

UNIVERSIDAD DE CIENFUEGOS
SEDE "CARLOS RAFAEL RODRÍGUEZ"
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA



**Título: Análisis de factibilidad tecno-
económica-ambiental de un sistema de
cogeneración en el hotel Rancho Luna en la
provincia de Cienfuegos.**

**Autor: Ariel Arnaldo Valdivieso Alvarez
Tutores: Dr.C. José Pedro Monteagudo Yanes
MSc. Reinier Jiménez Borges**

**Curso 2017-2018
"Año 60 de la Revolución"**



Pensamiento

***...El conocimiento no es transmitir enseñanza,
es crear la posibilidad de producirlo...
Paulo Freire***



Agradecimientos

Aunque tenga a mamá muy lejos, ella siempre será mi principal agradecimiento. El fruto de lo que es mi capacidad y esfuerzo en la vida es mi gratitud y orgullo de lo que ella lucha por mí.

A mi hermano Ale, a mi papá Arnaldo y a mi prima Mechy por su compañía, preocupación y aliento.

A mis tutores Monteagudo y Reinier por saber guiar mis conocimientos y sacar lo mejor de mí sin saber que podía dar más de lo que mis habilidades lo permitían. Su dedicación y amor hacia mí son la gratitud y deuda que llevaré siempre a mi lado.

A todos los amigos y familiares cercanos a mi presencia, interesados por el bienestar y finalidad de este proceso.

Muchas gracias....



Resumen

La presente investigación contempla el estudio de los sistemas de cogeneración como tecnologías de alta eficiencia. Su presencia en Cuba está dada únicamente en el sector azucarero, siendo para instalaciones hoteleras nacionales una tecnología desconocida. La implementación de dichos sistemas de cogeneración en el hotel Rancho Luna de la provincia de Cienfuegos, se presenta como una alternativa viable de sustitución sobre el actual sistema convencional de obtención de energía, de un 91,8 % de dependencia eléctrica del total de portadores energéticos. Su atractivo está dado al alto rendimiento global y eléctrico de 84 y 45 % respectivamente, con unos ahorros eléctricos de 1 368,8 MWh/año (276 838 CUC), dando una inversión de dos motor-generadores HIMOINSA y una enfriadora por absorción BROAD de 468 818 CUC, con un VAN de 758 738 CUC y una TIR de 11 % para un PRI de 6,5 años aproximadamente.



Abstract

The present investigation calls for the study of the systems of cogeneration like technologies of high efficiency. Your presence in Cuba is given only in the sugar sector, being for catering national facilities an unknown technology. The implementation of the aforementioned systems of cogeneration in the hotel Rancho Luna of the province of Cienfuegos, shows up like a viable alternative of substitution on the present-day conventional system of obtaining of energy, of 91.8 % of electric dependence of the total of energetic bearers. Your attractiveness is given to 84 and 45 %'s global and electric high performance respectively, with some electric savings of 1 368.8 MWh year (276 838 CUC), giving an investment of two motor generators HIMOINSA and a cooling apparatus for absorption BROAD of 468 818 CUC, with one 738 CUC and a TIR go from of 758 11 % for a NIC of 6.5 years approximately.



Siglas y Acrónimos

Compuestos Químicos:

CO: Monóxido de Carbono

CO₂: Dióxido de Carbono

HNO₃: Ácido Nítrico

NO: Óxido Nítrico

NO_x: Óxido de Nitrógeno

SO_x: Óxido de Azufre

SO₂: Dióxido de Azufre

Equipos:

GEE: Grupo Electrónico de Emergencia

MCI: Motor de Combustión Interna

PGD: Pizarra General De Distribución

TG: Turbina de Gas

TV: Turbina de Vapor

Indicadores Ambientales:

db(A): Decibelios Ajustados

GEI: Gases de Efecto Invernadero

tCO₂e: Toneladas de Dióxido de Carbonos Equivalentes

tCO₂e/MUSD: Toneladas de dióxido de Carbonos Equivalentes por Miles de

MtCO₂e: Miles de Toneladas de Dióxido de Carbonos Equivalentes

MMtCO₂/año: Millones de Toneladas de Dióxido de Carbono por Año

Indicadores Económicos:

PRI: Periodo de Recuperación de la Inversión

TIR: Tasa Interna de Retorno

VAN: Valor presente Neto

PIB: Producto Interno Bruto

Indicadores Energéticos:



CCHPC: Combined Cooling, Heat and Power
COP: Coeficiente de Desempeño o Rendimiento
CPH: Combined Heat and Power
IC: Índice de Consumo
ICt: Índice de Consumo Teórico
IDEn: Indicador de Desempeño Energético
DG: Días Grados
E: Electricidad
FRE: Fuentes de Energías Renovables
g/kWhe: Gramos por Kilo-Watts Horas Eléctricos
GLP: Gas Licuado del Petróleo
GWh/año: Giga-Watts Horas por Año
h/día: Horas por Día
h/mes: Horas por Mes
HDO: Habitaciones Días Ocupadas
kcal/kg: Kilo-Calorías por cada Kilo-Gramo
kJ/kg°C: Kilo-Joule por cada Kilogramo Grado Celsius
kWh/día: Kilo-Watts Horas al Día
kWh/año: Kilo-Watts Horas Térmicos por Año
kWh/mes: Kilo-Watts Horas al Mes
l/hab: Litros por habitaciones
m³/min: Metros Cúbicos por Minutos
m³/h: Metros Cúbicos por Hora
MW: Mega-Watts
MWh: Mega-Watts Horas
P: Producción
Q: Combustible
R²: Índice de Correlación
RG: Rendimiento Global
SGEn: Sistema de Gestión Energética
SFV: Sistemas Foto Voltaicos kW: Kilo-Watts
TCC: Tonelada de Combustible Convencional
TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo
VC: Valor Calórico



V: Calor



Instituciones:

ACOGEN: Asociación Española de Cogeneración

ALC: América Latina y el Caribe

BANDEC: Banco de Créditos y Comercio

CONAE: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. México

CTE: Central Termoeléctrica

CUPET: Unión Cuba Petróleo

IDEA: Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía

MFP: Ministerio de Finanzas y Precios

MILTITUR:

MINAZ: Ministerio del Azúcar

MINEM: Ministerio de Energía Y Minas

MINTUR: Ministerio del Turismo

OMS: Organización Mundial de la Salud

PEMEX: Petróleos Mexicanos

UNE: Unión Eléctrica Nacional

SEN: Sistema Electroenergético Nacional (Cuba)

Monedas:

USD: United States Dollar

CUC: Pesos Cubanos Convertibles

€: Euros

Normas y Mecanismos:

MLD: Mecanismos de Desarrollo Limpio

NC: Norma Cubana

Propiedades Físicas:

K: Kelvin

%: Por ciento

t/h: Toneladas por Hora

t/mes: Toneladas al Mes

t/año: Toneladas al Año



kPa: Kilo-Pascal

km: Kilómetro

°C: Grados Celsius

Cp. Calor Específico a Presión Constante

ΔT : Variación de Temperatura de Entrada y Salida

l: Litros

Otros:

ACS: Agua Caliente Sanitaria

FC: Factor de Conversión

T&D: Transmisión y Distribución





Índice

<i>Capítulo 9. Estado Actual y Tendencias de Desarrollos del Uso de Plantas de Co/trigeneración en América Latina y el Caribe.</i>	17
Introducción al capítulo	17
1.1 Tendencias de desarrollo de los sistemas de cogeneración.....	17
1.1.1 Cogeneración. Características fundamentales	17
1.1.2 Aplicaciones de los sistemas de cogeneración.....	18
1.1.3 Beneficios e inconvenientes de los sistemas de cogeneración	19
1.1.4 Barreras y efectos de los sistemas de cogeneración.....	21
1.1.5 Tecnologías de los sistemas de cogeneración	24
1.1.6 Emisiones de los sistemas de cogeneración	30
1.2 Microcogeneración.....	30
1.3 Trigeneración	32
1.4 Actualidad de los sistemas de cogeneración en América Latina	34
1.4.1 Casos exitosos de cogeneración en América Latina y el Caribe	36
1.4.2 Sistemas de Cogeneración en Cuba	39
1.4.3 Experiencias y críticas de la cogeneración hotelera en Cuba.....	42
1.5 Marco regulatorio energético para el sector hotelero cubano	43
1.5.1 Norma ISO 50001 para los Sistemas de Cogeneración en Hoteles	43
1.5.2 Aplicación de la Norma ISO 50001 al sector hotelero cubano	43
1.5.3 Requisitos Legales.....	44
Conclusiones parciales del capítulo	45
<i>Capítulo 99. Caracterización Energética del Hotel Rancho Luna</i>	47
Introducción al capítulo	47
2.1 Descripción del caso de estudio.....	47
2.2 Política energética.....	49
2.3 Revisión energética.....	50
2.3.1 Identificación de los portadores energéticos	50
2.3.2 Descripción, proveedor y tarifas de los portadores energéticos	52



2.3.3 Censo de cargas energéticas	56
2.3.4 Comportamiento del consumo de energía eléctrica.....	64
2.3.5 Gráficos de control eléctrico	68
2.3.6 Gráficos de consumo contra producción (E vs. P).....	70
2.3.7 Gráfico de índice de consumo vs. producción (IC vs. P)	74
2.3.8 Gráficos de comparación de energía eléctrica.....	77
2.3.9 Gráficos de comparación de energía térmica	79
2.4 Conclusiones parciales del capítulo	82
<i>Capítulo 999. Metodología de Selección y Cálculo del Sistema de Cogeneración para el hotel Rancho Luna.</i>	84
Introducción al capítulo	84
3.1 Evaluación de la eficiencia energética del sistema actual del hotel	84
3.2 Criterios de diseño y selección del sistema de cogeneración	87
3.2.1 Condiciones ambientales.....	87
3.2.2 Índices energéticos para el diseño.....	87
3.2.3 Relación calor/electricidad	88
3.2.4 Selección del tipo de motor primario.....	88
3.2.5 Prototipo de sistema de cogeneración.....	89
3.2.6 Valoración de los parámetros del motor primario.....	90
3.3 Elección del motor.....	92
3.3.1 Necesidad térmica	92
3.3.2 Necesidad eléctrica.....	95
3.3.3 Componentes del sistema cogeneración elegido	100
3.4 Evaluación de la eficiencia energética del sistema cogeneración elegido .	101
3.5 Análisis y discusión de los resultados energéticos.....	103
3.6 Conclusiones parciales del capítulo	103
<i>Capítulo IV. Viabilidad Económica y Ambiental del Sistema de Cogeneración</i>	105
Introducción al capítulo	105
4.1 Valoración económica del sistema actual	106
4.2 Valoración económica del sistema de cogeneración	107
4.2.1 Indicadores económicos para la evaluación financiera del proyecto ...	108
4.2.2 Plan de inversiones y de financiación inicial	110



4.2.3 Índices de financiación.....	113
4.2.4 Resultado de la viabilidad.....	113
4.3 Evaluación del impacto ambiental.....	115
4.3.1 Evaluación de gases contaminantes en Cuba.....	117
4.3.2 Factores de emisión de CO ₂	119
4.3.3 Comprobación ambiental.....	119
4.4 Análisis y discusión de los resultados económicos y ambientales.....	120
Conclusiones parciales del capítulo.....	120
<i>Conclusiones Generales.....</i>	121
<i>Referencias Bibliográficas.....</i>	122
<i>Bibliografía.....</i>	124
<i>Anexos.....</i>	125



Índice de Tablas

Tabla 1 Eficiencias de unidades generadoras de potencia.....	24
Tabla 2 Datos técnicos de tecnologías de cogeneración.	24
Tabla 3 Emisiones atmosféricas de plantas de cogeneración y convencional en g/kWhe.....	30
Tabla 4 Rendimientos energéticos de sistemas de co/microgeneración.....	31
Tabla 5 Equipos consumidores de energía eléctrica en las áreas de tienda-disco.	56
Tabla 6 Equipos consumidores de energía eléctrica en el edificio administrativo.	57
Tabla 7 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de mantenimiento y servicio.	57
Tabla 8 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de bombeo.	58
Tabla 9 Equipos consumidores de energía eléctrica en las áreas de lobby-animación-camerino. .	58
Tabla 10 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de ranchón playa.	59
Tabla 11 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de iluminación exterior.....	59
Tabla 12 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área habitacional.	60
Tabla 13 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de buceo.	60
Tabla 14 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de la piscina.	61
Tabla 15 Equipos consumidores de energías eléctrica en las áreas de cocina-comedor-restaurante.	61
Tabla 16 Energía eléctrica total del censo de cargas eléctrica.	62
Tabla 17 Tabla de índices energéticos en los años 2015-2016-2017.....	87
Tabla 18 Relación Q/E.....	89
Tabla 19 Datos técnicos de la enfriadora por absorción Broad BE-100 de doble efecto.	94
Tabla 20 Datos técnicos de los grupo electrógeno insonorizado HIMOINSA HFW-155 T6.....	97
Tabla 21 Criterios de emisión de ruido en los hoteles.....	99
Tabla 22 Comparación termo-energética del sistema convencional de energía eléctrica del hotel Rancho Luna vs. el sistema de cogeneración seleccionado.	103
Tabla 23 Costo de los portadores energéticos del hotel Rancho Luna en los años 205-2016-2017.	107
Tabla 24 Cotos de inversión.....	110
Tabla 25 Ingresos totales.....	112
Tabla 26 Gastos totales.	113
Tabla 27 Reducción de emisiones de tCO ₂ de proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio...118	
Tabla 28 Factores de conversión de emisión de CO ₂ de los combustibles Diésel, Fuel Oil y GLP.	119
Tabla 29 Emisiones de tCO ₂ /año del sistema convencional de energía eléctrica del hotel.	119
Tabla 30 Emisiones de tCO ₂ /año del sistema de cogeneración.	120



Tabla 31 Comparación económica y ambiental del sistema convencional de energía eléctrica del hotel Rancho Luna vs. el sistema de cogeneración seleccionado.....120



Índice de Figuras

Figura 1 Aplicaciones de la cogeneración.....	19
Figura 2 Beneficios de un sistema de cogeneración.....	20
Figura 3 Planta de cogeneración con turbina de gas. Diagrama de Sankey.....	26
Figura 4 Planta de cogeneración con turbina de vapor.....	27
Figura 5 Planta de cogeneración con ciclo combinado. Diagrama de Sankey.....	28
Figura 6 Planta de cogeneración con motor de gas. Diagrama de Sankey.....	29
Figura 7 Planta de trigeneración con motor de gas.....	33
Figura 8 Demanda de energía por fuente en América Latina y el Caribe.....	35
Figura 9 Matriz energética de América Latina y el Caribe.....	36
Figura 10 Sala de cogeneración por diésel el hotel Iberostar Bávaro, Rep. Dominicana.....	37
Figura 11 Esquema de cogeneración en la compañía Mabe, México.....	37
Figura 12 Esquema de cogeneración en el Costanera Center, Chile.....	38
Figura 13 Esquema de cogeneración en el Costanera Center, Chile.....	39
Figura 14 Matriz de energía eléctrica de Cuba hasta el 2018.....	40
Figura 15 Centrales azucareros en Cuba.....	41
Figura 16 Matriz de energía eléctrica de Cuba en 2027.....	41
Figura 17 Imágenes exteriores e interiores del hotel Rancho Luna.....	48
Figura 18 Ubicación de las áreas del hotel Rancho Luna.....	48
Figura 19 Diagrama de bloque del uso de los portadores energéticos en el hotel Rancho Luna.....	51
Figura 20 Diagrama de Pareto de portadores energéticos vs. TEP.....	52
Figura 21 Esquema eléctrico del hotel Rancho Luna.....	53
Figura 22 Esquema de calentamiento de ACS del campo solar.....	54
Figura 23 Esquema de ACS por calderas de GLP.....	55
Figura 24 Estratificación de potencia instalada por áreas del hotel Rancho Luna.....	63
Figura 25 Estratificación de energía eléctrica consumida por áreas del hotel Rancho Luna.....	63
Figura 26 Estratificación de potencia instalada por equipos eléctricos del hotel Rancho Luna.....	64
Figura 27 Consumo de energía eléctrica en día, madrugada, pico y total en 2015.....	64
Figura 28 Consumo de energía eléctrica en día, madrugada, pico y total en 2016.....	65
Figura 29 Consumo de energía eléctrica en día, madrugada, pico y total en 2017.....	65
Figura 30 Consumo de energía eléctrica facturada durante los años 2015-2016-2017.....	66
Figura 31 Comportamiento de la demandas eléctricas en los años 2015-2016-2017.....	66
Figura 32 Comparación de energía eléctrica facturada vs. HDO en 2015.....	67
Figura 33 Comparación energía eléctrica facturada vs. HDO en 2016.....	67
Figura 34 Comparación de energía eléctrica facturada vs. HDO en 2017.....	67
Figura 35 Comparación de energía eléctrica facturada vs. DG en los años 2015-2016-2017.....	68



Figura 36 Gráfico de control de energía eléctrica en el año 2015.	69
Figura 37 Gráfico de control de energía eléctrica en el año 2016.	69
Figura 38 Gráfico de control de energía eléctrica en el año 2017.	70
Figura 39 Gráfico de dispersión de HDO vs. consumo eléctrico en el año 2015.	71
Figura 40 Gráfico de dispersión de HDO vs. consumo eléctrico en el año 2016.	71
Figura 41 Gráfico de dispersión de HDO vs. consumo eléctrico en el año 2017.	71
Figura 42 Gráfico de dispersión de HDO vs. consumo eléctrico en los años 2015-2016-2017.	72
Figura 43 Filtrado del gráfico de dispersión de HDO vs. consumo eléctrico en los años 2015-2016-2017.	74
Figura 44 Gráfico de índice de consumo eléctrico vs. HDO en el año 2015.	75
Figura 45 Gráfico de índice de consumo eléctrico vs. HDO en el año 2016.	76
Figura 46 Gráfico de índice de consumo eléctrico vs. HDO en el año 2017.	76
Figura 47 Gráfico de índice de consumo eléctrico vs. HDO en los años 2015-2016-2017.	76
Figura 48 Gráfico de comparación de energías eléctricas en el año 2015.	77
Figura 49 Gráfico de comparación de energías eléctricas en el año 2016.	78
Figura 50 Gráfico de comparación de energías eléctricas en el año 2017.	78
Figura 51 Gráfico de comparación de energías térmicas (ACS) en el año 2015.	81
Figura 52 Gráfico de comparación de energías térmicas (ACS) en el año 2016.	81
Figura 53 Gráfico de comparación de energías térmicas (ACS) en el año 2017.	82
Figura 54 Rendimiento global del sistema convencional del hotel Rancho Luna.	85
Figura 55 Datos ambientales de la localidad playa Rancho Luna.	87
Figura 56 Eficiencia de las turbinas de gas y motores alternativos.	92
Figura 57 Gráfico de comparación de demanda estimada máxima y real en clima en el hotel Rancho Luna durante los años 2015-2016-2017.	93
Figura 58 Enfriadora por absorción BROAD BE modelo 75 de 872 kW.	94
Figura 59 Gráfico de comparación de demanda estimada real en clima y generada por la máquina de absorción en el hotel Rancho Luna durante los años 2015-2016-2017.	94
Figura 60 Consumo eléctrico de servicios auxiliares en los años 2015-2016-2017.	96
Figura 61 Grupo electrógeno insonorizado HIMOINSA HFW-155 T6 de 173 KVA.	97
Figura 62 Gráfico de comparación de energía eléctrica demandada por el motor vs. energía facturada, estimada máxima y estimada real del hotel Rancho Luna.	98
Figura 63 Esquema de cogeneración seleccionado.	101
Figura 64 Rendimiento global del sistema de cogeneración en el hotel Rancho Luna.	102
Figura 65 Costo de portadores energéticos del hotel Rancho Luna en los años 2015-2016-2017.	107
Figura 66 Gráfico viabilidad económica a través del VAN y PRI.	114
Figura 67 Emisiones químicas de los contaminantes de la combustión.	116



Introducción

Con la implantación de una nueva política energética cubana, a través de la llamada Revolución Energética en Cuba en 2004, el sistema eléctrico ha tenido resultados auspiciosos, considerando que en 2004 y 2005 se enfrentaron entre 188 y 224 días con apagones mayores a 100 MWe y de más de una hora de duración, mientras que en 2006 sólo fueron 3 días, y desde 2007 éstos han sido superados. De acuerdo a la UNE, el país ahorró en 2006 y 2007 aproximadamente 960 mil toneladas de combustibles, mientras que el antiguo Ministerio de la Industria Básica calcula en 400 millones de dólares el monto ahorrado, como resultado de las medidas adoptadas a través de los diferentes programas de la política energética, cambio de electrodomésticos de menor consumo eléctricos, auditorías energéticas, modelación de nuevas tarifas a los diferentes sectores del país, implantación de bancos de transformadores para las líneas eléctricas, etc.

En 2005, la demanda de electricidad era cubierta en 80 % por la generación en plantas térmicas de alto consumo, 10 % por generación en base a gas, un 9 % de la demanda no cubierta por déficit de generación, lo que se reflejaba en afectaciones en el servicio eléctrico de varias horas de duración, principalmente en horas pico. A fines de 2007, la generación eléctrica cambió considerablemente, con una reducción de la dependencia de las plantas térmicas, que cubrían a esa fecha el 63 % de la demanda, un aumento de la participación de la generación con base en gas de hasta el 15 %, y una importante participación de la generación con base en diésel: 13 %, y en fuel oil: 8 %. En comparación a 2005, tanto la generación como el consumo de combustible aumentaron, con base en la utilización de tecnologías más eficientes y en un contexto de crecimiento de la economía cubana.

Para el 2010 la cobertura de los portadores se registró en un 51 % para el fuel oil, un 23 % para gas, otras plantas térmicas de sólo el 22 % y de diésel un 3 %, lo que significaría una profundización de la reestructuración del sistema de oferta eléctrica y su mayor eficiencia.



Cuba, si bien produce aproximadamente 2 900 000 toneladas de petróleo en condiciones de energía primaria, tiene una alta dependencia del crudo importado para cubrir la totalidad de la demanda de consumo nacional. El país obtiene de la refinación del crudo una considerable cantidad de asfalto, gas licuado, gasolinas, kerosene, naftas, diésel, fuel oil y solventes, pero la mayor parte de los lubricantes son producidos a partir del procesamiento de aceites básicos importados y no del petróleo como tal.

La política energética se propuso el mejoramiento de la calidad del crudo cubano y el fortalecimiento de la infraestructura para los servicios a los pozos petroleros, junto con el inicio de la exploración de gas libre o seco. En este sentido, se elevó el nivel de exigencia y compromiso con las compañías petroleras extranjeras radicadas en la Isla.

Debido al largo proceso de transformación del sistema energético cubano desde el 2004, con altos índices de mejoras eléctricas y de inversiones monetarias, el país aún apuesta por la utilización de sistemas renovables y de cogeneración debido a que todavía no se ha explotado completamente estas fuentes en cada sector del país. El conocimiento y aplicación de proyectos sobre la base de mejorar la eficiencia energética ha de elevarse, como se expone en el Lineamiento No. 203 de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución para el Período 2016-2021 expuesta en agosto 2017, aprobada finalmente por el III Pleno del Comité Central del 7mo Congreso del Partido Comunista de Cuba y respaldada por la Asamblea Nacional del Poder Popular en su sección extraordinaria del 1ro de junio de 2017 (Romalde D. 2017), ya que cualquier ahorro y aprovechamiento de energía decanta en la economía energética del territorio. Por eso, la implementación de un sistema de cogeneración, en este caso en el sector hotelero cubano, específicamente en el complejo Rancho Luna, perteneciente a la cadena hotelera Gran Caribe en Cienfuegos, contribuye a elevar la eficiencia de sistema convencional eléctrico y ahorrar sus insumos con la misma cantidad de combustible primario.



Problema científico

El hotel objeto de estudio es un alto consumidor de energía eléctrica y térmica y satisfacen ambas necesidades a partir de combustible fósil en sistemas energéticos de baja eficiencia.

Hipótesis

El análisis técnico económico de un sistema de cogeneración en el hotel Rancho Luna, puede resultar una alternativa para lograr un abastecimiento energético de mayor rendimiento térmico, menor costo, mejor utilización del combustible fósil empleado y la reducción del impacto ambiental.

Objetivo

Seleccionar una alternativa de cogeneración que garantice las demandas de electricidad y frío requeridas por el hotel Rancho Luna de Cienfuegos con mayor eficiencia, menor costo e impacto ambiental.

Objetivos específicos

1. Sintetizar el estado actual y las tendencias, en Cuba y el mundo, del uso de los sistemas de co/trigeneración en el abastecimiento energético de instalaciones hoteleras. Sintetizar las mejores experiencias de casos de estudios exitosos.
2. Caracterizar el uso de la energía en el hotel objeto de estudio, verificando los indicadores energéticos que son utilizados y evaluando el impacto económico y ambiental del uso de la energía en la institución.
3. Elaborar la metodología de cálculo termodinámico, económico y de impacto ambiental de la planta de poligeneración.
4. Realizar un análisis financiero a la implementación del sistema de poligeneración propuesto.



Capítulo 9. Estado Actual y Tendencias de Desarrollos del Uso de Plantas de Co/trigeneración en América Latina y el Caribe.

Introducción al capítulo

Este capítulo presenta la información y actualidad necesaria de los procesos de cogeneración en América Latina y el Caribe, dado que el desarrollo de esta investigación se despliega en esta región. Conceptos, aplicaciones, barreras, tecnologías y casos exitosos son partes esenciales para el conocimiento básico sobre el desarrollo de toda la investigación. Todos los aspectos relacionados al tema garantizan de manera fluida la elaboración de la metodología a proponer, de la mano de expertas fuentes de diferentes autores, con el objetivo de lograr la mayor exactitud.

1.1 Tendencias de desarrollo de los sistemas de cogeneración

1.1.1 Cogeneración. Características fundamentales

El término cogeneración, es ampliamente utilizado y aceptado para describir tanto el concepto de producción simultánea y combinada de potencia (eléctrica y/o mecánica) y calor útil como para los propios equipos que intervienen en el proceso (CONAE 1999) (Petchers 2003).

Es un sistema alternativo de alta eficiencia energética que permite reducir las facturas energéticas de los consumidores sin alterar su proceso productivo a partir del aprovechamiento de hasta un 84 % de la energía contenida en el combustible primario, para la generación de energía eléctrica y calor a proceso (25-30 % eléctrico y 59-54 % térmico) (Sala Lizarraga 1994).



En otras palabras, los sistemas de cogeneración convierten la energía contenida en

el combustible en dos tipos de energías utilizables por la industria:

1. Energía mecánica y/o eléctrica.
2. Energía térmica, vapor útil o gases calientes para proceso.

El propósito principal de la cogeneración es lograr un mejor aprovechamiento de los

combustibles primarios, razón por la cual se considera en los programas de ahorro de energía como una alternativa fundamental.

1.1.2 Aplicaciones de los sistemas de cogeneración

La cogeneración se puede aplicar en toda instalación donde, además de la energía eléctrica, exista una demanda energética en forma de calor o frío. El calor se puede aportar de diferentes maneras, considerando que el foco de mayor temperatura son los gases de escape de los motores de combustión interna o turbinas de gas, con unos valores de entre 653 y 723 K con la tecnología de hoy en día.

Este calor residual puede ser transformado en forma de aire caliente, vapor o calentamiento de aceite térmico, o usados directamente en procesos como secado, siempre que el proceso lo permita. Por otro lado, se tienen los circuitos de alta y bajas temperaturas, de los cuales se puede sacar aire o agua caliente a menos de 373,15 K, en el que difícilmente sale rentable usar su aprovechamiento por el pequeño salto térmico disponible.

El frío se tiene generalmente mediante el uso de máquinas de absorción, lo que requiere instalaciones más costosas y voluminosas, que solo se rentabilizan si el aprovechamiento del frío se lleva a cabo a lo largo de muchas horas de funcionamiento al año.

En la figura 1 se presenta las aplicaciones fundamentales de la cogeneración en los distintos sectores, en el que cada una de estas aplicaciones fundamenta y



desarrolla las tecnologías de cogeneración de acuerdo a las necesidades y usos que caracterizan cada institución. Es por eso, que la determinación del sistema de cogeneración en cualquier lugar puede diferir totalmente de esquemas tradicionales de estos equipamientos, caracterizando cada caso como una planta de cogeneración única.



Figura 1 Aplicaciones de la cogeneración. (Elaboración propia)

1.1.3 Beneficios e inconvenientes de los sistemas de cogeneración

Los sistemas de cogeneración convierten más del 80% de la energía útil contenida, en comparación con el 33 % de aprovechamiento de las centrales convencionales actuales (Grohnheit 1999). Sin embargo, aún frente a beneficios o ventajas económicas, ambientales y energéticas de estas tecnologías, la baja adopción que las industrias mundiales han hecho de ella, es una paradoja que muestra la sensibilidad de los consumidores frente a los requerimientos legales e ingenieriles que requieren su instalación (Mueller 2006).

La figura 2, se presenta un resumen de los principales beneficios que atraen el uso y aplicación de los sistemas de cogeneración, como sólidas ventajas que



proporcionan la competitividad contra instalaciones de gran ineficiencia eléctrica en la actualidad.

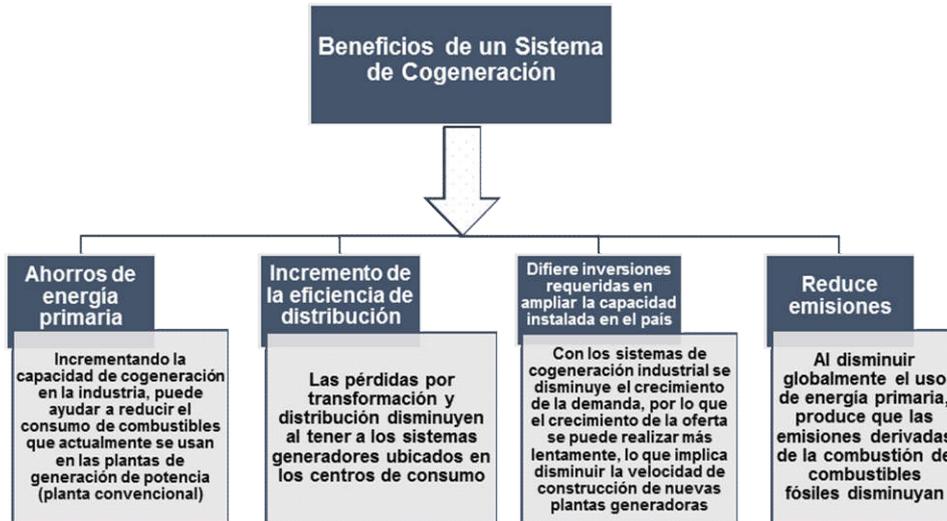


Figura 2 Beneficios de un sistema de cogeneración. (Elaboración propia)

A pesar de las grandes ventajas que tiene la cogeneración, existen una serie de inconvenientes. Estos sistemas requieren de una inversión sustancial, que muchas compañías no están en disposición de contribuir, por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable.

Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren la utilización de empresas o personas bien capacitadas en esta área.

En algunos proyectos su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia el alza, por lo menos en el mediano plazo. Para los proyectos que son altamente dependientes de la venta de excedentes a la red, deben de buscar contratos a largo plazo con precios de compra que mantengan la rentabilidad del proyecto.



1.1.4 Barreras y efectos de los sistemas de cogeneración

La influencia de las experiencias internacionales de los sistemas de co/trigeneración como una tecnología que alcanza grandes niveles óptimos en eficiencia y costos, también favorecidos especialmente en aquellos países que han establecido un marco legal, claro y consistente han provocado que emerjan barreras que se opongan al desarrollo emergente de esta eficaz tendencia del uso de la energía, Cada país ofrece particularmente barreras ajenas a su propio auge en esta tecnología, pero en general todos se caracterizan por imponer trabas ya sea de índoles económicos, institucionales, administrativas, técnicas, etc.

Barreras económicas:

- Bajos costos de electricidad (subsidiada) como para hacer la inversión atractiva.
- Altos cargos de las empresas eléctricas para el servicio de respaldo.
- Las inversiones de los sistemas de co/trigeneración no están relacionados con los objetivos productivos principales de la empresa.
- Bajos precios pagados por las empresas eléctricas por la electricidad que compran.
- Irregularidades en los pagos de las empresas eléctricas.
- La cogeneración tiene un nivel de riesgo elevado y específico, que se refleja tanto en los requisitos de tasas de retorno como en las exigencias de inversión, que no se reflejan en la retribución.
- Mucha de la nueva cogeneración (marginal) tiene un atractivo para el inversor (retorno vs. riesgo) peor que el implícito en las primas de la ley de algunos países.
- La inexistencia de incentivos para la cogeneración de más de 50 MW impide la realización de un potencial significativo con un impacto positivo para la mejora de la eficiencia energética

Barreras institucionales del lado de la empresa industrial:

- Tecnología no familiar.



- Equipos diferentes para ser operados y mantenidos.
- Temor que la producción de energía produzca presiones sobre el proceso productivo principal.
- Temor a que problemas en el suministro de energía afecten la producción.
- Rechazo a vender potencia bajo las regulaciones vigentes.

Barreras institucionales del lado de la empresa eléctrica:

- Las empresas energéticas se consideran monopolios energéticos.
- Temor a que se complique la operación del sistema eléctrico.
- Temor a que inestabilidad, en la operación de las plantas afecte la operación del sistema.
- Tendencia a considerar la co/trigeneración como potencia no firme y por tanto de bajo valor.

Barreras técnicas:

- Las demandas de vapor del proceso pueden variar ampliamente y causar inestabilidad en el trabajo de los turbogeneradores.
- Las calderas deben operar a mayor presión y requieren mayor disciplina tecnológica de operación y mejor tratamiento de agua.
- El condensado retornado de procesos frecuentemente se contamina.
- El equipamiento en las plantas de co/trigeneración debe estar diseñado para un mayor nivel de fiabilidad.

Barreras Administrativas:

- El registro de pre-asignación de potencia añade dificultad burocrática y no se justifica como control especulativo, dado que el potencial de cogeneración es acotado por requerir la existencia de una demanda de calor útil

Especialmente en la región de ALC, estas barreras comparadas con países europeos líderes en sistemas de co/trigeneración inclinan la balanza hacia la no fomentación de esta provechosa tecnología, en las que se encuentran:

- Influyente o inexistente legislación y reglamentación por parte de los gobiernos



- La comercialización de la energía eléctrica no se hace en condiciones justas
- No se logra una negociación de contratos a largo plazo para garantizar la amortización del sistema de co/trigeneración en el tiempo esperado
- No existe la posibilidad de obtener un adecuado financiamiento para la compra de un paquete de co/trigeneración
- Alta dependencia de suministradores extranjeros para la adquisición de equipos de co/trigeneración.
- Poca experiencia nacional en cuanto al manejo de la tecnología involucrada

En la región del Caribe, particularmente en Cuba, también se encuentran barreras que se oponen a la cogeneración, influenciadas principalmente por su pobre utilización. Como generalidad se presentan:

- La mayor parte de la energía es centralizada, proveniente del SEN generada por diferentes termoeléctricas distribuidas en todo el país.
- Falta de regulación de los procedimientos de interconexión a la red eléctrica.
- Falta de transparencia sobre los beneficios de la cogeneración al sistema.
- Poca experiencia nacional en cuanto al manejo de la tecnología involucrada.
- Altos costos de inversión contra una tecnología no conocida.
- No se estimula la reducción de gases contaminantes a la atmósfera con el uso de las fuentes de energías no renovables.

Como consecuencia de estas barreras, algunos autores (Ramos y Lozano, s. f.) sintetizan una serie de efectos globales, agudizándose aún más en países que todavía no exploran o promueven estos sistemas.

- La cogeneración añade el riesgo de la empresa-cliente a otros riesgos comunes, a otras tecnologías de generación (riesgos de mercado, operación, inversión, regulatorio, etc.)
- Los plazos típicos de inversión de proyecto de 6-9 años son excesivos para sectores con alto consumo de energía como principal portador.
- Ven más necesario un ajuste de las tasas de retorno y/o la velocidad de recuperación de la inversión que permita el desarrollo de la nueva



cogeneración y reemplazo de la ya existente que el propio beneficio que dará en los demás años.

- Empeoramiento de la rentabilidad vinculada a escalas no eficientes, menores niveles de funcionamiento, riesgos específicos, etc.
- Las nuevas cogeneraciones con potencias entre 1-25 MW se ven más afectadas en mayor medida por esta rentabilidad limitada lo cual es contrario al espíritu de lo normado que establece que se garantizará que el apoyo a la cogeneración se base en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria.

1.1.5 Tecnologías de los sistemas de cogeneración

El elemento motor de una planta de cogeneración, encargado de convertir energía térmica o química en mecánica a partir de las diferentes fuentes de energía primaria, que suele ser gas natural, gasóleo o fuelóleo, está dado en dependencia del tipo de planta por TG, TV, motores alternativos, etc. En las tablas 1 y 2 muestran el desempeño de varios dispositivos usados como unidades generadoras de potencia por los criterios de diferentes autores.

Tabla 1 Eficiencias de unidades generadoras de potencia. (Betz 2009)

Equipos	Combustibles	Eficiencia Eléctrica	Calor Recuperable	Eficiencia CHP	Razón Q/E
Caldera + TV	Gas Natural, Carbón Biomasa, Fuel Oil	10 – 15 %	45 – 65 % Vapor a baja calidad	65 – 80 %	4,3
TG	Gas Natural, Biogás	15 – 25 %	45 – 55 % 588,7 K de escape	60 – 80 %	2,8
MCI	Diésel, Biodiesel	30 – 40 %	15 – 20 % 755 K de escape	60 – 80 %	1,6
MCI	Gasolina, Gas Natural	20 – 30 %	15 – 20 % 755 K de escape	50 – 80 %	2,0

Tabla 2 Datos técnicos de tecnologías de cogeneración. (Rodríguez D., s. f.)

	MCI	TG	TV
Eficiencia Eléctrica	25 – 45 %	25 – 40 %	10 – 42 %
Eficiencia Global	65 – 85 %	65 – 90 %	<80 %



Capacidad	0,05 – 15 MW	3 – 200 MW	1 – <250 MW
Espacio requerido	0,021 m ² /kW	0,002 – 0,006 m ² /kW	<0,01 m ² /kW
Disponibilidad	90 – 95 %	90 – 98 %	100 %

El sistema de cogeneración industrial más frecuentemente empleado en la actualidad se basa en el desarrollo de la turbina de gas como equipo principal y el gas natural como combustible. Los gases de escape provenientes de la turbina se aprovechan normalmente en una caldera de recuperación, utilizándose la técnica de la post-combustión para ajustar la producción de calor útil a la demanda puntual del proceso industrial. Este sistema alcanza elevados rendimientos globales (75-85 %), con rendimientos eléctricos variables en función principalmente del tamaño de la instalación (20-35 %).

Para aplicaciones en el sector terciario, específicamente en servicios y telecomunicaciones, así como en la pequeña industria, el motor de gases es el equipo más utilizado. Su rendimiento eléctrico es del orden del 32 %, alcanzándose rendimientos globales promedio en esquemas de cogeneración entre 60-75 %, inferiores a los obtenidos en las instalaciones de cogeneración industriales indicadas. También existen otras aplicaciones de diseños de tecnología de cogeneración para sectores específicos en lo que se buscan factores como energía eléctrica y vapor aprovechando sus propias pérdidas en el propio sistema de cogeneración como lo son la cogeneración de ciclo combinado con motor alternativo y motor alternativo de gas o fuel en ciclo simple para aprovechamiento de gases directos.

1.1.5.1 Turbina de gas en ciclo simple

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica. Su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentran a temperaturas de unos 773,15 a 923,15 K (CONAE 1999), 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 asociado a la cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando las necesidades de vapor son importantes (>10 t/h), además de que su eficiencia global y conversión de la energía se encuentran entre el 80 % y el 27 % respectivamente.

A continuación, se presenta en la figura 3, un diagrama de proceso simplificado de una planta de cogeneración por TG y a la vez un diagrama de Sankey, valorando las diferentes pérdidas existentes en este sistema, además de la producción de calor, con un aprovechamiento del 50 % del combustible primario y un 33 % de electricidad.

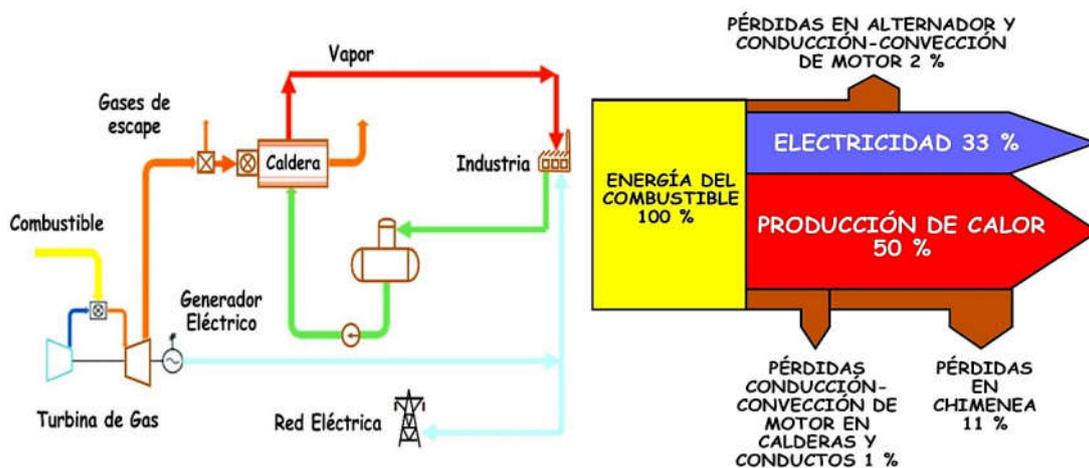


Figura 3 Planta de cogeneración con turbina de gas. Diagrama de Sankey. (Nicolás M. 2010)

Existe la posibilidad de aprovechar directamente el calor de los gases de escape sin hacerlos pasar por una caldera. Los gases de escape pueden ser utilizado en aplicaciones tales como secaderos, bien aplicando directamente el gas de escape sobre el material a secar o a través de un intercambiador gas-aire.



1.1.5.2 Turbina de vapor

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. Históricamente, este ciclo fue el primero que se usó en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en otras instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa y residuos.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador. Estos tienen niveles de eficiencias globales de 85 hasta 90 % ya que produce energía térmica del orden del 75 % pero con una baja relación de energía eléctrica/térmica de un 15 %.

La aplicación típica de cogeneración es con turbina de vapor a contrapresión, siendo el vapor del escape de la turbina el que se envía al proceso, tal y como se muestra en la figura 4.

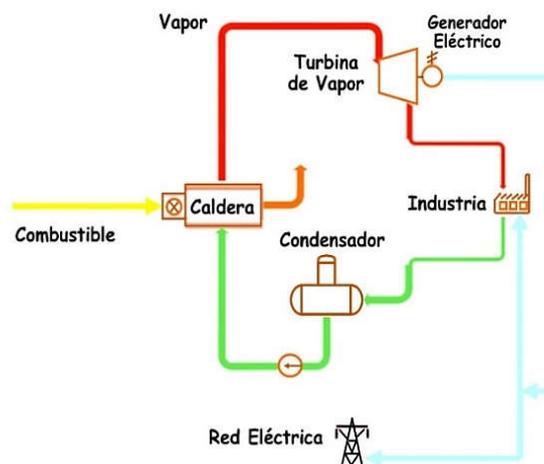


Figura 4 Planta de cogeneración con turbina de vapor. (Nicolás M. 2010)

1.1.5.3 Ciclo combinado

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina ciclo combinado. Se conoce como ciclo combinado debido



precisamente a la combinación del ciclo gas (ciclo Brayton de la turbina de gas) y el ciclo agua-vapor (ciclo Rankine de la turbina de vapor).

En este tipo de ciclo, si la demanda de calor disminuye, el vapor sobrante en el escape de la turbina puede condensarse, con lo que toda la energía de los gases no se pierde, sino que al menos se produce una cierta cantidad de electricidad.

En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión a través de una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar a la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones directamente en los procesos. En la figura 5, se muestra en detalles los componentes de este ciclo, con una generación de calor de un 45 %, y de electricidad en TG aproximadamente igual que en plantas de TG, además de las pérdidas por chimenea y conducción-conversión de la caldera y el alternador del motor.

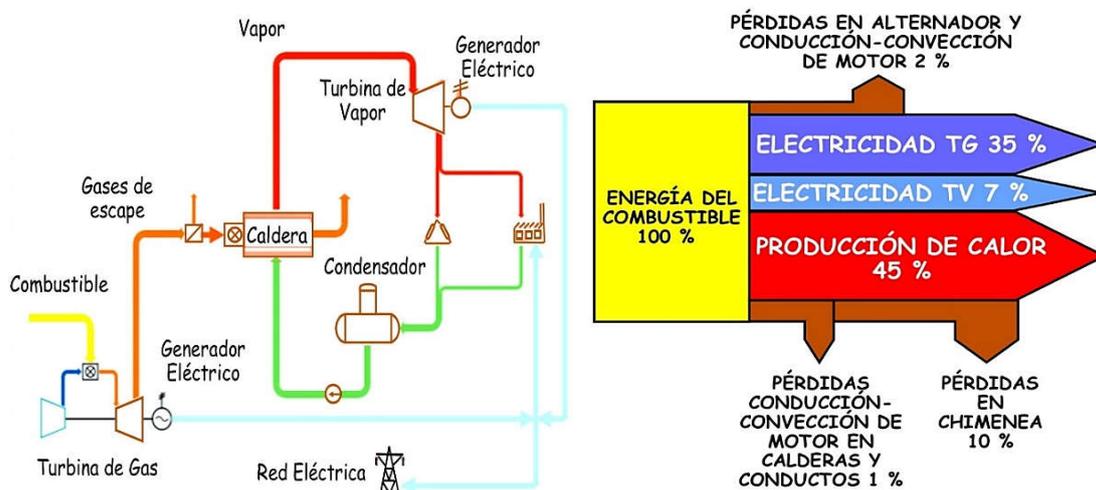


Figura 5 Planta de cogeneración con ciclo combinado. Diagrama de Sankey. (Nicolás M. 2010)



1.1.5.4 Motor alternativo de gas o fuel en ciclo simple

Este tipo de motor utiliza gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. En general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 1 000 kPa) o aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor, además de que son adecuadas para la producción de frío por absorción. Este tipo de instalaciones alcanza un rendimiento global alrededor del 70 % y es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW), en las que la generación eléctrica es muy importante ya que arroja la mayor generación eléctrica por unidad de combustible consumido, alrededor del 34 al 40 %, aunque los gases residuales son a baja temperatura 473 a 523 K. Con los gases residuales, se puede producir vapor de baja presión (alrededor de 980 a 1 470 kPa) o agua caliente de 353 a 373 K.

Un diagrama de proceso elemental de este tipo de instalación se presenta en la imagen A de la figura 6, mientras que el aprovechamiento de las energías del combustible en un 42 % por la electricidad, un 21 % en vapor y 22 % de agua caliente en una planta con motor alternativo es aproximadamente como se muestra en la imagen B (se ha representado el caso de un motor de gas del orden de 3 o 4 MW).

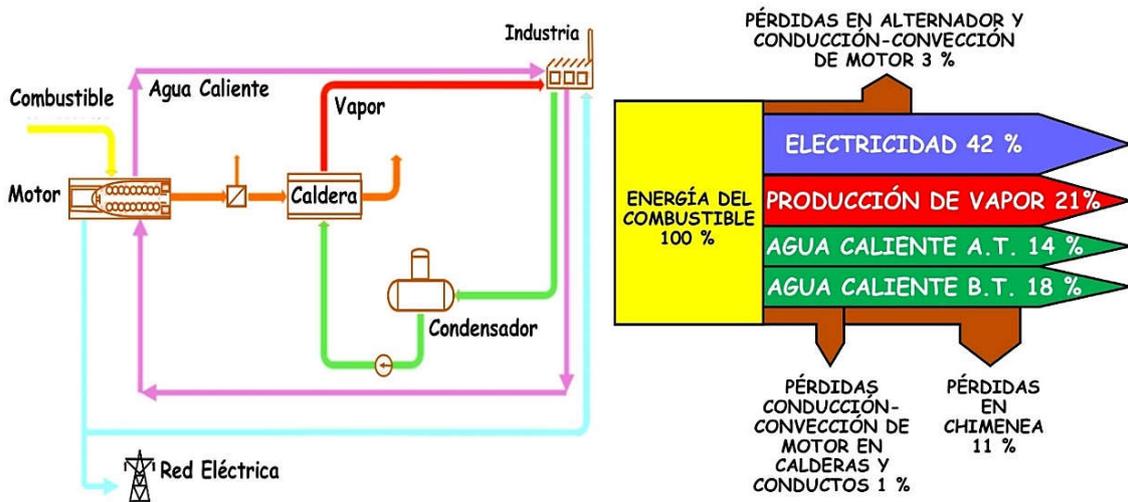


Figura 6 Planta de cogeneración con motor de gas. Diagrama de Sankey. (Nicolás M. 2010)



1.1.6 Emisiones de los sistemas de cogeneración

Una de las razones del éxito de las plantas de cogeneración es que son más respetuosas con el medioambiente que otras formas de generación de energías que utilizan combustibles fósiles, y es por ello, que es una herramienta muy útil para alcanzar los objetivos establecidos en el Protocolo de Kyoto. En efecto sus emisiones atmosféricas son menores y menos contaminantes. Emiten CO₂ en menor cantidad por kWh producido que otras centrales térmicas, puesto que tienen mejor rendimiento global. Las emisiones de NO_x y CO están dentro de lo permitido y existen tecnologías para disminuirlas aún más. Las emisiones de SO₂ y de partículas sólidas son prácticamente inapreciables cuando se utiliza gas natural como combustible. La tabla 3 indica las emisiones netas por unidad de energía eléctrica producida, es decir descontando la parte de las emisiones necesarias para producir el calor útil y suponiendo que este se hace con un 90 % de rendimiento.

Tabla 3 Emisiones atmosféricas de plantas de cogeneración y convencional en g/kWhe.
(Nicolás M. 2010)

Contaminante	Turbina de Gas	Ciclo Combinado	Motor de Gas	Motor Fuelóleo	CTE de Ciclo Combinado	CTE de Carbón
NO ₂	0,20	0,20	1,2	7,2	0,24	3,4
SO ₂	-	-	-	3	-	15
CO ₂	245	210	284	530	350	1 000
CO	0,1	0,1	1,6	1,7	0,1	1,0

1.2 Microcogeneración

No sólo las grandes plantas de cogeneración ofrecen oportunidades de inversión. Los incentivos actuales para plantas menores de 1 MW permiten este tipo de aplicaciones para pequeñas escalas. La microgeneración (hasta 50 kW), con microturbinas de gas o micro motores de combustión, son aplicaciones que se han implantado con éxito en instalaciones del sector terciario tan diversas como son las correspondientes a hospitales, hoteles y oficinas, etc. Ello se debe a que las microgeneradores cubren unas gamas de potencia adecuadas para poder actuar



como cogeneraciones a escala reducida, adaptándose bien a las necesidades de este tipo de establecimientos y aportándoles rendimientos competitivos y prestaciones energéticamente atractivas frente a los sistemas convencionales.

Los sistemas de microgeneración también tienen rendimientos de generación eléctricos inferiores a los equipos de cogeneración de mayor tamaño. Esta menor capacidad de transformar el combustible en electricidad produce una mayor capacidad de recuperación térmica. Los sistemas de cogeneración se rigen por el mayor aprovechamiento de la energía contenida en el combustible, lo cual se cuantifica en el RG. En la siguiente tabla se muestra los valores típicos de eficiencia según tecnologías y tamaño. Siendo E (electricidad), A (calor), C (combustible).

Tabla 4 Rendimientos energéticos de sistemas de co/microgeneración. (IDAE 2008)

Sistemas de Microgeneración	RE=E/C	RG=(E+V)/C	C=E/Q	Tamaño (MW)
Turbina de gas en ciclo simple	30 - 40	75 - 80	0,6 - 1	5 - 50
Turbina de gas en ciclo combinado	35 - 50	≥ 80	0,8 - 1,6	7 - 60
Turbina de vapor contrapresión	5 - 14	75 - 90	0,04 - 0,16	1 - 20
MCI	35 - 45	75	1,1 - 1,5	1 - 25
Micromotores*	25 - 35	75	0,5 - 0,9	0,01 - 0,4
Microturbinas*	25 - 30	75	0,5 - 0,67	0,03 - 0,2

*Se considera máquinas con potencia unitaria inferiores a los 100 kW eléctricos.

Centrándose en el ámbito de la microgeneración, si se compara ambas tecnologías para una misma potencia eléctrica unitaria, la microturbina tiene un rendimiento eléctrico menor que el micromotor (en torno al 30 % frente al 35 %), pero queda compensado con la recuperación térmica cuando se comparan sus rendimientos globales. Por otra parte, cabe destacar que la ausencia de aceites lubricantes, sistemas auxiliares para el arranque y la refrigeración y una única parte móvil, hacen que su fiabilidad sea superior y sus costes de mantenimiento



inferiores. En cada caso se debe escoger la tecnología más apropiada en función de la potencia y del modo de operación.

1.3 Trigeneración

La trigeneración es definido como los sistemas de generación simultánea de tres tipos de energía: energía eléctrica, energía térmica en forma de calor (agua sobrecalentada o vapor) y energía térmica en forma de frío (Sulaiman 2010). El frío se obtiene transformando parte o toda el agua caliente, sobrecalentada o vapor en agua fría utilizando equipos de absorción (de amoníaco o bromuro de litio), que tienen un ciclo termofísico cuyos principios se conocen antes que los ciclos de compresión de las maquinas frigoríficas convencionales.

La trigeneración, permite a la cogeneración, que inicialmente no era económicamente viable en centros que no consumieran calor, acceder a centros que precisen frío que se produzca con electricidad. Facilita a la industria del sector alimentario ser cogeneradores potenciales. Asimismo, permite la utilización de cogeneración en el sector terciario (hoteles, hospitales, centros educativos, etc.) donde además de calor se requiere frío para climatización, y que debido a la estacionalidad de estos consumos (calor en invierno, frío en verano) impedía la normal operación de una planta de cogeneración clásica. Al aprovecharse el calor también para la producción de frío, permite una mayor estabilidad en el aprovechamiento del calor. Ver figura 7.

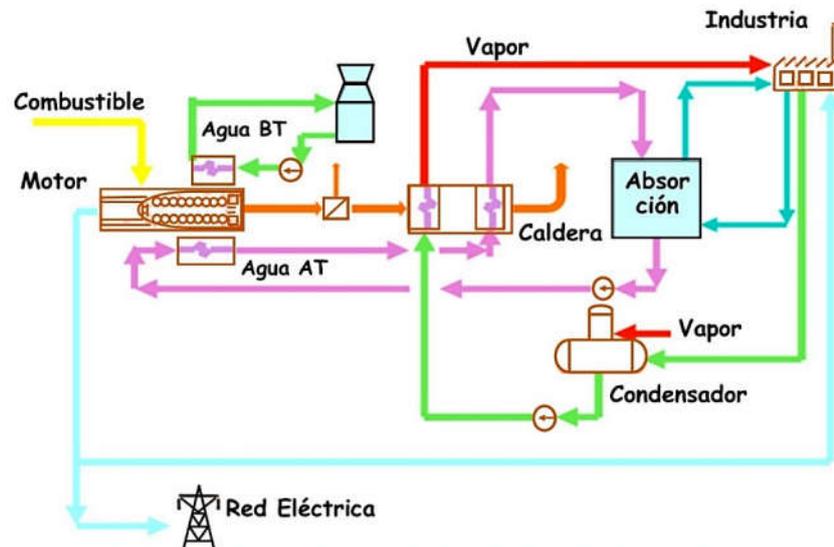


Figura 7 Planta de trigeneración con motor de gas. (Nicolás M. 2010)

Estas soluciones de avanzada frente a las dificultades que presentan los sistemas de cogeneración, en lo que tiene que ver con el mejoramiento de las eficiencias totales de los ciclos, que pueden alcanzar valores entre el 60 y 89 % (Wu y Wang 2006) y por tanto, ahorro de combustible asociado (Hernandez S. y Sanchez C. 2003), la reducción de gases contaminantes (Fumo, Mago, y Chamra 2008) y la alta confiabilidad de este tipo de producción distribuida frente a la centralizada (Alanne y Saari 2006). En cuestión, la trigeneración se ha convertido en una alternativa que además de la generación eléctrica, se ha usado para acondicionamiento de aire (Tozer, Lozano, y Valero 1996), lo que permite lograr mayores eficiencias y menores impactos ambientales que la cogeneración. La instalación de una planta de trigeneración puede lograr una eficiencia 50 % mayor que la lograda en cogeneración para planta de tamaño similar (Hernández S. y Sánchez C. 2003).

En realidad, en una planta de trigeneración se pueden producir otros elementos útiles a parte de la electricidad, calor y frío, como puede ser la energía mecánica, aire comprimido o incluso CO₂. Algunas veces se llama a este tipo de plantas, de poligeneración. La trigeneración por supuesto también puede tener como motor primario una turbina de gas. En este caso el calor para absorción viene



exclusivamente de la calera de recuperación de calor, bien sea en forma de vapor, agua caliente o sobrecalentada.

Sin embargo, (Colonna y Gabrielli 2003), aseguran que la más compleja configuración de turbinas a gas con recuperación de calor a dos niveles de temperatura no tiene ventajas prácticas frente a los motores de combustión interna, cuando de producción eléctrica se refiere, en un rango de capacidad específico. Sin embargo, el uso de turbinas a gas permite tener mayor capacidad de refrigeración. El balance entre las capacidades de refrigeración y potencia eléctrica, además de consideraciones sobre el mantenimiento y modularidad son los factores determinantes en un análisis termoeconómico.

1.4 Actualidad de los sistemas de cogeneración en América Latina

Actualmente los países de Argentina, Brasil, México y Venezuela generan el 75% de las emisiones de GEI, concentran el 66% de la población con intensidades de emisión desde 402,95 tCO₂e por millón de dólares USD en Brasil, hasta 593,41 tCO₂e/MUSD en Venezuela (Rivera y Sicilia 2018). Este comportamiento es debido a la alta participación de las plantas hidroeléctricas y los biocombustibles en la generación de energía en Brasil y la alta dependencia de los productos del petróleo en Venezuela.

Ahora, es claro que el cambio climático es consecuencia de una externalidad negativa global, originada por las emisiones de GEI a la atmósfera, sin un valor económico explícito en la gran mayoría de los países. De acuerdo con información del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE 2008) los países de la región de ALC contribuyeron en 2010 con 3.257 (MtCO₂e), representando el 8 % de las emisiones totales de GEI globales.

La figura 8 muestra que, en el período comprendido entre 1990-2015 ha existido una alta y creciente participación de los combustibles fósiles como fuente de energía en toda la región. Se destacan los casos de Argentina, y Venezuela como



países con alta dependencia de ésta fuente de energía, así como los aumentos en la participación de los combustibles fósiles en las regiones con las economías más pequeñas como América Central y El Caribe. En el otro extremo, Paraguay obtiene un gran porcentaje de su energía por medio de combustibles renovables, fuentes alternativas (hidroeléctrica, solar, geotérmica entre otras) y nuclear.

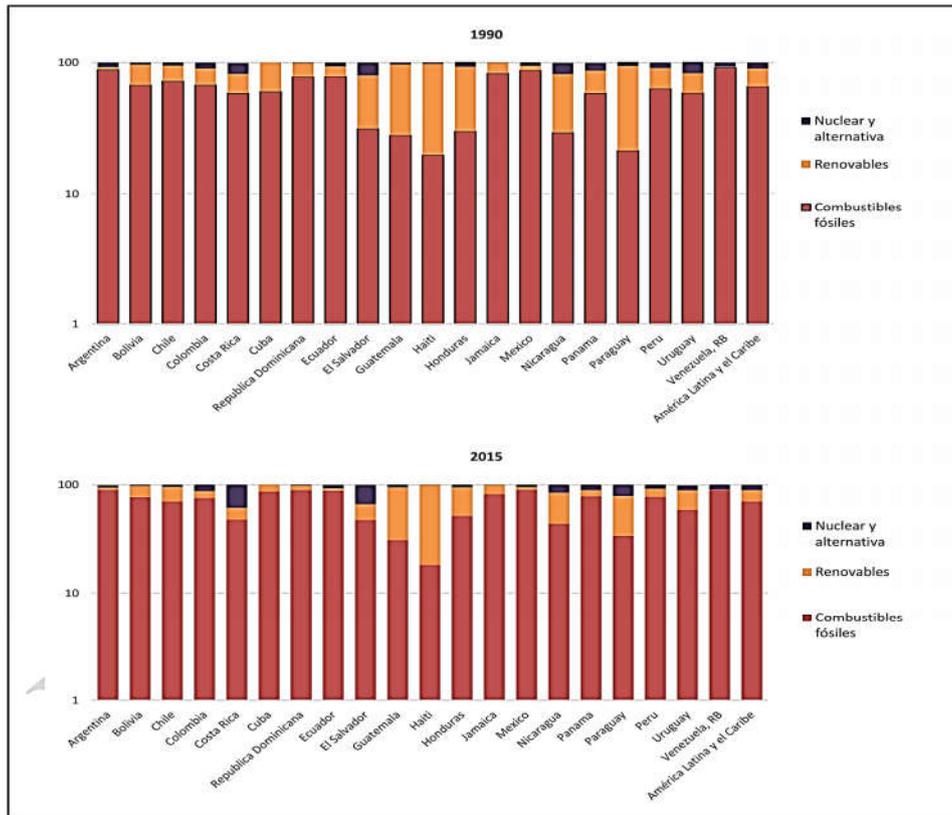


Figura 8 Demanda de energía por fuente en América Latina y el Caribe. (IDEA 2007)

Como se muestra anteriormente, la figura representa en otro sentido a que la implementación en ALC del uso de la energía está dado por la generación eléctrica de la quema de los combustibles fósiles en un 90 %, quedando los sistemas de cogeneración en estos territorios como parte de energías renovables en un porcentaje débil del total, arrojando un paso lento de estos sistemas en su desarrollo actual.

En la siguiente figura 9, se representa más detallado los portadores energéticos utilizados en ALC, demostrando que las energías renovables con respecto a



otras matrices están considerablemente bajo, liderando aún el petróleo como fuente convencional de producción de energía.

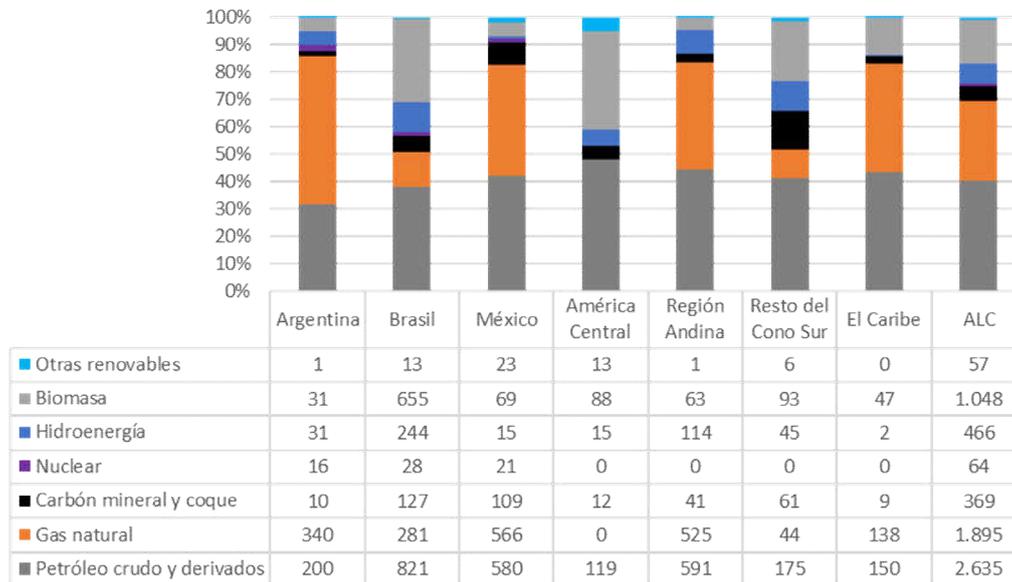


Figura 9 Matriz energética de América Latina y el Caribe. (OLADE 2017)

1.4.1 Casos exitosos de cogeneración en América Latina y el Caribe

República Dominicana.

A pesar de que República Dominicana es un país que se considera nulo en las implementaciones de plantas de cogeneración con respecto al nivel mundial y en su propia área, ha ido fomentado estas potencialidades en sus últimos cinco años, con una entrega de 12 millones de euros en tecnología española Guascor Power. El primero de los suministros, cuya instalación se está realizando actualmente en los hoteles Iberostar Punta Cana e Iberostar Bávaro Resort (GUASCOR 2006), es un nuevo centro de cogeneración de una potencia eléctrica de 3 300 kW. El segundo de los contratos obtenidos por Guascor consiste en la instalación en el Hotel Sun Scape, también localizado en Uvero, de tres módulos de cogeneración de una potencia de 730 kW.

Como antecedente inmediato a estos contratos, hay que destacar el satisfactorio resultado obtenido en el suministro de equipos de cogeneración Guascor Power



en los hoteles Sirenis y Royal, situados en Uvero, en los que se instalaron módulos con una potencia eléctrica de 3 300 kW y 2 200 kW respectivamente.



Figura 10 Sala de cogeneración por diésel el hotel Iberostar Bávaro, Rep. Dominicana.
(GUASCOR 2006)

México.

En la famosa planta multinacional de la compañía Mabe, en la figura 11, establecida en la ciudad de México en el año 1946 dedicada al diseño, producción y distribución de electrodomésticos en más de 70 países, se instala un modelo de tres Chillers BE6 con una potencia de frío de 930 kW idónea para generar una capacidad de frío de 2 268 kW a través de un motor primario diésel con el aprovechamiento de los gases de escape residuales. Este se instaló con un período de recuperación (payback) de 1,8 años, dejando de emitir 3 400 tCO₂ con una eficiencia eléctrica y de calor de 65 %.

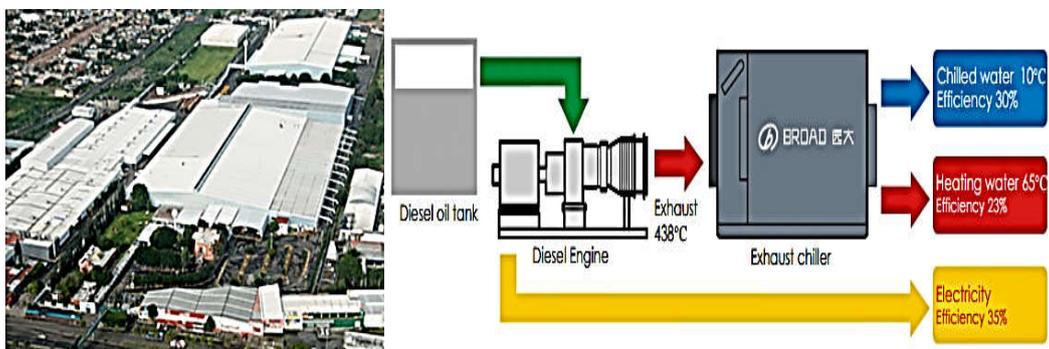


Figura 11 Esquema de cogeneración en la compañía Mabe, México. (BROAD 2012)

Chile.



El Costanera Center, figura 12, acogedor de hoteles, oficinas y centros comerciales, ubicado en la comuna provincia de ciudad de Santiago, en Chile, es beneficiado por un módulo de cogeneración a base de seis turbinas de gas modelo Cummins de 4 000 kW de potencia suministrándole a cinco máquinas de absorción BROAD BZHE500IXBD de 30 000 kW de capacidad de frío, sumando así una eficiencia conjunta de un 82 %, dejando de emitir 25 000 tCO₂ y con un periodo de retorno de la inversión de 1.3 de año.

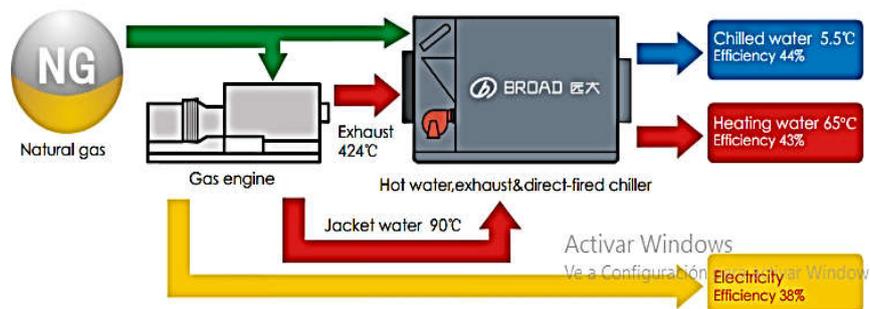


Figura 12 Esquema de cogeneración en el Costanera Center, Chile. (BROAD 2012)

Colombia.

La implementación del equipamiento de un sistema de cogeneración en la desconocida fábrica ferroníquel colombiana Cerro Matoso con una turbina de gas Cummins de una potencia de 1 750 kW unido a un Chiller BZE12 de 1474 kW de frío, tal y como se muestra en la figura 13, cuenta con una eficiencia de generación y eléctrica-térmica de 38 y 71 % respectivamente, efectuada con un tiempo de recuperación de la inversión de 1,7 años.

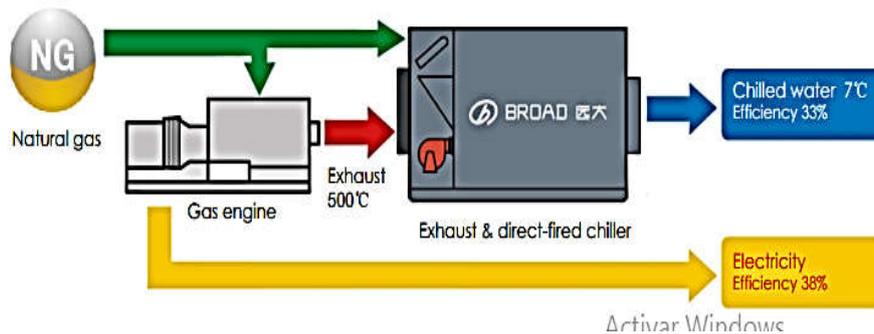


Figura 13 Esquema de cogeneración en el Costanera Center, Chile. (BROAD 2012)

1.4.2 Sistemas de Cogeneración en Cuba

Parte clave del programa de cogeneración en Cuba se basa en la biomasa cañera y forestal (Laino 2008), utilizando el bagazo y paja de caña como combustible con presiones de 1 800 a 2 800 kPa y temperaturas de 593 a 673 K y con tecnologías de turbina de contrapresión de 1,5 hasta 12 MW exclusivamente (Plauchú L. 2011). Además, se destina el empleo del vapor de escape de los turbogeneradores para el proceso de cocción y fabricación del azúcar (cogeneración de electricidad y calor).

Se estima que el 3,7 % de toda la generación de energía en Cuba es producida por la biomasa en los centrales azucareros, quedando la producción de electricidad por FRE en un 4,5 % y más del 95 % por combustibles fósiles, tal y como se muestra en la figura 14.

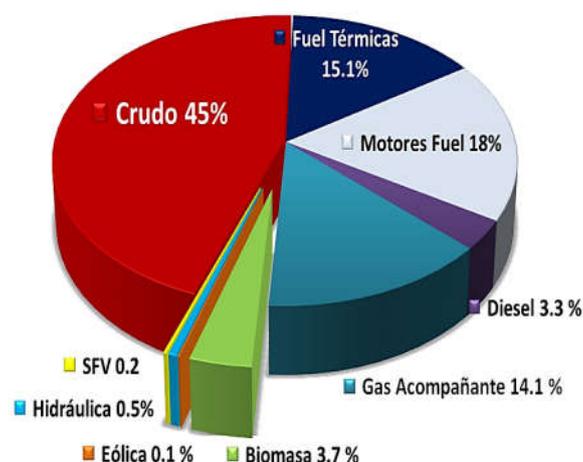


Figura 14 Matriz de energía eléctrica de Cuba hasta el 2018. (Oficina del MINEM 2018)

Según la Política para el Desarrollo Perspectivo de las Fuentes Renovables y el Uso Eficiente de la Energía en Cuba para el periodo 2014 – 2030, aprobada el 21 de junio del 2014, declara que transformar las estructuras de las fuentes energéticas existentes, disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y elevar la sostenibilidad medioambiental son objetivos esenciales con el empleo de sistemas renovables y de cogeneración. Esto es un propósito ejecutable con futuras acciones hacia incrementar la participación de las FRE en la generación eléctrica hasta un 24 %, producir 7 mil 316 GWh/año con FRE, sustituir 1,75 millones de toneladas de combustible/año y dejar de emitir a la atmosfera 6 millones Ton de CO₂ anuales (Oficina del MINEM 2018).

Parte de este programa, es la ejecución de tres nuevos proyectos de inversión de plantas de biomasa cañera, como lo refleja la figura 15, en los centrales azucareros Jesús Rabí en Matanzas y Héctor Rodríguez en Villa Clara, ambas con una potencia de 20 MW, 107 GWh/año y al SEN 83 GWh/año y Ciro Redondo en Ciego de Ávila con una potencia de 62 MW, 391 GWh/año y al SEN 300 GWh/año. Unido a estas bioeléctricas se sumas unos 10 proyectos actualmente en negociación y otros 14 con oportunidades de inversión extranjera con una potencia calculada 480 MW.

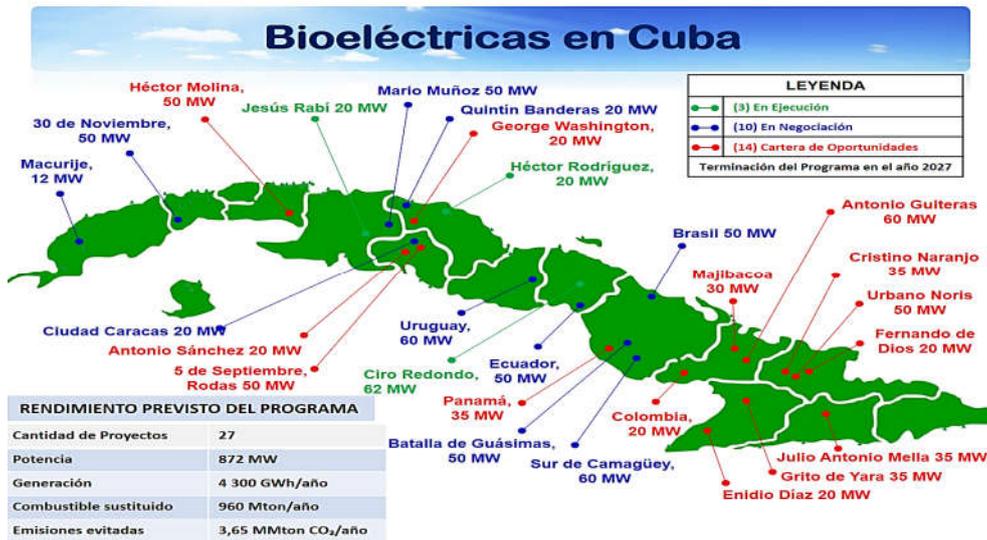


Figura 15 Centrales azucareros en Cuba. (Oficina del MINEM 2018)

En total, el programa culmina en 2027, pronosticándose hasta el 2018 una potencia de 872 MW, una generación eléctrica de 4 300 GWh/año, sustituyendo 960 Mt/año de combustible y dejando de emitir 3,65 MMtCO₂/año, dado en la figura 1.4.2.B. Para ese futuro año, el país contará con un aumento de estos sistemas de cogeneración y diferentes fuentes limpias disminuyendo proporcionalmente el uso de combustibles fósiles (crudo). Ver figura 16.

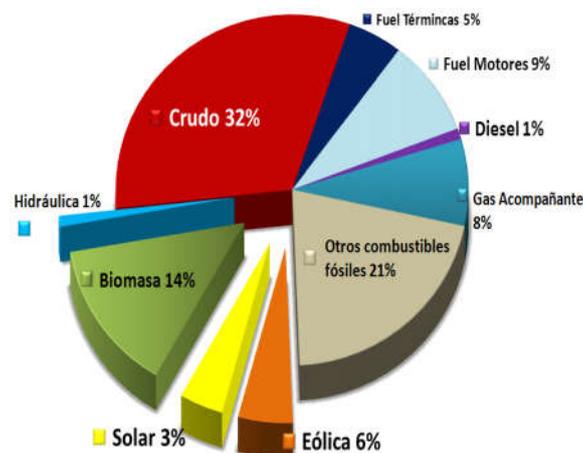


Figura 16 Matriz de energía eléctrica de Cuba en 2027. (Oficina del MINEM 2018)



1.4.3 Experiencias y críticas de la cogeneración hotelera en Cuba

Como se ha dicho antes, el sector hotelero en Cuba no cuenta con los beneficios de los sistemas de cogeneración, ni tampoco en el efecto de futuros proyectos ejecutables por inversionistas extranjeros, es decir esta potencialidad es nula en cualquier hotel de la isla. El uso de sus tecnologías para cubrir las necesidades de electricidad, calor y frío se garantizan de manera independiente para cada necesidad específica en lo general, satisfecho por grupos electrógenos o propiamente del SEN, calderas (a gas o diésel), campos solares, bombas de calor y aires acondicionados de ventana, splits, chillers o bombas de calor respectivamente. Lamentablemente, la combinación de estos métodos en un esquema cogenerativo o con otros equipamientos como máquinas de absorción o recuperadores de calor, por mencionar algunos, se hace de total desconocimiento. Actualmente esta situación responde, entre otras razones, a que la experiencia de los especialistas, el dominio de los métodos de dimensionado, operación, mantenimiento, etc., en el caso de los sistemas tradicionales que satisfacen las demandas por separado es mayor que la que los especialistas tienen sobre los sistemas de cogeneración, además de lo que generaría económicamente, trayendo consigo que los estudios sobre el aprovechamiento de los sistemas de cogeneración en este sector sea de poca atractivo para los inversionistas.

Estas reacciones, traen consigo que la política y dirección energética del país, no centre su atención en la fomentación de regulaciones que permitan facilitar a los distintos sectores capacidades de capital para futuras inversiones de estas plantas de cogeneración, además de estimular económicamente a cada industria por desarrollar estas tecnologías, lo que permitan que el inversor se sienta motivado. Otro punto sería la igualdad de costo entre la energía eléctrica comprada y vendida al SEN, generada por los propios sistemas de cogeneración, que permitan sentir el incentivo de sus inversiones.



1.5 Marco regulatorio energético para el sector hotelero cubano

1.5.1 Norma ISO 50001 para los Sistemas de Cogeneración en Hoteles

El propósito de la norma NC-ISO 50001 es permitir a las organizaciones establecer los sistemas y procedimientos necesarios para mejorar el desempeño energético, incluyendo eficiencia energética, uso, consumo e intensidad. La implementación de esta norma debe conducir a una reducción en el consumo de la energía, la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero y otros impactos positivos en temas medioambientales, a través de una gestión sistemática de la energía.

La norma NC-ISO 50001 considera todos los portadores energéticos, incluyendo las fuentes de energía renovables. Requiere la identificación, priorización y registro de oportunidades para mejorar el desempeño energético, incluyendo, donde sea posible, fuentes energéticas potenciales, uso de energías renovables o alternativas.

Esta norma no establece requisitos absolutos para el establecimiento y control del desempeño energético. De esta forma, dos hoteles llevando a cabo similares operaciones, pero teniendo diferente desempeño energético, pueden cumplir con los requisitos establecidos por la norma.

La norma NC-ISO 50001 especifica los requerimientos de un SGEEn para que una organización desarrolle e implemente una política energética, establezca objetivos, metas y planes de acción, los cuales tengan en cuenta requerimientos legales y la información referente al uso de la energía significativa.

1.5.2 Aplicación de la Norma ISO 50001 al sector hotelero cubano

Para la aplicación de la Norma NC-ISO 50001, resulta imprescindible el compromiso de la alta dirección del hotel para la implementación, mantenimiento y mejora continua según los requisitos establecidos.

La gerencia, es la responsable de realizar las acciones siguientes:

- Define, establece, implementa y mantiene la política energética.



- Designa un representante de la dirección y aprueba la creación de un equipo de gestión de la energía.
- Suministra los recursos necesarios para establecer, implementar, mantener y mejorar el SGE y el desempeño energético resultante.
- Identifica el alcance y los límites a ser cubiertos por el SGE.
- Socializa la importancia de la gestión de la energía dentro de la instalación hotelera.
- Asegura que se establecen los objetivos y metas energéticas.
- Asegura que los IDEn son apropiados para la instalación hotelera.
- Incorpora el desempeño energético en la planificación a largo plazo.
- Asegura que los resultados se midan y se informen periódicamente.
- Lleva a cabo las revisiones de la dirección.

1.5.3 Requisitos Legales

El hotel debe identificar, implementar y tener acceso a los requisitos legales aplicables, y otros requisitos suscritos relacionados con su uso y consumo de la energía y su eficiencia. Estos se identifican mediante las siguientes resoluciones:

- Resolución No. 28 del Ministerio de Finanzas y Precios: Establece el sistema para la formación de las tarifas eléctricas para el sector no residencial.
- Manual instructivo para el uso y control de portadores, fuentes renovables y nuevas tecnologías energéticas: Manual empleado por el equipo de Supervisión al Uso y Control de Portadores Energéticos de la Dirección de Uso Racional de la Energía para detectar en el sector no residencial, deficiencias y prácticas erróneas en el uso de la energía, y carencia de sistemas de gestión energética.
- NC 220-1: Edificaciones- Requisitos de diseño para la eficiencia energética. Envolvente del edificio. Oficina Nacional de Normalización. Ciudad de La Habana. 2009: Se establecen las normas para la proyección y construcción de edificios considerando la eficiencia energética.



- NC/ISO 50 001:2011. Sistema de Gestión de la Energía. Requisitos con Orientación para su Uso. Oficina Nacional de Normalización. Ciudad de La Habana. 2011: Establece el procedimiento de implementación de un sistema de gestión de la energía.
- NC 217:2002. Climatización: temperaturas en locales climatizados: Establece los valores establecidos como de confort para los locales climatizados.
- NC 127:2001 Industria Turística-Requisitos para la Clasificación por categorías de los Establecimientos de Alojamiento Turístico: Establece requisitos para la clasificación por categorías de los Establecimientos de Alojamiento Turístico.
- NC 45-7:1999. Bases para el diseño y construcción de inversiones turísticas: Parte 7: Requisitos de electroenergética: Establece bases para el diseño y construcción de inversiones turísticas.
- NC 45-8: 1999. Bases para el diseño y construcción de inversiones turísticas: Parte 8: Instrumentación y Automatización, Corrientes Débiles: Establece bases para el diseño y construcción de inversiones turísticas
- NC 45-9: 1999. Cálculo del consumo de agua en hoteles según base de diseño: Establece bases para el cálculo del consumo de agua en hoteles según base de diseño.
- Resolución 58/95 Instituto de Recursos Hidráulicos por la que se establece la norma de consumo de agua: Establece la norma de consumo de agua.
- Resolución 79/2008 del Ministerio de Finanzas y Precios por la que se establecen las tarifas para el cobro del agua: Establece las tarifas para el cobro del agua

Conclusiones parciales del capítulo

- A pesar de que el nivel de desarrollo de la co/trigeneración en ALC está por debajo del alcanzado por regiones europeas, existe una tendencia al crecimiento hasta el 2017 del uso de estas tecnologías, con países como México liderando en más de un 40 % los sectores de biomasa, seguido de Argentina y Brasil.



- Aunque existe la inyección por parte del gobierno cubano de incrementar el desarrollo de la co/trigeneración dado en el Lineamiento No. 203 de agosto del 2017, todavía no existe una política que fomente y estimule el uso de estas tecnologías.
- Cuba no implementa el desarrollo de los sistemas de cogeneración en el sector hotelero, su únicas y avanzadas plantas cogenerativas se localizan en la industria azucarera con un valor hasta el 2018 de un 3,7 % de su matriz energética.
- La poca experiencia nacional en cuanto al manejo de la tecnología involucrada, la falta de transparencia sobre los beneficios de la cogeneración al sistema y los altos costos de inversión provocan en el sector hotelero la valentía de elevar la eficiencia de sus procesos de producción energías eléctricas y térmicas.



Capítulo 99. Caracterización Energética del Hotel Rancho Luna

Introducción al capítulo

En este capítulo se identifican, analizan y comparan los usos significativos de la energía eléctrica y térmica del hotel Rancho Luna, así como los equipos asociados y requisitos legales que disponen a estos usos y consumos de energía. La revisión energética, parte con la identificación de todos los portadores energéticos que emplea la instalación para su actividad y con la elaboración de un diagrama de Pareto para conocer las variables de operación más significativa en el consumo energético. Se desarrolla un censo de carga para obtener la potencia instalada de todos los equipos dispuestos en el hotel, analizados con estratificaciones y tablas, seguido de gráficos energéticos como líneas bases, indicadores de desempeño, consumos de energías eléctricas facturadas, demandas eléctricas facturadas y contratadas, etc.

2.1 Descripción del caso de estudio

El Hotel Rancho Luna, como se muestra en la figura 17, forma parte del complejo hotelero Rancho Luna – Faro Luna perteneciente a la cadena Gran Caribe. Este se encuentra ubicado en la playa del mismo nombre, en las afueras de la bahía de la provincia de Cienfuegos, en el kilómetro 17 de la carretera de Pasacaballo, Cienfuegos, Cuba y a tan sólo 20 km del aeropuerto internacional Jaime Gonzáles.



Figura 17 Imágenes exteriores e interiores del hotel Rancho Luna. (Elaboración propia)

El hotel, ostenta categoría tres estrellas, cuenta con 222 habitaciones comprendidos en tres bloques habitacionales (A, B y C), como muestra la figura 18, distribuidos con 118 habitaciones estándar sin minibar, 95 estándar con minibar, 6 minisuites y 3 suites, brindando servicios de climatización por aires acondicionados, agua fría y caliente sanitaria, teléfono y televisión satelital. Consta de otros servicios como Bar en el Lobby, Restaurante a la carta, Buro de Turismo, Piscina, Snack Bar en la piscina, Tienda, Zona de Buceo, Restaurante Buffet, Rentas de autos y demás facilidades, que hace que el hotel sea de más capacidad habitacional y territorial en la provincia.



1. **Bloque A**
2. **Bloque B**
3. **Bloque C**
4. **Área de Mantenimiento**
5. **Edificio Administrativo**
6. **Snack Bar de piscina**
7. **Piscina**
8. **Áreas deportivas**
9. **Ranchón de la Playa**
10. **Playa**

Ac
Vr

Figura 18 Ubicación de las áreas del hotel Rancho Luna. (Elaboración propia)

Este club amigo opera bajo las modalidades de playa, buceo y todo incluido, este último caracterizado por la inclusión de desayunos, snacks, almuerzo, cena y



bebidas nacionales e internacionales, además de actividades recreativas, deportivas náuticos sin motor y de entorno natural, clases de buceos introductorias, clases de baile y juegos de voleibol de playa y tenis de cancha.

Presta servicios al turismo internacional, siendo el principal mercado emisor Canadá, el cual comenzó a operar desde el año 1984 a través de la antigua agencia Multitur. La visita del turismo se caracteriza por una temporada alta, comprendido en los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo y abril, y una temporada baja durante los restantes meses del año. El hotel Rancho Luna es líder en el hotelería de Cienfuegos, brinda a sus clientes una experiencia atractiva en su entorno natural, sobre la base de un trabajo profesional y en equipo. En función de la satisfacción del cliente, utiliza eficientemente los portadores energéticos y el agua, con equipos convencionales de alta tecnología y eficiencia, mejorando continuamente los procesos asociados a su alto uso y consumo de estos portadores, siendo en esta institución la electricidad el portador de mayor uso hacia el trabajo de producción.

2.2 Política energética

La dirección del hotel consciente de su responsabilidad con la protección del medioambiente y el uso racional y eficiente de los portadores energéticos establece el compromiso de:

- Garantizar la medición de los portadores energéticos.
- Mejorar la forma continua del desempeño energético de la organización e implementar un sistema de gestión energética (SGEn).
- Asegurar la disponibilidad de la información y de los recursos necesarios para el alcance de los objetivos y las metas definidas en la planificación energética.
- Apoyar la adquisición de productos y servicio energéticamente eficientes, que se justifiquen económicamente.
- Garantizar el cumplimiento de los requisitos legales pertinentes, así como otros requisitos suscritos por la organización, relacionados con el uso de los portadores energéticos y el agua.



- Establecer programas de capacitación, divulgación y comunicación a todos los niveles sobre la política energética de la organización.
- Actualizar periódicamente esta política energética y comunicarla a todo el personal para garantizar su participación consciente en la mejora del desempeño energético.

2.3 Revisión energética

2.3.1 Identificación de los portadores energéticos

En este caso de estudio, la instalación hotelera Rancho Luna, emplea para el uso y desarrollo de su producción, portadores energéticos identificados por Electricidad, GLP, Diésel y suministro de ACS mediante paneles solares. En la figura 19 se muestra un diagrama de bloque donde se representa esquemáticamente el uso de estos portadores.

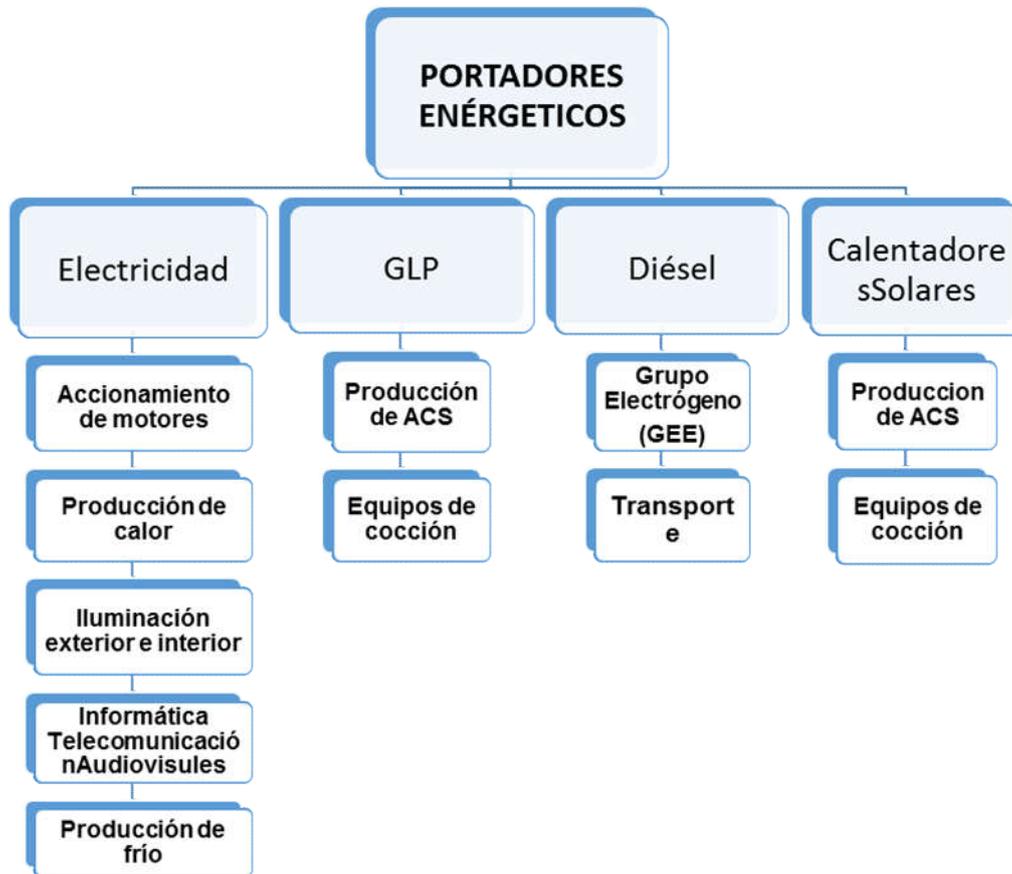


Figura 19 Diagrama de bloque del uso de los portadores energéticos en el hotel Rancho Luna. (Elaboración propia)

A partir de los datos acumulativos de los consumos de energía en dicho hotel, correspondientes a los años 2015 - 2016 - 2017, antecesores y próximos a la realización de esta caracterización energética, se pasa a la elaboración de un Diagrama de Pareto donde se determinará el portador energético de mayor importancia en dicha identidad, además de su influencia cuantitativa. La figura 20 muestra el Pareto mostrando las variables Electricidad, GLP, Diésel y producción de ACS mediante calentadores solares, lanzando este primero como el portador energético más significativo, por su elevado registro, constituyendo el 91,08 % del total de portadores. Los restantes portadores tienen un menor impacto, el GLP alcanza el 4,65 %, el Diésel el 2,14 % y el calentamiento solar de ACS el 2,13 %.



Para la realización de la figura 20, los portadores energéticos de estudio son transferidos a unidades de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP) o Toneladas de Combustible Convencional (TCC) a fin de realizar una comparación entre ellas. En el Anexo No.1 está dada la conversión realizada.

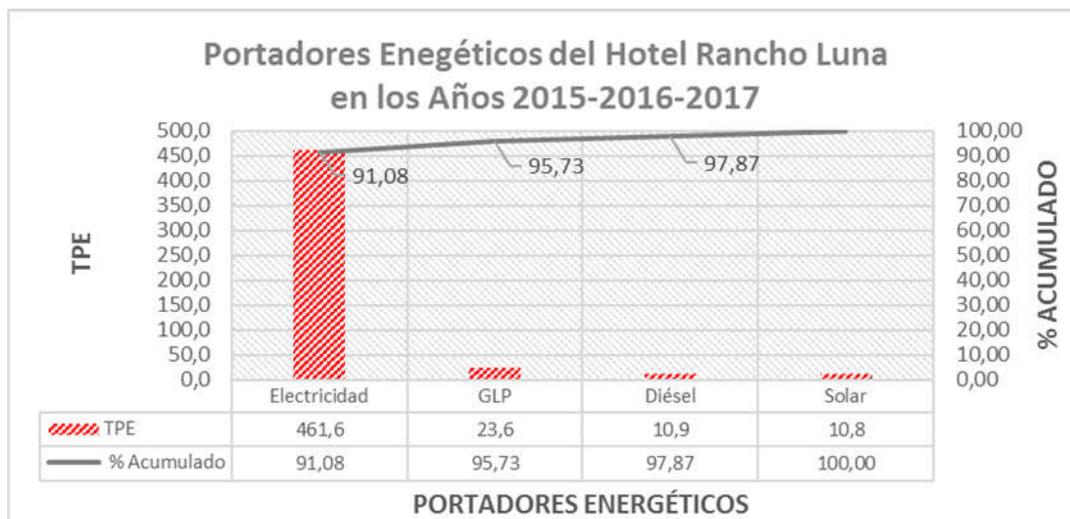


Figura 20 Diagrama de Pareto de portadores energéticos vs. TEP.

2.3.2 Descripción, proveedor y tarifas de los portadores energéticos

Para servicio del hotel, la alimentación de electricidad proviene del SEN a través de redes de transmisión y distribución hasta el banco de transformadores trifásicos, con conexión en estrella y tensiones de 13,8 kV/0,380 kV que pasa directamente a la PGD para el control y partición de la energía en cada área del hotel, como se muestra en la figura 21. Este a su vez, consta con un banco de capacitores de una potencia de 100 kVAR, encargado de regular el factor de potencia e igualmente monitoreado por una pizarra de control automático, para luego ser transferida toda la energía eléctrica a cada instalación de forma directa o por el GEE diésel marca HIMOINSA de una potencia de 500 kVA como respuesta a una situación de emergencia.

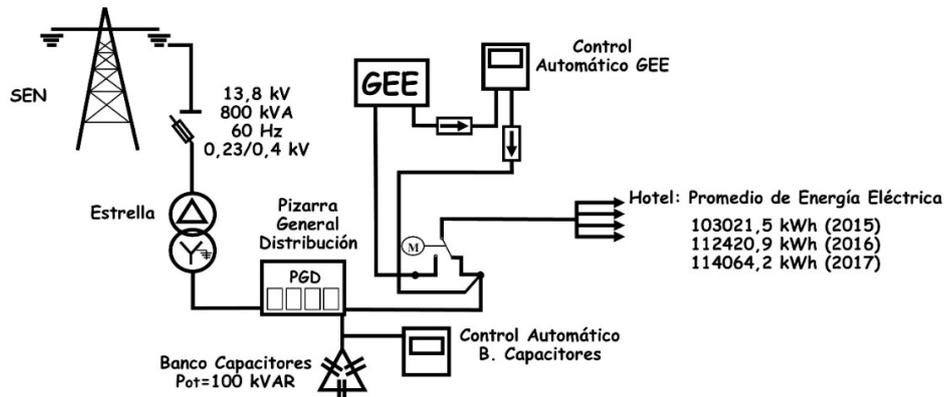


Figura 21 Esquema eléctrico del hotel Rancho Luna. (Elaboración propia)

La energía eléctrica del hotel se enmarca en la Tarifa MI-A de Media Tensión según la Resolución No.28 de 2011, que contempla un importe de costo fijo de 7 CUC por cada kilowatt hora de potencia de máxima demanda contratada, siendo en estos momentos de 270 kW. El importe de costo variable se obtiene según el costo de la energía eléctrica en los horarios día, pico y madrugada, con valores de 0,14; 0,22 y 0,11 CUC por kWh consumidos respectivamente. Se aplica además el importe por factor de potencia, que puede conllevar a una penalización o bonificación, y la posible penalización por exceder la potencia máxima contratada es concebida por 21 CUC de kilovatios excedidos. En este mismo orden, se le suman al importe de la factura eléctrica del hotel los pagos por pérdidas de transferencia del servicio del SEN, que se encuentran en 0,15 CUC por kilovatio transferido. Parte de toda esta energía, es consumida principalmente en la iluminación exterior e interior del hotel, producción de frío y calor en habitaciones y cocina respectivamente, accionamiento de todos los motores dispuestos en la instalación y en menor proporción en equipos de telecomunicaciones, informática y audiovisuales utilizados en la producción.

Por otro lado, la producción de ACS del hotel se produce mediante la realización de dos sistemas hidráulicos de calentamiento de agua conectados entre sí, pero empleando diferentes formas de calentamiento. El primario, encargado de satisfacer gran parte de la necesidad de ACS es procedente de 120 calentadores solares de tubos al vacío SUNNYPower, modelo LPC 47-1530, de producción



El segundo sistema, no difiere del primero, a diferencia de que el calentamiento de agua es por tres calderas de fuego directo a gas PY 75, como se muestra en la figura 23, donde el circuito primario es también un circuito cerrado entre las calderas y el lado caliente de los tres intercambiadores de placa M3-FM 20, dando al circuito secundario la transferencia de calor necesaria para elevar la temperatura del agua proveniente del tanque de retorno y reposición y almacenarlo en el tanque acumulador de ACS, donde continúa mediante el circuito terciario con la distribución del agua hacia la cocina y los módulos habitacionales.

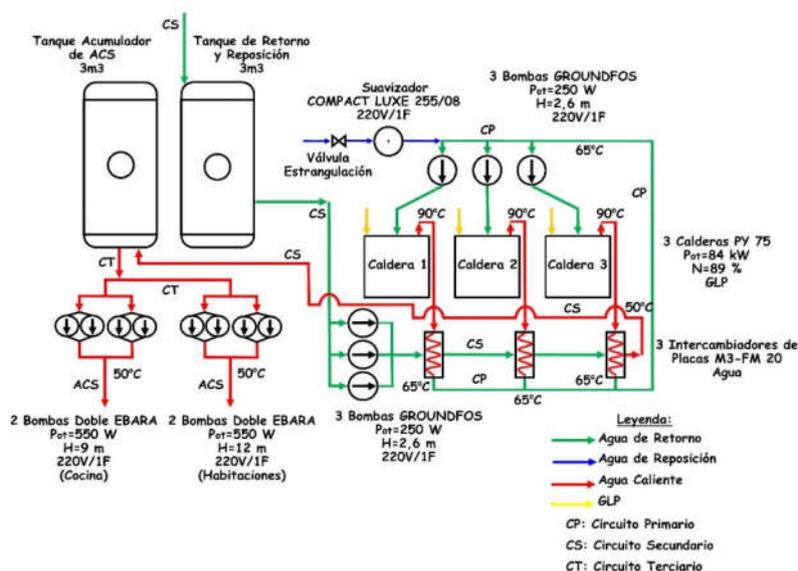


Figura 23 Esquema de ACS por calderas de GLP. (Elaboración propia)

El GLP y Diésel proviene del servicio contratado con la compañía estatal cubana Cupet, encargada de satisfacer todo el suministro de combustibles y lubricantes en el mercado nacional. Este proveedor, aplica al MINTUR hasta principios del 2018, una tarifa de 0,5549 CUC y 0,378 CUC por cada litro de diésel y GLP comprado respectivamente. El gas es utilizado único y exclusivamente para satisfacer el proceso de cocción en la cocina y la necesidad de agua caliente sanitaria del hotel, mediante la producción de tres calderas YGNIS PY 75 de fuego directo, incorporado con un quemador Riello de modelo Gulliver BS3F de un consumo de gas de 7,3 m³/h. En circunstancias desfavorables de clima para el campo solar, el consumo de gas licuado aumenta cuando estas calderas asumen casi el 100 % de



la producción de ACS por no apoyar el campo de calentadores solares el suministro de esta agua en situaciones adversos a su clima de trabajo. Mientras el diésel es empleado solamente como combustible del grupo electrógeno y transporte automotor, este primero cuando es puesto en marcha por órdenes del despacho eléctrico de la UNE para apoyar el SEN o en casos de emergencias circunstanciales ajenos al proceso productivo.

2.3.3 Censo de cargas energéticas

Para la realización del censo de cargas energética, se elaboró un inventario detallado de todos los equipos consumidores de energía eléctrica que se utilizan en las diferentes áreas del hotel. Para cada área, se determinó la potencia eléctrica unitaria (kW), su tiempo de uso máximo al día (h/día) y mes (h/mes), la energía diaria (kWh/día) y mensual (kWh/mes) además de la cantidad de equipos. El propósito principal de este censo de cargas es conocer la potencia instalada de los equipos eléctricos pertenecientes a la institución, como un método de aproximación, y lo que representan en porciento del total de energía eléctrica por áreas para un previo análisis de facturación eléctrica estimada del hotel.

En la tabla 5 hasta la tabla 15, se detallan las áreas y equipos comprendidos en dicho censo.

Tabla 5 Equipos consumidores de energía eléctrica en las áreas de tienda-disco.eca.

Equipo	Cant.	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h)/día	Tiempo (h)/mes	Energía (kWh)/mes
Split	3	6,0	18,0	3	90	1 620
Lámparas	62	0,04	2,48	4	120	297,6
Lámparas	10	0,02	0,2	4	120	24
Calentador de agua	1	2,5	2,5	4	120	300
Split	2	6,0	12,0	10	300	3 600
Lámparas	24	0,04	0,96	12	360	345,6
Total	102	14,6	36,14	37	1 110	6187,2
4,45 %						



Tabla 6 Equipos consumidores de energía eléctrica en el edificio administrativo.

Equipo	Cant.	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h/día)	Tiempo (h/mes)	Energía (kWh/mes)
Bombillos	17	0,011	0,187	8	192	35,904
PC	14	0,22	3,08	8	192	591,36
Impresoras	10	0,016	0,160	2	48	7,68
Ventiladores	2	0,025	0,05	8	192	9,6
Split	3	2,4	7,2	6	144	1 036,8
Split	1	1,8	1,8	6	144	259,2
Split	1	1,2	1,2	6	144	172,8
Lámparas	20	0,04	0,8	8	192	153,6
Lámparas	116	0,02	,32	8	192	445,44
AA ventana	6	1,2	7,2	6	144	1 036,8
AA ventana	3	0,85	2,55	6	144	367,2
AA ventana	1	1,8	1,8	6	144	259,2
Fotocopiadora	1	0,2	0,2	2	48	9,6
PC	3	0,22	0,66	24	720	475,2
AA ventana	3	1,2	3,6	19	570	2 052
Transmisión TV	1	0,515	0,515	24	720	370,8
Equipos ETECSA	1	0,182	0,182	24	720	131,04
Refrigerador	1	0,2	0,2	18	540	108
Servidor	1	0,5	0,5	24	720	360
Total	205	12,599	34,204	213	5 910	7 882,224
4,21 %						

Tabla 7 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de mantenimiento y servicio.

Equipo	Cant.	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h/día)	Tiempo (h/mes)	Energía (kWh/mes)
Lámparas	90	0,04	3,6	8	192	691,2
AA de ventana	4	1,2	4,8	8	192	921,6
AA de ventana	1	0,85	0,85	8	192	163,2
PC	4	0,22	0,88	8	192	168,96
TV	3	0,06	0,18	4	96	17,28
Impresoras	3	0,11	0,33	2	48	15,84
Extractores	2	0,0076	0,0152	4	96	1,4592
Total	107	2,4876	10,6552	42	1 008	1 979,54
1,31 %						



Tabla 8 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de bombeo.

Equipo	Cantidad	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h/día)	Tiempo (h/mes)	Energía (kWh/mes)
Bomba 9m3	2	0,897	1,794	24	720	1 291,68
Bomba 12m3	2	1,5	3,0	24	720	2 160
Bomba 8m3	6	0,333	1,998	24	720	1 438,56
Bomba	2	7,6	15,2	4	120	1 824
Bomba	2	4,5	9,0	4	120	1 080
Lámparas	18	0,04	0,72	12	360	259,2
Total	32	14,870	31,712	92	2 760	8 053,44
3,90 %						

Tabla 9 Equipos consumidores de energía eléctrica en las áreas de lobby-animación-camerino.

Equipo	Cant.	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h/día)	Tiempo (h/mes)	Energía (kWh/mes)
Bombillos animación Pax 64	18	1,0	18,0	0,75	22,5	405
Bombillos animación Pax 56	8	0,3	2,4	0,75	22,5	54
Bombillos LED 64 Pax	8	0,18	1,44	0,75	22,5	32,4
Laser 4 rayos	2	0,04	0,8	0,75	22,5	1,8
Baffles	1	0,45	0,45	20	600	270
Baffles de referencia	1	0,6	0,6	0,75	22,5	13,5
Computadora	1	0,22	0,22	20	600	132
Consola de audio	1	0,015	0,015	20	600	9
Split	1	2,1	2,1	14	420	882
Lámpara	1	0,04	0,04	12	360	14,4
Ecualizador	1	0,02	0,02	20	600	12
Dispensador de cerveza	1	0,43	0,43	16	480	206,4
Bombillos	15	0,05	0,7	12	360	270
Bombillos	30	0,011	0,33	12	360	118,8
Lámparas	10	0,072	0,72	12	360	259,2
Lámparas	16	0,04	0,64	2	40	25,6
Split	2	2,4	4,8	3	60	288
AA ventana	4	0,85	3,4	3	60	204
AA ventana	3	1,2	3,6	3	60	216
Lámparas	4	0,04	0,16	3	60	9,6
Total	128	10,058	40,195	175,75	5132,5	3 423,7
4,95 %						



Tabla 10 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de ranchón playa.

Equipo	Cant.	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h/día)	Tiempo (h/mes)	Energía (kWh/mes)
Dispensador de latas	1	0,6	0,6	18	540	324
Nevera hielo Zanussi	1	0,8	0,8	18	540	432
Calentador de agua	1	1,2	1,2	8	240	288
Televisor	1	0,06	0,06	18	540	32,4
Lámparas	20	0,04	0,8	12	360	288
Lámparas	7	0,02	0,14	12	360	50,4
Lámparas	7	0,5	3,5	3	90	315
Lámparas	11	0,011	0,121	12	360	43,56
Dispenser cerveza	1	0,43	0,430	12	360	154,8
AA de ventana	1	1,2	1,2	6	180	216
Plancha Zanussi	1	7,8	7,8	12	360	2 808
Extractor	1	0,356	0,356	12	360	128,16
Equipos amplificación	1	1,000	1,0	8	240	240
Total	54	14,017	18,007	151	4 530	5 320,32
2,22 %						

Tabla 11 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de iluminación exterior.

Equipo	Cant.	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h/día)	Tiempo (h/mes)	Energía (kWh/mes)
Lámparas	76	0,011	0,836	12	360	300,96
Lámparas	5	0,5	2,5	12	360	900
Lámparas	222	0,011	2,442	12	360	879,12
Lámparas	141	0,015	2,115	12	360	761,4
Lámparas	20	0,015	0,3	12	360	108
Lámparas	11	0,015	0,165	12	360	59,4
Lámparas	27	0,25	6,75	12	360	2 430
Lámparas	24	0,25	6,0	12	360	2 160
Lámparas	15	0,015	0,225	12	360	81
Lámparas	10	0,015	0,15	12	360	54
Total	551	1,097	21,483	120	3 600	7 733,88
2,64 %						



Tabla 12 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área habitacional.

Tipo Hab.	Equipo	Cant.	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h/día)	Tiempo (h/mes)	Energía (kWh/mes)
118 Hab. Sin Minibar	AA de ventana	1	1,2	1,2	8	240	288
	TV	1	0,08	0,08	4	120	9,6
	Bombillos ahorradores	5	0,011	0,055	4	120	6,6
	Lámpara	1	0,02	0,02	6	180	3,6
	Lámpara dicroica	1	0,012	0,012	6	180	2,16
95 Hab. Con Minibar	AA de ventana	1	1,2	1,2	8	240	288
	TV	1	0,08	0,08	4	120	9,6
	Minibar	1	0,125	0,125	14	420	52,5
	Bombillos ahorradores	5	0,011	0,055	4	120	6,6
	Lámpara	1	0,02	0,02	6	180	3,6
	Lámpara dicroica	1	0,012	0,012	6	180	2,16
6 Minisuites	AA ventana	2	1,2	2,4	8	240	576
	Minibar	1	0,125	0,125	14	420	52,5
	TV	2	0,08	0,16	4	120	19,2
	Bombillos ahorradores	10	0,011	0,11	4	120	13,2
	Lámpara	2	0,02	0,04	6	180	7,2
3 Suites	AA ventana	3	1,2	3,6	8	240	864
	Minibar	1	0,125	0,125	14	420	52,5
	TV	3	0,08	0,24	4	120	28,8
	Bombillos ahorradores	20	0,011	0,22	4	120	26,4
	Lámpara	4	0,02	0,08	6	180	14,4
222	Total	2 207	306,598	332,851	7 618	228 540	77 975,88
40,95 %							

Tabla 13 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de buceo.

Equipo	Cant.	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h/día)	Tiempo (h/mes)	Energía (kWh/mes)
Unid. de compresión	1	7,5	7,5	2,5	75	562,5
Lámparas	2	0,02	0,04	12	360	14,4
Total	3	7,520	7,540	14,5	435	576,9
0,93%						



Tabla 14 Equipos consumidores de energía eléctrica en el área de la piscina.

Equipo	Cant.	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h/día)	Tiempo (h/mes)	Energía (kWh/mes)
Horno Zanussi	1	14,4	14,4	18	540	7 776
Plancha sandwichera doble	1	3,4	3,4	18	540	1 836
Hielera	1	1,1	1,1	18	540	594
Dispensador cerveza	1	0,43	0,43	14	420	180,6
Lámparas	24	0,015	0,36	12	360	129,6
Lámparas	2	0,04	0,08	12	360	28,8
Lámparas	5	0,02	0,1	12	360	36
Bombas recirculación piscina	2	3,17	6,34	24	720	4 564,8
Bombas para la piscina	1	9,0	9,0	3	90	810
Total	38	31,575	35,210	131	3930	15 955,8
4,33 %						

Tabla 15 Equipos consumidores de energías eléctrica en las áreas de cocina-comedor-restaurante.

Equipo	Cant.	Pot. unitaria (kW)	Pot. total (kW)	Tiempo (h/día)	Tiempo (h/mes)	Energía (kWh/mes)
Hornos panadería	2	21,4	42,8	14	420	17 976
Amasadora	1	2,2	2,2	4	120	264
Batidora	1	1,1	1,1	4	120	132
Lámparas	120	0,04	4,8	24	720	3 456
Lámparas	44	0,02	0,88	24	720	633,6
Bombillos	11	0,011	0,121	24	720	87,12
Rebanadora vegetales	1	0,15	0,15	1	30	4,5
Lasqueadora	1	0,37	0,37	1	30	11,1
Lavavajillas	1	37,0	37,0	6	180	6 660
Mesa caliente	1	4,6	4,6	10	300	1 380
PC	2	0,22	0,44	24	720	316,8
Impresora	1	0,016	0,016	2	60	0,96
Hielera	1	1,1	1,1	16	480	528
AA ventana	1	1,2	1,2	16	480	576
AA ventana	1	0,85	0,85	16	480	408
Cámaras frías de congelación	3	1,4	4,2	16	480	2 016
Cámaras frías de mantenimiento	9	1,400	12,6	14	420	5 292
Split	4	2,4	9,6	16	480	4 608



Hornos Zanussi	1	17,3	17,3	4	120	2 076
Lámparas	40	0,04	1,6	8	192	307,2
Mesa caliente	1	4,6	4,6	4	96	441,6
Consola	1	24,0	24,0	5	150	3 600
Split	4	3,6	14,4	6	180	2 592
Mesa caliente	3	4,6	13,8	10	300	4 140
Mesa fría	1	0,43	0,43	10	300	129
Plancha eléctrica	1	6,0	6,0	10	300	1 800
Tostadora	1	2,6	2,6	6	180	468
Dispensadora de cerveza	1	0,43	0,43	6	180	77,4
Dispensadora de agua	1	0,35	0,35	10	300	105
Bombillos	60	0,011	0,66	24	720	475,2
Total	320	139,438	210,197	335	9 978	60 561,48
30,12 %						

Como se expuesto en las tablas anteriores, se ha concentrado en once áreas del hotel Rancho Luna todos los equipos pertenecientes al consumo eléctrico, donde queda definido como resultado en la tabla 16 el consumo de energía eléctrica total del censo de cargas eléctrica.

Tabla 16 Energía eléctrica total del censo de cargas eléctrica.

Potencia Total (kW)	Energía Eléctrica Estimada Máxima (kWh/mes)
812,79	195 650,36

A continuación, se presenta en las figuras 24 y 25 una estratificación de la capacidad instalada y energía eléctrica máxima demandada respectivamente por los equipos eléctricos en las diferentes áreas en que está dividido el hotel, donde se refleja el sector habitacional con la de mayor potencia eléctrica demanda y energía eléctrica consumida en un valor de 332,85 kW y 77975,88 kWh respectivamente, seguido de la cocina-comedor-restaurante. Por otro lado, en la figura 26 se muestra una estratificación de potencia instalada de los equipos que ostentan la mayor demanda eléctrica en todas las áreas.

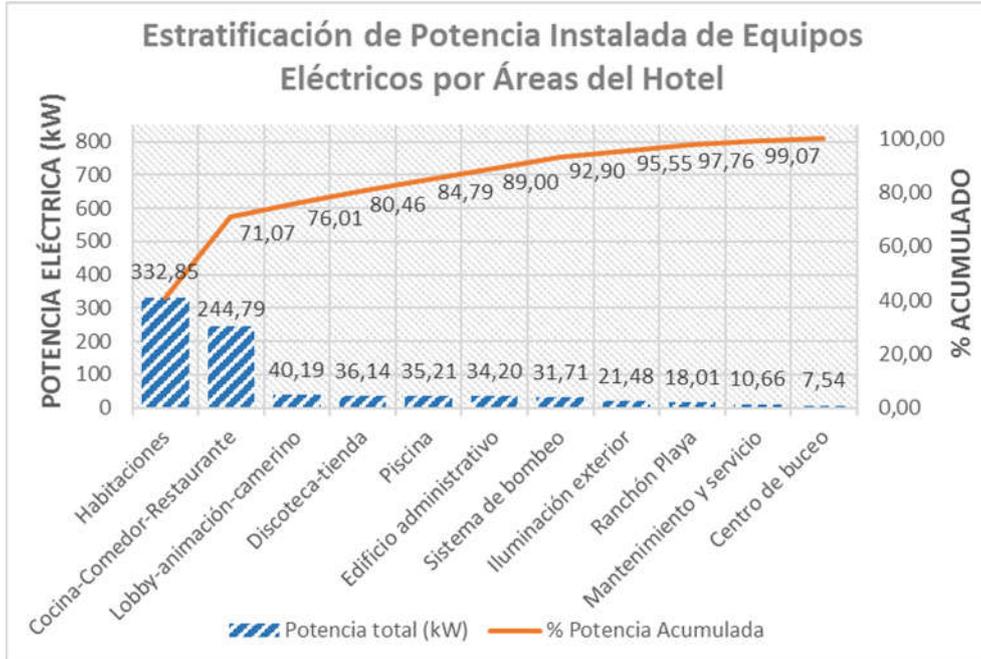


Figura 24 Estratificación de potencia instalada por áreas del hotel Rancho Luna.

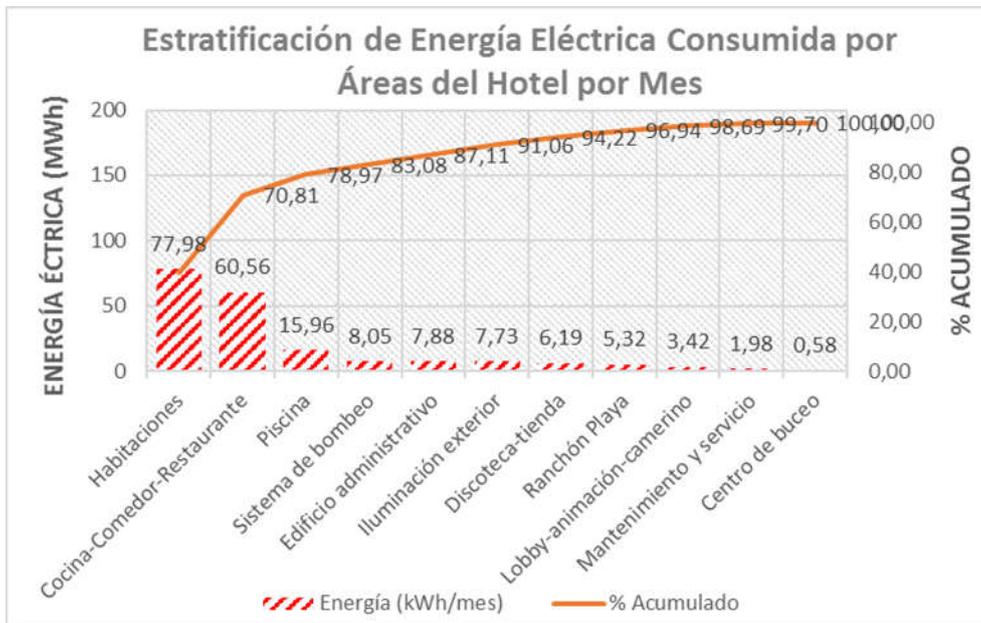


Figura 25 Estratificación de energía eléctrica consumida por áreas del hotel Rancho Luna.

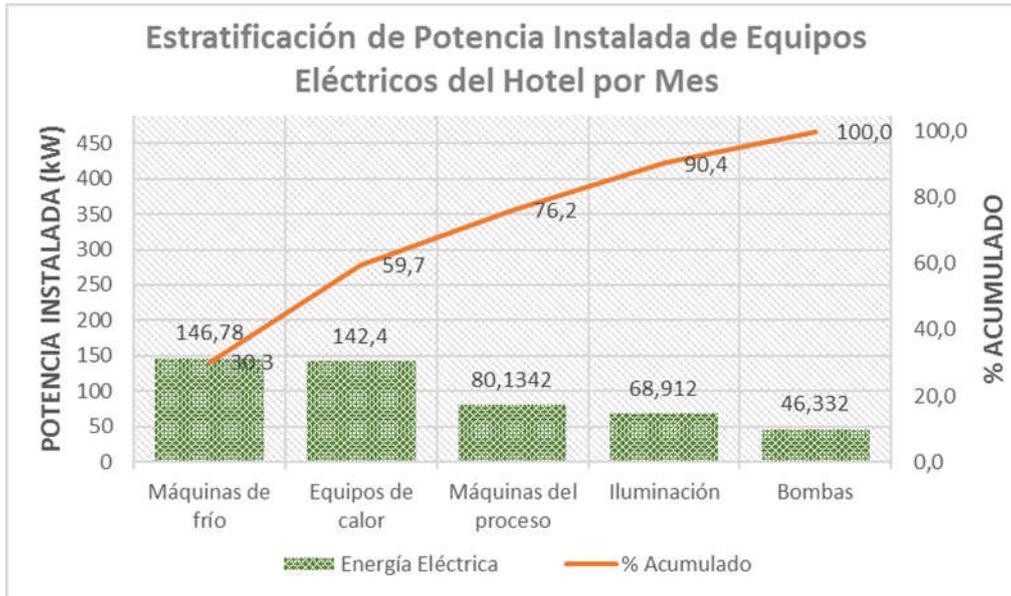


Figura 26 Estratificación de potencia instalada por equipos eléctricos del hotel Rancho Luna.

2.3.4 Comportamiento del consumo de energía eléctrica

Para el análisis del comportamiento energético del hotel Rancho Luna en los años 2015-2016-2017, se realiza con el apoyo de gráficos de energía eléctrica facturada y de energías eléctricas en horarios registrados por día (5:00-17:00), pico (17:00-21:00) y madrugada (21:00-5:00), con el objetivo de conocer los rangos de valores eléctricos que consume la instalación para el desarrollo de su actividad. Estos comportamientos se muestran mediante los registros mensuales y anuales en las figuras 27, 28 y 29.

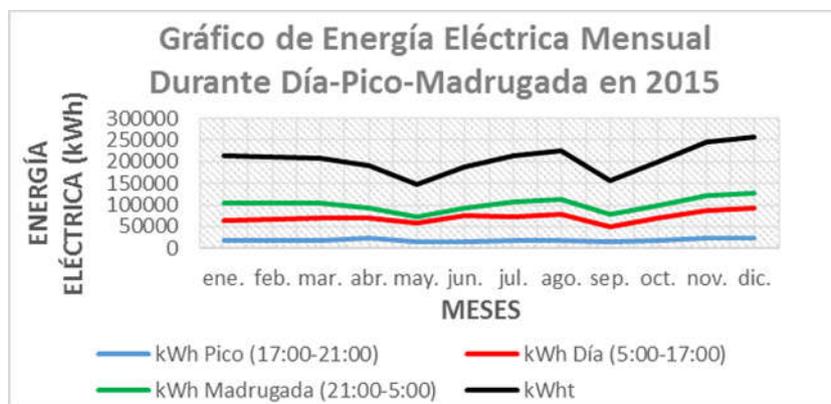


Figura 27 Consumo de energía eléctrica en día, madrugada, pico y total en 2015.

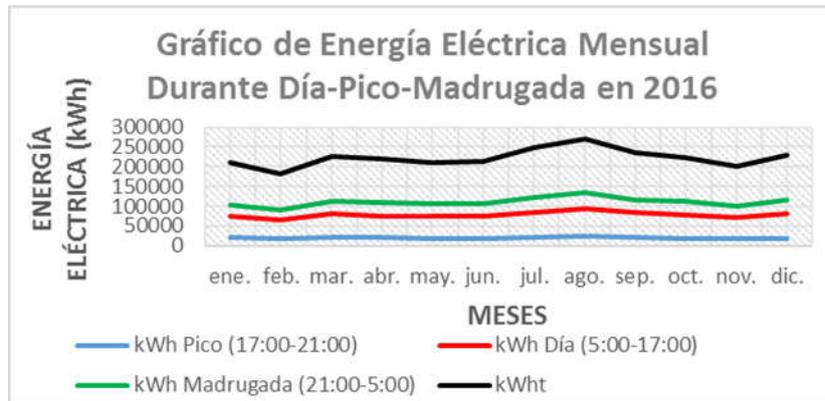


Figura 28 Consumo de energía eléctrica en día, madrugada, pico y total en 2016.

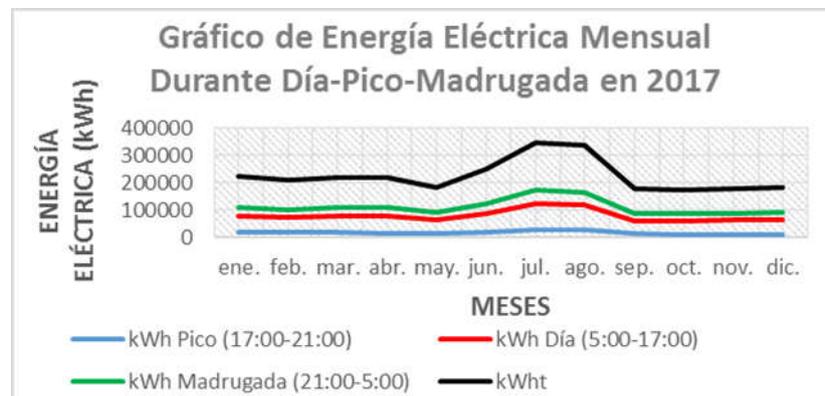


Figura 29 Consumo de energía eléctrica en día, madrugada, pico y total en 2017.

Fácilmente se puede apreciar que el horario madrugada obtiene registros eléctricos por encima del día y pico por igual en los tres años mostrados, debiéndose a que es un horario nocturno es donde la climatización habitacional es puesta en marcha para lograr la temperatura de confort requerido por el cliente.

Para una mejor visualización de este portador, en la figura 30, se resume el consumo eléctrico facturado en los años 2015-2016-2017, donde se destaca en 2015 el año de menor consumo eléctrico con un promedio anual de 103 021,5 kWh y el 2016 y 2017 como los años de mayor consumo eléctrico con un promedio anual de 112420,92 y 114064, 25 kWh respectivamente. Los meses de mayor y menor consumo eléctrico son julio-agosto y enero-febrero-mayo respectivamente. Estos datos se pueden obtener en el Anexo No.1.

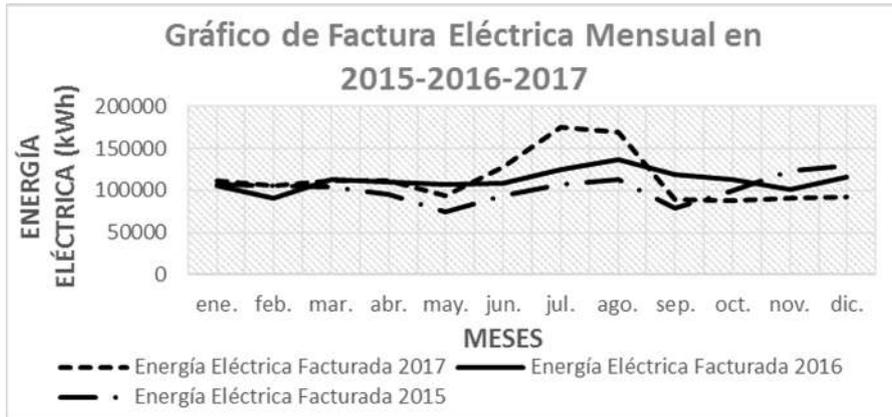


Figura 30 Consumo de energía eléctrica facturada durante los años 2015-2016-2017.

Otro panorama, presenta la figura 31 con el gráfico del comportamiento de la máxima demanda eléctrica registrada en los años 2015-2016-2017 en comparación con la demanda eléctrica contratada. Como se refleja, la demanda facturada sobrepasó durante algunos meses el valor de demanda máxima contratada (270 kWh), obteniendo grandes penalizaciones en la factura del pago eléctrico y registros máximos en julio de 2017 de 362 kWh.

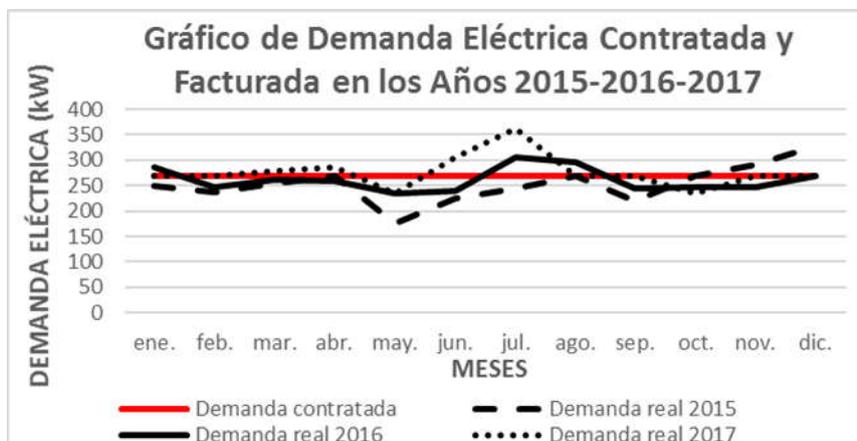


Figura 31 Comportamiento de la demandas eléctricas en los años 2015-2016-2017.

Como respuesta a estos resultados arrojados en los gráfico anteriores, se explica mediante las figuras 32, 33 y 34 con gráficos de consumo de energías eléctricas facturadas vs. HDO, además del gráfico 35 de consumo vs. DG dos parámetros esenciales e influyentes a los altos índices de electricidad.

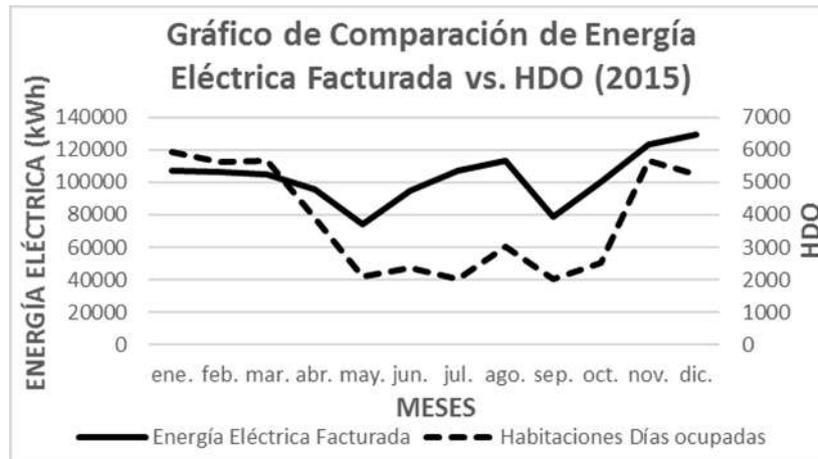


Figura 32 Comparación de energía eléctrica facturada vs. HDO en 2015.

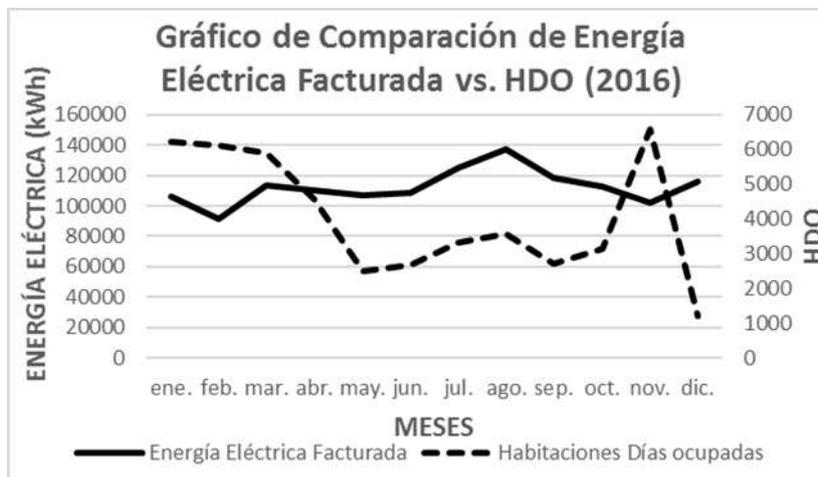


Figura 33 Comparación energía eléctrica facturada vs. HDO en 2016.

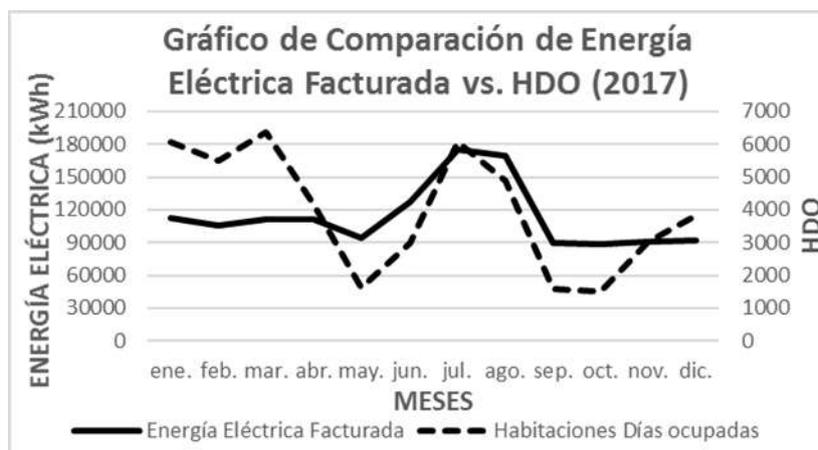


Figura 34 Comparación de energía eléctrica facturada vs. HDO en 2017.

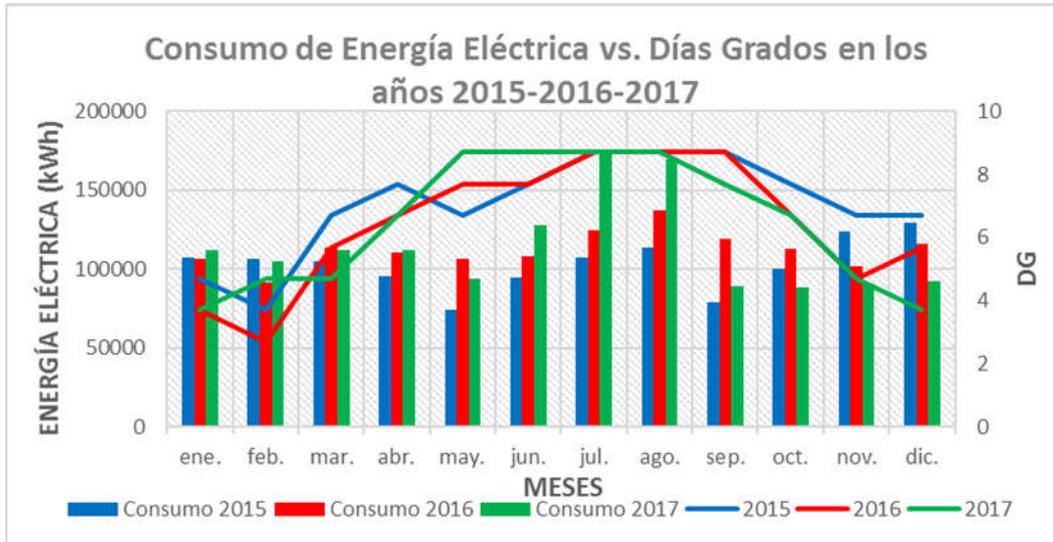


Figura 35 Comparación de energía eléctrica facturada vs. DG en los años 2015-2016-2017.

El comportamiento tal elevado de la electricidad en 2016 y 2017 es debido al alto índice de ingresos de turistas a la instalación hotelera, con valores medios de HDO en dichos años de 4 125,33 y 3 969,17 respectivamente. De igual forma en los meses anteriormente presentados como mayores consumidores de energía eléctrica en los tres años es debido al alto nivel de los DG, con valores de 8,7 dentro de una temporada plenamente veraniega en Cuba, necesarios para que el proceso de climatización del hotel aumentar su capacidad de frío para alcanzar el estado de confort deseado por el cliente.

Por otra parte, también se destaca que en los meses de noviembre-diciembre-enero-febrero-marzo alcanzan los mejores registros ocupacionales para los tres años mostrados, dejando en noviembre del 2016 el récord de HDO en 6 596, mientras que en diciembre de ese mismo año se produce una caída brusca del nivel habitacional hasta 1 185. En el año 2015 se presenta con el menor registro de ocupación con una media de 3 837,25.

2.3.5 Gráficos de control eléctrico

Para este análisis, en las figuras 36, 37 y 38 se proponen gráficos de control eléctrico de maneras lineales durante los años 2015-2016-2017, que permiten



observar el comportamiento de la electricidad del hotel Rancho Luna en función de ciertos límites establecidos mediante el modelo matemático de la desviación estándar y una línea central de comportamiento medio de la variable de manera estable. Si los puntos de la línea de electricidad se encuentran dentro de los límites de control superior o inferior, entonces la variación procede de causas aleatorias y la conducta de la variable (electricidad) en cuestión es estable. Los puntos fuera de estos límites tienen una pauta de distribución anormal y la variable se comporta de manera inestable. Como herramienta de autocontrol energético, resalta las fases del proceso en donde se producen alteraciones, e investigando las causas de la anomalía y eliminándola se puede estabilizar el proceso.

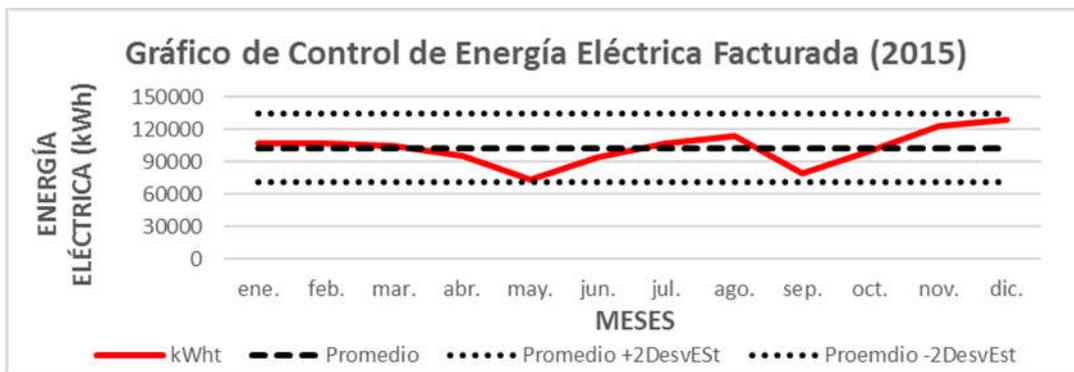


Figura 36 Gráfico de control de energía eléctrica en el año 2015.

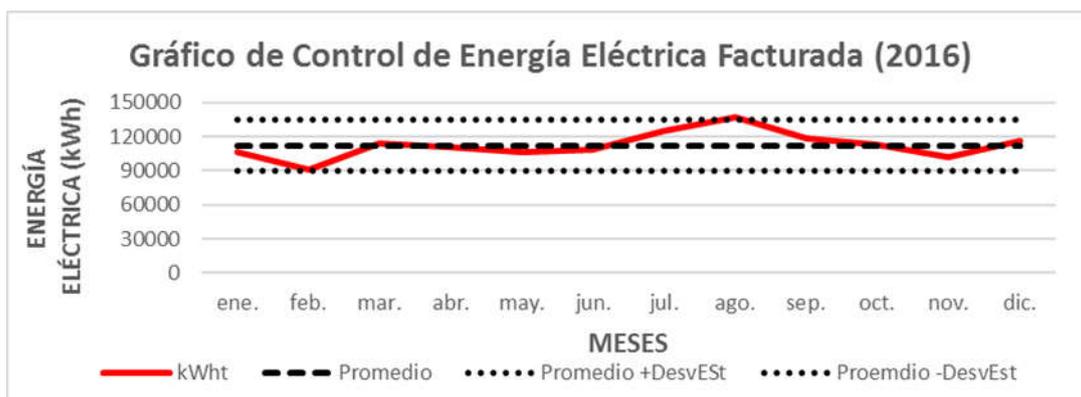


Figura 37 Gráfico de control de energía eléctrica en el año 2016.

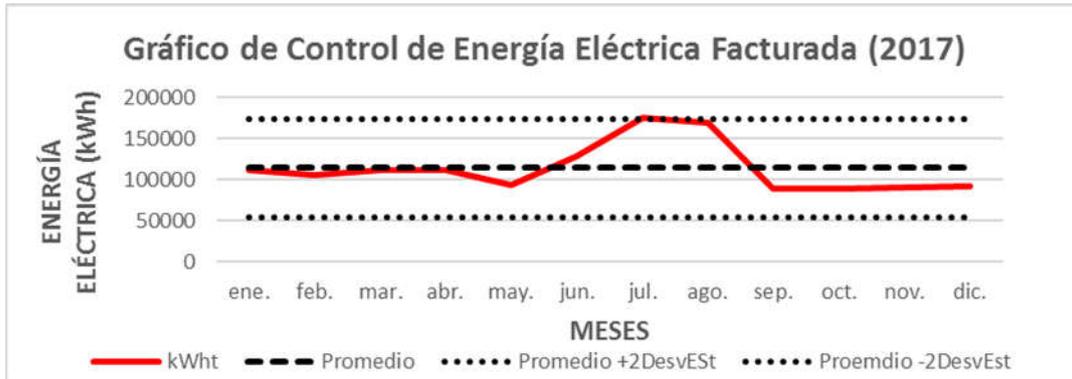


Figura 38 Gráfico de control de energía eléctrica en el año 2017.

En dichos gráficos, para los años analizados el consumo de energía eléctrica en el hotel se mantuvo controlado en casi todos los meses en el intervalo de dos veces la desviación estándar. Este quiere decir, según la campana de Gauss (Monteagudo, s. f.), que el 95,44 % como mínimo de los valores tomados en dos desviaciones están cerca o debajo del valor medio y la dispersión de valores son mínimas. Debido a esto, en la figura 37, la energía eléctrica en 2016 se mantuvo controlada con los menores consumos de energía, siempre comportándose cercano al valor promedio de 112 420,92 kWh, sugiriendo establecer como límites de control a los valores obtenidos en el año 2016, con valores máximos y mínimos de consumo de energía de 136 917 kWh y 9 547 kWh respectivamente.

2.3.6 Gráficos de consumo contra producción (E vs. P)

La determinación de la línea base energética del hotel mediante el uso de los gráficos de consumo de energía eléctrica contra producción, determinan en qué medida la desviación de estos consumos energéticos se deben a variaciones de la producción, que, para este estudio, el MINTUR considera como variable significativa o de producción para el sector hotelero cubano las HDO. En ellos, el coeficiente de correlación entre energía y producción, el modelo matemático de la recta de ajuste a los puntos de esta correlación, el punto de energía fijo no asociado directamente a la producción y la ecuación de energía eléctrica de la instalación son los elementos esenciales a seguir, ya que ellos interpretarán el estado de los indicadores de consumo o costos energéticos. Para ello, en las



figuras 39, 40 y 41 se desarrolla estos diagramas para los años comprendidos entre 2015-2016-2017.

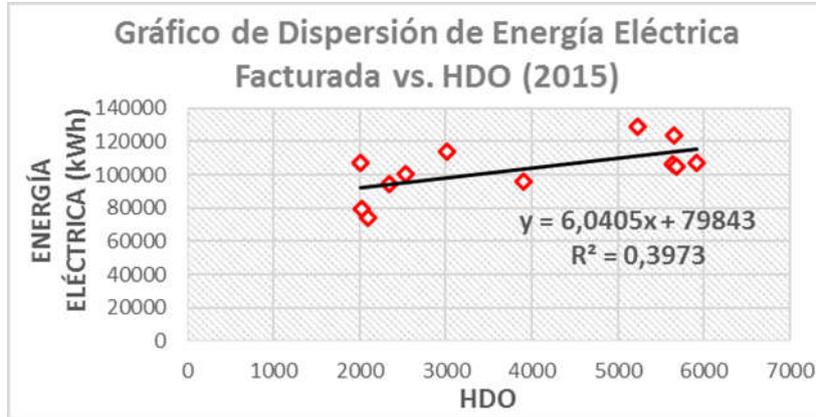


Figura 39 Gráfico de dispersión de HDO vs. consumo eléctrico en el año 2015.

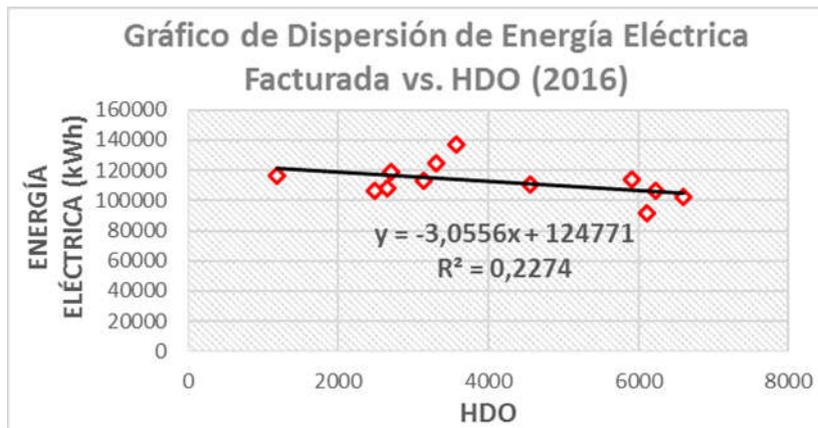


Figura 40 Gráfico de dispersión de HDO vs. consumo eléctrico en el año 2016.

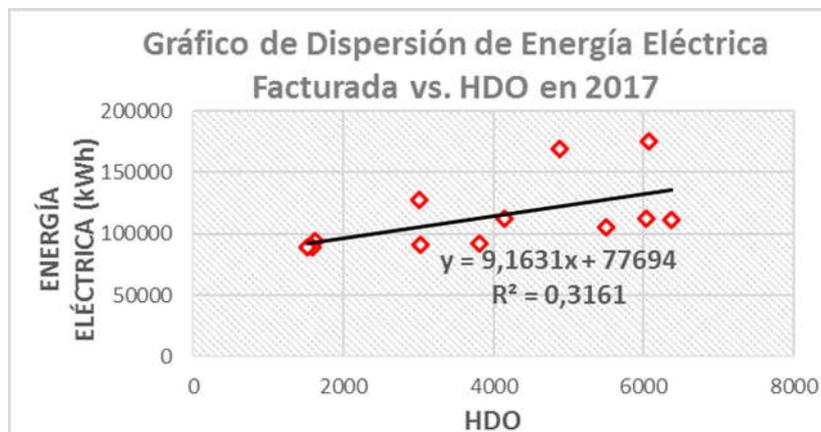


Figura 41 Gráfico de dispersión de HDO vs. consumo eléctrico en el año 2017.



Como se observa en los diagramas de dispersión anteriores, en el período analizado, la correlación entre el consumo de energía y las HDO es muy baja en los tres años, muy por debajo del valor de 0,75, este considerado como válido por la literatura especializada o por el modelo matemático como un valor aceptable de coeficiente de correlación (Monteagudo). En los años 2015 y 2017 los modelos matemáticos se comportan relativamente bien, ya que presenta una pendiente ascendente donde la ecuación precede de manera positiva. Esto indica que para valores bajos de HDO donde supuestamente el nivel de actividad del hotel es igualmente bajo, el consumo de energía es mínimo. Para modelos negativos, como se refleja en la figura 40, el año 2016 representa una pésima conducta energética ya que para valores máximo de consumo de energía eléctrica cerca de los 12 000 kWh el hotel registra el mínimo nivel ocupacional.

A la misma vez, la figura 42 presenta un diagrama general de los tres años en conjunto, donde se refleja el mismo bajo nivel de coeficiente de correlación.

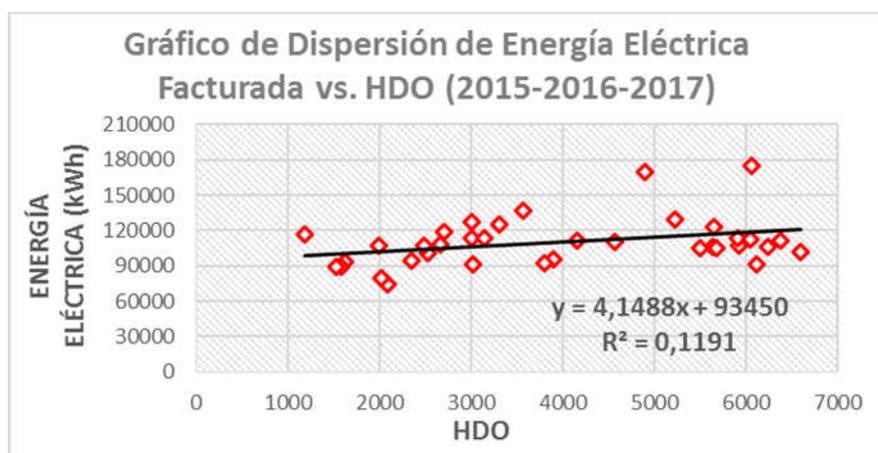


Figura 42 Gráfico de dispersión de HDO vs. consumo eléctrico en los años 2015-2016-2017.

A continuación, se muestra en la tabla un resumen del índice de correlación (R^2) del modelo lineal (kWh vs. HDO) obtenido en los años 2015-2016-2017.

Tabla. 2.3.6 Coeficientes de correlación del modelo lineal para los años 2015-2016-2017.

Años	2015	2016	2017	Total
R^2	0,3973	0,2274	0,3161	0,1191



Esta baja correlación de los tres años analizados por separados, de cierta manera esta dispersión es un síntoma normal ya que en el análisis de los gráficos son medidos doce valores, donde estadísticamente se considera que un valor confiable de R^2 como resultado deberían ser contemplados más de treinta puntos. De otra forma, esto indica que no existe una dependencia directa entre el consumo de electricidad (kWh) y las HDO, lo que demuestra lo inapropiado de este índice de consumo, trayendo consigo las dificultades siguientes:

- Imposibilidad de evaluar y gestionar adecuadamente la eficiencia energética del hotel.
- Se imposibilita realizar el control y seguimiento de los consumos y del desempeño energético.
- No permite identificar y determinar correctamente los potenciales de ahorro de energía.
- No es posible llevar a cabo una proyección en los estimados de consumos de energía.

Como parte de una búsqueda de las causas que provocan este bajo nivel del coeficiente de correlación en el hotel, puede inferirse a que en el proceso de servicio que ofrece la instalación influyen actividades que consumen energía y no se reflejan en la producción o servido en este caso, incluidos en el índice. Por ejemplo, el uso de salones de conferencias del hotel, el uso continuo de los sistemas de bombeo de sólidos de la planta de residuos dentro del hotel, el almacenamiento del producto desechable de la cocina en grandes frigoríficos a diferentes temperaturas, el alojamiento del propio personal de la instalación en horarios nocturnos, etc.

Este bajo índice de correlación obtenido en los años analizados demuestra una vez más, lo poco efectivo del índice tradicional empleado por el MINTUR, y a su vez se evidencia la necesidad del uso de un nuevo indicador que considere la temperatura ambiente mediante el factor de días grados.



Buscándose un gráfico de dispersión que me permita controlar la energía eléctrica en función de las HDO y que su modelo matemático trate de ajustar lo más posible los valores reales de electricidad y nivel ocupacional a un valor de R^2 cercano a uno, se pasa a la realización de un filtrado a partir del diagrama de la figura 43, ya que este contempla un setenta por ciento de la gran representación de valores iniciales eliminando los puntos más dispersos del modelo lineal y obteniendo un coeficiente de correlación de 0,5181 más aceptable. Como objetivo de esta operación, queda definido en forma matemática la ecuación de energía del hotel, donde se crea una mejorada línea base para planificar un futuro consumo eléctrico mediante un valor ocupacional, sustituyendo en la ecuación de esa línea base.

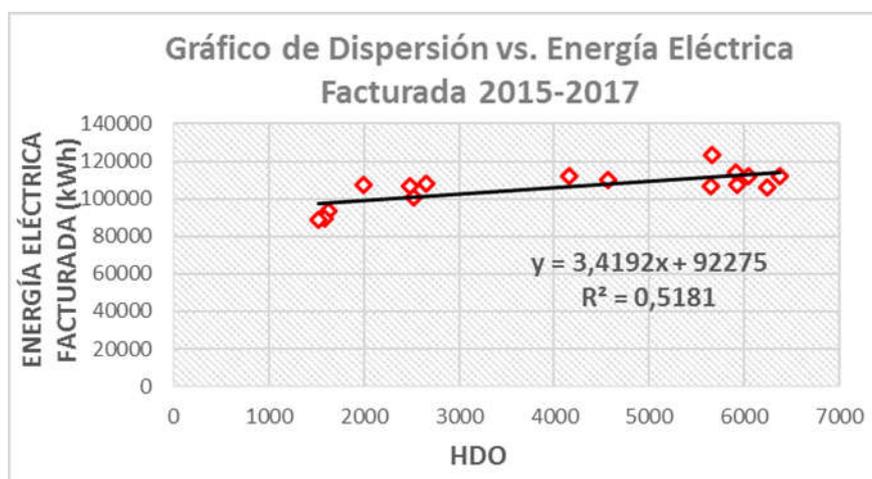


Figura 43 Filtrado del gráfico de dispersión de HDO vs. consumo eléctrico en los años 2015-2016-2017.

2.3.7 Gráfico de índice de consumo vs. producción (IC vs. P)

Estos diagramas de IC que se proponen, tiene como fin realizar un análisis del desempeño energético del hotel, basándose en la función ($y= E_0 + xHDO$) determinada a partir de la línea base energética filtrada en la figura 43, donde se representa en un mismo gráfico un ploteo de puntos coordinados del índice de consumo teórico, definida en la ecuación 2.3.7, y las HDO. De igual forma, se agrega las coordenadas del IC y HDO reales, este primero definida en la ecuación 2.3.7.A.



$$IC = \frac{E_0}{HDO} + m$$



Ec. 2.3.7

Donde:

m: Pendiente

E₀: Energía eléctrica no asociada en la producción

HDO: Habitaciones días ocupadas de manera plotada

$$IC = \frac{E}{HDO}$$

Ec. 2.3.7.A

Donde:

E: Energía eléctrica facturada

HDO: Habitaciones días ocupadas real

Para el análisis de estos valores, a partir de la curva logarítmica del ICt, donde los puntos que se encuentran por debajo de dicho arco, el hotel presenta un buen comportamiento energético. Por lo contrario, si existen puntos por encima, es necesario realizar alguna acción correctiva ya que los resultados arrojan un mal comportamiento energético. En las figuras 44, 45 y 46 se presentan los gráficos de los índices de consumo contra producción durante los años 2015-2016-2017 del hotel Rancho Luna y en la figura 47 un gráfico general de los tres años anteriormente analizados. Como el caso de estudio de este capítulo se enmarca en una identidad hotelera, valor de producción que se utiliza en ellos son las HDO.

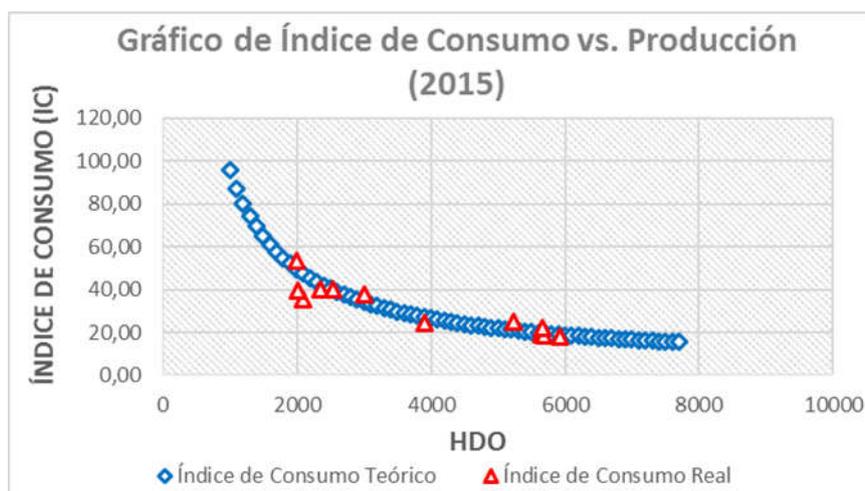


Figura 44 Gráfico de índice de consumo eléctrico vs. HDO en el año 2015.

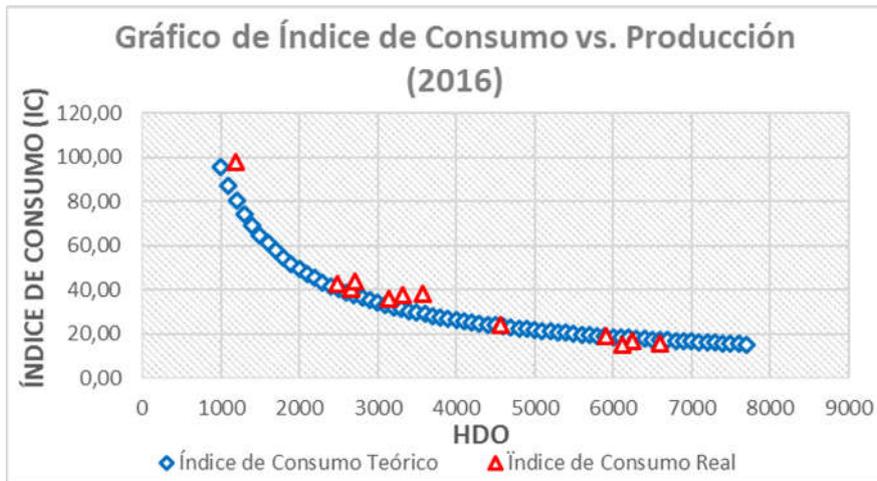


Figura 45 Gráfico de índice de consumo eléctrico vs. HDO en el año 2016.

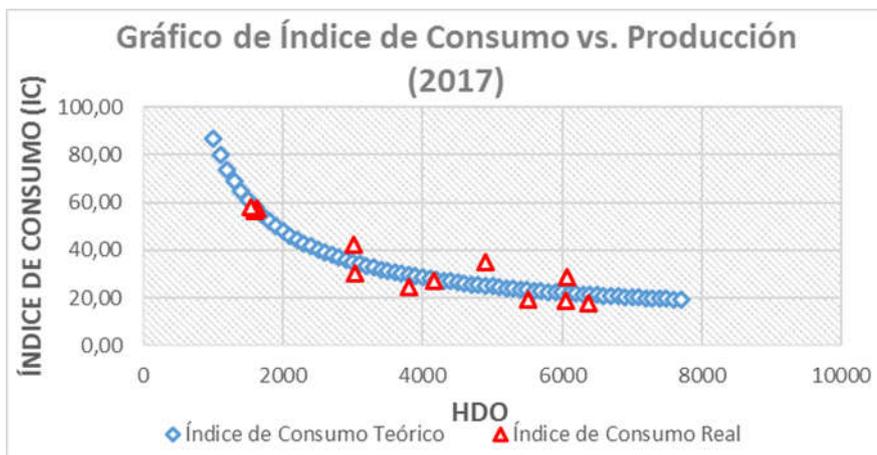


Figura 46 Gráfico de índice de consumo eléctrico vs. HDO en el año 2017.

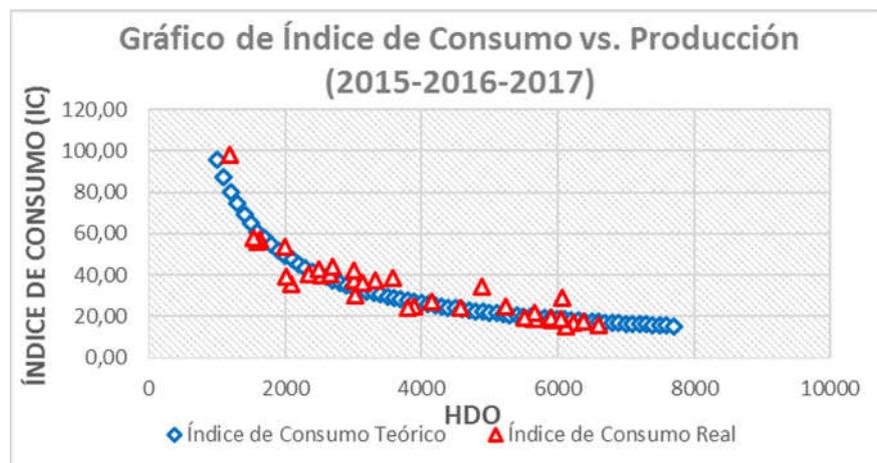


Figura 47 Gráfico de índice de consumo eléctrico vs. HDO en los años 2015-2016-2017.



Como se puede apreciar en este último gráfico, existen puntos que para un bajo nivel ocupacional comprendidos en el rango de 0 a 2 000 de HDO existe un alto índice de consume energético, por lo que el hotel presenta una conducta contraria al sentido de producción, es decir, a mayores valores de HDO concebir menores valores de consumo energético.

2.3.8 Gráficos de comparación de energía eléctrica

Para la elaboración de los gráficos de comparación de energías eléctricas, se utilizan los datos de eneregía electrica estimada maxima obtenidos en la realización del censo de equipos desarrollados en las tablas 2.3.3 hasta 2.3.3.J, unido a la información de energía eléctrica facturada en los años 2015-2016-2017 proporcionadas por el hotel en el Anexo No.3 y la energía estimada real del Anexo No.4, que no es más que el consumo eléctrico de una habitación con minibar, ya que estas presentas de todas, la de mayor consumo energético, multiplicado por el valor del nivel ocupacional real más la energía consumida en las demas áreas del hotel del censo.

Una vez conocido los valores energías a utilizar, se grafica secuencialmente por meses, tal y como se muestran en las figuras 48, 49 y 50.

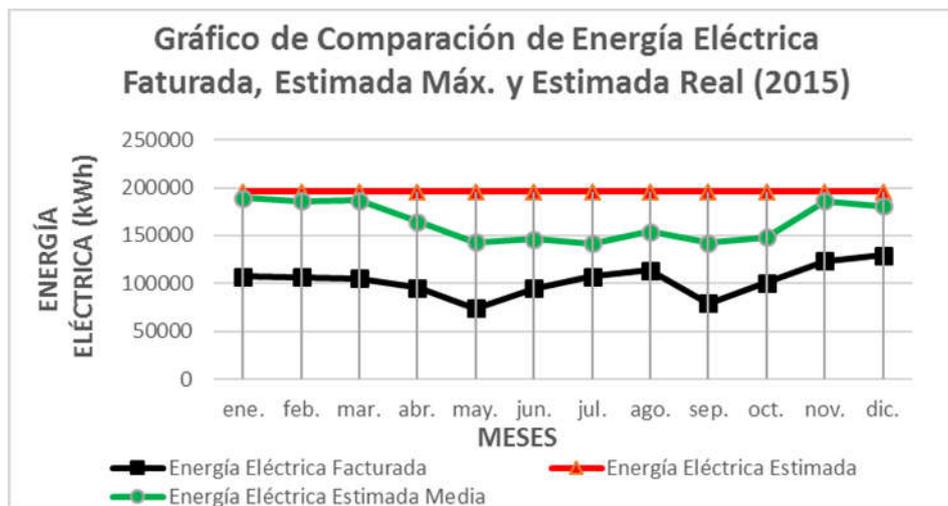


Figura 48 Gráfico de comparación de energías eléctricas en el año 2015.

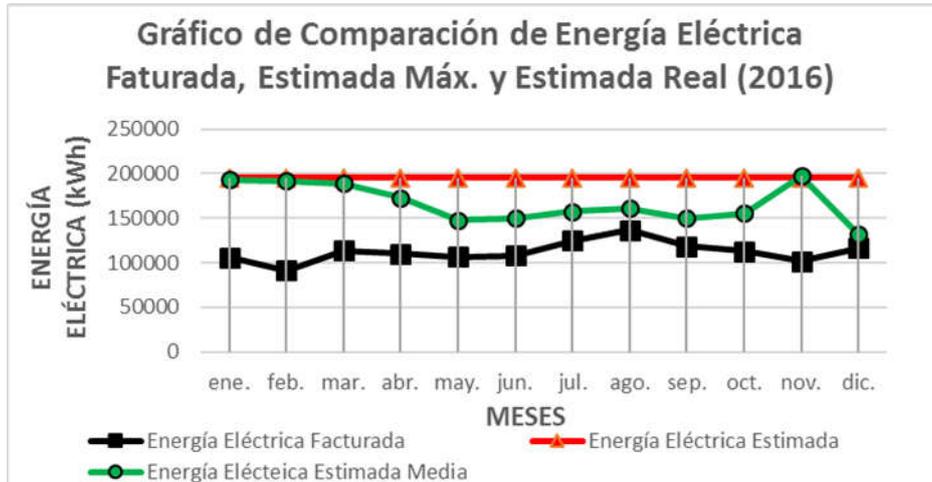


Figura 49 Gráfico de comparación de energías eléctricas en el año 2016.

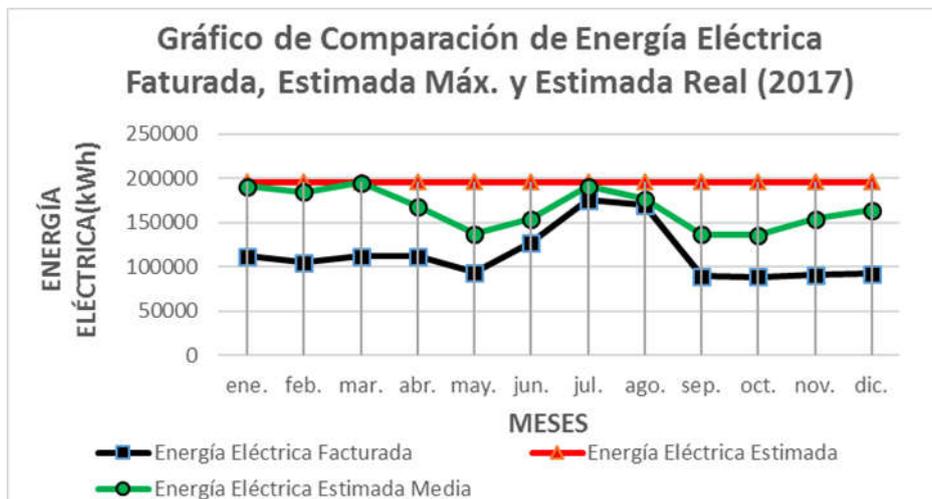


Figura 50 Gráfico de comparación de energías eléctricas en el año 2017.

La presentación de estos diagramas mencionados anteriormente, reflejan como la energía estimada tiene un comportamiento lineal a lo largo de los meses, ya que la estimación es basada en las horas máximas de servicio de los equipos a su máxima potencia de trabajo y al máximo nivel ocupacional del hotel. A su vez, tanto la energía eléctrica facturada como la estimada real nunca excederán a la máxima establecida, llegando a ser este último el de mas aproximación a la energía máxima.



2.3.9 Gráficos de comparación de energía térmica

El hotel Rancho Luna, además de poseer una demanda de energía eléctrica, también solicita una demanda de energía térmica, en este caso la necesaria para calentar el agua sanitaria del cliente. Para proceder a esa energía térmica transformada en ACS, se utiliza la ecuación 2.3.9, donde se contabiliza la suma de dos factores esenciales: energía térmica generada por el campo solar y la energía térmica generada a través de las calderas.

$$Q_{\text{térmica Real}} = Q_{\text{térmica Solar}} + Q_{\text{térmica Calderas}} \quad \text{Ec. 2.3.9}$$

En primer lugar, se expresa en la ecuación 2.3.9.A el cálculo de la energía térmica suministrada al ACS por el campo solar, donde se multiplica flujo de ACS (G_{agua}) por el calor específico del agua a presión constante (C_p) y la diferencia de temperaturas (ΔT) de entrada y salida del líquido en el campo solar en 60 y 90 °C respectivamente, entre el rendimiento de los calentadores de tubos al vacío en un 70 %.

$$Q_{\text{térmica Solar}} = (G_{\text{ACS}} * C_p * \Delta T) / \eta_{\text{campo solar}} \quad \text{Ec. 2.3.9.A}$$

En el caso del calor específico, la cifra de 4,194375 kJ/kg°C se obtuvo promediando los valores del C_p de la variabilidad del rango de temperaturas anteriormente mencionadas.

El flujo de ACS se obtiene a partir de la ecuación 2.3.9.B, contando con las HDO durante los años analizados 2015-2016-2017 y el valor de litros diarios de ACS por habitación, que según el Anexo No.5, consta de un valor de 155 l/hab (NC 45-9 1999).

$$G_{\text{ACS}} = \text{HDO} * 155 \text{ l/hab} \quad \text{Ec. 2.3.9.B}$$

Como el flujo de agua depende del nivel ocupacional del hotel, se realiza en el Anexo No.6 el cálculo de la ecuación 2.3.9.A, ejecutando la conversión unidades de medidas para realizar una simplificación equivalente en el análisis dimensional,



siendo un litro de agua igual a un kilogramo del mismo, ya que su densidad es 10^3 kg/m³ en un volumen de 1 m³. Dado a que la energía térmica obtenida, se necesita en kWh el resultado será afectado por la equivalencia de $2,78 \times 10^{-4}$ kWh por kJ.

En segunda opción se procede a hallar en la ecuación 2.3.9.C la porción de energía térmica generada a través del GLP en calderas, con los parámetros del flujo de GLP (G_{GLP}) mensuales durante los años 2015-2016-2017 obtenidos por las facturas de combustibles del hotel, multiplicado por su valor calórico (VC). Este factor calórico (CUPET 2017) es de 11 200 kcal/kg, también apreciable en el Anexo No.7.

$$Q_{t\acute{e}rmica_{GLP}} = G_{GLP} / FC * VC \quad \text{Ec. 2.3.9.C}$$

Como los valores del consumo de GLP son mensuales, se obtendrá los resultados de la ecuación 2.3.9.C en Anexo No.8, para una mejor definición de las derivaciones de estas energías térmicas y de las conversiones a una misma unidad equivalente en kWh se utilizará como factor de conversión (FC) en el consumo de GLP de 1,84887 l/kg (CUPET 2017), dado en el Anexo No.9, además de las equivalencias de 4,18 kJ por cada kcal, y este a la misma vez por $2,78 \times 10^{-4}$ kWh por cada kJ.

Una vez obtenido los valores de las energías térmicas, se sustituyen los resultados en la ecuación 2.3.9, realizando en Anexo No.10 la suma de estos dos factores, quedando consigo la derivación total de energía térmica en ACS mensual en los años 2015-2016-2017. Esto refleja cual es el valor total de energía térmica por mes que consume el hotel, es decir, cuánto es de toda la energía térmica necesaria para satisfacer el calentamiento de agua sanitaria a los regímenes establecidos (50 °C).

Con los resultados de la energía térmica en ACS determinados, procedemos a graficar en las figuras 51, 52 y 53 una comparación de estos resultados junto a la energía térmica máxima, que no es más que la suma de realización del Anexo



No.6 pero con el valor máxima de ocupación y la máxima energía demandada en un mes en el Anexo No.8.

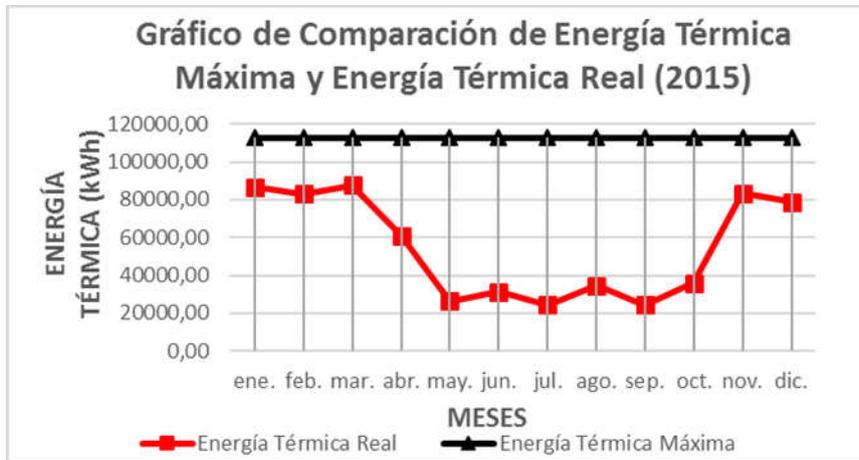


Figura 51 Gráfico de comparación de energías térmicas (ACS) en el año 2015.

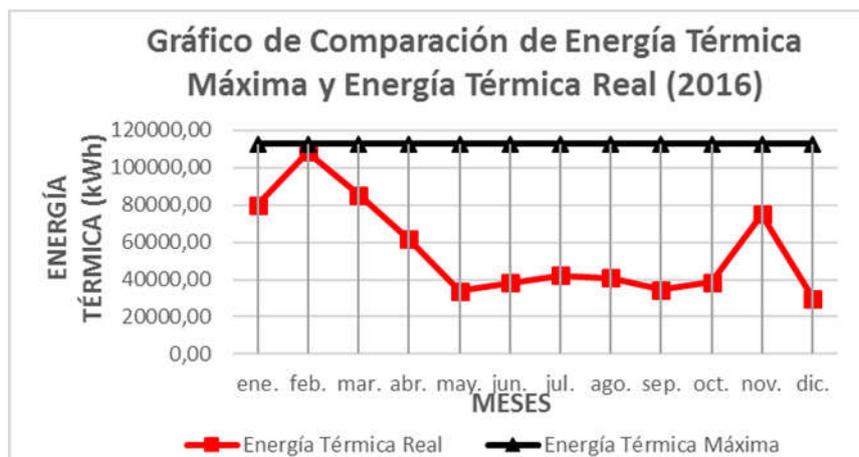


Figura 52 Gráfico de comparación de energías térmicas (ACS) en el año 2016.

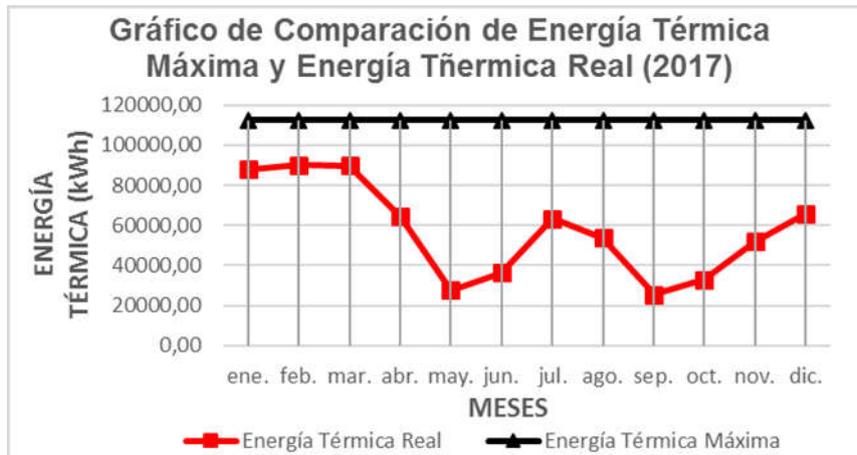


Figura 53 Gráfico de comparación de energías térmicas (ACS) en el año 2017.

2.4 Conclusiones parciales del capítulo

- El portador energético más demandado por hotel Rancho Luna de la provincia de Cienfuegos es la energía eléctrica. Ella representa el 93,06 % de consumo de portadores energéticos del hotel.
- El espacio habitacional se presenta como el área de mayor potencia instalada en equipos con 332,85 kW y a la misma vez como la de mayor consumo de energía eléctrica alrededor de 77,98 MWh/mes.
- Las máquinas de frío obtienen el 30,3 % de la potencia eléctrica de los equipos instalados, seguidos por las demandas de equipos de calor y equipos de proceso en un 29,47 y un 16,5 %.
- El mayor consumo de energía eléctrica del hotel se produce en la madrugada, en los horarios comprendidos entre las 21:00 y 5:00 horas. El menor consumo ocurre en el horario diurno entre las 5:00 y las 17:00 horas.
- En año 2015, es el de menor consumo eléctrico con un promedio mensual de 103 021,5 kWh, mientras que en los años 2016 y 2017 ocurren los mayores consumos eléctricos con promedios anuales de 112 420,92 y 114 064, 25 kWh respectivamente. De igual forma, en los tres años estudiados los meses de mayor consumo son julio-agosto y los de menor consumo son enero-febrero-mayo. En ninguno de los tres años se muestra un comportamiento similar en el consumo energético.



- En el año 2015 la demanda eléctrica máxima real mensual se mantuvo por debajo del valor de la demanda máxima contratada en 270 kW, no ocurriendo así en los años 2016 y 2017 donde en los meses de julio y agosto la demanda máxima real sobrepasó el límite contratado, alcanzando grandes penalizaciones en el pago eléctrico.
- Existe un bajo índice de correlación entre las HDO y el consumo de energía eléctrica del hotel, debido a diferentes factores no considerador como son el afecto del clima y los servicios extra hoteleros.
- La realización del filtrado a través del análisis de correlación en los tres años estudiados, demuestra un aumento del coeficiente de correlación en un 0,5181, todavía muy por debajo del valor matemático aceptado (0,75) pero ejecutable para estimaciones de consumo energía eléctricas futuras.
- El indicador de desempeño energético del hotel tiene un comportamiento negativo a lo largo del año. Como este desempeño se estudia anualmente, se considera de manera más eficiente un control mensual, puesto a que la detención de anomalías negativas al final del mes las acciones correctivas no tendrían un impacto significativo.
- El año 2017 se presenta como el de mayor consumo eléctrico con una cifra real de 1 368 771 kWh, seguido del año 2016 y 2015 con 1 349 051 y 1 236 258 kWh/anual respectivamente.
- El año 2017 se presenta como el de mayor consumo de energía térmica con una cifra real de 1 328 678,51 kWh/año, seguido del año 2016 y 2015 con 1 206 458,08 y 1 145 746,82 kWh/año respectivamente



Capítulo III. Metodología de Selección y Cálculo del Sistema de Cogeneración para el hotel Rancho Luna.

Introducción al capítulo

La realización de este capítulo es la parte cardinal de esta investigación, ya que en ella se evaluará detalladamente las características técnicas actuales del sistema tradicional de energía del hotel Rancho Luna, unido a la evaluación de la propuesta de un sistema de co/trigeneración mediante una secuencia metodológica con los elementos necesarios para realizar una correcta selección de la tecnología de generación distribuida a estos sistemas. Como objetivo principal de estas perspectivas, es la ejecución de la comparación del método actual de obtención de electricidad con el método propuesto, buscando el beneficio que podría aportar la instalación de un proceso co/trigenerativo.

3.1 Evaluación de la eficiencia energética del sistema actual del hotel

Actualmente, el hotel Rancho Luna, con su sistema convencional de energía eléctrica y térmica pesee un rendimiento global de 60 % de toda la energía que demanda, tal y como se refleja en la figura 54.

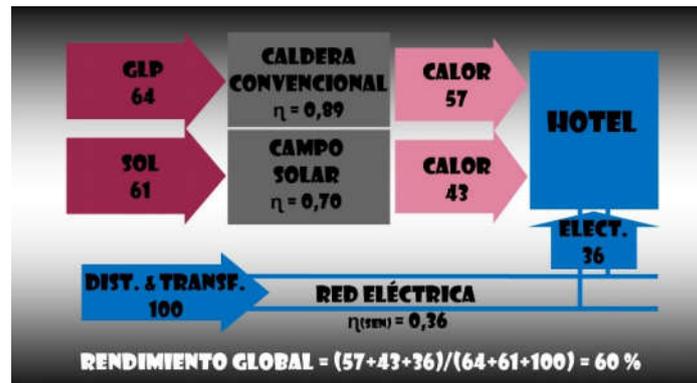


Figura 54 Rendimiento global del sistema convencional del hotel Rancho Luna.
(Elaboración propia)

Esta, presenta un valor de energía eléctrica promedio en los años 2015-2016-2017 de 109 835,56 kWh/mes, unido a demandas térmicas promedios de ACS por el campo solar y de calderas de 30 807 y 25 359 kWh/mes respectivamente.

Para esa demanda energética, una planta CTE convencional debe generar cierta cantidad de energía eléctrica, que aún siendo entre las más eficientes del país, su proceso de conversión de electricidad a partir del calor del combustible (Fuel Oil) se logra a menos del 40 % en energía disponible (Borroto, González, y Armas 2009). Esto, añadido a la pérdidas por transferencia y distribución de esa energía hacia el hotel, situado en un 7 % según el autor anterior, demuestra cuánto combustible se necesita quemar en la CTE para satisfacer la demanda eléctrica de esta instalación.

A continuación, en la ecuación 3.1, se desvela la eficiencia eléctrica del sistema analizado, aquí ya no se analiza la eficiencia global, como resultado de la razón entre la energía obtenida o útil, que no es más que la que suministra la CTE, entre la energía consumida por la institución (109 836 kWh/mes).

$$\eta_{\text{SISTEMA}} = \frac{E_{\text{ÚTIL}}}{E_{\text{SUMINISTRADA}}} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Dado a que se necesita conocer el valor de la energía obtenida, se despeja en la ecuación 3.1.A, presentando como eficiencia de la CTE un valor de 39 % para el autor.



$$E_{SUMINISTRADA} = \frac{E_{\acute{U}TIL}}{\eta_{SISTEMA}} = \frac{E_{\acute{U}TIL}}{\eta_{CTE} * \eta_{T\&D}} = \frac{109\ 835,56}{0,39 * 0,93} = 305098,8 \text{ kWh/mes} \quad \text{Ec. 3.1.A}$$

Por último, con el valor del índice de consumo que necesita una CTE para generar 1 kWh, valorado en 271 g/kWh (Oficina del MINEM 2018), se procede a hallar el valor de todo el consumo necesario para generar 109 835,56 kWh/mes, a partir de la ecuación 3.1.B.

$$G = E_{OBTENIDA} * 271 \text{ g/kWh} \quad \text{Ec. 3.1.B}$$

$$G = 109\ 835,56 \text{ kWh/mes} * 271 \text{ g/kWh}$$

$$G = 29\ 765\ 436,76 \text{ g/mes}$$

$$G = 30 \text{ ton/mes}$$

Es decir, para que el sistema actual del hotel Rancho Luna consuma 109 835,56 kWh/mes, es necesario que la CTE genere 305 098,8 kWh/mes para un consumo de 30 t/mes de petróleo crudo, con un rendimiento del sistema de generación, transformación y distribución de 0,36 %. Este valor es procedente a 360 t/año de petróleo crudo, equivalente a 363,5 TEP.



3.2 Criterios de diseño y selección del sistema de cogeneración

3.2.1 Condiciones ambientales

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Localización de la instalación	Fuente
Latitud		22,2	22,2	
Longitud		-80,4	-80,4	
Zona climática		1A - Muy caliente - Húmedo		NASA
Elevación	m	58	58	NASA - NASA
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	16,2		NASA
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	30,6		NASA
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	10,9		NASA

Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Precipitación	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Días-grado de calentamiento 18 °C	Días-grado de enfriamiento 10 °C
	°C	%	mm	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	21,1	75,4%	37,85	3,98	101,5	4,5	21,3	0	344
Febrero	22,3	70,8%	31,25	4,76	101,4	4,5	23,0	0	344
Marzo	23,8	66,3%	38,14	5,47	101,3	4,5	25,2	0	428
Abril	25,3	63,7%	50,00	6,18	101,2	3,9	27,4	0	459
Mayo	25,9	73,4%	138,22	5,93	101,2	3,8	27,5	0	493
Junio	26,3	81,4%	240,01	5,61	101,2	3,4	27,4	0	489
Julio	26,3	81,4%	215,78	5,94	101,3	3,7	27,3	0	505
Agosto	26,4	82,1%	222,18	5,66	101,2	3,4	27,3	0	508
Setiembre	26,1	83,1%	215,86	5,00	101,1	3,5	26,8	0	483
Octubre	25,0	82,1%	158,40	4,54	101,1	4,2	25,2	0	465
Noviembre	23,5	80,8%	55,85	3,99	101,2	4,9	23,4	0	405
Diciembre	21,8	79,5%	53,10	3,70	101,5	4,9	21,7	0	366
Anual	24,5	76,7%	1.456,64	5,06	101,3	4,1	25,3	0	5.290
Fuente	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA

Figura 55 Datos ambientales de la localidad playa Rancho Luna. (Restscreen Expert 2018)

3.2.2 Índices energéticos para el diseño

Para el diseño y selección del sistema de cogeneración, se resume en la tabla 17 los distintos consumos, costos y demandas energéticas del hotel necesarios para el empleo de esta metodología.

Tabla 17 Tabla de índices energéticos en los años 2015-2016-2017.

Consumo de Energía Eléctrica			
Índices	2015	2016	2017
Consumo Facturado Anual (MWh)	1 236,26	1 349,04	1 368,77
Consumo Promedio Facturado Mensual (KWh)	109 835,56	109 835,56	109 835,56
Consumo Estimado Máx. Mensual (MWh)	2 347,8	2 347,8	2 347,8
Consumo Estimado Máx. Mensual sin Clima (MWh)	127,77	127,77	127,77
Demanda Promedio Mensual (kW)	253	261	277



Demanda Máx. Contratada Mensual (kW)	270	270	270
Demanda Máx. y Mín. Facturada Mensual (kW)	328/176	305/235	362/234
Demanda Máx. Estimada Mensual (kW)	812,79	812,79	812,79
Demanda Máx. Estimada Mensual sin Clima (kW)	444,24	444,24	444,24
Variabilidad del Consumo Anual (MWh)	55,1	45,37	86,3
Factor de Potencia Promedio Anual	0,98	0,99	0,98
Costo de Energía Anual en Clima (CUC/kWh)	148 339,5		
Costo de Energía Anual sin Clima (CUC/kWh)	128 498,5		
Consumo de Energía Térmica (ACS)			
Combustible Empleado	GLP	GLP	GLP
Consumo Anual (MWh)	300,48	291,33	321,94
Consumo Anual (l)	42 686	41 456	45 651
Costo Anual (\$/l)	16 135,3	15 670,37	17 256,08
Poder Calórico (kcal/kg)	11 200	11 200	11 200
Consumo de Energía Térmica (Frío)			
Consumo Máx. Estimado Anual (MWh)	249,31	249,31	249,31
Demanda Máx. Estimada Mensual (kW)	1 082,30	1 082,30	1 082,30

3.2.3 Relación calor/electricidad

Para hallar la siguiente relación, se toma en la ecuación 3.2.3 el índice de calor, que no es más que la energía térmica en frío demandada por el hotel en el proceso de climatización, y el índice de electricidad, que no es más que toda la energía eléctrica demandada, pero sin contar los equipos que intervienen en la climatización, ya que el propio sistema de cogeneración va a satisfacer ambos procesos (electricidad/frío) individualmente. Para ello se toma de la tabla 17, el índice de calor (Q_{cg}) y electricidad (E_{cg}) a cogenerar.

$$R_{cg} = \frac{Q_{cg}}{E_{cg}} = \frac{249\,305\,kWh}{127\,775\,kWh} = 1,95 \quad \text{Ec. 3.2.3}$$

3.2.4 Selección del tipo de motor primario

Teniendo el valor de la relación calor/electricidad, se entra a la tabla 18 para seleccionar el motor primario del sistema de co/trigeneración, donde un motor reciprocante o una turbina de gas serían completamente seleccionables.



Tabla 18 Relación Q/E (Borroto, González, y Armas 2009)

Equipo primario	Calor disponible al proceso	Relación Q/E
Turbina de Vapor (contrapresión)	393,15 K a 673,15 K	2 a 30
Turbina de Gas	393,15 K a 773,15 K	1,2 a 4
Motor Reciprocante	553,15 K a 393,15 K	0,8 a 2

Para esta baja relación Q/E, el ciclo superior debe tener mayor énfasis en la eficiencia de conversión de potencia. Aquí, la elección de un motor reciprocante o un motor grande de turbina de gas pueden ser indicados para la relación hallada y dispuestos como motor primario. Esta razón puede ser usada en instalaciones donde la recuperación de calor de desperdicio se usa totalmente para una máxima generación de vapor, con quemadores suplementarios para el balance de vapor requerido.

Por otro lado, los motores grandes de diésel se han vuelto populares recientemente para la generación de potencia en varias industrias, y presentan oportunidades atractivas para cogeneración a través del uso del proceso de vapor a baja presión. Los motores de gasolina, disponibles en tamaños más pequeños, pueden optimizar las conversiones de energía en aplicaciones comerciales ya sea en carga térmica para una cocina o lavandería o carga de enfriamiento con equipos de absorción para aire acondicionado. También se pueden tomar ventajas de esta relación Q/E baja, del motor reciprocante, utilizando la potencia de la flecha para operar enfriadores centrífugos y usar el calor de desperdicio para los enfriadores de absorción y lograr una eficiencia de conversión de energía muy grande para los requerimientos de las grandes centrales de aire acondicionado.

3.2.5 Prototipo de sistema de cogeneración

El fin de la co/trigeneración es el aprovechamiento de la energía residual de los sistemas convencionales. El aprovechamiento de dicha energía permite plantear la estructura de una instalación de dos modos distintos: ciclo de cabecera o ciclo de cola, según como se genere primero: la energía eléctrica o la térmica.



En el presente proyecto se plantea un ciclo de cabecera, donde en primer lugar se dispone de un grupo electrógeno destinado a producir electricidad a partir de un combustible (Diésel), y en segundo lugar se aprovechan los calores residuales, cuya energía es la que se aporta a los procesos que precisen energía térmica.

3.2.6 Valoración de los parámetros del motor primario

Los parámetros más influyentes en la elección del motor son los siguientes:

- Potencia a instalar

Tratándose en este caso de una instalación de menos de 5 MW, podríamos contar con tecnologías de turbinas, pero a pesar de estar disponibles en el mercado, trabajan de modo ineficiente, por lo que la mejor opción para este caso de estudio serían los motores de combustión interna alternativos.

- Flexibilidad de cargas

Un valor típico para la eficiencia al 50 % de la carga nominal es del 87 al 89 % del valor de la eficiencia a plena carga. La turbina de gas al 50 % de su carga nominal puede tener una de sólo el 75 % de su valor a carga nominal. Las aplicaciones normales de las turbinas de gas son a cargas próximas a su valor de diseño, digamos entre el 80 y 100 %, mientras que los motores alternativos se adaptan a las variaciones de carga. Estos soportan mejor que las turbinas de gas los arranques y paradas repetidas. Se cita como valor típico del acortamiento de vida de una turbina de gas ocho horas por cada arranque, lo que en un proceso diario de trabajo puede suponer un acortamiento de su vida entre un 30 y 40 %.

Si el perfil temporal de la demanda requiere muchas horas de trabajo a cargas parciales, o arranques y paros continuos, puede llegar a ser un factor de gran importancia. Los MCI tienen una gran flexibilidad, su sistema de arranque y parada es sencillo y de corta duración y, a pesar de que pierdan eficiencia trabajando fuera del punto nominal, la reducción de potencia, aproximadamente un 10 – 11 %, no es mucha. Las turbinas tienen un proceso de puesta en marcha y parada



más largo y complicado además de llegar a sufrir unas pérdidas de potencia que suelen llegar hasta el 25 % cuando se trabaja a media carga.

- Combustible del motor primario

Por regla general, las turbinas precisan que el combustible utilizado sea de mayor calidad que los motores. Los motores permiten utilizar combustibles de calidad muy variada, lo que aumenta su flexibilidad frente a las turbinas.

- Disponibilidad del motor primario

La disponibilidad (número de horas de funcionamiento al año) es similar en motores y turbinas. En base a estos parámetros, la tecnología de generación escogida en este proyecto es un motor alternativo de combustión interna. Además de los aspectos mencionados anteriormente, también se ha tomado en consideración la existencia en el mercado de un amplio rango de potencias de este tipo de motores, y la facilidad de regulación de velocidad de los mismos, adaptándose a la demanda en todo momento sin reducción considerable del rendimiento.

- Eficiencia

La alta eficiencia de los MCI, es una característica que lo favorece por encima de las turbinas de gas, con valores que pueden ir desde un 35 a un 45 %, frente a unos valores para la turbina de gas en el mismo rango de potencias del 25 al 32 % como lo demuestra la figura 56.

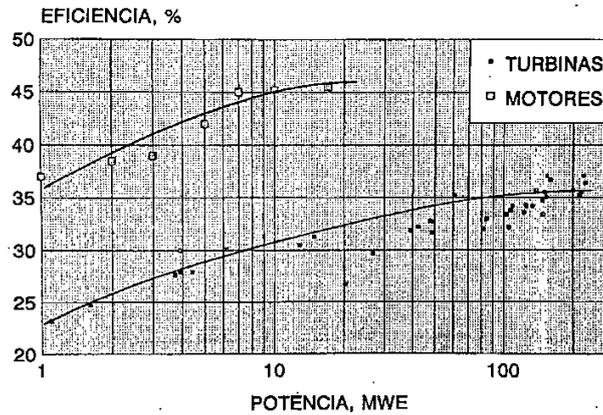


Figura 56 Eficiencia de las turbinas de gas y motores alternativos. (GUASCOR et al. 1998)

3.3 Elección del motor

3.3.1 Necesidad térmica

La elección de un motor primario para la composición de cualquier planta de cogeneración, está condicionado primeramente por la necesidad térmica que demanda la instalación donde se enclava este sistema, dependiendo así el proceso de generación eléctrica sobre el proceso térmico, en este caso frío, debido a que el régimen de trabajo del motor-generator estará compuesto por la demanda de clima a satisfacer por el equipo de absorción instalado al motor-generator.

Para ello, conocer la necesidad de calor que tiene el hotel a lo largo del año, unido a la selección de una máquina de absorción que demande dicha necesidad, conllevaría a conocer que motor primario tendría las características adecuadas para construir el sistema de cogeneración deseado.

El sistema de climatización del hotel Rancho Luna, correría a cargo de un Chiller centralizado a través de una máquina de absorción de una sola fuente de calor por gases de escapes residuales, ya que es la vía de aprovechar las pérdidas de calor del motor/es primario. En cuestión, la elección de dicha máquina será basado en dos aspectos fundamentales:



- La máquina de absorción debe trabajar a plena carga, debido a la gran pérdida de rendimiento a cargas parciales. Por tanto, deberá ser posible suministrar a la máquina la potencia térmica necesaria a partir de los propios gases de escape del motor primario.
- La potencia frigorífica de la máquina deberá cubrir en toda medida la demanda frigorífica del hotel.

Relacionado al segundo parámetro, nos apoyamos en la figura 57, donde se visualiza un valor estimado máximo de la capacidad de frío por mes de 1 082,30 kW y un valor estimado real tope de 795,26 kW durante los años analizados, en el que a partir de este último registro de capacidad de frío será el indicador de selección de la maquina térmica por demanda.

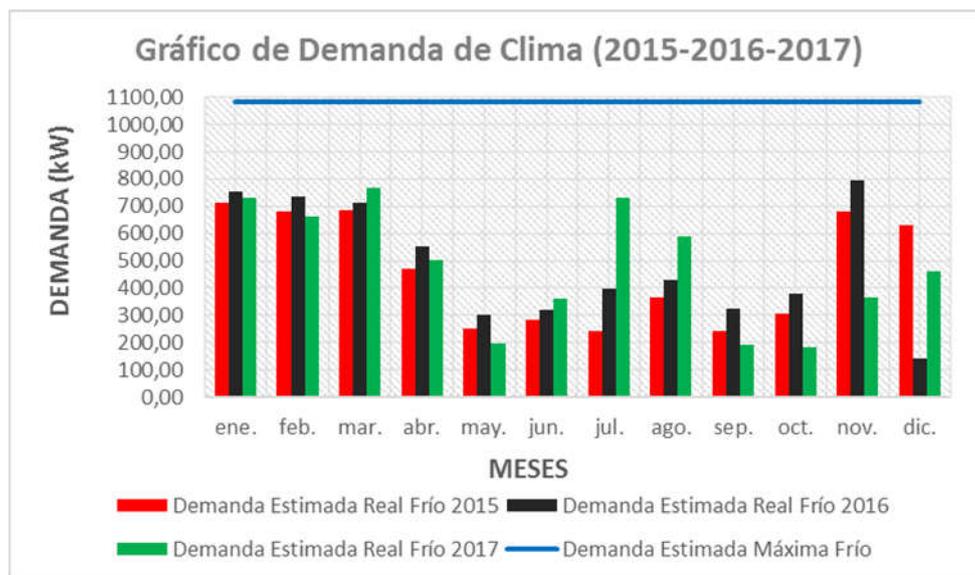


Figura 57 Gráfico de comparación de demanda estimada máxima y real en clima en el hotel Rancho Luna durante los años 2015-2016-2017.

Con el parámetro de frío a demandar por el hotel, se propone por parte de la compañía española BROAD, especializada en máquinas de absorción para sistemas de co/trigeneración, un sistema Chiller BE (doble efecto) modelo 75 (figura 58), por gases de escapes residuales directos como energía primaria, con una potencia frigorífica de 872 kW y una temperatura de gases de entrada de 160 a 500 °C, propicio para generar agua fría en verano y agua caliente en invierno.



Figura 58 Enfriadora por absorción BROAD BE modelo 75 de 872 kW.

Como ven en la tabla 19, se expone los datos técnicos de la enfriadora por absorción seleccionada, en el que destina una capacidad de frío de 872 kW muy por encima del demandado por el hotel (795,26 kW), recibiendo para ello un flujo máximo de gases residuales de 5 449 kg/h a condiciones de 500 °C. En el Anexo No.11 se adjunta el catálogo de selección utilizado.

Tabla 19 Datos técnicos de la enfriadora por absorción Broad BE-100 de doble efecto.

Tipo	Capacidad de frío/calor (kW)	Flujo de gases (kg/h)	Temperatura de gases de entrada (°C)	COP	Precio (€)
BE-75	872/572	5 449/5 449	160 a 500	1,41	184 000

Con la potencia frigorífica de la enfriadora seleccionada anteriormente, se puede comprobar si es aceptable para los requerimientos de demandas de clima del hotel en los años 2015-2016-2017, mediante la figura 59.

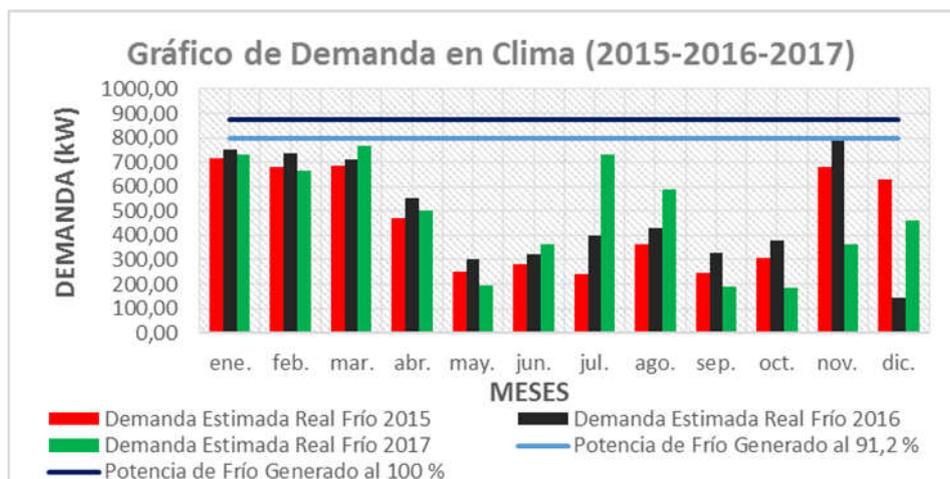


Figura 59 Gráfico de comparación de demanda estimada real en clima y generada por la máquina de absorción en el hotel Rancho Luna durante los años 2015-2016-2017.



En consecuencia, la máquina frigorífica elegida será la que mejor se adapte a la curva de necesidad de frío del hotel, consiguiendo demandar a 91,2 % de trabajo de la máquina un abastecimiento igual al valor de demanda estimada real máximo registrada (795,26 kW), pudiendo operar en los demás meses a bajas cargas de trabajo ya que la demanda requerida lo permite.

En la figura 59, se aprecia como en los meses de mayo, julio, septiembre y octubre se produce una disminución muy notable de la demanda requerida, pudiendo ser en esos períodos la realización del mantenimiento de la máquina de absorción.

3.3.2 Necesidad eléctrica

En este punto se comprueba que la cantidad de energía eléctrica producida por el supuesto motor-generator por la demanda de calor (gases de escapes) exigida para que la máquina de absorción seleccionada anteriormente supla la demanda térmica en frío, es suficiente para la demanda eléctrica que posee el hotel.

Para ello se analiza la figura 60, la demanda eléctrica anual del hotel. En un principio sólo interesa la demanda de servicios auxiliares ajenos al proceso de clima ya que el frío para la climatización será suministrado gracias a la máquina de absorción, partiendo de los gases de escape del motor.

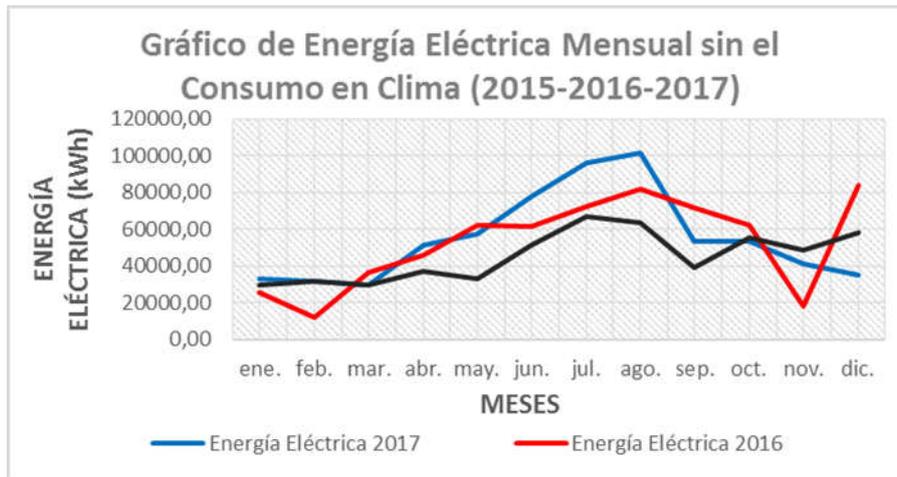


Figura 60 Consumo eléctrico de servicios auxiliares en los años 2015-2016-2017.

Para la finalidad que muestra el caso de estudio, y la comparación de los parámetros a tener en cuenta, expuesta anteriormente en el acápite 2.3.6, el MCI se presenta como el equipo primario elegido por encima de la turbina de gas, por lo su dimensionamiento se enfoca en la compañía española HIMOINSA S.L., perteneciente al Grupo YANMAR, especializados en el diseño, fabricación y distribución de equipos de generación de energía, desde grupos electrógenos diésel y gas, híbridos, torres iluminación y paneles de control. De dicho proveedor, se acoge dos grupos electrógenos de motores diésel HFW-155 T6 de 173 kVA/138 kW marca SCANIA (ver figura 61), sumando una potencia general de 276 kW. Este criterio está basado por los siguientes fundamentos:

1. Tener dos motores que individualmente tengan la potencia suficiente para suplir la energía eléctrica exigida.
2. La puesta en marcha de varios motores en conjunto a 3/4 de su capacidad es más eficiente que el propio servicio de un solo motor en proporcionar toda la demanda a su máxima capacidad.



Figura 61 Grupo electrógeno insonorizado HIMOINSA HFW-155 T6 de 173 KVA.

A continuación, en la tabla 20, se ofrecen datos técnicos referidos al motor seleccionado a partir del catálogo consultado, específicamente la información del motor, sistema de escape, combustible, dimensiones, sonoridad y costo del equipo.

Tabla 20 Datos técnicos de los grupo electrógeno insonorizado HIMOINSA HFW-155 T6.

Motor	
Modelo	NEF67TM3A
Fabricante	IVECO
Tipo de Motor	6L,4 tiempo
Potencia	173 KVA/138 kW
Factor de Potencia	0,8
Sistema de Escape	
Max. Temp. de los gases de escape	541 °C
Caudal de los gases de escape	124 m ³ /min
Combustible	
Tipo de combustible	Diésel
Consumo de combustible 100 %	32 l/h
Consumo de combustible 75 %	23 l/h
Consumo de combustible 50 %	16 l/h
Consumo de combustible 25 %	8,3 l/h
Dimensiones	
Largo	3 300 mm



Ancho	1 200 mm
Alto	1 956 mm
Sonoridad	
Nivel de presión sonora	db(A)@7m 68 ±2,4
Chasis de acero, Amortiguadores antivibratorios, insonorización a base de lana de roca volcánica de alta densidad, Silencioso residencial de acero de -35db(A), Bajo nivel de emisiones.	
Costo	
35 000 €	

Con la potencia eléctrica de uno y dos motores en actividad, se comprueba en la figura 62 si con capacidades puntuales de funcionamiento del 75 % y trabajando con un máximo de horas durante todo el mes, los motores son capaces de satisfacer toda la energía eléctrica en servicios auxiliares de la instalación hotelera.

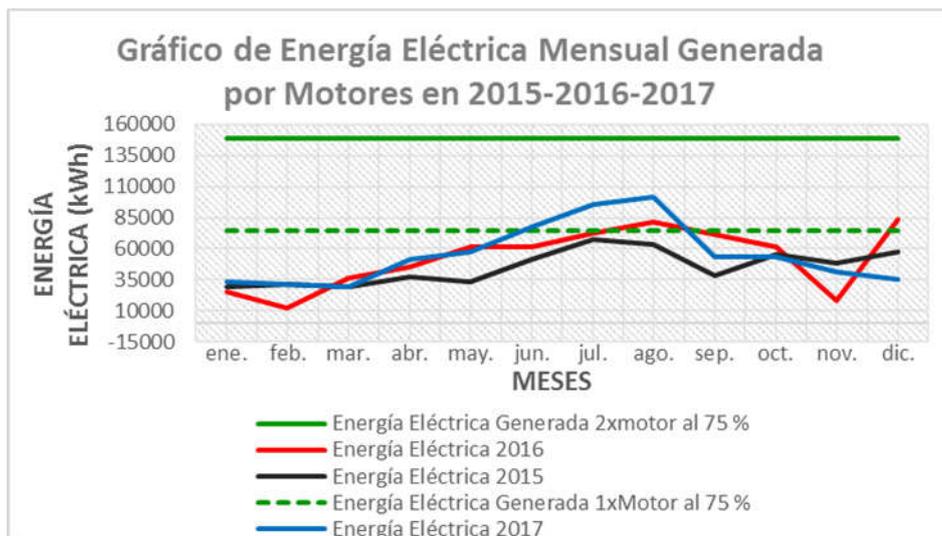


Figura 62 Gráfico de comparación de energía eléctrica demandada por el motor vs. energía facturada, estimada máxima y estimada real del hotel Rancho Luna.

A priori, da la impresión de que se ha sobredimensionado el motor en la producción de energía eléctrica. Pero no es así, ya que la producción de dicha energía dependerá de la térmica demandada en cada momento. Esto es debido a que la instalación eléctrica se utiliza en función de las demandas térmicas, aunque en este caso, toda la electricidad excedente se le venderá a la red como instalación de régimen especial.



En este caso, los motores-generadores de los grupos electrógenos HIMOINSA de 136 kW cada uno, elegidos para este estudio, cumplen sus objetivos de selección, demandando toda la energía necesaria con un número de horas de trabajo recomendado. En otras cuestiones, ambos motores trabajando al 75 % de capacidad liberan 93 m³/min gases de escapes residuales cada uno, con una suma de 11 160 m³/h (5 100,12 kg/h), suficiente energía primaria para que la enfriadora por absorción de gases de escape cumpla su demanda, ya que este al 91,2 % de funcionamiento necesita 4 969,26 kg/h de gases para generar los 795,26 kW de potencia frigorífica máxima registrada.

Por otro lado, los motores elegidos deberán contar con un último criterio de selección, ya que estos estarán dispuestos en una instalación hotelera con estrictos niveles sonoros de ruido. Para ello, el propósito de este juicio es que los motores cumplan las normativas de emisión de ruido en el hotel, con el apoyo de la especificación aportada por el fabricante y expuesta en la tabla 20.

En la siguiente tabla 21, se exhibe para diferentes áreas de cualquier instalación hotelera, los disímiles niveles de exposición al ruido en decibelios a que pueden estar sometidos los visitantes del hotel, medidos en decibelios ajustados (db(A)) para cada área de estas instalaciones.

Tabla 21 Criterios de emisión de ruido en los hoteles. (ASHRAE Handbook, s. f.)

Categoría	Condiciones de Verano		Ventilación (cfm)	Nivel de intensidad de ruido (dbA)
	Temperatura (°C)	Humedad relativa (%)		
Habitaciones	24 to 26	50 to 60	30 a 60 por habitaciones	25 a 35
Lobby	24 to 26	40 to 60	15 por persona	35 a 45
Lugares de conferencia	24 to 26	40 to 60	20 por persona	25 a 35

Como método de comprobación de la intensidad del ruido sobre las habitaciones y lobby del hotel, se aplica la Ley del Inverso Cuadrado (Tippens 2001), que deriva una disminución de nivel sonoro de 6 db por el doble de la distancia dada por el equipo, es decir, los GEE trabajan a 68 db(A)7m, siendo así una disminución de 6



db por cada duplo de 7m a partir de los 68 db(A). Con este fin, las intensidades de contaminación sonora máxima sobre el área habitacional deberán ser de 26-32 db(A) a una distancia mínima de 49-42m de ubicación de estos equipos, mientras para el área del lobby será de 38-44 db(A) a una amplitud de 35-28m.

No obstante, aunque se verifica la distancia a la que deberán estar los GEE para que su nivel de ruido de trabajo no contamine diferentes sectores del hotel, estos equipamientos operarán bajo condiciones más estrictas, donde se destina actualmente en el hotel un cuarto insonoro de más de 100 metros de distancia del área más cercana a este espacio.

3.3.3 Componentes del sistema cogeneración elegido

El nuevo sistema de CHP configurado por el autor se compone de las siguientes partes:

- El sistema de generación primaria está formado por dos grupos electrógenos diésel HIMOINSA HFW-155 T6 de 276 kW de potencia eléctrica cada una.
- Sistema de soporte auxiliar utilizado para complementar la producción térmica en ACS necesaria para cubrir la demanda prevista, será garantizando por la continuidad del suministro de este en los casos de períodos de picos de demanda o consumo superior al previsto está constituido por tres calderas de GLP del sistema convencional, ya que el sistema primario seguirá siendo la aportación del campo solar
- Un sistema de acumulación que almacena la energía térmica generada hasta que sea utilizada.
- Una instalación eléctrica encargada de realizar la conexión entre el grupo cogenerador, el consumo del edificio y el SEN.
- Un circuito hidráulico constituido por tuberías, bombas, válvulas, etc. encargado de conducir el movimiento del fluido caliente desde el sistema de generación hasta el sistema de acumulación y desde éste a la red de consumo. Circuito primario: es el circuito cerrado encargado de transportar el calor desde el punto de producción hasta el acumulador de agua. Circuito



secundario: es el circuito encargado de transportar el calor del circuito primario a los puntos de consumo y al sistema de refrigeración.

- Un sistema de climatización centralizado Chiller BROAD BE-75 de una potencia frigorífica de 872 kW.

En la figura 63, queda visualizado el esquema del sistema de CHP propuesto, con grandes unidades

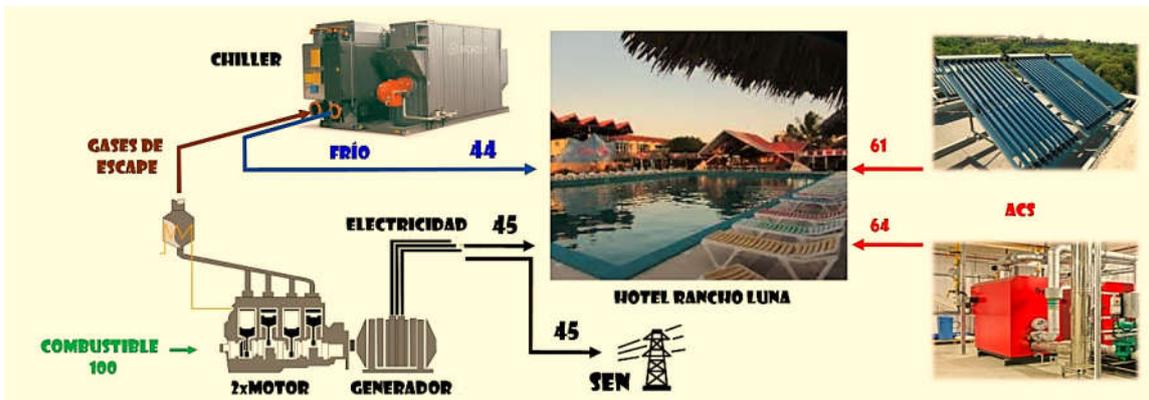


Figura 63 Esquema de cogeneración seleccionado. (Elaboración propia)

3.4 Evaluación de la eficiencia energética del sistema cogeneración elegido

Como propuesta sobre el sistema convencional del hotel Rancho Luna, se exhibe el sistema de cogeneración dado en la figura 63, que independiza el suministro de energía eléctrica del SEN y la antigua forma de producción de frío con la autogeneración de electricidad y aislada forma de obtención de frío.

Como refleja la figura 64, el nuevo esquema presume de un elevado rendimiento global en un 84 %, aprovechándose de los gases residuales que genera el motor primario del equipo de cogeneración.

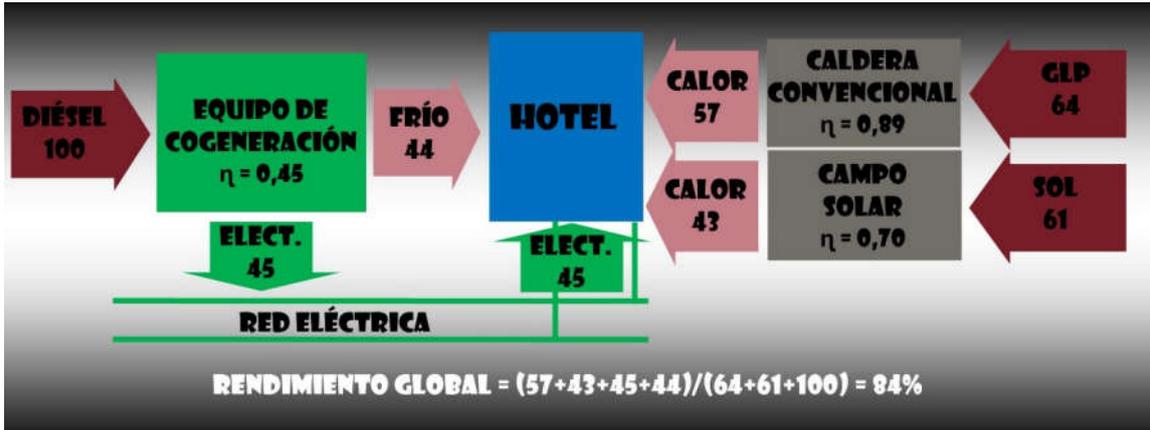


Figura 64 Rendimiento global del sistema de cogeneración en el hotel Rancho Luna.
(Elaboración propia)

Dicho sistema, para satisfacer 611 781,5 kWh de energía eléctrica facturada promedio por año sin generar dicha energía para procesos de climatización gracias al aprovechamiento de los gases residuales del motor primario en un Chiller, se puede calcular el consumo de combustible necesario para realizar tal demanda.

Primeramente, el consumo de combustible de un solo motor-generator (grupo electrógeno HIMOINSA HFW-155 T6) funcionando a 75 % de su capacidad durante 8 640 horas al año, emplea 198,72 l/año de diésel, para una generación eléctrica de 894 240 kWh/año, quedando consigo que para la energía eléctrica útil la nueva planta cogenerativa con el uso de ambos motores emplee 397 440 l/año para generar 1 788 480 kWh/año.

Dado a que la densidad de combustible utilizado (diésel) como energía primaria de los motor-generadores seleccionados posee una densidad específica de 0,832 kg/l, a una temperatura ambiente (27 °C), podemos concluir mediante la ecuación 3.4 que el sistema de cogeneración diseñado consume 331 ton/año de diésel, siendo este equivalente a 314,22 TEP.

$$G_{\text{Diésel}} = 397\,440 \text{ l/año} * 0,832 \text{ kg/l} = 330\,670 \text{ kg/año} \quad \text{Ec. 3.4}$$



Para estos sistemas de altos índices de eficiencia por el aprovechamiento de energías térmicas residuales, se procede mediante la siguiente ecuación el rendimiento en la producción eléctrica de la instalación:

$$\eta_{el\acute{e}ct} = \frac{E_{cg}}{EP_{cg}} = \frac{1\,788\,480\text{ kWh/año}}{3\,962\,701,27\text{ kWh/año}} = 0,45 \quad \text{Ec. 3.4.A}$$

3.5 Análisis y discusión de los resultados energéticos

Para llevar a cabo la comparación del sistema convencional actual de generación de energía eléctrica hacia el hotel y el nuevo sistema de cogeneración, se definen en la siguiente tabla 22 diferentes parámetros que permitirán evaluar técnicamente cuál sistema aporta mejores rendimientos y menores consumos de combustibles a mayor generación de energía eléctrica. En el Anexo No.12 se presenta la derivación del consumo de combustible.

Tabla 22 Comparación termo-energética del sistema convencional de energía eléctrica del hotel Rancho Luna vs. el sistema de cogeneración seleccionado.

	Sistema Convencional	Sistema de Cogeneración
Combustible Utilizada	Fuel Oil	Diésel
Valor Calórico	9 050 kcal/kg	10 220 kcal/kg
Consumo de Combustible	363,5 TEP	320,1 TEP
Energía Eléctrica Generada	1 318 026,67 kWh/año	1 788 480 kWh/año
Eficiencia Eléctrica	39 %	45 %
Eficiencia Global	60 %	84 %
Perdidas T&D	3 %	0,0 %
Aportación	Electricidad	Electricidad/Frío

3.6 Conclusiones parciales del capítulo

- El sistema convencional actual de obtención de energía eléctrica del hotel Rancho Luna se produce mediante una CTE a través del SEN, con un consumo de combustible primario (Fuel Oil) de 363,5 TEP para satisfacer 1 318 026 kWh/año a una eficiencia de 39 %, considerado una de las más altas. La sustitución de una planta de cogeneración con un consumo de



320,1 TEP de combustible primario (Diésel) para generar mayor energía eléctrica en 1 788 480 kWh/año, con una eficiencia eléctrica de un 45 %.

- El rendimiento global con que cuenta el sistema convencional de energía eléctrica y térmica del hotel, oscila entre un 60 %, a pesar de contar con el apoyo eficiente de un campo solar y quemadores para ACS.
- El MCI se presenta como el quipo primario de generación de energía y aportación de energía primaria hacia el Chiller por encima de una turbina de gas, ya que el motor es ideal para potencias por debajo de 5 MW instalados, altas eficiencias de conversión de energías y adecuado para las distintas variabilidades de cargas exigidas en el hotel.
- La elección de los motores HIMOINSA HFW-155 T6 de 136 kW de potencia eléctrica cada una, son adecuados para la capacidad eléctrica que necesita el hotel, además de aportar a medianas capacidades de funcionamiento los gases residuales vitales para generar energía térmica. Su marca y modelo son de gran confiabilidad y calidad en el mercado.
- El Chiller BROD BE-75 de doble efecto de 872 kW de potencia de frío, es la máquina adecuada para afrontar la capacidad térmica exigida por el hotel, ya que su principal característica es el aprovechamiento de los gases residuales por absorción a través de una sola fuente de calor. Igualmente, su prototipo en el mercado es la primordial competencia de estas tecnologías, que garantiza la alargada vida útil.
- El nuevo sistema de cogeneración diseñado garantiza 725,26 kW de potencia en frío, el máximo registrado por la institución, a tan solo el 91,2 % de la capacidad de trabajo de la enfriadora por absorción, demandando a los motores 5 100,12 kg/h de gases residuales como energía primaria a una capacidad de trabajo de 75 % y generando estos 1 788 480 kWh/año de energía eléctrica, donde el excedente producido menos la energía exigida será vendido como régimen especial al SEN.
- El nuevo sistema de cogeneración diseñado presume de una elevada eficiencia global, debido al aprovechamiento de las pérdidas térmicas residuales, en una valía de un 90 %.



- La antigua forma de producción de energía térmica en forma de calor a través del campo solar y las calderas de GLP, forman parte del sistema de cogeneración, siendo ellos parte de la alta eficiencia global que posee esta planta, garantizándose así la electricidad, clima y ACS de formas muy eficientes para hoteles nacionales.
- La planta de cogeneración situada a una distancia de 100 metros del área habitacional, cumple con los requerimientos de intensidad sonora del ruido, con rangos aceptados de 26 a 32 db(A) para instalaciones hoteleras.

Capítulo IV. Viabilidad Económica y Ambiental del Sistema de Cogeneración

Introducción al capítulo

Uno de los principales análisis que se deben realizar a la hora de llevar a cabo un estudio sobre cogeneración, es el estudio económico. Esto es debido a la posibilidad de que el proyecto sea o no, económicamente viable.

Hay que destacar que este tipo de proyectos requieren una inversión inicial muy elevada y esto hace que el estudio económico sea fundamental, ya que se debe saber si esta inversión inicial va a ser recuperada y aproximadamente en qué período de tiempo. Por eso es importante saber cuáles son los costes previos a la instalación de cogeneración, a fin de compararlos con los costes posteriores a la misma.

Un sistema de cogeneración se proyecta fundamentalmente para ahorrar dinero y en muchos casos para obtener altos beneficios económicos. Dado que, son los



ahorros o beneficios los que justifican tal proyecto, el proceso previo a la toma de decisión tendrá como objetivo fundamental determinar si realmente la cogeneración es una opción que permite alcanzar esos objetivos.

La gran ventaja de las instalaciones de cogeneración es el gran ahorro económico que suponen. Por tanto, resulta fundamental calcular dicho ahorro, gracias a la implantación de este tipo de instalaciones en hoteles. En el presente estudio se realiza, a partir de la demanda inicial que se ha considerado para diseñar la instalación, un cálculo del gasto que supondría el funcionamiento de la instalación de cogeneración, además de la realización de cálculos de distintas relaciones de rentabilidad. De esta forma se comprueba la alta renta que se consigue y la rápida recuperación de la inversión.

Como ya se ha mencionado, los costes iniciales son altos, por tanto, para que se produzca una amortización temprana, el ahorro anual debe ser bastante elevado. Por todo lo anterior, en este capítulo del proyecto se abordará el análisis de los costes antes y después de la instalación de cogeneración y se llevarán a cabo los estudios típicos de rentabilidad para demostrar la viabilidad económica de la instalación.

4.1 Valoración económica del sistema actual

Anteriormente fueron expuestos los principales consumos de los portadores energéticos utilizados en los años 2015-2016-2017, dichos consumos produjeron costos, los cuales serán analizados en este capítulo. La figura 65, muestra la estructura de estos costos por cada portador energético utilizado.

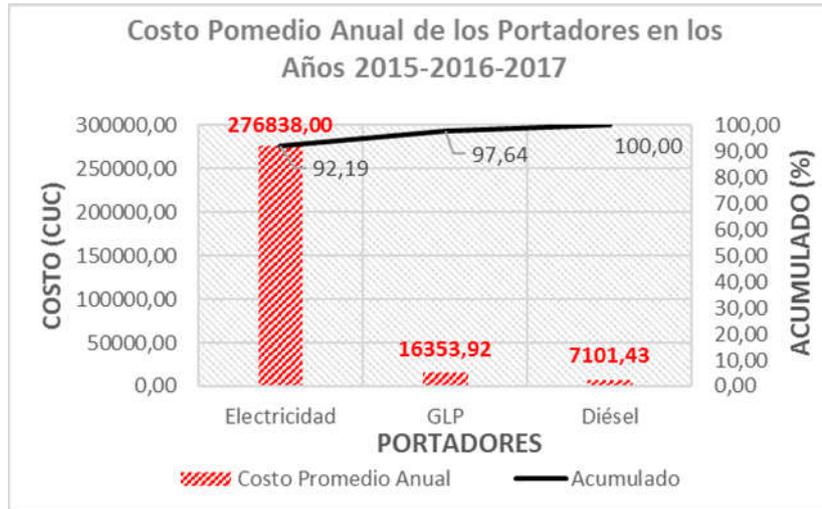


Figura 65 Costo de portadores energéticos del hotel Rancho Luna en los años 2015-2016-2017.

El gráfico refleja como el mayor costo producido, es obtenido en el consumo de energía eléctrica, en el que representa el 92,19 % del consumo total de portadores. constituyendo un costo promedio anual de 276 838 CUC. En ínfimos costos, se encuentra el GLP del calentamiento de agua por calderas y el Diésel introducido al grupo electrógeno, simbolizando el 5,45 y 2,36 % del total. En la siguiente tabla 23, se expresa los valores totales de costos promedios al año por las demandas de electricidad, GLP y diésel.

Tabla 23 Costo de los portadores energéticos del hotel Rancho Luna en los años 2015-2016-2017.

Portadores	Costo Promedio Anual (CUC)	Costo Total Anual (CUC)
Electricidad	276 838	300 293
GLP	16 354	
Diésel	7 101	

4.2 Valoración económica del sistema de cogeneración

Determinar la viabilidad o no viabilidad económica de la planta de cogeneración propuesta, supone la recuperación o no de la inversión realizada antes de la finalización de la vida útil de la instalación.



El estudio de viabilidad se realiza en gran parte en términos de ahorro de energía primaria. Esto es, ahorro de combustible y electricidad, y por tanto ahorro económico derivado del menor coste en combustible y el ingreso derivado de la venta de la electricidad a la red.

El acápite estará compuesto por un plan de inversiones y de financiación inicial, una cuenta de resultados, un plan de tesorería, un balance provisional y por último un plan de financiación a 25 años. Para darle respuesta a esta viabilidad, se utiliza en la evaluación específicas herramientas considerando la variación del valor del dinero en el tiempo, al analizar los beneficios y costos esperados durante la vida útil del equipamiento, certificando así la confiabilidad económica del proyecto.

4.2.1 Indicadores económicos para la evaluación financiera del proyecto

4.2.1.1 Valor Presente Neto

El VPN es una medida de las ganancias que puede reportar cualquier proyecto, siendo positivo si el saldo entre los beneficios y gastos es favorable, y negativo en caso contrario. Como procedimiento no es más que el valor actual de un determinado número de flujos de caja futuros (F_{C_i}), originados por una inversión (K_0) durante todos los años de evolución del proyecto. Se calcula sumando todos los ingresos y desembolsos que generan e implican una inversión, actualizándolos a una tasa de descuento (D) fijada previamente, y que representa la tasa mínima a la que la empresa está dispuesta a invertir. Suele ser el coste de capital más una cuota de riesgo. Ver ecuación 4.2.1.1.

$$VPN = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_{C_i}}{(1+D)^i} \quad \text{Ec.4.2.1.1}$$

Para aceptar una inversión hemos de obtener un VAN positivo, es decir que nos permita recuperar el valor de la inversión. A mayor VAN, mayor rentabilidad y más viable será el proyecto.

De forma general, el flujo de caja no es más que la diferencia neta entre beneficios y costo en cada uno de los años que refleja el dinero real en caja, donde se toma como convenio que las entradas de cajas (ingresos) son positivas, y las salidas



(gastos) son negativas, lo cual quiere decir que los signos de los flujos de cajas resultan del balance anual entre costos y beneficios. Se puede calcular mediante la ecuación 4.2.1.1.A como:

$$Fc_i = (I_i - G_i - Dep) \left(1 + \frac{t}{100}\right) + Dep \quad \text{Ec. 4.2.1.1.A}$$

Donde:

I_i – Ingresos al año i , \$

G_i – Gastos al año i , \$

t – Tasa de impuestos sobre ganancias, %

Dep – Depreciación del equipamiento o amortización de la inversión, \$

La depreciación es el proceso para asignar o repartir la inversión inicial en activos fijos, en periodos donde el uso de dichos activos reporta beneficios a la empresa. En otro sentido no es más que la disminución periódica del valor en dinero de un bien material o inmaterial derivándose de tres razones principales: el desgaste debido al uso, el paso del tiempo y la vejez.

4.2.1.2 Tasa Interna de Retorno

La TIR se define como el tipo de interés en el que el VAN se hace cero. Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de descuento, el coste de oportunidad de la inversión. Si la tasa de rendimiento del proyecto, expresada por la TIR, supera la tasa de descuento, se acepta la inversión, en caso contrario se rechaza. La tasa de descuento es igual a la tasa de interés efectiva de los préstamos a largo plazo en el mercado de capitales, o bien, es la tasa de interés que paga el prestatario por el préstamo requerido para la inversión. Analíticamente el TIR se determina mediante la ecuación 4.2.1.2 como:

$$0 = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{Fc_i}{(1 + TIR)^i} \quad \text{Ec. 4.2.1.2}$$



4.2.1.3 Período de Recuperación de la Inversión

Es el tiempo en que se recupera la inversión inicial para una tasa de descuento (D) considerada. Se calcula en la ecuación 4.2.1.3, como el momento para el cual el VPN se hace cero.

$$0 = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+D)^i} \quad \text{Ec. 4.2.1.3}$$

Tradicionalmente el PRI se calcula como la inversión inicial entre los ingresos esperados al año, sin tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo, costo del uso del capital inicial, por lo que por esta vía el valor que se obtiene es inferior al real, y generalmente se denomina como Periodo Simple de Recuperación de la Inversión.

4.2.2 Plan de inversiones y de financiación inicial

4.2.2.1 Capital inicial o necesario

Se necesita saber cuáles van a ser las necesidades iniciales para poner el proyecto en marcha y qué capital será necesario para cubrir dichas necesidades.

La inversión más elevada e importante vendrá dada por la maquinaria de la planta de cogeneración, tanto de los dos grupos electrógenos HIMOINSA HFW-155 T6 como de la máquina de absorción Chiller BROAD BE-75, además del 15 % del costo total de inversión de equipos y sistemas auxiliares y un 110 a 150 USD/kW de potencia eléctrica y térmica cogenerada en operaciones de instalación. En la tabla 24 se muestra el capital necesario o costo de inversión a demandar.

Tabla 24 Cotos de inversión.

Tipos de Inversión	Costo/año	Conversión
2x GEE HIMOINSA HFW-155 T6	70 000 €	79 450 CUC
Chiller BROAD BE-75	184 000 €	208 840 CUC
Equipos y Sistemas Auxiliares	50 800 €	57 658 CUC
Operación de Instalación	126 280 USD	122 870 CUC
Costo total de inversión		468 818 CUC



Para la tasa de conversión de monedas, se consultó en el cambio referido al 1/6/2018 por parte del BANDEC, en cifras de 1 € por 1,135 CUC y 1 USD por 0,973 CUC.

4.2.2.2 Ingresos operativos

Los ingresos operativos son aquellas operaciones que incrementan el valor patrimonial de la empresa. En este caso de estudio, los ingresos están dados por la venta de energía eléctrica excedente del sistema de cogeneración al SEN, el ahorro de energía eléctrica dejada de comprar al SEN gracias a la autogeneración de los grupos electrógenos y también la energía eléctrica ahorrada en la nueva forma de producción de frío gracias al aprovechamiento de gases residuales por la máquina de absorción.

En el primer caso, la venta de energía eléctrica como un régimen especial, está dado por la diferencia de electricidad excedente del sistema de cogeneración dada en la figura 62 de 1 788 489 kWh anuales y la energía eléctrica promedio consumida en los años 2015-2016-2017 de 1 318 026,67 kWh anuales, dando un resultado de 470 453,3 kWh/año. Dicha derivación, equivale según la Resolución 425 del 27 de diciembre de 2011 sobre la tarifa de compra de energía eléctrica para los servicios clasificados como generadores y cogeneradores renovables del MINAZ, por el MFP, a $0,0508 \text{ CUC/kWh} \cdot k + 0,012 \text{ CUC/kWh}$, donde el llamado factor K, que no es más que el coeficiente de ajustes a las tarifas por variaciones de precios de combustibles. Recalcar que dicho decreto es la única regulación existente en el país que expresa el importe por venta de energía eléctrica al SEN, y solo es aplicable al MINAZ.

Debido a esta barrera, nuestro excedente de electricidad se acoge a este monto con un factor K promedio de 3,4185 de los meses enero, febrero, marzo, abril y mayo de 2018, dando un ingreso de 87 316 CUC por venta de energía al SEN.

Para el segundo caso de entrada de ingresos, los ahorros de energías eléctricas son el principal aporte, gracias al cual, el proyecto es rentable económicamente.



Con el nuevo diseño del sistema de cogeneración, el consumo promedio anual de energía eléctrica total (facturada) ahorrada sería de 1 318 026,67 kWh, siendo 706 244 kWh de ellos lo consumido por el clima, con un valor de 148 339,5 CUC/año y 128 498,5 CUC/año de la energía eléctrica de los otros sistemas auxiliares del hotel.

Luego de conocer ambas formas de ingresos monetarios, en la tabla 25 se sintetiza el ingreso total que debería obtendrá el hotel para afrontar la futura inversión.

Tabla 25 Ingresos totales.

Tipos de Ingresos	Costo/año
Por venta al SEN	87 316 CUC
Ahorros en clima	148 339,5 CUC
Ahorros en sistemas auxiliares	128 498,5 CUC
Total de ingresos	364 154 CUC

4.2.2.3 Gastos operativos

En este punto los gastos operativos son aquellas operaciones que disminuyen el valor patrimonial de la empresa. Es decir, para esta investigación, los egresos son los gastos en operación y mantenimiento de la nueva planta de cogeneración y los gastos por el consumo de combustible que se va a emplear en ella.

Se procede con las salidas monetarias en operaciones y mantenimientos, siendo esta por la misma fuente anteriormente consultada, una estimación de 7,28 USD por MWh eléctricos generados, resultando así un valor de 13 016,64 USD/año por 1 788 MWh anuales de energía eléctrica procedente de los dos motores-generadores.

De los gastos por consumos de combustibles, se aplica a los 518 400 litros de diésel anuales consumidos por los dos grupos electrógenos al 75 % de su capacidad de trabajo, el valor de 0,5549 CUC de tarifa aplicable por Cupet hacia el hotel, fluctuando un valor de 218 592 CUC/año.



Nuevamente, un resumen de los gastos operativos totales, se muestra en la tabla 26 los valores hallados anteriormente.

Tabla 26 Gastos totales.

Tipos de Gastos	Costo/año	Conversión
Operación y mantenimiento	13 016,64 USD	12 665 CUC
Combustible	218 592 CUC	218 592 CUC
Total de gastos		231 257 CUC

4.2.3 Índices de financiación

Para la realización económica de esta investigación, no se hace posible sin el uso de diferentes índices esenciales para definir y regular una financiación de acuerdo a la política del estado donde se aborda. Estos se entienden por tasa de descuento o de interés de una unidad de moneda en una unidad de tiempo, la tasa de inflación sobre los bienes y servicios existentes en el mercado, el margen de riesgo y tasa de impuestos. A continuación, se determinan dichos datos Según la Dirección General de Tesorería del Banco Central de Cuba en las circulares 5/2011 y 2/2012 y artículo 97 de la Ley 113 publicada en la Gaceta Oficial No. O53 Ordinaria del 21 de noviembre de 2012 referida a la tasa de impuesto.

- Tasa de descuento o de interés (r): 8 %.
- Tasa de Inflación (f): 5,2 %
- Margen de riesgo: 3 %
- Tasa de impuesto (t): 35 %

4.2.4 Resultado de la viabilidad

Para la realización de la viabilidad económica de este proyecto, se ejecuta mediante la utilización de la herramienta informática Excel del paquete Office en aras de minimizar el trabajo voluminoso que genera los distintos cálculos de una detallada evaluación económica. El uso de las fórmulas y datos ofrecidos a lo largo de los acápites anteriores, proporcionan la respuesta viable y no viable de la



implementación de este sistema de cogeneración en el hotel Rancho Luna de la provincia de Cienfuegos.

En el Anexo No.13 se proporciona el desarrollo del cálculo económico mediante la utilización de la herramienta Excel, donde se visualiza en la figura 66 los principales parámetros de aceptación y comparación que pudieran definir la factibilidad de la investigación, como lo son el valor actual neto (VAN) y el periodo de retorno de la investigación (PRI).

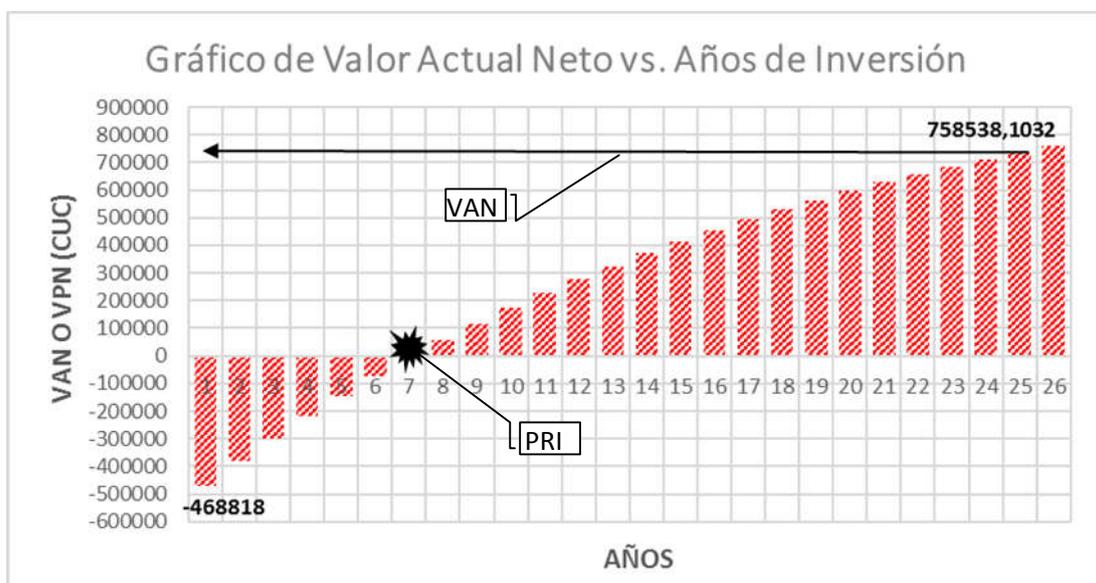


Figura 66 Gráfico viabilidad económica a través del VAN y PRI.

Como se muestra en la figura 66, el nuevo diseño de una planta de cogeneración que autogenera su propia energía eléctrica y energía térmica en frío para el consumo del hotel, presenta una inversión con una durabilidad a 25 años de realización, con una inversión inicial de 468 818 CUC exhibiendo un valor actual neto en ese plazo de 758 538 CUC para un período de retorno de la inversión de 6,5 años.

Factiblemente esta inversión es económicamente viable, es decir la implementación de esta planta de cogeneración tiene una recuperación grande



índices de ingresos por encima de lo invertida, además de que se hace más atraíble por el poco período de recuperación, lo que hace que se minimicen los riesgos que pudieran existir en aras de afectar la tasa de esta recuperación.

Por otro lado, otro parámetro muy valioso a tener en cuenta para esta valoración financiera es la TIR, con un interés de 11 % de ganancia con que se rescata la inversión. Esta tasa permite conocer la comparación de cuál inversión aportará mayor ganancia para el inversor, siendo a mayor valor la mejor opción a invertir. Como comparación de esta inversión, se propone la tasa de interna de retorno del Banco de Crédito y Comercio actualmente en un 8 %, como una vía real de inversión del hotel, resultando en a lo largo de 25 años un VAN y un PRI mucho menor que la ofrecida por la planta de cogeneración.

4.3 Evaluación del impacto ambiental

La gran dependencia de la quema de combustibles fósiles como generación de energía eléctrica en todo el mundo representa invisiblemente el deterioro del medio ambiente, específicamente la contaminación del oxígeno atmosférico contenido en la tierra, que mantiene la vida terrestre de cada especie.

Esta combustión, procedente de cualquier equipo que convierta químicamente energía interna contenido en un combustible, intensifica su capacidad de contaminación de acuerdo al tipo de tecnología utilizada, eficiencia de la tecnología y poder calórico aportado por el combustible. De acuerdo a una central termoenergética, como lo muestra la figura 67, los principales compuestos contaminantes según su procedencia se clasifican de dos formas:

- Contaminantes primarios: Son los que proceden directamente de las combustiones u otro tipo de reacciones químicas, por ejemplo, el monóxido de carbono, el óxido nítrico y el dióxido de azufre.
- Contaminantes secundarios: Son aquellos que se originan por la interacción química entre los contaminantes primarios y los compuestos de la atmósfera



activados por la luz solar, por ejemplo, el ácido sulfhídrico, que deriva de dióxido de azufre, y el ácido nítrico, que deriva de dióxido de nitrógeno.

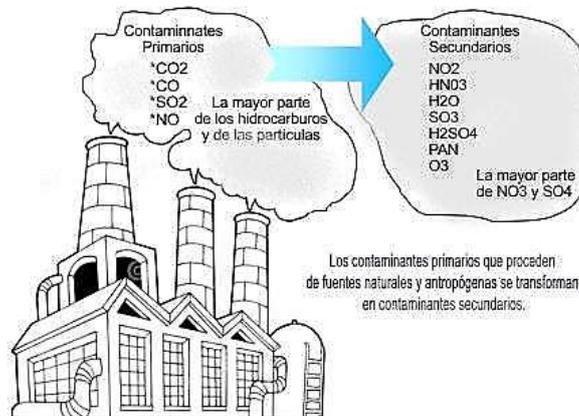


Figura 67 Emisiones químicas de los contaminantes de la combustión.

Cada compuesto químico mencionado anteriormente, presenta características únicas sobre la nocividad del ser humano. El SO₂ es un gas incoloro y no inflamable, de olor acre e irritante. Procede de la producción energética-térmica que deriva del consumo de combustibles fósiles que contienen azufre. La mayor parte del azufre nocivo se forma en el procesamiento del gas natural y en el refinamiento del petróleo. El SO₂ produce broncoconstricción, dicho efecto aumenta con la actividad física, con la hiperventilación, al respirar aire frío y seco y en personas con hiperactividad bronquial.

El CO es un gas incoloro, inodoro e insípido. Es el contaminante más abundante y de mayor distribución de la capa inferior de la atmósfera. El origen principal de CO por las actividades humanas es la combustión incompleta de los carburantes. Tiene efectos serios sobre la salud, principalmente respiratorios y cardiovasculares. En concentraciones altas, puede causar la muerte, en tiempos de exposición relativamente cortos. Según la OMS, el nivel de COHb en la sangre de las personas expuestas a CO no debiera superar el 2,5 %, respecto al contenido total de hemoglobina, siendo un nivel normal de COHb entre un 1,2 y 1,5 %.



El CO₂ es un gas incoloro, inodoro y 1,5 veces más denso que el aire. Es un componente natural de la atmósfera. En los procesos de producción de energía, como en la calefacción y el transporte, se libera este compuesto y las elevadas concentraciones pueden llegar a ser muy contaminantes.

La cogeneración representa en sí misma una mejora del medio ambiente, fundamentada de manera principal en el hecho de que, debido a su alta eficiencia, el combustible requerido por unidad eléctrica generada es, por término medio, la mitad del empleado por las centrales térmicas convencionales del servicio público.

4.3.1 Evaluación de gases contaminantes en Cuba

Las emisiones de GEI de Cuba son insignificantes a escala global y representan solo 0,1 % del total. En el período 1990-2011 nuestras emisiones de CO₂ por persona disminuyeron un 22 %. Según la AIE, en el 2011 a cada cubano le correspondía la emisión anual de 2,49 t CO₂ por la quema de combustibles fósiles en las diferentes áreas de nuestra economía, incluyendo la generación eléctrica, siendo un promedio mundial de 4,5 t CO₂ por persona al año (Arrastía A., s. f.).

Cálculos realizados a partir de cifras publicadas por la Administración de Información de Energía de Estados Unidos, arrojan que nuestro país emitió en el 2011, un 43 % menos CO₂ del que emitía en 1990 para obtener mil dólares de su PIB, fijado el valor del dólar en el que esta moneda tenía en el 2005. En esa misma proporción disminuyó la intensidad energética, cantidad de energía primaria necesaria para producir una unidad del PIB. Conocer que generar la electricidad que usamos tiene asociadas elevadas emisiones de dióxido de carbono y requiere de portadores fósiles importados, son incentivos para usarla racionalmente y trabajar por descarbonizar nuestra matriz energética (Arrastía A., s. f.).

En la tabla 27, se muestra por parte de especialistas del Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente y del Centro de Gestión de la Información y Desarrollo de la Energía un total de 1 105 686 tCO₂ de emisiones dejadas de



emitir por parte de una serie de proyectos como parte del MLD que ejecuta el país, en aras de seguir un proceso que ayude a la descontaminación ambiental.

Tabla 27 Reducción de emisiones de tCO₂ de proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio. (CUBAENERGÍA 2013)

Proyectos MDL	Emisiones de tCO ₂ /año
Introducción de 8 hidroeléctricas en Cuba	50 827,2
Sustitución de lámparas	437 053
Central eléctrica de biomasa forestal La Melvis	17 524
Parque eólico de Punta Ganado	71 048
Generación de energía a partir del biogás en el MINAZ	421 239
Generación de energía a partir del bagazo y los residuos de la cosecha en la empresa azucarera de Antonio Guiteras Holmes.	96 537
Generación de energía a partir del bagazo y los residuos de la cosecha en la empresa azucarera de Ciro Redondo.	125 458
Reducción de las emisiones CO ₂ de en la producción de cemento con aditivos en cementos Cienfuegos S.A.	66 000
Total	1 105 686,2

Actualmente en el país, en municipios como Mariel, Moa y Nuevitás, muestran una situación preocupante de contaminación sobre la calidad del aire debido a la existencia en ellas de la industria del níquel, fábricas de cemento y fertilizantes, termoeléctricas, entre otras entidades, siendo estas localidades críticas en cuanto a contaminación se refiere. Ciudades como Santiago de Cuba, Matanzas y Cienfuegos también cuentan con puntos industriales, aún alejados de las ciudades, pero incidiendo peligrosamente los efectos contaminantes en días y épocas determinadas, en dependencia de ciertos factores climatológicos como los vientos (Santo 2017).

En la localidad cienfueguera, donde se enmarca este caso de estudio, se analizará las emisiones contaminantes procedentes de ambas alternativas, es decir del sistema actual de obtención de energía eléctrica del hotel por una CTE y del sistema de cogeneración diseñado, partiendo de las toneladas equivalentes de petróleo usados en cada sistema para generar energía eléctrica.



4.3.2 Factores de emisión de CO₂

Para calcular las emisiones asociadas a los sistemas a analizar en esta investigación, debe aplicarse el factor de emisión que corresponda al combustible empleado en cada una de ellas, de acuerdo con los datos siguiente tabla 28:

Tabla 28 Factores de conversión de emisión de CO₂ de los combustibles Diésel, Fuel Oil y GLP. (CICC 2011)

Combustible	Factor
GLP (kg)	2,96 kgCO ₂ /kg
Fuel Oil (kg)	3,05 kgCO ₂ /kg
Diésel (l)	2,79 kgCO ₂ /l

4.3.3 Comprobación ambiental

Para hallar las emisiones CO₂ de cada sistema a analizar, tanto el sistema convencional actual de obtención de energía que posee el hotel como el sistema de cogeneración, emplea un determinado uso de combustibles útiles para diferentes necesidades. Para el primer sistema, en la tabla 29 se calcula las tCO₂ emitidas a la atmósfera anualmente por los usos de los combustibles fuel oil por parte de la CTE para generar electricidad, como portador más alto de la institución, además del diésel consumible por el grupo electrógeno de emergencia y el GLP en el calentamiento de ACS, con un valor de emisión de 1 124 tCO₂/año.

Tabla 29 Emisiones de tCO₂/año del sistema convencional de energía eléctrica del hotel.

Sistema Convencional				
	GLP	Fuel Oil	Diésel	Total de tCO ₂ /año
Consumo	0,0234 kg/año	357 180 kg/año	12 797,67 l/año	1 124 tCO ₂ /año
Emisiones (kgCO₂/año)	0,06926 kgCO ₂ /año	1 089 399 kgCO ₂ /año	35 705,5 kgCO ₂ /año	
Emisiones (tCO₂/año)	6,7x10 ⁻⁵ tCO ₂ /año	1 089 tCO ₂ /año	35 tCO ₂ /año	

Por otro lado, el nuevo sistema de cogeneración cuenta con un valor de emisión de 1 109 tCO₂/año, dado en la tabla 30, contando ahora con el mismo gasto de GLP en calderas, pero sin el consumo de fuel oil, ya que esta planta sustituirá la generación de energía eléctrica en CTE por un aumento del diésel en dos grupos electrógenos.



Tabla 30 Emisiones de tCO₂/año del sistema de cogeneración.

	GLP	Diésel	Total de tCO ₂ /año
Consumo	0,0234 kg/año	397 440 l/año	1 109 tCO ₂ /año
Emisiones (kgCO₂/año)	0,06926 kgCO ₂ /año	1 108 857,6 kgCO ₂ /año	
Emisiones (tCO₂/año)	6,7x10 ⁻⁵ tCO ₂ /año	1 109 tCO ₂ /año	

Ambientalmente, es notable la diferencia de reducción de emisiones de GEI por uno de otro sistema, siendo casi una razón de tres veces esa diferencia. Sin duda el sistema de cogeneración a pesar de ser un esquema de alta eficiencia termodinámica pese un bajo índice de contaminación ambiental, valorando aún más el respeto ambiental, de baja conciencia institucional en la actualidad.

4.4 Análisis y discusión de los resultados económicos y ambientales

El resumen que aparece en la tabla 31 de los principales resultados obtenidos constituye la base fundamental de la selección de una u otra alternativa. Un balance de estos resultados indica que la alternativa de cogeneración, es la más idónea, teniendo una TIR muy atractiva, pues este presenta los mayores ahorros monetarios anuales con menores usos de combustibles contaminantes, lo que se presenta como una alternativa de baja contaminación ambiental.

Tabla 31 Comparación económica y ambiental del sistema convencional de energía eléctrica del hotel Rancho Luna vs. el sistema de cogeneración seleccionado.

	Sistema Convencional	Sistema de Cogeneración
TIR	8 %	11 %
Combustibles Utilizados	Fuel Oil/Diésel/GLP	Diésel/GLP
Consumo de Combustibles	394 TEP	340,4 TEP
Emisiones (tCO ₂ /año)	1 124 tCO ₂ /año	1 109 tCO ₂ /año
Pago por Combustible	300 293 CUC	234 942,92 CUC

Conclusiones parciales del capítulo

- El actual sistema convencional de obtención de energía del hotel Rancho Luna presenta anualmente un pago de 300 293 CUC por portadores de electricidad, diésel y GLP, siendo para la nueva planta cogenerativa un ahorro en pagos por portadores de diésel y GLP de 65 350 CUC al año.



- El sistema propuesto, da una TIR de un 11 %, superior a 8 %, siendo un resultado admisible para ejecutar la inversión.
- La inversión de la nueva planta de cogeneración tiene un valor de 468 818 CUC, con un VAN de 758 538 CUC y un PRI de 6,5.
- El nuevo sistema de cogeneración propuesto reduce en 15 tCO₂/año de emisiones respecto al sistema convencional.

Conclusiones Generales

- Cuba no implementa el desarrollo de los sistemas de cogeneración en el sector hotelero, sus únicas y avanzadas plantas cogenerativas se localizan en la industria azucarera con un valor hasta el 2018 de un 3,7 % de su matriz energética, no utilizando las potencialidades de la cogeneración en otros sectores de la economía nacional.



- El mayor consumo de los portadores energéticos presentados por el hotel Rancho Luna se encuentra por parte de la electricidad, representando un 91,08 % del total de portadores. Su mayor consumo proviene de las áreas habitacional y cocina-comedor-restaurante en un 39,85 y 30,95 % respectivamente, siendo los equipos de frío el 30,3 % del consumo de energía eléctrica.
- El hotel objeto de estudio, requiere un consumo eléctrico de 1 368 771 kWh/año promedio a partir de un gasto de combustible fuel oil de 996 ton/año y 43 264 l/año de GLP para el calentamiento de agua en las calderas, lo que realizado a partir del SEN presenta un rendimiento global de 60 %, además de las bondades que presenta el calentamiento de agua solar.
- El nuevo sistema de cogeneración diseñado presenta un elevado rendimiento global de un 84 %, en el que genera a un 45 % de eficiencia eléctrica 1 788 480 kWh/año bajo un consumo de 320,1 TPE de combustible diésel, donde se tiene un mayor rendimiento global superior en un 24 %.
- El impacto ambiental del sistema cogenerativo reduce en un 98 % la emisión de gases contaminantes que el sistema convencional actual.
- Los indicadores económicos de la tecnología cogenerativa presenta una inversión inicial de 468 818 CUC, una TIR de un 11 %, con un VAN de 758 738 CUC para un PRI en 6,5 años aproximadamente, lo cual es satisfactorio para una inversión de esta magnitud

Referencias Bibliográficas

Alanne, K., y A. Saari. (2006). Distributed Energy Generation and sustainable development, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 10 (6): 539-358.



- Arrastía A., M. A. (s. f.) Electricidad y Emisiones de CO₂. *CUBASOLAR*.
ASHRAE Handbook. (s. f.) *Hotel Design criteria according*.
- Betz, F. (2009). Combined Cooling, Heating, Power and Ventilation CCHP/V System Integration. Tesis Doctoral, Pittsburgh, Pennsylvania: Carnegie Mellon University.
- Borroto, A. E., F. González, y M. A. Armas. (2009). *Temas de Cogeneración y Generación Descentralizada*. Lic. Niurka Casanovas herrero. la Habana: Felix Varela.
- BROAD, Air Conditioning. (2012). Enfriadoras por Absorción. España.
- CICC, Comisión Interdepartamental del Cambio Climático. 2011. Guía Práctica para el Cálculo de Emisiones de Gases de Efectos Invernaderos.
- Colonna, P., y S. Gabrielli. (2003). Industrial Trigeneration using ammonia-water absorption refrigeration system. *Applied Thermal Engineering* 23: 381-97.
- CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. (1999). Metodología para el análisis de previabilidad en los sistemas de cogeneración. Segunda. México.
- CUBAENERGÍA. (2013). Evaluación de Necesidades Tecnológicas ante el Cambio Climático. *CUBAENERGÍA*, abril de 2013.
- CUPET, Unión Cuba Petróleo. (2017). *Factores de Conversión y Valores Calóricos*. OC-MM 01/P1 20. A1 y A2.
- Fumo, N., P. Mago, y L. Chamra. (2008). Cooling, Heating and Power energy performace for system feasibility. *Journal of Power and Energy* 222 (4): 347-54.
- Grohnheit, P. (1999). *Energy Policy Responses to the Climate Change Challenge: The consistency of European CHP, Renewables and energy Efficiency policies*, RISO National Laboratory. Dinamarca.
- GUASCOR. (2006). Guascor instala equipos de cogeneración y energía distribuida en hoteles de República Dominicana, marzo de 2006. PDF.
- GUASCOR, BAZAN, ENERGO, y ICOGEN. (1998). *Directorio de Motores Alternativos para la Cogeneración*. *Energía*, junio de 1998.
- Hernández S., J., y A. Sánchez C. (2003). Trigeneración: Una Alternativa de Energía Limpia. *Aplicaciones de Energías* 76: 219-77.
- IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. (2008). Guía Técnica para la Medida y Determinación del Calor Útil, de la Electricidad y del Ahorro de Energía Primaria de Cogeneración de Alta Eficiencia, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- IDEA, Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. (2007). Análisis del Potencial de Cogeneración de Alta Eficiencia en España 2010-2015-2020.
- Laino, L.D. (2008). *Un Análisis de la Política Energética en Cuba*. Población y Desarrollo.
- Monteagudo, J.P. s. f. *Gestión y Economía Energética*. Cienfuegos: Universo Sur.
- Mueller, S. (2006). Missing the spark: An investigation into the low adoption paradox of Combined Heat Power Technologies. *Energy Policy* 34: 3153-64.
- NC 45-9. (1999). *Consumo de Agua Potable para Hoteles de 4 y 5 Estrellas y Alternativas de Reducción*.



- Nicolás M., R. (2010). *Guía de la Cogeneración*. Madrid, España: Fenercom Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
- Oficina del MINEM. (2018). *Situación Actual y Futura del Sistema Eléctrico Cubano*. Informativo presentado en PABEXPO: Feria Internacional de Energías Renovables, La Habana, Cuba.
- OLADE, Organización Latinoamericana de Energía. (2017). *Anuario de Estadística Energética*, Segunda. Quito, Ecuador.
- Petchers, N. (2003). *Combined Heating, Cooling and Power Handbook: Technologies and Applications*. The Fairmont Press.
- Plauchú L., A. (2011). *Cogeneración*, PEMEX Petroquímica Morelos, Coatzacoalcos. México.
- Ramos, J., M. A. Lozano, y Serra. (s. f.) *Efecto de las barreras legales sobre la eficiencia y economía de la cogeneración en los edificios*.
- Restscreen Expert. (2018). *Software de Gestión de Energías Limpias* (versión 6.1.1.67). Canadá: Ministerio de Recursos Naturales de Canadá.
- Rivera, M.P., y G.B.C.D. Sicilia. (2018). *Análisis de la política energética a partir del cumplimiento de la reducción de emisiones de dióxido de carbono (co2) entre países de américa latina con economía extractivista*, Facultad de Ciencias Básicas: 1(1).
- Rodríguez D., J. J. (s. f.) *Energía eficiente, Cogeneración. Presente y futuro de la microcogeneración*. *Asociación Española de Cogeneración ACOGEN*.
- Romalde D., J. A. (2017). *Lineamientos de la política Económica y Social del Partido y la Revolución para el período 2016-2021*.
- Sala, J.M. (1994). *Cogeneración. Aspectos Termodinámicos, Tecnológicos y Económicos*. Universidad del País Vasco. Bilbao.
- Santo, C. 2017. *El aire que respiramos*. *Juventud Rebelde-Diario de la Juventud Cubana*, septiembre de 2017.
- Sulaiman, F. (2010). *Thermodynamic modelling and Thermo-economic Optimization of Integrated Trigeneration Plants Using Organic Rankine Cycles*. Tesis Doctoral.
- Tippens, Paul. (2001). *Física: Conceptos y Aplicaciones*. McGraw-Hill.
- Tozer, R., M. Lozano, y A. Valero. (1996). *Aplicaciones Termodinámicas para Sistemas de Aire Acondicionados con Sistemas de Cogeneración*. Proc CIBSE A. Building Serv Eng Res Technol.
- Wu, D. W., y R. Wang. (2006). *Combined Cooling, Heating and Power: A review*, Progress in Energy and Combustion Science 32 (5): 459-95.

Bibliografía

Datos de la Oficina del Centro Provincial de Meteorología. (2018). Cienfuegos.



- Horra, B. F. (Julio 2012). Estudio de Viabilidad Económico-Financiera de una Planta de Trigeneración en un Hotel. Madrid.
- Loidi, J. S. (Marzo 2017). *Decreto-Ley 345 Desarrollo de las Fuentes Renovables y el Uso Eficiente de la Energía*. La Habana.
- Martínez, D. M. (2010-2011). Alternativas de cogeneración para el Hospital Militar Cdte: Manuel Pity Fajardo Rivero de Santa Clara.
- Resolución 425. (2011). *Sistema de tarifas para la compra de energía eléctrica, generada por Biocombustibles que realiza la Unión Eléctrica a los suministradores para su entrega al SEN, mediante los servicios clasificados como Cogeneradores Independientes nacionales*. La Habana.
- TS-803, N. (2010). *Calidad del aire. Emisiones máximas admisibles de contaminantes a la atmosfera en fuentes fijas puntuales de instalaciones generadoras*. La Habana.
- Vukalovitch, M. P. (1983). *Propiedades Termodinámicas del Agua y el Vapor*. La Habana, Cuba: Pueblo y Educación.

Anexos

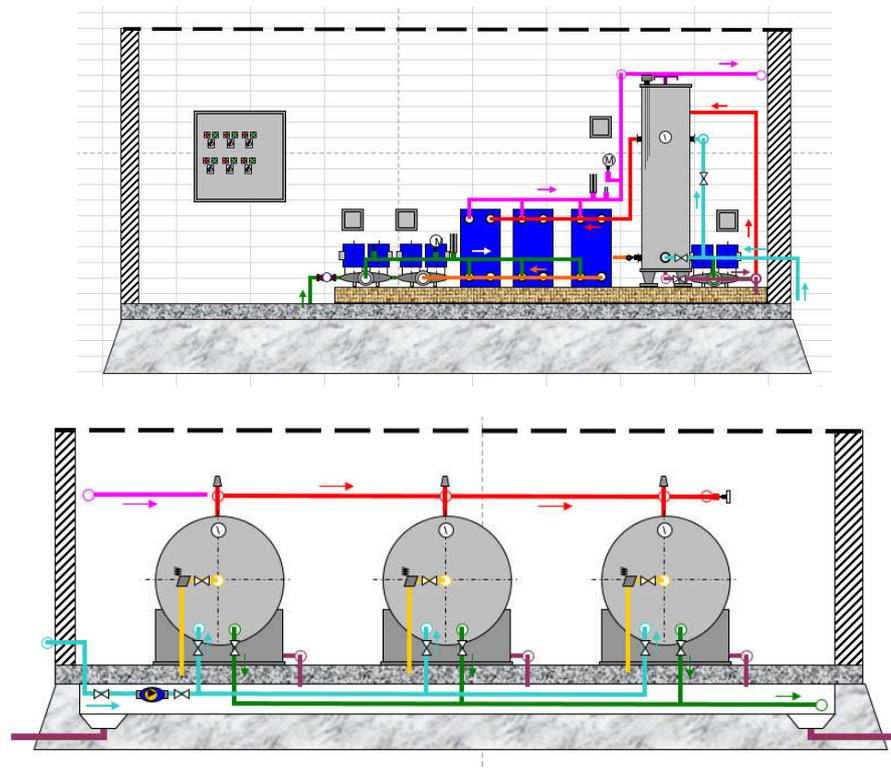
Anexo No.1 Conversión de los Portadores Energéticos del Hotel Rancho Luna.

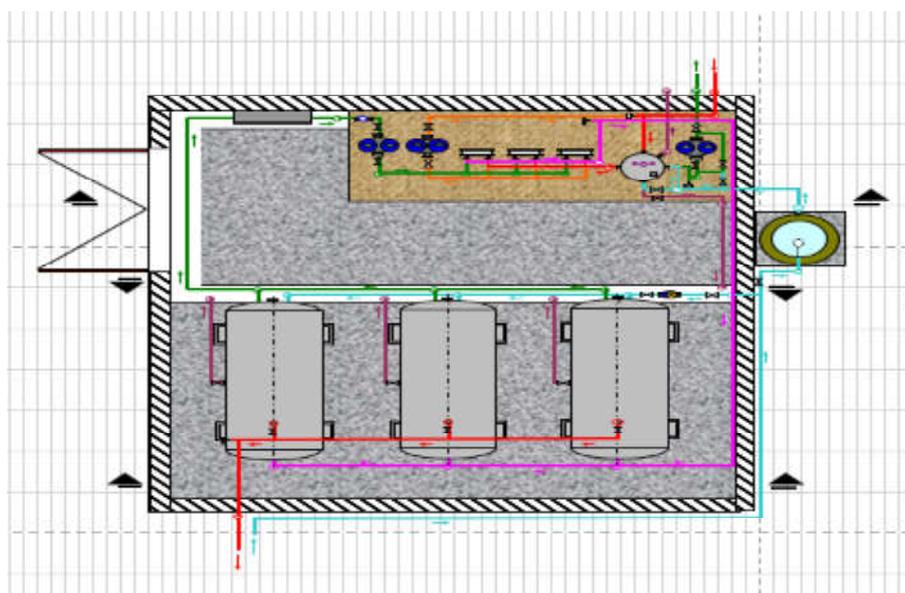
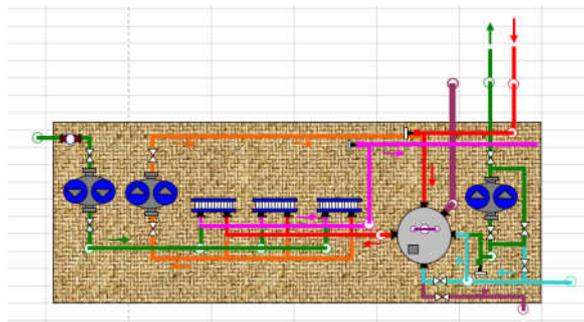
Año	Portadores	UM	F. Consumo	Consumo	TEP
2015	Electricidad	MWh	0,3502	1 236,258	432,9
	GLP	Lts	1833,4	42 686	23,3



2016	Diésel	Lts	1178,6	30,807	10,8
	Solar	MWh	0,3502	9868	8,37
	Electricidad	MWh	0,3502	1 349,051	472,4
	GLP	Lts	1833,4	41 456	22,6
	Diésel	Lts	1178,6	30,807	10,8
2017	Solar	MWh	0,3502	10 194	8,65
	Electricidad	MWh	0,3502	1 368,771	479,3
	GLP	Lts	1833,4	45 651	25
	Diésel	Lts	1178,6	18 331	15,6
	Solar	MWh	0,3502	30,807	10,8

Anexo No.2 Esquemas del Sistema Hidráulico de ACS del Campo Solar.





**Anexo No.3 Datos Energía Eléctrica Facturada en los Años 2015-2017.
Tarifa Eléctrica del Año 2015.**

Mes	HDO	DC	DR	FP	kWh (Pico)	kWh (Día)	kWh (Madrugada)	kWhP	kWh	K
ene.	5 922	270	250	0,99	18 633	46 545	40 554	1 448	107 180	5,1695
feb.	5 644	270	236	0,99	17 693	49 177	37 797	1 859	106 526	5,5999
mar.	5 683	270	255	0,99	16 847	52 146	34 043	1 933	104 969	4,7027
abr.	3 899	270	269	0,98	23 323	47 393	23 109	1 763	95 588	4,6031
may.	2 097	270	176	0,99	14 964	42 946	14 611	1 485	74 006	4,7805
jun.	2 347	270	226	0,99	16 063	59 185	17 593	1 732	94 573	4,8218
jul.	2 002	270	245	0,99	17 640	55 808	32 527	1 370	107 345	5,0601
ago.	3 016	270	270	0,99	19 352	60 083	32 160	1 996	113 591	5,0116
sep.	2 020	270	221	0,99	15 177	35 045	27 173	1 793	79 188	4,8773
oct.	2 531	270	270	0,90	18 466	51 541	28 669	1 981	100 657	4,0424
nov.	5 654	270	292	1,00	23 231	64 118	34 189	1 987	123 525	4,1593
dic.	5 232	270	328	0,97	25 035	67 692	34 287	2 096	129 110	4,0844



Tarifa Eléctrica del Año 2016.

Mes	HDO	DC	DR	FP	kWh (Pico)	kWh (Día)	kWh (Madrugada)	kWhP	kWh	K
ene.	6 238	270	286	0,99	20 521	54 978	28 888	1 960	106 347	4,2604
feb.	6 117	270	247	0,99	17 891	47 201	24 670	1 785	91 547	4,1322
mar.	5 908	270	262	0,99	22 261	59 605	29 945	1 997	113 808	4,2238
abr.	4 567	270	259	0,99	20 887	55 000	32 499	1 925	110 311	2,4219
may.	2 489	270	235	0,99	18 949	56 048	29 783	1 962	106 742	2,4332
jun.	2 663	270	240	0,99	18 009	56 031	32 301	1 915	108 256	2,4414
jul.	3 315	270	305	0,99	21 554	63 222	38 034	2 056	124 866	2,5078
ago.	3 576	270	295	0,98	22 747	69 974	42 061	2 135	136 917	2,5363
sep.	2 704	270	244	0,99	20 581	62 534	33 715	1 968	118 798	2,5388
oct.	3 146	270	246	0,99	19 332	60 004	31 673	1 993	113 002	2,5837
nov.	6 596	270	247	0,99	17 217	55 287	27 729	1 886	102 119	2,5215
dic.	1 185	270	270	0,99	18 363	63 340	32 625	2 010	116 338	2,4991

Tarifa Eléctrica del Año 2017

Mes	HDO	DC	DR	FP	kWh (Pico)	kWh (Día)	kWh (Madrugada)	kWhP	kWh	K
ene.	6 047	270	270	0,99	19 656	60 163	30 299	1 989	112 107	2,5738
feb.	5 505	270	270	0,99	18 763	57 212	27 347	1 790	105 112	2,5325
mar.	6 372	270	278	0,99	18 691	61 636	29 560	1 987	111 874	2,5141
abr.	4 157	270	286	0,98	15 013	63 787	31 171	1 939	111 910	3,1857
may.	1 632	270	234	0,99	14 405	50 182	27 277	1 904	93 768	3,2096
jun.	3 007	270	307	0,98	20 724	68 164	36 817	2 025	127 730	3,2863
jul.	6 069	270	362	0,98	29 362	92 696	50 551	2 407	175 016	3,1676
ago.	4 894	270	268	0,98	30 099	87 359	49 815	2 365	169 638	3,3315
sep.	1 588	270	269	0,99	12 905	47 109	27 542	1 832	89 388	3,1748
oct.	1 529	270	234	0,99	12 368	48 913	25 542	1 884	88 707	3,3617
nov.	3 021	270	270	0,98	10 231	53 165	25 731	1 842	90 969	3,2528
dic.	3 809	270	270	0,98	10 365	53 761	26 523	1 903	92 552	3,1886



Anexo No.4 Energía Eléctrica Estimada Real por Mes en los Años 2015-2016-2017.

Año	Mes	HDO	Habitación (kWh/mes)	Demás Áreas (kWh/mes)	E.E.E. Real (kWh/mes)
2015	ene.	197	362,46	117 674,4	189224,08
	feb.	188	362,46	117 674,4	185865,29
	mar.	189	362,46	117 674,4	186336,49
	abr.	130	362,46	117 674,4	164782,20
	may.	70	362,46	117 674,4	143010,43
	jun.	78	362,46	117 674,4	146030,93
	jul.	67	362,46	117 674,4	141862,64
	ago.	101	362,46	117 674,4	154113,79
	sep.	67	362,46	117 674,4	142080,12
	oct.	84	362,46	117 674,4	148254,02
	nov.	188	362,46	117 674,4	185986,11
	dic.	174	362,46	117 674,4	180887,50
2016	ene.	208	362,46	117 674,4	193042,00
	feb.	204	362,46	117 674,4	191580,07
	mar.	197	362,46	117 674,4	189054,94
	abr.	152	362,46	117 674,4	172852,97
	may.	83	362,46	117 674,4	147746,58
	jun.	89	362,46	117 674,4	149848,85
	jul.	111	362,46	117 674,4	157726,31
	ago.	119	362,46	117 674,4	160879,71
	sep.	90	362,46	117 674,4	150344,21
	oct.	105	362,46	117 674,4	155684,45
	nov.	253	362,46	117 674,4	193767,35
	dic.	40	362,46	117 674,4	131991,65
2017	ene.	202	362,46	117 674,4	190734,33
	feb.	184	362,46	117 674,4	184185,89
	mar.	212	362,46	117 674,4	194660,98
	abr.	139	362,46	117 674,4	167899,35
	may.	54	362,46	117 674,4	137392,30
	jun.	100	362,46	117 674,4	154005,05
	jul.	202	362,46	117 674,4	191000,14
	ago.	163	362,46	117 674,4	176803,79
	sep.	53	362,46	117 674,4	136860,70
	oct.	51	362,46	117 674,4	136147,86
	nov.	101	362,46	117 674,4	154174,20
	dic.	127	362,46	117 674,4	163694,82



Anexo No.5 Consumo de Agua Potable para Hoteles de 4 y 5 Estrellas y Alternativas de Reducción según la NC 45-9:1999.

Tipo de Consumo	Consumo (LtsDía/Hab)	
	Potencial	Reducido
Aseo personal	220	155
Descarga de inodoros	160	115
Servicios de restaurantes	80	55
Servicios de cafetería con comida	60	40
Servicios de bares	20	15
Servicios de peluquería	5	5
Limpieza interior incluyendo baños	40	40
Limpieza de áreas exteriores	20	20
Índice de Consumo General	605	445

Anexo No.6 Energía Térmica por Mes generada por el Campo Solar durante los Años 2015-2016-2017.

Año	Mes	HDO	Flujo ACS (l/hab)	Cp (kJ/kg°C)	ΔT (°C)	Efic. Solar	FC kJ a kWh	Qsolar (kWh/mes)
2015	ene.	5 922	155	4,194375	30	0,7	0,000278	45 870,70
	feb.	5 644	155	4,194375	30	0,7	0,000278	43 717,36
	mar.	5 683	155	4,194375	30	0,7	0,000278	44 019,45
	abr.	3 899	155	4,194375	30	0,7	0,000278	30 200,92
	may.	2 097	155	4,194375	30	0,7	0,000278	16 242,97
	jun.	2 347	155	4,194375	30	0,7	0,000278	18 179,42
	jul.	2 002	155	4,194375	30	0,7	0,000278	15 507,12
	ago.	3 016	155	4,194375	30	0,7	0,000278	23 361,37
	sep.	2 020	155	4,194375	30	0,7	0,000278	15 646,54
	oct.	2 531	155	4,194375	30	0,7	0,000278	19 604,65
	nov.	5 654	155	4,194375	30	0,7	0,000278	43 794,82
	dic.	5 232	155	4,194375	30	0,7	0,000278	40 526,09
2016	ene.	6 238	155	4,194375	30	0,7	0,000278	48 318,38



	feb.	6 117	155	4,194375	30	0,7	0,000278	47 381,13
	mar.	5 908	155	4,194375	30	0,7	0,000278	45 762,26
	abr.	4 567	155	4,194375	30	0,7	0,000278	35 375,12
	may.	2 489	155	4,194375	30	0,7	0,000278	19 279,33
	jun.	2 663	155	4,194375	30	0,7	0,000278	20 627,10
	jul.	3 315	155	4,194375	30	0,7	0,000278	25 677,37
	ago.	3 576	155	4,194375	30	0,7	0,000278	27 699,02
	sep.	2 704	155	4,194375	30	0,7	0,000278	20 944,68
	oct.	3 146	155	4,194375	30	0,7	0,000278	24 368,33
	nov.	6 596	155	4,194375	30	0,7	0,000278	51 091,38
	dic.	1 185	155	4,194375	30	0,7	0,000278	9 178,79
2017	ene.	6 047	155	4,194375	30	0,7	0,000278	46 838,93
	feb.	5 505	155	4,194375	30	0,7	0,000278	42 640,70
	mar.	6 372	155	4,194375	30	0,7	0,000278	49 356,32
	abr.	4 157	155	4,194375	30	0,7	0,000278	32 199,34
	may.	1 632	155	4,194375	30	0,7	0,000278	12 641,17
	jun.	3 007	155	4,194375	30	0,7	0,000278	23 291,66
	jul.	6 069	155	4,194375	30	0,7	0,000278	47 009,33
	ago.	4 894	155	4,194375	30	0,7	0,000278	37 908,01
	sep.	1 588	155	4,194375	30	0,7	0,000278	12 300,35
	oct.	1 529	155	4,194375	30	0,7	0,000278	11 843,35
	nov.	3 021	155	4,194375	30	0,7	0,000278	23 400,10
	dic.	3 809	155	4,194375	30	0,7	0,000278	29 503,80



Anexo No.7 Valores Calóricos para Combustibles Automotores según CUPET.

Productos Líquidos	UM	Valor Calórico
Gas Licuado de Petróleo	Kcal/kg	11 200
NAFTA	Kcal/kg	10 300
Gasolina Motor Ron 83	Kcal/kg	10 300
Gasolina Motor Ron 90	Kcal/kg	10 300
Gasolina Motor Ron 95	Kcal/kg	10 300
Gasolina Aviación	Kcal/kg	10 700
Queroseno	Kcal/kg	10 300
Turbocombustible Jet A1	Kcal/kg	10 300
Combustible Diésel	Kcal/kg	10 200
Sustitutos de Aguarrás	Kcal/kg	10 200
Gasóleo Pesado de Vacío	Kcal/kg	9 850
Diésel Marino (IFO)	Kcal/kg	9 750
Petróleo Combustible	Kcal/kg	9 700
Petróleo Diluido (DCO)	Kcal/kg	9 576
Petróleo Crudo Importado (MEREY)	Kcal/kg	9 633
Gasóleo de Vacío (AGO)	Kcal/kg	9 967
Asfaltos	Kcal/kg	9 000
Petróleo Crudo Importado	Kcal/kg	10 500
Petróleo Crudo nacional	Kcal/kg	9 050
Aceite Usado	Kcal/kg	9 700
Alcohol	Kcal/kg	6 300

Anexo No.8 Energía Térmica por MES generada por el GLP durante los Años 2015-2016-2017.

Año	Mes	G _{GLP} (l/mes)	Factor de Conversión (l/kg)	Valor Calórico (kcal/kg)	Q _{GLP} (kcal)	Q _{GLP} (kWht/mes)
2015	ene.	5 800	1,84887	11 200	35 134 974,34	40 828,25
	feb.	5 600			33 923 423,5	39 420,38
	mar.	6 200			37 558 076,01	43 643,99
	abr.	4 365			26 442 097,06	30 726,77
	may.	1 450			8 783 743,584	10 207,06
	jun.	1 860			11 267 422,8	13 093,20
	jul.	1 235			7 481 326,432	8 693,60
	ago.	1 600			9 692 406,713	11 262,96
	sep.	1 215			7 360 171,348	8 552,81



	oct.	2 325			14 084 278,51	16 366,49
	nov.	5 611			33 990 058,79	39 497,81
	dic.	5 425			32 863 316,51	38 188,49
2016	ene.	4 500	1,84887	11 200	27 259 893,88	31 677,09
	feb.	8 670			52 520 728,88	61 031,19
	mar.	5 590			33 862 845,95	39 349,98
	abr.	3 695			22 383 401,75	26 010,41
	may.	2 050			12 418 396,1	14 430,67
	jun.	2 500			15 144 385,49	17 598,38
	jul.	2 325			14 084 278,51	16 366,49
	ago.	1 861			11 273 480,56	13 100,24
	sep.	1 915			11 600 599,28	13 480,36
	oct.	2 000			12 115 508,39	14 078,71
	nov.	3 400			20 596 364,27	23 933,80
	dic.	2 950			17 870 374,88	20 766,09
2017	ene.	5 830	1,84887	11 200	35 316 706,96	41 039,43
	feb.	6 765			40 980 707,13	47 621,22
	mar.	5 728			34 698 816,03	40 321,41
	abr.	4 575			27 714 225,45	32 205,04
	may.	2 150			13 024 171,52	15 134,61
	jun.	1 850			11 206 845,26	13 022,80
	jul.	2 328			14 102 451,77	16 387,61
	ago.	2 280			13 811 679,57	16 049,72
	sep.	1 895			11 479 444,2	13 339,57
	oct.	2 990			18 112 685,05	21 047,66
	nov.	4 075			24 685 348,35	28 685,36
	dic.	5 185			31 409 455,51	36 499,04

Anexo No.9 Factores de Conversión para Combustibles Automotores según CUPET.

Combustibles Automotor	UM	Factor a 27 °C
Gasolina Motor Sin Plomo Ron 83	Lts/ton	1 386,58
Gasolina Motor Sin Plomo Ron 90	Lts/ton	1 364,44
Gasolina Motor Sin Plomo Ron 95	Lts/ton	1 346,80
Diésel Regular y Especial	Lts/ton	1 188,78



Anexo No.10 Energía Térmica Real por Mes durante los Años 2015-2016-2017.

Año	Mes	Q _{Solar} (kWh/mes)	Q _{GLP} (kWh/mes)	Q _{TérmicaReal} (kWh/mes)
2015	ene.	30 807	40 828,25	71635,25
	feb.	30 807	39 420,38	70227,38
	mar.	30 807	43 643,99	74450,99
	abr.	30 807	30 726,77	61533,77
	may.	30 807	10 207,06	41014,06
	jun.	30 807	13 093,20	43900,20
	jul.	30 807	8 693,60	39500,60
	ago.	30 807	11 262,96	42069,96
	sep.	30 807	8 552,81	39359,81
	oct.	30 807	16 366,49	47173,49
	nov.	30 807	39 497,81	70304,81
	dic.	30 807	38 188,49	68995,49
2016	ene.	30 807	31 677,09	62484,09
	feb.	30 807	61 031,19	91838,19
	mar.	30 807	39 349,98	70156,98
	abr.	30 807	26 010,41	56817,41
	may.	30 807	14 430,67	45237,67
	jun.	30 807	17 598,38	48405,38
	jul.	30 807	16 366,49	47173,49
	ago.	30 807	13 100,24	43907,24
	sep.	30 807	13 480,36	44287,36
	oct.	30 807	14 078,71	44885,71
	nov.	30 807	23 933,80	54740,80
	dic.	30 807	20 766,09	51573,09
2017	ene.	30 807	41 039,43	71846,43
	feb.	30 807	47 621,22	78428,22
	mar.	30 807	40 321,41	71128,41
	abr.	30 807	32 205,04	63012,04
	may.	30 807	15 134,61	45941,61
	jun.	30 807	13 022,80	43829,80
	jul.	30 807	16 387,61	47194,61
	ago.	30 807	16 049,72	46856,72
	sep.	30 807	13 339,57	44146,57
	oct.	30 807	21 047,66	51854,66
	nov.	30 807	28 685,36	59492,36
	dic.	30 807	36 499,04	67306,04



Anexo No.11 Catálogo de Chiller BROAD

Code	Model	Cooling capacity and heating capacity kW kW		Chilled w.		Cooling W.		Heating water		Exhaust consumption		Power demand and solution wt.		Unit ship. wt, chiller ship. Wt. and unit operation weight			Price Euro 1,000
				flowrate	pressure drop	flowrate	pressure drop	flowrate	pressure drop	cooling	heating	kW	t	t	t	t	
				m ³ /h	kPa	m ³ /h	kPa	m ³ /h	kPa	kg/h	kg/h						
two-stage	20	233	153	28.5	30	48.8	50	13.1	20	1453	1453	1.7	1.49	5.1	/	6.8	71
exhaust	50	582	382	71.3	30	122	50	32.7	20	3633	3633	4.3	3.51	8.4	/	12.6	146
chiller BE	75	872	572	107	30	183	50	49.0	20	5449	5449	4.6	4.39	10.9	5.4	16.6	184
exhaust	100	1 163	763	142	30	244	50	65.4	20	7265	7265	6.8	5.67	13.4	7	20.8	214
500°C	125	1 454	954	178	30	305	50	81.8	20	9081	9081	6.8	6.62	16	8.3	25	244
	150	1 745	1 148	214	40	366	50	98	20	10 898	10 898	6.8	7.56	18.1	9.2	28.2	268
	200	2 326	1 526	285	40	488	50	131	30	14 530	14 530	10.2	10.8	23.4	12	37.2	321
	250	2 908	1 902	356	50	610	60	163	30	17 356	17 356	10.2	12.1	/	14.5	43.3	370
	300	3 489	2 289	427	50	733	60	196	40	20 827	20 827	11.7	15.8	/	16.3	57.3	433
	400	4 652	3 051	570	50	977	60	262	40	27 769	27 769	13.2	18.2	/	21.3	67.6	520
	500	5 815	3 815	712	60	1 221	70	327	50	34 712	34 712	17.7	23	/	25.9	85.3	613
	600	6 978	4 592	854	60	1 465	70	394	50	41 654	41 654	20.7	29.1	/	29.9	109	689
	800	9 304	6 104	1 139	60	1 953	70	523	60	55 539	55 539	25.9	36.5	/	38.3	127	866
	1 000	11 630	7 630	1 429	60	2 442	70	654	60	69 423	69 423	34.9	41	/	37.5	138	1 030

Anexo No.12 Consumo Promedio Anual de los Combustibles Fuel Oil, Diésel y GLP en los años 2015-2016-2017.

Consumo de Combustible Sistema Convencional					
Portadores	UM	F. Consumo	Consumo	TEP	Total TEP
Fuel Oil	t/año	0,9903	360	363,5	394
GLP	l/año	2132,4	43264,33	20,3	
Diésel	l/año	1241,48	12797,67	10,3	



Anexo No.13 Cálculo Económico

Datos iniciales	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ingresos (I), \$		360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1
Gastos (G), \$		231257	231257	231257	231257	231257	231257	231257	231257	231257
Costo inversión (Ko)	-468818									
Tasa de descuento (r) , %		8	8	8	8	8	8	8	8	8
Tasa de inflación (f), %		5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Margen de riesgo, %		3	3	3	3	3	3	3	3	3
Tasa de impuesto (t), %		35	35	35	35	35	35	35	35	35
Vida útil estimada, años		25	25	25	25	25	25	25	25	25
Resultados	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Depreciación (Dep), \$		18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72
Flujo de caja (Fc), \$		90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37
Tasa de descuento real (R)		0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Tasa de descuento real con margen (D)		0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Factor de descuento (Fdesc.)		0,95	0,90	0,85	0,80	0,76	0,72	0,68	0,64	0,61
Flujo de caja descontado (Fd), \$		85488,36	80907,69	76572,47	72469,54	68586,45	64911,42	61433,32	58141,58	55026,21
Flujo descontado acumulado (Fda),VPN, \$	-468818	-383329,64	-302421,95	-225849,48	-153379,94	-84793,49	-19882,07	41551,25	99692,82	154719,04

Datos iniciales	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Ingresos (I), \$	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1
Gastos (G), \$	231257	231257	231257	231257	231257	231257	231257	231257	231257	231257
Costo inversión (Ko)										
Tasa de descuento (r) , %	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Tasa de inflación (f), %	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Margen de riesgo, %	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Tasa de impuesto (t), %	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Vida útil estimada, años	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Resultados	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Depreciación (Dep), \$	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72



Flujo de caja (Fc), \$	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,367
Tasa de descuento real (R)	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Tasa de descuento real con margen (D)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Factor de descuento (Fdesc.)	0,58	0,55	0,52	0,49	0,46	0,44	0,41	0,39	0,37	0,37	0,35
Flujo de caja descontado (Fd), \$	52077,78	49287,33	46646,39	44146,97	41781,48	39542,79	37423,93	35418,67	33520,86	31724,7292	
Flujo descontado acumulado (Fda),VPN, \$	52077,78	101365,11	148011,51	192158,48	233939,96	273482,68	310906,62	346325,29	379846,14	411570,872	

Datos iniciales	20	21	22	23	24	25
Ingresos (I), \$	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1	360126,1
Gastos (G), \$	231257	231257	231257	231257	231257	231257
Costo inversión (Ko)						
Tasa de descuento (r), %	8	8	8	8	8	8
Tasa de inflación (f), %	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Margen de riesgo, %	3	3	3	3	3	3
Tasa de impuesto (t), %	35	35	35	35	35	35
Vida útil estimada, años	25	25	25	25	25	25
Resultados	20	21	22	23	24	25
Depreciación (Dep), \$	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72	18752,72
Flujo de caja (Fc), \$	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37	90328,37
Tasa de descuento real (R)	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Tasa de descuento real con margen (D)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Factor de descuento (Fdesc.)	0,33	0,31	0,30	0,28	0,27	0,25
Flujo de caja descontado (Fd), \$	30024,84	28416,04	26893,44	25452,43	24088,63	22797,90
Flujo descontado acumulado (Fda),VPN, \$	30024,84	58440,89	85334,33	110786,75	134875,39	157673,29