que la diferencia de costos mencionada anteriormente se debe a que la factura del gas natural tiene un tiempo de facturación desfasado con el mes de octubre de 5 días, sin embargo, se asumirá que los resultados obtenidos son válidos para el desarrollo de nuestros análisis.

Figura 31. Factura gas natural octubre 2020.

MetroGas		Centro Comercial Calceval Offices 162 PBX 638 4926 Fax 629 9274 Floridablanca - Santander www.metrogass200p.com - E-mail: metrogas@metrogass200p.com		CÓDIGO USUARIO	
Su Servicio de GAS NATURAL		TOTAL A PAGAR 148,035,370.00		FACTURA No. 21544781	
Pago Oportuno Hasta 10-NOV-2020 Suspensión por no Pago 11-NOV-2020 Fecha de Expedición 27/10/2020		Dias Facturados 31 Periodo Facturado 26SEP2020-26OCT2020 Ultimo Pago 9-OCT-2020		VALORES EN RECLAMACIÓN VALORES PROCESO	
<b>DATOS DEL SUSCRIPTOR:</b> Nombre: AVIDESA MAC POLLO S.A. Dirección: AUPTA FLORIDA KM 7 AVIDESA Barrio: FLORIDA Municipio: FLORIDABLANCA			Estrato: Ruta: 701642382942 Clase de Uso: IND Medidor No.: 0000035304 Círculo: 60 Interes de Mora % 0.02 NOM Atraso: 0 Interes Corriente % 0.02 NOM		
<b>DATOS DE MEDICIÓN</b> CONSUMO MES: 109726.00 Causa Cobro Consumo Prom. 12359424.00 Lectura Anterior 12469150.00 Lectura Actual 12469150.00 Consumo M3 109726 Factor 1 Consumo Corregido M <sup>3</sup> 109726.00 Poder Calorífico MJ/M <sup>3</sup> 37.6296 Consumo Kw / H 1146929.3 Valor Kw / H 129.07			<b>CONSUMOS</b> TARIFAS DE CONSUMO POR RANGO Rango Consumo m <sup>3</sup> Vv. m <sup>3</sup> Vv. Parcial 0 9726.00 M3 1349.12 48033541.12 0 M3 0 0 Total CONSUMOS ANTERIORES M3. PROM 10109.00		
<b>ESTANDARES DE CALIDAD (Valores Referencia)</b> DES: 0 IPLI: 100% ID: 100% IRST: 100%			COMPONENTES TARIFARIOS Gm 457.35 Tm 685.11 Sm 319.88 Tm 0 Dm 1451.45 Dm 1824.00 Pm 1.01 Cm 1824.02 F 0 NCM 0 BASE 55 0.00 N51 N52		
<b>ESTADO DEL CRÉDITO</b>			DESCRIPCIÓN DEL COBRO CONCEPTO VALOR Cargo Fijo 1824.02 Consumo 148033541.12 Ajuste decena 4.86 SUB - TOTAL COBROS OTROS CONCEPTOS TOTAL A PAGAR 148,035,370.00 FECHA SUSPENSIÓN POR VENCIMIENTO DE REVISIÓN PERIÓDICA		

Fuente: elaboración propia.

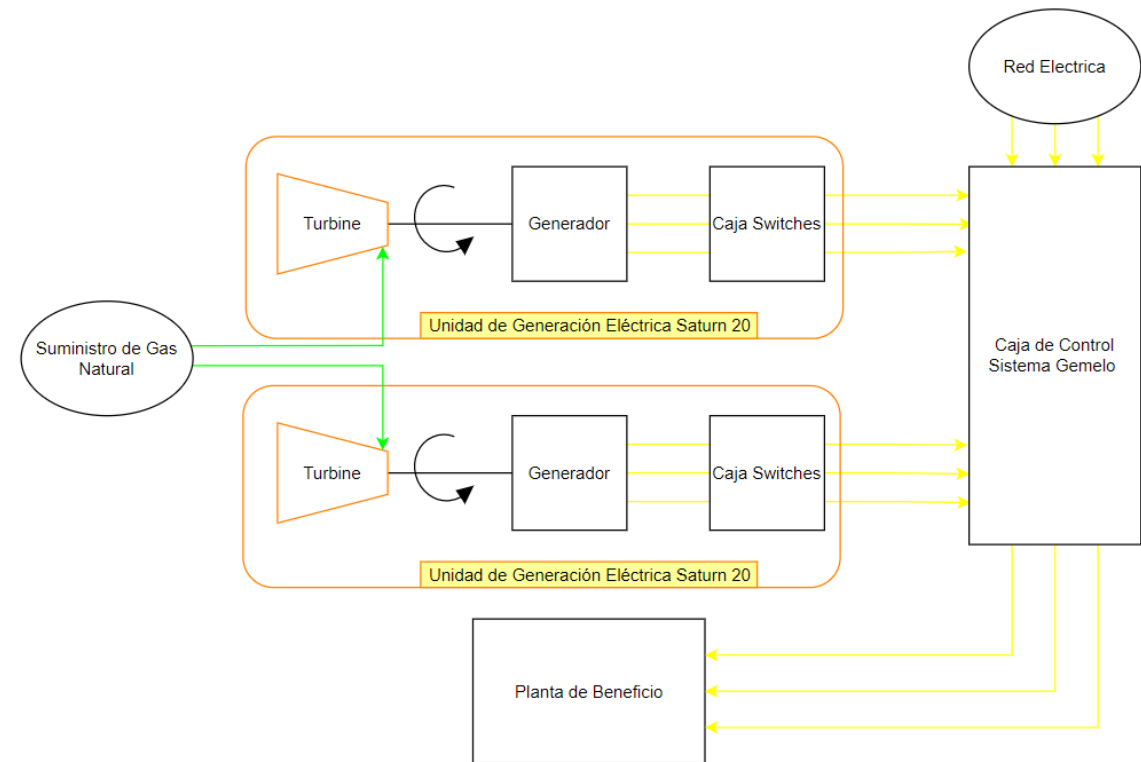
Realizar la simulación de los costos operativos de la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo sirve para confirmar la efectividad de los modelos matemáticos planteados en el Simulink de Matlab ya que posteriormente serán utilizados los bloques de código encargados de representar las calderas que se encuentran actualmente en la planta de beneficio, las cuales serán parte fundamental de las siguientes alternativas solución planteadas.

## 7.2 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 1 - COGENERACION TOTAL – SATURN 20.

El primer escenario de cogeneración planteado corresponde a un sistema gemelo compuesto por dos turbinas Saturn 20 trabajando en paralelo con el fin de cumplir las demandas de la planta de beneficio tal como se puede apreciar en la Figura 32.

El sistema de generación eléctrico Saturn 20 cuenta con una potencia nominal de 1215 KWe, pero al ser utilizado en un sistema gemelo permite una disponibilidad energética de 2430KWe.

Figura 32. Sistema de Cogeneración Gemelo - Saturn 20

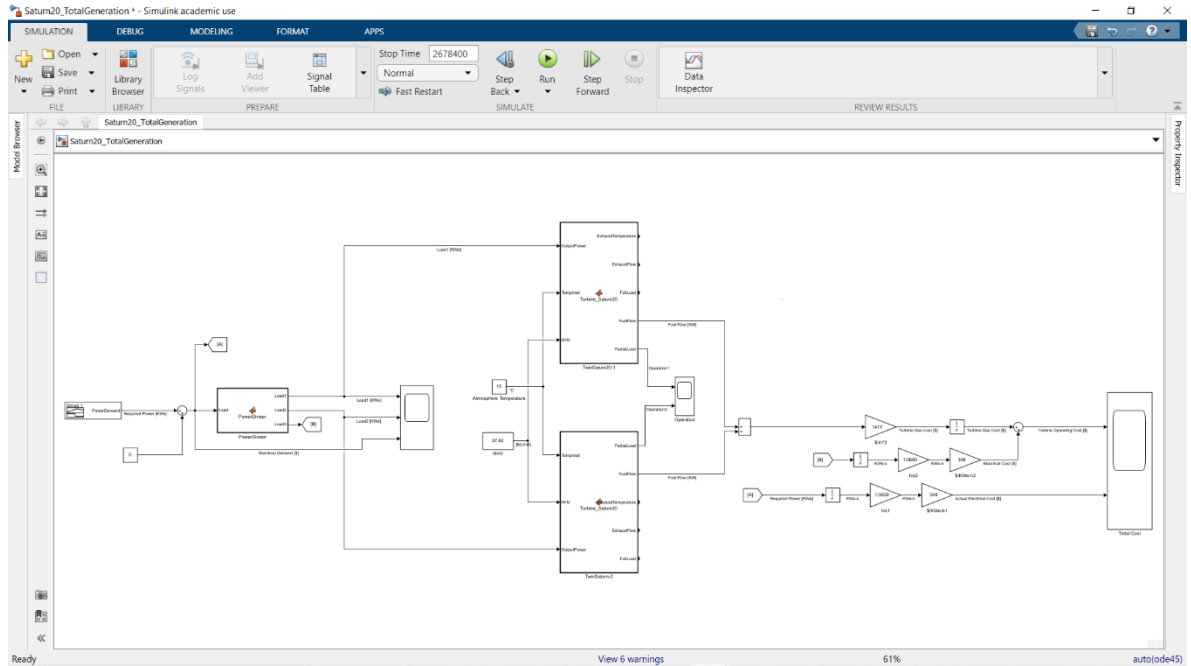


Fuente: elaboración propia.

En la Figura 32 se puede apreciar un sistema gemelo de generación eléctrica compuesto de dos unidades Saturn 20 alimentadas por gas natural las cuales generan la energía eléctrica requerida por la planta de beneficio. Para revisar la viabilidad de un sistema de cogeneración primero se debe revisar su viabilidad financiera como sistema generador de energía eléctrica ya que los sistemas de cogeneración buscan disminuir o mantener los costos asociados al pago de energía eléctrica con el fin de utilizar el calor generado en el proceso de generación de energía eléctrica en los procesos propios de la planta de beneficio, disminuyendo

los costos asociados al pago de energía térmica. En base a la Figura 32 se desarrolló un modelo dinámico en el Simulink de Matlab encargado de simular los costos operativos de un sistema gemelo de generación eléctrica compuesto por las unidades de generación eléctrica Saturn 20.

Figura 33. Diagrama de Bloques - Saturn 20

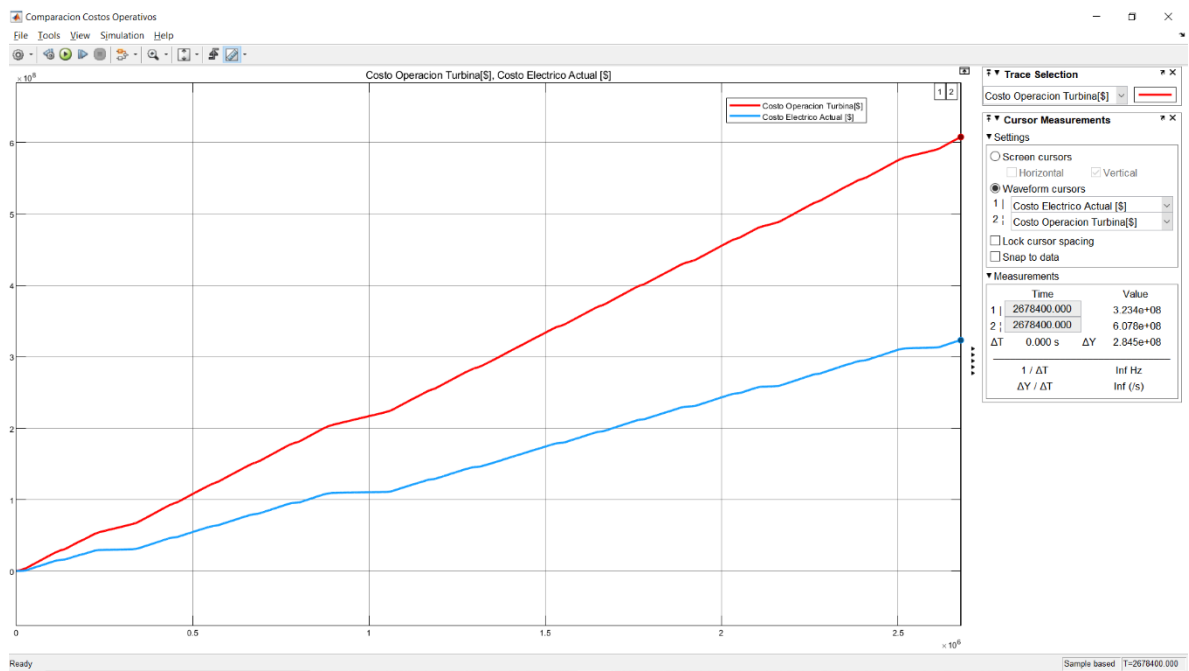


Fuente: elaboración propia.

Al simular el modelo dinámico de la Figura 33 el cual representa un sistema gemelo de generación eléctrica compuesto por las unidades Saturn 20 se pudo encontrar que presentaba resultados desfavorables para su utilización en la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo ya que los costos operacionales de las turbinas de gas excedían los costos operacionales actuales de la planta de beneficio, estos resultados se pueden apreciar en la Figura 34 donde la línea roja representa los costos asociados a la operación de las turbinas de gas como sistemas primarios de generación eléctrica en la planta de beneficio mientras que la línea azul representa los costos actuales de la planta de beneficio. Cabe resaltar que en la Figura 34 se

puede apreciar como el costo total de operación aumenta en 284 millones de pesos en el caso de implementar un sistema de cogeneración basado en el modelo Saturn 20 de la marca Solar Turbines lo cual hace inviable esta alternativa ya que aunque se cubriera toda la energía térmica requerida en la planta de beneficio, el ahorro generado en la compra de gas natural no sería capaz de amortizar el incremento en los costos implicados en el funcionamiento de las turbinas de gas. De acuerdo con los resultados obtenidos no se profundizará en el desarrollo de esta alternativa como sistema de cogeneración para la planta de beneficio.

Figura 34. Costo Operativo Saturn 20 - octubre 2020

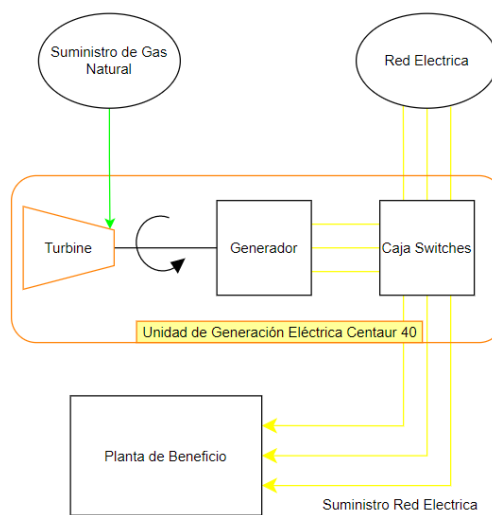


Fuente: elaboración propia.

### 7.3 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 2 - COGENERACION TOTAL – CENTAUR 40.

Implementar un sistema de cogeneración compuesto por una unidad de generación eléctrica del tipo Centaur 40 de la marca Solar Turbine, ofrece una disponibilidad de potencia eléctrica de 3515 KWe operando bajo condiciones nominales de funcionamiento tal como se puede apreciar en la Figura 35, donde podemos encontrar el esquema de conexiones eléctricas del sistema de generación eléctrica Centaur 40.

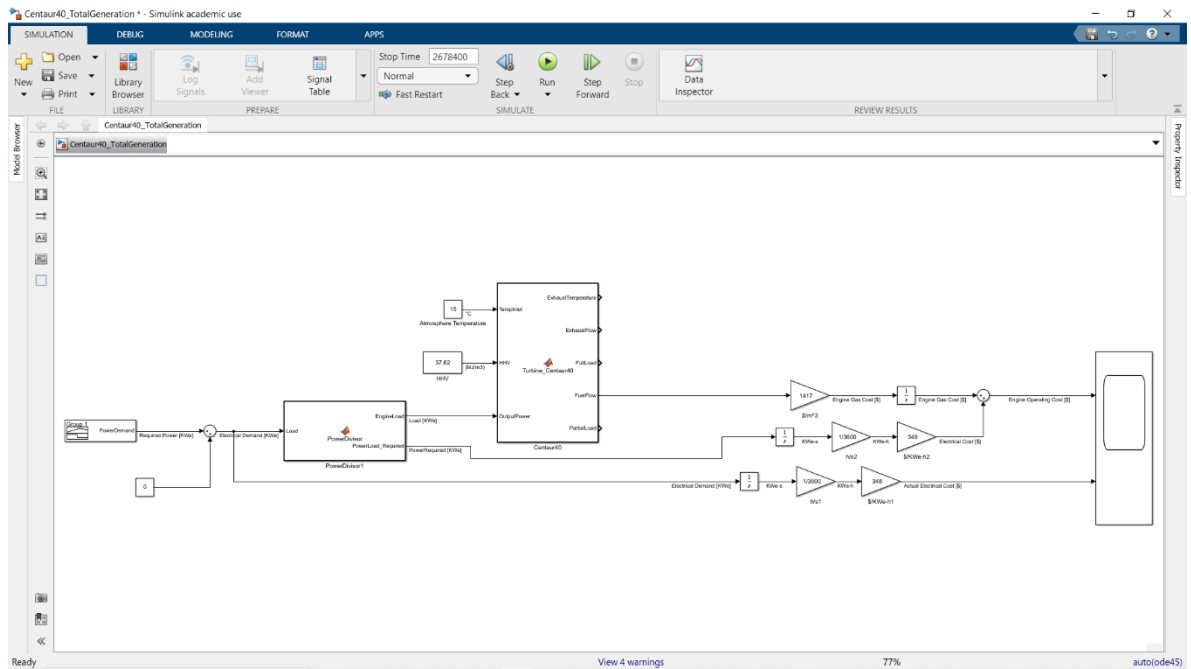
Figura 35. Sistema de Generación Eléctrica - Centaur 40



Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con el esquema mostrado en la Figura 35 se modeló un diagrama de bloques capaz de calcular los costos asociados a la operación de un sistema de generación compuesto por una unidad de generación eléctrica del tipo Centaur 40 tal como podemos apreciar en la Figura 36.

Figura 36. Diagrama de Bloques – Centaur 40.



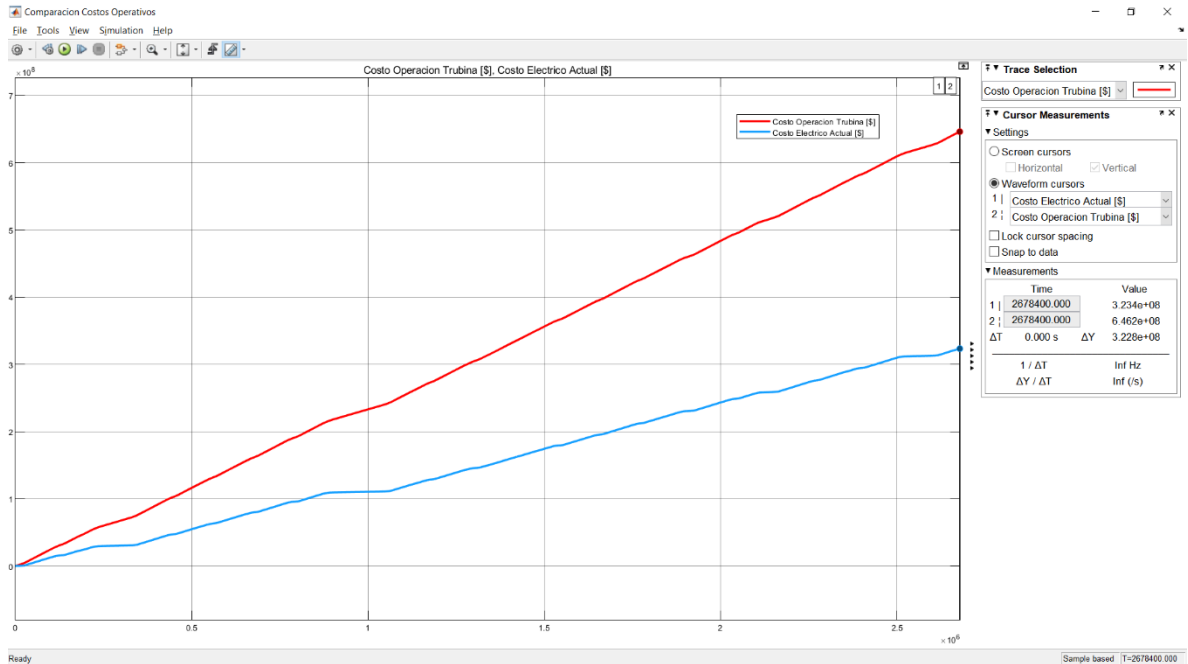
Fuente: elaboración propia.

Al desarrollar el modelo dinámico planteado en la Figura 36 se procede a analizar las demandas eléctricas del mes de octubre del año 2020 con el fin de establecer la viabilidad financiera del sistema de generación eléctrica Centaur 40 por medio del cálculo de los costos operativos que trae la operación de este sistema en comparación de los costos operativos actuales de la planta de beneficio tal como se desarrolló en el inciso anterior de este capítulo. De acuerdo con la

Figura 37 se puede apreciar que el costo final relacionado con el pago de energía eléctrica para el mes de octubre del año 2020 se incrementa en 322 millones de pesos debido al consumo de gas natural durante la operación de la turbina de gas del sistema Centaur 40. En base a los resultados obtenidos por este sistema se descarta como opción viable para ser utilizada como sistema de cogeneración ya que aunque este logre cumplir con todos los requerimientos térmicos de la planta

de beneficio el ahorro generado debido al pago de gas natural no será capaz de amortizar los costos implicados en la operación del sistema Centaur 40.

Figura 37. Costo Operativo Centaur 40 - octubre 2020.



Fuente: elaboración propia.

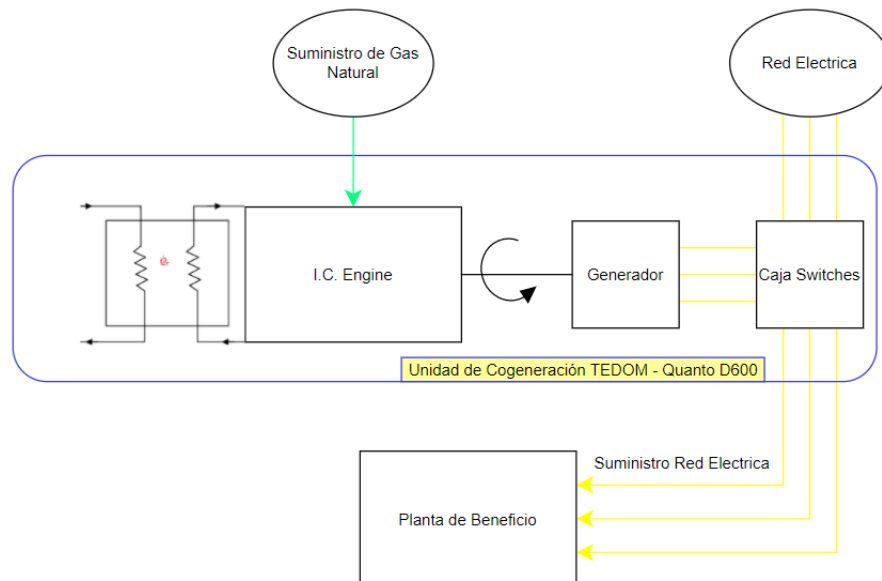
## 7.4 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 3 - COGENERACIÓN PARCIAL – QUANTO D600.

En este escenario de cogeneración dejaremos de un lado los sistemas basados en turbinas de gas e iremos por la implementación de un motor alternativo el cual necesitará agua para ser refrigerado. El principio de funcionamiento de este sistema estará basado en la extracción del calor generado por el motor durante su funcionamiento para ser utilizado en el precalentamiento del agua que será enviada a proceso, la cual será posteriormente calentada a su temperatura de operación, la

idea de esta alternativa es generar 600KWe cubriendo parcialmente la demanda de energía eléctrica, reduciendo los costos asociados al consumo de energía eléctrica y gas natural.

Con el fin de revisar la viabilidad de este sistema, primero se analizó como unidad de generación eléctrica ósea sin aprovechar el calor recuperado en el proceso de combustión interna de la unidad motriz, de esta forma se busca estudiar como varían los costos operativos actuales relacionados al consumo de energía eléctrica en comparación a los costos operativos una vez implementado el sistema de cogeneración eléctrica. En la Figura 38 se puede apreciar el esquema de conexiones eléctricas una vez implementado el sistema de cogeneración Quanto D600 de la marca TEDOM.

Figura 38. Diagrama Eléctrico Sistema Cogeneración - Quanto D600.

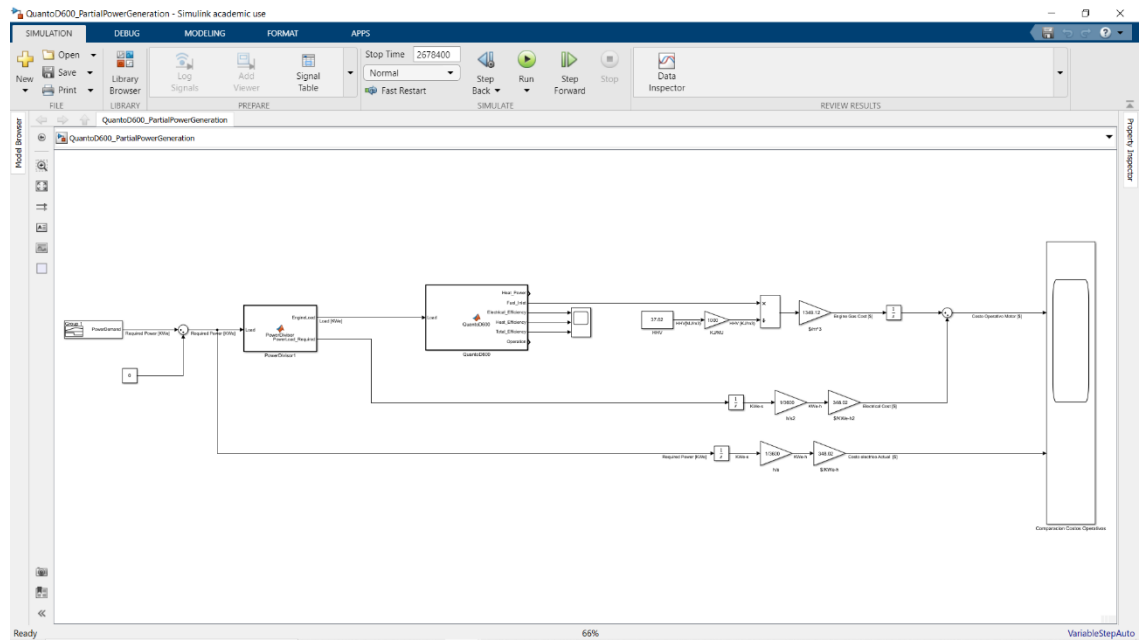


Fuente: elaboración propia.

En base al diagrama eléctrico de la Figura 38, se procedió a modelar un diagrama de bloques que nos permitiera obtener los costos asociados a la operación de la unidad de cogeneración Quanto D600 de la marca TEDOM, como sistema de

generación de energía eléctrica para la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo. En la Figura 39 se aprecia el diagrama de bloques que representa el diagrama eléctrico de la Figura 38.

Figura 39. Modelo Dinámico - Generación Parcial eléctrica - Quanto D600.

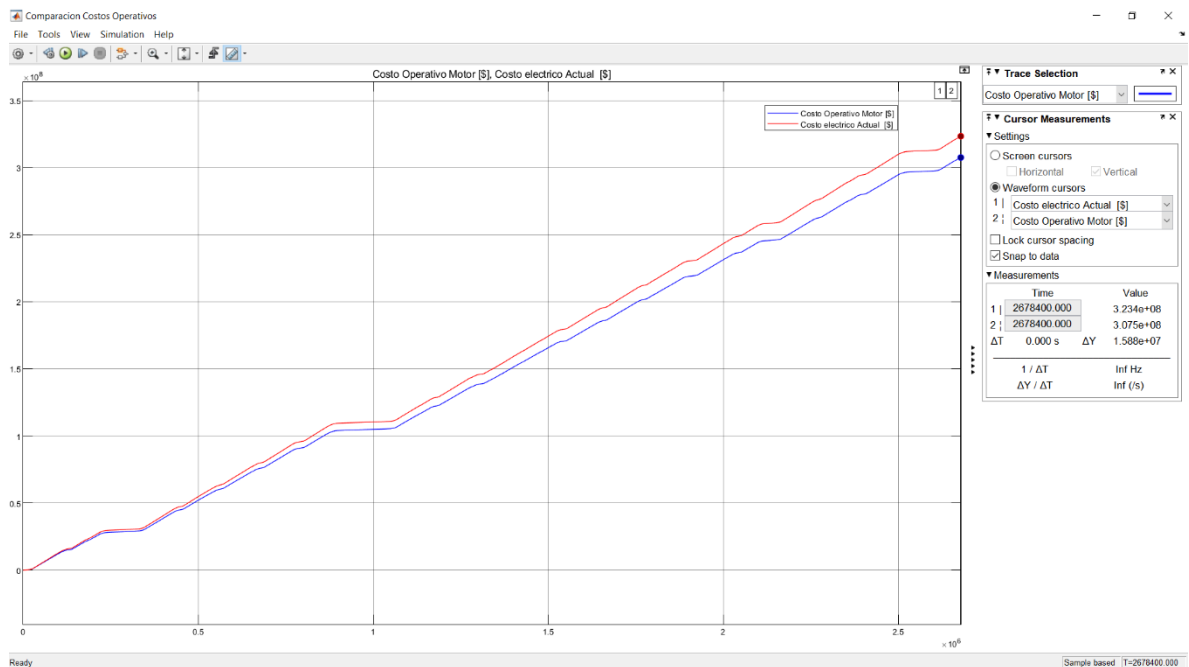


Fuente: elaboración propia.

Una vez desarrollado un modelo dinámico de la planta de beneficio compuesto por un sistema de cogeneración Quanto D600 el cual se puede apreciar en la Figura 39, podremos calcular los costos operativos asociados a la operación del sistema de cogeneración como unidad de generación de energía eléctrica. Comparando los costos operativos actuales asociados al servicio de energía eléctrica con los resultados obtenidos en la simulación del sistema dinámico, se puede apreciar en la Figura 40 que los costos operacionales asociados al pago de energía eléctrica disminuyen en 15 millones de pesos una vez sea implementado el sistema de cogeneración Quanto D600 como unidad generadora de energía eléctrica, cabe resaltar que la gráfica de color rojo en la Figura 40 representa el costo de operación eléctrico actual mientras que la gráfica de color azul representa el costo operacional

asociado al sistema de cogeneración Quanto D600. Encontrar que los costos operacionales asociados a la implementación de un sistema de cogeneración no incrementan el costo operacional actual, sino que genera una disminución es una señal positiva que indica la viabilidad financiera del sistema de cogeneración Quanto D600.

Figura 40. Costo Operativo Quanto D600 – octubre 2020.

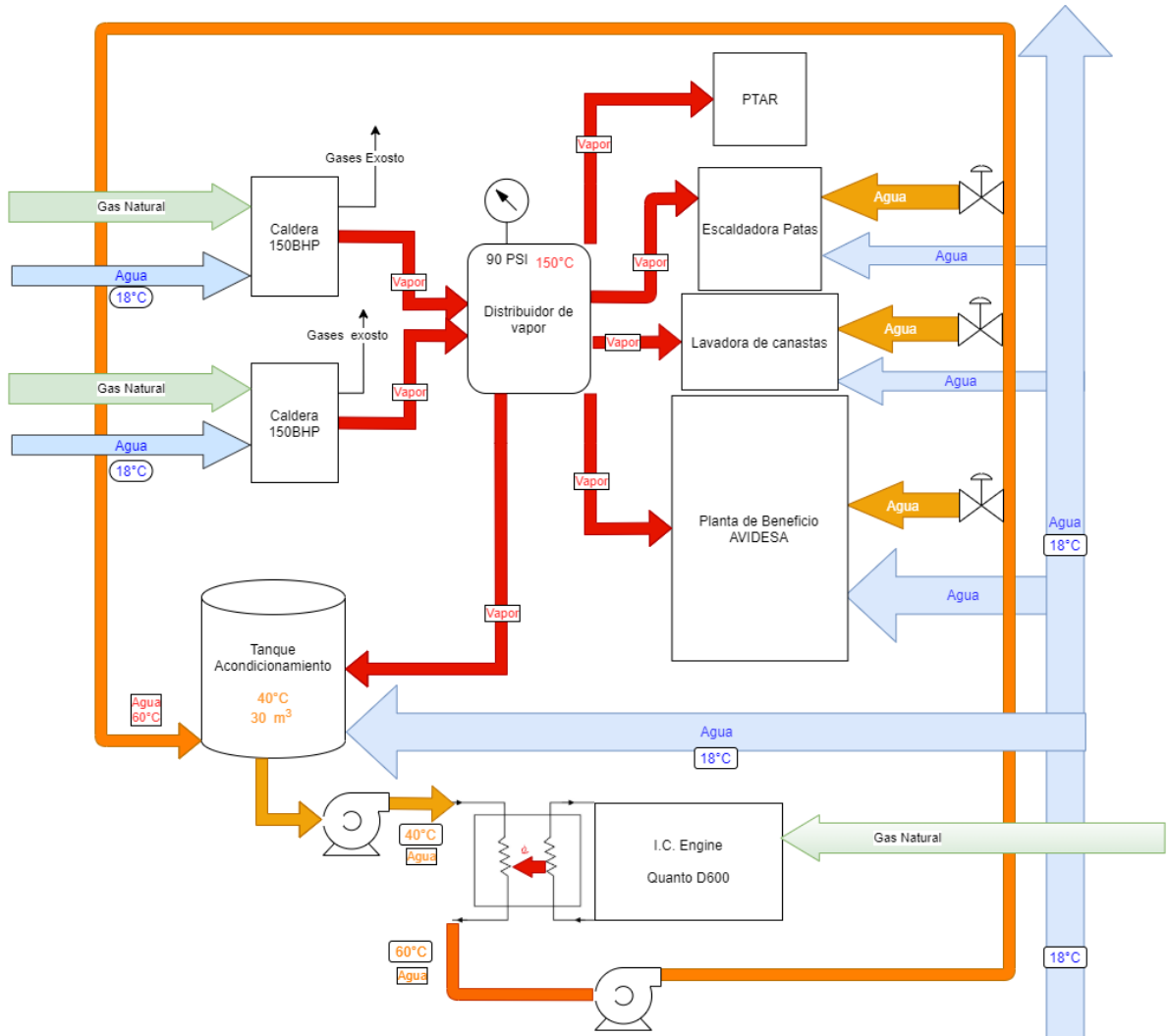


Fuente: elaboración propia.

Una vez se verifico la viabilidad financiera del sistema de cogeneración como sistema generador de energía eléctrica, se procedió a diseñar y estudiar el sistema de cogeneración como sistema generador de energía eléctrica y energía térmica. A la hora de diseñar un sistema de cogeneración es necesario tener en cuenta como se entrega la energía térmica recolectada del proceso de combustión interna, en el caso de los sistemas de cogeneración Quanto D600 de la marca TEDOM, el calor recolectado es utilizado para calentar el agua que entrara en proceso. Para extraer todo el calor posible que el fabricante especifica en la ficha técnica es necesario

garantizar las condiciones operativas especificadas, las cuales requieren que el agua calentada por el motor no puede entrar a la unidad de recuperación de calor a una temperatura inferior a 40°C, se debe garantizar un flujo masico de 7,8 Kg/s de agua y la presión operativa dentro del intercambiador no debe superar los 600KPa ya que el intercambio térmico entre el motor y el agua de proceso sucede en un intercambiador de calor instalado dentro del paquete de cogeneración. En base a las recomendaciones realizadas anteriormente se diseñó un esquema donde se encuentran todos los flujos de energía térmica, una vez sea implementado el sistema de cogeneración Quanto D600.

Figura 41. Esquema Cogeneración Parcial - Quanto D600



Fuente: elaboración propia.

En la Figura 41 podemos apreciar la nueva disposición de la planta con el fin de integrar el sistema de cogeneración a las actividades propias de la planta de beneficio. Este esquema se encuentra conformado por un Tanque de Acondicionamiento encargado de precalentar el agua que va a ser calentada por el sistema de cogeneración el cual necesita que el agua entrante tenga una temperatura mínima de 40°C y no supere los 70°C ya que de lo contrario podría verse afectado el rendimiento e integridad del intercambiador de calor encargado

de este proceso, por eso es que el Tanque de Acondicionamiento se encuentra alimentado por una línea de vapor la cual se encargará de suministrar la energía térmica necesaria para mantener al Tanque de Acondicionamiento en su temperatura óptima de operación de 40°C. El ingreso de vapor hacia el tanque será regulado por un control PI encargado de controlar una válvula reguladora de caudal la cual regulará el flujo de vapor hacia el Tanque de Acondicionamiento. Se escogió esta temperatura de operación ya que nos permite cumplir con los requisitos técnicos del sistema y minimizar las pérdidas de calor al medio ambiente, además al ser la mínima temperatura permitida por el fabricante nos permitirá extraer la mayor cantidad de calor disponible del sistema de cogeneración aumentando la disponibilidad de energía térmica.

La Planta de beneficio suele calentar  $23 \frac{m^3}{h}$  de agua a diferentes temperaturas durante su normal operación sin embargo siempre se necesita que la temperatura del agua proveniente del cogenerador sea mayor o igual a 60°C durante el lavado de la planta. El sistema de cogeneración necesita un flujo constante de  $7,8 \frac{Kg}{s}$  de agua para recuperar todo el calor generado lo cual equivale aproximadamente a unos  $28 \frac{m^3}{h}$  de agua en circulación. Implementar un tanque de acondicionamiento tiene como propósito extraer todo el calor disponible de la unidad de cogeneración con el fin de que el agua que no sea aprovechada en los procesos propios de la planta si sea utilizada posteriormente gracias al Tanque de Acondicionamiento ya que este se encargará de mezclar el agua fría proveniente del acueducto, con agua previamente calentada proveniente del sistema de cogeneración la cual no fue utilizada en la planta de beneficio pero si se recirculó hacia el Tanque de Acondicionamiento, de esta forma se busca garantizar que toda la energía extraída del sistema de cogeneración sea utilizada ya que se garantiza el flujo de agua requerido por el fabricante a través de la unidad recuperadora de calor el cual no se verá afectado por las demandas de la planta tal como se puede apreciar en la Figura 41.

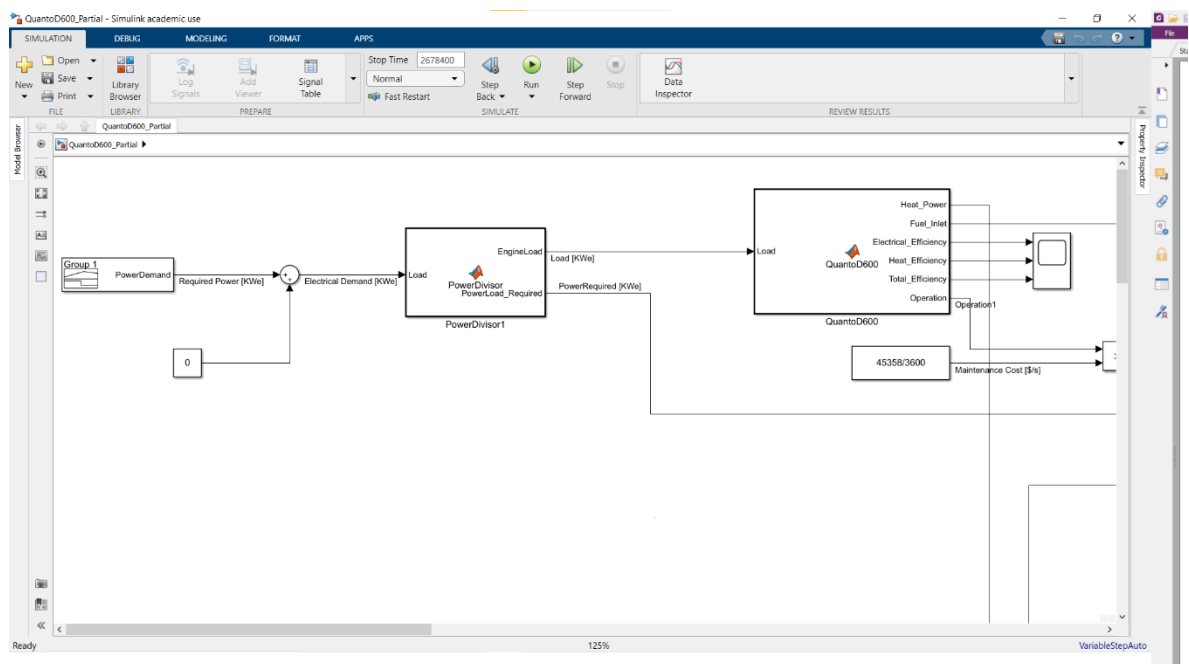
Cabe resaltar que la planta seguirá utilizando las calderas previamente instaladas ya que el uso de la unidad de cogeneración para calentar el agua simplemente será una ayuda en el calentamiento del agua de proceso. A pesar de la implementación de una unidad de cogeneración aún se requerirá vapor disponible en todos los sitios que utilicen vapor con el fin de llevar el agua a su temperatura final de operación. Es importante aclarar que la unidad de recuperación de calor no es capaz de generar vapor, pero si disminuye la energía que debe ser suministrada por medio del vapor generado en las calderas. Tal es el caso de las desplumaduras las cuales se encuentran dentro de la planta de beneficio y necesitan agua a 90°C, una vez sea implementado el sistema de cogeneración estas recibirán agua proveniente del sistema de cogeneración a 60°C requiriendo el uso de vapor para llevar el agua a su temperatura final de operación de 90°C

Además de la implementación de todos estos subsistemas se requiere el uso de un sistema de bombas en serie encargado de mover el agua a través de toda la planta y cumplir con las condiciones operativas del sistema. Se utiliza un sistema de bombas en serie con el fin de que la primera bomba se encargue de alimentar con agua el Tanque de Acondicionamiento del sistema de cogeneración y vencer todas las pérdidas hidráulicas asociadas a la circulación del agua a través de este, mientras que la segunda bomba instalada después del sistema de cogeneración se encargara de vencer las pérdidas hidráulicas asociadas a la circulación del agua a través de toda la planta. Implementar esta configuración de bombas se justifica ya que al implementar un sistema de bombas de este tipo se evita que la cabeza hidráulica generada por las pérdidas de circulación de agua a través de la planta rompa el intercambiador de la unidad de recuperación de calor. Se logro realizar este análisis gracias al cálculo aproximado de las pérdidas esperadas debido a la circulación del agua caliente proveniente del sistema de cogeneración, estimando una presión a la salida del cogenerador de 421 KPa los cuales no exceden la presión operativa del intercambiador de calor de 600KPa, sin embargo al encontrarse este

valor próximo al margen recomendado por el fabricante es recomendable implementar el sistema de bombas en serie de la Figura 41.

Bajo estos análisis y parámetros técnicos de funcionamiento, se procedió a la construcción del diagrama de bloques que se encuentra representado en la Figura 43 el cual modela el esquema mostrado en la Figura 41, por medio de este modelo podremos identificar los costos asociados debido a la implementación de un sistema de cogeneración de este tipo.

Figura 42. Matlab Functions.

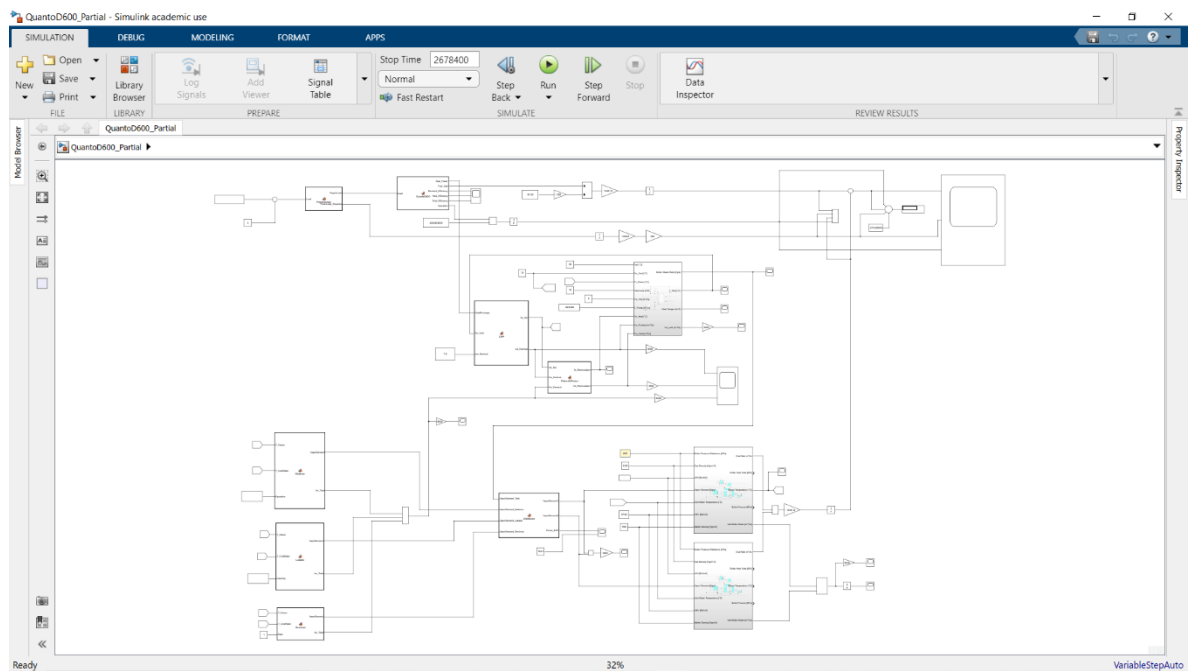


Fuente: elaboración propia.

El diagrama de bloques que se encuentra en la Figura 42 es el mismo diagrama que apreciamos en la Figura 43 solo que en la Figura 42 se puede apreciar los bloques principales que componen la simulación, estos bloques son llamados “Matlab Functions”, en ellos se pueden programar diferentes funciones lógicas y matemáticas que para el caso de la Figura 42 representan las funciones que modelan el consumo y desempeño del sistema de cogeneración Quanto D600 bajo

carga parcial. La simulación se realizó tal forma que de acuerdo con los datos recolectados sobre las cargas térmicas y eléctricas se busca calcular el gas natural consumido por el sistema de cogeneración Quanto D600, con el fin de estimar los costos de operación y mantenimiento del sistema de cogeneración. Cabe resaltar que los datos con los cuales se realizó el análisis de la simulación corresponden a los consumos asociados al mes de octubre del año 2020 los cuales se encuentran condensados en el bloque “Power Demand” que podemos encontrar en la Figura 42.

Figura 43. Diagrama de Bloques - Cogeneración Parcial Quanto 600.

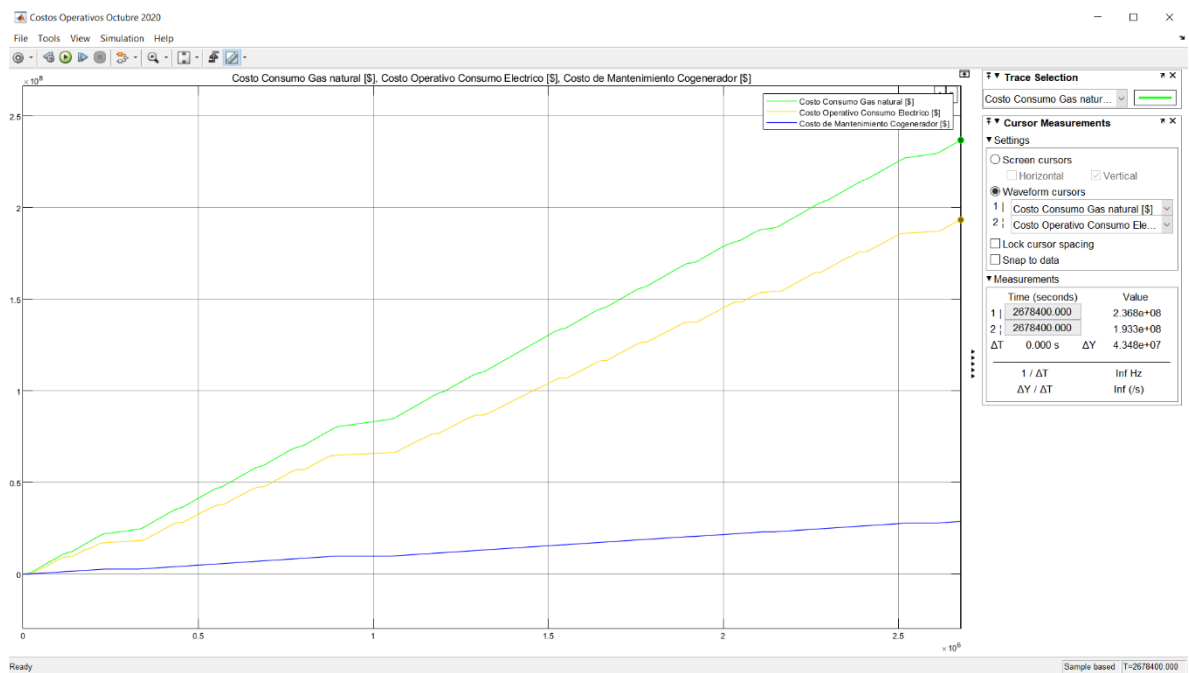


Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos del sistema de cogeneración parcial compuesto por la unidad de cogeneración Quanto D600 se pueden apreciar en la Figura 44, donde podemos encontrar la nueva tarifa correspondiente a la energía eléctrica después de aplicar el sistema de cogeneración la cual es de a un valor de 193 millones de pesos, de la misma forma apreciamos que la nueva tarifa de gas natural es de 236

millones de pesos. Para calcular los costos de mantenimiento del sistema de cogeneración se tuvo en cuenta el costo de mantenimiento asociado a cada hora de servicio del motor alternativo del sistema de cogeneración. De acuerdo con las especificaciones del fabricante el costo asociado a cada hora de servicio es de 45358 pesos colombianos lo cual da un gasto total mensual asociado al mantenimiento de 28,7 millones de pesos.

Figura 44. Costos Operativos Sistema de Cogeneración - Quanto D600.

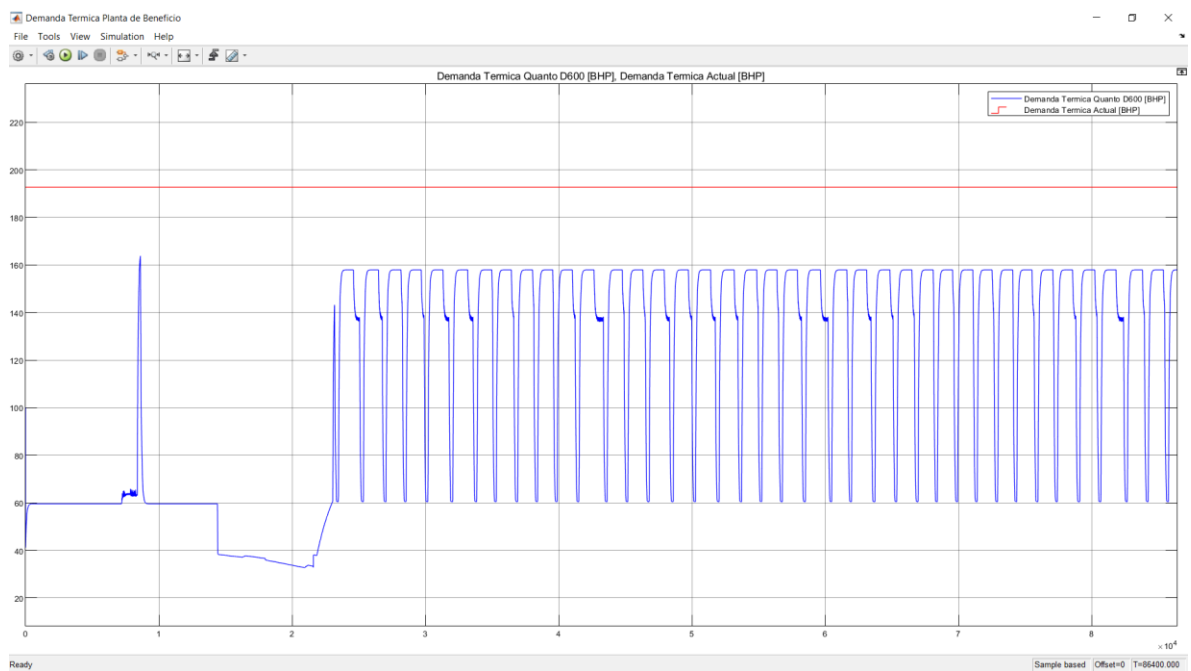


Fuente: elaboración propia.

Gracias a la Figura 45 podemos apreciar como la implementación de un sistema de cogeneración reduce los requerimientos energéticos por parte de la planta hacia las calderas encargadas de suministrar la energía térmica necesaria para los procesos de la planta de beneficio ya que en la Figura 45 podemos encontrar una gráfica de color rojo, la cual representa la potencia térmica actualmente requerida en la planta durante su operación, expresada en BHP, mientras que la gráfica de color azul representa la nueva demanda térmica en caso de implementar el sistema de

cogeneración Quanto D600, las gráficas analizadas tienen como tiempo de análisis el día 1 de octubre con el fin de evidenciar la reducción de la potencia térmica exigida a las calderas una vez sea implementado el sistema de cogeneración, cabe resaltar que la reducción de la demanda térmica en el sistema generador de vapor implica una reducción directa en el consumo de gas natural por parte de la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo.

Figura 45. Comparación Demanda Térmica - Cogeneracion Parcial Quanto D600.



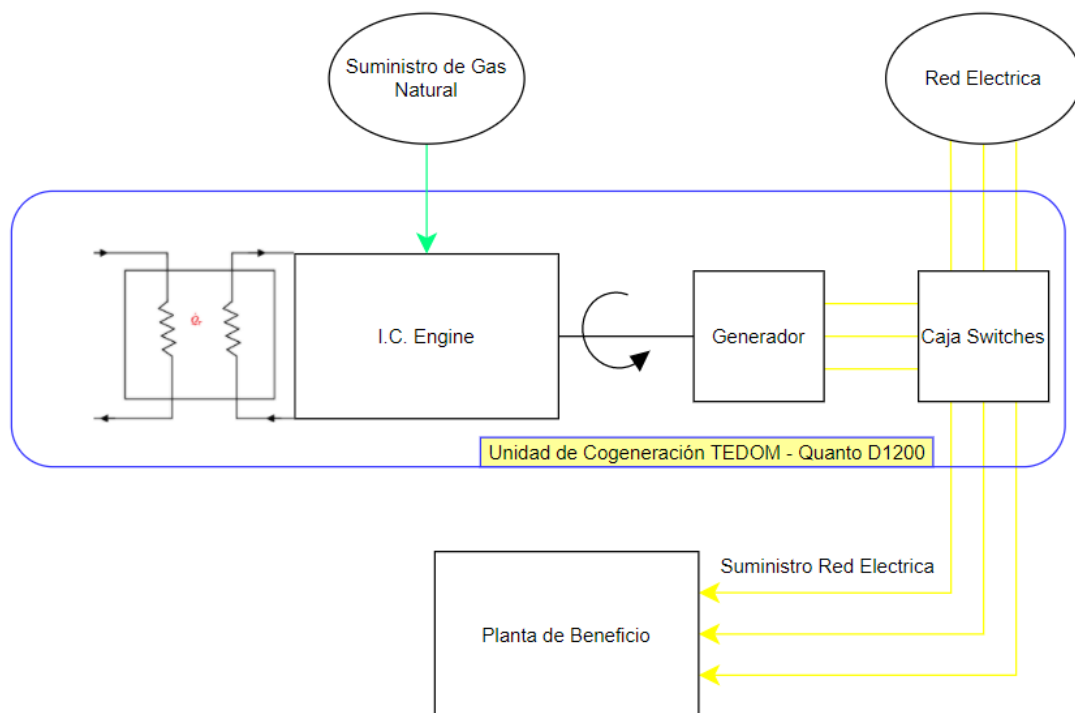
Fuente: elaboración propia.

## 7.5 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 4 - COGENERACIÓN PARCIAL – QUANTO D1200

En base al diseño implementado en el inciso anterior para un sistema de cogeneración parcial compuesto del sistema Quanto D600, se implementará un

sistema de cogeneración parcial conformado por el sistema de cogeneración Quanto D1200, el cual genera una potencia eléctrica nominal de 1200KWe cubriendo parcialmente la demanda total de la planta de beneficio estimada en 1800KWe. Con el fin de estudiar la viabilidad financiera del sistema de cogeneración Quanto D1200 se desarrolló un diagrama de las conexiones eléctricas una vez implementado este sistema de cogeneración tal como se puede apreciar en la Figura 46. Al igual que en el inciso anterior de este capítulo también se estudiará en primera instancia la viabilidad financiera del sistema de cogeneración como planta de generación de energía eléctrica con el fin de saber qué beneficios económicos trae este sistema de cogeneración y determinar si se continua con el proceso de diseño y simulación del sistema de cogeneración.

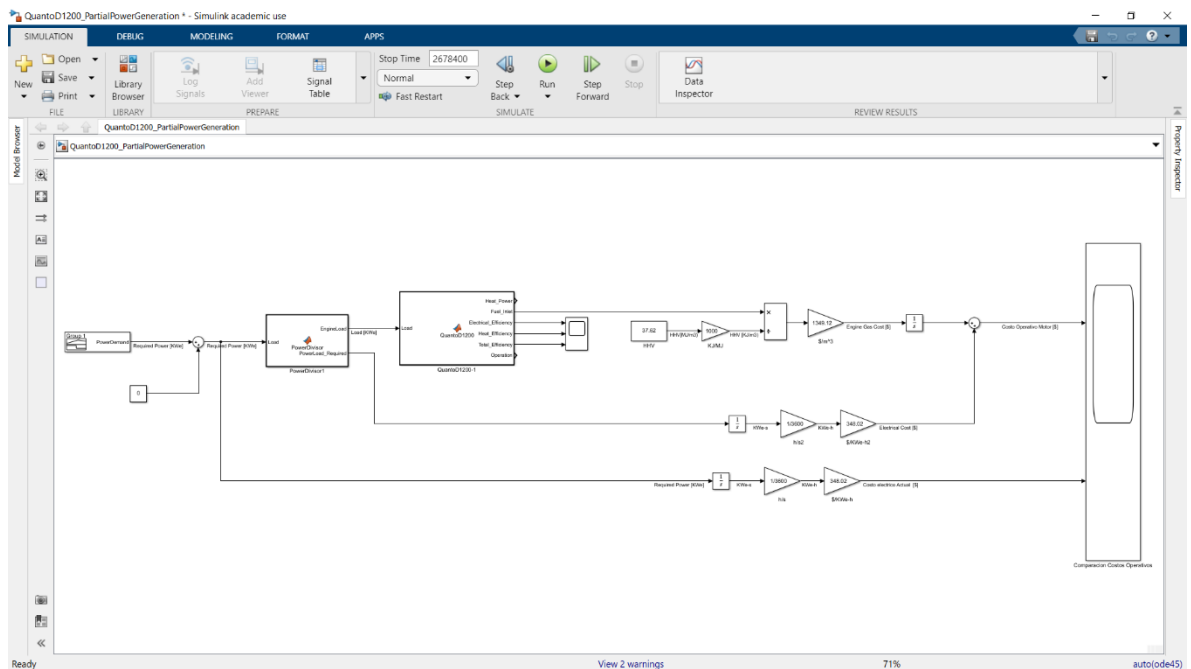
Figura 46. Diagrama Eléctrico Sistema Cogeneración - Quanto D1200.



Fuente: elaboración propia.

Una vez se identificaron las conexiones eléctricas del sistema de cogeneración Quanto D1200 de la Figura 46, se procedió a modelar un diagrama de bloques en el Simulink de Matlab el cual calcula los costos asociados a la operación del sistema de cogeneración. En la Figura 47 se puede apreciar el modelo dinámico que representa el esquema eléctrico de la Figura 46.

Figura 47. Modelo Dinámico - Generación Parcial Eléctrica - Quanto D1200.

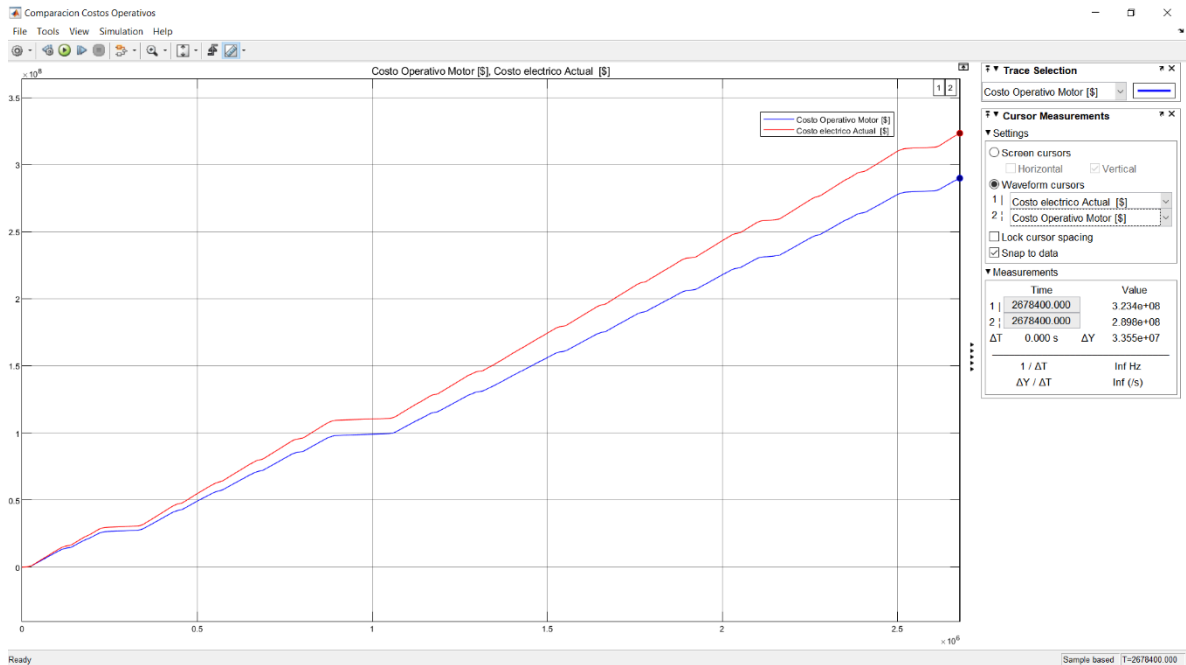


Fuente: elaboración propia.

Por medio del modelo de costos de la Figura 47 se procede a calcular los costos operativos para el mes de octubre del año 2020 con el fin de compararlos con las alternativas planteadas anteriormente. En la Figura 48 se puede apreciar el resultado de la simulación de costos del sistema dinámico planteado en la Figura 47, donde podemos encontrar que el costo operativo del sistema de cogeneración es inferior al costo actual de la energía eléctrica paga en la planta de beneficio generando un ahorro en el mes de octubre de 35 millones de pesos una vez sea implementado el sistema de cogeneración Quanto D1200, en base a esto se

concluye que implementar un sistema de cogeneración parcial del compuesto por el cogenerador Quanto D1200 es una alternativa viable dando paso al diseño y simulación del sistema de cogeneración teniendo en cuenta las cargas térmicas dentro de la planta de beneficio.

Figura 48. Costo Operativo Quanto D1200 – octubre 2020.

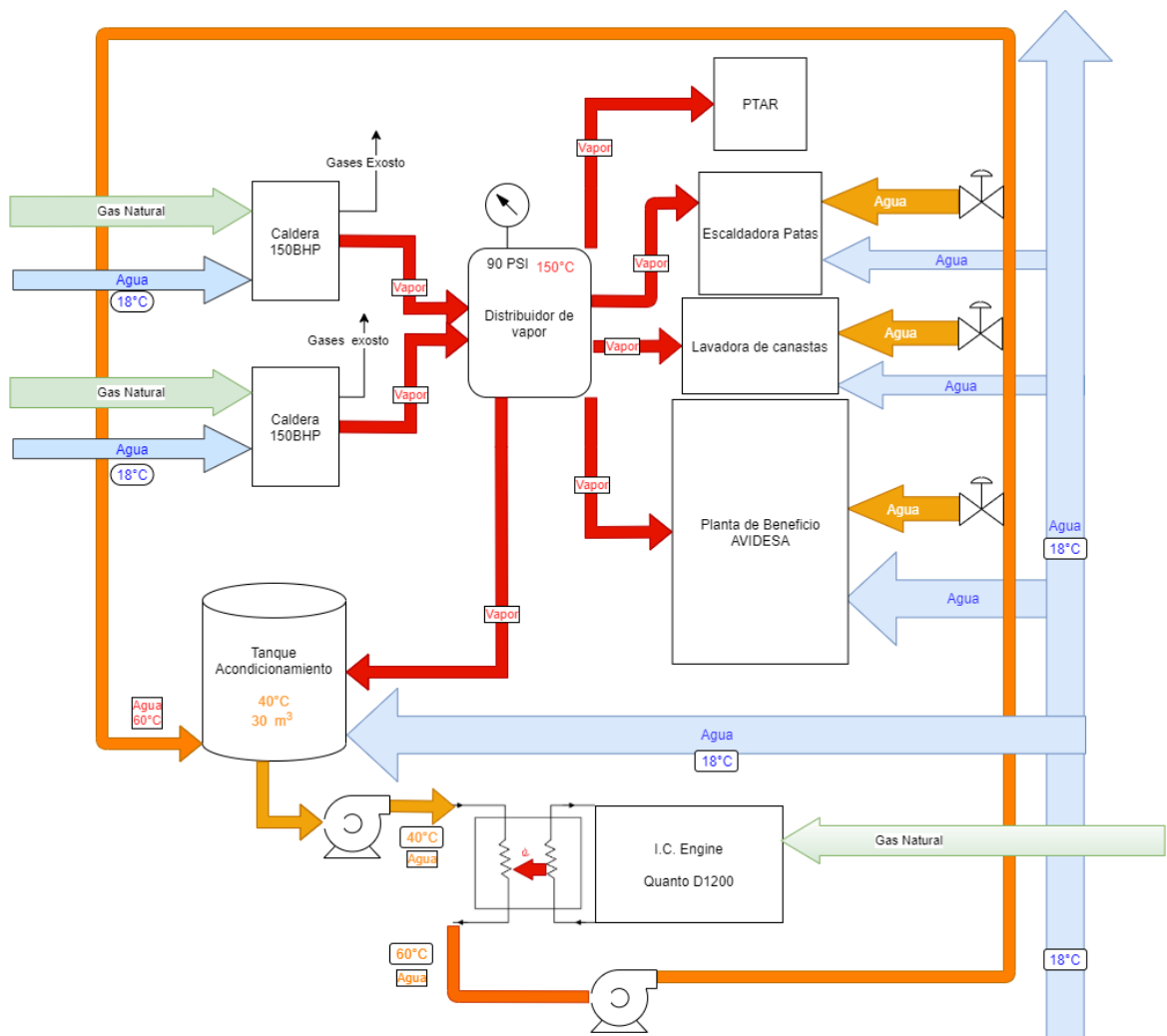


Fuente: elaboración propia.

Para implementar un sistema de cogeneración parcial compuesto por el cogenerador Quanto D1200 fue necesario tener en cuenta los razonamientos y análisis realizados en el inciso anterior de este capítulo ya que los sistemas de cogeneración compuestos por las unidades Quanto D600 y Quanto D1200 son exactamente compatibles, además la distribución de energía térmica es la misma en los dos diagramas térmicos solo que ahora para la unidad de cogeneración Quanto D1200 se deberá tener en cuenta un flujo de circulación de agua a través de la unidad recuperadora de calor de  $14.3 \frac{Kg}{s}$  de agua lo cual equivale a  $51.5 \frac{m^3}{h}$  de

agua que cubrirán las demandas actuales de la planta ( $25 \frac{m^3}{h}$ ), haciendo que sus excedentes recirculen hacia el Tanque de Acondicionamiento, el cual utilizara el agua caliente no ocupada por la planta en el proceso de acondicionamiento térmico del agua fría que entra al Tanque de acondicionamiento, para posteriormente ser enviada al cogenerador, de esta forma se busca aprovechar todo el calor extraído del proceso de generación eléctrica gracias a la generación parcial de 1200KWe cubriendo parcialmente la demanda eléctrica de la planta de beneficio, tal como se puede apreciar Figura 49.

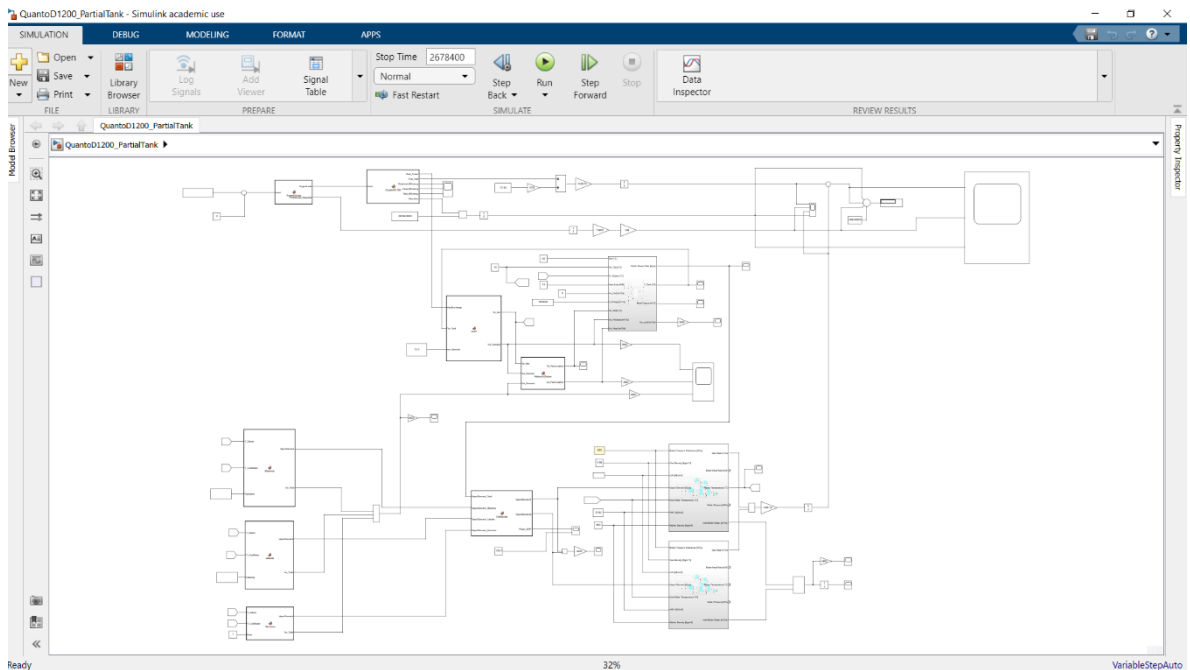
Figura 49. Diagrama Cogeneración Parcial - Quanto D1200.



Fuente: elaboración propia.

En base al esquema de la Figura 49 y a las suposiciones realizadas anteriormente se construyó un diagrama de bloques en el Simulink de Matlab el cual podemos encontrar en la Figura 50, este diagrama de bloques podrá estimar los costos operativos asociados al mes de octubre del año 2020 una vez se allá implementado el sistema de cogeneración parcial Quanto D1200.

Figura 50. Diagrama de Bloques - Cogeneración Parcial Quanto D1200.

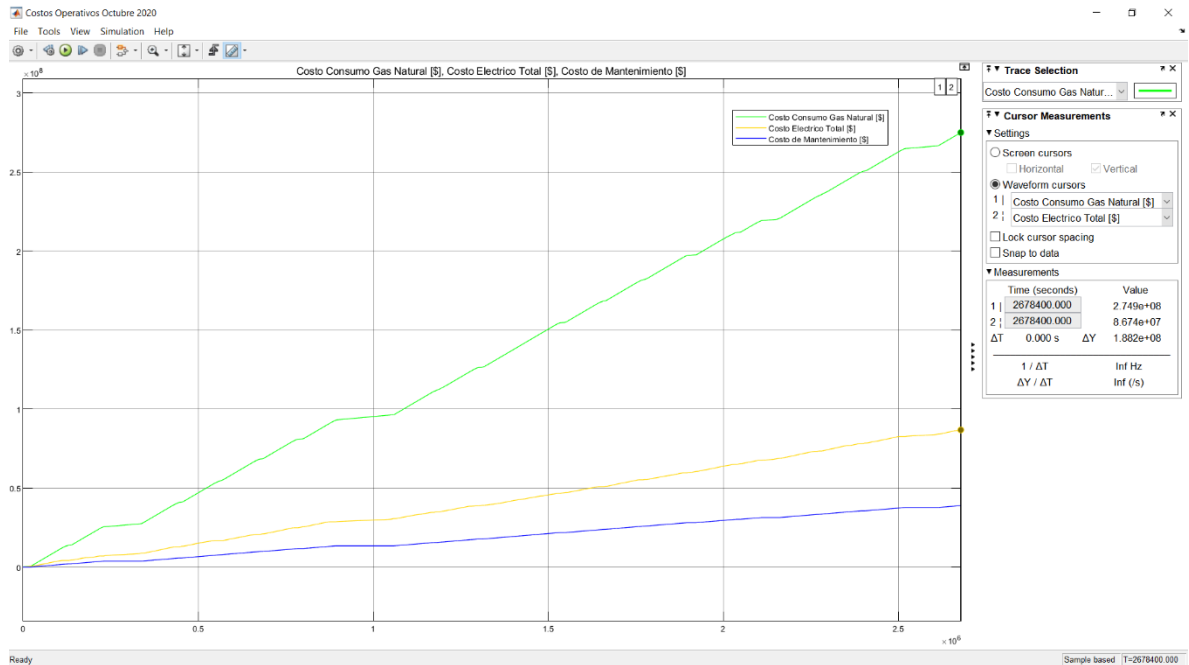


Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos del sistema de cogeneración parcial compuesto por la unidad de cogeneración Quanto D1200 se pueden apreciar en la Figura 51, donde podemos encontrar la nueva tarifa correspondiente a la energía eléctrica después de aplicar el sistema de cogeneración la cual es de a un valor de 86.4 millones de pesos, de la misma forma apreciamos que la nueva tarifa de gas natural es de 275 millones de pesos. Para calcular los costos de mantenimiento del sistema de cogeneración se tuvo en cuenta el costo de mantenimiento asociado a cada hora

de servicio del motor alternativo del sistema de cogeneración, de acuerdo con las especificaciones del fabricante el costo asociado a cada hora de servicio es de 68182 pesos colombianos lo cual da un gasto total mensual asociado al mantenimiento de 38,85 millones de pesos.

Figura 51. Costos Operativos Sistema de Cogeneración - Quanto D1200.

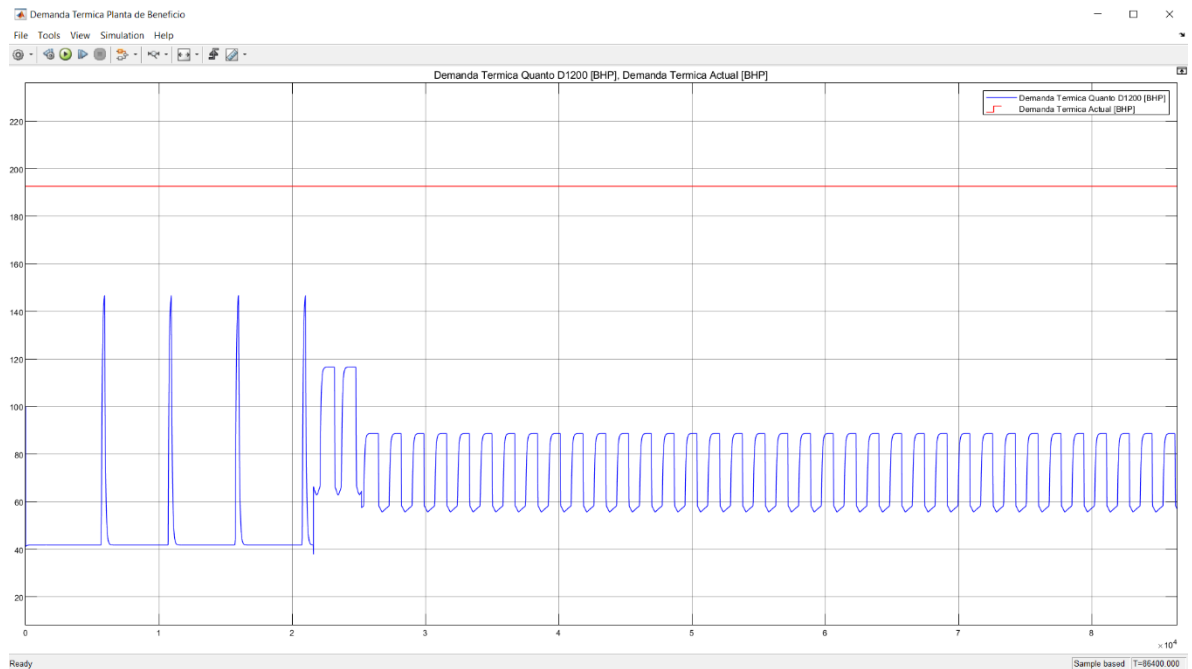


Fuente: elaboración propia.

Gracias a la Figura 52 podemos apreciar como la implementación de un sistema de cogeneración reduce los requerimientos energéticos por parte de la planta hacia las calderas encargadas de suministrar la energía térmica necesaria para los procesos de la planta de beneficio ya que en la Figura 52 podemos encontrar una gráfica de color rojo, la cual representa la potencia térmica actualmente requerida en la planta durante su operación, expresada en BHP, mientras que la gráfica de color azul representa la nueva demanda térmica en caso de implementar el sistema de cogeneración Quanto D1200, las gráficas analizadas tienen como tiempo de análisis el día 1 de octubre con el fin de evidenciar la reducción de la potencia térmica

exigida a las calderas una vez sea implementado el sistema de cogeneración, cabe resaltar que la reducción de la demanda térmica en el sistema generador de vapor implica una reducción directa en el consumo de gas natural por parte de la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo.

Figura 52. Comparación Demanda Térmica – Cogeneracion Parcial Quanto D1200



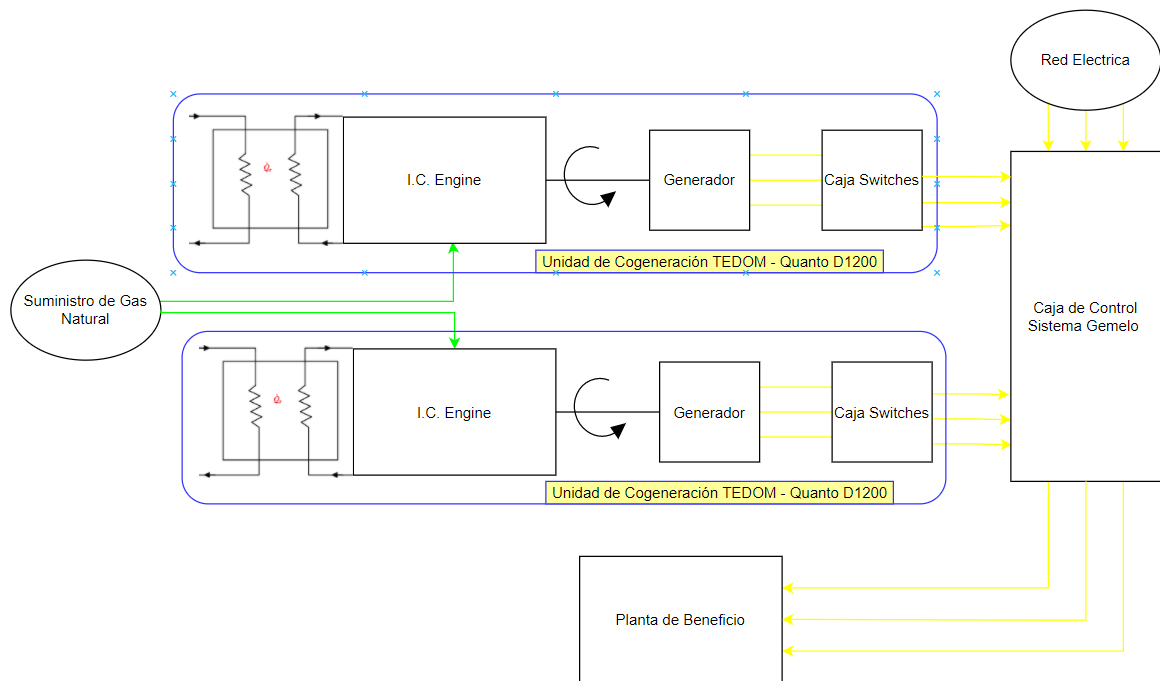
Fuente: elaboración propia.

## 7.6 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 5 - COGENERACIÓN TOTAL – QUANTO D1200.

En vista de los buenos resultados de las alternativas solución donde se implementa un sistema de cogeneración conformado por motores alternativos, se considera estudiar un escenario de cogeneración total conformado por unidades de cogeneración Quanto D1200 las cuales brindarían una disponibilidad energética de 2400 KWe cumpliendo con la potencia nominal de funcionamiento de la planta de

beneficio de 1800 KWe siendo capaz de soportar picos de potencia durante la operación de la planta de beneficio o albergar nuevas máquinas eléctricas en la planta de beneficio. Implementar un sistema de cogeneración total trae varios beneficios operativos como la capacidad de atender cortes en el suministro de energía eléctrica por parte del proveedor del servicio o tener una segunda unidad de respaldo en el caso de falla o mantenimiento de una de las unidades pertenecientes al sistema gemelo de la planta de cogeneración. En base a los sistemas de cogeneración planteados anteriormente se busca implementar un sistema con las mismas características capaz de aprovechar toda la energía generada por los dos sistemas de cogeneración instalados en paralelo los cuales funcionarían como un sistema gemelo de generación de energía eléctrico el cual podemos apreciar en la Figura 53.

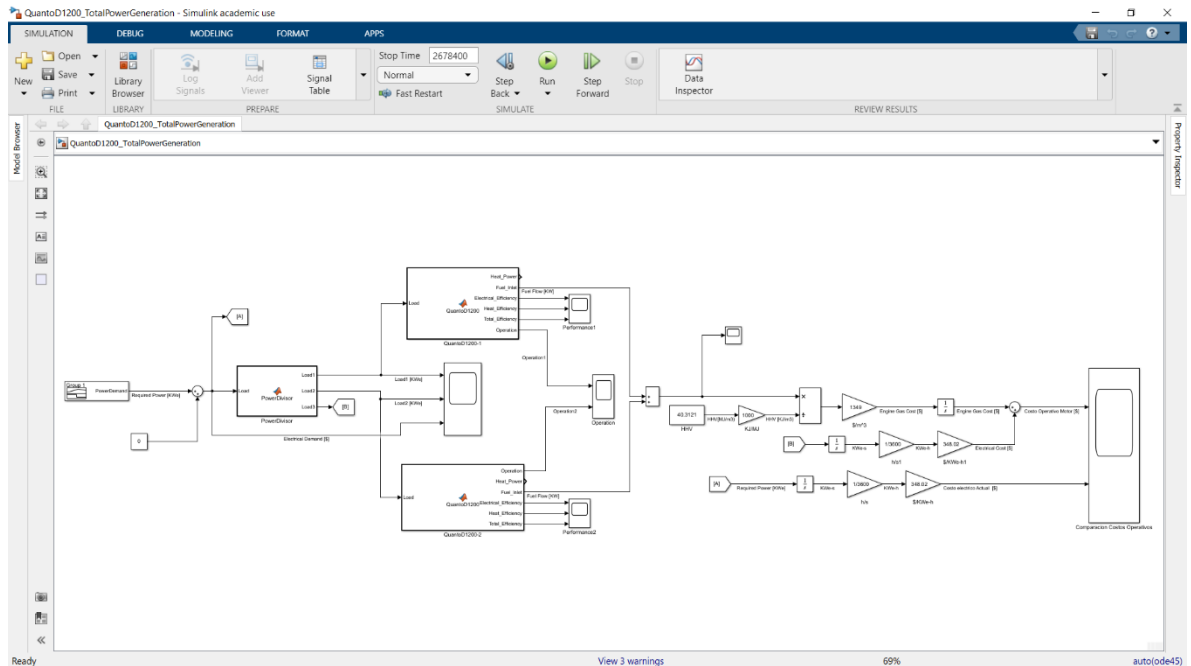
Figura 53. Diagrama Eléctrico Sistema Cogeneración Gemelo - Quanto D1200.



Fuente: elaboración propia.

En base al esquema eléctrico de la Figura 53 se procede a modelar un diagrama de bloques en el Simulink de Matlab con el fin de calcular los costos operativos de la planta de beneficio y establecer la viabilidad financiera del sistema de cogeneración gemelo como sistema de generación eléctrica.

Figura 54. Modelo Dinámico - Generación Parcial Eléctrica Gemelo - Quanto D1200.

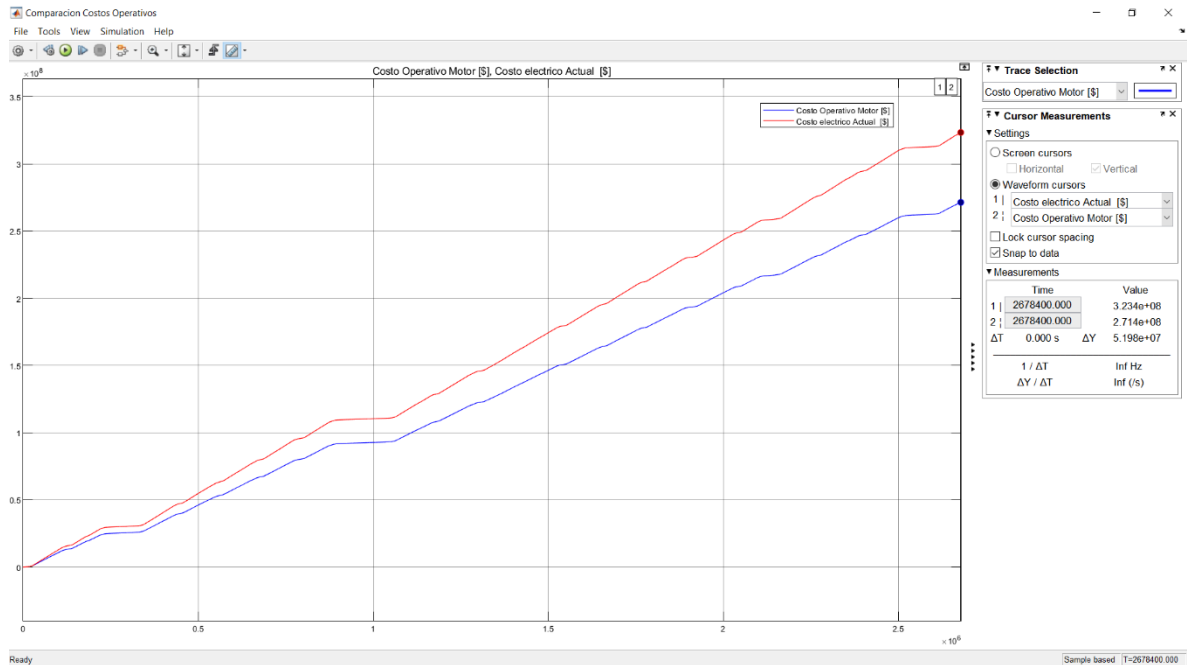


Fuente: elaboración propia.

Por medio del modelo de costos de la Figura 54 se procede a calcular los costos operativos para el mes de octubre del año 2020 con el fin de compararlos con las alternativas planteadas anteriormente. En la Figura 55 se puede apreciar el resultado de la simulación de costos del sistema dinámico planteado en la Figura 54, donde podemos encontrar que el costo operativo del sistema de cogeneración es inferior al costo actual de la energía eléctrica paga en la planta de beneficio generando un ahorro de 52 millones de pesos una vez sea implementado el sistema gemelo de cogeneración total Quanto D1200, en base a esto se concluye que

implementar un sistema de cogeneración total compuesto por el sistema gemelo de cogeneradores Quanto D1200 es una alternativa viable dando paso al diseño y simulación del sistema de cogeneración teniendo en cuenta las cargas térmicas dentro de la planta de beneficio.

Figura 55. Costo Operativo Sistema Gemelo Quanto D1200 – octubre 2020.

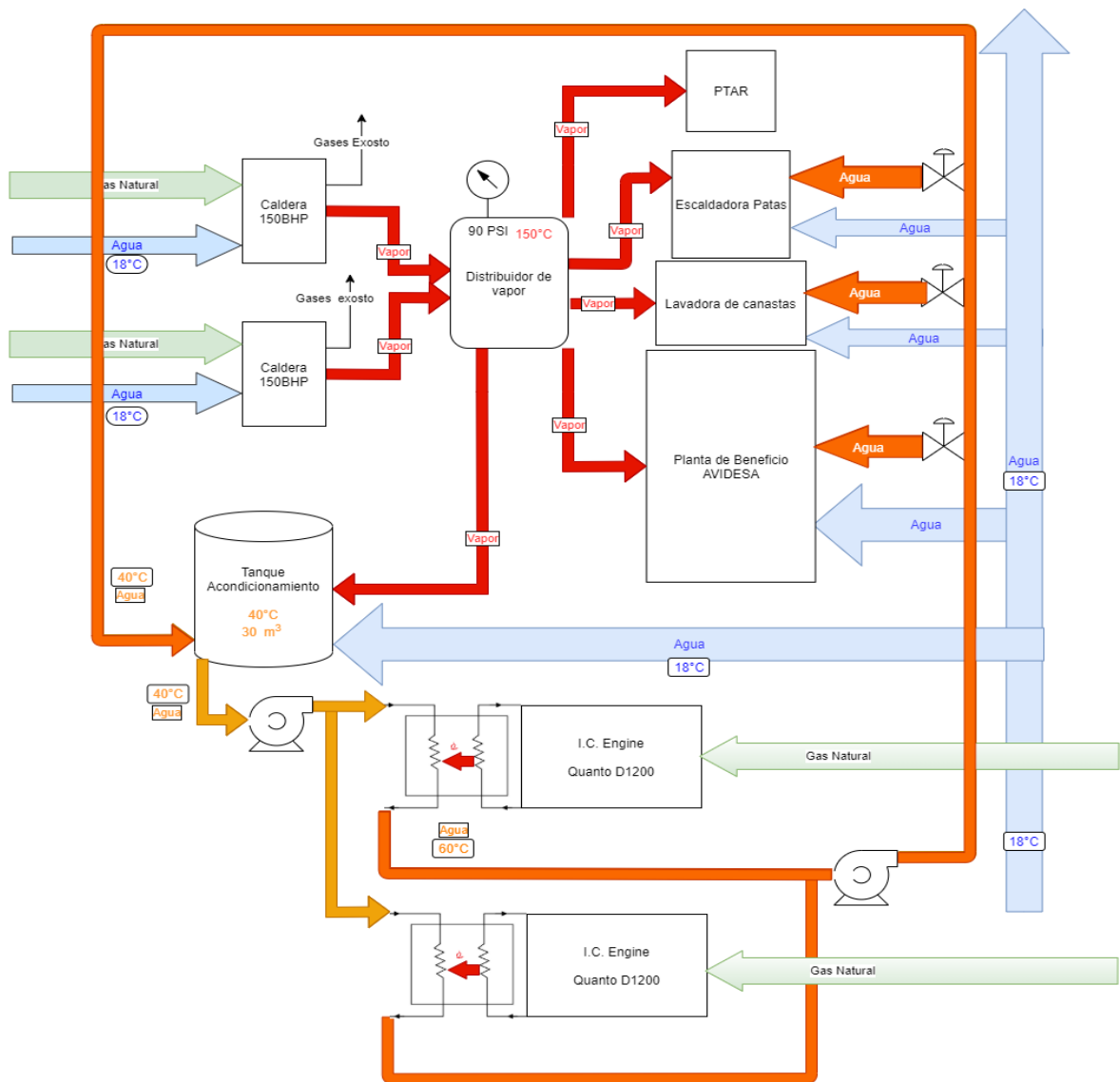


Fuente: elaboración propia.

Para implementar un sistema de cogeneración total compuesto por el sistema gemelo de cogeneradores Quanto D1200 fue necesario tener en cuenta los razonamientos y análisis realizados en el inciso 7.4 SIMULACIÓN ALTERNATIVA 3 - COGENERACIÓN PARCIAL – QUANTO D600. ya que los sistemas de cogeneración compuestos por las unidades Quanto D600 y Quanto D1200 son sistemas completamente compatibles y la distribución de la energía térmica no cambiaría alrededor de la planta de beneficio. Para implementar un sistema de cogeneración gemelo compuesto por unidades Quanto D1200 se deberá tener en cuenta que se necesita garantizar un flujo de circulación de agua a través de la

unidad recuperadora de calor de  $14.3 \frac{Kg}{s}$  de agua por cada una de las unidades de cogeneración lo cual implica que el flujo de agua manejado por el sistema de recuperación se duplique debido al uso de dos unidades de cogeneración, esto implica un flujo de circulación de agua en la planta de beneficio equivalente a  $103 \frac{m^3}{h}$  de agua que cubrirán las demandas operativas del proceso, recirculando hacia el Tanque de Acondicionamiento el agua caliente no utiliza por la planta con el fin de aprovechar todo el calor extraído del cogenerador gracias a la generación total de los requerimientos eléctricos de la planta de beneficio tal como se puede apreciar en la Figura 56.

Figura 56. Cogeneración Total - Quanto D1200.

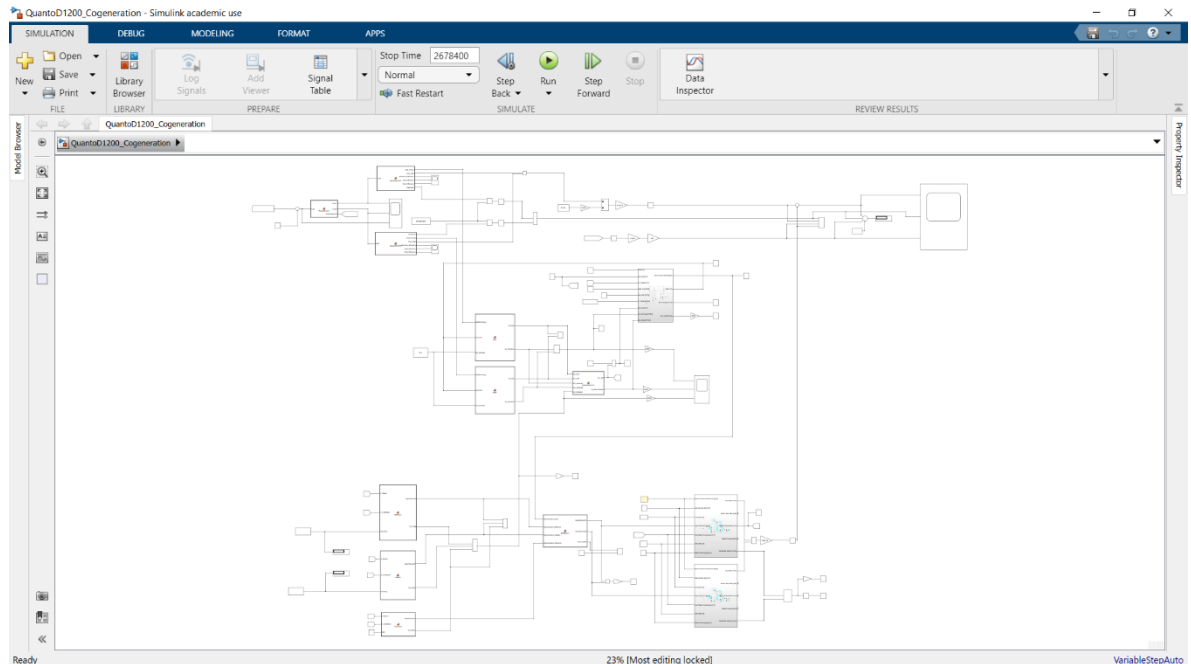


Fuente: elaboración propia.

En base al esquema de la Figura 56 y a las suposiciones realizadas anteriormente se construyó un diagrama de bloques en el Simulink de Matlab el cual podemos encontrar en la Figura 57, este diagrama de bloques podrá estimar los costos operativos asociados al mes de octubre del año 2020 una vez se allá implementado

el sistema de cogeneración total basado en un sistema de cogeneración gemelo conformado por la unidad Quanto D1200.

Figura 57. Diagrama de Bloques - Cogeneración Total Quanto D1200.

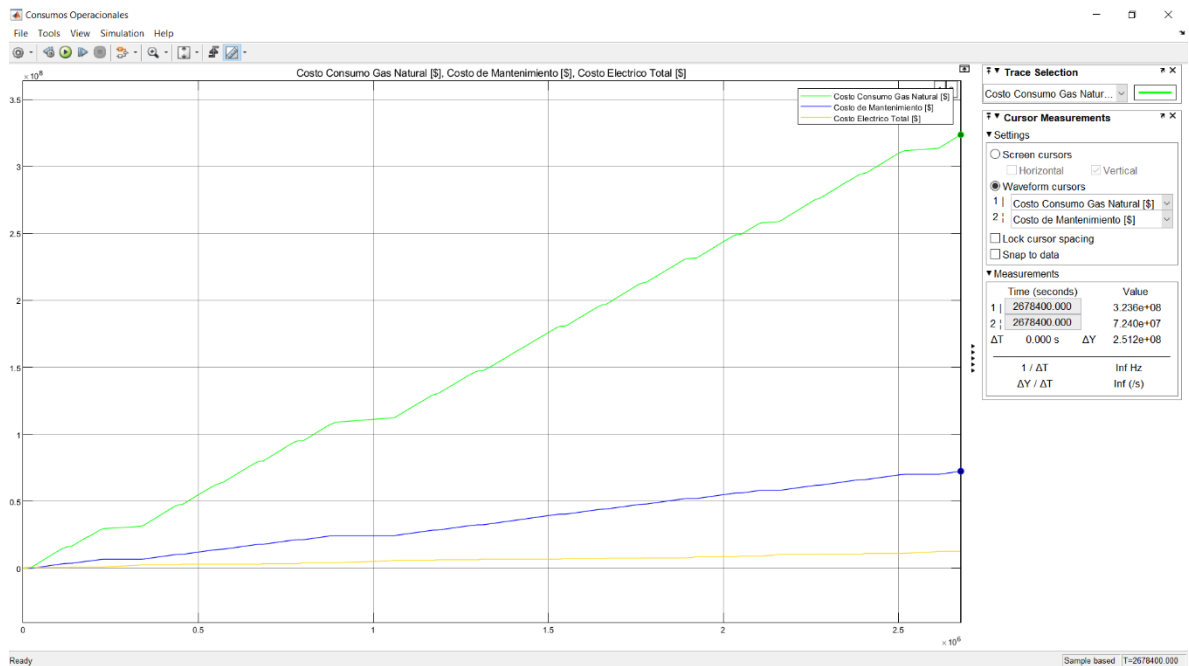


Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos del sistema de cogeneración total compuesto por el sistema gemelo de cogeneración Quanto D1200 se pueden apreciar en la Figura 58, donde podemos encontrar la nueva tarifa correspondiente a la energía eléctrica después de aplicar el sistema de cogeneración la cual es de a un valor de 12,6 millones de pesos, de la misma forma apreciamos que la nueva tarifa de gas natural es de 323 millones de pesos. Para calcular los costos de mantenimiento del sistema de cogeneración se tuvo en cuenta el costo de mantenimiento asociado a cada hora de servicio de los motores alternativos implementados en el sistema de cogeneración gemelo, de acuerdo con las especificaciones del fabricante el costo asociado a cada hora de servicio es de 68182 pesos colombianos para cada sistema

de cogeneración modelo Quanto D1200 lo cual representa un gasto total mensual asociado al mantenimiento de 72,4 millones de pesos.

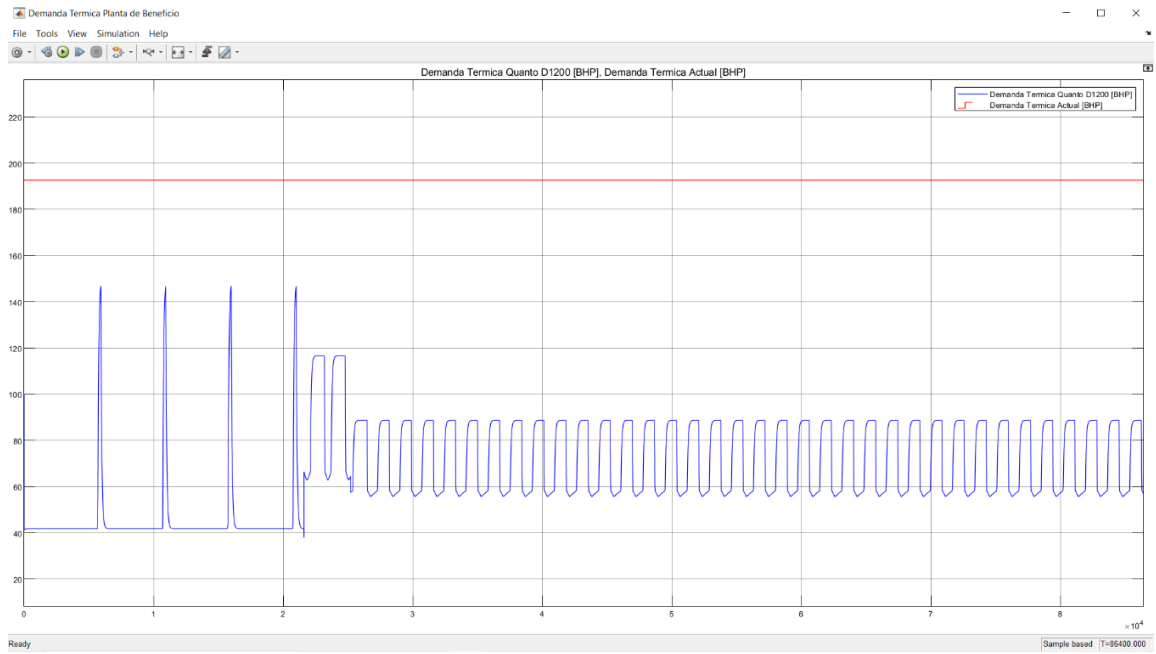
Figura 58. Costos Operativos Sistema de Cogeneración Total - Quanto D1200



Fuente: elaboración propia.

Al implementar el sistema de cogeneración total conformado por unidades Quanto D1200 se espera obtener una disminución en la demanda de energía térmica, tal como se puede apreciar en la Figura 59 donde se observa el consumo térmico nominal de la planta de beneficio para el día 1 de octubre del año 2020 el cual corresponde a la gráfica de color rojo, mientras que la gráfica de color azul corresponde al nuevo consumo térmico expresado en BHP para la planta de beneficio una vez se allí implementado del sistema de cogeneración diseñado.

Figura 59. Comparación Demanda Térmica – Cogeneración Total Quanto D1200

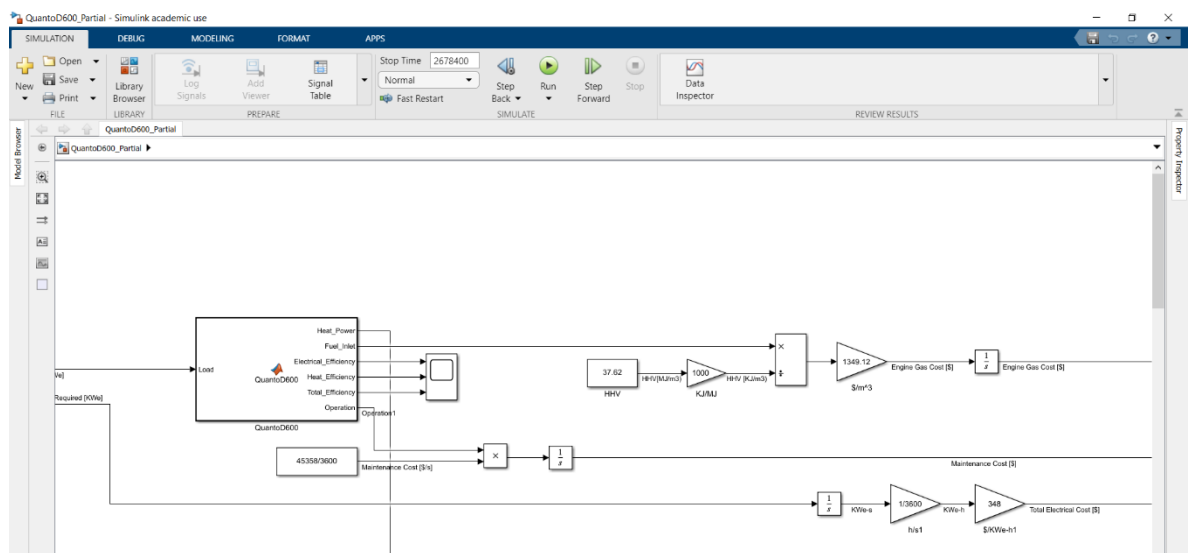


Fuente: elaboración propia.

## 8. ANALISIS DE COSTOS ESCENARIO ÓPTIMO DE COGENERACIÓN

Para seleccionar la alternativa que mejor se ajuste a los requerimientos de la planta es necesario el análisis de los costos operativos del sistema de cogeneración con el fin de estimar las posibles ganancias que puede llegar a generar una vez se haya implementado, con este fin en las simulaciones presentadas en el capítulo anterior se tuvo en cuenta un bloque de programación asociado a la estimación de los costos de operación por ende procederemos a estudiar los resultados obtenidos en el capítulo anterior con el fin de establecer la alternativa optima como solución al sistema de cogeneración para la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo.

Figura 60. Diagrama de Bloques - Costos Operativos.



Fuente: elaboración propia.

En la Figura 60 podemos apreciar que para llevar a cabo la simulación de los costos se utilizó un bloque que representa al sistema cogenerador como una caja negra, que para el caso de la Figura 60 hace referencia al sistema de cogeneración Quanto D600 (Alternativa 4) el cual gracias a su ficha técnica -Anexo E- tenemos una estimación del combustible y calor generado cuando el sistema de cogeneración se encuentra funcionando bajo cargas parciales.

Gracias a la información de la ficha técnica condensada en el bloque de programación se puede conocer en cada instante de la simulación el flujo de gas natural requerido para el funcionamiento del motor a gas natural o turbina analizada. Al conocer el flujo de gas natural que requiere la unidad motriz para su funcionamiento se puede posteriormente integrar con respecto al tiempo gracias a los bloques de integración del Simulink de Matlab, de esta forma podremos estimar el costo de operación ya que de ante mano se conoce el costo del metro cúbico de gas que se cobra actualmente en la planta de beneficio. Siguiendo este mismo procedimiento se estimaron los costos asociados al mantenimiento, el gas natural consumido por las calderas y de igual forma la energía eléctrica que aún se necesite para operar la planta ya que los sistemas de cogeneración no pueden generar toda la potencia requerida en la planta una vez esta desciende a potencias inferiores al 50% de la potencia eléctrica nominal del sistema de cogeneración, tal es el caso de los sistemas de cogeneración basados en motores alternativos. Los sistemas de cogeneración basados en turbinas de gas no tienen este limitante operacional.

Con el fin de estimar el tiempo del retorno de la inversión se realizó la respectiva cotización del costo de los equipos a una empresa distribuidora de esta marca para Colombia. La empresa que muy amablemente facilitó la cotización de los sistemas de cogeneración marca TEDOM se llama Regeneración Ltda.

Figura 61. Regeneración LTDA.



Fuente: REGENERACIÓN LTDA. [Sitio web]. s.d . [Consulta: 22 de enero 2021].  
Disponibile en: <https://regeneracion.com.co/>.

Gracias a la información entregada por el distribuidor Regeneración LTDA se pudo estimar el costo asociado al mantenimiento de los equipos en base a su tiempo de operación, estimar el costo de mano de obra asociado a su instalación y conocer el costo de cada unidad de cogeneración, con estos datos se podrá conocer el costo primario de la inversión. Las respectivas cotizaciones realizadas para los sistemas de cogeneración Quanto D600 y Quanto D1200 pueden encontrarse en los respectivos anexos: Anexo G y Anexo H.

Con el fin de presentar los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en el capítulo anterior se decidió condensarlos en la Cuadro 7, donde se puede apreciar las ganancias calculadas para el mes de octubre del año 2020 las cuales nos sirven para determinar el respectivo tiempo de retorno de la inversión inicial en años de servicio y el costo de cada ítem analizado en pesos colombianos. Es importante resaltar que en la Cuadro 7 no se presentan los escenarios de cogeneración conformados por turbinas de gas debido a su pésimo desempeño en comparación de los motores alternativos de gas natural por ende solo analizaremos los resultados obtenidos para los sistemas de cogeneración compuestos de motores alternativos ósea, los sistemas de cogeneración parcial compuestos de los modelos Quanto D600, Quanto D1200 y el escenario de cogeneración total compuesto de un sistema gemelo conformado por las unidades de cogeneración Quanto D1200.

Cuadro 7. Ganancias Proyectadas Escenarios de Cogeneracion Analizados.

Escenarios Estudiados		Operación Actual - Planta beneficio	Cogeneracion Parcial Quanto D600	Cogeneracion Parcial Quanto D1200	Cogeneracion Total 2X Quanto D1200
Inversion Inicial	Equipo de Cogeneracion	\$ -	\$ 2.116.371.063,00	\$ 3.594.906.367,11	\$ 7.189.812.734,22
	Mano de Obra Instalacion	\$ -	\$ 23.515.234,00	\$ 23.515.234,00	\$ 47.030.468,00
Costos Operativos	Energia electrica	\$ 323.400.000,00	\$ 192.500.000,00	\$ 86.450.000,00	\$ 12.660.000,00
	Gas Natural	\$ 148.000.000,00	\$ 235.900.000,00	\$ 273.900.000,00	\$ 323.600.000,00
	Mantenimiento	\$ -	\$ 28.610.000,00	\$ 38.700.000,00	\$ 72.400.000,00
Ganancias proyectadas Oct		[COP]	\$ 14.390.000,00	\$ 72.350.000,00	\$ 62.740.000,00
Tiempo Recobro Inversion EA=0%		[Años]	12,4	4,2	9,6

Fuente: elaboración propia.

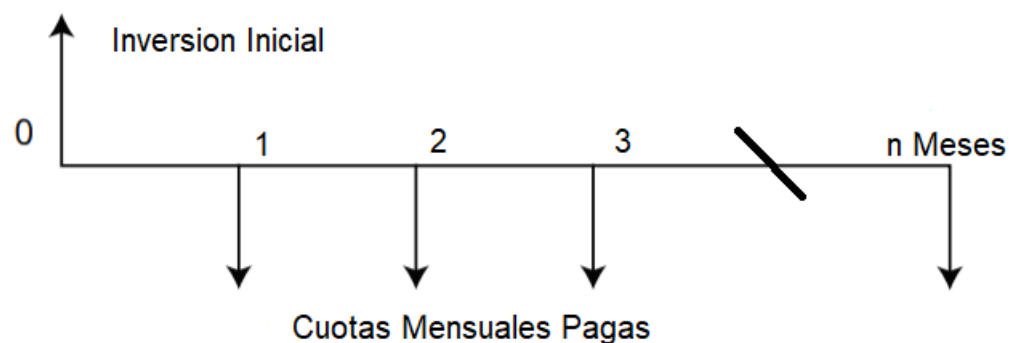
Al analizar los resultados obtenidos de las alternativas de cogeneración planteadas en el capítulo anterior, podemos darnos cuenta de que cualquier alternativa de las presentadas en la Cuadro 7 implica un esperado aumento en el consumo de gas natural el cual se ve amortizado gracias a la disminución en el costo de la energía eléctrica paga al proveedor actual del servicio. Las ganancias calculadas para las alternativas solución presentadas en la Cuadro 7, se calcularon por medio de restar los costos actuales de operación con los nuevos costos operacionales calculados para el escenario solución planteado en el capítulo anterior.

Se debe tener en cuenta que los costos asociados al mantenimiento del equipo no representan un valor que deba pagarse mes a mes para que los equipos de cogeneración puedan funcionar, sino que estos representan cierta cantidad de dinero que debe ser ahorrada de las ganancias, para que cuando los equipos cumplan con sus horas establecidas de uso se pueda pagar y realizar los mantenimientos respectivos o en su caso, estar preparados para una posible falla operativa en el proceso de cogeneración. De acuerdo con los resultados obtenidos en la Cuadro 7 el escenario de cogeneración parcial compuesto por el sistema de cogeneración Quanto D1200 (Alternativa 4) es la opción más adecuada debido a que posee una ganancia mensual de \$72.350.000 (SETENTA Y DOS MILLONES TRESCIENTOS CINCUENTA MIL) pesos colombianos debido a los ahorros generados en el pago de la energía eléctrica y la reducción de la potencia térmica exigida a las calderas durante la operación de la planta, además es la alternativa que presenta el menor tiempo de retorno de la inversión.

Proyectar los costos operativos de un sistema de cogeneración en el tiempo es una tarea que requiere conocer la tasa de interés del dinero en la planta, fuera de eso requiere conocer las variaciones en el precio del gas natural y la energía eléctrica suministrada, sin embargo al preguntar en la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo por esta información, ellos expresaron que no era necesario tener en cuenta

la tasa de interés para realizar los análisis de retorno de la inversión ya que según ellos esta tarea debe ser realizada por el departamento de proyectos encargado de analizar los costos y viabilidad del proyecto presentado. En vista de esta respuesta se dividió el costo inicial de los equipos entre las ganancias proyectadas para el mes de octubre del año 2020 una vez sea implementado el sistema de cogeneración solución con el fin de conocer cuantos meses lleva recuperar la inversión inicial sin tener en cuenta la tasa de interés manejada en la planta de beneficio, cumpliendo con las especificaciones realizadas por Avides MacPollo S.A, los resultados obtenidos se pueden apreciar en la Cuadro 7. A pesar de las indicaciones realizadas anteriormente por Avides MacPollo S.A se decidió desarrollar un estudio económico teniendo en cuenta el impacto económico de una tasa de interés del 12% EA en el tiempo de retorno de la inversión para la alternativa seleccionada anteriormente la cual corresponde al sistema de cogeneración parcial -Quanto D1200. La tasa de interés manejada corresponde a la mínima tasa de interés ofrecida en Colombia para realizar créditos de consumo, de esta forma se planteó siguiente diagrama correspondiente al flujo de dinero del proyecto una vez implementado, el cual se encuentra condensado en la Figura 62.

Figura 62. Diagrama - Flujo de dinero



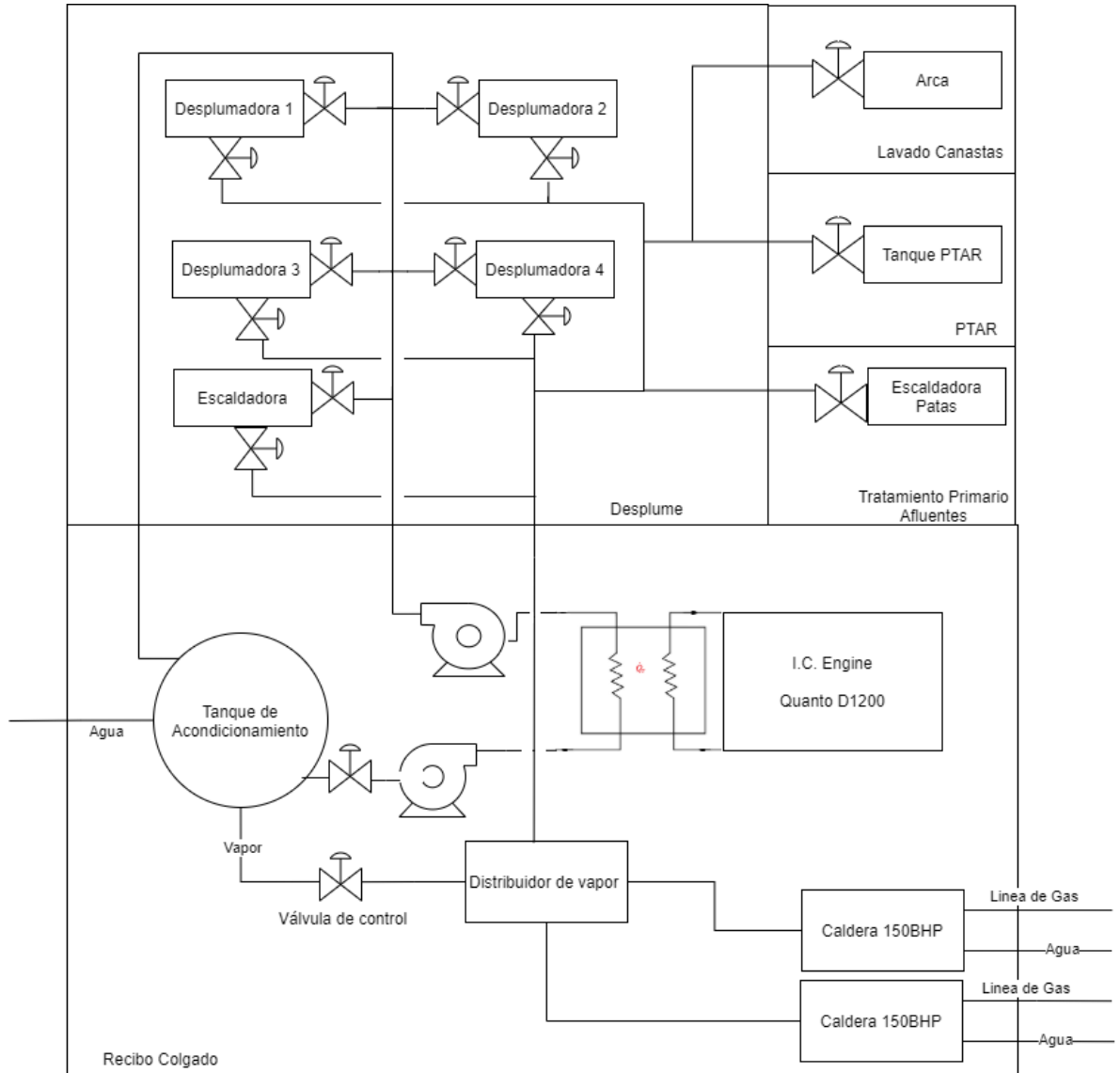
Fuente: elaboración propia.

Con el fin de calcular el tiempo de retorno de la inversión se manejó un interés compuesto del 12% EA de tal forma que el diagrama analizado en la Figura 62,

simula las cuotas pagas de un crédito de consumo tomado por Avidesa MacPollo con el fin de financiar el proyecto, haciendo que las cuotas mensuales pagas correspondan a las ganancias mensuales una vez implementado el proyecto, calculando el tiempo de retorno de la inversión una vez esta sea realizada. La inversión inicial realizada en cada alternativa solución corresponde al precio inicial de los equipos y a la mano de obra asociada a su instalación, es importante resaltar que las ganancias registradas corresponden a las ganancias proyectadas mensualmente. Gracias a este modelo económico planteado se pudo calcular el tiempo de retorno de la inversión el cual corresponde a 5,6 años para la alternativa optima seleccionada. Como es de esperarse este tiempo se ve afectado debido a la tasa de interés tenida en cuenta anteriormente prolongándose de 4,2 años -como se aprecia en la Cuadro 7- a un tiempo de 5,6 años, cumpliendo con el tiempo máximo de retorno de la inversión de 7 años estipulado por Avidesa MacPollo S.A.

Con la Alternativa 4 – Cogeneración Parcial – Quanto D1200 seleccionada como la mejor alternativa se desarrolla un Plot-Plan con la alternativa solución seleccionada gracias a la comparación de costos realizada anteriormente.

Figura 63. Plot-Plant Alternativa Solucion 4 - Cogeneracion Parcial - Quanto D1200.



Fuente: elaboración propia.

## 9. CONCLUSIONES

- Se logro identificar los requerimientos energéticos de la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo S.A. los cuales se establecen en una demanda de potencia eléctrica de 1800 KWe y 192 BHP de potencia térmica.
- Se diseñaron varios escenarios de sistemas de cogeneración capaces de alimentar y cubrir de forma total o parcial las demandas energéticas de la planta de beneficio.
- Se modelo térmicamente los diferentes sistemas de cogeneración propuestos como solución a las demandas de la planta de beneficio obteniendo temperaturas de operación, caudales de operación y los costos asociados a la operación de la solución planteada.
- Se seleccionaron los elementos que conformaran la alternativa solución utilizando los sistemas de cogeneración marca TEDOM como núcleo principal del sistema de cogeneración parcial o total para este rango de consumo mediano de potencia eléctrica. Los motores alternativos presentan un desempeño superior sobre las turbinas de gas natural ya que son más eficientes y permiten recuperar una mayor cantidad de calor del sistema de generación.
- Se identificaron los costos asociados a la instalación, mantenimiento y costo inicial del equipo a instalar de las diferentes alternativas propuestas como solución al sistema de cogeneración; de la misma forma se identificaron los beneficios técnicos y económicos una vez instalados.
- Se logro determinar los costos y ganancias de la operación de cada sistema de cogeneración propuesto anteriormente como solución, permitiendo predecir la tasa de retorno de la inversión inicial.
- Se analizaron los resultados obtenidos una vez implementado el sistema de cogeneración permitiendo identificar que la alternativa con la mayor tasa de retorno de la inversión corresponde a la alternativa solución 4-Cogeneracion Parcial – Quanto D1200 la cual proyecta una ganancia mensual aproximada

de \$72.350.000 (SETENTA Y DOS MILLONES TRESCIENTOS CINCUENTA MIL) pesos colombianos.

- El desarrollo de este proyecto grado me permitió desarrollar mis habilidades como ingeniero mecánico gracias a los diferentes retos y oportunidades de mejora solucionadas durante la evaluación de factibilidad y viabilidad financiera de implementar un sistema de cogeneración eléctrica para la planta de beneficio de Avidesa Mac Pollo, solucionando una necesidad actual de la industria avícola Colombiana.
- La empresa Avidesa Mac Pollo se encuentra interesada en los resultados y alternativas solución de este proyecto de grado, comunicando su interés una vez fueron presentados los resultados de las simulaciones realizadas, al responsable del desarrollo de proyectos de la planta de beneficio.

## 10.RECOMENDACIONES

En base a los resultados obtenidos se recomienda a Mac Pollo S.A. el directo interesado por el desarrollo de este proyecto, la implementación del sistema de cogeneración parcial compuesto por la unidad de cogeneración Quanto D1200 el cual gracias a este estudio se comprobó su respectiva viabilidad financiera, lo cual permitirá continuar con otras fases del proceso de implementación como es el diseño en detalle de las sistemas de distribución y control a través de la planta con el fin de poder ser implementados en base a las ideas previamente planteadas.

Con el fin de poder continuar con las siguientes fases del proyecto se recomienda a Avidesa Mac Pollo S.A. proceder a realizar una preingeniería con un alcance superior a la de este a proyecto teniendo como propósito el de obtener los detalles necesarios para la construcción del sistema de cogeneración con el fin de generar los planos ya en sitio y de esta forma certificar el trabajo a realizar por parte de la empresa que instale y construya el sistema de cogeneración. Esta preingeniería puede llegar a ser desarrollada por empresas como Regeneración Ltda o Colmaquinarias las cuales ya han entablado diálogos con Avidesa Mac Pollo S.A.

Figura 64. Colmaquinarias.



Fuente: COLMAQUINARIAS [ Sitio web]. s.d. [Consulta: 20 de enero 2021].

Disponibile en: <https://www.colmaquinarias.com/> .

## BIBLIOGRAFÍA

CENGEL, Yunus A. y BOLES, Michael A. Termodinámica. 7 ed. New York: The McGraw-Hill Companies, 2011. ISBN 978-0-07-352932-5.

CENGEL, Yunus A. y GHAJAR, Afshin J. Transferencia de calor y masa. 4 ed. Mexico, D.F.: The McGraw-Hill Companies, 2011. ISBN: 978-607-15-0540-8.

GULEN, S. Can. Gas turbines for electric power generation. New York: Cambridge University Press, 2019. ISBN 978-1-108-41665-8.

HORLOCK, J. Advanced Gas Turbine Cycles. Cambridge: Elsevier Science Ltd, 2003. ISBN 0-08-044273-0.

HOTTEL, Hoyt C. Radiative transfer. New York: The McGraw-Hill Companies, 1967.

KOLANOWSKI, Bernard F. Small-scale cogeneration handbook. 4 ed. London: The Fairmont Press, 2011. ISBN-10: 0-88173-663-5.

## ANEXOS

### 12.1 ANEXO A – CARGAS ELÉCTRICAS

Anexo A. Cargas Eléctricas - Planta de Beneficio.

Proceso	EQUIPO	POT [Hp]	HORAS DE TRABAJO	HORAS TRABAJO MES	FACTOR DE CARGA	POTENCIA REAL [KW]	CONSUMO MENSUAL ESTIMADO
Aire comprimido	Compresor Kaeser	60,00	15	553,00	0,77	34,51	19085,48
Aire comprimido	Compresor Kaeser (servicio)	40,00	15	553,00	0,77	23,01	12723,65
Aire comprimido	Compresor Kaeser (servicio)	1,00	15	553,00	0,77	0,58	318,09
Aire comprimido	COMPRESOR KAESER	1,00	15	553,00	0,77	0,58	318,09
Almacenamiento cuarto frío	Motor Maquina #1	5,00	22	600,00	0,58	2,16	1298,04

Almacena miento cuarto frío	Motor condensador Maquina #1	0,50	22	600,00	0,58	0,22	129,80
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 1 Maquina #1	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 2 Maquina #1	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 3 Maquina #1	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor maquina #2	5,00	22	600,00	0,58	2,16	1298,04
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 1 Maquina #2	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 2 Maquina #2	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 3 Maquina #2	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Maquina #4	10,0 0	22	600,00	0,58	4,33	2596,08

Almacena miento cuarto frío	Motor Condensador Maquina #4	1,50	22	600,00	0,58	0,65	389,41
Almacena miento cuarto frío	Motor Condensador 2 Maquina #4	1,50	22	600,00	0,58	0,65	389,41
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 1 Maquina #4	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 2 Maquina #4	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 3 Maquina #4	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 4 Maquina #4	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 5 Maquina #4	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 6 Maquina #4	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 7 Maquina #4	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90

Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 8 Maquina #4	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 9 Maquina #4	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Motor Evaporador 10 Maquina #4	0,25	22	600,00	0,58	0,11	64,90
Almacena miento cuarto frío	Banda cuarto Frio recibe banda de descenso en patio	2,00	22	600,00	0,58	0,87	519,22
Almacena miento cuarto frío	Motor Elevador Hidraulico 1	2,40	22	600,00	0,58	1,04	623,06
Almacena miento cuarto frío	Motor Elevador Hidraulico 2	2,40	22	600,00	0,58	1,04	623,06
Empaque IQF	Banda a Granel	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Empaque IQF	Banda bascula (Cinta)	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Empaque IQF	Banda de Descenso cardanica 1 despues de cinta	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27

Empaque IQF	Banda de descenso cardanica 2 en Empaque IQF	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Empaque IQF	Banda de Descenso 3 en Techo	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Empaque IQF	Banda de descenso cardanica 3 en Patio	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Empaque IQF	Banda de descenso 4 en Patio - Empaque Tunel	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Empaque IQF	Banda de descenso 5 en Empaque Tunel va para Patio bombas	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Empaque IQF	Banda de descenso cardanica 4 en patio-bombas	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Empaque IQF	Banda de descenso cardanica 5 entrada cuarto bogota	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27

Empaque IQF	Banda de descenso 1 en Empaque IQF	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Empaque IQF	Banda de descenso 2 en Empaque IQF	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Bombeo agua potable	MotorBomba presion cte baños	5,00	23	553,00	0,58	2,16	1196,36
Bombeo agua potable	MotorBomba presion cte baños	5,00	23	553,00	0,58	2,16	1196,36
Bombeo agua potable	Motor Bomba hidrowflow 1 PRESION CTE	9,00	23	553,00	0,58	3,89	2153,45
Bombeo agua potable	Motor Bomba hidrowflow 2 (PRESION CTE)	9,00	23	553,00	0,58	3,89	2153,45
Bombeo agua potable	Motor Bomba hidrowflow 3 PRESION CTE	10,00	23	553,00	0,58	4,33	2392,72
Bombeo agua potable	Motorbomba llenado tanque negro	3,00	23	553,00	0,58	1,30	717,82
Bombeo agua potable	MOTOBOMBA HIDROMAC DE 6.6 HP MOTOR SIEMENS I(QUEBRADA)	6,60	23	553,00	0,58	2,86	1579,20

Bombeo agua potable	MOTOBOMBA HIDROMAC DE 6.6 HP MOTOR SIEMENS II(QUEBRADA)	6,60	23	553,00	0,58	2,86	1579,20
Bombeo agua potable	MOTOBOMBA PEDROLLO (ENVIA TANQUE DE ALMACENAMIENTO)	3,00	23	553,00	0,58	1,30	717,82
Bombeo agua potable	BOMBA SUMERGIBLE BARMESA 2HP (LODOS QUEBRADA)	2,00	23	553,00	0,58	0,87	478,54
Bombeo agua potable	BOMBA SUMERGIBLE BARMESA 2HP (LODOS QUEBRADA)	2,00	23	553,00	0,58	0,87	478,54
Calderas	Motor Inyeccion Aire Caldera Colmaquinas 150 BHP	4,00	21	570,00	0,58	1,73	986,51
Calderas	Motor Bomba Agua Caldera 150BHP (Colmaquinas)	15,00	21	570,00	0,58	6,49	3699,41

Calderas	Motor Bomba Agua 2 Caldera 150BHP (Colmaquinas)	15,0 0	21	570,00	0,58	6,49	3699,41
Calderas	Motor Bomba ACPM Caldera colmaquinas 150 BHP	0,30	21	570,00	0,58	0,13	73,99
Calderas	Motor inyeccion Aire Caldera Continenetal 150 BHP	10,0 0	21	570,00	0,58	4,33	2466,28
Calderas	Motor Bomba de Agua Caldera Continental 150BHP	7,50	21	570,00	0,58	3,25	1849,71
Calderas	Motor Bomba ACPM Caldera Continental 150BHP	1,00	21	570,00	0,58	0,43	246,63
Canastas	Motor Banda cinta Elevadora de canasta Arca	1,00	20	600,00	0,58	0,43	259,61
Canastas	Motor Banda lavadora de canastas 1	1,00	20	600,00	0,58	0,43	259,61
Canastas	Motor Bomba Seccion 1 (HR)	15,0 0	20	600,00	0,58	6,49	3894,12

	Lavadora Canastas						
Canastas	Hidrolavadora de Canastillas	5,00	20	600,00	0,58	2,16	1298,04
Canastas	MotorBomba lavadora de canastas 2 (Semil)	5,00	20	600,00	0,58	2,16	1298,04
Canastas	Motor Bomba Seccion 2 Lavadora Canastas Semil	15,0 0	20	600,00	0,58	6,49	3894,12
Canastas	Motor Bomba Sección 3 lavadora Canastas Semil	2,00	20	600,00	0,58	0,87	519,22
Canastas	Motorreductor Banda Lavadora de canastas Semil	0,75	20	600,00	0,58	0,32	194,71
Canastas	Motorbomba Lado baño Admon	2,00	20	600,00	0,58	0,87	519,22
Canastas	Motor Bomba Desague Lavadora Canastas	2,00	20	600,00	0,58	0,87	519,22

Canastas	Motor Reductor Cadena Lavadora Canastas En Empaque Tunel	1,50	20	600,00	0,58	0,65	389,41
Canastas	Motor Reductor Cadena Lavadora Canastas en empaque Tunel	1,50	20	600,00	0,58	0,65	389,41
Canastas	Motor Reductor Cadena Lavadora Canastas en empaque IQF	1,50	20	600,00	0,58	0,65	389,41
Climatizac ión áreas	Motor Maquina #12	7,50 00	21	550,00	0,58	3,25	1784,81
Climatizac ión áreas	Motor Evaporador maquina #12	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatizac ión áreas	Motor Evaporador 2 Maquina #12	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatizac ión áreas	Motor Evaporador 3 Maquina #12	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatizac ión áreas	Motor Evaporador 4 Maquina #12	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74

Climatización áreas	Motor Maquina #13	7,5000	21	550,00	0,58	3,25	1784,81
Climatización áreas	Motor Evpaorador Maquina #13	0,1670	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evpaorador 2 Maquina #13	0,1670	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evpaorador 3 Maquina #13	0,1670	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evpaorador 4 Maquina #13	0,1670	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador Maquina #14	0,1670	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador 2 Maquina #14	0,1670	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador 3 Maquina #14	0,1670	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador 4 Maquina #14	0,1670	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador Maquina #15	0,1670	21	550,00	0,58	0,07	39,74

Climatización áreas	Motor Evaporador 2 Maquina #15	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador 3 Maquina #15	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador 4 Maquina #15	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador Maquina #16	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador 2 Maquina #16	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador 3 Maquina #16	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador 4 Maquina #16	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Maquina #18	7,50 00	21	550,00	0,58	3,25	1784,81
Climatización áreas	Motor Evaporador Maquina #18	0,10 00	21	550,00	0,58	0,04	23,80
Climatización áreas	Motor Evaporador 2 Maquina #18	0,10 00	21	550,00	0,58	0,04	23,80

Climatización áreas	Motor Evaporador 3 Maquina #18	0,13 00	21	550,00	0,58	0,06	30,94
Climatización áreas	Motor Evaporador 4 Maquina #18	0,10 00	21	550,00	0,58	0,04	23,80
Climatización áreas	Motor Condensador Maquina #18	0,34 00	21	550,00	0,58	0,15	80,91
Climatización áreas	Motor Condensador Maquina #18	1,34 00	21	550,00	0,58	0,58	318,89
Climatización áreas	Motor Maquina #17	5,00 00	21	550,00	0,58	2,16	1189,87
Climatización áreas	Motor Evaporador Maquina #17	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor Evaporador 2 Maquina #17	0,16 70	21	550,00	0,58	0,07	39,74
Climatización áreas	Motor condensador Maquina #17	0,50 00	21	550,00	0,58	0,22	118,99
Climatización áreas	Motor Condensador Maquinas #12,13,14,15,16 desprese y	7,50 00	21	550,00	0,58	3,25	1784,81

	Empaque IQF en azotea baños						
Climatización áreas	Motor Condensador Maquinas #12,13,14,15,16 desprese y Empaque IQF en azotea baños	1,0000	21	550,00	0,58	0,43	237,97
Desprese	Motor Maquina #7	13,000	19	553,00	0,58	5,62	3110,54
Desprese	Motor condensador Maquina #7	0,500	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Motor condensador 2 Maquina #7	0,500	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Motor Evaporador Maquina #7	0,500	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Motor Evaporador 2 Maquina #7	0,500	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Motor Evaporador 3 Maquina #7	0,500	19	553,00	0,58	0,22	119,64

Desprese	Motor Maquina #8	13,000	19	553,00	0,58	5,62	3110,54
Desprese	Motor Evaporador Maquina #8	0,500	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Motor Evaporador 2 Maquina #8	0,500	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Motor Evaporador 3 Maquina #8	0,500	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Motor condensador Maquina #8	0,500	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Motor condensador 2 Maquina #8	0,500	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Motor Cadena Desprese en Pesadora	2,000	19	553,00	0,58	0,87	478,54
Desprese	Motor - Bocin Cortadora de Ala Derecho	1,340	19	553,00	0,58	0,58	320,62
Desprese	Motor - Bocin Cortadora de Ala Izquierdo	1,340	19	553,00	0,58	0,58	320,62
Desprese	Motor - Bocin Cortador de	1,340	19	553,00	0,58	0,58	320,62

	Pechuga Derecho						
Desprese	Motor - Bocin Cortador de Pechuga Izquierdo	1,34 0	19	553,00	0,58	0,58	320,62
Desprese	Motor - Bocin Cortador de Carcasa Derecha	1,34 0	19	553,00	0,58	0,58	320,62
Desprese	Motor - Bocin Cortador de Carcasa Izquierda	1,34 0	19	553,00	0,58	0,58	320,62
Desprese	Motor Cortador de Mixto Derecho	1,34 0	19	553,00	0,58	0,58	320,62
Desprese	Motor Cortador de Mixto Izquierdo	1,34 0	19	553,00	0,58	0,58	320,62
Desprese	Motor Cadena Desprese en Procesadora.	2,00 0	19	553,00	0,58	0,87	478,54
Desprese	Motorreductor Procesador Pierna.	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Motor Cortador Pierna - Pernil	1,34 0	19	553,00	0,58	0,58	320,62

Desprese	Motor Lavador Ganchos Desprese 1	0,50 0	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Motor Precortadora ala tipo pipistrella y mesa	2,00 0	19	553,00	0,58	0,87	478,54
Desprese	Motor Pela pechugas	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda de Colgadores	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda de Colgadores	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda de Colgadores	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda Alimentacion 1 Desprese (Nuevo)	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda Alimentacion 2 Desprese (Nuevo)	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda central Desprese	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda central de punta de Alas y coditos (Encima banda central)	0,50 0	19	553,00	0,58	0,22	119,64

Desprese	Banda de alimentacion Inyectora 1	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Motor sistema hidraulico Inyectora Titan 1 (Entrada desprese)	10,0 00	19	553,00	0,58	4,33	2392,72
Desprese	Banda de recibo Titan 1 va para Empaque Tunel	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda alimentacion Inyectora 2	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda 1 que recibe de Titan 2 (Pierna pernil mixto)	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda 2 despues de Titan 2	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda 3 despues de Titan 2 va para IQF	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda 4 despues de Titan 2 va para IQF	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27

Desprese	Banda que entrega a Cangilones	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda de Cangilones va para Empaque IQF	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Banda de costillas y Carcasa 1	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda de Costillas y Carcasa 2	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda de Carcaza 1 va para cuarto MP	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Banda de carcasa 2 en Cuarto Materia Prima	1,00 0	19	553,00	0,58	0,43	239,27
Desprese	Motor Cadena Desprese	2,00 0	19	553,00	0,58	0,87	478,54
Desprese	Motor Cortadora de Punta de Ala Derecho (desprese #2)	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Motor Cortadora de Punta de Ala	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91

	Izquierdo (desprese #2)						
Desprese	Motor Cortadora media Ala Derecho (desprese #2)	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Motor Cortadora media Ala Izquierdo (desprese #2)	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Motor Cortadora de Ala completa Derecha (desprese #2)	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Motor Cortadora de Ala completa Izquierda (desprese #2)	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Motor cortadora de Pechuga (desprese #2)	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Motor cortadora de Pechuga (desprese #2)	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Motor cortadora de Carcasa (desprese #2)	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Motorreductor procesadora de	2,00 0	19	553,00	0,58	0,87	478,54

	Piernas (desprese #2)						
Desprese	Motorreductor Pierna pernil (desprese #2)	2,00 0	19	553,00	0,58	0,87	478,54
Desprese	Separador de Pierna pernil (desprese #2)	2,00 0	19	553,00	0,58	0,87	478,54
Desprese	Motor Maquina #14	7,50 0	19	553,00	0,58	3,25	1794,54
Desprese	Motor Maquina #15	7,50 0	19	553,00	0,58	3,25	1794,54
Desprese	Motor Maquina #16	7,50 0	19	553,00	0,58	3,25	1794,54
Desprese	Motor Maquina #3	12,0 00	19	553,00	0,58	5,19	2871,26
Desprese	Motor Condensador Maquina #3	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Motor Condensador Maquina #3	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Desprese	Motor Maquina Enfriadora salmuera #1	4,00 0	19	553,00	0,58	1,73	957,09
Desprese	Motor condensador Maquina	0,16 7	19	553,00	0,58	0,07	39,96

	enfriadora de salmuera #1						
Desprese	Motor condensador 2 Maquina enfriadora de salmuera #1	0,16 7	19	553,00	0,58	0,07	39,96
Desprese	Motor Evaporador Maquina enfriadora de salmuera #1	0,40 0	19	553,00	0,58	0,17	95,71
Desprese	Motor Evaporador 2 Maquina enfriadora de salmuera #1	0,40 0	19	553,00	0,58	0,17	95,71
Desprese	Motor Evaporador Maquina #3	0,40 0	19	553,00	0,58	0,17	95,71
Desprese	Morreductor Afilador de cuchillas	0,50 0	19	553,00	0,58	0,22	119,64
Desprese	Morreductor Afilador de cuchillas	1,50 0	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Marinado	Motor bomba Inyectora Titan 1	10,0 00	19	553,00	0,58	4,33	2392,72

	(Entrada desprese)						
Marinado	Motor sistema hidraulico Inyectora Titan 2	10,000	19	553,00	0,58	4,33	2392,72
Marinado	Motor bomba Inyectora Titan 2	10,000	19	553,00	0,58	4,33	2392,72
Marinado	Agitador de Salmueras	1,500	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Marinado	Agitador de Salmueras	1,500	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Marinado	Agitador de Salmueras	1,500	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Marinado	Agitador de Salmueras	1,500	19	553,00	0,58	0,65	358,91
Marinado	Motobomba Salmuera I	2,000	19	553,00	0,58	0,87	478,54
Marinado	Motobomba Salmuera I	2,000	19	553,00	0,58	0,87	478,54
Enfriamiento y selección	Motores electricos 1 Chester Jensen Compresor Hasegawa vkt8r (Maquina 10)	100,000	18,637	563,00	0,72	53,71	30239,86
Enfriamiento y selección	Motores electricos II Chester Jensen Compresor	100,000	18,637	563,00	0,72	53,71	30239,86

	Hasegawa vkt8r (Maquina 11)						
Enfriamiento y selección	Motor Condensador Chester Jensen en Patio	7,50	18,637	563,00	0,72	4,03	2267,99
Enfriamiento y selección	Motor Bomba condensador Chester Jensen	1,50	18,637	563,00	0,72	0,81	453,60
Enfriamiento y selección	Motor Bomba de Enfriamiento Chester	3,00	18,637	563,00	0,72	1,61	907,20
Enfriamiento y selección	Motor Electrico de la bomba de agua de recirculación del Morris en Patio	50,00	18,637	563,00	0,72	26,86	15119,93
Enfriamiento y selección	Motor Electrico 1 del condensador del Morris en Patio	10,00	18,637	563,00	0,72	5,37	3023,99
Enfriamiento y selección	Motor Electrico 2 del condensador del Morris en Patio	20,00	18,637	563,00	0,72	10,74	6047,97
Enfriamiento y selección	Motor del compresor del Morris en Patio	350,00	18,637	563,00	0,72	187,99	105839,50

	(Maquina 11 antes)						
Enfriamiento y selección	Motor bomba de aceite compresor Morris	2,00	18,637	563,00	0,72	1,07	604,80
Enfriamiento y selección	Motor bomba condensador Morris	7,50	18,637	563,00	0,72	4,03	2267,99
Enfriamiento y selección	Motor Soplador 1 Chiller Pollo 388CFM	10,00	18,637	563,00	0,72	5,37	3023,99
Enfriamiento y selección	Motor soplador 2 Chiller Pollo 388CFM	10,00	18,637	563,00	0,72	5,37	3023,99
Enfriamiento y selección	Motor soplador 3 Chiller Pollo 388CFM	10,00	18,637	563,00	0,72	5,37	3023,99
Enfriamiento y selección	Motor soplador 4 Chiller Pollo 388 CFM	10,00	18,637	563,00	0,72	5,37	3023,99
Enfriamiento y selección	Motor soplador 5 Chiller Pollo 388 CFM	10,00	18,637	563,00	0,72	5,37	3023,99
Enfriamiento y selección	Motorbomba chillers	5,50	18,637	563,00	0,72	2,95	1663,19

Enfriamiento y selección	Motorbomba chillers	5,00	18,637	563,00	0,72	2,69	1511,99
Enfriamiento y selección	Motor Basuca de Hielo Chiller I		18,637	563,00	0,72	0,00	0,00
Enfriamiento y selección	Motobomba chiller II a chiller I o al Prechiller	11,50	18,637	563,00	0,72	6,18	3477,58
Enfriamiento y selección	Motobomba recirculacion	25,00	18,637	563,00	0,72	13,43	7559,96
Enfriamiento y selección	Equipo de Sanitizacion chiller II	2,00	18,637	563,00	0,72	1,07	604,80
Enfriamiento y selección	Motobomba de enfriamiento chiller II y menudencia (Carro de Perros)	1,50	18,637	563,00	0,72	0,81	453,60
Enfriamiento y selección	Motor Aspas Helicoidales Chiller II Equifrigos	1,00	18,637	563,00	0,72	0,54	302,40
Enfriamiento y selección	Motor Paletas Descargue Chiller II Equifrigos	1,00	18,637	563,00	0,72	0,54	302,40

Enfriamiento y selección	Motor banda alimentadora chiller II	1,00	18,637	563,00	0,72	0,54	302,40
Enfriamiento y selección	Motor Banda de recirculacion 1 - Colgado	1,00	18,637	563,00	0,72	0,54	302,40
Enfriamiento y selección	Motor Banda de recirculacion 2- Colgado	1,00	18,637	563,00	0,72	0,54	302,40
Enfriamiento y selección	Motor Basuca de Hielo Chiller II	2,00	18,637	563,00	0,72	1,07	604,80
Enfriamiento y selección	Motor Aspas Helicoidales Pre-Chiller Semil	1,00	18,637	563,00	0,72	0,54	302,40
Enfriamiento y selección	Motor Paleta Descargue Pre-Chiller Semil	1,00	18,637	563,00	0,72	0,54	302,40
Enfriamiento y selección	Motor Aspas Helicoidales Chiller I Cantrell	1,00	18,637	563,00	0,72	0,54	302,40
Enfriamiento y selección	Motor Paletas Descargue Chiller I Cantrell	1,00	18,637	563,00	0,72	0,54	302,40
Enfriamiento y selección	Motorreductor tornillo 1 despues de tolva Planta de Hielo para tornillo 2	2,00	18,637	563,00	0,72	1,07	604,80

Enfriamiento y selección	Motorreductor tornillo 2 despues de tolva Planta de Hielo para chiller 1	1,00	18,637	563,00	0,72	0,54	302,40
Enfriamiento y selección	Motor Maquina #5	18,00	18,637	563,00	0,72	9,67	5443,17
Enfriamiento y selección	Motor Crusher maquina #5	1,20	18,637	563,00	0,72	0,64	362,88
Enfriamiento y selección	Motor Bomba recirculacion Maquina #5	1,20	18,637	563,00	0,72	0,64	362,88
Enfriamiento y selección	Motor Bomba Descongelacion Maquina #5	1,20	18,637	563,00	0,72	0,64	362,88
Enfriamiento y selección	Motor Maquina #6	18,00	18,637	563,00	0,72	9,67	5443,17
Enfriamiento y selección	Motor Crusher maquina #6	1,20	18,637	563,00	0,72	0,64	362,88
Enfriamiento y selección	Motor Bomba recirculacion Maquina #6	1,20	18,637	563,00	0,72	0,64	362,88
Enfriamiento y selección	Motor Bomba Descongelacion Maquina #6	1,20	18,637	563,00	0,72	0,64	362,88

Enfriamiento y selección	Bomba sanitaria Wakesha recirculacion Chiller II a Menudencia		18,637	563,00	0,72	0,00	0,00
Enfriamiento y selección	Motor Cadena Seleccionadora.	2,00	18,637	563,00	0,72	1,07	604,80
Enfriamiento y selección	Motor Cadena Seleccionadora.	2,00	18,637	563,00	0,72	1,07	604,80
Menudencia	Motorreductor Pelapescuezos	2,00	19	500,00	0,58	0,87	432,68
Menudencia	Motor Aspas Helicoidales Chillers Corazones	0,50	19	500,00	0,58	0,22	108,17
Menudencia	Motor Aspas Helicoidales Chillers Pescuezos	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34
Menudencia	Motor Aspas Helicoidales Chillers Hígados	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34
Menudencia	Motor Corta Garras	2,00	19	500,00	0,58	0,87	432,68
Menudencia	Motor Escaldadora Patatas	0,75	19	500,00	0,58	0,32	162,26

Menudencia	Motorreductor Banda Elevadora de Patas	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34
Menudencia	Banda Clasificacion de patas	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34
Menudencia	Bomba de patas	3,00	19	500,00	0,58	1,30	649,02
Menudencia	Banda de pescuezos e Hígados	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34
Menudencia	Banda de Mollejas y patas	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34
Menudencia	Motor Aspas Helicoidales Chillers Mollejas	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34
Menudencia	Motor Aspas Helicoidales Chillers Patas	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34
Menudencia	Motor Reductor Movimiento Empacadora.	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34
Menudencia	Motor banda de cangilones Transportadora de Menudencia	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34

Menudencia	Motorreductor banda de Menudencia recibe banda cangilones	1,00	19	500,00	0,58	0,43	216,34
Eviscerado	Motor Cadena Evs en Chillers	0,75	19	537,00	0,58	0,32	174,26
Eviscerado	Motor Lavador Ganchos Evisceración D	0,50	19	537,00	0,58	0,22	116,17
Eviscerado	Motor Lavador Ganchos Evisceración I.	0,50	19	537,00	0,58	0,22	116,17
Eviscerado	Motor Sistema de Bombeo Descloacadora	3,00	19	537,00	0,58	1,30	697,05
Eviscerado	Motor Cadena Evs. Abridora- Maestro	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52
Eviscerado	Motor Sobre Maestro	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52
Eviscerado	Motor Sistema de Bombeo MAESTRO	3,00	19	537,00	0,58	1,30	697,05
Eviscerado	Motor Transportador de Bandejas	0,50	19	537,00	0,58	0,22	116,17
Eviscerado	Motor Transportador	0,50	19	537,00	0,58	0,22	116,17

	de placas (Manitas)						
Eviscerado	Motor Cosechadora de Corazones	0,75	19	537,00	0,58	0,32	174,26
Eviscerado	Motor Cosechadora de Hígados	0,75	19	537,00	0,58	0,32	174,26
Eviscerado	Mesa Raspadora de Corazones	0,75	19	537,00	0,58	0,32	174,26
Eviscerado	Motorreductor Movimiento Procesadora 1 (Lado Tartamuda)	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52
Eviscerado	Motor de Corte Procesadora 1	2,00	19	537,00	0,58	0,87	464,70
Eviscerado	Motor Tornillo Mollejas 1	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52
Eviscerado	Motor Reductor Movimiento Procesadora 2	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52
Eviscerado	Motor de Corte Procesadora 2	2,00	19	537,00	0,58	0,87	464,70
Eviscerado	Motor Tornillo Mollejas 2	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52
Eviscerado	Motor Mesa de Inspección Mollejas 1	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52

Eviscerado	Motor Mesa de Inspección Mollejas 2	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52
Eviscerado	Motor Cepillo Buche-Tráquea	1,00	19	537,00	0,58	0,43	232,35
Eviscerado	Motor Cortadora de Cuello	0,75	19	537,00	0,58	0,32	174,26
Eviscerado	Motor Cadena Evs. Cuellos-Inspección	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52
Eviscerado	Motor Cadena Evs. Lavadora Int. y Ext	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52
Eviscerado	Banda de Inspeccion	1,00	19	537,00	0,58	0,43	232,35
Eviscerado	Banda de Inspeccion	1,00	19	537,00	0,58	0,43	232,35
Eviscerado	Motor Cadena Auxiliar Eviscerado	0,75	19	537,00	0,58	0,32	174,26
Eviscerado	Motor Cadena Evs. en Desplumadoras	1,50	19	537,00	0,58	0,65	348,52
Eviscerado	Motor Bomba Vacio Nash	40,00	19	537,00	0,58	17,31	9293,97
Eviscerado	Motor Bomba Lavadora de Pollo Eviscerado	6,60	19	537,00	0,58	2,86	1533,50

IQF	Motores electricos de compresores de tornillo de IQF en Patio	250,00	19	530,00	0,72	134,3	71168,40
IQF	Motores electricos de compresores de tornillo de IQF en Patio	250,00	19	530,00	0,72	134,3	71168,40
IQF	Motor electrico 1 condensador IQF en Patio	15,00	19	530,00	0,72	8,06	4270,10
IQF	Motor electrico 2 condensador IQF en Patio	7,50	19	530,00	0,72	4,03	2135,05
IQF	MotorBomba de agua condensador IQF en patio	3,00	19	530,00	0,72	1,61	854,02
IQF	MotorBomba de Amoniaco de 5HP de IQF en patio	5,00	19	530,00	0,72	2,69	1423,37
IQF	Motor Maquina Glaseador	1,50	19	530,00	0,72	0,81	427,01
IQF	Motor ventilador #1	12,00	19	530,00	0,72	6,45	3416,08

IQF	Motor ventilador #2	12,00	19	530,00	0,72	6,45	3416,08
IQF	Motor ventilador #3	12,00	19	530,00	0,72	6,45	3416,08
IQF	Motor ventilador #4	12,00	19	530,00	0,72	6,45	3416,08
IQF	Motor reductor tambor #1	3,00	19	530,00	0,72	1,61	854,02
IQF	Motor reductor tambor #2	3,00	19	530,00	0,72	1,61	854,02
IQF	Motor reductor banda salida IQF	0,75	19	530,00	0,72	0,40	213,51
Limpieza y desinfección	Motor Lavabotas	0,50	6	159,46	0,58	0,22	34,50
Limpieza y desinfección	Motor Lavabotas	1,00	6	159,46	0,58	0,43	69,00
Limpieza y desinfección	Motor Bomba Strahman 1 (Sist presion cte)	15,00	6	159,46	0,58	6,49	1034,94
Limpieza y desinfección	Motor Bomba Strahman 2 (Sist presion cte)	15,00	6	159,46	0,58	6,49	1034,94

Pesaje - Empaque Tunel	Banda que recibe banda cangilones	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda larga que llena pollo a la Fileteadora	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de Alimentacion Fileteadora	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Motor Movimiento Fileteadora	0,75	21	553,00	0,58	0,32	179,45
Pesaje - Empaque Tunel	Motor Desprese Fileteadora.	1,50	21	553,00	0,58	0,65	358,91
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de Filete Superior	0,50	21	553,00	0,58	0,22	119,64
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de Filete Inferior	0,50	21	553,00	0,58	0,22	119,64
Pesaje - Empaque Tunel	Banda del Glaciador viene del IQF	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda clasificadora recibe del Glaciador	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27

Pesaje - Empaque Tunel	Banda Seleccionadora de presa 1 y 2	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda seleccionadora de presa 3 y 4	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda seleccionadora Auxiliar de 3 y 4	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de Grapado 1	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Motor Reductor Banda carrusel IQF 1	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de Grapado 2	0,75	21	553,00	0,58	0,32	179,45
Pesaje - Empaque Tunel	Motor Reductor Banda Carrusel 2 IQF	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	BOMBA WASKESHA PREPARACION DE SALMUERA	1,50	21	553,00	0,58	0,65	358,91
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de Ascenso en hall entre chillers	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27

Pesaje - Empaque Tunel	Reductor Tunel L1 continuo	5,00	21	553,00	0,58	2,16	1196,36
Pesaje - Empaque Tunel	Reductor Tunel L2 continuo	5,00	21	553,00	0,58	2,16	1196,36
Pesaje - Empaque Tunel	Banda cangilones 1 para empaque Tunel 1	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda cangilones 2 para empaque Tunel 1	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda recirculacion Tunel 1	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de grapado Tunel 1	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda giratoria (Carrusel) Tunel 1	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda cangilones para empaque Tunel 2	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27

Pesaje - Empaque Tunel	Banda recirculacion Tunel 2	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de grapado Tunel 2	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda giratoria (Carrusel) Tunel 2	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda elevadora de canastas 1 en empaque Tunel para Cuarto Frio	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de canastas 2 en empaque Tuenl 1 para cuarto Frio	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda elevadora de canastas 3 en Empaque Tunel 1 para cuarto Frio	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de canastas 4 en ET 2 para cuarto Frio	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27

Pesaje - Empaque Tunel	Banda de canasta 5 en ET antes de Bascula	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Banda de canastas 6 en ET Bascula	1,00	21	553,00	0,58	0,43	239,27
Pesaje - Empaque Tunel	Bomba Lavadora de Canastillas	20,0 0	21	553,00	0,58	8,65	4785,44
PTAR	Motobomba IHM Con Motor WEG 20HP I(SUBPRODUCT OS)	20,0 0	18	537,00	0,58	8,65	4646,98
PTAR	Motobomba IHM Con Motor WEG 20HP I(SUBPRODUCT OS)	20,0 0	18	537,00	0,58	8,65	4646,98
PTAR	Motor bomba Lavado	6,00	18	537,00	0,58	2,60	1394,09
PTAR	Motobomba Barmesa 10HP (TANQUE PRINCIPAL)	10,0 0	18	537,00	0,58	4,33	2323,49
PTAR	Motobomba Carver 10HP	10,0 0	18	537,00	0,58	4,33	2323,49

	(TANQUE PRINCIPAL)						
PTAR	Motobomba 18.5 kw Carcaza INOX I Linea A	25,00	18	537,00	0,58	10,82	5808,73
PTAR	Motobomba 18.5 kw CARCAZA INOXIDABLE II Linea B	25,00	18	537,00	0,58	10,82	5808,73
PTAR	Motobomba Tornillo Seepex Dosificador Anionico I	0,50	18	537,00	0,58	0,22	116,17
PTAR	Motobomba Tornillo Seepex Dosificadora Anionico II	0,50	18	537,00	0,58	0,22	116,17
PTAR	Motor Mezclador Anionico	0,75	18	537,00	0,58	0,32	174,26
PTAR	Motorreductor Bomba Tornillo Seepex Dosificadora Cationico I	1,00	18	537,00	0,58	0,43	232,35
PTAR	Motorreductor Bomba Tornillo Seepex Dosificadora Cationico II	1,00	18	537,00	0,58	0,43	232,35

PTAR	Motor Mezclador Cationico	1,00	18	537,00	0,58	0,43	232,35
PTAR	Motorreductor Barredor de Lodos	0,75	18	537,00	0,58	0,32	174,26
PTAR	Motorreductor Bomba Tornillo Seepex I Transporte de lodos al Tanque	5,00	18	537,00	0,58	2,16	1161,75
PTAR	Bomba de Tornillo Netzch	3,00	18	537,00	0,58	1,30	697,05
PTAR	Motorreductor Mezclador Tanque de Lodos	2,00	18	537,00	0,58	0,87	464,70
PTAR	Tridecanter	20,00	18	537,00	0,58	8,65	4646,98
PTAR	Tridecanter	20,00	18	537,00	0,58	8,65	4646,98
PTAR	sinfín salida de Lodos	1,00	18	537,00	0,58	0,43	232,35
PTAR	Motobomba a Tanque de almacenamiento de Aceite #1	3,00	18	537,00	0,58	1,30	697,05
PTAR	Motobomba a Tanque de	3,00	18	537,00	0,58	1,30	697,05

	almacenamiento de Aceite #2						
PTAR	Motorbomba Despacho de aceite	3,00	18	537,00	0,58	1,30	697,05
PTAR	Compresor de Aire Kaeser	10,00	18	537,00	0,58	4,33	2323,49
PTAR	Compresor de Aire Ingersoll Rand	10,00	18	537,00	0,58	4,33	2323,49
PTAR	Bomba de Tornillo Seepex que no se Utiliza	1,00	18	537,00	0,58	0,43	232,35
PTAR	Bomba Tornillo Seepex que no se Utiliza	0,50	18	537,00	0,58	0,22	116,17
PTAR	Motobomba Sumergible IHM 2HP	2,00	18	537,00	0,58	0,87	464,70
PTAR	Motor prensa Taller	7,50	18	537,00	0,58	3,25	1742,62
PTAR	Motor puerta de Entrada	0,50	18	537,00	0,58	0,22	116,17
Matanza	Motorreductor Banda Elevación Recibo Huacales (Parte superior del elevador)	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05

Matanza	Motorreductor Banda Recibo Huacales (Cinta)	1,00	20	537,00	0,58	0,43	232,35
Matanza	Motorreductor Cadena Transporte Huacales 1 Curva	1,50	20	537,00	0,58	0,65	348,52
Matanza	Motorreductor Cadena Transporte Huacales 2 donde cuelgan	1,50	20	537,00	0,58	0,65	348,52
Matanza	Motor Reductor Trans. Lavadora Huacales	1,00	20	537,00	0,58	0,43	232,35
Matanza	Motor Bomba Recirculación Lavadora Huacales Semil	20,0 0	20	537,00	0,58	8,65	4646,98
Matanza	Motorbomba Lavadora Hugo Rey	15,0 0	20	537,00	0,58	6,49	3485,24
Matanza	Motor del Separador de Solidos de la Lavadora HR	0,50	20	537,00	0,58	0,22	116,17
Matanza	Motor del Ciclon	20,0 0	20	537,00	0,58	8,65	4646,98

Matanza	Lavadora de Huacales (Carcher)	7,50	20	537,00	0,58	3,25	1742,62
Matanza	Motor Cadena Matanza en Aturdidor	1,50	20	537,00	0,58	0,65	348,52
Matanza	Motor Matadora	1,34	20	537,00	0,58	0,58	311,35
Matanza	Motor Bomba de la Sangre	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05
Matanza	Motor Cadena Matanza en Titanic	1,50	20	537,00	0,58	0,65	348,52
Matanza	Motor Tanque agua desplumadora	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05
Matanza	Motor cepillo de Pechugas Izquierdo	0,50	20	537,00	0,58	0,22	116,17
Matanza	Motor cepillo de Pechugas Derecho	0,50	20	537,00	0,58	0,22	116,17
Matanza	Motor Escaldadora 1	5,00	20	537,00	0,58	2,16	1161,75
Matanza	Motor Escaldadora 2	5,00	20	537,00	0,58	2,16	1161,75
Matanza	Motor Escaldadora 3	5,00	20	537,00	0,58	2,16	1161,75
Matanza	Motor Limpiador de colas	1,00	20	537,00	0,58	0,43	232,35

Matanza	Motores Desplumadora Meyn 1	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Meyn 2	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Meyn 3	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Meyn 4	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Meyn 5	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Meyn 6	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Meyn 7	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Meyn 8	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Meyn 1 Nueva	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05

Matanza	Motores Desplumadora Meyn 2 Nueva	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05
Matanza	Motores Desplumadora Meyn 3 Nueva	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05
Matanza	Motores Desplumadora Meyn 4 Nueva	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05
Matanza	Motores Desplumadora Cantrell 1	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Cantrell 2	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Cantrell 3	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Cantrell 4	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Cantrell 5	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Cantrell 6	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40

Matanza	Motores Desplumadora Cantrell 7	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Desplumadora Cantrell 8	4,00	20	537,00	0,58	1,73	929,40
Matanza	Motores Repasadora Cantrell 1	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05
Matanza	Motores Repasadora Cantrell 2	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05
Matanza	Motores Repasadora Cantrell 3	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05
Matanza	Motores Repasadora Cantrell 4	3,00	20	537,00	0,58	1,30	697,05
Matanza	Motor Cortapatatas Transferidor	1,34	20	537,00	0,58	0,58	311,35
Matanza	Banda en Transferidor	1,00	20	537,00	0,58	0,43	232,35
Matanza	Motor Cadena de manzana en patatas	1,50	20	537,00	0,58	0,65	348,52
Matanza	Motor Pelador de Patatas.	7,50	20	537,00	0,58	3,25	1742,62

Matanza	Motor Lav. Ganchos Matanza y Desplume.	1,00	20	537,00	0,58	0,43	232,35
Matanza	Lavadora de Planchones	2,00	20	537,00	0,58	0,87	464,70
Matanza	Motor Bomba Recirculacion Vacio Agua para Escaldadoras	1,50	20	537,00	0,58	0,65	348,52
Matanza	Motor Bomba Desplumadoras	5,00	20	537,00	0,58	2,16	1161,75
Matanza	Soplador Pre- Escaldadora Cantrell 1	10,0 0	20	537,00	0,58	4,33	2323,49
Matanza	Soplador Escaldadora Cantrell en U 2	10,0 0	20	537,00	0,58	4,33	2323,49
Matanza	Soplador Escaldadora Meyn D. 1	6,40	20	537,00	0,58	2,77	1487,03
Matanza	Soplador Escaldadora Meyn 2	6,40	20	537,00	0,58	2,77	1487,03
Subestación	Motor ciclon Subestacion 1	1,50	24	558,12	0,58	0,65	362,23
Subestación	Motor ciclon Subestacion 2	1,50	24	558,12	0,58	0,65	362,23

Subproductos	Motor bomba Tanque (Tanque Fibra de Vidrio) 1 Recirculacion agua drenaje Desplumadoras	5,00	19	507,00	0,58	2,16	1096,84
Subproductos	Motor bomba Recirculacion lavadora de huacales	25,0 0	19	507,00	0,58	10,82	5484,22
Subproductos	Motor bomba Tanque Flomax (Fibra de Vidrio) 1	6,00	19	507,00	0,58	2,60	1316,21
Subproductos	MotorBomba de Residuos solidos (Shit)	10,0 0	19	507,00	0,58	4,33	2193,69
Subproductos	Motor Agitador de Pluma	0,75	19	507,00	0,58	0,32	164,53
Subproductos	Motor Bomba Plumas 1 (NEMO)	15,0 0	19	507,00	0,58	6,49	3290,53
Subproductos	Motor Bomba Plumas 2 (NEMO)	15,0 0	19	507,00	0,58	6,49	3290,53
Subproductos	Motor Bomba Patatas y Cabezas	15,0 0	19	507,00	0,58	6,49	3290,53

	1 con Impulsor Monovanic						
Subprodu ctos	Motor Bomba Patas y Cabezas 2 con Impulsor Monovanic	15,0 0	19	507,00	0,58	6,49	3290,53
Subprodu ctos	Motor Bomba Sumergible Pozo	11,5 0	19	507,00	0,58	4,98	2522,74
Subprodu ctos	Motor Bomba Sumergible antes del Pozo	3,00	19	507,00	0,58	1,30	658,11
Subprodu ctos	Motor Silo de Visceras.	7,50	19	507,00	0,58	3,25	1645,27
Subprodu ctos	Motor Escurreidor de Viscera	0,75	19	507,00	0,58	0,32	164,53
Subprodu ctos	Motor Aspas Silo de Plumas (Desglomerador)	0,75	19	507,00	0,58	0,32	164,53
Subprodu ctos	Motor Movimiento Silo de Plumas (Esterilla)	1,00	19	507,00	0,58	0,43	219,37
Subprodu ctos	Motorreductor Prensa Pluma	10,0 0	19	507,00	0,58	4,33	2193,69
Subprodu ctos	Motorreductor Tanque de Sangre 1	1,00	19	507,00	0,58	0,43	219,37

Subproductos	Motorreductor Tanque de Sangre 2	1,00	19	507,00	0,58	0,43	219,37
Túnel continuo	Motores electricos de compresores de tornillo de Tunel en Patio	300,00	19	530,00	0,72	161,14	85402,08
Túnel continuo	Motores electricos de compresores de tornillo de Tunel en Patio	300,00	19	530,00	0,72	161,14	85402,08
Túnel continuo	Motorbomba recirculacion aceite de compresor #1	3,00	19	530,00	0,72	1,61	854,02
Túnel continuo	Motorbomba recirculacion aceite de compresor #1	3,00	19	530,00	0,72	1,61	854,02
Túnel continuo	Motor electrico condensador Tunel en Patio	25,00	19	530,00	0,72	13,43	7116,84
Túnel continuo	Motorbomba de agua condensador Tunel en patio	5,00	19	530,00	0,72	2,69	1423,37

Túnel continuo	Motorbomba de Amoniaco de 5HP de Tunel en patio (2)	5,00	19	530,00	0,72	2,69	1423,37
Túnel continuo	Motores Central Hidraulica cadena de Tunel Continuo (1)	5,00	19	530,00	0,72	2,69	1423,37
Túnel continuo	Motores Central Hidraulica cadena de Tunel Continuo (2)	5,00	19	530,00	0,72	2,69	1423,37
Túnel continuo	Motor Ventilador #1	10,00	19	530,00	0,72	5,37	2846,74
Túnel continuo	Motor Ventilador #2	10,00	19	530,00	0,72	5,37	2846,74
Túnel continuo	Motor Ventilador #3	10,00	19	530,00	0,72	5,37	2846,74
Túnel continuo	Motor Ventilador #4	10,00	19	530,00	0,72	5,37	2846,74
Túnel continuo	Motor Ventilador #5	10,00	19	530,00	0,72	5,37	2846,74
Túnel continuo	Motor Ventilador #6	10,00	19	530,00	0,72	5,37	2846,74
Túnel continuo	Motor Ventilador #7	10,00	19	530,00	0,72	5,37	2846,74
Túnel continuo	Motor Ventilador #8	10,00	19	530,00	0,72	5,37	2846,74

Túnel continuo	Motor Ventilador #9	10,00	19	530,00	0,72	5,37	2846,74
						3481,96	545,20
						1744,71	942.547,68
AIRE ACONDICIONADO	6 EQUIPOS DE X 18000 BTU (1,2 KW X12000BTU)	14,477	23	571,30	1,00	10,8	6170,04
	2 EQUIPOS DE 24000 BTU	6,971	23	571,30	1,00	5,20	2970,76
	1 AIRE CENTRAL 60000 BTU	8,043	23	571,30	1,00	6,00	3427,80
COMPUTADORES	57 COMPUTADORES DE 150 WATTS	11,461	20	531,54	1,00	8,55	4544,67
ILUMINACION		13,9021	23	611,27	1,00	10,37	6339,49
Total Demanda Potencia Electrica		3536,81				1785,63	966.000



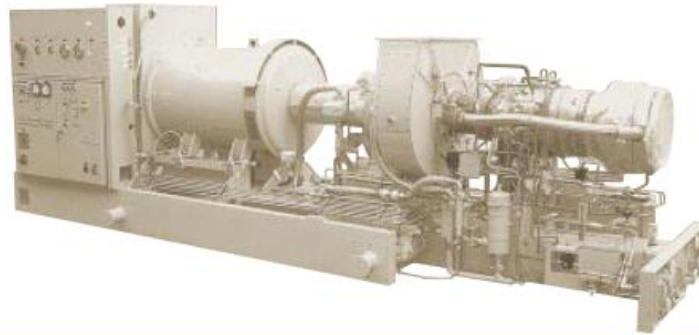
## 12.3 ANEXO C – SATURN 20

### Anexo C. Ficha técnica - Saturn 20.

**Solar Turbines**  
A Caterpillar Company

## SATURN 20 Gas Turbine Generator Set

Industrial/Utility Grade



#### Features

- Industrial Gas Turbine Package
- Compact, Integrated Package Providing Ease of Installation
- Factory Tested
- Multiple Fuel Capability
- Onskid Microprocessor-Control with Auto Sync Capability

#### Package Arrangement

##### Gas Turbine

- Saturn® 20 Industrial, Single-Shaft
- Axial Compressor – 8 Stages
- Annular Combustion Chamber
  - 12 Fuel Injectors
- Coatings
  - Compressor: Inorganic Aluminum
  - Turbine and Nozzle Blades: Precious Metal Diffusion Aluminide
- Velocity Vibration Transducers

##### Main Reduction Drive

- Epicyclic
  - 1800 or 1500 rpm
  - Acceleration Vibration Transducers

##### Generator

- Salient Pole, 3 Phase, 6 Wire, Wye Connected, Synchronous with Brushless Exciter
- Open Drip-Proof Construction
- Sleeve Bearings
- Velocity Vibration Transducers
- Solid-State Voltage Regulation with Permanent Magnet Generator
- NEMA Class H Insulation with H Rise
- Continuous Duty Rating

##### Package

- Steel Base Frame with Drip Pans
- Direct-Drive AC or Pneumatic Start System
- Natural Gas Fuel System
- Control System
  - Microprocessor-Based PLC
  - Generator Control
  - Vibration and Temperature Monitoring
  - Auto Synchronizing
- Integrated Lube Oil System
  - Turbine-Driven Lube Pump
  - AC Pre/Post Lube Pump
  - Air/Oil Cooler
  - Integral Lube Oil Tank
  - Lube Oil Filter
- Documentation
  - Drawings
  - Quality Control Data Book
  - Inspection and Test Plan
  - Test Reports
  - O&M Manuals
- Factory Testing of Turbine and Package
- Weatherproof Acoustic Enclosure

##### Optional Equipment/Services

- Generator Options:
  - Standby Duty Rating
  - Standard Voltages: 380, 415, 3300 50 Hz; 240, 480 2400, 4160 60 Hz

- Fuel Systems
  - Liquid
  - Dual (Gas/Liquid)
  - Water Injection for NOx Control
  - Alternate Fuels (such as naphtha, propane, low Btu)
- Lube Oil System
  - Water/Oil Lube Cooler
  - Electrostatic Demister
  - Lube Oil Tank Heater
- Control System
  - Remote Display/Control Terminal
  - Heat Recovery Application Interface
  - Serial Link Supervisory Interface
  - KW Control
  - KVAR/Power Factor Control
- Accessory Equipment
  - Turbine Cleaning System: On-Crank and On-line
  - Package Lifting Kit
- Ancillary Equipment: Various Air Inlet and Exhaust Systems
  - Inlet and Exhaust Silencers
  - Self-Cleaning or Prefilter/Barrier Air Inlet Filter
  - Inlet Evaporative Cooler
  - Inlet Chiller Coils
  - Ancillary Support Frame

# Solar Turbines

A Caterpillar Company

## SATURN 20

Conjunto generador de turbina de gas

Generación de potencia

### Rendimiento

Potencia de salida	1210 kW <sub>e</sub>
Tasa de calor	14 795 kJ/kWe-hr (14,025 Btu/kWe-hr)
Flujo del escape	23 540 kg/hr (51,890 lb/hr)
Temp. de escape	505°C (940°F)

### Rendimiento de la aplicación

Vapor (no expuesto al fuego): 4.0 toneladas/hr (8715 lb/hr)

Vapor (expuesto al fuego): 1536°C (2800°F): 17.7 toneladas/hr (39,130 lb/hr)

Enfriamiento (absorción): 3410 kW (970 toneladas de refrigeración)

Capacidad nominal – según ISO a 15°C (59°F), a nivel del mar

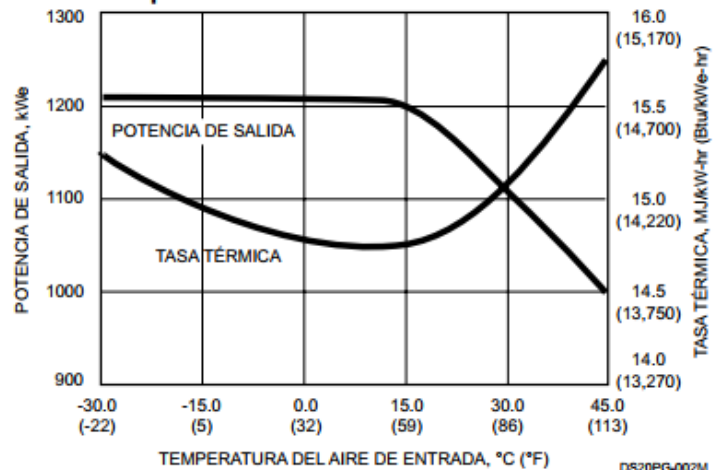
Sin pérdidas en la entrada o el escape  
Humedad relativa del 60%

Combustible de gas natural con valor calorífico inferior = 35 MJ/Nm<sup>3</sup> (940 Btu/scf)

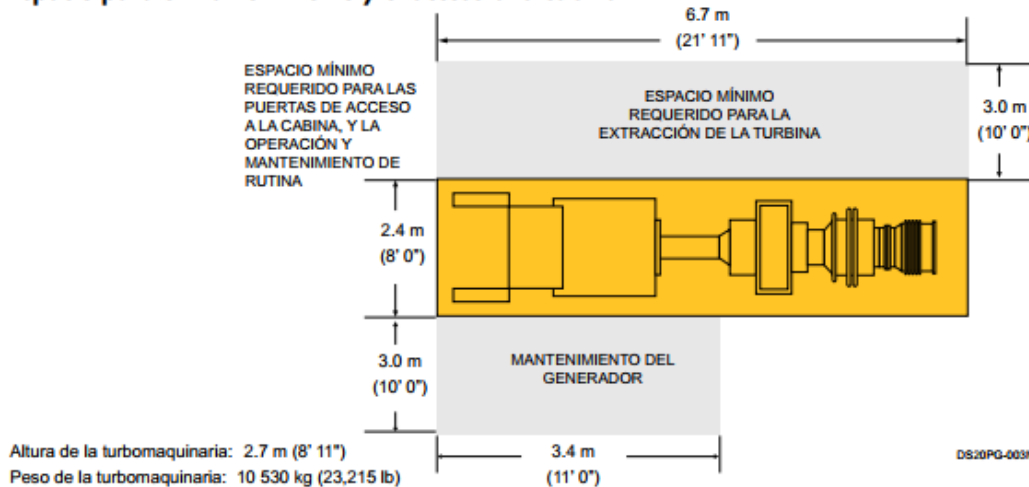
Sin pérdida por accesorios

Eficiencia de la turbina: 24.3%  
(medida en las terminales del generador)

### Potencia disponible



### Espacio para el mantenimiento y el acceso a la cabina



Solar Turbines Incorporated  
P.O. Box 85376  
San Diego, CA 92186-5376  
Caterpillar es una marca registrada de Caterpillar Inc.  
Solar, Saturn, y Turbolonic son marcas registradas de Solar Turbines Incorporated.  
Las especificaciones están sujetas a cambio sin previo aviso. Impreso en EE. UU.  
© 2013 Solar Turbines Incorporated. Todos los derechos reservados.  
DS20PG0113ED

### PARA MÁS INFORMACIÓN

Teléfono: (+1) 619-544-5352  
Teléfono: (+1) 858-644-6715  
Email: [powergen@solturbines.com](mailto:powergen@solturbines.com)  
Internet: [www.solturbines.com](http://www.solturbines.com)



## 12.4 ANEXO D – CENTAUR 40

### Anexo D. Ficha técnica - Centaur 40.

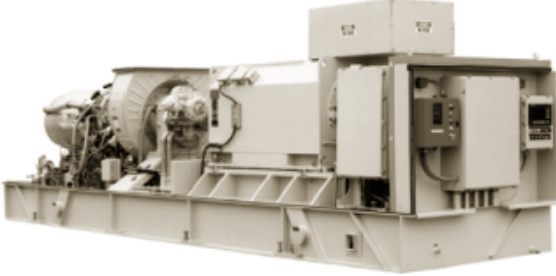
# Solar Turbines

A Caterpillar Company

# CENTAUR 40

## Gas Turbine Generator Set

Power Generation



### General Specifications

**Centaur® 40 Gas Turbine**

- Industrial, Single-Shaft
- 11 Stage Axial Compressor
  - Variable Inlet Guide Vanes and Stators
  - Pressure Ratio: 10:1
  - Inlet Airflow: 18.7 kg/sec (41.3 lb/sec)
  - Vertically Split Case
- Combustion Chamber, Annular-Type
  - 10 Conventional Fuel Injectors or 12 Lean-Premixed, Dry Low Emissions SoLoNOx™ Injectors
  - Single Torch Ignitor System
- Power Turbine
  - 3-Stage Reaction
  - Clockwise Rotation
- Bearings
  - 3 Radial Journal: Tilt-Pad
  - Thrust, Active: Tilt-Pad
  - Thrust, Inactive: Fixed Tapered Land
- Coatings
  - Compressor: Inorganic Aluminum
  - Turbine and Nozzle Blades: Precious Metal Diffusion Aluminide
- Vibration Monitoring
  - Velocity Transducers

**Main Reduction Drive**

- Epicyclic Type
  - 1500 or 1800 rpm (50 or 60 Hz)
  - Vibration monitoring: Acceleration Transducer

**Generator**

- 4 Pole, 3 Phase, 6 Wire, Wye Connected, Synchronous with Permanent Magnet Generator Exciter
- Available Construction Types:
  - Open Drip-Proof Construction
  - CACA/TEAAC (Closed Air, Cooling Air/ Totally Enclosed, Air to Air Cooling)\*
  - CACW/TEWAC (Closed Air, Cooling Water/Totally Enclosed, Water to Air Cooling)\*
- Sleeve Bearings
- Vibration Monitoring; Velocity Transducers
- Vibration Monitoring; Displacement Transducers\*

- NEMA Class F Insulation
- Class F Temperature Rise
- Class B Temperature Rise\*
- Continuous Duty Rating Voltages:
  - 3300, 6600, 11 000 (50Hz)
  - 4160, 6900, 12 470, 13 200, 13 800 (60Hz)

**Package**

- Mechanical Construction
  - Steel Base Frame with Drip Pans
  - 316L Stainless Steel Piping
  - Compression Type Tube Fittings
- Start System
  - Direct Drive AC Motor with VFD Control
- Package Electrical Certification
  - NEC, CSA Class 1, Group D, Div.2
- Fuel System
  - Natural Gas
  - Diesel\*
  - Dual (Natural Gas and Diesel)\*
  - Low BTU Gas\*
- Integrated Lube Oil System
  - Turbine-Driven Lube Pump
  - AC Motor Driven Pre/Post Lube Pump
  - DC Motor Driven Backup Lube Pump
  - Air to Oil Cooler
  - Water to Oil Cooler\*
  - Integral Lube Oil Tank
  - Lube Oil Tank Heater
  - Lube Oil Filter
  - Duplex Lube Oil Filter\*
  - Oil Tank Vent Separator with Flame Arrestor
- Air Inlet and Exhaust Systems
  - Carbon Steel
  - Stainless Steel\*
  - Barrier Type Filters
  - Self-Cleaning Filters
  - Inlet and Exhaust Silencers
  - Inlet Evaporative Cooler\*
  - Inlet Chiller Coils\*
- Enclosure
  - Complete Package
  - Driver Only\*
  - Fire Detection and CO2 Suppression System

- Turbine Compressor Cleaning Systems
  - On-Crank/On-Line
  - Portable Cleaning Tank\*
- Package Power
  - 120VDC Battery/Charger System\*
- Turbotronic™ On-Skid Gas Turbine and Generator Control System Features
  - Combination Generator Control Module with Load Share, Auto Synchronization, Voltage Control
  - Standard Display with Discrete Event Log, Strip Chart, Historical Trend, Maintenance Screen
  - Vibration and Temperature Monitoring
  - English Display Text and Labels
  - Spanish, Portuguese, German, French or Simplified Chinese Display Text and Labels\*
  - Auxiliary and Remote Display/Control Terminals\*
  - Turbine Performance Map\*
  - KW Import Control\*
  - KVAR/Power Factor Control\*
  - ControlNet Redundant Media, Ethernet, Data Highway Plus or Modbus RS232C/422/485 Supervisory Interface\*
  - Heat Recovery Application Interface\*
  - Multi-Unit Applications: Load Shed Control, Import/Export or kW/KVAR Control Panels\*
  - InSight Platform™ Equipment Health Management\*
  - Printer/Logger\*
- Electrical System Options
  - Neutral Grounding Resistor or Transformer\*
  - Switchgear and Generator Protective Relay\*
  - Motor Control Center with Automatic Transfer Switch\*
- Documentation
  - Drawings
  - Quality Control Data Book
  - Inspection and Test Plan
  - Test Reports
  - O&M Manuals
- Factory Testing of Turbine
- Factory Testing of Package Systems
  - Non-Dynamic
  - Dynamic

\* Option

# Solar Turbines

A Caterpillar Company

# CENTAUR 40 Gas Turbine Generator Set

Power Generation

## Performance

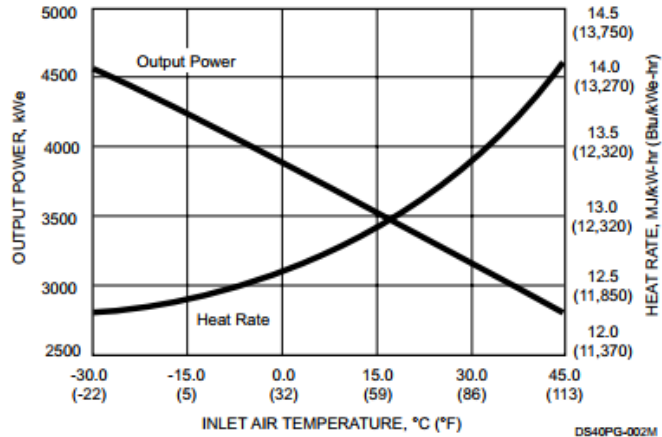
Output Power	3515 kW
Heat Rate	12 910 kJ/kWe-hr (12,240 Btu/kWe-hr)
Exhaust Flow	68 365 kg/hr (150,715 lb/hr)
Exhaust Temp.	445°C (830°F)

## Application Performance

Steam (Unfired)	8.9 tonnes/hr (19,600 lb/hr)
Steam (Fired)	50.9 tonnes/hr (112,190 lb/hr)
Chilling (Absorp.)	7670 kW (2180 refrigeration tons)

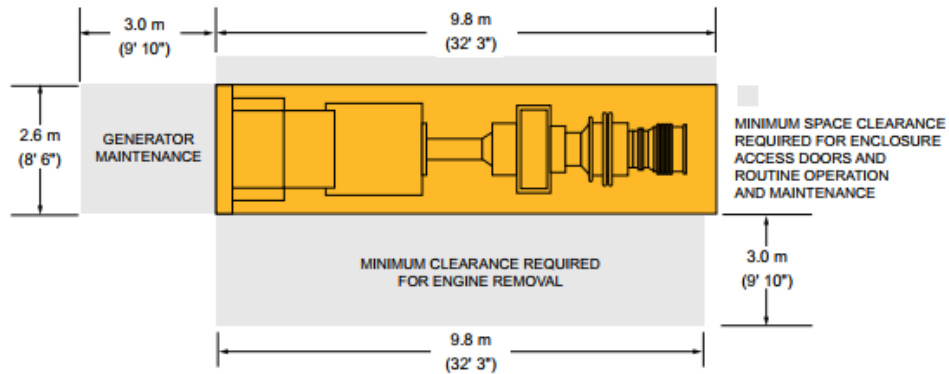
Nominal rating – per ISO  
At 15°C (59°F), sea level  
No inlet/exhaust losses  
Relative humidity 60%  
Natural gas fuel with  
LHV = 35 MJ/Nm<sup>3</sup> (940 Btu/scf)  
No accessory losses  
Engine efficiency: 27.9%  
(measured at generator terminals)

## Available Power



DS40PG-002M

## Enclosure Access and Maintenance Space



Package Height: 3.2 m (10' 5")  
Package Weight: 30 460 kg (67,150 lb)

Dry weight, enclosed height

DS40,50,60PG-003C

Solar Turbines Incorporated  
P.O. Box 85376  
San Diego, CA 92186-5376  
Caterpillar is a trademark of Caterpillar Inc.  
Solar, Centaur, SolarkV, InSight Platform and TurboTrac are trademarks of Solar Turbines Incorporated.  
Specifications subject to change without notice.  
© 2018 Solar Turbines Incorporated. All rights reserved.  
DS40PG111ME0

## FOR MORE INFORMATION

Telephone: (+1) 619-544-5352  
Email: [powergen@solarturbines.com](mailto:powergen@solarturbines.com)  
Internet: [www.solarturbines.com](http://www.solarturbines.com)



## 12.5 ANEXO E – QUANTO D600

### Anexo E. Ficha técnica - Quanto D600.

<b>TEDOM</b>		<b>Quanto 600, Natural gas, Container</b>		<b>Technical specification</b>	
				Datasheet	
<b>Imperial</b>			<b>Metric</b>		
<b>Basic Technical Data</b>			<b>Basic Technical Data</b>		
Nominal electrical output	600	kW		Nominal electrical output	600 kW
Maximum heat output <sup>1)</sup>	2,351,000	BTU/h		Maximum heat output <sup>1)</sup>	689 kW
<i>1) Maximum heat output is a sum of heat outputs of secondary and aftercooler circuit at their full utilization</i>					
Load	50	75	100	%	
Maximum heat power	1,464,000	1,890,000	2,351,000	BTU/h	
Fuel input	2,754,000	3,774,000	4,849,000	BTU/h	
Heat rate	9,180	8,387	8,082	BTU/kWh	
Electrical efficiency	37.2	40.7	42.2	%	
Heat efficiency	53.1	50.1	48.5	%	
Total efficiency (fuel utilization)	90.3	90.8	90.7	%	
Gas consumption	3,001	4,131	5,297	CFH	
<i>The Basic Technical Data are applicable for the standard conditions pursuant to the "Technical instruction" document. The minimum permanent electrical output must not drop below 50 % of the nominal output. Gas consumption is expressed under the conditions (59°F, 14.648 psi, Low Heat Value 912.18 BTU/CF)</i>					
<b>Emissions</b>			<b>Emissions</b>		
Emissions in exhaust gases	NO <sub>x</sub>	CO			
Standard	1.1	1.4		g/bhp-hr	
Reduced <sup>1)</sup>	0.6	0.7		g/bhp-hr	
<i>1) Reduced NOx emissions are achieved by the engine adjustment, causing lower electrical efficiency. Reduced CO emissions are achieved by additional oxycatalyst provided as an option. Lower emissions compliant with most stringent requirements can be achieved with SCR</i>					
<b>Generator</b>			<b>Engine</b>		
Type	MJB 400 LA4 cUL		Type	TCG 3016 V12	
Producer	MARELLI		Producer	MWM	
Cos φ	1,0		Number of cylinders	12	
Voltage	480 (800V)	V	Arrangement of cylinders	V	
Frequency	60 Hz		Bore x stroke	132/160 mm	
			Displacement	1,587 cui	
			Compression ratio	13 : 1	
			Speed	1800 rpm	
			Nominal oil consumption	0.1 g/kWh	
			Max. engine output	620 kW	
			<i>TCG3016V12C 480V natural gas; 08.11.2019</i>		



**Thermal System**

**Secondary circuit**

Heat carrier	water
Total system heat recovery	2,225,000 BTU/h
Nominal water temperature, input / output	158/194 °F
Return water temperature, min / max	104/158 °F
Nominal flow rate	123.7 GPM
Max. working pressure	87 psi
Min. pressure in system	14.5 psi
Water volume in CHP unit circuit	21.1 gal
Pressure loss at the nominal flow rate	5.8 psi
Nominal temperature drop	68 °F

**Primary circuit**

Heat carrier	water + ethylene glycol
Ethylene glycol's concentration	35 %
Total system heat recovery	2,225,000 BTU/h
Max. working pressure	43.5 psi
Water volume in CHP unit circuit	174.4 gal

**Aftercooler circuit <sup>1)</sup>**

Heat carrier	water + ethylene glycol
Ethylene glycol's concentration	35 %
Total system heat recovery	126,000 BTU/h
Coolant temperature (outlet from CHP unit – informative)	120.2 °F
Coolant temperature (inlet into CHP unit) max	113 °F
Nominal flow rate	39.6 GPM
Max. working pressure	43.5 psi
Water volume in CHP unit circuit	31.7 gal

*1) Parameters are valid if the dry cooler (optional) is part of delivery*

**Fuel, Gas Inlet**

Low heat value	912.2 BTU/CF
Min. methane number	80
Gas pressure	1.2 – 2.2 psi
Max. pressure change under varying consumption	10 %
Max. gas temperature	95 °F

**Thermal System**

**Secondary circuit**

Heat carrier	water
Total system heat recovery	652 kW
Nominal water temperature, input / output	70/90 °C
Return water temperature, min / max	40/70 °C
Nominal flow rate	7,8 kg/s
Max. working pressure	600 kPa
Min. pressure in system	100 kPa
Water volume in CHP unit circuit	80 dm <sup>3</sup>
Pressure loss at the nominal flow rate	40 kPa
Nominal temperature drop	20 °C

**Primary circuit**

Heat carrier	water + ethylene glycol
Ethylene glycol's concentration	35 %
Total system heat recovery	652 kW
Max. working pressure	300 kPa
Water volume in CHP unit circuit	680 dm <sup>3</sup>

**Aftercooler circuit <sup>1)</sup>**

Heat carrier	water + ethylene glycol
Ethylene glycol's concentration	35 %
Total system heat recovery	37 kW
Coolant temperature (outlet from CHP unit – informative)	49,0 °C
Coolant temperature (inlet into CHP unit) max	45,0 °C
Nominal flow rate	2,5 kg/s
Max. working pressure	300 kPa
Water volume in CHP unit circuit	120 dm <sup>3</sup>

*1) Parameters are valid if the dry cooler (optional) is part of delivery*

**Fuel, Gas Inlet**

Low heat value	34 MJ/m <sup>3</sup>
Min. methane number	80
Gas pressure	8 + 15 kPa
Max. pressure change under varying consumption	10 %
Max. gas temperature	35 °C



## 12.6 ANEXO F – QUANTO D1200

### Anexo F. Ficha tecnica - Quanto D1200.

<b>TEDOM</b>		<b>Quanto 1200, Natural Gas, Container</b>		<b>Technical specification</b>
				Datasheet
Imperial		Metric		
<b>Basic Technical Data</b>				
Nominal electrical output	1200	kW		
Maximum heat output <sup>1)</sup>	4,477,000	BTU/h		
<i>1) Maximum heat output is a sum of heat outputs of secondary and aftercooler circuit at their full utilization</i>				
Load	50	75	100	%
Heat power	2,570,000	3,532,000	4,477,000	BTU/h
Fuel input	5,146,000	7,302,000	9,441,000	BTU/h
Heat rate	8,576	8,113	7,868	BTU/kWh
Electrical efficiency	39,8	42,1	43,4	%
Heat efficiency	49,9	48,3	47,4	%
Total efficiency (fuel utilization)	89,7	90,4	90,8	%
Gas consumption	5,638	8,001	10,345	CFH
<i>The Basic Technical Data are applicable for the standard conditions pursuant to the "Technical instruction" document. The minimum permanent electrical output must not drop below 50 % of the nominal output. Gas consumption is expressed under the conditions (59°F, 14.648 psi, Low Heat Value 912.18 BTU/CF)</i>				
<b>Emissions</b>				
Emissions in exhaust gases	NO <sub>x</sub>	CO		
Standard	1	1,3		g/bhp-hr
Reduced <sup>1)</sup>	0.5	0.6		g/bhp-hr
<i>1) Reduced NO<sub>x</sub> emissions are achieved by the engine adjustment, causing lower electrical efficiency. Reduced CO emissions are achieved by additional oxycatalyst provided as an option.</i>				
<b>Generator</b>				
Type	MJB 450 MB4			
Producer	MARELLI			
Cos φ	1,0			
Voltage	480 (600V)		V	
Frequency	60		Hz	
<b>Basic Technical Data</b>				
Nominal electrical output	1200	kW		
Maximum heat output <sup>1)</sup>	1312	kW		
<i>1) Maximum heat output is a sum of heat outputs of secondary and aftercooler circuit at their full utilization</i>				
Load	50	75	100	%
Heat power	753	1035	1312	kW
Fuel input	1508	2140	2767	kW
Electrical efficiency	39,8	42,1	43,4	%
Heat efficiency	49,9	48,3	47,4	%
Total efficiency (fuel utilization)	89,7	90,4	90,8	%
Gas consumption	160	227	293	m <sup>3</sup> /h
<i>The Basic Technical Data are applicable for the standard conditions pursuant to the "Technical instruction" document. The minimum permanent electrical output must not drop below 50 % of the nominal output. Gas consumption is expressed under the conditions (15°C, 101.325 kPa, Low Heat Value 34MJ/m<sup>3</sup>)</i>				
<b>Emissions</b>				
Emissions with 5% of O <sub>2</sub> in exhaust gases	NO <sub>x</sub>	CO		
Standard	500	650	mg/Nm <sup>3</sup>	
	244	520	ppm	
Reduced <sup>1)</sup>	250	300	mg/Nm <sup>3</sup>	
	122	240	ppm	
<i>1) Reduced NO<sub>x</sub> emissions are achieved by the engine adjustment, causing lower electrical efficiency. Reduced CO emissions are achieved by additional oxycatalyst provided as an option.</i>				
<b>Engine</b>				
Type	TCG 2020 V12			
Producer	MWM			
Number of cylinders	12			
Arrangement of cylinders	V			
Bore × stroke	170/195		mm	
Displacement	3,234		cui	
Compression ratio	13 : 1			
Speed	1500		rpm	
Nominal oil consumption	0.2		g/kWh	
Max. engine output	1232		kW	
<i>TCG2020V12 480V natural gas; 04.05.2016</i>				



**Thermal System**

**Secondary circuit**

Heat carrier	water	
Total system heat recovery	4,081,000	BTU/h
Nominal water temperature, input / output	158/194	°F
Return water temperature, min / max	104/158	°F
Nominal flow rate	226.6	GPM
Max. working pressure	87	psi
Allowed operation over-pressure on connecting flanges <sup>1)</sup>	65	psi
Min. pressure in system	14.5	psi
Water volume in CHP unit circuit	39.6	gal
Pressure reserve of pump for covering pressure losses outside container	7.2	psi
Nominal temperature drop	36	°F

*1) Highest allowed over-pressure created by connected system to secondary circuit in place of connecting flanges.*

**Primary circuit**

Heat carrier	water + ethylene glycol	
Ethylene glycol's concentration	35	%
Total system heat recovery	4,081,000	BTU/h
Max. working pressure	43.5	psi
Water volume in CHP unit circuit	396.3	gal

**Aftercooler circuit <sup>1)</sup>**

Heat carrier	water + ethylene glycol	
Ethylene glycol's concentration	35	%
Total system heat recovery	396,000	BTU/h
Coolant temperature (outlet from CHP unit – informative)	109.4	°F
Coolant temperature (inlet into CHP unit) max	104	°F
Nominal flow rate	153.7	GPM
Max. working pressure	43.5	psi
Water volume in CHP unit circuit	59.4	gal

*1) Parameters are valid if the dry cooler (optional) is part of delivery*

**Fuel, Gas Inlet**

Low heat value	912.18	BTU/CF
Min. methane number	80	
Gas pressure	1.2 – 2.2	psi
Max. pressure change under varying consumption	10	%
Max. gas temperature	95	°F

**Thermal System**

**Secondary circuit**

Heat carrier	water	
Total system heat recovery	1196	kW
Nominal water temperature, input / output	70/90	°C
Return water temperature, min / max	40/70	°C
Nominal flow rate	14,3	kg/s
Max. working pressure	600	kPa
allowed operation over-pressure on connecting flanges <sup>1)</sup>	450	kPa
min. pressure in system	100	kPa
Water volume in CHP unit circuit	150	dm <sup>3</sup>
Pressure reserve of pump for covering pressure losses outside container	50	kPa
Nominal temperature drop	20	°C

*1) Highest allowed over-pressure created by connected system to secondary circuit in place of connecting flanges.*

**Primary circuit**

Heat carrier	water + ethylene glycol	
Ethylene glycol's concentration	35	%
Total system heat recovery	1196	kW
Max. working pressure	300	kPa
Water volume in CHP unit circuit	1500	dm <sup>3</sup>

**Aftercooler circuit <sup>1)</sup>**

Heat carrier	water + ethylene glycol	
Ethylene glycol's concentration	35	%
Total system heat recovery	116	kW
Coolant temperature (outlet from CHP unit – informative)	43,0	°C
Coolant temperature (inlet into CHP unit) max	40,0	°C
Nominal flow rate	9,7	kg/s
Max. working pressure	300	kPa
Water volume in CHP unit circuit	225	dm <sup>3</sup>

*1) Parameters are valid if the dry cooler (optional) is part of delivery*

**Fuel, Gas Inlet**

Low heat value	34	MJ/m <sup>3</sup>
Min. methane number	80	
Gas pressure	8 ÷ 15	kPa
Max. pressure change under varying consumption	10	%
Max. gas temperature	35	°C



## 12.7 ANEXO G – COTIZACIÓN QUANTO D1200

### Anexo G. Cotización Quanto D600.

#### Indicative Price Quote



#### Prepared for

Client Avidesa Mac Pollo  
 Name Sergio Alberto Carvajal  
 Phone +57 3174337219  
 E-mail scarvajalrcm@macpollo.com

#### Proposed unit

Unit	Quanto D600	
Fuel	NG	Natural Gas
Design	C	Container
Generator	SP	Synchronous
Frequency	60Hz	
Voltage	400V	
# of units	1	

#### Unit Price

Offered price	€ 441.280	EUR	Container (C)	Included
Offered price of option 1	€ 16.722	EUR	Emergency Cooling Unit (C)	Included
Offered price of Commissioning	€ 12.000	EUR	estimation	Included
Offered price of transport	€ 25.000		estimation	Included
<b>Total price</b>	<b>€ 495.002</b>	<b>EUR</b>		

#### Date and validity of the offer

Date	10/12/2020
Validity of the offer	10/03/2021

Tel: (+57) 3172609127  
 Calle 46 N° 27 - 70. Bogotá D.C., Colombia  
 e-mail: [contacto@regeneracion.com.co](mailto:contacto@regeneracion.com.co) / [www.regeneracion.com.co](http://www.regeneracion.com.co)



1

## General business terms

### Service and commissioning

Men power costs during the commissioning are 55 EUR/h for one TEDOM technician. Other expenses like allowances (50 EUR/day), time spent on the journey (100 EUR/day) return transport from Trêbič (CZ) to installation and, accommodation should be included to the price.

Standard duration of commissioning is 12-16 hours for Micro units, 40 -60 hours for Cento units and 70 – 100 hours for Quanto units. For Cento and Quanto units are calculated two commissioning technics, for Micro unit one technician. Work under guarantee period on the repairs due to production or material defects is free of charge. All other service works are invoiced in the same manner as the commissioning

Deliveries of spare parts will be realized EXW Incoterms 2020

Spare parts in after-guarantee period will be provide only against 100% payment

Service prices and spare parts prices can be modified each year according to actual TEDOM Price List for particular region

The Service and Maintenance contract shall be signed together with Purchase contract of the Units

### Maintenance Cost - Estimation

The price for kWh	\$ 74	COP/kWh	PESOS (IVA No Incluido) TRM EUR/COP (09-12-2020)
The price for mth	\$ 45.358	COP/h	PESOS (IVA No Incluido) TRM EUR/COP (09-12-2020)

### Payment terms

40% payment within 14 days after signing the contract

50% before dispatch

10% within 14 days after commissioning or within 90 days of dispatch from the supplier` s port, whichever

### Delivery terms

EXW ready time is 28 weeks from the date of receiving first advance payment

The price does not include duty and taxes

10% within 14 days after commissioning or within 90 days of dispatch from the supplier` s port, whichever

### Guarantee

24 months from the date of putting the units into operation max. 27 months from the date

### Attachments

Technical specification

Dimensional drawings

I hope that the offer suit you. Please do not hesitate to ask any question may have.

Best regards,

**Mauricio Torres Forero**

Energy Business

M: +57 3172609127

E: mauricio.torres@regeneracion.com.co



## 12.8 ANEXO H – COTIZACIÓN QUANTO D1200

### Anexo H. Cotización Quanto D1200.

#### Indicative Price Quote



#### Prepared for

Client Avidesa Mac Pollo  
 Name Sergio Alberto Carvajal  
 Phone +57 3174337219  
 E-mail scarvajalrcm@macpollo.com

#### Proposed unit

Unit	Quanto D1200	
Fuel	NG	Natural Gas
Design	C	Container
Generator	SP	Synchronous
Frequency	60Hz	
Voltage	400V	
# of units	1	

#### Unit Price

Offered price	€ 758.240 EUR	Container (C)	Included
Offered price of option 1	€ 32.576 EUR	Emergency Cooling Unit (C)	Included
Offered price of Comissioning	€ 15.000 EUR	estimation	Included
Offered price of transport	€ 35.000	estimation	Included
<b>Total price</b>	<b>€ 840.816 EUR</b>		

#### Date and validity of the offer

Date	10/12/2020
Validity of the offer	10/03/2021

## General business terms

### Service and commissioning

Men power costs during the commissioning are 55 EUR/h for one TEDOM technician. Other expenses like allowances (50 EUR/day), time spent on the journey (100 EUR/day) return transport from Trêbič (CZ) to installation and accommodation should be included to the price.

Standard duration of commissioning is 12-16 hours for Micro units, 40 -60 hours for Cento units and 70 – 100 hours for Quanto units. For Cento and Quanto units are calculated two commissioning technics, for Micro unit one technician. Work under guarantee period on the repairs due to production or material defects is free of charge. All other service works are invoiced in the same manner as the commissioning

Deliveries of spare parts will be realized EXW Incoterms 2020

Spare parts in after-guarantee period will be provide only against 100% payment

Service prices and spare parts prices can be modified each year according to actual TEDOM Price List for particular region

The Service and Maintenance contract shall be signed together with Purchase contract of the Units

### Maintenance Cost - Estimation

The price for kWh	\$ 55	COP/kWh	PESOS (IVA No Incluido) TRM EUR/COP (09-12-2020)
The price for mth	\$ 66.182	COP/h	PESOS (IVA No Incluido) TRM EUR/COP (09-12-2020)

### Payment terms

40% payment within 14 days after signing the contract

50% before dispatch

10% within 14 days after commissioning or within 90 days of dispatch from the supplier's port, whichever

### Delivery terms

EXW ready time is 28 weeks from the date of receiving first advance payment

The price does not include duty and taxes

10% within 14 days after commissioning or within 90 days of dispatch from the supplier's port, whichever

### Guarantee

24 months from the date of putting the units into operation max. 27 months from the date

### Attachments

Technical specification

Dimensional drawings

I hope that the offer suit you. Please do not hesitate to ask any question may have.

Best regards,

**Mauricio Torres Forero**

Energy Business

M: +57 3172609127

E: mauricio.torres@regeneracion.com.co

500-10 000 kW,  
QUANTO

