

APLICACIÓN DE COGENERACIÓN DIRIGIDA AL SECTOR COMERCIAL

CÉSAR AUGUSTO MILLÁN MARTÍNEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUÍMICIAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017

APLICACIÓN DE COGENERACIÓN DIRIGIDA AL SECTOR COMERCIAL

INGENIERO CÉSAR AUGUSTO MILLÁN MARTÍNEZ

**MONOGRAFÍA PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
INGENIERÍA DEL GAS**

DIRECTOR

JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO
Especialista en ingeniería del gas

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUÍMICIAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA

2017

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso por estar conmigo en todo momento y de su mano seguir un camino lleno de prosperidad y cosas positivas.

Dedicado a mi Esposa Gina Paola, por su incondicional amor y ejemplo de fortaleza y dedicación, quien me ha permitido a su lado crecer en cada proyecto propuesto de manera exitosa. A mi hijos quienes con su ternura y amor han sido mi constante fortaleza y mi total alegría.

A toda mi familia por haber creído siempre en mis capacidades y hoy cumplo una meta mas que inició con su apoyo.

AGRADECIMIENTOS

A mi empresa y su Gerente quien me apoyó totalmente, tanto económicamente como con disponibilidad de tiempo en desarrollar esta especialización y confiaron el desarrollo de un proyecto aplicado dentro de sus instalaciones y dirigido por mi hasta su puesta en marcha y seguimiento.

A mis compañeros de trabajo y grupo de Investigación y Desarrollo que dirijo dentro de la organización, con quienes desarrollamos este proyecto de gran magnitud, resultado y mezcla de los conocimientos adquiridos durante mi vida profesional y la especialización.

A mis compañeros de la especialización que con su conocimiento y compañerismo fueron total apoyo durante la carrera.

A los docentes y personal administrativo de la UIS en la Especialización en Ingeniería del Gas.

Contenido

Pág.

INTRODUCCIÓN	20
1. ESTUDIO DE LA TECNOLOGÍA DE LA COGENERACIÓN	23
1.2. ELEMENTOS DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN	24
1.3. PROTOTIPOS DE PLANTAS DE COGENERACIÓN	25
1.3.1. Cogeneración con Motor de Gas	25
1.3.2. Cogeneración con Turbina de Gas.....	26
1.3.3. Cogeneración con Turbina de Vapor.....	27
1.3.4. Cogeneración en Ciclo Combinado con Turbina de Gas y Vapor	28
1.3.5. Cogeneración con Motor de Gas y Turbina de Vapor	30
1.3.6. Cogeneración con Motor Stirling	30
1.3.7. Cogeneración con Microturbina a Gas	31
1.3.8. Ventajas de la Cogeneración	33
2. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO COGENERACIÓN SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO	35
2.1. OBJETIVO DEL PROYECTO	35
2.2. REFERENCIAS NORMATIVAS Y REGULATORIAS EN COLOMBIA	35
2.3. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE TECNOLOGÍAS PARA COGENERACIÓN DE LA SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO	37
2.4. FORMATOS DE METODOLOGÍA DE PROYECTOS	39
2.4.1. Clasificación de Iniciativas Estratégicas.....	40
2.4.2. Acta de Constitución del Proyecto	42
2.4.3. Estructura de Desglose de Trabajo.....	48
2.4.4. Matriz de Asignación de Responsabilidad.....	50
2.4.5. Plan de Comunicaciones.....	52
2.5. ESTUDIO DE INVERSIÓN Y PREFACTIBILIDAD.....	54
2.5.1. Evaluación de Cargas y Consumos	54
3. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DEL EDIFICIO	58
3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	59

3.2. DISEÑO DEL PROYECTO	65
3.2.1. Descripción Preliminar del Diseño del Sistema de Cogeneración.....	65
3.2.1.1. Autogeneración Eléctrica	65
3.2.1.2. Suministro de Gas Combustible	66
3.2.1.3. Red de Aire Caliente	67
3.2.1.4. Sistema de Aire Acondicionado	68
3.3. DISEÑO DEFINITIVO	73
3.4. AUTOGENERACIÓN	73
3.5. SUMINISTRO DE GAS COMBUSTIBLE.....	74
3.5.1. Condiciones de diseño para la instalación a gas	74
3.5.2. Cálculo de consumo	75
3.5.3. Sistema de gas propuesto.	76
3.5.4. Verificación de diseño.	77
3.5.5. Resultados de diseño.	77
4. PROGRAMACIÓN DEL PROYECTO	79
5. INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DEL PROYECTO	81
5.1. IZAJE Y UBICACIÓN DE EQUIPOS EN LA AZOTEA	81
5.2. CONEXIONES ELÉCTRICAS.....	83
5.3. INSTALACIÓN SISTEMA DE GAS	86
5.4. CONEXIÓN DE GASES DE ESCAPE A CHILLER DE ABSORCIÓN.....	89
5.5. INSTALACIÓN DE RED HIDRÁULICA AGUA HELADA.....	91
5.6. INSTALACIÓN DE TUBERÍAS HIDRÁULICA PARA CONDENSADOS CHILLER - TORRE DE ENFRIAMIENTO	93
5.7. INSTALACIÓN EQUIPOS FANCOIL.....	94
5.8. INSTALACIÓN RED DE DRENAJE PARA EQUIPOS FAN COIL.....	94
5.9. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN.....	95
6. EVALUACIÓN Y RESULTADOS	98
6.1. INVERSIONES.....	98
6.2. PRIMER ESCENARIO: GENERACIÓN CON TURBINAS VS RED ELÉCTRICA CONVENCIONAL	105
6.3. SEGUNDO ESCENARIO: COMPARACIÓN RED ELÉCTRICA CON AIRE CONVENCIONALES VS COGENERACIÓN	107
6.4. TERCER ESCENARIO: COMPARACIÓN RED ELÉCTRICA CON CHILLER ELÉCTRICOS VS COGENERACIÓN.....	109
7. CONCLUSIONES	111
8. RECOMENDACIONES.....	113
BIBLIOGRAFIA.....	114
ANEXOS.....	116

Lista de Tablas

pág.

Tabla 1. Tecnologías	38
Tabla 2. Formato clasificación de iniciativas estratégicas.	40
Tabla 3. Formato Acta de Constitución del Proyecto.....	42
Tabla 4. Matriz de Asignación de Responsabilidad.	50
Tabla 5. Plan de Comunicaciones.	53
Tabla 6. Calculo de inversión y prefactibilidad.....	54
Tabla 7. Cálculo de capacidades y consumo de equipos	55
Tabla 8. Cálculo de consumo eléctrico.	56
Tabla 9. Costos Generación con Microturbinas.....	57
Tabla 10. Condiciones de diseño.	68
Tabla 11. Perfiles de operación.	70
Tabla 12. Resumen de cargas del edificio.....	71
Tabla 13. Grafico circular de la construcción.....	72
Tabla 14. Consumo de los equipos.	75
Tabla 15. Costos del proyecto.	98
Tabla 16. Seguimiento consumos y Generación turbinas.	100
Tabla 17. Seguimiento a consumos y cogeneración turbinas.	102
Tabla 18. Eficiencia del sistema de cogeneración.....	104
Tabla 19. Generación con turbinas vs red eléctrica convencional.....	105
Tabla 20. Tabla de inversión 49 aires convencionales y su consumo energético.	107
Tabla 21. Comparación de dos sistemas de generación. Aires convencionales vs cogeneración.	108
Tabla 22. Comparación Final sistema eléctrico convencional con chiller eléctrico vs cogeneración con chiller gas.	109

Lista de Figuras

pág.

Figura 1. Cogeneración con Motor de Gas.	25
Figura 2. Cogeneración con Turbina de Gas	27
Figura 3. Cogeneración con Turbina de Vapor.	28
Figura 4. Cogeneración en Ciclo Combinado con Turbina de gas y Vapor.....	29
Figura 5. Cogeneración con motor de gas y turbina de vapor.	30
Figura 6. Diagrama cogeneración con motor Stirling.	31
Figura 7. Diagrama de funcionamiento cogeneración con microturbinas.....	33
Figura 8. Matriz de selección de tecnología.	39
Figura 9. Estructura de desglose de trabajo.	49
Figura 10. Sede Administrativa del Grupo Corporativo.	58
Figura 11. Ubicación geográfica del edificio.....	59
Figura 12. Vistas de las plantas del edificio.	60
Figura 13. Esquema de tablero de distribución.	66
Figura 14. Detalles conexión microturbinas.	67
Figura 15. Back flow damper.....	68
Figura 16. Esquema de diseño.	76
Figura 17. Esquema general del sistema de cogeneración.	77
Figura 18. Cronograma.	79
Figura 19. Microturbinas capstone, referencia C65.....	81
Figura 20. Compresor Biokomp	82
Figura 21. Chiller Yazaki de 40TR.	82
Figura 22. Devanado secundario a 277 VAC.	83
Figura 23. Tablero de distribución 480 VAC – cubierta.....	84
Figura 24. Tableros eléctricos por piso para aires acondicionados.....	85
Figura 25. Gabinetes.....	85
Figura 26. Diagrama de conexión.	86
Figura 27. Instalación de gas microturbinas.....	87
Figura 28. Cordón de soldadura con método de soldadura TIG (GTAW).	87
Figura 29. Prueba de hermeticidad con aire.	88
Figura 30. Prueba de partículas magnéticas.....	89
Figura 31. Manta para tuberías - lana mineral de roca.	90
Figura 32. Ductos de conexión gases de escape microturbinas – chiller.....	90
Figura 33. Conexiones bombas de agua helada y de torre de enfriamiento	91
Figura 34. Instalación tuberías de PVC para agua helada.....	92
Figura 35. Tubería de PVC de agua helada instalada y recubierta.....	92
Figura 36. Conexión de chiller con tubería de polipropileno.	93

Figura 37. Tubería de polipropileno para conexión chiller torre de enfriamiento...	93
Figura 38. Fancoil tipo cassette instalado.....	94
Figura 39. Diagrama de funcionamiento sistema de cogeneración Empresas Grupo Corporativo	96
Figura 40. Eficiencias típicas en sistemas de cogeneración según proceso requerido.....	96
Figura 41. Foto de la planta de cogeneración	97
Figura 42. Diagrama de conexión de las Microturbinas	97

Lista de Ecuaciones

pág.

Ecuación 1. Conversiones.....	75
--------------------------------------	-----------

Lista de anexos

	pág.
Anexo a. Planos del Edificio	117
Anexo b. Cromatografía	122
Anexo c. Plano de distribución e instalación de equipos.....	123
Anexo d. Planta Terraza ubicación Microturbinas.	124

Glosario

ALTA PRESIÓN: Es aquella superior a 4 bar efectivos (o relativos).

ANDI: Sigla de Asociación Nacional de Industriales.

ASHRAE: Sociedad Americana de Ingeniería para Aire Acondicionamiento, Calefacción y Refrigeración, es una organización internacional con más de 50,000 personas en capítulos por todas partes del mundo. Se organiza la Sociedad con el propósito de buscar avances en las ciencias y artes de la calefacción, ventilación, aire acondicionado y refrigeración, para el beneficio del público a través de la investigación, escritura de las normas, educación continua y publicaciones.

AUTOGENERADOR: Es aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación. (Ley 143/94 CREG 084/96).

AGENTE ABSORBENTE: Sólido que tiene la capacidad de retener sobre su superficie un componente presente en corrientes líquidas o gaseosas. Se caracterizan por una alta superficie específica y por su inercia química frente al medio en el que se van a utilizar.

BAJA PRESIÓN: Es aquella inferior o igual a 0,05 bar efectivos (o relativos).

BOMBA DE CALOR: Dispositivo que permite transferir calor desde un habitáculo a temperatura relativamente baja a otro de temperatura más elevada mediante accionamiento mecánico.

CALOR RESIDUAL INDUSTRIAL: Energía térmica desperdiciada desde un proceso industrial, emitida en forma de calor, que potencialmente podría ser aprovechada como fuente energética en el mismo proceso o en otros asociados a la producción o para servicios energéticos complementarios.

CAUDAL MÁSSICO: Es la magnitud física que expresa la variación de la masa con respecto al tiempo en un área específica

COGENERACIÓN: Producción de electricidad y calor en un proceso combinado a partir de determinadas fuentes de energía. Tiene una eficiencia energética muy superior a los sistemas tradicionales y se puede dar en instalaciones muy diversas, desde una planta térmica hasta una estación de calefacción de edificios.

COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO¹: sistema energético que combina las turbinas de gas y de vapor, y extrae de esta última la demanda de vapor de la planta.

COGENERACIÓN CON CICLO SIMPLE¹: Sistema energético en el que el ciclo de la turbina de gas es abierto y los gases de escape de esta generan solo el vapor demandado a la presión de la planta.

CONSUMO ELÉCTRICO ESPECÍFICO: Cantidad de energía eléctrica requerida para producir un determinado producto o para prestar un determinado servicio.

COMBUSTIÓN INTERNA: Es aquella en la que el calor se libera en el interior del equipo debido a la combustión de los carburantes que se emplean en los motores de explosión.

COMBUSTIÓN EXTERNA: Es el proceso en el cual, el combustible es utilizado para formar vapor fuera del equipo y parte de la energía interna del vapor se emplea para realizar trabajo en el interior del equipo.

CREG: Sigla de Comisión de Regulación de Energía y Gas

ENERGÍA TÉRMICA: Energía que se obtiene debido al movimiento de las partículas dentro de un sistema, se podría también decir que es la capacidad de hacer un trabajo”.

EMISIONES: Descargas a la atmósfera discontinua o continua de sustancias, materias o formas de energía procedentes, directa o indirectamente, de cualquier fuente capaz de provocar contaminación atmosférica.

¹ De Lucas M, Antonio. (2007). Termodinámica Básica para Ingenieros Químicos. España. Universidad de Castilla – La Mancha.

FUENTE NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA: Son aquellas fuentes disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran fuentes no convencionales, de acuerdo con lo establecido en la ley 1215 de 2008 y en la Resolución 041 de 2011 de la CREG.

FLUIDO REFRIGERANTE O FRIGORÍGERO¹: Fluido que se emplea para extraer y transportar el calor producido en un foco caliente.

GASES DE ESCAPE: Material de residuo en forma de gas que ya no tiene utilidad y que se genera como consecuencia de un proceso de combustión.

GEI: Gases Efecto Invernadero.

GENERACIÓN CON PLANTAS MENORES: Es la generación producida con plantas con capacidad efectiva menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado. La categoría de Generación con Plantas Menores y la de Autogenerador son excluyentes. (CREG 086/96).

GENERACIÓN DISTRIBUIDA: Generación de energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de generación, instaladas cerca del consumo.

GENERACIÓN ESPECÍFICA DE VAPOR: es la masa de vapor generado por la caldera por la unidad de combustible utilizado.

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.

KILOVATIO HORA: Unidad de energía que equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (kW) durante una hora, equivalente a 3,6 millones de julios. Es equivalente a 0.0949 metros cúbicos de gas.

PRODUCTOR MARGINAL O PRODUCTOR INDEPENDIENTE: Es la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma;

o a otras personas a cambio de cualquier tipo de remuneración; o gratuitamente a quienes tengan vinculación económica con ella. (Ley 142/94 CREG 086/96)

PROURE: Sigla de Programa de Uso Racional y Eficiencia de Energía y fuentes no convencionales.

REFRIGERACIÓN POR ABSORCIÓN¹: Sistema de refrigeración en el que el refrigerante, absorbido en una solución menos volátil, se bombea a un generador calentado por un colector solar de media concentración o de tubos de vacío en el que se evapora; el vapor se condensa en un intercambiador de calor refrigerado por una y el condensado se evapora al pasar por una válvula reductora al generador de frío, de donde enfría el agua del circuito de refrigeración. La solución concentrada reabsorbe el condensado y comienza de nuevo el ciclo.

RUT: Resolución CREG-071 de 1999, Reglamento Único de Transporte de Gas.

SIN: Sigla Sistema Interconectado Nacional.

TR: Tonelada de refrigeración.

UPME: Sigla Unidad de Planeación Minero Energética.

UPS: En inglés uninterruptible power supply, Es un dispositivo que, gracias a sus baterías u otros elementos almacenadores de energía, puede proporcionar energía eléctrica por un tiempo limitado y durante un apagón eléctrico a todos los dispositivos que tenga conectados.

Resumen

TÍTULO: APLICACIÓN DE COGENERACIÓN DIRIGIDA AL SECTOR COMERCIAL²

AUTOR: CÉSAR AUGUSTO MILLÁN MARTÍNEZ³

PALABRAS CLAVE: Innovación, eficiencia, aprovechamiento, beneficio, sostenibilidad

DESCRIPCIÓN

Siendo consecuentes con los cambios que el gobierno nacional y muchos otros gobiernos a nivel mundial están generando como estrategia para el aprovechamiento eficiente de la energía, y como consecuencia de ello una reducción importante de emisiones nocivas para el planeta, nuestra empresa dedicada a la distribución y comercialización de combustibles, en mayor proporción el gas natural, incorpora en su planeación estratégica el modelamiento y ejecución de alternativas energéticas de gran eficiencia e impacto, con una posible línea de negocio de gran importancia, dentro de sus iniciativas de plan táctico, cuyo objetivo principal es entregar múltiples servicios al cliente final, llegando más allá que únicamente el suministro del combustible. Por esta razón decide implementar un proyecto de cogeneración en la nueva sede administrativa del grupo corporativo, el cual brindará electricidad y aire frío utilizando una única fuente de energía primaria como lo es el gas natural, sirviendo como vitrina y base de estudio para llegar a más interesados en estas tecnologías y evidenciar de un caso real los resultados obtenidos.

En este documento se pretende mostrar las diferentes opciones que se encuentran actualmente y la propuesta tecnológica de cogeneración escogida en la evaluación técnica de los equipos a instalar en el edificio administrativo del grupo corporativo, como parte de una estrategia empresarial de uso eficiente de la energía, masificación del gas natural en la región del Llano y las actividades realizadas desde el análisis técnico y financiero y los pasos realizados de allí en adelante durante su implementación hasta la puesta en marcha del sistema, con la correspondiente evaluación de los resultados obtenidos, como son rendimiento, inversión, eficiencia y confiabilidad.

² Monografía

³ Facultad de ingeniería Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Julio César Pérez Angulo, Especialista en ingeniería del gas.

Abstract

TITLE: APPLICATION OF COGENERATION TO THE COMMERCIAL SECTOR⁴

AUTHOR: CÉSAR AUGUSTO MILLÁN MARTÍNEZ⁵

KEYWORDS: Innovation, efficiency, use, profit, sustainability.

DESCRIPTION

Consistent with the changes that the national government and many other governments worldwide are generating as a strategy for the efficient use of energy, and as a consequence of this a significant reduction of emissions harmful to the planet, our company dedicated to the distribution and commercialization of fuels, in greater proportion natural gas, incorporates in its strategic planning the modeling and execution of energy alternatives of great efficiency and impact, with a possible line of business of great importance, within its tactical plan initiatives, whose main objective is to deliver multiple services to the final customer, reaching beyond the fuel supply only. For this reason, it decides to implement a cogeneration project in the new administrative headquarters of the corporate group, which will provide electricity and cold air using a single source of primary energy such as natural gas, serving as a showcase and base of study to reach more interested in these technologies and to show from a real case the results obtained.

This document aims to show the different options currently available and the technological proposal of cogeneration chosen in the technical evaluation of the equipment to be installed in the administrative building of the corporate group, as part of a business strategy for the efficient use of energy, massification of natural gas in the region of the Llano and the activities carried out from the technical and financial analysis and the steps taken from then on during its implementation until the implementation of the system, with The corresponding evaluation of the results obtained, such as performance, investment, efficiency and reliability.

⁴ Monograph

⁵ Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Julio Cesar Perez Angulo, Specialist in gas engineering.

INTRODUCCIÓN

El uso eficiente de la energía es una preocupación y una misión actual del gobierno a nivel nacional y de muchos de los gobiernos del mundo, por lo tanto, la promoción de nuevas tecnologías que logren este resultado ha sido el nuevo interés de las diversas entidades como Ministerio de Minas y Energía, la ANDI y la UPME. Por esta razón los proyectos de Cogeneración y Trigeneración son una de las soluciones para el uso eficiente de la energía, donde estas tecnologías permiten ahorros considerables en el uso de la energía primaria, descongestión de la red, disminución de pérdidas por el transporte y estabilidad del voltaje, entre otras, adicionalmente al aprovechar de manera más eficiente el combustible se generan menos emisiones de gases y por lo tanto es más amigable con el medio ambiente.

Según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), sólo 5 países han logrado una expansión exitosa de la cogeneración entre un 30% a un 50% de la generación total de energía eléctrica (Dinamarca, Finlandia, Rusia, Letonia y Holanda).

Un segundo grupo de países, en el rango del 10% al 20% (Hungria, Polonia, República Checa, Austria, China y Alemania). Pero persiste la interrogante ¿cuáles son las causas que explican el lento proceso de expansión?

Si exploramos los modelos exitosos, el elemento común que rige a todos, es la existencia de políticas gubernamentales claras sobre el tema (Marco Regulatorio).

En América Latina el porcentaje de la electricidad cogenerada es muy bajo. Se destacan México y Brasil con menos de 5%, así como algunos países del Caribe y Centroamérica. Cuba el 10% de la energía es por cogeneración en ingenios azucareros.

En Colombia la cogeneración solo representa el 0,41 % de la energía generada, a pesar de existir un potencial apreciable⁶.

El proceso de cogeneración es un sistema de alta eficiencia energética donde se produce al mismo tiempo energía eléctrica y térmica, permitiendo obtener un ahorro de energía, además se logra reducir las emisiones de CO2 producidas por la quema de combustibles fósiles para la generación de electricidad como de otros contaminantes que son dañinos para la salud del ser humano y del medio ambiente⁷.

Generalmente el calor es suministrado a los procesos a través de la quema de combustibles fósiles, lo que causa gran impacto al medio ambiente. Al implementar la cogeneración, la eficiencia de los procesos aumenta significativamente disminuyendo la energía eléctrica consumida de la red y en varios casos los excedentes de energía pueden ser vendidos. Desde este punto de vista existe un consumo más eficiente de los recursos naturales y se genera menor impacto ambiental.

El gas natural se considera como una solución energética ecológica porque su combustión es limpia, y por lo tanto es un tipo de energía más amable con el medio ambiente ya que no genera cantidades importantes de dióxido de carbono. Además, es también un recurso mucho más accesible en términos económicos y esto hace que se diversifiquen sus aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial entre otros. Ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia⁸.

⁶ González P., Félix. (2016). Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente, Universidad de Cienfuegos, Cuba

⁷ Franco, Ulises. Módulo Uso Industrial del Gas II, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander.

⁸ Franco, Ulises. Módulo Uso Industrial del Gas II, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander.

Consecuentes con los cambios que el gobierno está desarrollando, y partiendo de una necesidad y estrategia interna, las Empresas del Grupo deciden incursionar en un proyecto de eficiencia energética en su nueva edificación administrativa, mediante la cogeneración. La línea de negocio de una de las empresas del grupo, es la distribución y comercialización de gas natural y alineado con la posibilidad de usar esta fuente de energía como combustible primario en la autogeneración de esta sede y aprovechar los gases de escape, producto de la combustión para la climatización. Para tal fin se desarrolla todo un estudio técnico.

Este proyecto está orientado a obtener como prioridad fundamental una eficiencia energética que se traduce en ahorro a largo plazo buscando aumentar los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico, entregando una tensión totalmente regulada y estable en todo momento, como ventaja a lo que ofrece el sistema convencional del sector.

Toda la sede administrativa disfrutará de un lugar agradable de alto confort y nuestro edificio se convierte en la vitrina para poder promover estas tecnologías a los potenciales usuarios que lo requieran, permitiendo y promoviendo de esta manera el uso masivo del gas natural para futuros proyectos de cogeneración en nuestro lugar de interés.

1 ESTUDIO DE LA TECNOLOGÍA DE LA COGENERACIÓN

El término Cogeneración fue acuñado por el Presidente de los Estados Unidos, James Carter, quien en su mensaje del 20 de abril de 1977 sobre energía, la definió como la producción de electricidad y otras formas de energía útil (tales como calor o vapor de proceso) en la misma instalación⁹.

Los sistemas de cogeneración se basan principalmente en dos tecnologías de producción de electricidad, el motor de combustión y la turbina de gas.

1.1 TIPO DE COGENERACIÓN

Hay dos configuraciones para realizar la cogeneración, según el origen de la fuente de energía:

- **Cogeneración superior (Topping o de cabeza):** Es aquella en la que una fuente de energía primaria (como: gas natural, diesel, carbón, biomasa, biogás u otro combustible similar) se utiliza directamente para la cogeneración de energía (primer escalón). A partir de la energía química del combustible se genera la energía mecánica que se transforma en electricidad. La energía térmica residual del equipo, como vapor, gases calientes o agua caliente, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento (segundo escalón). Este tipo de cogeneración es el más empleado.
- **Cogeneración inferior (bottoming o de cola):** La energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas.

⁹ González P., Félix. (2016). Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente, Universidad de Cienfuegos, Cuba

1.2 ELEMENTOS DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Los elementos comunes a cualquier planta de cogeneración son los siguientes¹⁰:

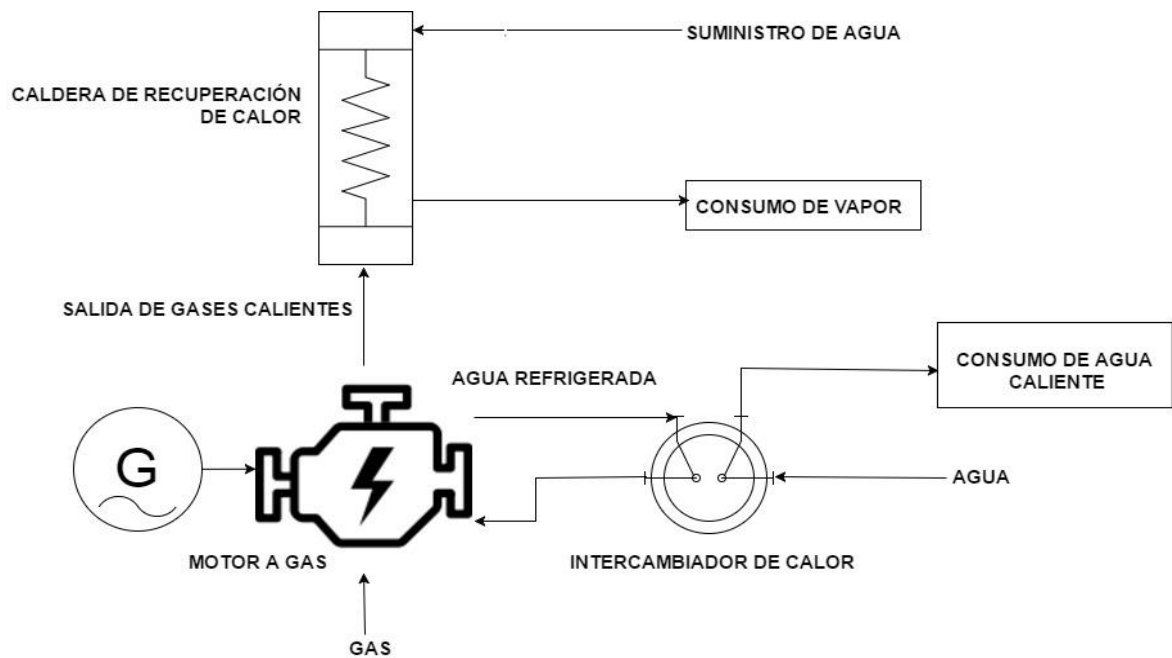
- **Fuente de energía primaria.** Suele ser gas natural, gasóleo o fuelóleo.
- **El elemento motor.** Es el elemento encargado de convertir energía térmica o química en mecánica. Dependiendo del tipo de planta, puede tratarse de turbinas de gas, turbinas de vapor o motores de combustión.
- **El sistema de aprovechamiento de energía mecánica.** En general suele estar formado por un alternador que la transforma en eléctrica, muy versátil y fácil de aprovechar, pero también puede tratarse de compresores, bombas, etc, donde la energía mecánica se aprovecha directamente.
- **El sistema de aprovechamiento de calor.** Puede tratarse de calderas recuperadoras de calor de gases de escape, secaderos o intercambiadores de calor, o incluso unidades de absorción que producen frío a partir de este calor de bajo rango.
- **Sistemas de refrigeración.** Al final, siempre una parte de la energía térmica contenida en el combustible no será aprovechada en la planta y debe ser evacuada. Las torres de refrigeración. Los aerocondensadores o los intercambiadores suelen ser elementos habituales de estos sistemas. Un objetivo muy importante del diseño de una planta de cogeneración es minimizar esta cantidad de calor desaprovechada y evacuada a la atmósfera.
- **Sistema de tratamiento de agua.** Tanto el sistema de refrigeración como el de aprovechamiento de calor requieren unas especificaciones en las características físico-químicas del fluido que utilizan (generalmente agua) que requiere de una serie de equipos para su tratamiento y control.
- **Sistema de control.** que se encarga del gobierno de las instalaciones, normalmente muy automatizadas.
- **Sistema eléctrico.** que permite tanto la alimentación de los equipos auxiliares de la planta, como la exportación/importación de energía eléctrica necesaria para cumplir el balance. La fiabilidad de esta instalación es muy importante, así como la posibilidad de trabajo en isla, lo que permite alimentar la fábrica en situación de deficiencia de la red externa y estar disponible inmediatamente en el momento que se restablezcan las condiciones del servicio.

¹⁰ Plantas de Cogeneración. (2016). Recuperado de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneración>.

1.3 PROTOTIPOS DE PLANTAS DE COGENERACIÓN

1.3.1 Cogeneración con Motor de Gas En este proceso utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible, es muy eficiente eléctricamente, pero poco térmicamente. El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor (ver Figura 1). Son también adecuadas la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Figura 1. Cogeneración con Motor de Gas.



Fuente: Plantas de Cogeneración. (2016). Recuperado de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneración>.

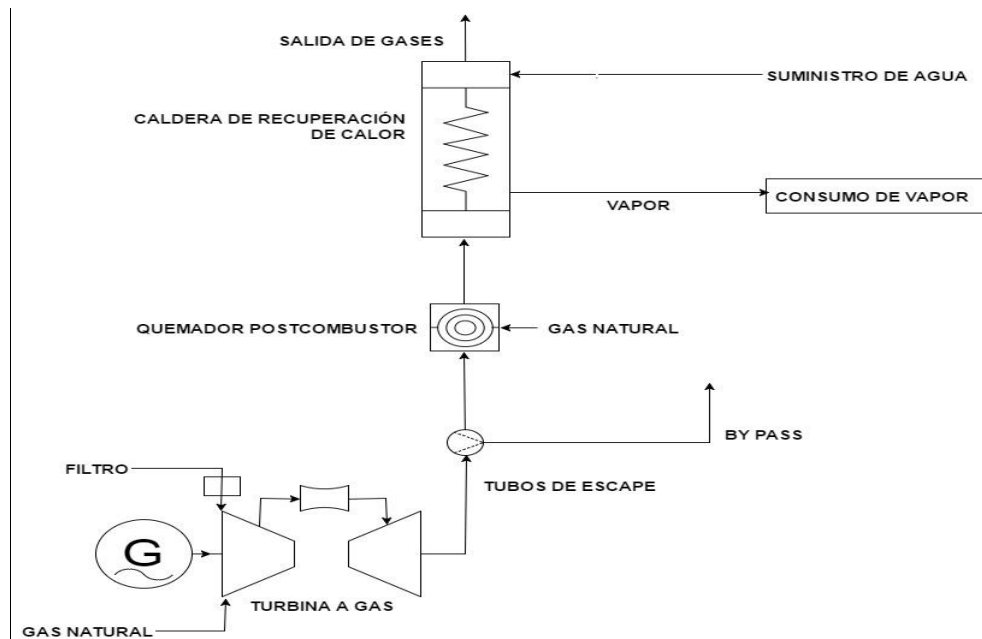
Este tipo de instalaciones es conveniente para potencia hasta 15 MW en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que más rendimiento tiene, pues es capaz de convertir actualmente hasta el 45% de la energía química contenida en el combustible en energía eléctrica, y se espera que en los próximos años este rendimiento aumente.

1.3.2 Cogeneración con Turbina de Gas En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del generador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado prácticamente en su totalidad en los gases de escape, que está a una temperatura de unos 500 °C, idónea para producir vapor en una caldera de recuperación.

Cuando se presenta en el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración (ver Figura 2). Su aplicación es adecuada cuando los requisitos de vapor son importantes (>10 t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables cuando están diseñadas para una aplicación determinada.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que, a diferencia de las plantas con motores de combustión, el precio del calor recuperado es esencial en un ciclo simple de turbina de gas.

Figura 2. Cogeneración con Turbina de Gas

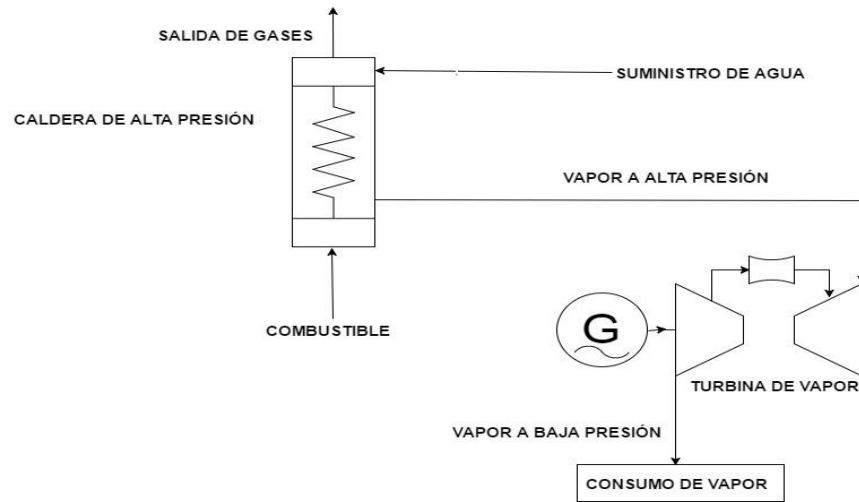


Fuente: Plantas de Cogeneración. (2016). Recuperado de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>.

1.3.3 Cogeneración con Turbina de Vapor En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional (ver Figura 3). El uso de esta turbina fue el primero en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa, subproductos residuales que se generan en la industria principal a la que está asociada la planta de cogeneración.

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

Figura 3. Cogeneración con Turbina de Vapor.

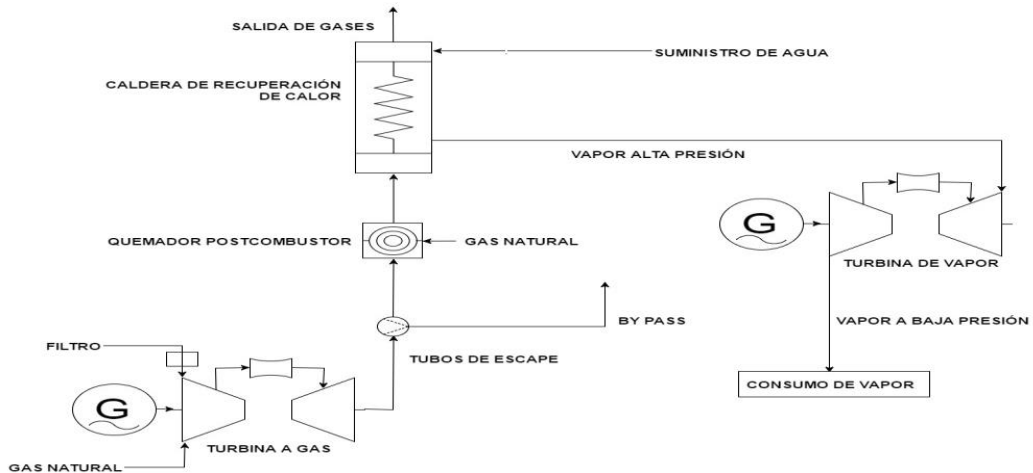


Fuente: Recuperado de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>.

1.3.4 Cogeneración en Ciclo Combinado con Turbina de Gas y Vapor La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina "Ciclo Combinado", como ya lo se trató anteriormente, explicado.

Los gases de escape de la turbina pueden desecharse a la atmósfera si no se requiere aprovechamiento térmico, a través del bypass, o pueden atravesar la caldera de recuperación, donde se produce vapor de alta presión (ver Figura 4). Este vapor puede descomprimirse en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional. La salida de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizado en la industria asociada. Si la demanda de vapor es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad de vapor adicional utilizando un quemador de postcombustión, introduciendo una cantidad adicional de combustible (gas natural) directamente a un quemador especial con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aun suficientemente ricos en oxígeno (en un ciclo combinado con motor de combustión no podría hacerse, ya que los gases de escape son pobres en oxígeno).

Figura 4. Cogeneración en Ciclo Combinado con Turbina de gas y Vapor.



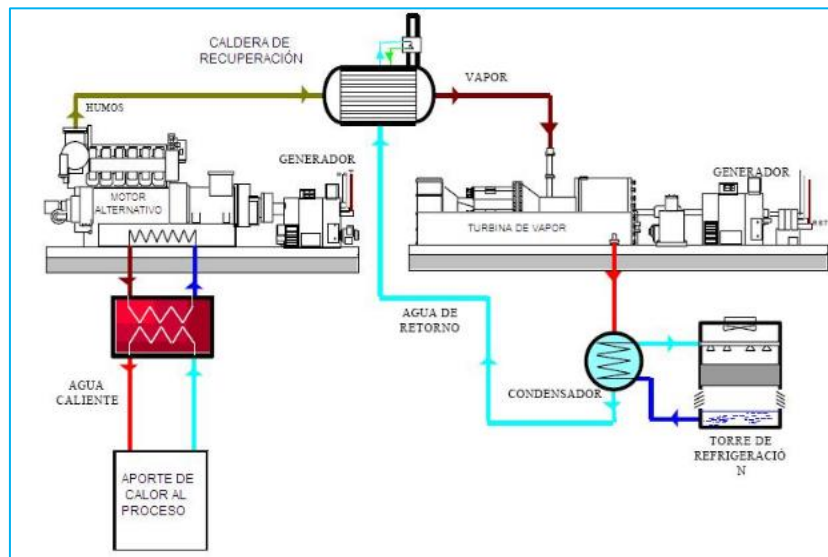
Fuente: Recuperado de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>.

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hacen en función de las turbinas de gas y vapor seleccionadas, selección que debe realizarse con criterios de eficiencia y economía. Por ello se requiere una ingeniería apropiada capaz de crear procesos adaptados al consumo de la planta industrial asociada a la cogeneración, que al mismo tiempo dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño.

Una variante del ciclo combinado expuesto, en el que la turbina de vapor trabaja a contrapresión (esto es, descomprime el vapor entre una presión elevada y una presión inferior, siempre superior a la atmosférica) es el ciclo combinado a condensación, en el que el aprovechamiento del calor se realiza antes de la turbina de vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible.

1.3.5 Cogeneración con Motor de Gas y Turbina de Vapor En este tipo de plantas, el calor contenido en los humos de escape del motor se aprovecha en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración (ver detalle en Figura 5). El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente.

Figura 5. Cogeneración con motor de gas y turbina de vapor.

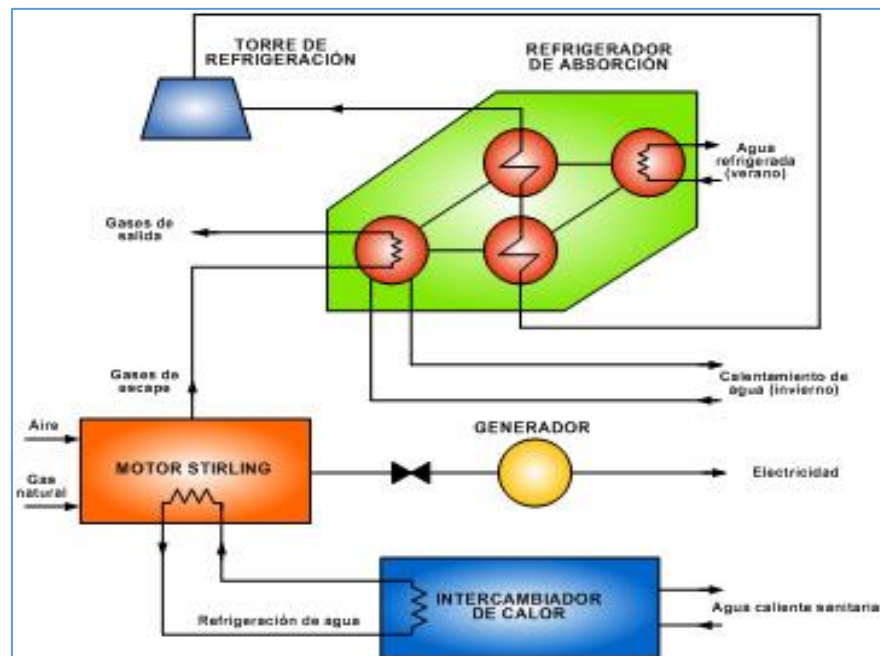


Fuente: Recuperado de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>.

1.3.6 Cogeneración con Motor Stirling El motor Stirling es un motor de combustión externa, que opera en base a un ciclo termodinámico regenerativo que puede alcanzar altas eficiencias globales. Utiliza como fluido de operación hidrógeno, helio, oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono, etc. La combustión externa permite operar con una amplia variedad de combustibles, incluyendo los combustibles fósiles, biomasa, energía solar, geotérmica, etc. Otra característica destacable es que puede

operar a bajas temperaturas, de esta forma, se pueden utilizar algunas fuentes de energía que están, en general, muy extendidas, por ejemplo, el agua caliente (ver Figura 6). Además, estos motores tienen bajas emisiones contaminantes, bajos niveles de ruido, largos periodos de operación sin necesidad de mantenimiento, alta eficiencia global y buen rendimiento a carga parcial¹¹.

Figura 6. Diagrama cogeneración con motor Stirling.



FUENTE: Recuperado de <http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/trigeneracion/trigeneracion.html>

1.3.7 Cogeneración con Microturbina a Gas Las microturbinas de gas son pequeñas turbinas de combustión, con una capacidad instalada que oscila entre 25 y 300 kW, presentando velocidades de rotación muy elevadas (entre 50.000 y 120.000 rpm). Pueden utilizarse como sistemas de

¹¹ Tecnologías para microgeneración distribuida (2016). Recuperado de <http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/trigeneracion/trigeneracion.html>

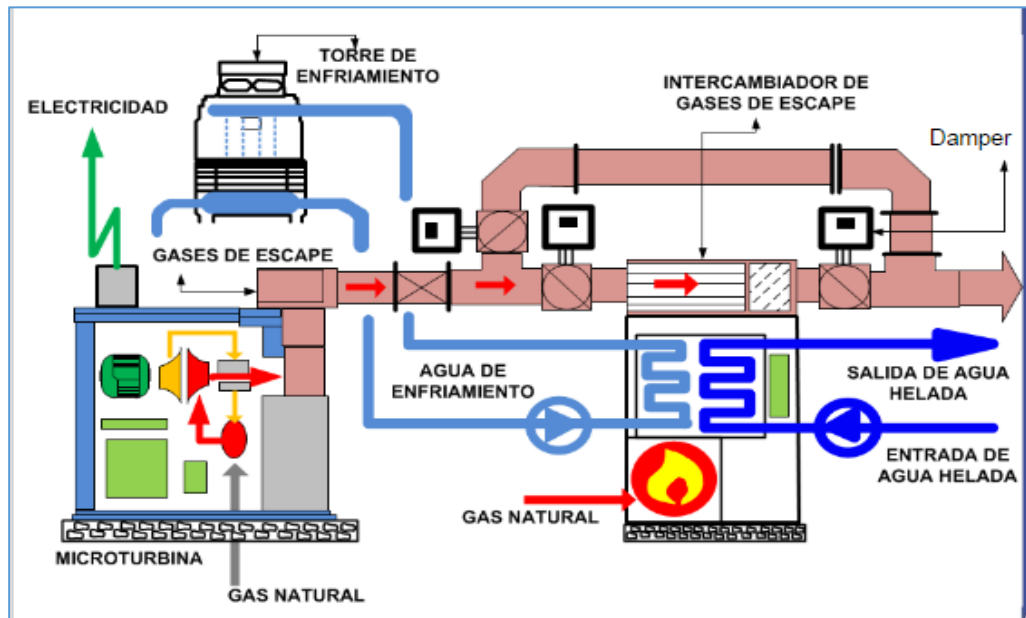
generación eléctrica de apoyo para satisfacer picos de demanda o como generadores distribuidos en micro-redes, logrando operar con ciclos simples o con ciclos regenerativos.

Cuando operan con ciclos simples, el costo es inferior y se mezcla el aire comprimido con el combustible, realizándose la combustión a presión constante. Los gases calientes se expanden en la turbina, produciendo trabajo. En el caso de las microturbinas de ciclo regenerativo, incorporan un intercambiador para recuperar calor de la salida de la turbina y transferirlo a la entrada del aire. El aire precalentado se utiliza posteriormente en el proceso de combustión, ahorrando entre el 30 y el 40% del combustible. Combinar microturbinas con equipos de recuperación de energía permite duplicar la eficiencia eléctrica de estas.

Los combustibles en este tipo de tecnologías utilizados pueden ser gas natural, GLP (Butano y Propano comercial), diesel y queroseno, así como combustibles de bajo poder calorífico (biogás procedente de la digestión anaerobia de vertederos, plantas de tratamiento de aguas residuales, etc.).

La principal ventaja de las microturbinas de gas en comparación con los motores de combustión interna es que la producción de calor procede de una única fuente, como son los gases de escape (ver en tabla 7). En consecuencia, el sistema de recuperación de calor es más sencillo. Tienen un nivel de ruido moderado, sin vibraciones y requieren de menor mantenimiento. Las emisiones de gases perjudiciales son inferiores a otras tecnologías.

Figura 7. Diagrama de funcionamiento cogeneración con microturbinas.



FUENTE: Proceso de Investigación y Desarrollo de la empresa

1.3.8 Ventajas de la Cogeneración

- Mayor eficiencia energética ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica del mismo proceso. Las centrales de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90%.
- Disminución de los consumos de energía primaria
- Ahorra energía y mejora la seguridad del abastecimiento. Disminución de las importaciones de combustible

- Disminución de pérdidas en el sistema eléctrico e inversiones en transporte y distribución. Las centrales de cogeneración se suelen situar próximas a los lugares de consumo
- Aumenta la competencia entre los productores. Aumento de la competitividad industrial y de la competencia en el sistema eléctrico.
- Permite crear nuevas empresas. Promoción de pequeñas y medianas empresas de construcción y operación de plantas de cogeneración
- Se adapta bien a las zonas aisladas y periféricas. Aumento de la garantía de potencia y calidad del servicio eléctrico.
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El procedimiento de cogeneración es más ecológico, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono (CO₂) y óxido de nitrógeno (NO_x) que el petróleo o el carbón.
- Motivación por la investigación y desarrollo de sistemas energéticos eficientes.

2 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO DE COGENERACIÓN SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO

El proyecto de cogeneración nace como iniciativa corporativa, dirigida por una de las empresas del grupo, con la necesidad de trasladar al personal del Grupo Corporativo a una única sede, mejorando de esta manera todas las condiciones y otorgando un mejor ambiente de trabajo. Anteriormente las sedes de este grupo de empresas se encontraban distribuidas en 5 lugares diferentes de la ciudad, con oficinas no muy bien dotadas o construidas para esta finalidad, esto generaba ineficiencias en los consumos de energía eléctrica y térmica. Otros factores negativos en la descentralización de las sedes estaban relacionados con los tiempos que implicaba los traslados para atender las diferentes reuniones o eventos a los que se debía asistir y sobre todo por el crecimiento interno del personal y el confort que se quería garantizar a esta población.

2.1 OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo fundamental del sistema es conseguir ahorros en el valor del suministro de energía eléctrica de la red comercial y disminuir la cantidad de energía demandada por el edificio, especialmente desplazando kilovatios eléctricos en el consumo de Aire - Acondicionado.

El sistema de cogeneración se fundamenta en la autogeneración de una línea de energía eléctrica, mediante un número de microturbinas, el resto de la demanda eléctrica será aportada por la red comercial, y aprovechamiento térmico de los gases de escape de las microturbinas para enfriar parte del agua del sistema de Aire Acondicionado.

2.2 REFERENCIAS NORMATIVAS Y REGULATORIAS EN COLOMBIA

Colombia se incluyó en el protocolo de Kyoto del Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Ley 629 de 2000), siendo el objetivo principal lograr que se disminuyeran las emisiones de Gases Efecto invernadero (GEI), dándole gran importancia a las energías renovables, por tal motivo la Ley 697 de 2001

declara el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de conveniencia nacional, creando el Programa Nacional de URE (PROURE), para promover la eficiencia energética y otras formas de energía no convencionales.

Con la ley 142 de 1994 (modificada parcialmente con la Ley 689 de 2001) y 143 de 1994, se rige cualquier clase de generación de energía eléctrica y por las normas expedidas por la CREG, en el caso que la generación de energía sea para su propio consumo, la ley 143 de 1994 define al autogenerador y por medio de la Resolución CREG 084 de 1996, se reglamenta las actividades del autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), junto con la Resolución 085 de 1996, que reglamenta las actividades del Cogenerador conectado al SIN.

Otras resoluciones importantes de la Comisión de Regulación de Energía y Gas que aplica para la actividad de generación son:

- Resolución CREG 055 de 1994: “por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”.
- Resolución CREG 024 de 1995: “Por la cual se reglamenta los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el Sistema Interconectado Nacional, que hace parte del Reglamento de Operación”.
- Resolución CREG 086 de 1996: “Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN)”.
- Resolución CREG 107 de 1998: “Por lo cual se aclara el alcance de las disposiciones establecidas en las Resolución CREG-085 de 1996 que reglamenta la actividad de Cogeneración en el SIN y se expide una Resolución autocontenida”.
- Resolución CREG 039 de 2001: “Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG- 086 de 1996 y CREG-107 de 1998”.

Respecto a las normas ambientales tenemos la Resolución No. 909 de 5 de junio de 2008, expedida por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, capítulo V, que contiene los estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas con capacidad instalada inferior a 20 MW y plantas de cogeneración.

La Ley 1215 de 2008, por la cual se adoptan medidas en materia de generación de energía eléctrica, así como para quienes produzcan energía eléctrica como resultado de un proceso de cogeneración.

La Ley 1715 de 2014, creada el 13 mayo del 2014, la cual estableció el marco legal para la integración de las energías renovables no convencionales (FNC) al sistema energético colombiano con el objeto de promover el desarrollo y la utilización de estas fuentes en su artículo 5, numeral 1, de la Ley, define el concepto de autogenerado, autoriza la entrega de excedentes de energía a la red y le otorga a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la facultad de reglamentar la forma en que el autogenerado entrega a la red excedentes de energía eléctrica propios de su actividad y los incentivos tributarios que benefician las empresas que propongan y ejecuten proyectos de este tipo.

2.3 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE TECNOLOGÍAS PARA COGENERACIÓN DE LA SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO

Se elaboró tabla comparativa de las tecnologías (ver Tabla 1), en donde se exponen aspectos considerados relevantes para las necesidades del proyecto; seguido de la tabla, se elabora matriz de selección (ver Figura 8), la cual permitió evaluar cuantitativamente cada tecnología estudiada y seleccionar la más adecuada para el proyecto.

Tabla 1. Tecnologías

Parámetro	Microturbinas	Motor Stirling	Motor Diesel	Motores de Ignición
Rango de potencia	25 kW - 300 kW	1 kW - 1,5 MW	5 kW - 20 MW	3 kW - 6 MW
Combustible	Gas natural, Gas propano, Biogás, Destilados de petróleo.	Gas natural, Butano, Biogás, Alcohol	Diesel	Gas propano, gas natural, Biogás, combustibles líquidos
Eficiencia eléctrica (%)	15-30	12-30	35-45	23-43
Eficiencia total Cogeneración (%)	60-85	85-92	65-90	70-92
Temperatura de salida de calor (°C)	200-350	60-200	70	64,8
Ruido	Admisible	Admisible	Fuerte	Fuerte
Emisiones de CO ₂ (kg/MWh)	720	670	650	500-620
Emisiones de NO _x (g/MWh)	100	230	10.000	200-1.000
Confiabilidad (%)	98	0	95	95
Ciclo de vida (años)	10	10	20	20
Costo promedio de inversión (€/kW)	700-1.000	1.000-1600	270-700	560-1.000
Costo de operación y mantenimiento (€/MWh)	8-15	-	6-12	6-12
Representación en Colombia	SI	NO	SI	SI

FUENTE: Proceso de Investigación y Desarrollo de la empresa, con base en la referencia: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/energiasrenovables/temas/trigeneracion/trigeneracion.html>

Figura 8. Matriz de selección de tecnología.

Parametro	Ponderación	Microturbinas	Motor Stirling	Motor Diesel	Motores de Ignición
Potencia requerida	10,00%	1	1	1	1
Funcionamiento a gas natural	10,00%	1	1	0	1
Alta eficiencia eléctrica	8,00%	2	2	1	2
Temperaturas mayores a 250°C	10,00%	1	0	0	0
Nivel de ruido	5,00%	2	2	0	0
Emisiones de CO2	7,00%	0	2	2	1
Emisiones de NOx	7,00%	1	2	0	2
Confiabledad >98%	10,00%	1	1	0	0
Costo promedio de inversión	16,00%	2	0	1	2
Costo de operación y mantenimiento	10,00%	2	2	1	1
Representación en Colombia	7,00%	2	0	1	1
	100,00%	70,00%	48,50%	54,50%	59,50%
				Positivo	1
				Aceptable	2
				Deficiente	0

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la empresa.

De la anterior matriz de la Figura 8, se concluye, que la elección de la mejor tecnología o sistema que refleja mayor porcentaje, es la de microturbinas, al cumplir la mayor parte de los criterios establecidos como relevantes para este proyecto.

2.4 FORMATOS DE METODOLOGÍA DE PROYECTOS

En este numeral se presentan los cuadros que reúnen la información necesaria para la toma de decisión estratégica del proyecto.

2.4.1 Clasificación de Iniciativas Estratégicas En la Tabla 2, se presentan los criterios de clasificación de la iniciativa como proyecto estratégico para las empresas del Grupo Corporativo, donde se resaltan los criterios de impacto y beneficio, los cuales se subdividen en componentes estratégicos, financieros, terceros, obligatoriedad, tiempo esfuerzo, procesos, recursos, económicos y RSE. Componentes que poseen ponderaciones establecidas y definidas por la compañía.

Tabla 2. Formato clasificación de iniciativas estratégicas.

CLASIFICACIÓN DE INICIATIVAS ESTRATÉGICAS								LLAFPLA023-02 Actualizado 20/08/15
--	--	--	--	--	--	--	--	--

Nombre de la iniciativa:	PROYECTO COGENERACION SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO								
Líder de la iniciativa:	PROCESO DE INVESTIGACION Y DESARROLLO DE LA EMPRESA								
Criterios de clasificación	Definición	Componente	Descripción	Peso	Escala	Puntuación	Detalle	Evaluación	Ponderado
Impacto	Efectos de la ejecución del proyecto en el cumplimiento de la visión y objetivos estratégicos, en el flujo de caja y el esfuerzo requerido.	Estratégico	Qué tanto aporta el proyecto al logro de los objetivos estratégicos	15%	Bajo	1	El Proyecto aporta al cumplimiento de hasta 3 objetivos estratégicos	3	0,45
					Medio	3	El proyecto aporta al cumplimiento de hasta 7 objetivos estratégicos		
					Alto	5	El proyecto contribuye al logro de más de 7 objetivos estratégicos.		
		Financiero	Cuánto dinero se requiere para ejecutar el proyecto	15%	Bajo	1	El presupuesto estimado del proyecto es menor a 200 SMLMV	5	0,75
					Medio	3	El presupuesto estimado del proyecto está entre 201 y 600 SMMLV		
					Alto	5	El valor presupuestado del proyecto es mayor a 600 SMLMV		
		Terceros	El proyecto lo ejecuta sólo La Empresa o hay participación de terceros.	10%	Bajo	1	No se contempla la participación de capital de terceros	1	0,10
					Medio	3	Se cuenta con capital externo, cuya participación es menor al 50% del valor del proyecto.		
							Alto	5	La participación del capital externo en el proyecto supera el 50% de los recursos económicos y/o se tiene al menos 2 entidades como cofinanciadores

Nombre de la iniciativa:	PROYECTO COGENERACION SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO										
Líder de la iniciativa:	PROCESO DE INVESTIGACION Y DESARROLLO DE LA EMPRESA										
Criterios de clasificación	Definición	Componente	Descripción	Peso	Escala	Puntuación	Detalle	Evaluación	Ponderado		
		Obligatoriedad	La iniciativa surge por un requerimiento normativo o regulatorio por un ente externo (CREG, SSPD, MME, etc)	5%	Bajo	1	El proyecto surge como exigencia del cumplimiento de alguna norma o regulación emitida por un ente de externo.	5	0,25		
					Medio	3	Dentro del alcance del proyecto se incluye algún componente de carácter normativo o regulatorio				
					Alto	5	El proyecto no está relacionado con el cumplimiento o exigencia de alguna norma o ente externo.				
		Tiempo	Duración estimada para la ejecución y cierre del proyecto	5%	Bajo	1	Se prevé una duración no mayor a 6 meses para la ejecución del proyecto	3	0,15		
					Medio	3	El proyecto tiene una duración estimada de entre 6 meses a 1 año				
					Alto	5	Se estima que el proyecto tenga una duración mayor a 1 año				
		Esfuerzo	Cuántas áreas están involucradas en el proyecto, incluida la viabilidad y ejecución. ¿Hay necesidad de contratación de personal para la ejecución del proyecto?	15%	Bajo	1	La ejecución del proyecto involucra hasta 3 áreas o departamentos de la organización; no se requiere contratación de personal adicional.	5	0,75		
					Medio	3	Durante la ejecución del proyecto es necesaria la participación de hasta 7 áreas o departamentos de la organización; puede requerirse contratación de personal.				
					Alto	5	El proyecto requiere de la participación de más de 7 áreas o departamentos de la organización; requiere contratación de personal adicional.				
						65%				Subtotal	2,45
		Beneficio	Ganancia del proyecto en términos de la relación con terceros, los recursos físicos y humanos de la organización, el mejoramiento u optimización de los procesos y el resultado económico.	Procesos	Qué tanto aporta al mejoramiento de los niveles de servicio y eficiencia de los procesos de la organización.	10%	Bajo	1	Dentro del proyecto no se contempla como resultado la mejora en algún proceso.	1	0,10
							Medio	3	Como parte del proyecto, se incluye la implementación de alguna acción correctiva.		
Alto	5						El proyecto se origina como acción preventiva en uno o más procesos y/o subprocesos.				
Recursos	Contribuye al mejoramiento de la infraestructura física, tecnológica y/o a las condiciones del talento humano de la organización?			10%	Bajo	1	Poca contribución al mejoramiento de la infraestructura y/o competencias de los recursos humanos	5	0,50		
					Medio	3	Mejora considerable a la infraestructura o desarrollo de competencias				
					Alto	5	Nuevas oportunidades en el desarrollo de la infraestructura y/o nuevas alternativas de aprendizaje para ampliar las competencias de los colaboradores de la organización				
Económico	El proyecto genera utilidad para la empresa?			10%	Bajo	1	No genera una reducción de costos ni rentabilidad como resultado de su ejecución	1	0,10		
					Medio	3	El WACC del proyecto es igual o mayor a 11,31%				
					Alto	5	El flujo de caja libre del proyecto es igual o mayor al 20% sobre ingresos				
RSE	Busca mejorar la reputación de la compañía, la			5%	Bajo	1	No aporta mejoras a la imagen de la organización en el entorno	5	0,25		
					Medio	3	Dentro de la iniciativa se incluye algunas acciones orientadas				

Nombre de la iniciativa:	PROYECTO COGENERACION SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO								
Líder de la iniciativa:	PROCESO DE INVESTIGACION Y DESARROLLO DE LA EMPRESA								
Criterios de clasificación	Definición	Componente	Descripción	Peso	Escala	Puntuación	Detalle	Evaluación	Ponderado
			relación con entidades gubernamentales y/o del sector.		Alto	5	a mejorar la reputación de la organización en el entorno La iniciativa surge como una mejora de la imagen corporativa en el entorno		
				35%				Subtotal	0,95
				100%				TOTAL	3,40

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

2.4.2 Acta de Constitución del Proyecto El acta de constitución de proyecto, se establece una vez cumpla con las ponderaciones de la clasificación de iniciativas estratégicas (tabla anterior), en donde se deja establecido de manera preliminar los aspectos más relevantes del proyecto: Objetivo, alcance, justificación, beneficios esperados, alineación con la estrategia de la empresa, involucrados, normatividad aplicable, grupos de interés, recursos, riesgos, organigrama de participantes, autoridades entre el proyecto y seguimiento y control.

Tabla 3. Formato Acta de Constitución del Proyecto

	ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO				PLANEACIÓN	
	(Project Charter)				LLAFPLA017 – 01	
					Página 42 de 124	
1. Identificación del Proyecto						
Nombre del Proyecto:	PROYECTO COGENERACION SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO					
Código del Proyecto:	Asigna Planeación		Patrocinador del Proyecto:	La Empresa		
Origen del Proyecto	Oportunidad de Negocio	X	Continuidad del Negocio	X	Legal/Reglamentaria	N/A
	Avance Tecnológico	X	Necesidad Social	X	Competencia	X

	Oportunidad de Mejora	X	Otro Tipo de Origen		Cual:	
Estado del Proyecto	Inicio	x	Planificación	Ejecución	Cierre	X
2. Generalidades del Proyecto						
Objetivo del Proyecto:	El objetivo fundamental del sistema es conseguir ahorro en el valor del suministro de energía de energía eléctrica de la red comercial y disminuir la cantidad de energía demandada por el edificio, especialmente desplazando kilovatios eléctricos en el consumo de aire acondicionado					
Alcance del Proyecto	El proyecto de cogeneración nace como iniciativa, dirigida por una de las empresas del Grupo Corporativo, con la necesidad de trasladar al personal a una única sede, mejorando de esta manera todas las condiciones y otorgando un mejor ambiente de trabajo. Antes las sedes de este grupo de empresas se encontraban distribuida en cinco lugares diferentes de la ciudad, con oficinas no muy bien dotadas o construidas para esta finalidad esto generaba ineficiencia en los consumos de energía eléctrica y térmica. Otros factores negativos de la descentralización de las sedes estaban relacionados con los tiempos que implicaban los traslados para atender reuniones o eventos a los que se debía asistir y sobre todo por el crecimiento interno del personal y el confort que se quería garantizar a esta población.					
Justificación del Proyecto:	Siendo consecuentes con los cambios que el gobierno nacional y muchos otros gobiernos a nivel mundial están generando como estrategia para el aprovechamiento eficiente de la energía, y como consecuencia de ello una reducción importante de emisiones nocivas para el planeta, nuestra empresa dedicada a la distribución y comercialización de combustibles, en mayor proporción el gas natural, incorpora en su planeación estratégica el modelamiento y ejecución de alternativas energéticas de gran eficiencia e impacto, con una posible línea de negocio de gran importancia, dentro de sus iniciativas de plan táctico, cuyo objetivo principal es entregar múltiples servicios al cliente final, llegando más allá que únicamente el suministro del combustible.					
Beneficios Esperados	<ul style="list-style-type: none"> Este proyecto está orientado a obtener como prioridad fundamental una eficiencia energética que se traduce en ahorro a largo plazo buscando aumentar los niveles de confiabilidad del servicio eléctrico, entregando una tensión totalmente regulada y estable en todo momento, como ventaja a lo que ofrece el sistema convencional del sector. 					
Alineación Con la Estrategia:	<p>El presente proyecto se alinea estratégicamente con los objetivos de la compañía aportándole a:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1. Mantener programas que contribuyan a hacer de la Empresa un lugar para trabajar. 5. Generar conciencia en los colaboradores para la aplicación de buenas prácticas que fortalezcan la cultura de responsabilidad social empresarial. 7. Buscar de manera permanente la efectividad de los procesos, logrando la mejora continua. 8. Fortalecer la cultura de servicio y enfoque de gestión por proceso para mejorar los resultados de la organización. 11. Implementar soluciones tecnológicas de acuerdo a las necesidades de la Organización para la optimización de sus procesos y la diversificación de sus líneas de negocios. 12. Lograr que los clientes reconozcan a la Empresa por la excelencia en el servicio. 13. Diversificación de productos y servicios que satisfagan al cliente y el permita mantener o incrementar su demanda. 15. Generar mayor rentabilidad a partir de la diversificación del portafolio y del crecimiento del mercado. 					
Antecedentes	No aplica.					

Procesos o Subprocesos Involucradas	<ul style="list-style-type: none"> • Planeación Estratégica, • Gestión Estratégica de calidad, • Planeación, • I+D, • Diseño, • Construcción de redes, • Construcción de ERM, • Mantenimiento, • Metrología • Laboratorio de Metrología, • Gestión de Ventas, • Instalaciones, Inspección, • Certificaciones, • Servicio al cliente, • Gestión de los proveedores, • Gestión de Compras B&C, 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión de Inventarios, • Gestión de activos fijos, • Contabilidad, • Tesorería, • Tributaria, • Análisis Financiero, • Administrativo, • Gestión de riesgos, • Gestión de administración de activos fijos, • Gestión de regulación y tarifas, • Gestión de comunicaciones y RSE, • Gestión Jurídica, • SISO, • Ambiental, • Auditoría de control interno y • Gestión táctica de calidad. 						
Regulación Aplicable al Proyecto	<ul style="list-style-type: none"> • Ley 142 de 1994 (modificada parcialmente con la Ley 689 de 2001) • Ley 143 de 1994 • Resolución CREG 055 de 1994 • Resolución CREG 024 de 1995 • Resolución CREG 086 de 1996 • Resolución CREG 107 de 1998 • Resolución CREG 039 de 2001 • Resoluciones CREG- 086 de 1996 y CREG-107 de 1998". • Ley 1215 de 2008 • Ley 1715 de 2014 							
Duración del Proyecto	___18___ Meses	Fecha de Inicio de Actividades	DIA	15	MES	05	AÑO	2015

3. Identificación de los Stakeholders

Descripción	Cargo/Empresa
Internos	Gerente General
	Director Técnico
	Director Comercial
	Director de Soporte Empresarial
	Líder I Ingeniería y Desarrollo
	Líder II I+D

	Lide II I+D			
	Jefe II Gestión de Proyectos			
	Directora de Operaciones			
	Profesional Especializado Contabilidad			
	Directora Corporativo Capital Humano			
	Profesional Gestor en Comunicaciones & RSE			
	Jefe Grupo Jurídico			
Externos	Electrificadora del Meta		Personal encargado	
	DISEL		Personal encargado	
	Constructoras		Personal encargado	
	Dueños de edificaciones como clientes potenciales		Personal encargado	
	Dueños de grandes superficies como clientes potenciales		Personal encargado	
4. Estrategia de Adquisición de Bienes y Servicios				
La adquisición de bienes y servicios para la ejecución de este proyecto, se realizan mediante los procedimientos establecidos por cada uno de los procesos de apoyo.				
5. Recursos				
Presupuesto del	El presupuesto aproximado es de \$ 2.500.000.000			
Concepto Financiero	Para la ejecución de este proyecto se realizó con aportes de la Empresa.			
Distribución Contable	Código Contable del Proyecto	<i>Asigna</i>	Destino	<i>Asigna contabilidad</i>
	Cuenta Contable	<i>Asigna</i>	Tipo de Operación	<i>Asigna contabilidad</i>
6. Factores de Incertidumbre del Proyecto				
Riesgos	Riesgo		Probabilidad	Mitigación
	No entrega de la información necesaria para la emisión de concepto.		M	Cronograma detallado de actividades
	No cumplimiento en los tiempos de presentación de la información		A	Cronograma detallado de actividades
	Que la información no cumpla con las especificaciones definidas.		M	Acta de constitución
	Incumplimiento en el Despacho de los equipos por los proveedores		A	Cumplimiento de tiempos contractuales
Mala instalación del sistema de gas		B	Regirse por la normatividad vigente de instalaciones	

	Cambios de equipos por garantía	A	Verificación en fabrica
	La no compra de energía por el operador de red	M	Previa negociación
	Condiciones climáticas adversas (Ola invernal)	B	Incluirlo en el tiempo del cronograma de ejecución
	Cambios en la dirección del proyecto	B	Conservar una bitácora y reporte de las actividades
	Impacto social	M	Previa socialización a la comunidad del sector
	Emitir un concepto errado sobre el resultado de la evaluación.	B	Los resultados deben ser divulgados en primera estancia con el comité técnico de obra
Supuestos			
Restricciones	Restricciones de tiempo: El proyecto debe ejecutarse en 18 meses.		
7. Cronograma de Hitos			
Actividad		Fecha	
FORMULACION Y ESTRUCTURACION		OCTUBRE 2014	
PROCESO DE CONTRATACION		NOVIEMBRE 2014	
PERFECCIONAMIENTO DEL CONTRATO		DICIEMBRE 2014	
SOCIALIZACION DE LAS OBRAS A EJECUTAR		ENERO 2014	
ADQUISICION DE EQUIPOS		FEBRERO 2014	
CONSTRUCCION E INSTALACION		JUNIO 2014 – JUNIO 2015	
SUPERVISION Y CONTROL		ENERO 2014 – JUNIO2015	
CIERRE DEL PROYECTO		JUNIO 2015	
LIQUIDACION		JUNIO 2015	
INFORME FINAL		JUNIO 2015	
8. Equipo del Proyecto (Organigrama)			



9. Autoridad del Proyecto

Cargo	Nombre	Rol y Autoridad sobre el proyecto
Patrocinador del Proyecto	Gerencia	<ul style="list-style-type: none"> • Presentación de proyecto a la junta Directiva para su respectiva aprobación. • Apoya y respalda al director del proyecto para el cumplimiento del objetivo.
Director del Proyecto	Cesar Millán	<ul style="list-style-type: none"> • Liderar al equipo del proyecto para la construcción del objetivo. • Gestionar recursos necesarios para la formulación y planeación del proyecto. • Canal de comunicación entre las diferentes áreas involucradas en el proyecto.
Comité Interno de Proyecto	Patrocinador del proyecto	<ul style="list-style-type: none"> • Grupo de trabajo definido para el proyecto cuya responsabilidad principal es revisar, evaluar, aprobar o rechazar los cambios en el proyecto.
	Director del Proyecto	
	Director Técnico	
	Director Comercial	
	Líder I Ingeniería y Desarrollo	
	Profesional Jurídico	

10. Seguimiento y Control

- Se realizan entregas de informes mensuales administrativos, financieros y técnicos al patrocinador del proyecto durante el comité de proyectos, para revisión y aprobación.
- A partir de la etapa de ejecución:
 - Reporte de información Mensual Técnica, Administrativa y Financiera al comité del proyecto.
 - Informes Mensuales del cumplimiento del cronograma y presupuesto del proyecto.

11. Firmas (Nombre y Cargo en el Proyecto)

_____	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____

Actualizaciones

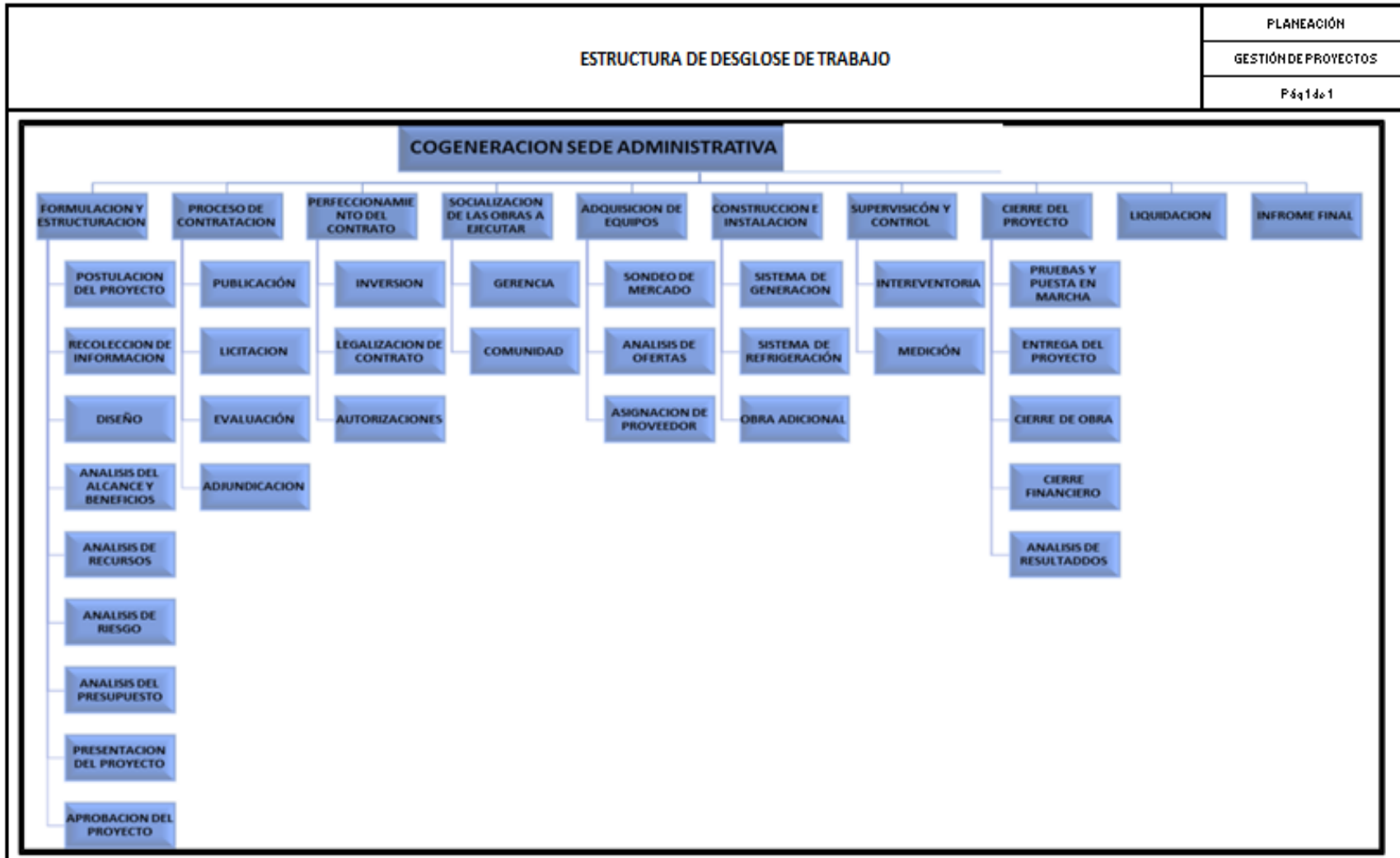
Ítem	Versión	Fecha Actualización	Ajuste o Cambio Realizado	Responsable
1	01	01-2017	Creación del documento	Investigación y Desarrollo

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

2.4.3 Estructura de Desglose de Trabajo

En la figura 9, se establece las actividades propias que serán llevadas a cabo entre el proyecto.

Figura 9. Estructura de desglose de trabajo.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

2.4.4 Matriz de Asignación de Responsabilidad En la siguiente tabla, se dejan establecidas las responsabilidades de cada uno de los participantes (autoridades y grupos de interés).

Tabla 4. Matriz de Asignación de Responsabilidad.

		Matriz de Asignación de Responsabilidad													FPES023-01
Nombre del Proyecto:		PROYECTO COGENERACIÓN SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO													
Director del Proyecto:		Cesar Augusto Millan M													
Proceso		Gerencia	Director del Proyecto	Área Técnica	Área Contable	Área Financiera	Área Jurídica	Área de Logística	Área Comercial	Área Administ.	Área de Operaciones	Regulación y Tarifas	Gestión De Capital Humano	Comunicaciones	Externo
Fase															
FORMULACION Y ESTRUCTURACION	POSTULACION DEL PROYECTO	R	V - G	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RECOLECCION DE INFORMACION	-	A	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	DISEÑO	R	A	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ANALISIS DEL ALCANCE Y BENEFICIOS	V	V	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ANALISIS DE RECURSOS	-	V	R	-	-	-	-	-	P	P	-	P	-	-
	ANALISIS DE RIESGO	-	R - A	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ANALISIS DEL PRESUPUESTO	-	R - A	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PRESENTACION DEL PROYECTO	-	R	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	APROBACION DEL PROYECTO	R	G	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROCESO DE CONTRATACION	PUBLICACIÓN	-	V	P	-	-	P	P	-	-	-	-	-	P	R
	LICITACION	-	-	P	-	-	-	R	-	-	-	-	-	-	-
	EVALUACIÓN	-	-	R	-	P	P	P	-	-	-	-	-	-	-

		Matriz de Asignación de Responsabilidad												FPES023-01	
Nombre del Proyecto:		PROYECTO COGENERACIÓN SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO													
Director del Proyecto:		Cesar Augusto Millan M													
Proceso		Gerencia	Director del Proyecto	Área Técnica	Área Contable	Área Financiera	Área Jurídica	Área de Logística	Área Comercial	Área Administ.	Área de Operaciones	Regulación y Tarifas	Gestión De Capital Humano	Comunicaciones	Externo
Fase															
	ADJUDICACION	A	R	P	-	-	-	P	-	-	-	-	-	-	-
PERFECCIONAMIENTO DEL CONTRATO	INVERSION	R	G	G	P	P	-	P	-	-	-	-	-	-	-
	LEGALIZACION DE CONTRATO	-	G	P	-	-	P	R	-	-	-	-	-	-	-
	AUTORIZACIONES	-	P	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	P	-
SOCIALIZACION	GERENCIA	P	P	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	COMUNIDAD	-	-	P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R	-
ADQUISICION DE EQUIPOS	SONDEO DE MERCADO	-	P	G	-	-	-	R	-	-	P	-	-	-	-
	ANALISIS DE OFERTAS	-	-	P	-	-	-	R	-	-	P	-	-	-	-
	ASIGNACION DE PROVEEDOR	-	-	R	-	-	-	G	-	-	P	-	-	-	-
CONSTRUCCION E INSTALACION	SISTEMA DE GENERACION	-	A	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R
	SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	-	A	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R
	OBRA ADICIONAL	-	A	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R
SUPERVISIÓN Y CONTROL	INTEREVENTORIA	-	A	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R
	MEDICIÓN	-	A	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R
CIERRE DEL PROYECTO	PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA	-	A	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R
	ENTREGA DEL PROYECTO	-	A	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R
	CIERRE DE OBRA	-	A	V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	R

		Matriz de Asignación de Responsabilidad													FPES023-01	
Nombre del Proyecto:		PROYECTO COGENERACIÓN SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO														
Director del Proyecto:		Cesar Augusto Millan M														
Proceso		Gerencia	Director del Proyecto	Área Técnica	Área Contable	Área Financiera	Área Jurídica	Área de Logística	Área Comercial	Área Administ.	Área de Operaciones	Regulación y Tarifas	Gestión De Capital Humano	Comunicaciones	Externo	
Fase																
	CIERRE FINANCIERO	-	A	V	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	P	
	ANALISIS DE RESULTADOS	P	R	G	-	P	-	-	-	-	-	P	-	-	P	
LIQUIDACION		P	G	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
INFORME FINAL		P	G	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Participante (P): Se involucra en la actividad del entregable, sea suministrando información primaria o colaborando en lo que el área designada como responsable requiera para la finalización o el cumplimiento de un entregable.

Responsable (R): Es quien realiza el trabajo y/o se compromete a su realización con colaboración de las áreas participantes.

Revisión (V): Encargado de la observación y evaluación del entregable para corregir respectivos errores o dar el visto bueno si no los hubiere.

Aprobación (A): Se encarga de aprobar el entregable. Dando de esta forma por aceptado el contenido, considerándolo correcto.

Gestión (G): Encargado de hacer los trámites y servir de conducto de comunicación o facilitador para dar cumplimiento a alguna actividad o entregable; coordina con el área responsable para el logro del objetivo común.

Elaborado Por:	Angela Mireya León S	Revisado Por:	Mario Silgado	Aprobado Por:	COMITÉ DE PROYECTOS
Fecha Elaboración:	24/10/2016	Fecha Revisión:		Fecha Aprobación:	

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

2.4.5 Plan de Comunicaciones En el plan de comunicaciones, se deja establecido los puntos relevantes que se quieren comunicar del proyecto a los diferentes grupos de interés; en donde se detalla el medio a usar para comunicar la información, periodicidad y responsable.

Tabla 5. Plan de Comunicaciones.

PLAN DE COMUNICACIONES				LLAFPLA026-01 Implementado 15/07/15	
Página 53 de 1					
1. Identificación del Proyecto:					
Nombre del Proyecto:	PROYECTO COGENERACIÓN SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO CORPORATIVO				
Objeto del Proyecto:	Realizar análisis comparativo de los consumos y ahorros previstos en el proyecto de cogeneración instalado en el edificio de la sede administrativa del Grupo Corporativo.				
Código del Proyecto:		Fecha de inicio:	15-03-2015	Fecha de Finalización:	15-10-2016
Líder del Proyecto:	Cesar Augusto Millan – Director Técnico				
Sponsor del Proyecto:	Gerente General				
2. Identificación del Proyecto:					
¿A quién comunica?	¿Quién envía	¿Qué comunica?	¿Cómo comunica?	¿Cuándo comunica?	
Equipo del Proyecto	Líder del Proyecto	Datos y comunicación	Documento digital Vía	Una Sola Vez al Inicio del	
Equipo del Proyecto	Líder del Proyecto	Planificación del Proyecto:	Documento digital Vía	Una Sola Vez al Inicio del	
Patrocinador del Proyecto	Líder del Proyecto	Estado del Proyecto:	Documento digital Vía	Cada 15 días	
Patrocinador del Proyecto	Líder del Proyecto	Informe Avance del	Documento digital Vía	Mensual	
Equipo del proyecto	Líder del Proyecto	Informe Final del Proyecto	Documento digital Vía	Una Sola vez al Final del	
Equipo del Proyecto	Líder del Proyecto	Datos y comunicación	Documento digital (PDF)	Una Sola Vez al Final del	
3. Registro documental					
Fecha de diligenciamiento:	noviembre 2016				
Diligenciado por:	Ángela León S	Cargo / Rol:	Profesional Líder II I&D		

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

2.5 ESTUDIO DE INVERSIÓN Y PREFACTIBILIDAD

2.5.1 Evaluación de Cargas y Consumos Para realizar la evaluación de cargas y consumo se utilizan los valores promedio de ficha técnica de los posibles equipos a instalar, y las variables más importantes a considerar para lograr simular un comportamiento en funcionamiento que nos permita validar la cantidad de equipos, sus precios y el consumo requerido, logrando obtener una prefactibilidad o no para el caso puntual de aplicación. Las siguientes tablas contienen la información requerida de los diversos factores a considerar para realizar el estudio de prefactibilidad del proyecto (ver detalle en Tablas del 6 a la 9):

Tabla 6. Calculo de inversión y prefactibilidad.

CALCULO INVERSIÓN Y PREFACTIBILIDAD		
Cp gases de escape	1,02	kJ/kgK
COP Chiller electrico (Agua)	1	kWe/TR
Poder Calorifico del Gas	1140	BTU/ft ³ (LHV)
	11,80	kWh/m ³
Tasa de cambio	\$2.550,00	COP/US\$
Condiciones climáticas y de sitio	Villavicencio	
Altura Sobre el Nivel del Mar	467	msnm
Temperaturas anual:	30	°C
Costo de la enegía eléctrica	\$ 483,00	COP/kWh
Costo del Gas	\$ 728,00	COP/m³

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Tabla 7. Cálculo de capacidades y consumo de equipos

	C65,HPNG,GC,INDPKG,UL		C65,HPNG,HYBRD UPS	TOTAL	
	1	2	0	3	
Micro-Turbiana C65					
Flujo másico de escape	0,45	0,89	-	0,89	kg/s
Potencia demandada por MT	681.135,21	1.362.270,42	-	1.362.270,42	BTU/h (LHV)
Gas demandado por MT	16,92	33,84	-	33,84	m³/hr
	12.181,64	24.363,29	-	24363,29	m³/mes
Producción eléctrica de MTs	52,48	104,96	-	104,96	kWe
	37.786,55	75.573,09	-	75573,09	kWeh/mes
Temperatura gases de escape	323,43	323,43	323,43	323,43	°C
Potencial de los gases escape	88,07	176,13	-	176,13	kWt
Horas de operación	720	720	720	720	hr
Chiller Absorción Baja temperatura					
COP típico	1,30	1,30	1,30	1,30	TR/kWt
Frio generado	114,48	228,97	-	228,97	kWt
	32,49	64,97	0,00	64,97	TR
Horas de operación plena carga	720	720	720	720	hr

Datos de Generación y Consumo					
Energía generada	37.786,55	75.573,09	-	75.573,09	kWeh/mes
	\$ 18.250.901,72	\$ 36.501.803,44	\$ -	\$ 36.501.803,44	COP/mes
Gas demandado por MT	12.181,64	24.363,29	-	24.363,29	m³/mes
	\$ 8.868.236,02	\$ 17.736.472,05	\$ -	\$ 17.736.472,05	COP/mes
Mantenimiento >6000, 5 años parts & labor	\$ 5.011	\$ 10.022		\$ 10.022	US\$/año
	\$ 12.803.105	\$ 25.606.210	\$ -	\$ 25.606.210	COP/año

COSTOS DEL PROYECTO					
Costo (C65, GC, DM)	\$ 90.144	\$ 180.288		\$ 180.288	US\$
	\$ 230.317.920	\$ 460.635.840	\$ -	\$ 460.635.840	COP
Backflow dampers	\$ 1.460	\$ 2.920		\$ 2.920	US\$
	\$ 3.730.300	\$ 7.460.600	\$ -	\$ 7.460.600	COP
Costo Chiller CHP008H	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 75.200	US\$
	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 192.136.000	COP
Torre de enfriamiento	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 16.000	US\$
	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 40.880.000	COP
Bombeo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	US\$
	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	COP
Compresor de Gas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Inversión Total	\$ 234.048.220	\$ 468.096.440	\$ -	\$ 701.112.440	COP

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Tabla 8. Cálculo de consumo eléctrico.

CALCULO PREFACTIBILIDAD Y RECUPERACIÓN

Consumo actual eléctrico (5 sedes)	23.500,00 kWh/mes
Valor de la energía	\$ 483,00 Promedio cancelado actualmente
Total Factura	11.350.500,00

Consumo supuesto edificio - Sin Microturbinas

	Consumo kWe	horas día (h)	Días Mes (D)	Total Consumo (kWh/mes)
Regulada computación	82,50	10	20	16.500,00
Regulada Datos	17,50	24	30	12.600,00
Elevadores	35,00	2,5	20	1.750,00
Iluminación	3,00	10	30	900,00
Aire Acondicionado Datos	19,50	24	30	14.040,00
Aire Acondicionado	162,50	10	20	32.500,00
			Total	78.290,00
	Valor de la energía (\$/kWe)			\$ 483,00
				\$ 37.814.070,00

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Tabla 9. Costos Generación con Microturbinas.

COSTO GENERACIÓN CON MICROTURBINAS	
Generación Microturbina	104,96 kWe
horas de Trabajo	240 horas
Energía total Generada	25.191,03 kWh/mes
Consumo de Gas Natural	8121,10 m3/mes
Costo del Gas Natural	728 \$/m3
Factura Gas Natural	\$ 5.912.157,35 \$/mes

Ahorro térmico		Energía a comprar a la red	
Energía térmica generada en kWe	20.271,91	Total kWe a comprar	32.827,06
Costo	\$ 483,00	Costo kWe	\$ 483,00
Ahorro en energía térmica	\$ 9.791.332,34	Total factura eléctrica	15.855.469,85

Costo sin microturbina	\$ 37.814.070,00
Costo con Microturbinas	\$ 21.767.627,20
Ahorro mensual estimado	\$ 16.046.442,80
USD	\$ 6.280,41

Inversion Estimada	\$ 430.000,00
Recuperación simple (mes)	\$ 68,47

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

3 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DEL EDIFICIO

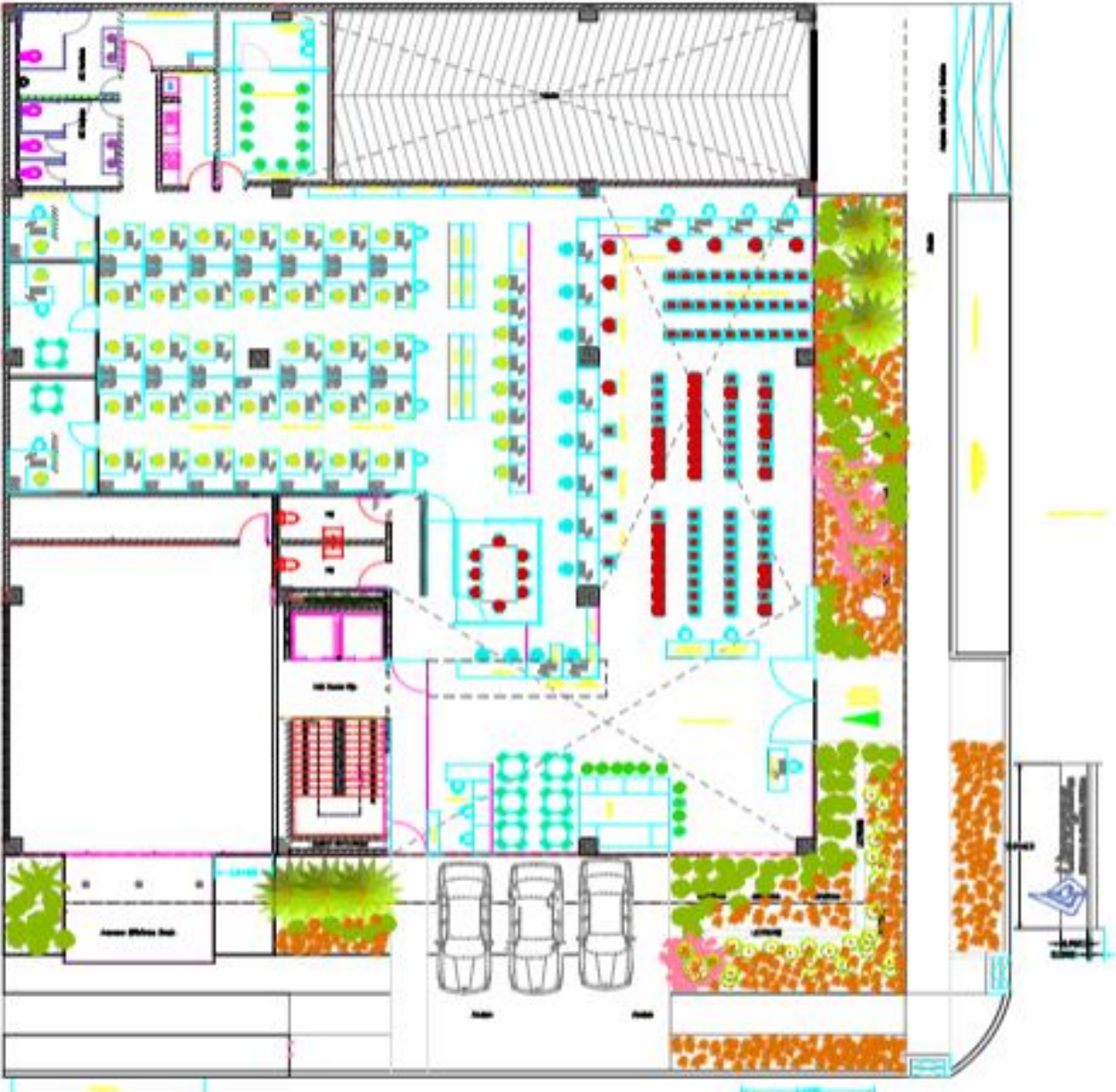
El edificio de la sede administrativa del Grupo corporativo (ver Figura 10) está ubicado en la Carrera 38 N° 26 C -95 en el barrio Siete de Agosto de la ciudad de Villavicencio-Meta (ver Figura 11), consta de cuatro pisos (ver detalles en Figura 12 y anexos), terraza (donde se encuentra localizada la planta de cogeneración) y sótano para servicio de parqueo, con un área aproximada construida de los 4 pisos de 2450 m², en este edificio funcionan las oficinas administrativas de la Empresa, para las cuales laboran 300 personas aproximadamente, en el horario de 7 am a 5 pm, de lunes a viernes.

Figura 10. Sede Administrativa del Grupo Corporativo.

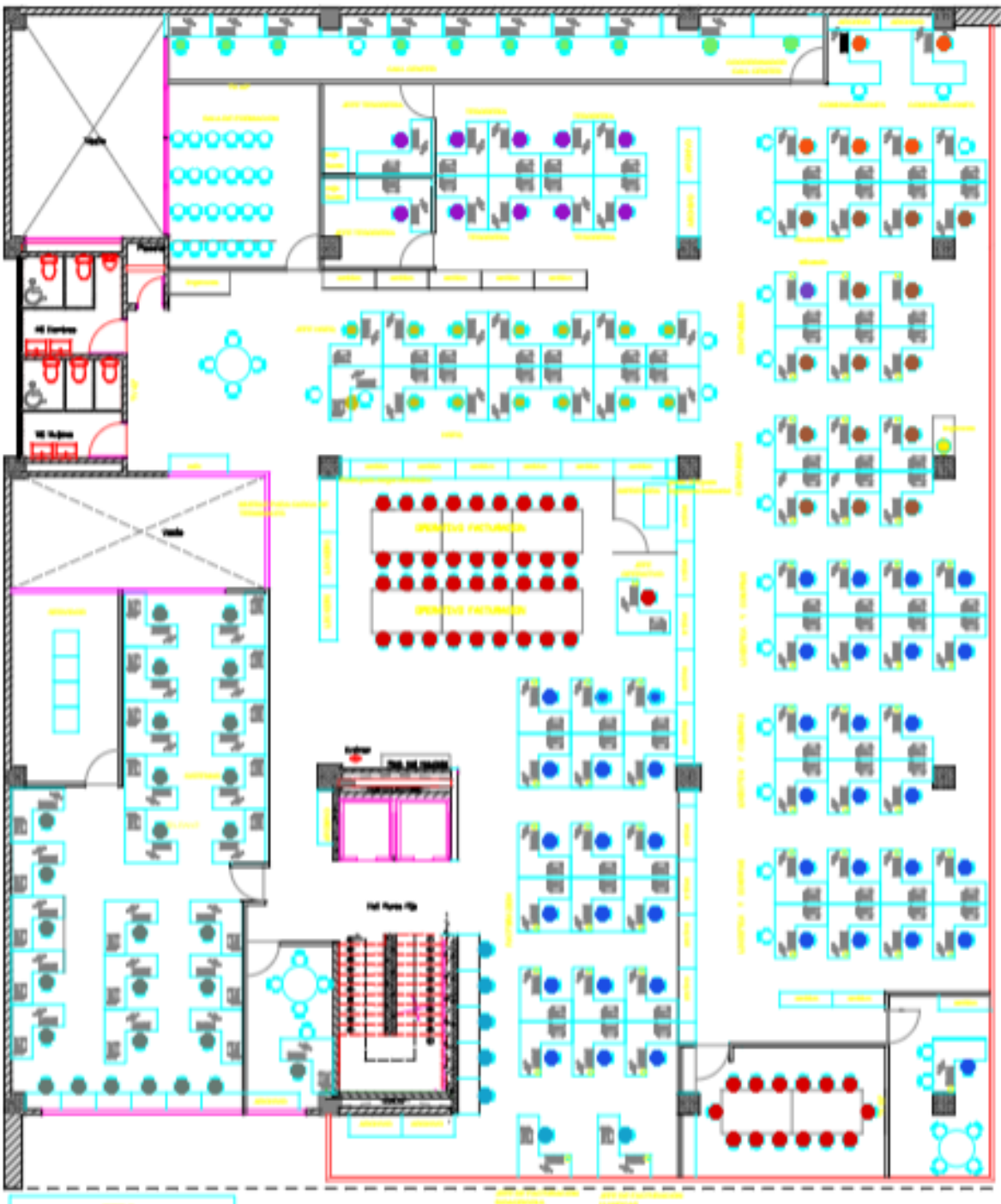


Fuente: Archivos de la Empresa.

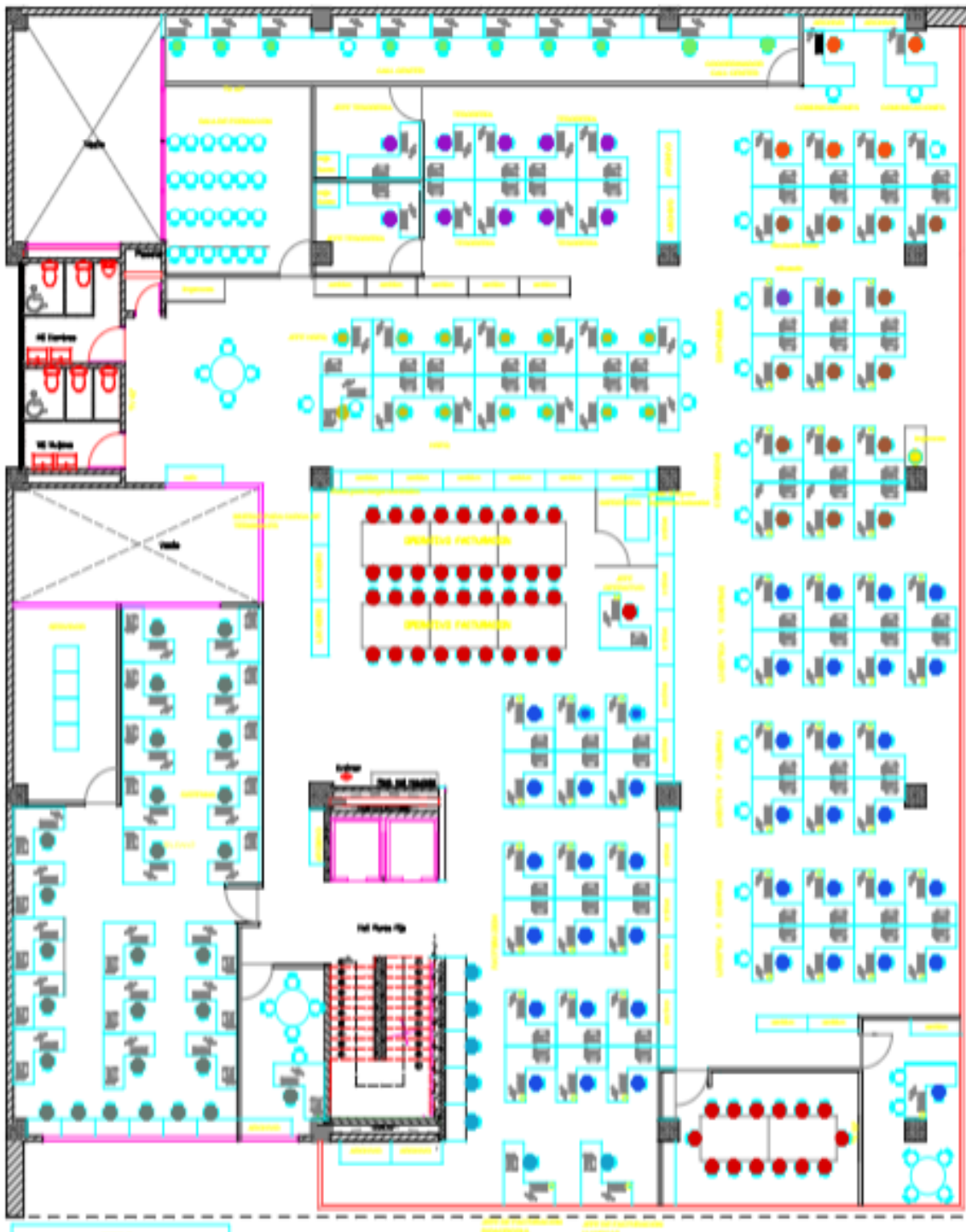
Figura 12. Vistas de las plantas del edificio.



Piso 1



Piso 2.



Piso 3



Piso 4



Sótano

Fuente: Archivos de la Empresa. Ver más detalle en anexo No.1.

3.2 DISEÑO DEL PROYECTO

3.2.1 Descripción Preliminar del Diseño del Sistema de Cogeneración

El sistema de cogeneración tiene cuatro subsistemas que se describen a continuación:

3.2.1.1 Autogeneración Eléctrica: Teniendo en cuenta la supuesta carga que se requiere para el funcionamiento del edificio, en el diseño se considera la instalación de tres microturbinas modelo C65 en la cubierta del edificio. En principio solamente se instalarán dos microturbinas en modo de operación "Grid Connect" (GC), esto es un sincronismo con la red. Estas dos unidades están en capacidad de entregar máximo 50 kW eléctricos cada una en las condiciones ambientales de Villavicencio, C, ver tabla No.8.

La tercera unidad es opcional, en estos diseños queda la provisión para instalación futura, con el fin de que tenga la capacidad de operar tanto en modo GC como en modo "Stand Alone" (SA), esto es que puede funcionar como generador de respaldo, entregando una carga máxima de 45 kW en este modo de operación. En GC podrá entregar máximo 50 kW como las otras dos unidades.

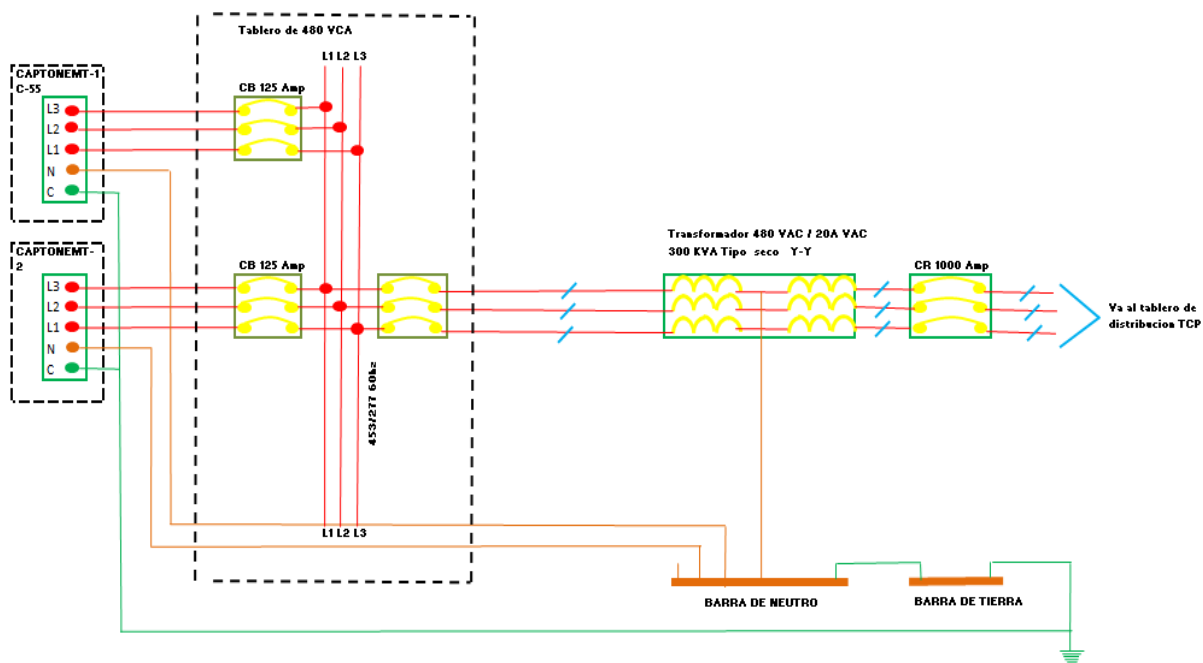
Dado que las microturbinas generan a 480/277 VAC, se incluye en el diseño un tablero de interconexión de turbinas, que además sirve como tablero de distribución de 480 VAC, para energizar el chiller eléctrico y el compresor de gas. Además, se instalará un transformador de 300 KVA para convertir los 480/277 VAC en 208/120 VAC, que es el voltaje de operación de todas las demás cargas del edificio (ver Figura 13).

Considerando que el sistema de distribución normal del edificio no tiene barraje físico para interconectar la autogeneración, en el diseño también se incluye un tablero de distribución de 208/120 VAC.

Finalmente, se incluye un tablero general para las unidades interiores de Aire Acondicionado, ubicado en el sótano, y un pequeño tablero de acometidas por piso, para energizar las unidades internas.

En cuanto a la parte de control, se incluye un medidor en el tablero de distribución principal de 208/120VAC y un controlador PLC de fábrica que mantendrá la comunicación y coordinación entre las Microturbinas y el medidor para garantizar que las microturbinas entreguen la mayor cantidad de potencia posible sin que se exporte energía a la red comercial. Adicionalmente se instalará un sistema de monitoreo remoto con acceso vía internet a través de un computador de gestión localizado en el centro de cómputo.

Figura 13. Esquema de tablero de distribución.

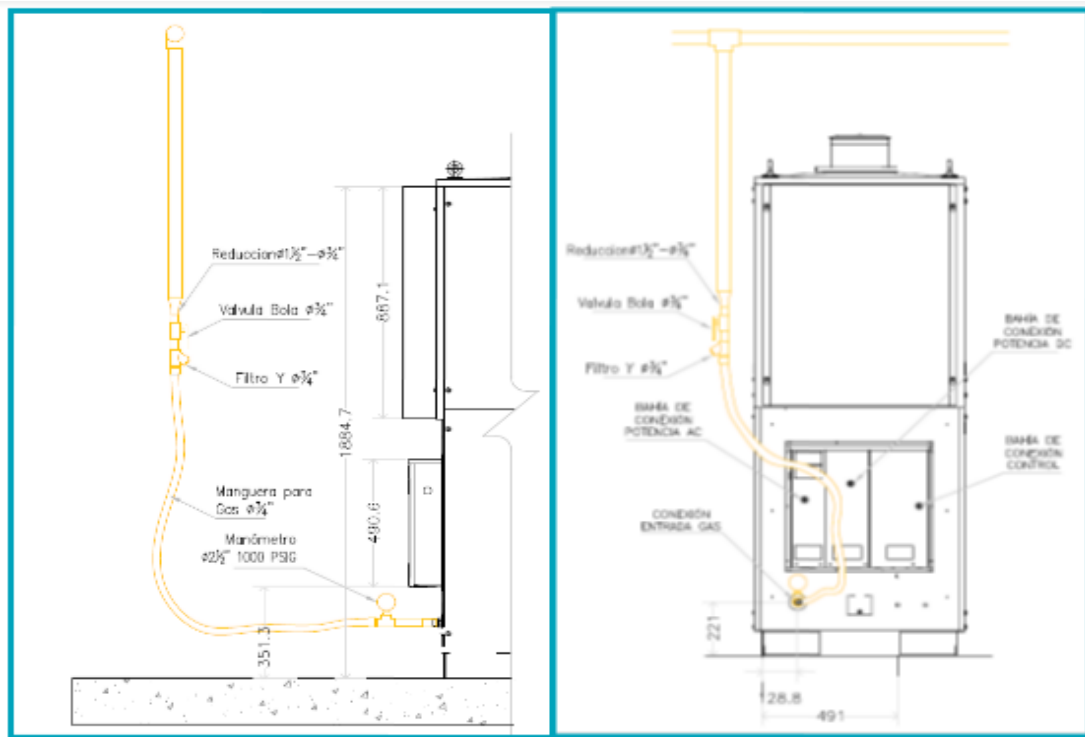


Fuente: Informe Supernova Energy Services.

3.2.1.2 Suministro de Gas Combustible: Las microturbinas son generadores que utilizan como combustible Gas Natural a presión de 75 - 80 psi. El suministro de gas de la red comercial que pasa por el edificio llega a una presión máxima de 60 psig, y dado que las normas 3838 de 2014, tabla No. 4, no permiten instalar líneas de más de 20 psig dentro de las Edificaciones, se hace necesario instalar un regulador de gas aguas arriba del medidor, de tal manera que se garantice una presión constante de 20 psig hasta la cubierta. En la cubierta se instalará un compresor que eleva a 80 psig para suministro a cada microturbina.

Conforme a los requerimientos de fábrica y a los estándares de instalaciones de gas, cada microturbina tendrá su propia válvula de corte, filtro y manómetro (detalles de conexión Figura 14).

Figura 14. Detalles conexión microturbinas.



Fuente: Supernova energy services.

3.2.1.3 Red de Aire Caliente: El aprovechamiento de los gases de escape se hace a través de una simple red de ductos de aire caliente que llevan este aire a un chiller de absorción, el cual aporta 40 TR (Toneladas de Refrigeración), al sistema de Aire Acondicionado. Estos ductos incluyen tres válvulas de modulación (figura 15) para ajustar las temperaturas de operación del chiller y para suspender el ingreso de aire caliente en caso de apagada del chiller.

Figura 15. Back flow damper.



Fuente: recuperado de <http://zonedampers.com/product-category/zone-dampers/>.

3.2.1.4 Sistema de Aire Acondicionado: El proyecto en su fase de climatización se estima para un horario de operación entre la 7 am y 8 pm, 5 días a la semana, considerando el total de población que corresponde a las 5 sedes.

a. Memoria de cálculo sistema de aire acondicionado y ventilación mecánica

Para el cálculo se utilizó el programa Elite Software CHVAC y las condiciones de entrada para realizar los correspondientes cálculos son:

- 1. Condiciones climáticas:** Las condiciones climáticas consideradas están basadas en los datos históricos de temperatura y humedad de la ciudad de Villavicencio.
- 2. Condiciones de diseño:** Las de bulbo seco y bulbo húmedo que se tuvieron en cuenta para el diseño son las dadas por el IDEAM (Tabla 10), con la información histórica de Climatografía mensual de las principales ciudades y son las mostradas a continuación:

Tabla 10. Condiciones de diseño.

INTERIORES

Temperatura de bulbo seco	72°F ± 2
Humedad relativa	50% ± 5%

Ventilación	5 cfm/per; 0.06 cfm/ft2
Filtración	MERV 8

EXTERIORES

Temperatura de bulbo seco	92.7°F
Temp. De bulbo húmedo	79.5°F
Altitud	1531 ft. s.n.m.m.
Latitud	4 N

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa.

3. Datos de entrada para el cálculo:

Envolvente del edificio:

- **Techos y cubiertas:** Para el material de techos y cubiertas se establece un coeficiente U según las características del techo de las oficinas. En los cálculos realizados se consideró un coeficiente $U=0.13$ BTU/ (hr-ft²-°F). Esto corresponde a techo plano en concreto de 6 in (pulgadas) con cielo suspendido sin aislamiento, que de acuerdo a los procedimientos de ASHRAE es un número de techo 6.
- **Muros al exterior:** Para los muros al exterior se tienen en cuenta dos tipos material: 1. Pared de concreto de 6 in, con acabado exterior sin aislamiento. Esto corresponde a un muro ASHRAE tipo C, un coeficiente $U=0.11$ BTU/ (hr-ft²-°F). 2. Pared de concreto de 8 in, con acabado exterior sin aislamiento. Esto corresponde a un muro ASHRAE tipo B, un coeficiente $U=0.089$ BTU/ (hr-ft²- °F).
- **Ventanería:** En los cálculos de la ventanería se considera un vidrio con un coeficiente U de 1 BTU/ (hr-ft²-°F), y un coeficiente de sombra propio de 0.63 dado por el grosor del vidrio, asumiendo que a las ventanas no se les colocará persianas internas. Datos suministrados por la ficha técnica del vidrio instalado.

Cargas internas:

Para las cargas internas en el edificio se tuvieron en cuenta los perfiles de utilización de persona, iluminación y equipos como se muestra a continuación Tabla 11:

- **Iluminación:** Para la iluminación se consideró una carga de 1.11 W/ft², teniendo en cuenta que son áreas destinadas a oficinas y de acuerdo a ASHRAE HANDBOOK (2013) Fundamentals, Capítulo 18.

Tabla 11. Perfiles de operación.

Description	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm	12am
1 Personas	10	10	10	10	10	30	50	C	C	C	C	80	80	80	C	C	C	80	50	50	10	10	10	
2 Iluminacion	20	20	20	35	35	20	20	80	80	80	80	80	80	80	80	80	C	C	70	50	30	30	30	
3 Equipos	10	10	10	10	10	30	50	C	C	C	C	80	80	80	C	C	C	80	50	10	10	10	10	
4	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	

Donde C indica el 100% de la utilización del espacio.

Fuente: Informe de BTconsultores SAS.

- **Ocupación por personas:** En este caso la ocupación por personas se tomó teniendo en cuenta el amueblamiento suministrado por arquitectura (Tabla 12). Se consideró que las personas se encontraban caminando o realizando trabajos ligeros, generando un calor sensible por persona de 250 BTU/h y un latente de 200 BTU/h (Tabla 13).
- **Cargas por equipos:** Puesto que son espacios de oficinas, se prevé una carga de 150 W por cada puesto de trabajo.

b. Datos de salida, resultados memoria de cálculo:

Tabla 12. Resumen de cargas del edificio.

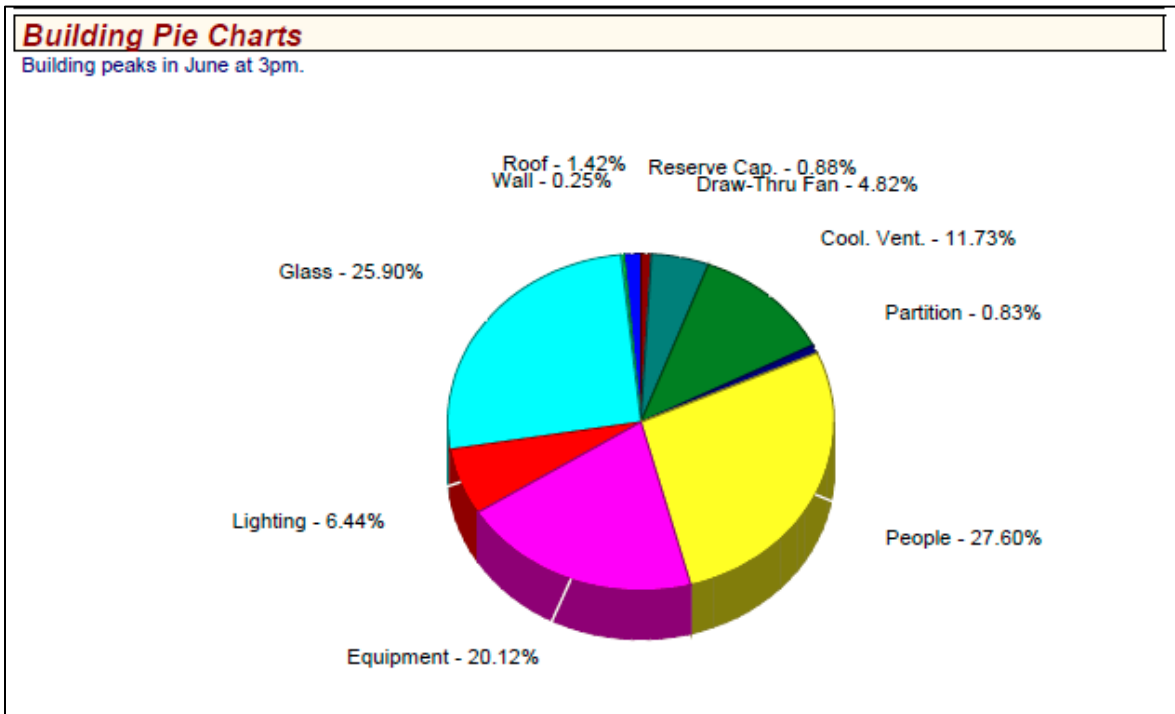
Building Summary Loads							
Building peaks in June at 3pm.							
Bldg Load Descriptions	Area Quan	Sen Loss	%Tot Loss	Lat Gain	Sen Gain	Net Gain	%Net Gain
Roof	6,786	0	0.00	0	16,276	16,276	1.42
Wall	2,098	0	0.00	0	2,884	2,884	0.25
Glass	5,194	0	0.00	0	296,363	296,363	25.90
Floor Slab	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Skin Loads		0	0.00	0	315,523	315,523	27.58
Lighting	26,996	0	0.00	0	73,691	73,691	6.44
Equipment	67,471	0	0.00	0	230,220	230,220	20.12
Pool Latent	0	0	0.00	0	0	0	0.00
People	702	0	0.00	140,326	175,408	315,734	27.60
Partition	3,282	0	0.00	0	9,488	9,488	0.83
Cool. Pret.	5,142	0	0.00	0	0	0	0.00
Heat. Pret.	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Cool. Vent.	5,142	0	0.00	91,415	42,802	134,217	11.73
Heat. Vent.	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Cool. Infil.	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Heat. Infil.	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Draw-Thru Fan	0	0	0.00	0	55,162	55,162	4.82
Blow-Thru Fan	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Reserve Cap.	0	0	0.00	0	10,020	10,020	0.88
Reheat Cap.	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Supply Duct	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Return Duct	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Misc. Supply	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Misc. Return	0	0	0.00	0	0	0	0.00
Building Totals		0	0.00	231,741	912,314	1,144,055	100.00

Building Summary	Sen Loss	%Tot Loss	Lat Gain	Sen Gain	Net Gain	%Net Gain
Ventilation	0	0.00	91,415	42,802	134,217	11.73
Infiltration	0	0.00	0	0	0	0.00
Pretreated Air	0	0.00	0	0	0	0.00
Room Loads	0	0.00	140,326	814,350	954,676	83.45
Plenum Loads	0	0.00	0	0	0	0.00
Fan/Duct/Misc Loads	0	0.00	0	55,162	55,162	4.82
Building Totals	0	0.00	231,741	912,314	1,144,055	100.00

Check Figures	
Total Building Supply Air (based on a 20° TD):	45,275 CFM
Total Building Vent. Air (11.36% of Supply):	5,142 CFM
Total Conditioned Air Space:	24,321 Sq.ft
Supply Air Per Unit Area:	1.8616 CFM/Sq.ft
Area Per Cooling Capacity:	255.1 Sq.ft/Ton
Cooling Capacity Per Area:	0.0039 Tons/Sq.ft
Heating Capacity Per Area:	0.00 Btuh/Sq.ft
Total Heating Required With Outside Air:	0 Btuh
Total Cooling Required With Outside Air:	95.34 Tons

Fuente: Elite Software CHVAC

Tabla 13. Grafico circular de la construcción.



Fuente: Elite Software CHVAC.

c. Selección y dimensionamiento de equipos:

De acuerdo al resultado de cargas incidentes en las diferentes oficinas y las cargas interiores generadas, se determina el uso de un sistema de agua helada. Se debe suplir una capacidad de refrigeración de 111 toneladas; con estos requerimientos de zona, se determina instalar dos unidades enfriadoras de agua: un chiller de absorción de 40 TR, tomando los gases de escape de las microturbinas para su operación, conectado a una torre de enfriamiento para su respectiva condensación y un chiller eléctrico condensado por aire de 75 TR, que supla la capacidad de enfriamiento requerida en el edificio, con un porcentaje de respaldo, contando con su respectivo sistema de bombeo, en el circuito de condensación del chiller de absorción y la distribución de agua helada del edificio.

La planta de agua helada se ubicará en la cubierta, el agua refrigerada se distribuirá por medio de una red de tubería a cada una de las áreas, los caudales requeridos son el producto del cálculo anterior. En las oficinas, se tendrán unidades tipo fan coil decorativas, conectadas al sistema de agua helada.

Para la renovación de aire exterior se contará con un sistema de recuperación de aire, que atienda las cargas que genera el aire exterior en las diferentes zonas y mantenga la calidad de aire interior.

3.3 DISEÑO DEFINITIVO

Del diseño preliminar propuesto se presentaron varias modificaciones, algunas de las cuales se solicitaron por el Director del Proyecto y su equipo de trabajo. el edificio fue puesto en funcionamiento antes de culminar los diseños definitivos del sistema de refrigeración, por ende, fue posible realizar algunas mediciones con el personal administrativo ubicado en el edificio, en ese momento solo se contaba con climatización por medio de equipo convencionales poco eficientes, como ventiladores y aires acondicionados portátiles.

Dentro de las conclusiones de este análisis, como aporte al diseño del sistema de refrigeración en términos de eficiencia, se realiza el cambio del chiller eléctrico de 75 TR por un chiller de absorción de 40TR. Esta es la conclusión luego de confirmar que algunas de las zonas del edificio eran ocupadas de forma provisional y no había una constante de consumo energético y refrigeración, tales como, sala de formación y sala de juntas o reuniones. Estas áreas suman un promedio de 35 toneladas de refrigeración, que se puede retirar del sistema general y se atenderán con unidades de expansión directa. por lo anterior la carga térmica local para el sistema de enfriamiento será dada por 80 TR, por medio de dos chiller de absorción que operan durante 12 horas del día, uno de ellos conectado a los gases de escape de las microturbinas para su operación y apoyadas por gas natural para cumplir con la carga y el otro conectado 100% a gas natural. Las 35 TR restantes se suplirán con aire convencional que operan de forma esporádica. Este cambio se considera importante como aporte de eficiencia en el consumo eléctrico, y además es consecuente con el combustible que comercializa la compañía.

3.4 AUTOGENERACIÓN

Una de las mediciones realizadas fue el análisis de redes, el cual permitió definir las cargas eléctricas reales que tendría el edificio en total funcionamiento. Como conclusión general, dicha carga no superan los 104 kW/h, de los cuales 17,7 kW/h son las cargas que consume el ascensor, bomba hidroflew e iluminación sótano, los cuales por los picos que representan y por la intermitencia de su uso serán totalmente alimentados de la red convencional y los otros 86.3 kW/h que representan el consumo

constante del edificio serán tomados de la energía que entregan en funcionamiento las 2 microturbinas, por lo tanto la necesidad de instalar una tercer microturbina así sea en calidad de comodato para esta aplicación ya no sería necesaria.

Otra variación efectuada al diseño preliminar es la modificación del modo de operación de “Grid Connect” (GC), a modo “Stand Alone” (SA) de las microturbinas, ya que, al sincronizar con la red convencional, toda la energía entregada por las microturbinas dejaría de ser regulada, factor que obligaría desde un principio a instalar una UPS de gran capacidad para todos los equipos de cómputo que se requieren en el edificio. La anterior decisión generó un valor mayor de las microturbinas por la instalación adicional de un kit de baterías por cada una de ellas, sin embargo, este reemplazo permite tener un ahorro de inversión en una UPS.

3.5 SUMINISTRO DE GAS COMBUSTIBLE

3.5.1 Condiciones de diseño para la instalación a gas Las características del gas natural que se usará para esta aplicación (Gas Cusiana-Cupiagua) cumple con las condiciones RUT, se anexa análisis cromatográfico promedio, ver anexo 2, el cual se tuvo en cuenta para realizar los cálculos del diseño de la instalación de gas, basados en el software GasWorkS9.0, y se utilizarán las siguientes condiciones reales:

- Poder calorífico: 1.140 BTU/pe3
- Constante de gas $R=10,466 \text{ psia} \times \text{ft}^3/\text{lbmol} \times \text{°R}$
- Relación de calor específico: 1.32
- Peso molecular: 19.531 lbmol
- Gravedad especifica: 0.6787 (en aire).

3.5.2 Cálculo de consumo

El consumo de gas natural requerido es definido por los equipos a instalar, confirmado por el Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa (Tabla 14).

Tabla 14. Consumo de los equipos.

Equipo	Cantidad	Potencia de consumo	Presión de Entrada
Chiller a gas	2	246,7 kWh	0,5 psig
Microturbina	2	134,4 kWh	80 psig

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Consumo en gas:

Chiller: 246,7 kWh X 2 und = 493,4 kWh = 45m³/h GN

Microturbina: 134,4 kWh X 2 und = 268,8 kWh = 25 m³/h GN

Q diseño= 45m³/h+ 25 m³/h= 70m³/h (fórmula para conversiones en ecuación 1)

Ecuación 1. Conversiones.

$$Q_{\text{aparato}} = \frac{Pot. \text{ nom}}{P. C. S (GAS)}$$

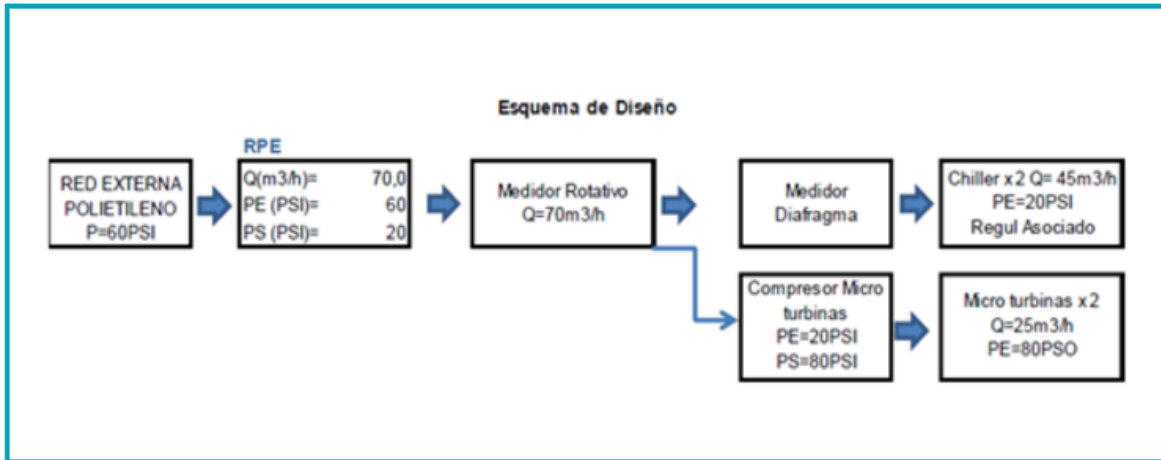
Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Q_{aparato} = Caudal máximo del artefacto

Pot. Nom = Potencia nominal del artefacto según ficha técnica

P.C.S (GAS) = Poder calorífico del gas (Para Villavicencio 1140 BTU/Ft³), promedio extraído de anexo 2

Figura 16. Esquema de diseño.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

3.5.3 Sistema de gas propuesto.

- **Tipo de consumo:** Industrial
- **Tubería:** 1" Acero SCH40.
- **Medición:** Medidor rotativo referencia G40 para el consumo total de gas del sistema y medidor de diafragma referencia AC250 para la medición del gas del chiller de absorción. El medidor instalado tiene capacidad para medir hasta 140m³/h.
- **Regulación:** 2 Etapas.

De acuerdo a los requerimientos de los equipos se plantea usar una presión de entrega de 15 a 20 psig, resultado de la primera etapa de regulación que recibe presión de 60 psi de la red secundaria de polietileno y reduce al valor anteriormente mencionado, por un regulador de diafragma referencia R50 pilotado, con esta presión sube por la tubería de acero hasta la azotea donde se encuentran ubicados todos los equipos, allí se realiza una derivación, una para ingresar el gas natural a compresión que aumenta la presión de 20 a 80 psi, y entre posterior a microturbinas, la otra derivación es para el ingreso de gas natural como combustible a los Chillers, de 20 psi a 0.5 psi. con un regulador de diafragma de referencia R10.

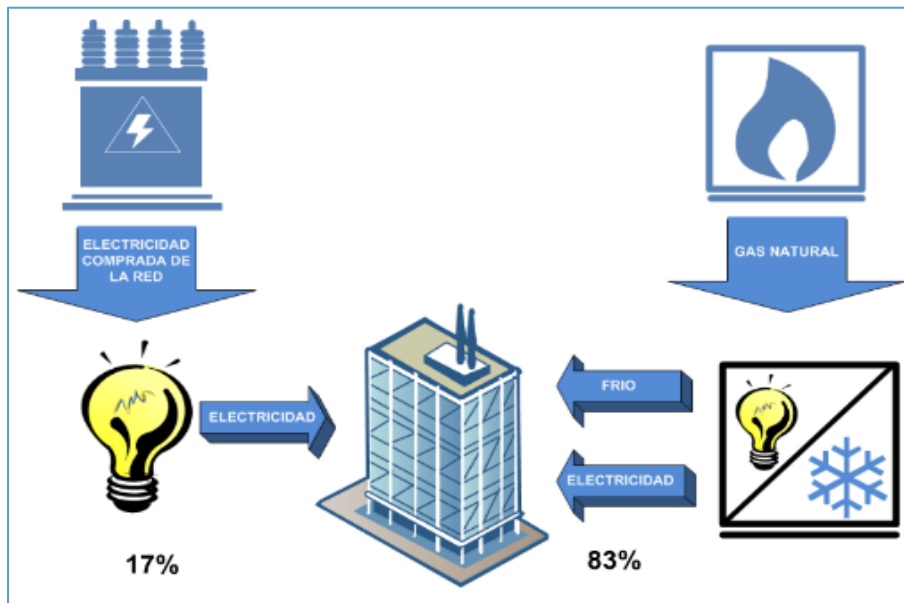
3.5.4 Verificación de diseño. Se verifica el diseño con el software de simulación Gasworks 9.0, comprobando el cumplimiento de las siguientes condiciones de diseño (ver esquema validado en Figura 16):

- Máxima velocidad 20 m/s (65,6 ft/s). Resultados OK
- Presión Min Red 20 PSI= 18 PSI (10%max pérdida adm). Resultados OK
- Presión Min Red 80 PSI= 72 PSI (10%max pérdida adm). Resultados OK

3.5.5 Resultados de diseño.

- Tubería y accesorios: Usar Acero 1" SCH 40, según validaciones de diseño
- Regulador Primera Etapa: Q=70 m³/h; Pe=60 PSI; Ps=20 PSI
- Regulador Segunda Etapa: Q=45 m³/h; Pe=20 PSI; Ps= 0.5 PSI. (Chiller)
- Medidor 1: P= 20 PSI Q=70 m³/h
- Medidor 2: P=20 PSI Q= 45 m³/h
- Compresor: Pe=20PSI Ps=80PSI Q= 25m³/h (para microturbinas)

Figura 17. Esquema general del sistema de cogeneración.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

La figura anterior describe como se piensa la distribución del suministro de energía para el edificio, del cual se tomará el 17% de la red local y el 83% del sistema de cogeneración.

4 PROGRAMACIÓN DEL PROYECTO

Las actividades de desarrollo del proyecto, se programaron de acuerdo al cronograma de la figura 18.

Figura 18. Cronograma.

Objetivo de la Planificación:		PROYECTO COGENERACIÓN SEDE ADMINISTRATIVA DEL GRUPO DEL LLANO																																	
		MES																																	
Ítem	Actividades	Responsable	Fecha de Entrega	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
1	FORMULACION Y ESTRUCTURACION		Octubre 2014																																
1.1	POSTULACION DEL PROYECTO	TECNICO E INTERESADOS																																	
1.2	RECOLECCION DE INFORMACION	TECNICO E INTERESADOS																																	
1.3	DISEÑO	TECNICO E INTERESADOS																																	
1.4	ANALISIS DEL ALCANCE Y BENEFICIOS	TECNICO																																	
1.5	ANALISIS DE RECURSOS	TECNICO																																	
1.6	ANALISIS DE RIESGO	TECNICO																																	
1.7	ANALISIS DEL PRESUPUESTO	TECNICO																																	
1.8	PRESENTACION DEL PROYECTO	TECNICO																																	
1.9	APROBACION DEL PROYECTO	DIRECTIVAS																																	
2	PROCESO DE CONTRATACION		Febrero 2015																																
2.1	PUBLICACIÓN	INTERESADOS																																	
2.2	LICITACION	TECNICO																																	
2.3	EVALUACIÓN DE OFERTAS	TECNICO																																	
2.4	ADJUDICACION	DIRECTIVAS																																	
3	PERFECCIONAMIENTO DEL CONTRATO		Marzo 2015																																
3.1	INVERSION	CONTRATACION																																	
3.2	LEGALIZACION DE CONTRATO	CONTRATACION																																	
3.3	AUTORIZACIONES	CONTRATACION																																	
4	SOCIALIZACION DE LAS OBRAS A EJECUTAR		Mayo 2015																																
4.1	GERENCIA	TECNICO																																	
4.2	COMUNIDAD	TECNICO Y COMUNICACIONE																																	
5	ADQUISICION DE EQUIPOS		Abril 2015																																
5.1	SONDEO DE MERCADO	LOGISTICA																																	
5.2	ANALISIS DE OFERTAS	LOGISTICA E TECNICO																																	
5.3	ASIGNACION DE PROVEEDOR	TECNICO																																	

5 INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DEL PROYECTO

Esta actividad fue subcontratada a dos proveedores, uno encargado de la parte eléctrica (venta, instalación y puesta en marcha de micro turbinas y chiller) y el otro de la generación de agua helada para la refrigeración del edificio (venta, instalación y puesta en marcha de torre de enfriamiento, fancoil y tuberías aisladas).

5.1 IZAJE Y UBICACIÓN DE EQUIPOS EN LA AZOTEA

Tiempo invertido: 1 día.

El izaje de los equipos (microturbinas, compresor y chiller) (ver Figura 19 al 21), se realizó apoyado con una grúa telescópica por un parqueadero contiguo a la edificación para poder llegar así de manera rápida a la cubierta del edificio.

Figura 19. Microturbinas capstone, referencia C65.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Figura 20. Compresor Biokomp



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Figura 21. Chiller Yazaki de 40TR.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

5.2 CONEXIONES ELÉCTRICAS

El sistema eléctrico general comprende las acometidas de interconexión a microturbinas, chiller, demás equipos en cubierta, aires acondicionados y tableros de distribución principal. El esquema unifilar inicia con el conexionado del medidor unidireccional conectado a media tensión, las líneas de tensión descienden hasta la subestación llegando al seccionador. Estas se conectan posteriormente al transformador principal de la red comercial. Del devanado secundario se entrega la tensión a 277 VAC hacia la transferencia (Figura 22). Dicho sistema es automático y se encuentra dentro del mismo tablero de distribución principal que da alimentación a todas las cargas del edificio las cargas de todo el edificio.

Figura 22. Devanado secundario a 277 VAC.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Al tablero de transferencia y distribución principal también se conecta la generación por microturbinas. Las acometidas que llevan la generación de los dos equipos van a un tablero de distribución 480 VAC (Figura 23) ubicado en la cubierta, de allí se divide la alimentación hacia el compresor y hacia un segundo transformador

480/277 VAC en la subestación, posteriormente hacia el tablero de distribución principal el cual cuenta con transferencia automática conectada a la mayoría de las cargas de los 4 pisos. En ese tablero se integra la red eléctrica convencional y la red por turbinas. Las dos fuentes de energía son gobernadas por la transferencia automática que permite la selección de una fuente en caso de ausencia de la otra. La energía principal es la autogenerada, la energía de respaldo es la red convencional.

Figura 23. Tablero de distribución 480 VAC – cubierta.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

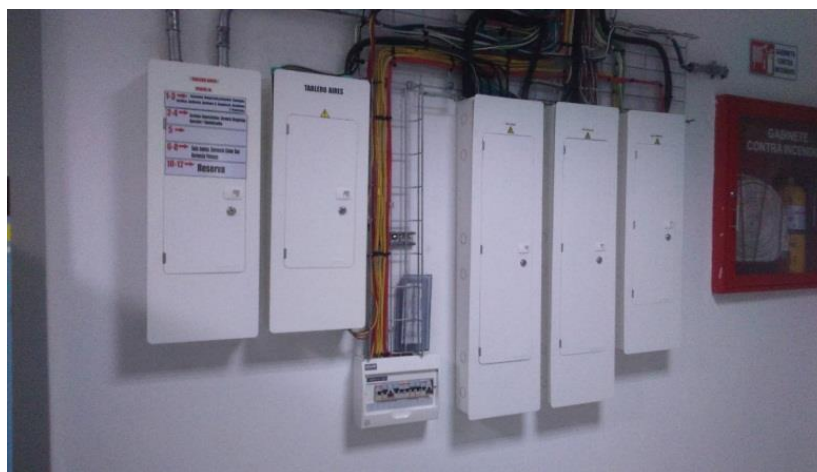
Hay 3 cargas (ascensor, bomba hydroflow y la iluminación sótano) que quedan fuera del esquema anterior, es decir, se conectan a un barraje independiente del tablero de distribución principal y están acopladas directamente al transformador principal de la red eléctrica convencional. Ante ausencia de energía o inestabilidades, estas cargas tienen como alimentación de respaldo una planta de generación eléctrica de 32 KVA, que funciona con Diesel como combustible. Todas las cargas cuentan con las protecciones adecuadas para casos de falla (Figuras 24 a 26), las instalaciones, los cables de acometidas y demás requisitos técnicos cumplen conforme lo establecido en RETIE. Además, cuentan con la aprobación del operador de red.

Figura 24. Tableros eléctricos por piso para aires acondicionados.



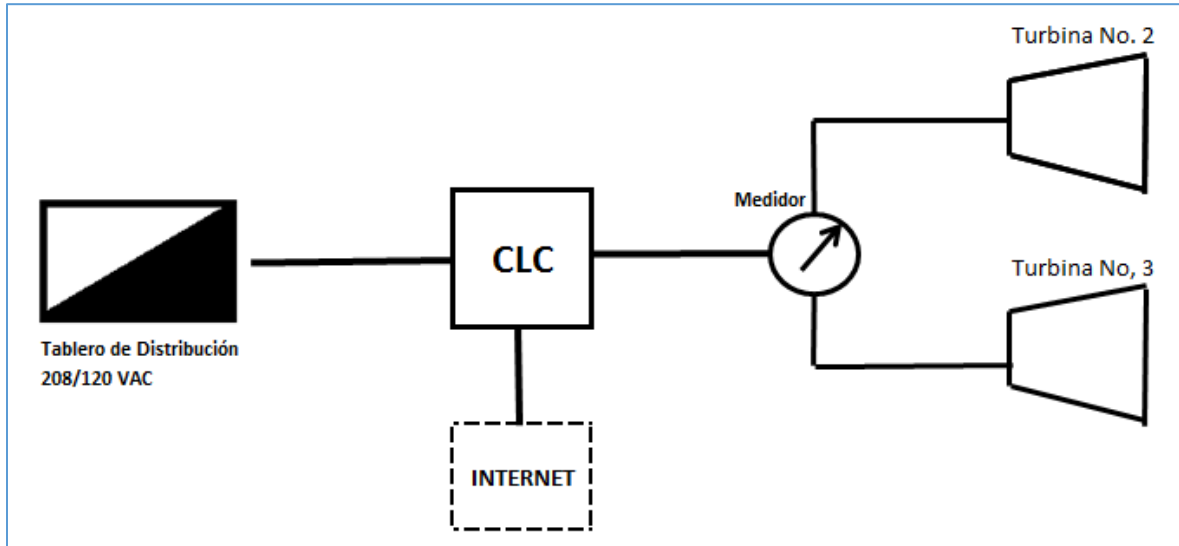
Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Figura 25. Gabinetes



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Figura 26. Diagrama de conexión.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

5.3 INSTALACIÓN SISTEMA DE GAS

Tiempo invertido: 5 días.

Se realiza instalación con tubería de 1" SCH40, con el método de soldadura TIG (GTAW) (Figura 27), por traer de ventaja para la aplicación particular:

- Permite soldar en todas las posiciones, importante toda vez que hay que aplicar un cordón de soldadura a los 360° en la circunferencia del tubo y accesorios (Figura 28).
- Se minimiza la cantidad de proyecciones de partículas incandescentes que pudieran afectar la cubierta de impermeabilización del suelo de la azotea.
- Minimiza la cantidad de escoria sobre el cordón, no requiere limpieza posterior y deja una mejor presentación.

Figura 27. Instalación de gas microturbinas.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Figura 28. Cordón de soldadura con método de soldadura TIG (GTAW).



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

La instalación de gas cumple con los requerimientos de la resolución 90902 del Ministerio de Minas y Energía, en su numeral 5.1. “Requisitos técnicos para instalaciones para suministro de gas combustible a edificaciones de uso industrial”. Y con la NTC 4282. “Instalaciones para suministro de gas destinados a usos industriales”.

Prueba de hermeticidad: Se realiza prueba de hermeticidad con aire, durante 1 hora con una presión de 120 psig (1,5 veces la máxima presión de operación) (Figura 29).

Figura 29. Prueba de hermeticidad con aire.

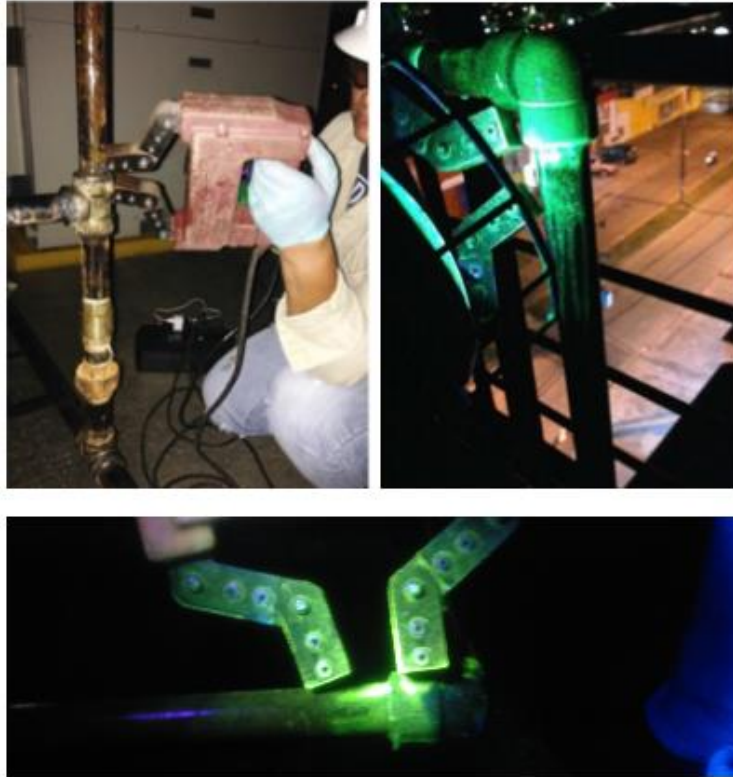


Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Inspección de soldadura: Para asegurar la confiabilidad de las soldaduras aplicadas se procedió a realizar el ensayo no destructivo; Inspección mediante partículas magnéticas líquidas fluorescentes (Figura 30). Este método es adecuado para detectar discontinuidades (fallas en la aplicación de la soldadura o en el material) superficiales y subsuperficiales en materiales ferromagnéticos, precisamente los utilizados en esta instalación.

Debido a que este ensayo revela las discontinuidades al ser iluminadas las partículas magnéticas con una luz ultravioleta se hace necesario realizar el ensayo en horas de la noche, lo cual minimiza la interferencia de la luz natural.

Figura 30. Prueba de partículas magnéticas.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

5.4 CONEXIÓN DE GASES DE ESCAPE A CHILLER DE ABSORCIÓN

Tiempo invertido: 5 días

La conexión de los gases de escape se realizó utilizando ductos en acero inoxidable, recubierto de un manto aislante térmico (Figura 31 y 32). Complementando con tres damper automatizados para permitir la demanda correcta del caudal másico del chiller conectado.

Figura 31. Manta para tuberías - lana mineral de roca.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Figura 32. Ductos de conexión gases de escape microturbinas – chiller



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

5.5 INSTALACIÓN DE RED HIDRAULICA AGUA HELADA

Tiempo invertido: 20 días.

Se instala una red de tuberías (de diámetros de 4",3",2",1" y ¾") que distribuye el agua helada de los chiller (8°C) a todos los pisos del edificio (detalle en Figuras 33 y 34), que llegan a cada fancoil y retorna a la cubierta del edificio (12°C), iniciando nuevamente el proceso. Como protector aislante térmico se recubrieron las tuberías con poliuretano inyectado (Figura 35) y en otras partes con rubatex.

Figura 33. Conexiones bombas de agua helada y de torre de enfriamiento



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Figura 34. Instalación tuberías de PVC para agua helada



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Figura 35. Tubería de PVC de agua helada instalada y recubierta



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

5.6 INSTALACIÓN DE TUBERÍA HIDRÁULICA PARA CONDENSADOS CHILLER – TORRE DE ENFRIAMIENTO

Tiempo invertido: 3 días.

Se instalada tubería de polipropileno de 4", debido a las altas temperaturas que va tener (de hasta 40°C). La tubería fue recubierta con aluminio y poliuretano para protegerla de los rayos UV donde quedó expuesta (ver Figuras 36 y 37).

Figura 36. Conexión de chiller con tubería de polipropileno.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Figura 37. Tubería de polipropileno para conexión chiller torre de enfriamiento



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

5.7 INSTALACIÓN EQUIPOS FANCOIL

Tiempo invertido: 15 días.

Se instala un total de 51 equipos fancoil entre los que se encuentra de tipo cassette (ver Figura 38) y desnudos (según diseños y demandas de frío por cada una de las áreas). Los cuales van anclados a la placa de concreto y complementando su conexión válvulas on/off a 24V, para los momentos en donde se apaga cada equipo.

Figura 38. Fancoil tipo cassette instalado.



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

5.8 INSTALACIÓN RED DE DRENAJE PARA EQUIPOS FAN COIL

Tiempo invertido: 20 días.

La red de drenaje de los equipos fancoil. Es una red con una pendiente que colecta el agua condensada de los fancoil de cada piso llevando el agua a una matriz de 4", que baja por el foso del ascensor llegando a la caja de inspección del alcantarillado. Las tuberías usadas fueron de tipo sanitario (de 1" a 4"), ya que allí no hay presión en el fluido a transportar.

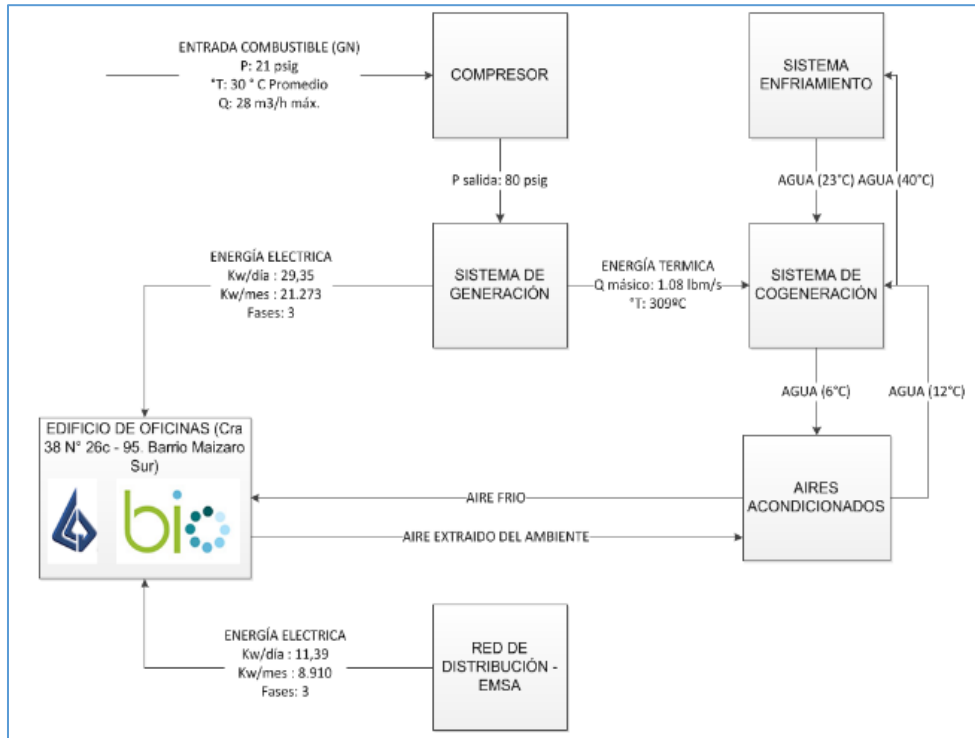
5.9 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

El sistema funciona de la siguiente forma (detalles gráficos en Figura 39 y 40):

Se Ingresan gas natural a un compresor de tornillo marca BioKomp, el cual comprime el gas natural a una presión de 80 psig, el cual ingresa a las microturbinas Capstone C65, las cuales tienen una capacidad conjunta de 100 kw, dejando un margen de seguridad del 10% (90 kw en generación, en los picos más altos). Conectado a la red de gas de 20 psig, y regulando la presión a 0,5 psig están conectados dos chiller de doble efecto marca Yazaki de 40 TR, que emplean para su proceso agua como refrigerante y bromuro de Litio, como el agente absorbente, de los cuales uno de ellos funciona única y exclusivamente con gas natural y el otro con los gases de escape de las microturbinas con un caudal másico de 1,1kg/s a temperaturas mayores de 300°C. De estos chiller se desprende una red de tuberías de las cuales a su vez se desprenden dos procesos independientes utilizando ambos agua, los cuales son: salida de agua helada entre 6°C a 8°C, retorno de agua helada con temperaturas de entre 12°C y 14 °C, después de haber hecho el recorrido por todo el edificio ayudado por una bomba de 5HP. Salida de agua de condensados para torre de enfriamiento (40°C) y agua de renovación proveniente de la torre de enfriamiento (agua a T° ambiente).

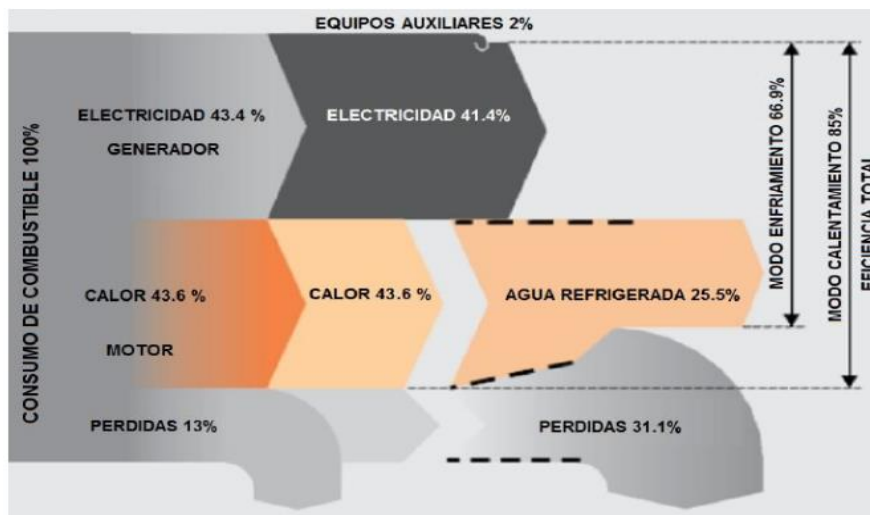
En cada piso y por secciones están los fancoil, que son los encargados de recibir el agua helada y realizando termotransferencia bajan la temperatura de ambiente.

Figura 39. Diagrama de funcionamiento sistema de cogeneración Empresas Grupo Corporativo



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Figura 40. Eficiencias típicas en sistemas de cogeneración según proceso requerido



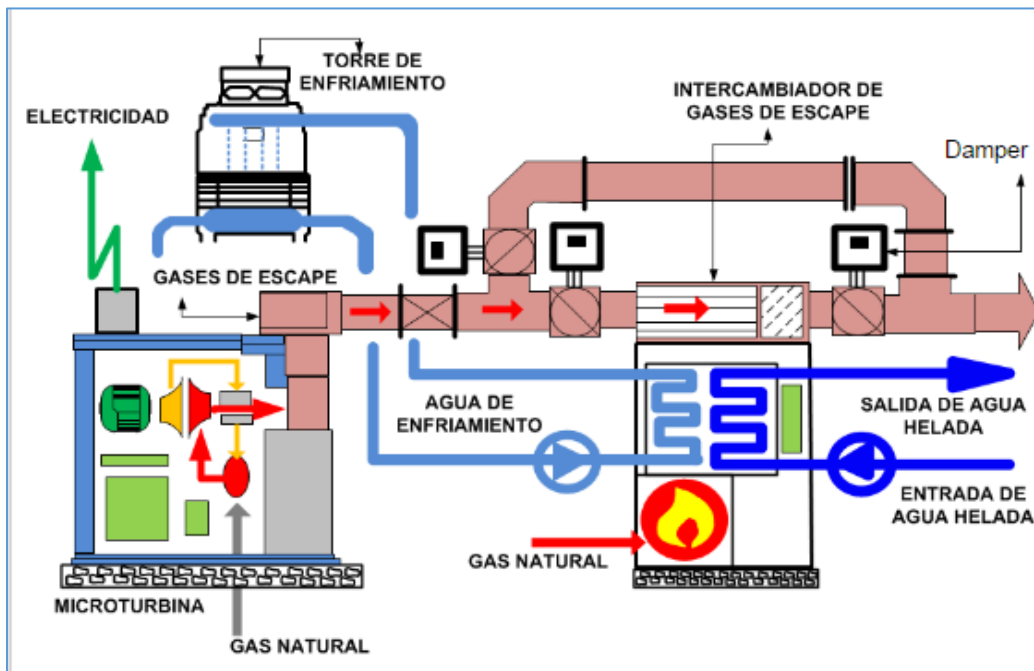
Fuente: Recuperado de <http://www.wartsila.com/>

Figura 41. Foto de la planta de cogeneración



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa.

Figura 42. Diagrama de conexión de las Microturbinas



Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

6 EVALUACIÓN Y RESULTADOS

6.1 INVERSIONES

La siguiente relación de costos corresponde a todos aquellos equipos y servicios necesarios para el funcionamiento del sistema de cogeneración que va desde las microturbinas, acometidas Gas y acometidas Eléctricas, control y tableros, hasta los chiller y ductos de escape que los conectan al sistema (costos del proyecto, Tabla 15). No se incluye en esta relación la inversión de aires acondicionados y obras destinadas al despliegue de tubería de agua helada y drenaje en el sistema de enfriamiento.

Tabla 15. Costos del proyecto.

Concepto	Parte del Proyecto	Proveedor	NIT	valor item proyect
Valvulas bola 3/4", 1" y Uniones Universal de acero 1"	Microturbinas	Almacén		\$146.712
Compresor Biokomp	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$59.929.412
Valor microturbinas	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$473.101.024
Acesorios para microturbinas	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$21.382.995
Chiller Yazaki	Sistema de refrigeración	Supernova	800.209.696	\$112.756.292
Controlador Capstone	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$79.464.997
Appls eng suport	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$33.826.888
Appls eng suport	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$67.653.775
Tablero de interconexión a 480 VAC	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$12.631.957
Protección de Transformador por 480V	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$3.544.943
Transformador de 300 KVA	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$27.347.221
Tablero Principal de Distribución a 208VAC	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$26.103.369
Valvula selenoide - interception valve BKEV3	Sistema de refrigeración	Supernova	800.209.696	\$443.891
MANO DE OBRA SISTEMA DE AIRE CALIENTE	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$13.101.161
MANO DE OBRA SISTEMA DE GENERACION Y DISTRIBUCION ELECTRICA	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$114.614.132
MANO DE OBRA SISTEMA DE HVAC	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$24.343.180
Acesorios adicionales para Microturbinas	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$119.807.461
MANO DE OBRA ADICIONAL PUESTA EN MARCHA SISTEMA DE COGENERACION	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$50.241.372
Valvula selenoide instalada en compresor BIKOMP	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$1.058.500
Obras adicionales de cogeneracion de energia	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$28.875.600

Concepto	Parte del Proyecto	Proveedor	NIT	valbr item proyec
adicionales de obra eléctrica edificio siete de agosto - Terraza y Sotano.	Microturbinas	Industrial de bobinados	900.508.889	\$17.926.790
Instalación de tablero eléctrico para protección de bombas y chillers	Microturbinas	Industrial de bobinados	900.508.889	\$8.626.557
Instalación de gas por fachada	Microturbinas	Jose Quiñones	900.495.076	\$5.525.397
Instalación de gas microturbinas	Microturbinas	Cortes y QA	813.000.938	\$5.775.408
Arreglos y modificaciones a instalación de gas	Microturbinas	Cortes y QA	813.000.938	\$2.273.600
Manguera en acero inoxidable bridada 2" ANSI 150 x 105cm	Microturbinas	Serviacoples y Mangueras del Llano	822.003.039	\$568.400
Manguera fleximetálica de 1"x 37cm - PN X PN 1".	Microturbinas	Serviacoples y Mangueras del Llano	822.003.039	\$145.000
Manguera fleximetálica de 1/2"x 60cm - PN X PN 1/2".	Microturbinas	Serviacoples y Mangueras del Llano	822.003.039	\$116.000
Compra de cheques 0-150 PSI por fuga (2 und)	Microturbinas	Serviacoples y Mangueras del Llano	822.003.039	\$95.999
Medidor eléctrico - MK17	Microturbinas	Jorge Zambrano	108.824.665	\$28.483.250
Instalación de conexiones internet - Direcciones IP	Microturbinas	Serrano Prada		\$986.000
Medidor tipo diafragma AC 250	Microturbinas	Metrología/Medición		\$487.424
Corrector de Flujo	Microturbinas	Mantenimiento		\$6.823.885
Accesorios Instalación punto eléctrico - Corrector de flujo	Microturbinas	Eléctricos importados (EINSA)	800.008.151	\$59.549
Manómetros entrada microturbinas de 0-180 PSI (cantidad 2)	Microturbinas	Metrología (PROGEN)		\$382.800
Manómetros entrada Chillers de 0-60 hH ₂ O (cantidad 2)	Microturbinas	Metrología		\$197.200
Actuadores Damper para Chiller	Microturbinas	Supernova	800.209.696	\$11.269.400
				\$1.360.117.540

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

La siguiente Tabla 16 refleja la generación de turbinas durante una semana típica. Para este caso el sistema aun sin cogeneración (aprovechamiento de gases escape).

Tabla 16. Seguimiento consumos y Generación turbinas.

Semana del 11 al 15 de Julio 2016 (Sin Cogeneración)

	Hora	Volumen (m3/hora)	Volumen Gas consumido en Kw/h	Kw/h (Generados)	Presion gas	Temperatura gas	\$ Kw/h con autogeneración	m3/Kwh
Lunes 11	6:00	29 m3	342,08 Kw	52,79 Kw	23,71 PSI	21,10 °C	\$555,32	0,55 m3
	7:00	48 m3	566,20 Kw	80,48 Kw	22,11 PSI	22,75 °C	\$602,90	0,60 m3
	8:00	46 m3	542,61 Kw	83,67 Kw	21,88 PSI	23,88 °C	\$555,75	0,55 m3
	9:00	47 m3	554,41 Kw	84,82 Kw	21,85 PSI	26,84 °C	\$560,14	0,55 m3
	10:00	46 m3	542,61 Kw	82,16 Kw	21,82 PSI	30,46 °C	\$565,97	0,56 m3
	11:00	46 m3	542,61 Kw	80,91 Kw	21,92 PSI	29,32 °C	\$574,71	0,57 m3
	12:00	47 m3	554,41 Kw	86,47 Kw	21,96 PSI	30,96 °C	\$549,45	0,54 m3
	13:00	48 m3	566,20 Kw	83,74 Kw	22,03 PSI	31,43 °C	\$579,43	0,57 m3
	14:00	48 m3	566,20 Kw	85,36 Kw	22,11 PSI	29,83 °C	\$568,44	0,56 m3
	15:00	47 m3	554,41 Kw	82,98 Kw	22,15 PSI	30,45 °C	\$572,56	0,57 m3
	16:00	47 m3	554,41 Kw	81,89 Kw	22,32 PSI	22,24 °C	\$580,18	0,57 m3
17:00	43 m3	507,22 Kw	72,78 Kw	22,21 PSI	22,21 °C	\$597,24	0,59 m3	
Martes 12	6:00	39 m3	460,04 Kw	61,02 Kw	22,67 PSI	20,26 °C	\$646,08	0,64 m3
	7:00	39 m3	460,04 Kw	75,07 Kw	22,20 PSI	21,85 °C	\$525,16	0,52 m3
	8:00	41 m3	483,63 Kw	75,51 Kw	22,27 PSI	23,66 °C	\$548,88	0,54 m3
	9:00	41 m3	483,63 Kw	78,27 Kw	22,23 PSI	24,93 °C	\$529,52	0,52 m3
	10:00	42 m3	495,43 Kw	78,31 Kw	22,16 PSI	26,64 °C	\$542,16	0,54 m3
	11:00	45 m3	530,81 Kw	79,57 Kw	22,11 PSI	26,78 °C	\$571,69	0,57 m3
	12:00	45 m3	530,81 Kw	78,89 Kw	22,04 PSI	29,14 °C	\$576,61	0,57 m3
	13:00	45 m3	530,81 Kw	77,86 Kw	22,16 PSI	31,22 °C	\$584,24	0,58 m3
	14:00	46 m3	542,61 Kw	80,16 Kw	22,31 PSI	31,26 °C	\$580,09	0,57 m3
	15:00	46 m3	542,61 Kw	79,29 Kw	22,32 PSI	29,99 °C	\$586,46	0,58 m3
	16:00	45 m3	530,81 Kw	79,65 Kw	22,30 PSI	25,22 °C	\$571,11	0,56 m3
17:00	44 m3	519,02 Kw	75,44 Kw	22,20 PSI	25,55 °C	\$589,58	0,58 m3	
Miercoles 13	6:00	36 m3	424,66 Kw	21,20 Kw	23,67 PSI	20,08 °C	\$1.716,57	0,170 m3
	7:00	43 m3	507,22 Kw	79,38 Kw	21,97 PSI	21,74 °C	\$547,59	0,54 m3
	8:00	43 m3	507,22 Kw	78,44 Kw	21,92 PSI	23,49 °C	\$554,15	0,55 m3
	9:00	43 m3	507,22 Kw	78,43 Kw	21,93 PSI	24,83 °C	\$554,22	0,55 m3
	10:00	45 m3	530,81 Kw	79,11 Kw	21,92 PSI	26,26 °C	\$575,01	0,57 m3
	11:00	45 m3	530,81 Kw	77,91 Kw	21,91 PSI	27,62 °C	\$583,87	0,58 m3
	12:00	45 m3	530,81 Kw	80,69 Kw	21,92 PSI	27,84 °C	\$563,75	0,56 m3
	13:00	44 m3	519,02 Kw	77,18 Kw	22,04 PSI	28,69 °C	\$576,29	0,57 m3
	14:00	46 m3	542,61 Kw	82,01 Kw	22,16 PSI	29,35 °C	\$567,00	0,56 m3
	15:00	46 m3	542,61 Kw	82,42 Kw	22,28 PSI	24,58 °C	\$564,18	0,56 m3
	16:00	46 m3	542,61 Kw	84,59 Kw	22,18 PSI	25,53 °C	\$549,71	0,54 m3
17:00	42 m3	495,43 Kw	76,70 Kw	22,15 PSI	26,18 °C	\$553,54	0,55 m3	

	Hora	Volumen (m3/hora)	Volumen Gas consumido en Kw/h	Kw/h (Generados)	Presion gas	Temperatura gas	\$ Kw/h con autogeneración	m3/Kwh
Jueves 14	6:00	33 m3	389,26 Kw	53,92 Kw	23,66 PSI	21,03 °C	\$618,67	0,61 m3
	7:00	41 m3	483,63 Kw	77,14 Kw	21,91 PSI	22,10 °C	\$537,28	0,53 m3
	8:00	43 m3	507,22 Kw	74,66 Kw	21,86 PSI	24,05 °C	\$582,20	0,58 m3
	9:00	44 m3	519,02 Kw	78,46 Kw	21,83 PSI	25,66 °C	\$566,89	0,56 m3
	10:00	44 m3	519,02 Kw	79,44 Kw	21,68 PSI	29,03 °C	\$559,90	0,55 m3
	11:00	45 m3	530,81 Kw	77,00 Kw	21,69 PSI	29,65 °C	\$590,77	0,58 m3
	12:00	44 m3	519,02 Kw	77,09 Kw	21,72 PSI	30,12 °C	\$576,97	0,57 m3
	13:00	44 m3	519,02 Kw	75,21 Kw	21,87 PSI	31,05 °C	\$591,39	0,59 m3
	14:00	45 m3	530,81 Kw	78,66 Kw	21,97 PSI	31,57 °C	\$578,30	0,57 m3
	15:00	45 m3	530,81 Kw	79,74 Kw	21,97 PSI	30,17 °C	\$570,47	0,56 m3
16:00	44 m3	519,02 Kw	77,02 Kw	21,89 PSI	29,17 °C	\$577,49	0,57 m3	
17:00	42 m3	495,43 Kw	71,33 Kw	21,90 PSI	28,57 °C	\$595,21	0,59 m3	
Viernes 15	6:00	31 m3	365,67 Kw	52,16 Kw	23,48 PSI	21,41 °C	\$600,79	0,59 m3
	7:00	43 m3	507,22 Kw	78,13 Kw	21,76 PSI	22,96 °C	\$556,35	0,55 m3
	8:00	43 m3	507,22 Kw	79,94 Kw	21,65 PSI	24,44 °C	\$543,75	0,54 m3
	9:00	47 m3	554,41 Kw	85,42 Kw	21,64 PSI	25,43 °C	\$556,20	0,55 m3
	10:00	46 m3	542,61 Kw	85,53 Kw	21,52 PSI	27,20 °C	\$543,67	0,54 m3
	11:00	47 m3	554,41 Kw	85,65 Kw	21,40 PSI	30,52 °C	\$554,71	0,55 m3
	12:00	46 m3	542,61 Kw	83,73 Kw	21,44 PSI	31,58 °C	\$555,36	0,55 m3
	13:00	44 m3	519,02 Kw	77,32 Kw	21,66 PSI	31,13 °C	\$575,25	0,57 m3
	14:00	53 m3	625,18 Kw	85,65 Kw	21,75 PSI	32,81 °C	\$625,52	0,62 m3
	15:00	46 m3	542,61 Kw	80,97 Kw	21,71 PSI	30,16 °C	\$574,29	0,57 m3
16:00	44 m3	519,02 Kw	78,18 Kw	21,77 PSI	27,07 °C	\$568,92	0,56 m3	
17:00	37 m3	436,45 Kw	69,40 Kw	21,84 PSI	26,17 °C	\$538,94	0,53 m3	

**Los días sábados y domingos no se tiene en cuenta, ya que no se está prendiendo el sistema.*

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Se puede apreciar que la carga en su máximo pico de consumo registra 86,47 kW/h a una temperatura de 30,96 °C. Esta carga corresponde a los aires distribuidos en cada piso, equipos de cómputo de las diferentes oficinas, iluminación común y equipos de cubierta destinados a generar las toneladas de refrigeración necesarias.

En este periodo los dos chiller de 40 Ton. cada uno, operan 100% Gas Natural y los gases de escape son proyectados al ambiente. Durante esta semana el sistema presentó un comportamiento estable sin novedad.

Se sustituyen los consumos del edificio en un 83%, El restante 17% de consumo corresponde a la red convencional, se da para el ascensor, bomba de agua e iluminación sótano, estas últimas cargas se conectan 100% a la red durante las 24

horas del día. No se integran al sistema por la inestabilidad, armónicos que introducen al sistema de turbinas y los picos de tensión en arranque que sobrepasan los límites reales de capacidad en los equipos de generación.

Tabla 17. Seguimiento a consumos y cogeneración turbinas.

Semana del 25 al 29 de Julio 2016 (Con Cogeneración)

	Hora	Volumen (m ³ /hora)	Volumen Gas consumido en Kw/h	Kw/h (Generados)	Presion gas	Temperatura gas	\$ Kw/h con autogeneración	m ³ /Kwh
Lunes 25	6:00	20 m3	235,92 Kw	51,99 Kw	22,39 PSI	21,28 °C	\$388,86	0,38 m3
	7:00	34 m3	401,06 Kw	75,59 Kw	21,89 PSI	23,09 °C	\$454,70	0,45 m3
	8:00	29 m3	342,08 Kw	77,71 Kw	22,03 PSI	25,03 °C	\$377,26	0,37 m3
	9:00	28 m3	330,28 Kw	78,44 Kw	21,94 PSI	27,72 °C	\$360,83	0,36 m3
	10:00	29 m3	342,08 Kw	79,39 Kw	21,84 PSI	30,08 °C	\$369,27	0,37 m3
	11:00	30 m3	353,88 Kw	77,52 Kw	21,85 PSI	30,22 °C	\$391,19	0,39 m3
	12:00	29 m3	342,08 Kw	77,46 Kw	21,94 PSI	29,05 °C	\$378,44	0,37 m3
	13:00	28 m3	330,28 Kw	75,16 Kw	22,08 PSI	24,71 °C	\$376,60	0,37 m3
	14:00	29 m3	342,08 Kw	78,99 Kw	22,01 PSI	30,52 °C	\$371,14	0,37 m3
	15:00	30 m3	353,88 Kw	78,88 Kw	20,32 PSI	31,20 °C	\$384,47	0,38 m3
	16:00	28 m3	330,28 Kw	78,12 Kw	22,51 PSI	26,58 °C	\$362,32	0,36 m3
17:00	25 m3	294,90 Kw	66,31 Kw	22,52 PSI	25,04 °C	\$386,93	0,38 m3	
Martes 26	6:00	20 m3	235,92 Kw	49,32 Kw	22,19 PSI	21,60 °C	\$409,93	0,41 m3
	7:00	40 m3	471,83 Kw	81,34 Kw	21,67 PSI	25,71 °C	\$497,11	0,49 m3
	8:00	34 m3	401,06 Kw	79,99 Kw	21,70 PSI	28,73 °C	\$429,69	0,43 m3
	9:00	35 m3	412,86 Kw	79,10 Kw	21,70 PSI	30,78 °C	\$447,28	0,44 m3
	10:00	35 m3	412,86 Kw	81,94 Kw	21,66 PSI	31,16 °C	\$431,78	0,43 m3
	11:00	36 m3	424,66 Kw	83,67 Kw	21,66 PSI	30,69 °C	\$434,92	0,43 m3
	12:00	35 m3	412,86 Kw	79,62 Kw	21,78 PSI	31,43 °C	\$444,37	0,44 m3
	13:00	35 m3	412,86 Kw	77,67 Kw	21,83 PSI	33,19 °C	\$455,53	0,45 m3
	14:00	38 m3	448,24 Kw	85,80 Kw	21,81 PSI	32,20 °C	\$447,69	0,44 m3
	15:00	37 m3	436,46 Kw	85,63 Kw	21,83 PSI	31,98 °C	\$436,80	0,43 m3
	16:00	36 m3	424,66 Kw	84,50 Kw	21,85 PSI	30,00 °C	\$430,67	0,43 m3
17:00	28 m3	330,28 Kw	69,46 Kw	22,01 PSI	27,47 °C	\$407,51	0,40 m3	
Miercoles 27	6:00	20 m3	235,92 Kw	49,80 Kw	22,24 PSI	20,32 °C	\$405,98	0,40 m3
	7:00	35 m3	412,86 Kw	77,59 Kw	21,69 PSI	21,08 °C	\$455,99	0,45 m3
	8:00	34 m3	401,06 Kw	82,54 Kw	21,73 PSI	22,79 °C	\$416,39	0,41 m3
	9:00	35 m3	412,86 Kw	80,17 Kw	21,63 PSI	24,81 °C	\$441,33	0,44 m3
	10:00	35 m3	412,86 Kw	81,52 Kw	21,64 PSI	26,37 °C	\$433,99	0,43 m3
	11:00	35 m3	412,86 Kw	81,61 Kw	21,65 PSI	25,95 °C	\$433,53	0,43 m3
	12:00	34 m3	401,06 Kw	78,86 Kw	21,74 PSI	24,85 °C	\$435,83	0,43 m3
	13:00	33 m3	389,26 Kw	76,07 Kw	21,87 PSI	24,47 °C	\$438,51	0,43 m3
	14:00	34 m3	401,06 Kw	82,16 Kw	21,89 PSI	25,88 °C	\$418,32	0,41 m3
	15:00	34 m3	401,06 Kw	82,48 Kw	21,95 PSI	27,21 °C	\$416,70	0,41 m3
	16:00	33 m3	389,26 Kw	81,48 Kw	21,99 PSI	26,23 °C	\$409,42	0,41 m3
17:00	28 m3	330,28 Kw	69,20 Kw	22,13 PSI	25,01 °C	\$409,01	0,40 m3	

	Hora	Volumen (m3/hora)	Volumen Gas consumido en Kw/h	Kw/h (Generados)	Presion gas	Temperatura gas	\$ Kw/h con autogeneración	m3/Kwh
Jueves 28	6:00	25 m3	294,90 Kw	47,94 Kw	22,01 PSI	21,82 °C	\$527,14	0,52 m3
	7:00	34 m3	401,06 Kw	66,36 Kw	21,91 PSI	22,51 °C	\$517,94	0,51 m3
	8:00	34 m3	401,06 Kw	82,88 Kw	21,93 PSI	22,62 °C	\$414,71	0,41 m3
	9:00	34 m3	401,06 Kw	84,04 Kw	21,89 PSI	24,46 °C	\$408,97	0,40 m3
	10:00	35 m3	412,86 Kw	84,16 Kw	21,86 PSI	25,21 °C	\$420,41	0,42 m3
	11:00	35 m3	412,86 Kw	83,14 Kw	21,84 PSI	26,94 °C	\$425,54	0,42 m3
	12:00	34 m3	401,06 Kw	81,44 Kw	21,96 PSI	28,42 °C	\$422,00	0,42 m3
	13:00	34 m3	401,06 Kw	82,63 Kw	22,03 PSI	31,65 °C	\$415,97	0,41 m3
	14:00	38 m3	448,24 Kw	87,60 Kw	22,08 PSI	31,18 °C	\$438,49	0,43 m3
	15:00	36 m3	424,65 Kw	85,34 Kw	22,17 PSI	27,54 °C	\$426,42	0,42 m3
	16:00	35 m3	412,86 Kw	83,65 Kw	22,18 PSI	25,09 °C	\$422,95	0,42 m3
17:00	28 m3	330,28 Kw	70,55 Kw	22,25 PSI	24,91 °C	\$401,18	0,40 m3	
Viernes 29	6:00	19 m3	224,12 Kw	30,25 Kw	22,22 PSI	20,98 °C	\$634,93	0,63 m3
	7:00	38 m3	448,24 Kw	82,75 Kw	21,81 PSI	23,34 °C	\$464,20	0,46 m3
	8:00	34 m3	401,06 Kw	82,57 Kw	21,91 PSI	24,47 °C	\$416,25	0,41 m3
	9:00	34 m3	401,06 Kw	82,67 Kw	21,88 PSI	25,89 °C	\$415,74	0,41 m3
	10:00	36 m3	424,65 Kw	82,91 Kw	21,79 PSI	27,08 °C	\$438,95	0,43 m3
	11:00	37 m3	436,45 Kw	80,46 Kw	21,76 PSI	27,97 °C	\$464,88	0,46 m3
	12:00	37 m3	436,45 Kw	79,77 Kw	21,83 PSI	27,97 °C	\$468,86	0,46 m3
	13:00	36 m3	424,65 Kw	78,90 Kw	21,96 PSI	26,19 °C	\$461,23	0,46 m3
	14:00	33 m3	389,26 Kw	80,79 Kw	22,04 PSI	24,85 °C	\$412,89	0,41 m3
	15:00	35 m3	412,86 Kw	79,97 Kw	21,96 PSI	27,02 °C	\$442,41	0,44 m3
	16:00	37 m3	436,45 Kw	79,67 Kw	21,97 PSI	27,16 °C	\$469,46	0,46 m3
17:00	29 m3	342,08 Kw	69,41 Kw	22,12 PSI	25,50 °C	\$422,35	0,42 m3	

*Los días sábados y domingos no se tiene en cuenta, ya que no se está prendiendo el sistema.

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Se puede apreciar que la carga en su máximo pico de consumo registra 87,60 kW/h a una temperatura de 31,18 °C. En esta semana el sistema ya está cogenerando (Tabla 17). La carga tiene un comportamiento muy similar a la semana de operación sin cogeneración.

La diferencia significativa está en el consumo de gas que ha bajado de forma notoria al reducir el consumo a un solo chiller. En ese sentido un chiller de 40 Toneladas queda operando 100 % gases de escape y el segundo chiller también de 40 Toneladas queda operando 100% gas natural. Durante esta semana típica el sistema presentó un comportamiento estable sin novedad (Tabla 17).

Los consumos de gas desde la generación (sólo consumo de microturbinas sin aire acondicionado) y al momento de la entrada de la cogeneración bajaron un 35%, debido al aprovechamiento de los gases de escape en uno de los chiller de absorción.

El cálculo de la eficiencia se realizó sumando los kW de electricidad generados y los kW de frío producidos por un chiller de 40 Ton; lo anterior dividiendo la cantidad de combustible utilizado para este proceso en la misma unidad. Teniendo en cuenta esto, el proyecto nos entrega una eficiencia de un 75,26%, aumentando desde la entrada de la cogeneración un 44.32% la eficiencia (Tabla 18).

Tabla 18. Eficiencia del sistema de cogeneración

ITEM	Sin Cogeneración	Con Cogeneración
Total m ³ / mes consumidos micro turbinas	5.060 m ³	7.780 m ³
Gas consumido en kW/mes	59.687,12 kW	91.771,89 kW
kW eléctricos generados mes	18.467,60 kW	18.423,77 kW
Frio cogenerado en kWmes (40Ton)	0 kW	50.644,80 kW
Eficiencia de las micro turbinas	30,94%	
Eficiencia del sistema cogeneración		75,26%

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

En las siguientes tablas, se realizaron comparativos entre tecnologías de un sistema de cogeneración con los registros obtenidos en el seguimiento, frente a los supuestos de sistemas convencionales de aire acondicionado. Esta comparación se realiza considerando la condición actual con cargas de 12 horas diarias y un sistema de refrigeración que aporte 80 Toneladas de aire frío.

6.2 PRIMER ESCENARIO: GENERACIÓN CON TURBINAS VS RED ELÉCTRICA CONVENCIONAL

En este escenario la inversión incluye los dos chiller, los cuales hacen parte del sistema de aire frío. Para efectos de la comparación, se incluyen estos dos equipos de 40 toneladas de refrigeración cada uno. El consumo en KW/h de los chiller eléctricos es bastante alto versus el consumo en KW/h de los chiller a gas y por ello son incluidos en este escenario. El consumo en m3 de los chiller gas también es bastante alto (ver Tabla 19).

Tabla 19. Generación con turbinas vs red eléctrica convencional

	Comparación de dos sistemas de generación. Incluye chiller. Aún no se incluye cogeneración.			
	Energía convencional y Chiller Eléctrico (80Ton)	Observaciones	Generación turbinas y Chiller a gas (80 Ton)	Observaciones
Inversión	\$ 386.765.835,00	La inversión incluye dos chiller eléctricos.	\$1.335.746.980,00	La inversión incluye los chiller. Se retira damper, ductos y mano de obra aire caliente. Ver registros en la hoja inversiones del archivo seguimiento consumos.
Costos mnto mano de obra/mes	\$ 592.000,00	Mantenimiento a sistema eléctrico convencional, chiller eléctrico y planta. Limpieza de tableros, bornes, transformador.	\$3.190.000,00	Mano de obra sistema eléctrico, compresor, chiller gas y tableros.
Costos FPP/mes	-----	-----	\$2.062.745,69	Disponibilidad de partes FPP para microturbinas. Excluye turbogenerador.
Costos otros repuestos/mes	\$ 340.000,00	Valor base mensual repuestos de alta rotación chiller, sistema eléctrico, sistema de control.	\$500.000,00	Valor base mensual repuestos de alta rotación compresor, chiller, sistema eléctrico, sistema de control.
Carga eléctrica del inmueble/mes	16.548,00 Kw	Esta es la misma carga del edificio, pero se retira el consumo de la electrónica que tiene los dos chiller a gas. Por ficha técnica 4,8 kWh+ 3 kWh de los damper motorizados.	17.700,00 kW	Esta es la misma carga del edificio incluyendo con los consumos de la electrónica Chiller gas. Se retira consumo de los damper (3 kWh), en este ejercicio no se cogenera.
Consumo Chiller m3/mes	-----	-----	5.440,00 m3	
Consumo Microturbinas m3/mes	-----	-----	5.060,00 m3	
Consumo total m3/mes	-----	-----	10.500,00 m3	

Comparación de dos sistemas de generación. Incluye chiller. Aún no se incluye cogeneración.				
	Energía convencional y Chiller Eléctrico (80Ton)	Observaciones	Generación turbinas y Chiller a gas (80 Ton)	Observaciones
Carga chiller kW/mes	23.328,00 kW	Consumo eléctrico de dos chiller 40 toneladas.	-----	
Otras cargas kW/mes	2.580,84 kW	Consumo de ascensor, bomba y sótano.	2.580,84 kW	Consumo de ascensor, bomba y sótano.
Carga total kW/mes	42.456,84 kW		20.280,84 kW	
\$/m3	-----		\$819,79	Este es el valor del m3 con el cual se evalúa el proyecto.
\$/kW	\$482,59		\$482,59	
\$/mes	\$21.421.246,42	La inversión es mucho menor y el mantenimiento es más bajo, sin embargo en consumo hay desventajas básicamente por el incremento en carga que representan los dos chiller eléctricos.	\$15.606.028,27	La inversión y el mantenimiento más altos. La otra ventaja en el consumo es la eficiencia de las turbinas operando con una carga por encima del 70 % durante las 12 horas de operación diaria.

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

El mantenimiento en red eléctrica es más bajo porque se excluye el compresor y sus tableros, transformador, transferencia de turbinas, acometidas y sistema de gas. Así mismo los repuestos de alta rotación.

En cuanto a la carga, esta disminuye en la red eléctrica porque ya no se requiere el consumo de la electrónica menor en los chiller pues esta se aprovecha con su carga de potencia total, 23,328 kW/mes. En los dos casos se retira consumo de damper.

El consumo kW de los chiller eléctricos es más alto que el restante de la carga en el edificio. Para el caso de los chiller a gas el consumo KW es muy bajo, corresponde solo a la electrónica de tarjetas internas y ya está incluido en el consumo de la carga eléctrica del inmueble.

Al final de este ejercicio se concluye que es más costoso el sistema con red eléctrica, el consumo de los KW/mes aumenta considerablemente a raíz de los dos chiller eléctricos. En los dos chiller a gas, el consumo en m3 también es bastante alto, un poco más que el consumo requerido para la generación por turbinas sin embargo el resultado al final es más favorable cuando se tiene los dos chiller a gas, la carga en kW que se reduce es significativa.

6.3 SEGUNDO ESCENARIO: COMPARACIÓN RED ELÉCTRICA CON AIRE CONVENCIONAL VS COGENERACIÓN

En este caso se hace necesario invertir en 49 aires con sus unidades condensadoras (Tablas 20 y 21). Los siguientes son los costos de compra y su consumo de energía en kW/h.

Tabla 20. Tabla de inversión 49 aires convencionales y su consumo energético.

costo de inversion 49 aires convensionales y su consumo energetico.			
aires cogeneracion	aires convencionales	carga consumida en KW/h	costos promedio compra aires genericos
Fancoil de 19.000, 20.000 y 26.000 BTU (8 en total) son monofásicos a 115 V	8 de 24.000 btu	22,64	\$ 20.296.000,00
Fancoil de pared de 11.000 y 18.000 BTU (11 en total) son monofásicos a 208V	11 de 18.000 btu	23,1	\$ 23.540.000,00
Fancoil tipo cassette de 25.000 y 36.000 BTU (30 en total) son monofásicos a 208 V	22 de 24.000 btu y 8 de 36.000 btu.	94,82	\$ 83.142.000,00
	total:	140,6	\$ 126.978.000,00

INVERSION CON ENERGIA CONVENCIONAL Y AIRES CONVENSIONALES TIPO PARED		
Concepto	Parte del Proyecto	Costo
Planta electrica + Accesorios adicionales - planta electrica	sistema eléctrico edificio conexión chiller y equipos de refrigeración en cubierta.	\$123.119.084
Medidor electrico - MK17		\$28.483.250
inversión 49 aires desde 18.000 hasta 36.000 btu		\$126.978.000
Valor promedio, Mano de obra y materiales: repotenciación de acometidas desde sótano a cada piso e instalación de unidades condensadoras en cubierta y ductos de cada unidad.		\$103.880.000
Total:		\$382.460.334

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Al realizar la comparación, la inversión en cogeneración ya incluye Dámper, ductos y mano de obra sistema de gas caliente, lo cual se retiró en el primer escenario. Los costos de mantenimiento con el sistema en red convencional suman \$ 63.000 por aire y se cuantifica el mismo valor para 49 unidades.

Tabla 21. Comparación de dos sistemas de generación. Aires convencionales vs cogeneración.

Comparación de dos sistemas de generación. Aires convencionales vs cogeneración.				
	Sistema de aires convencionales tipo pared (49 Und - 80 Ton)	Observaciones	Chiller Cogeneración (80 Ton)	Observaciones
Inversión	\$382.460.334,00	La inversión incluye planta y 49 aires con sus acometidas eléctricas - tableros.	\$1.360.117.540,00	La inversión incluye chiller, damper y ductos.
Costos mto mano de obra/mes	\$3.087.000,00	Valor promedio de mantenimiento por unidad, limpieza de filtros y carcasa sin correctivos (\$ 63.000)	\$3.190.000,00	Mano de obra sistema eléctrico, compresor, chiller gas y tableros.
Costos FPP/mes	-----	no aplica	\$2.062.745,69	Disponibilidad de partes FPP para microturbinas. Excluye turbogenerador.
Costos otros repuestos/mes	\$735.000,00	Correctivos y eventos menores.	\$500.000,00	Valor base mensual repuestos de alta rotación compresor, chiller, sistema eléctrico, sistema de control.
Carga electrica del inmueble/mes	8.820,00 Kw		18.420,00 Kw	carga real actual microturbinas
Consumo Chiller m3/mes	33.744,00 Kw	En este caso es el consumo de 49 unidades de aires convencionales entre 22000 y 32000 BTU con sus unidades condensadoras.	2.720 m3	Consumo de un solo chiller, el segundo opera 100% gas de escape.
Consumo Microturbinas m3/mes	-----		5.060 m3	
Consumo total m3/mes	-----		7.780,00 m3	El consumo de gas ha bajado producto de la cogeneración.
Carga chiller Kw/mes	-----		-----	
Otras cargas Kw/mes	2.580,84 Kw		2.580,84 Kw	
Carga total Kw/mes	45.144,84 Kw	Carga total general	21.000,84 Kw	Carga real total incluyendo cargas con red eléctrica convencional(ascensor, bomba y sótano).
\$/m3	-----		\$819,79	
\$/Kw	\$482,59		\$482,59	
\$/mes	\$25.608.448,34		\$13.376.199,47	El ahorro en consumo es mucho más notable con cogeneración vs sistema convencional

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

El resultado final de este escenario es un margen más amplio en ahorro cuando se cogenera tal como se encuentra actualmente operando el sistema.

El consumo kW/h en otras cargas corresponde a valor promedio extraído de análisis de redes realizado a las cargas del edificio durante siete días. Este valor se mantiene constante en los 3 escenarios debido a que representa el consumo energético en horas de la noche y fines de semana, horarios en los cuales la carga total siempre estará por debajo de los 25 kW/h con el sistema de aire frío apagado, esta condición aplica para cualquiera de los escenarios.

6.4 TERCER ESCENARIO: COMPARACIÓN RED ELÉCTRICA CON CHILLER ELÉCTRICOS VS COGENERACIÓN

Este es el escenario más realista, con la red eléctrica convencional la solución más apropiada es adquirir los dos chiller 100% eléctricos con los mismos aires fancoil, torre de enfriamiento, bombas y extractores que se incluyeron en el proyecto del edificio (Tabla 22). La inversión de estos dos sistemas a comparar, no incluye los fancoil, torre enfriamiento y demás equipos que hacen parte del sistema de aire frío.

Tabla 22. Comparación Final sistema eléctrico convencional con chiller eléctrico vs cogeneración con chiller gas.

Comparación Final sistema eléctrico convencional con chiller eléctrico vs cogeneración con chiller gas.				
	Sistema de aire con chiller eléctrico y fancoil y aires tipo cassette 80 Ton)	Observaciones	Chiller Cogeneración (80 Ton)	Observaciones
Inversión	\$ 386.765.835,00	La inversión incluye dos chiller eléctricos.	\$1.360.117.540,00	La inversión incluye chiller, damper y ductos.
Costos mto mano de obra/mes	\$ 592.000,00	Mantenimiento a sistema eléctrico convencional, chiller eléctrico y planta. Limpieza de tableros, bornes, transformador.	\$3.190.000,00	Mano de obra sistema eléctrico, compresor, chiller gas y tableros.
Costos FPP/mes	-----	-----	\$2.062.745,69	Disponibilidad de partes FPP para microturbinas. Excluye turbogenerador.
Costos otros repuestos/mes	\$ 340.000,00	Valor base mensual repuestos de alta rotación chiller, sistema eléctrico, sistema de control.	\$500.000,00	Valor base mensual repuestos de alta rotación compresor, chiller, sistema eléctrico, sistema de control.
Carga eléctrica del inmueble/mes	16.548,00 Kw	Esta es la misma carga del edificio pero se retira el consumo de la electrónica que tiene los dos chiller a gas. Por ficha técnica 4,8 kWh + 3 kWh de los damper motorizados.	18.420,00 kW	Carga real actual microturbinas
Consumo Chiller m3/mes	-----	-----	2.720 m ³	Consumo de un solo chiller, el segundo opera 100% gas de escape.

Comparación Final sistema eléctrico convencional con chiller eléctrico vs cogeneración con chiller gas.				
	Sistema de aire con chiller eléctrico y fancoil y aires tipo cassette 80 Ton)	Observaciones	Chiller Cogeneración (80 Ton)	Observaciones
Consumo Microturbinas m3/mes	-----	-----	5.060 m ³	
Consumo total m3/mes	-----	-----	7.780,00 m ³	El consumo de gas ha bajado producto de la cogeneración.
Carga chiller kW/mes	23.328,00 kW	Consumo eléctrico de dos chiller 40 toneladas.	-----	
Otras cargas kW/mes	2.580,84 kW	Consumo de ascensor, bomba y sótano.	2.580,84 kW	
Carga total kW/mes	42.456,84 kW		21.000,84 kW	Carga real total incluyendo cargas con red eléctrica convencional (ascensor, bomba y sótano).
\$/m3	-----		\$819,79	
\$/ kW	\$482,59		\$482,59	
\$/mes	\$21.421.246,42	La inversión es mucho menor y el mantenimiento es más bajo, sin embargo en consumo hay desventajas básicamente por el incremento en carga que representan los dos chiller eléctricos.	\$13.376.199,47	El ahorro en consumo es mucho más notable con cogeneración vs sistema convencional

Fuente: Proceso de Investigación y Desarrollo de la Empresa

Siendo este último escenario el más adecuado para la comparación de dos sistemas (cogeneración vs red convencional con chiller eléctrico), es concluyente que el retorno a inversión se daría en 14 años. Si la comparación se hace con el escenario número 2, el retorno a inversión se daría en 9.2 años, siendo este último el caso, del proyecto de las empresas del Grupo Corporativo.

7. CONCLUSIONES

- El objetivo principal planteado se cumplió, obteniendo una eficiencia energética con un aprovechamiento del sistema instalado en un 75%, logrando disminuir un consumo importante de Kilowatios eléctricos de la red de energía comercial con la autogeneración del 87% de la demanda actual del edificio y 40TR que significan 10.135 kWe que no se consumen y que se obtienen del funcionamiento de un chiller de absorción operando con los gases de escape de las microturbinas.
- En Colombia un muy pequeño porcentaje 0,41% de la energía del país es cogenerada, y tiene una gran relación a que en nuestro país no existe aún por parte del gobierno, un incentivo a nivel de tarifas de gas, para este nuevo tipo de clientes que no dependa del volumen consumido para otorgar beneficios económicos como un cliente no regulado, limitando en gran proporción la viabilidad e interés de que otros actores se involucren en este ejercicio de eficiencia energética. A raíz de este escenario y observando el precio del gas natural de la prefectibilidad y el precio actual logrado con el cual se está cogenerando, nuestra área de “Regulación y Tarifas” está trabajando para solicitar al ente regulador la posibilidad de crear un mercado especial con esta aplicación y de esta manera otorgar beneficios a posibles clientes que quieran utilizar estas tecnologías en nuestra área de interés.
- El Grupo empresarial incursiona en el campo de energías alternativas, con la cogeneración, como un instrumento clave para la eficiencia energética y la promoción de un producto que comercializamos como combustible primario no renovable (gas natural), con la bondad de generar una baja emisión de GEI. Con ahorros económicos importantes, iniciativa impulsada igualmente por la necesidad de brindar comodidad, confort y un ambiente sano de trabajo a su personal, que venía desarrollando sus actividades en cinco sedes ubicadas en diferentes sitios de la ciudad, generando ineficiencias en los consumos de energía eléctrica y térmica.
- La cogeneración por tratarse de generación distribuida, produce la electricidad en el punto de consumo o en su entorno cercano, por lo tanto, el suministro no depende de posibles fallos en las líneas eléctricas de transporte y distribución.

También elimina las pérdidas en la red eléctrica, costo de transporte y mantenimiento de las redes de transmisión y distribución eléctrica.

- El tipo de aplicación de estas tecnologías, así como el tiempo diario de uso determinan factores muy relevantes para el cálculo del retorno a la inversión, en nuestro caso particular la confiabilidad en la energía generada, sin alteraciones o fallas durante su uso, totalmente regulada por los equipos a conectar y el uso del combustible primario que es nuestro core de negocio, fueron aspectos adicionales que fortalecieron la decisión en el proyecto. Sin embargo, basados en nuestra propia experiencia obtenida por este proyecto se diseñará una estrategia comercial para llegar a muchos más usuarios, apoyarlos y orientarlos y explicar este sistema de cogeneración como vitrina para promocionar otros más en la región.
- El proceso de cogeneración brinda para el edificio de la sede administrativa del grupo del corporativo la energía eléctrica necesaria para desarrollar una jornada laboral diurna de 12 horas diarias, con aproximadamente 300 personas, incluyendo la refrigeración para todo el edificio utilizando solo gas natural como fuente de energía primaria.
- Para escoger la tecnología a aplicar se consideran relevantes para las necesidades del proyecto, de la cual dio como resultado una matriz de análisis de tecnologías, con las cuales se tuvieron en cuenta los parámetros tales como potencia requerida, funcionamiento a gas natural, eficiencia eléctrica, temperaturas de trabajo, nivel de ruido, emisiones de CO₂ y NO_X, confiabilidad, costo promedio de inversión, costo de operación y mantenimiento, representaciones en Colombia, de cual se concluyó que la mejor tecnología o sistema es la de microturbinas.
- Los proyectos de cogeneración son más fáciles de aplicar en cuanto al tema financiero y retorno a la inversión si su aplicación es 24 horas los 365 días del año, es por ellos que aplicaciones como la realizada en el edificio, tendrían aún mejores resultados en lugares como hoteles, hospitales y en cuanto a la confiabilidad y nivel de tensión constante se refiere todas las industrias tendrían una excelente posibilidad de inversión.

8. RECOMENDACIONES

- En este tipo de proyectos es importante tener en cuenta variables muy críticas que determinan la viabilidad o no del mismo, de las cuales es importante resaltar como claves una TRM baja (teniendo en cuenta que la mayoría de equipos y accesorios son importados), un precio del gas por m³ bajo y un precio de la energía eléctrica por kW alto, Variables que inciden no solamente en la compra e instalación de los equipos, sino durante toda la vida útil del mismo. Por esta razón se recomienda con los proveedores negociar un máximo y un mínimo de TRM durante la adquisición, instalación y puesta en marcha de los equipos que en lo posible no supere el 5% del valor de prefactibilidad, de igual manera con el distribuidor de gas natural lograr un contrato y un precio por m³ por rangos de consumo y congelar este precio hasta el momento de inicio de funcionamiento, si no es posible de igual manera negociar que no incremente más del 5% anual, asegurando de esta manera un control de las variables económicas y conservando aquellos valores con los cuales se decidió que si era posible y generaban una eficiencia.
- Para este tipo de proyectos es recomendable proveedores de alto desempeño y conocimiento. Nuestro país aún posee ciertas dificultades para encontrar proveedores y servicios especializados con la suficiente experiencia para ejecutar este tipo de proyectos, lo cual dificulta en gran parte los tiempos de ejecución, los precios de los servicios y la confiabilidad que se posee en estos proyectos aún sigue siendo muy baja.

Bibliografía

ASHRAE HANDBOOK (2013) *Fundamentals*, Capítulo 18. Recuperado de <https://www.ashrae.org/resources--publications/handbook/description-of-the-2013-ashrae-handbook--fundamentals>

Consejería de Economía y Hacienda. (2010). *Guía de la Generación*. (Madrid). Recuperado de <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-de-la-Cogeneracion-fenercom-2010.pdf>

De Lucas M, Antonio. (2007). *Termodinámica Básica para Ingenieros Químicos*. España. Universidad de Castilla – La Mancha.

Fraile, D. (2008). *Cogeneración: Aspectos Tecnológicos*. Recuperado de http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45276/componente45275.pdf.

García. S. (2008). *Cogeneración Diseño, Operación y Mantenimiento de Plantas de Cogeneración*. España. Recuperado de <http://www.editdiazdesantos.com/wwwdat/pdf/9788479788452.pdf>

Guascor. *Cogeneración Alta eficiencia y calidad energética*. Recuperado de <file:///C:/Users/amsanchez/Downloads/96118567-Cogeneracion-PDF.pdf>

Manosalva, A. (2011). *Proyectos Eficiencia Energética Cogeneración*. Gas Natural Fenosa. Recuperado de http://www.upme.gov.co/Eventos/URE_2011/Abelardo_Manosalva_Gas_Natural.PDF.

Planta de Cogeneración. *Conceptos sobre Plantas de cogeneración*. Recuperado de <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>

UPME y COLCIENCIAS. (2015). *Cogeneración*. Recuperado de <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf>.

UPME. (2014). *Capacidad Instalada de Autogeneración y Cogeneración en Sector de Industria, Petróleo, Comercio y Público del País*. Recuperado de http://www.andi.com.co/cgc/Documents/1_Informe_final_auto_cogeneracion.pdf (carpeta compartida Cogeneración).

Revista Electricidad. (2012). *La presencia de la cogeneración a gas natural*. Chile. Recuperado de <http://www.revistaei.cl/reportajes/la-presencia-de-la-cogeneracion-a-gas-natural/>

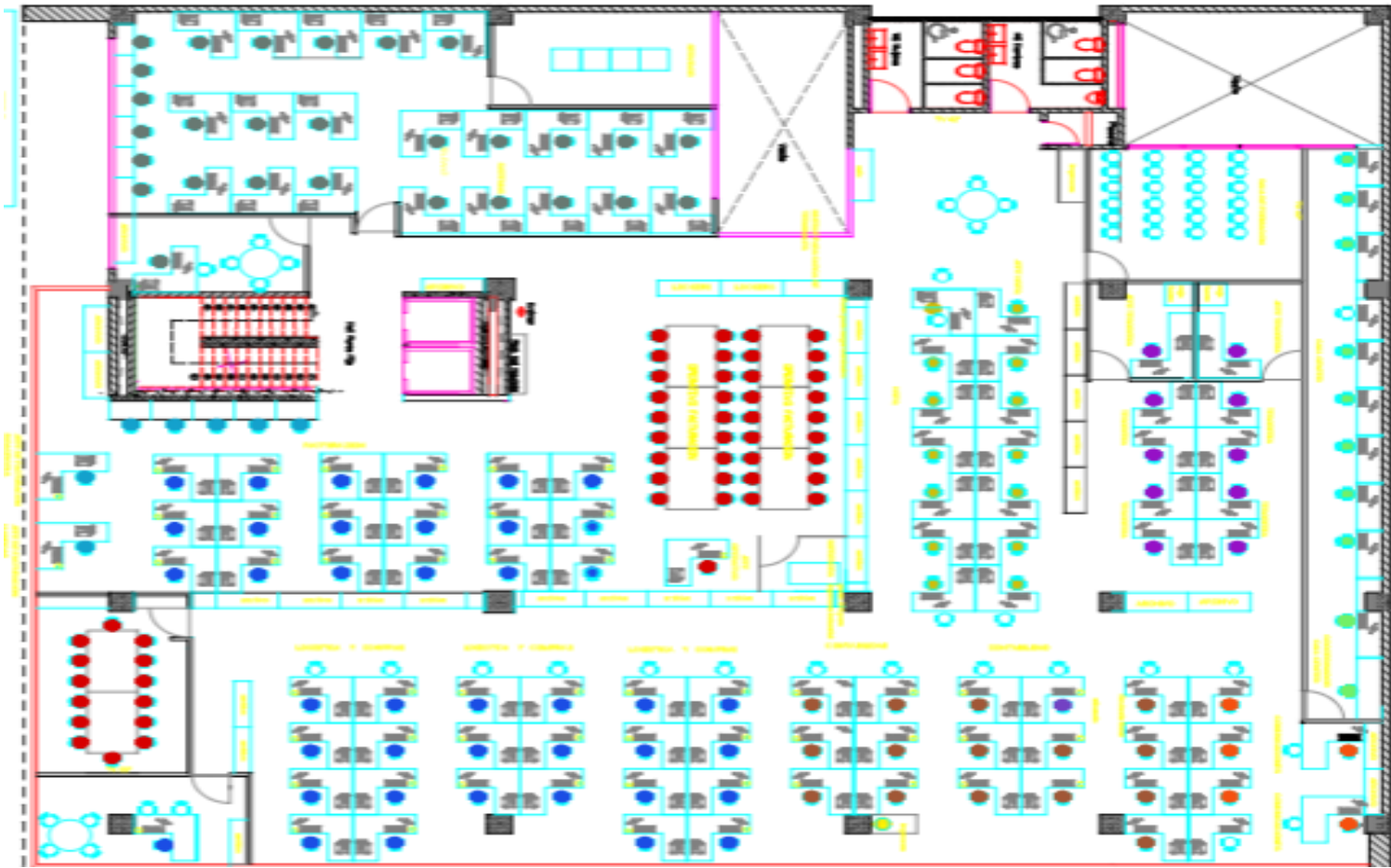
La República. (2014). *Con cogeneración, las empresas reducen 50% el gasto de energía*. Recuperado de <http://www.larepublica.co/con-cogeneracion-las-empresas-reducen-50-el-gasto-de-energia-153511>

ANEXOS

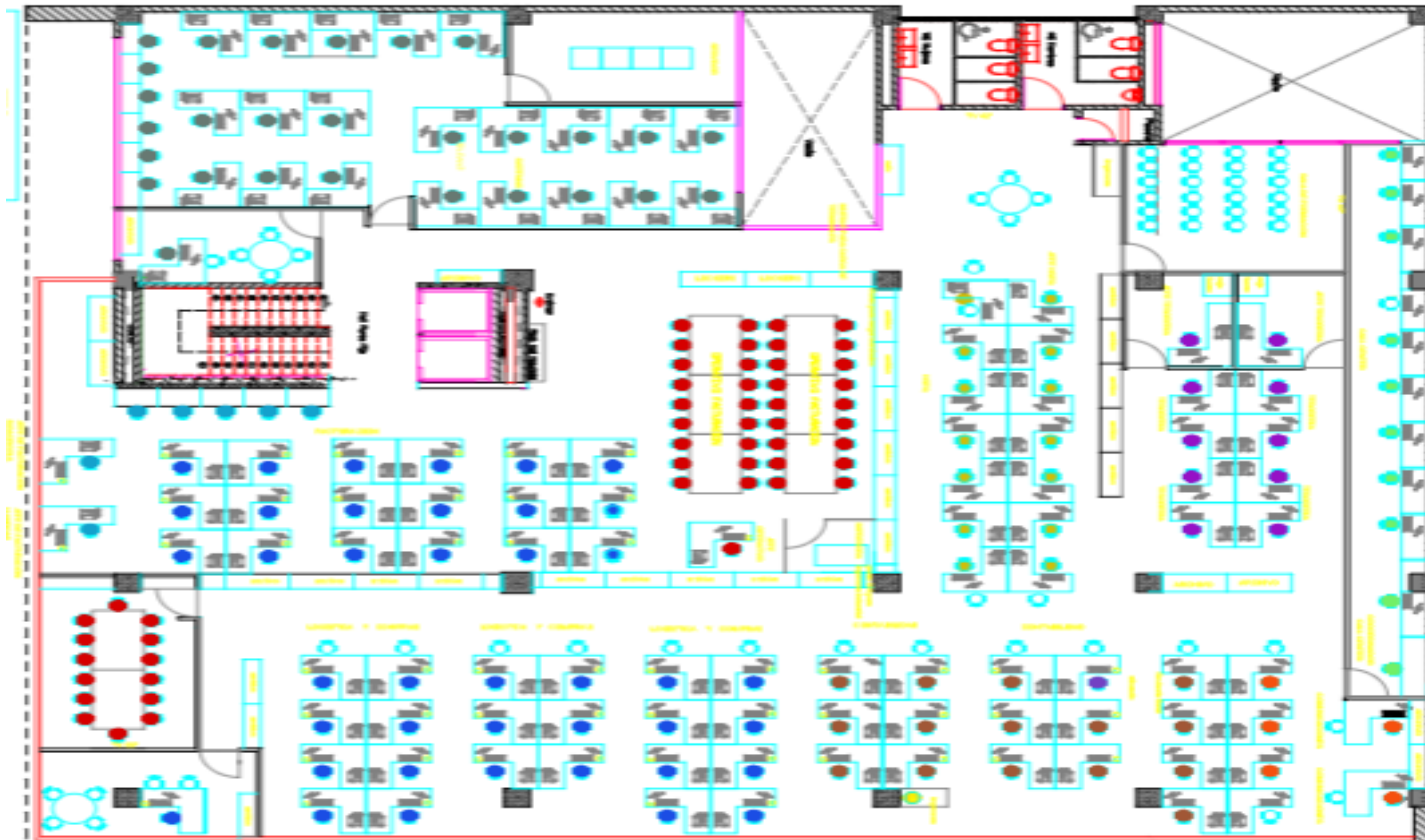
Anexo a. Planos del Edificio



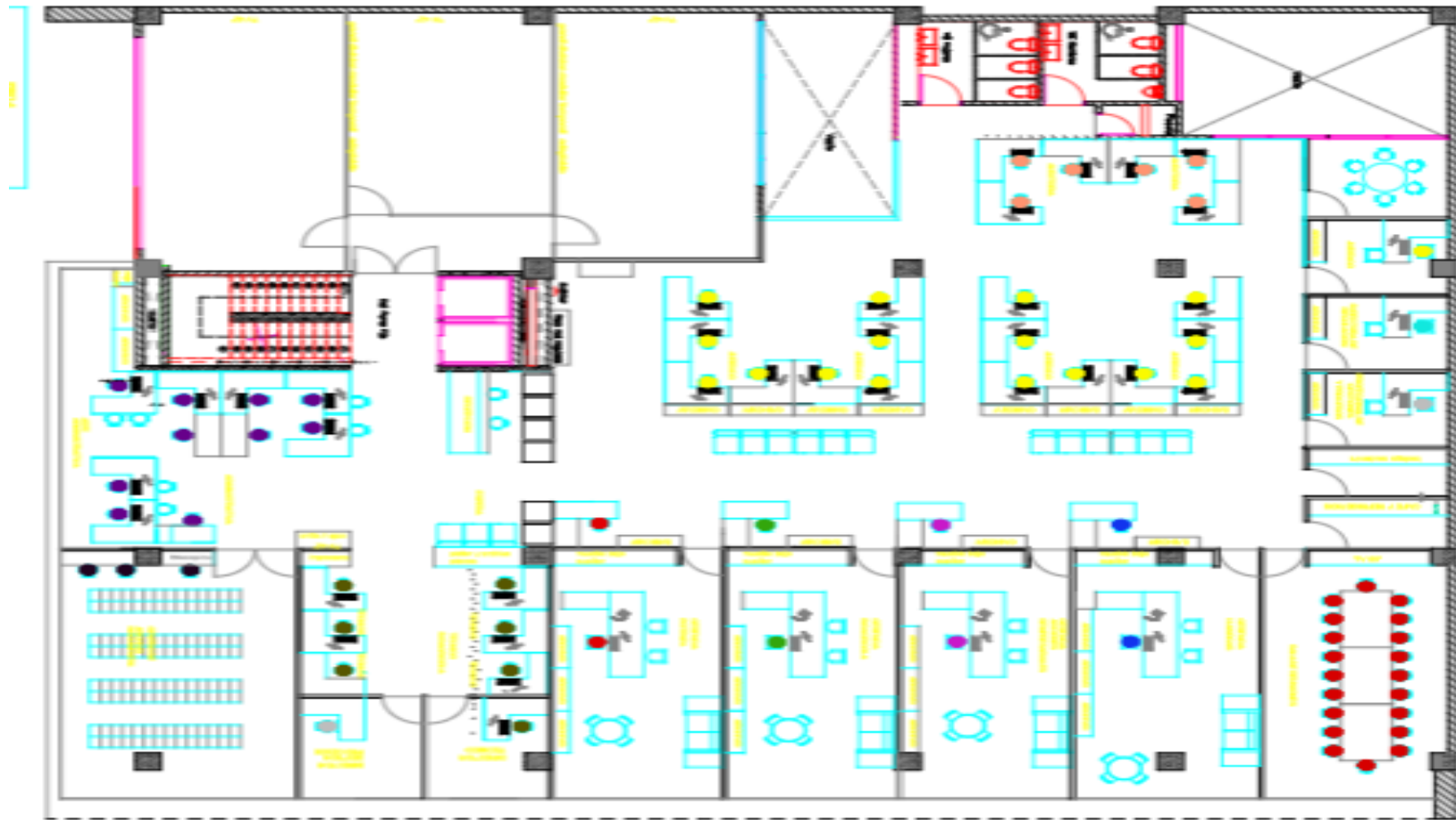
Piso 1



Piso 2.



Piso 3




Piso 4



Sótano

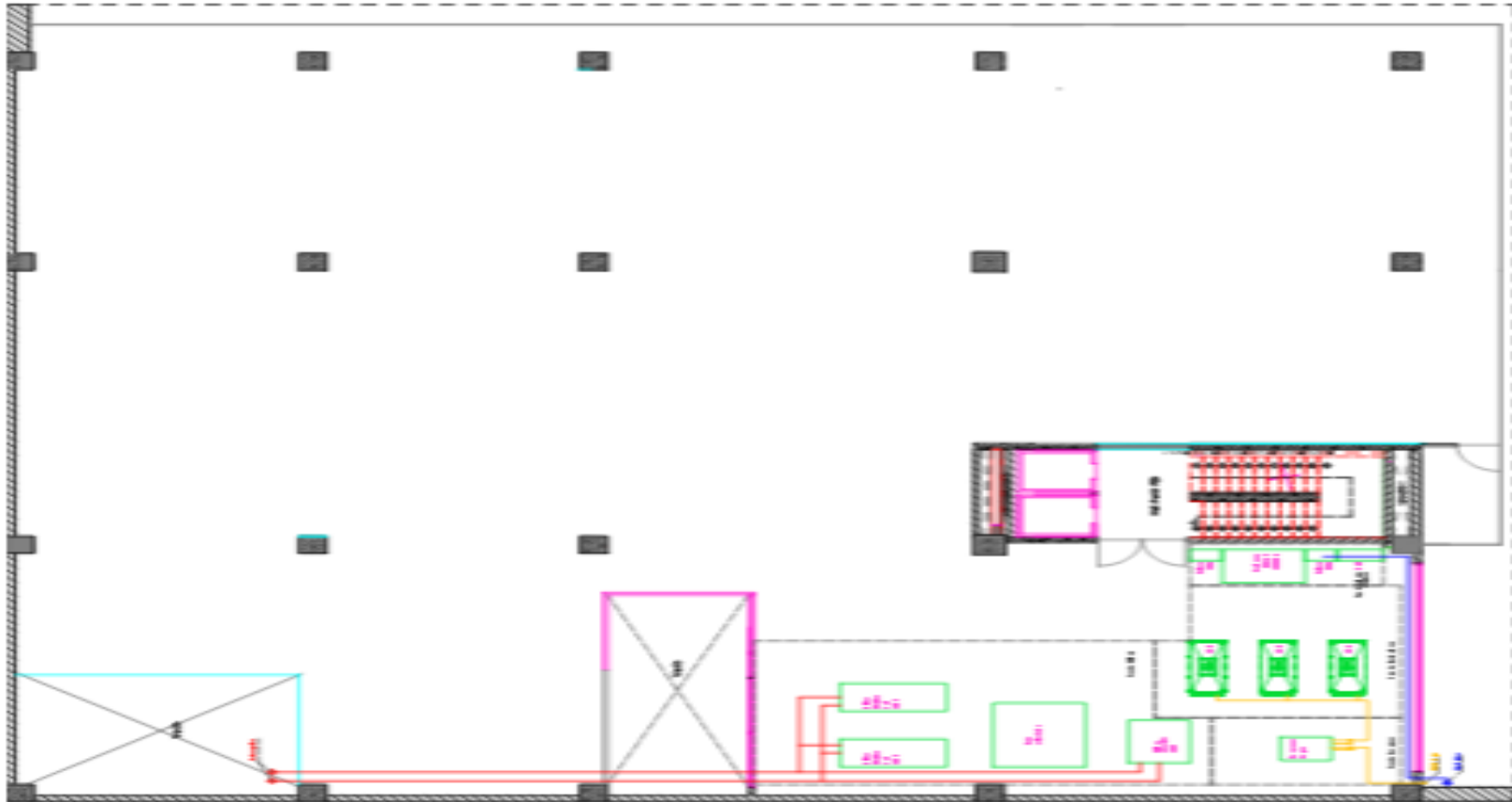
Fuente: Archivos de la Empresa.

Anexo b. Cromatografía

		Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP Cromatografías Específicas														
Fecha	Punto	heat_value	nitrogeno	CO2	metano	etano	propano	i_butano	n_butano	i_pentano	n_pentano	n_hexano	neopentano	grav. Especifica	densidad	Total
01-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14248	0,53674	1,85912	82,63359	10,13632	3,62049	0,52364	0,52911	0,08716	0,04721	0,02762	0,00000	0,67860	0,05180	100,00000
02-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,13912	0,53674	1,85914	82,63372	10,13634	3,62039	0,52362	0,52907	0,08715	0,04721	0,02762	0,00000	0,67860	0,05180	100,00000
03-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,13710	0,53647	1,90734	82,59245	10,13133	3,61843	0,52332	0,52878	0,08711	0,04718	0,02761	0,00000	0,67900	0,05180	100,00002
04-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,13780	0,53665	1,87743	82,61777	10,13451	3,61940	0,52345	0,52889	0,08712	0,04719	0,02760	0,00000	0,67870	0,05180	100,00001
05-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14269	0,53651	1,90246	82,59668	10,13204	3,61840	0,52329	0,52873	0,08710	0,04718	0,02760	0,00000	0,67900	0,05180	99,99999
06-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14636	0,53618	1,96380	82,54493	10,12586	3,61610	0,52296	0,52839	0,08705	0,04715	0,02759	0,00000	0,67950	0,05190	100,00000
07-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14410	0,53746	1,76080	82,70430	10,14962	3,62308	0,53746	0,52945	0,08707	0,04704	0,02802	0,00000	0,67790	0,05180	100,00000
08-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14209	0,53771	1,72828	82,74322	10,15040	3,62478	0,52369	0,52970	0,08711	0,04706	0,02804	0,00000	0,67750	0,05170	99,99999
09-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14233	0,53745	1,72864	82,73848	10,14987	3,62432	0,52955	0,52955	0,08724	0,04725	0,02764	0,00000	0,67750	0,05170	99,99999
10-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14226	0,53740	1,74482	82,72967	10,14888	3,62384	0,52404	0,52846	0,08722	0,04724	0,02763	0,00000	0,67750	0,05170	100,00000
11-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14174	0,53609	1,98405	82,52912	10,12424	3,61492	0,52274	0,52814	0,08701	0,04713	0,02756	0,00000	0,67970	0,05190	100,00000
12-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14243	0,53675	1,85787	82,62982	10,13692	3,61929	0,52877	0,52877	0,08712	0,04719	0,02760	0,00000	0,67860	0,05180	100,00000
13-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14124	0,53645	1,91800	82,58379	10,13127	3,61718	0,52305	0,52845	0,08706	0,04716	0,02759	0,00000	0,67910	0,05180	99,99999
14-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14152	0,53699	1,85998	82,63317	10,13790	3,61896	0,52299	0,52899	0,08700	0,04700	0,02800	0,00000	0,67860	0,05180	99,99998
15-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14439	0,53666	1,82077	82,59115	10,13152	3,61669	0,52267	0,52866	0,08694	0,04697	0,02798	0,00000	0,67910	0,05180	100,00001
16-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14136	0,53673	1,90705	82,59270	10,13293	3,61719	0,52274	0,52874	0,08696	0,04698	0,02799	0,00000	0,67900	0,05180	100,00001
17-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14108	0,53679	1,85807	82,63426	10,13796	3,61909	0,52329	0,52867	0,08710	0,04718	0,02799	0,00000	0,67860	0,05180	100,00000
18-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14277	0,53679	1,85909	82,63421	10,13810	3,61902	0,52327	0,52865	0,08710	0,04718	0,02799	0,00000	0,67860	0,05180	100,00000
19-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14780	0,53709	1,80409	82,67997	10,14380	3,62103	0,52385	0,52892	0,08714	0,04721	0,02761	0,00000	0,67810	0,05180	100,00001
20-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14743	0,53671	1,87388	82,62068	10,13669	3,61890	0,52317	0,52853	0,08708	0,04717	0,02799	0,00000	0,67870	0,05180	100,00000
21-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14372	0,53639	1,93300	82,57087	10,13068	3,61631	0,52283	0,52819	0,08702	0,04713	0,02757	0,00000	0,67920	0,05180	99,99999
22-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14061	0,53642	1,92795	82,57514	10,13133	3,61642	0,52284	0,52818	0,08702	0,04714	0,02756	0,00000	0,67920	0,05180	100,00000
23-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,13975	0,53629	1,96073	82,55600	10,12910	3,61548	0,52269	0,52803	0,08700	0,04713	0,02755	0,00000	0,67940	0,05180	100,00000
24-dic-2016	CUBIANA APIAY	1,14073	0,53666	1,92577	82,59115	10,13262	3,61669	0,52267	0,52766	0,08694	0,04197	0,02798	0,00000	0,67910	0,05180	100,00001
19-nov-2017		Promo 1,14216														
11:06:08 a. m.		Reporte 22														

Fuente: Grupo de energía de Bogotá.

Anexo d. Planta Terraza ubicación Microturbinas.



Fuente: Archivos de la empresa.